

Оператор на ЕЕС

Сектор за стратешко планирање
и анализа на ЕЕС



СТУДИЈА ЗА РАЗВОЈ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА НА РЕПУБЛИКА МАКЕДОНИЈА ВО ПЕРИОДОТ 2010 – 2020 ГОДИНА

јули, 2011 година

*Сами за себе, развојнијие њланови немаајј некое ђолемо значење.
Висџинскајџа вредносџ е во конџинуиранојџ џроцес на исџразување и џланирање.
џроф. д-р Драђослав Рајичиќ*

Наслов: Студија за развој на преносната мрежа на Република Македонија

Координатор: Елизабета С. Атанасова

Автори: Климент Наумоски
Александар Пауноски
Елена Ачкоска

Консултанти: Енергетски Институт „Хрвоје Пожар“ – Загреб
Технички факултет – Битола

Директор
на Оператор на ЕЕС: Зоран Тодоровски

СОДРЖИНА

1.	ВОВЕД.....	8
1.1.	ПРЕСТРУКТУИРАЊЕ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИОТ СЕКТОР.....	8
1.2.	СТРУКТУРА НА ЕВРОПСКАТА ПРЕНОСНА МРЕЖА.....	9
1.3.	СТРУКТУРА НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИ СЕКТОР ВО РЕПУБЛИКА МАКЕДОНИЈА.....	10
1.4.	ПЛАНИРАЊЕ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА.....	19
2.	ВЛЕЗНИ ПОДАТОЦИ ЗА ПЛАНИРАЊЕ.....	21
2.1.	ОПИС НА ТИПОВИ ПОДАТОЦИ ЗА ПЛАНИРАЊЕ.....	21
2.2.	ИЗВЕШТАЈ ОД ПРОЦЕСОТ НА ПРИБИРАЊЕ НА ВЛЕЗНИТЕ ПОДАТОЦИ.....	21
2.3.	ДОВЕРЛИВОСТ НА ПОДАТОЦИТЕ.....	22
3.	КРИТЕРИУМИ И МЕТОДОЛОГИИ ЗА АНАЛИЗИ.....	23
3.1.	МОДЕЛИРАЊЕ НА ЕЛЕМЕНТИТЕ ОД ПРЕНОСНАТА МРЕЖА.....	23
3.2.	ТЕКОВИ НА МОЌНОСТИ И НАПОНСКИ ПРИЛИКИ.....	24
3.3.	ОПТИМАЛНИ РАСПРЕДЕЛБА НА РЕАКТИВНИ МОЌНОСТИ.....	26
3.4.	ПРЕНОСНИ КАПАЦИТЕТИ.....	27
3.5.	СТРУИ НА КУСИ ВРСКИ.....	28
3.6.	ДИНАМИЧКИ СИМУЛАЦИИ.....	29
3.7.	ЕКОНОМСКИ ПРЕСМЕТКИ.....	31
3.8.	КРИТЕРИУМИ ЗА РЕВИТАЛИЗАЦИЈА НА ЕЛЕМЕНТИТЕ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА.....	33
3.9.	ПОПРАВКИ И ОДРЖУВАЊЕ НА ДВОСИСТЕМСКИ ДАЛЕКУВОДИ.....	34
3.10.	НАСОКИ ЗА РАЗВОЈ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА.....	34
3.11.	МЕТОДОЛОГИЈА НА ПЛАНИРАЊЕ.....	35
4.	БИЛАНС НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА И МОЌНОСТ.....	38
4.1.	ВОВЕД.....	38
4.2.	ПОДЛОГИ И ПРЕТПОСТАВКИ.....	38
4.3.	ПРИКАЗ НА БИЛАНСИТЕ.....	39
4.4.	ПОТРОШУВАЧКА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА И МАКСИМАЛНО ОПТОВАРУВАЊЕ.....	39
4.5.	ПЛАНОВИ ЗА РАЗВОЈ НА НОВИ ЕЛЕКТРИЧНИ ЦЕНТРАЛИ.....	47
5.	МРЕЖНИ МОДЕЛИ И СЦЕНАРИЈА.....	52
5.1.	МРЕЖНИ МОДЕЛИ.....	52
5.2.	СЦЕНАРИЈА.....	55
5.3.	ОЗНАЧУВАЊЕ НА РАЗЛИЧНИТЕ СЦЕНАРИЈА.....	61
6.	АНАЛИЗА НА ПРЕНОСНА МРЕЖА ЗА 2010 ГОДИНА.....	63
6.1.	ОСНОВНИ КАРАКТЕРИСТИКИ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА ЗА 2010 ГОДИНА.....	63
6.2.	БИЛАНСИ НА РАЗМЕНА НА МОЌНОСТ НА ЗЕМЈИТЕ ОД РЕГИОНОТ.....	65
6.3.	СЦЕНАРИО 2010 – Р3% – АВС – НV.....	66
6.4.	СЦЕНАРИО 2010 – Р3% – АВС – НН.....	70
6.5.	СЦЕНАРИО 2010 – Р3% – АВС – НS.....	75
6.6.	СЦЕНАРИО 2010 – Р3% – АВС – НV СО ПОДОБРЕНИ НАПОНСКИ ПРИЛИКИ.....	79
6.7.	РЕШЕНИЈА ЗА НАДМИНУВАЊЕ НА ПРОБЛЕМИТЕ.....	81
6.8.	ПРИКЛУЧОК НА НОВИ ЕЛЕМЕНТИ НА ПРЕНОСНА МРЕЖА ВО 2010 ГОДИНА.....	83
6.9.	РЕВИТАЛИЗАЦИЈА НА ДАЛЕКУВОДИ.....	85
6.10.	ПРЕСМЕТКА НА НТС.....	86
6.11.	СТРУИ НА КУСИ ВРСКИ.....	87
7.	АНАЛИЗА НА ПРЕНОСНА МРЕЖА ЗА 2011 ГОДИНА.....	89
7.1.	ОСНОВНИ КАРАКТЕРИСТИКИ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА ЗА 2011 ГОДИНА.....	89
7.2.	БИЛАНСИ НА РАЗМЕНА НА МОЌНОСТ НА ЗЕМЈИТЕ ОД РЕГИОНОТ.....	91
7.3.	СЦЕНАРИО 2011 – Р3% – АВС – НV.....	92
7.4.	СЦЕНАРИО 2011 – Р3% – АВС – НН.....	95

7.5.	СЦЕНАРИО 2011 – Р3% – АВС – НS	99
7.6.	РЕШЕНИЈА ЗА НАДМИНУВАЊЕ НА ПРОБЛЕМИТЕ.....	104
7.7.	ПРИКЛУЧОК НА НОВИ ЕЛЕМЕНТИ НА ПРЕНОСНА МРЕЖА ВО 2011 ГОДИНА.....	106
7.8.	РЕВИТАЛИЗАЦИЈА НА ДАЛЕКУВОДИ	109
7.9.	ПРЕСМЕТКА НА НТС	110
7.10.	ДИНАМИЧКА СТАБИЛНОСТ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИОТ СИСТЕМ.....	111
8.	АНАЛИЗА НА ПРЕНОСНА МРЕЖА ЗА 2012 ГОДИНА.....	128
8.1.	ОСНОВНИ КАРАКТЕРИСТИКИ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА ЗА 2012 ГОДИНА.....	128
8.2.	БИЛАНСИ НА РАЗМЕНА НА МОЌНОСТ НА ЗЕМЈИТЕ ОД РЕГИОНОТ.....	130
8.3.	СЦЕНАРИО 2012 – Р3% – АВС – НV.....	131
8.4.	СЦЕНАРИО 2012 – Р3% – АВС – НN.....	134
8.5.	СЦЕНАРИО 2012 – Р3% – АВС – НS.....	136
8.6.	РЕШЕНИЈА ЗА НАДМИНУВАЊЕ НА ПРОБЛЕМИТЕ.....	139
8.7.	ПРИКЛУЧОК НА НОВИ ЕЛЕМЕНТИ НА ПРЕНОСНА МРЕЖА ВО 2012 ГОДИНА.....	140
8.8.	РЕВИТАЛИЗАЦИЈА НА ДАЛЕКУВОДИ	140
8.9.	ПРЕСМЕТКА НА НТС	140
9.	АНАЛИЗА НА ПРЕНОСНА МРЕЖА ЗА 2013 ГОДИНА.....	142
9.1.	ОСНОВНИ КАРАКТЕРИСТИКИ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА ЗА 2013 ГОДИНА.....	142
9.2.	БИЛАНСИ НА РАЗМЕНА НА МОЌНОСТ НА ЗЕМЈИТЕ ОД РЕГИОНОТ.....	145
9.3.	СЦЕНАРИО 2013 – Р3% – АВС – НV.....	146
9.4.	СЦЕНАРИО 2013 – Р3% – АВС – НN.....	149
9.5.	СЦЕНАРИО 2013 – Р3% – АВС – НS.....	152
9.6.	РЕШЕНИЈА ЗА НАДМИНУВАЊЕ НА ПРОБЛЕМИТЕ.....	156
9.7.	ПРИКЛУЧОК НА НОВИ ЕЛЕМЕНТИ НА ПРЕНОСНА МРЕЖА ВО 2013 ГОДИНА.....	157
9.8.	РЕВИТАЛИЗАЦИЈА НА ДАЛЕКУВОДИ	160
9.9.	ПРЕСМЕТКА НА НТС	160
10.	АНАЛИЗА НА ПРЕНОСНА МРЕЖА ЗА 2015 ГОДИНА.....	162
10.1.	ОСНОВНИ КАРАКТЕРИСТИКИ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА ЗА 2015 ГОДИНА.....	162
10.2.	БИЛАНСИ НА РАЗМЕНА НА МОЌНОСТ НА ЗЕМЈИТЕ ОД РЕГИОНОТ.....	165
10.3.	СЦЕНАРИО 2015 – Р3% – А – НN.....	167
10.4.	2015 – Р3% – А – НN СО СЕКЦИОНИРАНИ 110 kV СОБИРНИЦИ ВО ТC СКОПЈЕ 1.....	170
10.5.	СЦЕНАРИО 2015 – Р3% – В – НN.....	175
10.6.	СЦЕНАРИО 2015 – Р3% – С – НN.....	178
10.7.	СЦЕНАРИО 2015 – Р3% – С – НN – ТIЗ	181
10.8.	СЦЕНАРИО 2015 – Р3% – С – НN – ТSЈ.....	184
10.9.	СЦЕНАРИО 2015 – Р3% – А – НN – VEC	187
10.10.	СЦЕНАРИО 2015 – Р1% – А – НN	190
10.11.	СЦЕНАРИО 2015 – Р1% – В – НN.....	192
10.12.	СЦЕНАРИО 2015 – Р1% – С – НN.....	194
10.13.	РЕШЕНИЈА ЗА НАДМИНУВАЊЕ НА ПРОБЛЕМИТЕ.....	196
10.14.	ПРИКЛУЧОК НА НОВИ ЕЛЕМЕНТИ НА ПРЕНОСНА МРЕЖА ВО 2015 ГОДИНА.....	202
10.15.	РЕВИТАЛИЗАЦИЈА НА ДАЛЕКУВОДИ	210
10.16.	ПЛАНИРАНА КОНФИГУРАЦИЈА НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА ВО 2015 ГОДИНА.....	210
10.17.	ПРЕСМЕТКА НА НТС	212
11.	АНАЛИЗА НА ПРЕНОСНА МРЕЖА ЗА 2020 ГОДИНА.....	213
11.1.	ОСНОВНИ КАРАКТЕРИСТИКИ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА ЗА 2020 ГОДИНА.....	213
11.2.	БИЛАНСИ НА РАЗМЕНА НА МОЌНОСТ НА ЗЕМЈИТЕ ОД РЕГИОНОТ.....	217
11.3.	СЦЕНАРИО 2020 – Р3% – А – НN.....	219
11.4.	СЦЕНАРИО 2020 – Р3% – В – НN.....	223
11.5.	СЦЕНАРИО 2020 – Р3% – С – НN.....	226
11.6.	СЦЕНАРИО 2020 – Р3% – С – НN – ТIЗ	229
11.7.	СЦЕНАРИО 2020 – Р3% – С – НN – ТSЈ.....	232
11.8.	СЦЕНАРИО 2020 – Р3% – А – НN – VEC	235
11.9.	СЦЕНАРИО 2020 – Р1% – А – НN	238

11.10.	СЦЕНАРИО 2020 – P1% – В – НН.....	241
11.11.	СЦЕНАРИО 2020 – P1% – С – НН.....	243
11.12.	РЕШЕНИЈА ЗА НАДМИНУВАЊЕ НА ПРОБЛЕМИТЕ.....	245
11.13.	ПРИКЛУЧОК НА НОВИ ЕЛЕМЕНТИ НА ПРЕНОСНА МРЕЖА ВО 2020 ГОДИНА.....	246
11.14.	РЕВИТАЛИЗАЦИЈА НА ДАЛЕКУВОДИ.....	253
11.15.	ПЛАНИРАНА КОНФИГУРАЦИЈА НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА ВО 2020 ГОДИНА.....	253
11.16.	ПРЕСМЕТКА НА НТС.....	255
11.17.	СТРУИ НА КУСИ ВРСКИ.....	255
12.	ВИЗИЈА ЗА РАЗВОЈ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА ПОСЛЕ 2020 ГОДИНА СО ОСВРТ НА 2030 ГОДИНА.....	258
12.1.	ОСНОВНИ ПРЕТПОСТАВКИ ЗА КРЕИРАЊЕ МОДЕЛ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА ЗА 2030 ГОДИНА.....	258
12.2.	АНАЛИЗА НА СОСТОЈБАТА И ОСВРТ НА ПРОБЛЕМИТЕ ВО 2030 ГОДИНА.....	258
12.3.	ИЗГЛЕД НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА ВО 2030 ГОДИНА.....	264
13.	СВЕТСКИ ТРЕНДОВИ ВО РАЗВОЈОТ НА ПРЕНОСНИТЕ МРЕЖИ	268
13.1.	ПРИМЕНА НА СОВРЕМЕНИ ТЕХНОЛОГИИ ВО ПРЕНОСНИТЕ МРЕЖИ	268
13.2.	НОВИ И НЕКОНВЕНЦИОНАЛНИ ТЕХНОЛОГИИ ЗА ПОДОБРО ИСКОРИСТУВАЊЕ НА ПОСТОЈНАТА ПРЕНОСНА МРЕЖА.....	268
13.3.	НОВИ И НЕКОНВЕНЦИОНАЛНИ ТЕХНОЛОГИИ ЗА РАЗВОЈ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА	270
13.4.	СУПЕРМРЕЖА.....	271
14.	ИНВЕСТИЦИСКИ ПЛАН ЗА ПЕРИОДОТ 2010 – 2020 ГОДИНА.....	275
14.1.	ЛИСТА НА НОВИ ПРЕНОСНИ ПРОЕКТИ И ОБЈЕКТИ ЗА РЕКОНСТРУКЦИЈА.....	275
14.2.	ИНВЕСТИЦИСКИ ПЛАН.....	276
14.3.	КРЕДИТИРАЊЕ НА ПРОЕКТТЕ И КОРИСТЕЊЕ НА СРЕДСТВА ОД ПОТЕНЦИЈАЛНИ ФОНДОВИ.....	276
14.4.	НАЦИОНАЛНА И МЕЃУНАРОДНА РЕГУЛАТИВА ЗА ИМПЛЕМЕНТАЦИЈА НА ПРЕНОСНИТЕ ПРОЕКТИ	277
14.5.	ПРОЦЕДУРА ЗА ИМПЛЕМЕНТАЦИЈА НА ПРОЕКТТЕ	278
14.6.	ПРЕПОРАКИ ЗА МЕНАЦИРАЊЕ НА ПРОЕКТТЕ.....	281
15.	SAF ИЗВЕШТАИ.....	282
15.1.	КРИТЕРИУМ ЗА АДЕКВАТНОСТ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИ СИСТЕМ	282
15.2.	ПОИМИ ВО SAF ИЗВЕШТАИТЕ	283
15.3.	ОЦЕНКА НА АДЕКВАТНОСТА НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИОТ СИСТЕМ	286
16.	РЕЗИМЕ НА АНАЛИЗИТЕ	290
16.1.	ПЛАНИРАЊЕ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА	290
16.2.	ВЛЕЗНИ ПОДАТОЦИ	290
16.3.	КАРАКТЕРИСТИКИ НА ТЕКОВНИТЕ СОСТОЈБИ ВО ПРЕНОСНАТА МРЕЖА	291
16.4.	НАДГРАДБА НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА СО НОВИ ЕЛЕМЕНТИ	291
16.5.	ВЛИЈАНИЕ НА РЕГИОНАЛНИТЕ ТРАНЗИТИ.....	295
16.6.	ИНТЕГРИРАЊЕ НА ВЕТЕРНИ ЕЛЕКТРИЧНИ ЦЕНТРАЛИ	295
16.7.	РЕВИТАЛИЗАЦИЈА И ОДРЖУВАЊЕ НА ДАЛЕКУВОДИ	295
16.8.	ПРИКЛУЧОЦИ НА НОВИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИ ОБЈЕКТИ.....	296
16.9.	НОВИ ИНТЕРКОНЕКТИВНИ ДАЛЕКУВОДИ.....	296
16.10.	ПРЕКУГРАНИЧНИ ПРЕНОСНИ КАПАЦИТЕТИ – НТС	297
16.11.	СТРУИ НА КУСИ ВРСКИ.....	298
16.12.	ДИНАМИЧКА СТАБИЛНОСТ.....	298
16.13.	ВИЗИЈА ЗА РАЗВОЈ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА ПОСЛЕ 2020 ГОДИНА	299
17.	ЛИТЕРАТУРА.....	300
18.	ПРИЛОЗИ.....	302
18.1.	ПРИЛОГ А.....	303
18.2.	ПРИЛОГ Б.....	306
18.3.	ПРИЛОГ В.....	307
18.4.	ПРИЛОГ Г	309

1. ВОВЕД

1.1. ПРЕСТРУКТУИРАЊЕ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИОТ СЕКТОР

Интегрираниот електроенергетски систем, како една од најкомплексните машини создадена од страна на човекот, над еден век успешно ја извршува основната функција – задоволување на потрошувачите со потребните количини и квалитет на електрична енергија. И покрај огромните чекори што електроенергетиката во светот ги оствари во својот развој, во последните неколку децении од минатиот век се судри со многу проблеми. Постојат најмалку три причини што наметнуваат да се размислува за поинакви пристапи кон решавање на проблемите во електроенергетиката:

- Енергетските ресурси од кои се добива електрична енергија се со ограничен век на траење. Истовремено тие се географски и геополитички нерамномерно разместени.
- Постои хроничен дефицит на електрична енергија во светски рамки.
- Состојбата со загадувањето на човековата животна средина е алармантна. Во огромен дел ваквата состојба се должи на електроенергетските конвенционални производни објекти.

Поради решавање на проблемите исправени пред светската електроенергетика – започна процес на реформи. Тие содржат институционални, законодавни и технолошки промени. Се работи за процес на дерегулација, односно за преиспитување и промена на постојната и воспоставување на нова законска подлога врз која што ќе се развива електроенергетиката во наредниот период. Во основа, новите законски решенија се насочени кон реструктуирање на големите, сега веќе инертни, електроенергетски системи, со воведување на пазарни механизми и конкуренција во електроенергетската дејност.

До 1988 година скоро сите светски електроенергетски компании имаа вертикален организационен модел. Во одредено географско подрачје управувањето со производството, преносот и дистрибуцијата на електрична енергија се изведуваше од еден центар. Генерално, одговорноста за управување беше поделена меѓу националниот диспечерски центар (производство и пренос) и локалните дистрибуциски центри на управување (дистрибуција).

Дерегулацијата на електроенергетскиот сектор во светот започнува во 80-тите години, а првите земји во Европа (Англија, Велс, Норвешка) го започнаа овој процес во почетокот на 90-тите години. Во САД процесот на дерегулација започнува во 1992 година.

Сè до 1990 година преносните систем-оператори се дел од вертикално интегрирани компании кои во себе ги вклучуваат сите делови од електроенергетскиот сектор: производство, пренос и дистрибуција на електрична енергија. Во 1990 година, со бранот на реструктуирање и приватизација во енергетскиот сектор, во Велика Британија се формира првиот независен преносен систем-оператор. Преносните систем-оператори стануваат одговорни за:

- пренос на електрична енергија преку високонапонските мрежи,
- пристап до својата мрежа на секој учесник на пазарот, според недискриминаторни и транспарентни правила: производствените компании, трговци, снабдувачи, дистрибутери и директни потрошувачи,
- сигурност во снабдувањето и загарантирана сигурна работа и управување на системот,
- планирање и развој на преносната инфраструктура.

Основата за преземањето на реформи во електроенергетскиот сектор во Европа се наоѓа во директивата 96/92/ЕС на Европската Унија. Со неа се наложува реструктурирање на националните електроенергетски системи во насока на вклучување на пазарните закономерности и во овој сектор на економијата.

Во новите услови, интегрираниот електроенергетски систем започнува постепено да се дезинтегрира. Електроенергетските функции се раздвојуваат. Носителите на секоја од функциите се посебни субјекти меѓу кои владеат пазарни односи.

Преносната мрежа, како природен монопол, има улога на крвоток на пазарот на електрична енергија. Мрежата истовремено ги обединува и сервисира сите субјекти на пазарот на електрична енергија, создавајќи услови за фер и конкурентни односи. Од тие причини, како основен столб на реформите во електроенергетскиот сектор се преносните систем-оператори коишто ја управуваат преносната мрежа. Воспоставувањето на независните систем-оператори е од посебна важност за развојот на пазарот, трговијата со електрична енергија, но и финансирањето на изградбата на нови инфраструктурни објекти.

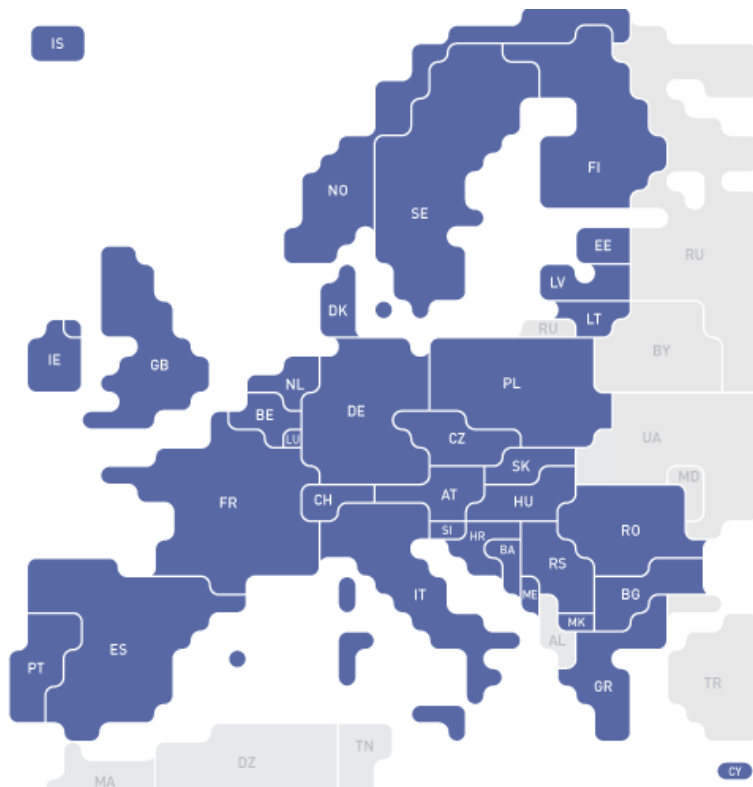
1.2. СТРУКТУРА НА ЕВРОПСКАТА ПРЕНОСНА МРЕЖА

Напредокот на технологијата за опремата за напон 400 kV технологија и политичката интеграција на Западна Европа го поттикнува развојот на западно-европскиот интерконектиран електроенергетски систем, замислен уште од 1930 година и формиран во втората половина од 20-тиот век.

Преносните систем-оператори од земјите од западниот, централниот, јужниот и југоисточниот дел на Европа, ги интерконектираа своите преносни мрежи и ја формираа UCTE организацијата (Union pour la Coordination du Transport de l'Electricité). Слични интерконектирани преносни мрежи се формираа во Ирска, Велика Британија, Скандинавија и Балтичките држави, претставени од регионалните организации ATSOI (Association of TSOs in Ireland), UKTSOA (United Kingdom Transmission System Operators Association), NORDEL (Organisation for Nordic Electric Power Cooperation) и BALTSO (Baltic Transmission System Operators). Наведените интерконектирани системи, заради географската одвоеност, не се синхронизирани еден со друг. Меѓутоа, постојат високонапонски водови со еднонасочен напон (DC врски) кои овозможуваат размена на електрична енергија меѓу овие системи.

Со воспоставување на внатрешниот пазар на електрична енергија во Европската Унија, споменатите регионални организации, заедно со земјите членки, нивните регулаторни тела и Европската Комисија, ја увидоа потребата од широка европска хармонизација на условите за користење и правилата за пристап на мрежа, пред сè за потребите на прекуграничната трговија со електрична енергија. За таа цел, во јули 2009, ATSOI, UKTSOA, NORDEL, BALTSO и UCTE го формираат Здружението на европски преносни систем-оператори, ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), слика 1.

слика 1. Држави членки на ENTSO-E, статус 2010 година



Извор: ENTSO-E

1.3. СТРУКТУРА НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИ СЕКТОР ВО РЕПУБЛИКА МАКЕДОНИЈА

1.3.1. Организација на електроенергетскиот сектор

До 2005 година во електроенергетскиот сектор на Република Македонија централна и доминантна улога има Електростопанство на Македонија, кое претставува вертикално интегриран монопол кој произведува, пренесува и дистрибуира електрична енергија.

Во 2004 година сеопфатниот процес на реформи го зафаќа и електроенергетскиот сектор во нашата земја и започнува постапка за реструктурирање. Електростопанство на Македонија е поделено и реорганизирано, во согласност со директивите и препораките на Европската Унија, што воедно е предуслов за либерализација на електроенергетскиот сектор и создавање на услови за приватизација на одредени компоненти од компанијата. Реструктурирањето се реализира преку поделба на Електростопанство на Македонија на нови компании, кои треба да работат независно една од друга. Со тоа се направи обид за создавање:

- конкуренција во делот на производството на електрична енергија,
- регулирани услови на работа во секторот за пренос на електрична енергија, кој претставува природен монопол,
- конкуренција во секторот за дистрибуција на електрична енергија.

После реструктурирањето, стопанисувањето со електроенергетскиот систем на Република Македонија го вршат четири субјекти и тоа:

- АД ЕЛЕМ – Скопје (Електрани на Македонија), во државна сопственост, акционерско друштво за производство и снабдување на електрична енергија,
- АД МЕПСО – Скопје, (Македонски електропреносен систем оператор), во државна сопственост, Оператор на електропреносниот систем на Македонија – акционерско

друштво за пренос на електрична енергија и управување со електроенергетскиот систем на Македонија,

- ЕСМ Македонија АД, дистрибутивната компанија (подоцна во приватна сопственост) и
- АД ТЕЦ Неготино, во државна сопственост, акционерско друштво за производство на електрична енергија.

За жал, фокусот на реформите наместо да се насочи кон структурални и технолошки промени, во многу рана фаза се насочи кон приватизациски активности.

Како последица од прерано спроведената приватизација останаа нецелосно регулирани односите помеѓу новоформираните компании, лоша меѓусебна координираност на секојдневните активности, како и неусогласеност на развојните планови.

1.3.2. Опис на електроенергетскиот систем и преносната мрежа

Производственото портфолио на електроенергетскиот систем на Република Македонија се состои од хидроелектрични и термоелектрични центри. Нивната вкупна инсталирана моќност во 2010 година изнесувала 1885 MW, од кои 543 MW (т.е. 29%) се на хидроелектричните центри, а 1342 MW (т.е. 71%) се на термоелектричните центри.

Најголем производен објект во електроенергетскиот систем на Република Македонија е ТЕЦ Битола со 675 MW инсталирана моќност и годишно производство од околу 4400 GWh што покрива приближно 50% од вкупната потрошувачка на електрична енергија во Република Македонија. ТЕЦ Битола е лоцирана во југозападниот дел од државата и претставува стожер на електроенергетскиот систем.

ТЕЦ Осломеј е лоцирана во западниот дел од Републиката, во близина на Кичево, има инсталирана моќност од 120 MW и годишно произведува околу 500 GWh.

Во централниот дел, во близина на 400 kV трансформаторска станица Дуброво е лоцирана ТЕЦ Неготино, со инсталирана моќност од 210 MW. ТЕЦ Неготино се користи повремено, во исклучителни случаи, бидејќи како гориво користи мазут и производството е со повисока цена отколку кај другите електрични центри во електроенергетскиот систем (цената на мазутот има пазарна вредност и е подложна на големи осцилации).

Во 2010 година се очекува во погон да влезе термоелектричната централа – топлана ТЕТО со инсталирана моќност од 257 MW и проценето годишно производство од 1900 GWh. ТЕТО претставува прва постројка за комбинирано производство од ваков вид во земјата. Постојката е лоцирана на просторот на топлана Исток на Топлификација АД во Скопје.

Во кругот на комплексот Рудници и Железарница – Скопје е активирана постројката КОГЕЛ-1 со инсталирана моќност од 30 MW. Дополнително, во објектот Енергетика е ревитализирана и ставена во погон производната постројка КОГЕЛ-2 со инсталирана моќност од 30 MW.

Основните потреби за електрична енергија на потрошувачите од електроенергетскиот систем на Република Македонија се задоволуваат преку производството на термоелектричните центри, односно тие се ангажираат за покривање на „базниот дел“ од потрошувачката.

Најголем дел од хидроелектричните центри се сместени во западниот дел од Републиката и ги користат водените потенцијалите на сливните подрачја на реките Вардар, Црн Дрим, Радика и Треска. Мавровскиот хидроенергетски систем со трите центри ХЕЦ Вруток, ХЕЦ Равен и ХЕЦ Врбен има вкупна инсталирана моќност од 213 MW и претставува еден од најголемите и најсложените хидросистеми во Република Македонија. Во вкупната инсталирана моќност на хидроелектричните центри во земјава овој систем учествува со околу 40%. На сливното подрачје на реката Црн Дрим се лоцирани ХЕЦ Шпиље (со инсталирана моќност 84 MW, во близината на Дебар) и ХЕЦ Глобочица (42 MW). ХЕЦ Козјак (со инсталирана моќност од 88 MW)

е последно изградена електрична централа и е лоцирана на реката Треска, во близина на Скопје. Во централниот дел на државата, на сливното подрачје на Црна Река во близина на Кавадарци се наоѓа ХЕЦ Тиквеш (со инсталирана моќност од 116 MW).

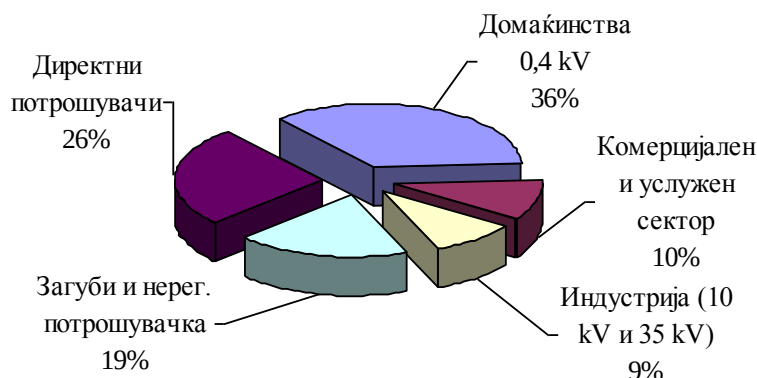
Карактеристиките на хидропотенцијалот и акумулациите е таков што овозможува ангажирање на хидроелектричните централи за задоволување на дневните промени на оптоварувањето во електроенергетскиот систем на Република Македонија, односно најчесто тие се користат за производство на „вршна енергија“.

Структурата на потрошувачката во Република Македонија генерално се дели на:

- потрошувачи директно приклучени на преносна мрежа (во понатамошниот текст се користи поимот директни потрошувачи) во кои спаѓаат големите металопреработувачки комбинати и
- потрошувачи приклучени на дистрибутивна мрежа во кои спаѓаат домаќинствата, малата индустрија, комерцијалниот и услужниот сектор.

На слика 2 е дадено процентуално учеството на одделни категории потрошувачи за 2007 година. Во вкупната годишна потрошувачка на електрична енергија домаќинствата учествуваат со 36%, големите потрошувачи со 26%, комерцијалниот и услужниот сектор со 10%, малата индустрија со 9%, а загубите и нерегистрираната потрошувачка во целиот електроенергетски систем (пренос и дистрибуција) изнесуваат околу 19%, види (1).

слика 2. Структура на потрошувачите на електрична енергија



Извор: Стратегија за развој на енергетиката во Република Македонија до 2030 година

Најголемите и најразвиените региони во државата се воедно и најголеми потрошувачки центри на електрична енергија: скопски, полошки и кумановски регион. Овие центри се карактеризираат и со најголем пораст на оптоварувањето.

Очигледно е дека во Република Македонија постои несовпаѓање на локациите на производните објекти со потрошувачките центри. Интегрирањето на производителите и потрошувачите е овозможено преку добро развиена преносна мрежа, со голем број на прстени (контури) и три напонски нивоа: 110 kV, 220 kV и 400 kV.

Преносната мрежа се состои од далекуводи, трансформаторски станици како и целокупната придружна примарна и секундарна високонапонска опрема. Во табела 1 се дадени должините на далекуводите од преносната мрежа по напонски нивоа, а во табела 2 е даден бројот на трансформаторски станици по напонски нивоа.

табела 1. Должини на далекуводите по напонски нивоа

Напонско ниво	110 kV	220 kV	400 kV
Должина	1480 km	103 km	507 km

табела 2. Број на трансформаторски станици по напонски нивоа

Однос на номиналните напони	110/x kV	220/110 kV	400/110 kV
Број на трансформаторски станици	60	2	5

Стожерот на преносната мрежа на Република Македонија се 400 kV далекуводи. Тие формираат 400 kV прстен составен од три далекуводи што го поврзуваат најголемиот конзум кој е лоциран во северниот дел на државата со најголемите производни објекти кои се сместени во југозападниот дел. Исто така, 400 kV далекуводи служат и за интерконекција со соседните електроенергетски системи. Преносната 110 kV мрежа е најразгранета и најразвиена и ги поврзува големите хидроелектрични центри, сите поголеми населени места како и индустриските центри. Врската помеѓу 400 kV и 110 kV преносна мрежа се остварува преку петте трансформаторски станици: ТС Скопје 4, ТС Скопје 5, ТС Битола 2, ТС Дуброво и најновата ТС Штип (влезена во погон 2009 година).

Електроенергетскиот систем на Република Македонија е поврзан со соседните системи преку 400 kV интерконекции. Во минатото интерконекциите се користеле за повремена размена на електрична енергија во услови на хаварии и инцидентна размена на моќност. Со развојот на пазарот тие добиваат улога на главни енергетски коридори преку кои секојдневно се реализираат значителен број на трансакции на електрична енергија.

На северна страна е во функција 400 kV далекувод ТС Скопје 5 – ТС Косово Б. Во минатото во употреба беа и два 220 kV далекуводи ТС Скопје 1 – ТС Косово А, како и 110 kV далекувод ТС Скопје 1 – ТС Шари. Од 1999 година, овие далекуводи, поради оштетување, се надвор од погон. Во развојните планови не е предвидена нивна реконструкција, туку само искористување на коридорите заради градба на идни далекуводи.

Електроенергетскиот систем на Република Македонија има најдобро поврзување со јужниот сосед. Интерконекцијата се реализира со два 400 kV интерконективни далекуводи: ТС Битола 2 – ТС Лерин и ТС Дуброво – ТС Солун. 400 kV далекувод ТС Битола 2 – ТС Лерин е изграден во 2007 година, како надградба на поранешниот 150 kV далекувод ТС Битола 1 – ТС Овчарани.

Кон источната страна, во 2009 година, по изградба на 400 kV далекувод ТС Штип – ТС Червена Могила, се изврши синхронно поврзување помеѓу електроенергетските системи на Република Македонија и Бугарија. До тогаш, помеѓу двата система се вршеше повремена размена на електрична енергија во „островски“ режим на работа, преку двата 110 kV далекуводи ТС Крива Паланка – ТС Скавица и ТС Сушица – ТС Петрич. Моментално двете 110 kV врски не се во погон, иако нивната работа може да ги подобри перформансите на преносната мрежа и да одложи одредени инвестиции во источниот дел на Република Македонија.

Реализирањето на Коридорот 8 (исток-запад) целосно ќе се комплетира со интерконективното поврзување на запад со Албанија, кое сè уште не е воспоставено.

Генерално, преносната мрежа работи со задоволителни карактеристики на сигурност, доверливост и безбедност во напојувањето. Одредени слабости на мрежата се идентификувани во полошкиот и штипскиот регион. Проблемите со високо оптоварени водови во полошкиот регион се последица од старата мрежа и големата потрошувачка – со постојан забрзан пораст. За надминување на проблемите во полошкиот регион е во тек реализација на проект за реконфигурација на 110 kV мрежа. Проблемите со ниски напони во штипскиот регион се поради недостиг од напонско-реактивна поддршка. Комплетирањето на проектот за новата 400/110 kV ТС Штип ги нормализира состојбите.

1.3.3. Историски развој на преносната мрежа во Република Македонија

Првата електрификација во Македонија е извршена во Солун во 1908 година (2), од страна на белгиска компанија која била задолжена и за организација на градската трамвајска мрежа.

На територијата на Република Македонија, зачетоците на користење на електрична енергија датираат од 1909 година. Таа година во Скопје е пуштена во погон првата термоелектрична централа од 60 коњски сили (45 kW) со еднонасочна струја и напон од 220 V. Централата служела за напојување на една пумпна станица за градскиот водовод, за осветлување на зградата на општината, конакот на турскиот валија и една градска улица. До Втората светска војна се изградени две хидроелектрични центри: ХЕЦ Пена во 1927 година и ХЕЦ Матка во 1938 година. Поголемите градови биле напојувани од мали дизел агрегати.

За пренос на електрична енергија од ХЕЦ Пена и ХЕЦ Матка до градот Скопје се изградени два 35 kV далекуводи со вкупна должина од 60 km. Со тоа почнува изградбата на преносната мрежа на територијата на Република Македонија.

После Втората светска војна во СР Македонија, како и во сите европски држави, почнува интензивен енергетски развој. Концептот за развој на 110 kV мрежа е усвоен пред 1949 година.

Во 1949 година е изграден првиот 110 kV далекувод Скопје – Велес, со должина од 38 km, кој работел на 35 kV напонско ниво до 1960 година.

Пуштањето на првите два агрегата на ХЕЦ Вруток (со инсталирана моќност од 75 MW), во 1957 година услови изградба на 110 kV далекувод ХЕЦ Вруток – ТС Југохром – ТС Скопје 1 кој прв почнува да работи на 110 kV. Со ставање на овие објекти под напон, за првпат во Република Македонија е воведено 110 kV напонско ниво и започнува формирање на високонапонската преносна мрежа.

Во периодот 1957 – 1960 година (слика 3) се изградени 110 kV далекуводи ХЕЦ Вруток – ТС Битола 1, ТС Скопје 1 – ТС Штип, како и 150 kV далекувод ТС Битола 1 – ТС Лерин. Пуштањето под напон на овие објекти е голем чекор за нормално снабдување со електрична енергија и се дефинираат правците на развој на преносната мрежа на Република Македонија. На напонско ниво 110 kV е овозможен пренос на електрична енергија за битолскиот, штипскиот и скопскиот регион и остварена е електроенергетска врска со Грција на 150 kV напонско ниво.

Во 60-тите години интензивно се градат големите хидроелектрични центри и 110 kV преносна мрежа во западниот дел од државата (слика 4). Тогаш е формиран првиот 110 kV прстен на мрежата во западниот дел. За стабилно напојување на скопскиот регион воспоставени се две 220 kV врски од ТС Скопје 1 кон ТЕЦ Косово А.

Кон крајот на 70-тите години се развива и 400 kV напонско ниво. Со градбата на 400 kV интерконекции ТС Скопје 4 – ТС Косово и ТС Дуброво – ТС Солун е овозможена синхроната работа на електроенергетскиот систем на СР Македонија со електроенергетските системи на другите републики од СФРЈ и со Грција (слика 5). Во овој период во системот се интегрираат ТЕЦ Неготино и ТЕЦ Осломеј.

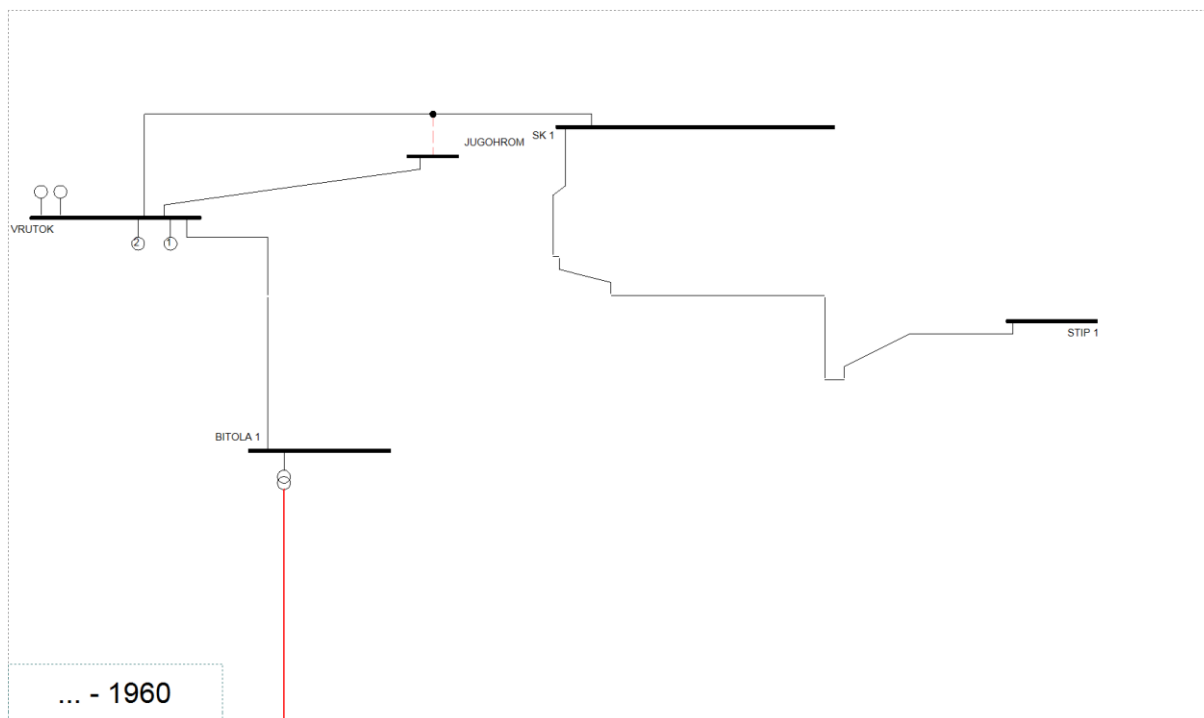
Во 1987 година електроенергетскиот систем на СФРЈ стапува во синхрона работа со западноевропскиот систем (UCPTE). 80-тите години се период со најголем економски и енергетски развој (слика 6). Тогаш влегуваат во погон трите агрегати на ТЕЦ Битола. Изградени се најголемите индустриски објекти кои се воедно и најголеми потрошувачи на електрична енергија. Продолжува развојот на преносната мрежа и во источниот дел на државата. Скопскиот регион продолжува динамично да се развива со градба на дистрибутивни 110/x kV трансформаторски станици.

Карактеристично за периодот после осамостојувањето на Република Македонија е формирање на 400 kV внатрешен прстен (слика 7), кој беше од големо значење за опстојувањето на македонската економија, во услови на економска и политичка дестабилизација во југоисточна

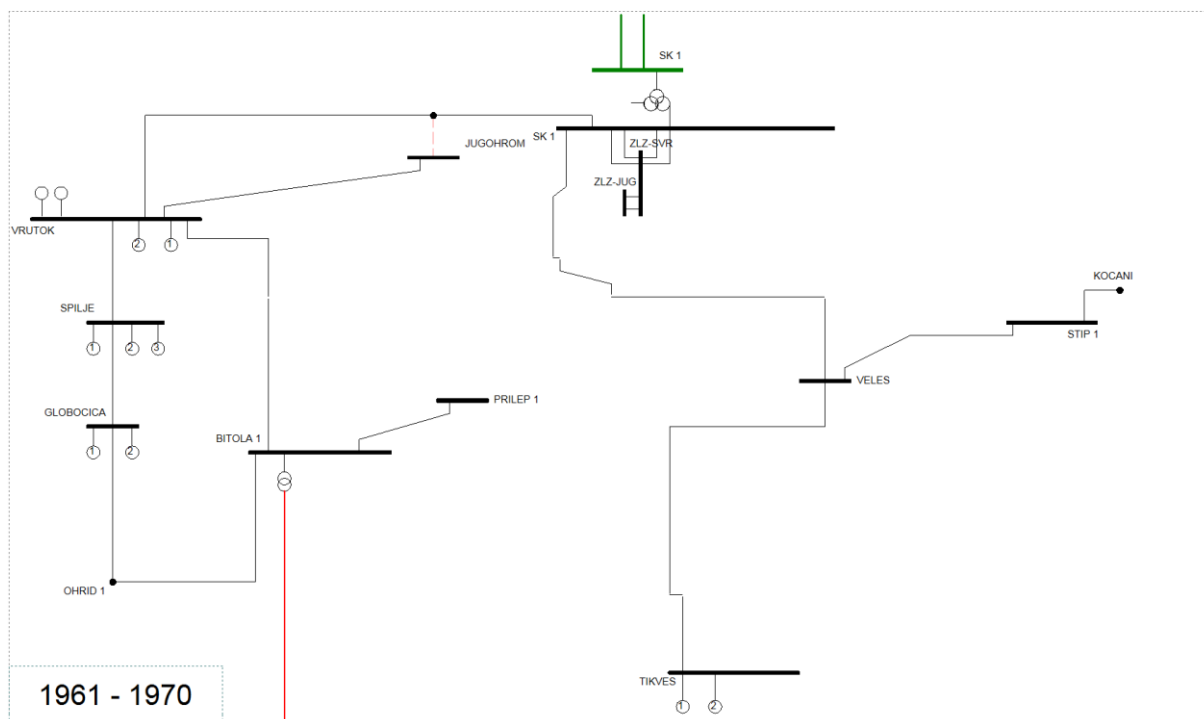
Европа. Во овој период се комплетира 110 kV преносен прстен во источниот дел на земјата. Од голема помош за сигурна работа се 110 kV интерконективни далекуводи кон Бугарија, преку кои во одредени периоди се напојуваа дел од потрошувачите од источниот дел во „островски“ режим на работа.

Периодот 2001 – 2010 година се карактеризира со развој на 400 kV мрежа (слика 8). Во 2003 година е пуштена во погон 400/110 kV ТС Скопје 5. Во 2007 година, 150 kV интерконекција од Битола кон Лерин е надградена на 400 kV напонско ниво. Првата фаза на проектот за поврзување со Бугарија на напонско ниво 400 kV се оствари со пуштање под напон на 400 kV далекувод ТС Дуброво – ТС Червена Могила, во јануари 2009 година. После неколку месеци се стави под напон и 400/110 kV ТС Штип, како втора фаза од проектот.

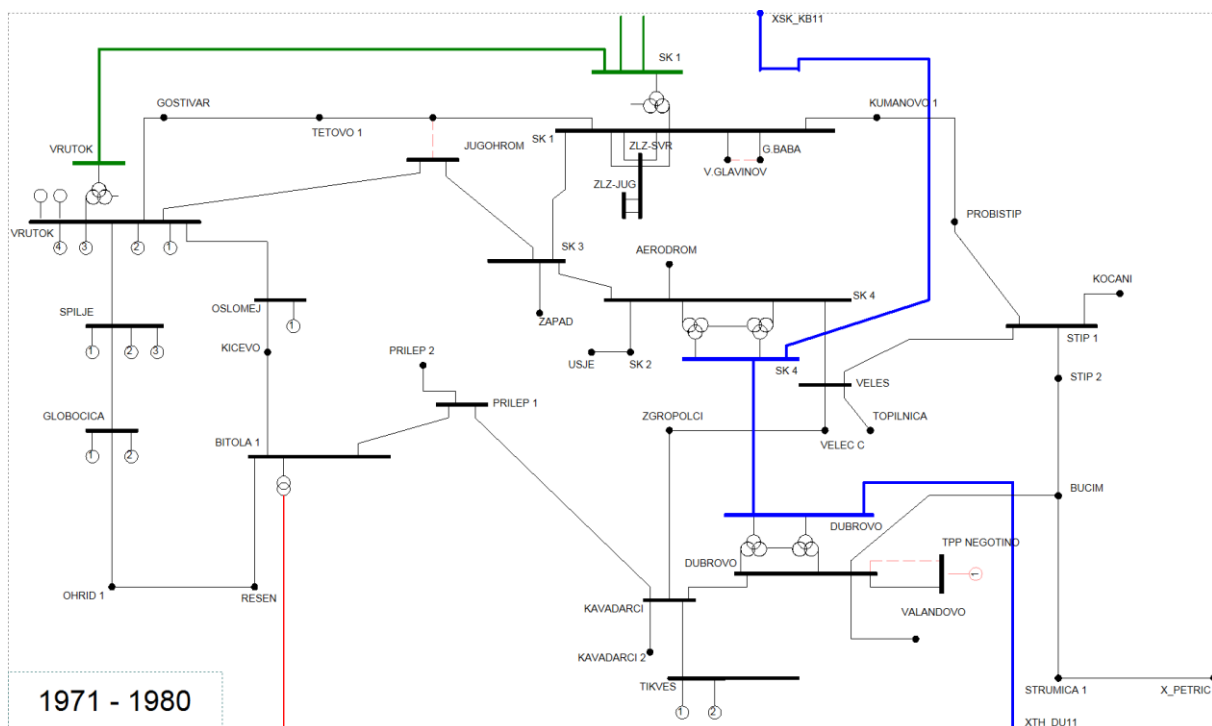
слика 3. Историски развој на преносната мрежа на Република Македонија во период до 1960 година



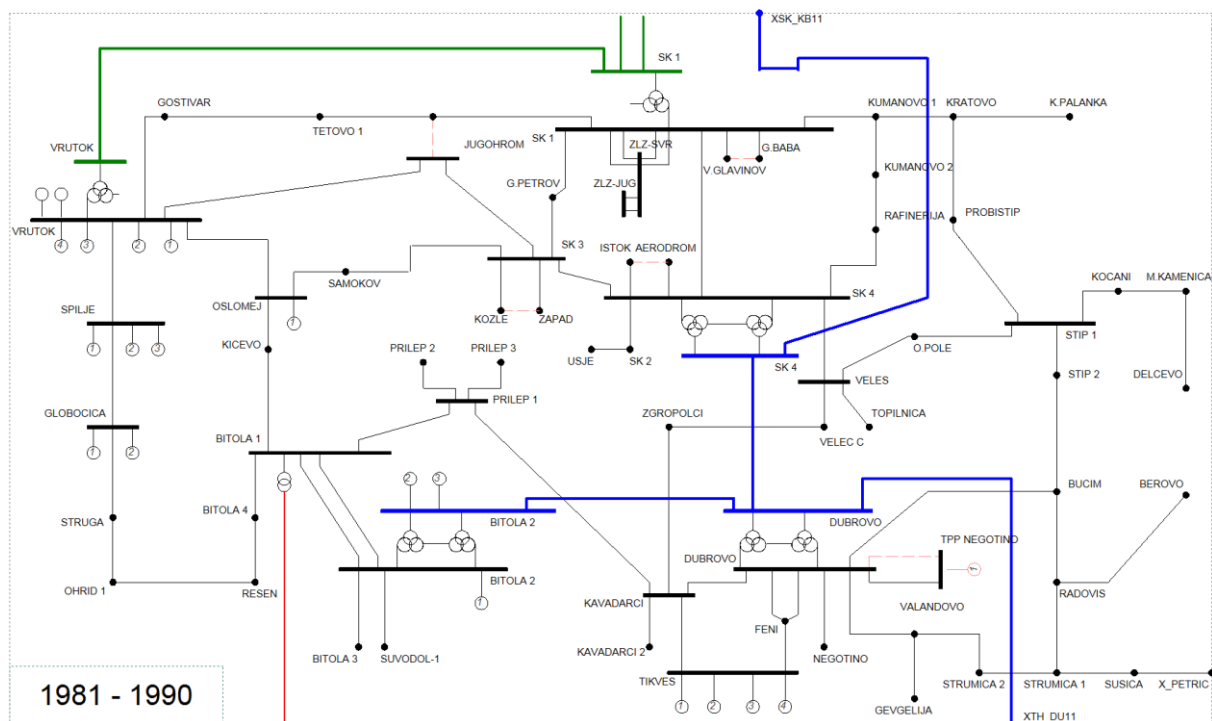
слика 4. Историски развој на преносната мрежа на Република Македонија во период 1961-1970 година



слика 5. Историски развој на преносната мрежа на Република Македонија во период 1971-1980 година



слика 6. Историски развој на преносната мрежа на Република Македонија во период 1981-1990 година



1.4. ПЛАНИРАЊЕ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА

МЕПСО како носител на дејноста оператор на електропреносниот систем е должен да го планира развојот на преносната мрежа. Според Мрежните правила за пренос на електрична енергија (3), МЕПСО ја развива преносната мрежа на начин предвиден во Студија за доверливост на електроенергетски систем која всушност претставува Студија за развој на преносната мрежа (во понатамошниот текст се користи терминот Студија). Студијата треба да се изготви врз основа на оценка на доверливоста на електроенергетскиот систем.

Изработката на Студијата и оценката на доверливоста на електроенергетскиот систем се заснова на следните анализи:

- прогноза на електроенергетски биланс,
- анализа на нето преносен капацитет на границите,
- проценка на регулацијата на реактивната моќност,
- анализа за стабилност,
- пресметка на струи на куси врски.

Со изработка на Студијата, МЕПСО ја исполнува законски утврдената надлежност за одржување и развивање на преносната мрежа, како и обврските за обезбедување на јавна услуга на сигурен начин, што подразбира сигурно, навремено и квалитетно напојување со електрична енергија по разумна цена на испорака и грижа за заштита на животната средина. Студијата треба да содржи мерки со кои треба да се обезбеди задоволувањето на идната потрошувачка на електрична енергија и да се одржат карактеристиките на преносната мрежа во согласност со стандардите за доверливост на ENTSO-E, со најмали трошоци за развој на преносната мрежа.

Составни делови на Студијата се:

- Резиме со листа на предлози за изградба на нови, како и подобрувања на постојните елементи на преносната мрежа.
- Ретроспективни извештаи.
- Извештаи за прогнозите во наредните десет години. Прогнозите опфаќаат три нивоа на планирачки анализи, и тоа:
 - краткорочна прогноза: години G+1, G+2 и G+3,
 - среднорочна прогноза: година G+5,
 - долгорочна прогноза: година G+10.

МЕПСО е должен да ја достави Студијата на одобрување до Регулаторната комисија за енергетика, а по добиеното одобрување да ја објави на својата интернет страница. Резимето на Студијата треба да се објави и достави до ENTSO-E како дел од Десетгодишниот план за развој на преносната мрежа (TYNDP – Ten Year Network Development Plan) и дел од Предвидувањата за адекватност на системот (System Adequacy Forecast).

Планирањето на преносната мрежа е континуиран процес на анализа и креирање на техно-економски оптимизирани решенија и развојни варијанти кои го детерминираат квалитетот на пренос и испорака на електричната енергија до потрошувачите. Планирањето е комплексна низа на акции во која е интегрирано повеќедецениското искуство во експлоатација на преносните мрежи, примената на нови технологии и современи аналитички софтверски пакети, темелна анализа на влезните параметри, креативност во изнаоѓање ефикасни варијанти и решенија и правилна проценка на различните фактори. Резултат се развојни планови и студии со издржана визија за развој на мрежата, во краткорочни и долгорочни временски рамки.

Квалитетот на овие планови пред сè зависи од методичноста на анализите и континуираноста на планирачкиот процес, односно редовноста во ажурирање на плановите.

Реструктурирањето на електроенергетскиот сектор воведува многу промени и во преносната мрежа. Зголемената неизвесност во градбата на нови производни објекти, новиот начин на финансирање на градбата и ревитализацијата на објектите од преносната мрежа, пазарните трансакции и зголеменото ниво на еколошка свест ќе се одразат на начинот на планирање и градба на преносната мрежа. Пазарната цена на електрична енергија силно ќе дава сигнал за однесување на производителите во однос на предвидувањата на излез од погон на постојните електрични централи кои не се конкурентни на пазарот и изборот на локацијата и инсталираната моќност на новите извори. Исто така, ангажирањето на генераторите ќе зависи од цената на електричната енергија бидејќи приоритет на секој производител ќе биде максимална добивка. Покрај традиционалната несигурност во проценките на порастот на потрошувачката, се очекува дополнителна несигурност поради непознатата реакција на потрошувачите при промените на пазарната цена на електричната енергија.

Можно е да се идентификуваат неколку важни несигурности (неизвесности) кои влијаат на планирачката постапка, и тоа: несигурности во прогнозата на оптоварувањето, производството и размената на електрична енергија, хидролошките услови и еволуцијата на пазарот на електрична енергија. Одредените несигурности при прогноза на влезните податоци при изработка на развојните планови може да се земе предвид преку детерминистички или веројатносен пристап. Несигурноста во развојните планови во Студијата е земена предвид со поголем број сценарија (multi-scenario analysis). Бројот на сценарија се зголемува со зголемување на временскиот хоризонт на планирање.

Главна цел на планирањето во вертикално организираниите енергетски компании беше изнаоѓање мрежна конфигурација која ќе овозможи економски диспечинг на националните извори на електрична енергија. При планирање, влијанието на соседните системи се моделираше со едноставни еквиваленти и не се обрнуваше големо внимание на состојбата во соседните системи. Со отворањето на пазарот на електрична енергија интерконективните водови добиваат нова улога.

До неодамна интерконекциите се користеа само за повремена размена на електрична енергија меѓу националните системи, зголемена сигурност при режими со испади и намалување на системските резерви. Во новите услови, тековите низ интерконекциите првенствено се одредени од ценовната разлика на електрична енергија меѓу зоните кои ги поврзуваат: колку е разликата поголема, поголеми ќе се и тековите бидејќи потрошувачите од зона со висока цена ќе настојуваат да се снабдуваат со електрична енергија од зона/зони со пониска цена. Тековите низ интерконекциите влијаат и на интерните водови и може да се појават погонски состојби кои не се земени предвид при досегашниот начин на планирање на националната мрежа.

Затоа, во Студијата е посветено посебно внимание на моделирањето на соседните системи и опфаќање на значително пошироко подрачје на регионалната преносна мрежа со симулации на различни пазарни трансакции.

2. ВЛЕЗНИ ПОДАТОЦИ ЗА ПЛАНИРАЊЕ

2.1. ОПИС НА ТИПОВИ ПОДАТОЦИ ЗА ПЛАНИРАЊЕ

МЕПСО и корисникот на преносната мрежа, планирањето и развојот на преносната мрежа, односно планирањето и развојот на системот од корисникот за производство, дистрибуција или потрошувачка на електрична енергија, го засноваат на меѓусебна размена на детално разработени информации.

За поедноставно и систематизирано собирање на податоците потребни за изработка на Студијата, МЕПСО изготви посебни обрасци за сите корисници на преносната мрежа. Обрасците беа дистрибуирани до: АД ЕЛЕМ, ЕВН Македонија АД, Министерство за економија, Агенција за енергетика, директните потрошувачи и Операторот на преносна мрежа. Покрај обрасците, до некои корисници беа испратени и посебни табели за собирање на специфични податоци¹.

Обрасците опфаќаат стандардни податоци за планирање, кои се дефинирани во Мрежните правила за пренос на електрична енергија, како што следува.

- Податоци за прогноза на потребите од електрична енергија и моќност:
 - Прогнози за потрошувачка на електрична енергија и моќност (активни и реактивни вредности) за секое приклучно место за следните десет години.
 - Прогнозираните податоци за првата година треба да вклучат неделна и месечна прогноза за енергија и моќност (активни и реактивни вредности), додека останатите девет години треба да вклучат годишна прогноза на енергија и моќност.
 - Часовен дијаграм со прогноза на оптоварување за типичен ден во неделата, викенд и празник.
- Податоци за техничките карактеристики на опремата инсталирана во постојните и новите производни единици и трансформаторски станици.
- Податоци за корисникот на преносната мрежа како еднополни шеми и дијаграми од својот објект.
- Динамика на влегување или излегување од погон на планираните односно постојните производи објекти.

2.2. ИЗВЕШТАЈ ОД ПРОЦЕСОТ НА ПРИБИРАЊЕ НА ВЛЕЗНИТЕ ПОДАТОЦИ

Квалитетот на планирање на преносната мрежа првенствено зависи од точноста на влезните податоци кои се користат при планирањето. Планираната конфигурација на преносната мрежа може да биде предимензионирана или поддимензионирана, во зависност од точноста на предвидената локација, инсталираната моќност и годината на ангажирање на новите производни

¹ Покрај стандардните податоци кои се собираат при проучување на приклучокот на нови елементи во преносната мрежа, за потребите на Студијата се собрани и некои специфични податоци како, на пример, сумарни табели кои се однесуваат на година на влегување или излегување од погон соодветно на планирани или постојни производни единици, година на влегување во погон на планирани трансформаторски станици и нивна инсталирана моќност, далекуводи предвидени за ревитализација, локација и инсталирана моќност на технолошки индустриски развојни зони и слично.

постројки, порастот на оптоварувањето и размената на електрична енергија со соседните системи. Само по себе секое предвидување на податоците внесува доза на несигурност, па оттука и плановите за развој на преносната мрежа во себе содржат помала или поголема неопределеност.

Доставувањето на влезните податоци за планирање од страна на сите корисници на преносната мрежа претставува законска обврска. Со оглед на фактот дека се работи за прва студија од ваков тип која ја изработува МЕПСО, фазата на собирање на влезните податоци траеше подолго од предвиденото време. Податоците кои се официјално доставени до МЕПСО од различните корисници не се со исто ниво на детали и квалитет, а дел од бараните податоци кои се однесуваат на некои од директните потрошувачи останаа достапни за изработувачите на Студијата. За податоците кои не беа доставени, изработувачите претпоставија вредности врз основа на досегашното однесување на корисникот. Сите собрани податоци се детално анализирани, по потреба коригирани, сумирани и систематизирани во извештаи креирани за потребите на Студијата.

Постојната инфраструктура на преносната мрежа со сите расположливи информации за преносните елементи е основна подлога за планирање. Тука припаѓаат и информациите од проектите кои веќе се во тек на реализација или пак се предвидени во краткорочните инвестициски планови на МЕПСО. Посебно внимание е посветено на најновите верзии на документите релевантни за развој на преносната мрежа и електроенергетскиот систем, и тоа:

- Стратегија за развој на енергетиката во Република Македонија до 2030 година (во понатамошниот текст се користи терминот Стратегија) (1),
- Базна студија за обновливи извори на енергија на Република Македонија (4),
- Енергетски биланс за енергија на Република Македонија за 2010 година (5),
- Студија за развој на високонапонска мрежа на Република Македонија во 2002, 2010 и 2020 година (6),
- меѓународни и национални закони, правилници и директиви кои се однесуваат на електроенергетскиот сектор.

2.3. ДОВЕРЛИВОСТ НА ПОДАТОЦИТЕ

Податоците и информациите кои МЕПСО ги собира од корисниците на преносната мрежа и кои се потребни за планирање на преносната мрежа спаѓаат во групата на доверливи податоци и МЕПСО е должен со нив да постапува во согласност со начелата за доверливост на податоци дефинирани во Законот за енергетика и друг закон.

3. КРИТЕРИУМИ И МЕТОДОЛОГИИ ЗА АНАЛИЗИ

Планот за развој на преносната мрежа треба да биде во согласност со Мрежните правила за пренос на електрична енергија. Со планот за развој и инвестиции во преносната мрежа, треба да се обезбеди сигурно и доверливо снабдување на потрошувачите на електрична енергија во Република Македонија во иднина, пазарни активности и транзити на енергија преку преносната мрежа, како и планирање на приклучувањето на нови корисници на мрежата (производители и потрошувачи).

Мрежните правила за пренос на електрична енергија ги вклучуваат основните принципи на планирање, листа на податоците кои се потребни за планирање, обврски на корисниците на мрежата во однос на доставување на податоци релевантни за планирањето, како и критериумите за планирање. Основни критериуми за планирање кои се дефинирани во Мрежните правила се:

- N-1 критериум на сигурност,
- критериум за термички преносен капацитет на преносните водови,
- критериум за вредности на напонот во нормални погонски услови,
- критериум за големина на струјата на куса врска,
- критериум за фреквенцијата,
- критериум за стабилност.

3.1. МОДЕЛИРАЊЕ НА ЕЛЕМЕНТИТЕ ОД ПРЕНОСНАТА МРЕЖА

За анализите се користи софтверскиот пакет PSS™E, производ на SIEMENS, PTI. PSS™E претставува целосно интегрирана и интерактивна програма која се користи за симулација, анализа и оптимизација на електроенергетски системи.

Елементите од системот се моделирани со помош на техниката и теоријата на симетрични компоненти, со примена на стандардните математички модели, и тоа:

- водовите се моделирани со еквивалентни π – шеми, со занемарена попречна активна спроводност,
- генераторите се претставени со соодветна (субтранзиентна, транзиентна или трајна) реактанција за директен, инверзен и нулти симетричен систем, а за директен систем и со електромоторната сила во серија со реактанцијата,
- при моделирање на ветерните електрични центри, сите ветерни единици се еквивалентирани со еден генератор,
- при анализа на транзиентна стабилност се користи комплетен модел на генераторот,
- трансформаторите се моделирани со Г – шема при што се води сметка за спрегата на соединување и заземјување на намотките, како и за можноста за регулација на напонот под оптоварување,
- инјектираните активни и реактивни моќности во потрошувачките јазли се претставени како независни од напонот, т.е. со константни моќности, што е вообичаена пракса при моделирање на оптоварувањата на 110 kV напонско ниво кога се анализираат стационарни режими,

- при анализа на транзиентната стабилност активните моќности на потрошувачите се претставени со моделот на константна струја, додека реактивните моќности со моделот на константна импеданција.

За анализа на текови на моќност, PSSTME користи модел со симетрични компоненти за директен систем. За анализа на несиметрични куси врски моделот се дополнува со параметри на елементите за инверзен и нулти систем. При динамички анализи моделот се проширува со податоци за динамичките карактеристики на генераторите, соодветните возбудни системи, напонски регулатори, турбински кола и регулатори на брзината на вртење.

3.2. ТЕКОВИ НА МОЌНОСТИ И НАПОНСКИ ПРИЛИКИ

3.2.1. Нормален работен режим (N-0 анализа)

Со пресметка на текови на моќности и напонски прилики во стационарни услови за нормални работни режими на преносниот систем се одредуваат:

- оптоварувањето на водовите и трансформаторите,
- напонскиот профил на мрежата,
- производство на активна и реактивна моќност на електричните центри,
- загуби на активна моќност во електроенергетскиот систем.

За пресметка на тековите на моќност при нормален работен режим се користи Newton-Raphson-овиот метод. Резултатите се илустрираат графички и табеларно.

3.2.2. Режији со случајни испади (N-1 анализа)

Заради задоволување на барањата на N-1 критериумот, по испадот на еден елемент на системот, е потребно да бидат исполнети следните услови:

- да нема нарушување на граничните вредности на погонските променливи на мрежата кои може да ја загрозат безбедноста на работењето на системот или да доведат до пренапрегнатост, оштетување, уништување на опремата или недозволено намалување на нејзиниот животен век,
- да нема недозволено преоптоварување на елементи од преносната мрежа,
- напонот и фреквенцијата на приклучните места за потрошувачите и производните единици да се во рамките на дефинираните гранични вредности,
- да нема прекини во снабдувањето,
- да нема каскадно исклучување на елементите од електроенергетскиот систем преку активирање на заштитни уреди кај опремата која не е директно погодена со пореметувањето, односно да нема ризик од раширување на пореметувањето,
- да нема промена на планираните размени на електрична енергија со соседните системи,
- да нема губење на стабилноста на производните единици.

При анализа на N-1 критериумот треба да се дефинира листа на најверојатни случајни испади како и расположливи корективни мерки за соодветните испади.

Испад на повеќе мрежни елементи N-k треба да се истражува во случај кога постои голема веројатност за загрозување на сигурноста на работењето (на пример N-2 критериум за некои двосистемски далекуводи). При истражувањето треба да се земе предвид последователен испад на повеќе елементи по првиот случаен испад, како резултат на реакција на правилна заштита на системот.

Екстремни и помалку веројатни случајни испади како што се дефект на собирниците или дефект на прекинувач не треба да се вклучуваат во планирањето.

Во согласност со определбата од претходниот став како и нивото на изграденост на електроенергетскиот систем се прифаќа ризик за испад на собирници со неиспорачана моќност од 200 MW.

При планирање на приклучоци на мрежата, во поедини случаи, може да се отстапи од N–1 критериумот (на пример, радијално работење).

Термичките граници на оптоварување на водовите зависат од надворешната температура, провесот на спроводниците, сигурносната височина на спроводниците од земјата и термичките ограничувања на опремата во високонапонските постројки. Мрежните правила дозволуваат надминување на дозволените термички оптоварувања во одредени случаи доколку постојат уреди за следење во реално време; види 13.2.2. Трајно дозволените оптоварувања на водовите во преносната мрежа на Република Македонија, изразени во MVA, се дадени во Прилог A.

Мрежните правила ги дефинираат интервалите на дозволените вредности на напонот во нормални погонски услови:

- во мрежата 400 kV: ($U_{\min} = 380 \text{ kV}$, $U_{\max} = 420 \text{ kV}$),
- во мрежата 220 kV: ($U_{\min} = 200 \text{ kV}$, $U_{\max} = 240 \text{ kV}$),
- во мрежата 110 kV: ($U_{\min} = 99 \text{ kV}$, $U_{\max} = 121 \text{ kV}$).

За пресметка на тековите на моќност при режим со случаен испад на еден елемент (N–1) се користи Брзиот метод со раздвојување (Fast Decoupled Load Flow методот). Се симулираат случајни испади на:

- сите интерконективни водови во преносниот систем на југоисточна Европа,
- сите елементи во преносната мрежа на Република Македонија,
- 400 kV водови во соседните системи.

Притоа се следи дали погонските големини на елементите од преносната мрежа дали излегуваат надвор од соодветните дозволени граници.

Резултатите се прикажуваат главно за случаи со погонски големини надвор од дефинираните граници. За секое сценарио е прикажан извештај од N–1 анализата, со потенцирање на проблематични испади. Одредени испади на елементи кои битно влијаат на преносната мрежа се илустрирани и графички.

Ако за некое сценарио се идентификува нарушување на техничките критериуми, односно се идентификуваат *критични испади*, проблемите се коментираат и се разгледуваат можни решенија.

Анализираните состојби во периодот 2011 – 2013 година припаѓаат во краткорочен планирачки хоризонт. Во овој период, како *критични* се идентификуваат сите испади во кои *погонските големини се надвор од дефинираните граници* (т.е. при кои има преоптоварувања или напонски отстапувања). За реализација на решенијата за надградба или реконфигурација на преносната мрежа е потребно подолго време (во зависност од типот на решението, од три до осум години). Затоа, за разрешување на проблемите се земени предвид само можни корективни акции кои се на располагање на службата за оперативно водење на електроенергетскиот систем.

При среднорочно и долгорочно планирање (во 2015 и 2020 година), како *критични* се идентификуваат сите испади во кои *погонските големини се надвор од дефинираните граници и не можат да се надминат со корективна диспечерска акција*, туку за нивно решавање е неопходно засилување на преносната мрежа со нови елементи. Значи, во среднорочен и

долгорочен период се истражуваат системски решенија за надминување на воочените проблеми преку инвестиции во преносната мрежа.

Оваа дефиниција е дадена со цел да се направи разлика во пристапот кој се користи во краткорочните анализи во однос на среднорочните и долгорочните анализи.

3.3. ОПТИМАЛНИ РАСПРЕДЕЛБА НА РЕАКТИВНИ МОЌНОСТИ

Со поимот оптимални текови на моќности се опфатени неколку проблеми на електроенергетските системи. За решавање на секој од проблемите се формира соодветна функција на цел. Постапката за решавање на проблемот се сведува на изнаоѓање најмала вредност на функцијата на цел. Притоа, со решението треба да бидат задоволени сите ограничувања условени од функционалните карактеристики на електроенергетскиот систем.

Модулот за оптимални текови на моќности на софтверскиот пакет PSSTME (OPF) претставува екстремно моќна алатка, која ја надминува традиционалната распределба на моќности и со чија помош може лесно да се оптимизира работата на електроенергетскиот систем. Со користење на овој модул од софтверскиот пакет може да се подобри не само ефикасноста на работа при анализа на електроенергетски системи и при изработка на соодветни студии туку и да се подобри нивниот квалитет. Додека при решавање на проблемот на определување оптимална распределба на моќности со конвенционалните методи е потребно да се прават и да се разгледуваат голем број на решенија, и на тој начин да се добие задоволувачко решение, со примена на наведениот модул директно се одредува најдоброто решение.

Математички, проблемот на определување оптимална распределба на моќности во електроенергетски систем претставува проблем за чие решавање се користи нелинеарна скаларна функција на цел и нелинеарни ограничувања од типот на равенства и неравенства за погонските променливи и управувачките променливи. Погонските променливи, или променливи на состојба, се величините кои го карактеризираат одреден работен режим на електроенергетскиот систем. Вообичаено е како погонски променливи да се користат: ефективни вредности на напоните и нивните фазни агли (кај потрошувачките јазли), реактивни моќности на генераторите (со кои се контролира напонот), струи во водовите и струи во трансформаторите. Во тој случај, управувачки (или контролни) променливи се: активни моќности на генераторите, ефективни вредности на напоните на собирниците на кои се приклучени генератори, реактивни моќности на синхроните компензатори, преносни односи на трансформаторите и адмитанции на реакторите и кондензаторите. При изведување на постапката се води сметка да бидат задоволени Кирхофовите закони за струи и напони. Покрај тоа, треба да имаат вредности во рамките на дозволените интервали: активните и реактивни моќности на генераторите, струите во водовите и трансформаторите, напоните на сите јазли, преносните односи на трансформаторите и реактанциите на реакторите и кондензаторите.

Во оваа Студија модулот за оптимални текови на моќности на софтверскиот пакет PSSTME (OPF) ќе се користи за определување:

- минимални загуби на активна моќност,
- оптимална локација и големина на компензаторски уреди.

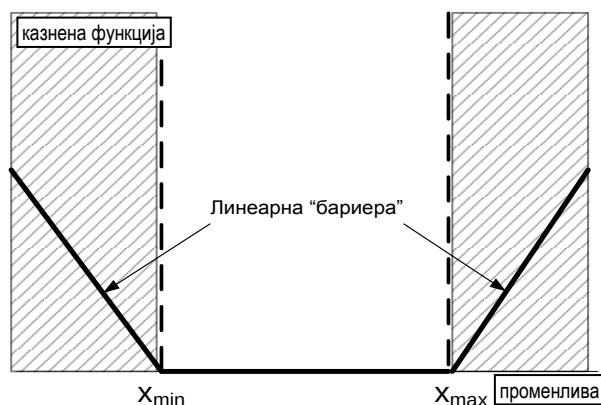
Тука, под минимизација на загубите на активна моќност, се подразбира определување учество на секој од изворите на реактивна моќност така што да бидат најмали загубите на активна моќност во преносната мрежа, да бидат задоволени Кирхофовите закони и сите погонски и управувачки големина да бидат во дозволените граници. Вообичаено, решавањето на овој проблем се нарекува определување *оптимална распределба на реактивни моќности*.

При определување оптимална распределба на реактивни моќности, како управувачки променливи се користени ефективни вредности на напоните на собирниците на кои се

приклучени генератори, преносни односи на трансформаторите и адмитанции на кондензаторите.

Во постапката за решавање, кога некоја од променливите ја пречекори долната или горната граница од интервалот на дозволени вредности, се користи модел на меко ограничување со линеарна пенализација, прикажан на слика 9. Тоа значи дека строгите граници на променливите се третираат на „мек“ начин, т.е. при оптимизационата пресметка се дозволува променливите да добијат вредности кои отстапуваат од дефинираните граници. Математички ова се симулира така што на функцијата на цел се додава и линеарна казнена функција. Казнената функција треба да ги обесхрабри големите и бесцелни екскурзии надвор од дефинираните (т.е. дозволени) граници на променливите. Казнената функција има вредност нула доколку вредноста на променливата е во дефинираните граници.

слика 9. Меко ограничување со линеарна пенализација



Поради лошите тековни напонски прилики во системот, направена е дополнителна анализа на напонско-реактивните прилики на работните режими за 2010 година, при што од расположливиот софтверски пакет PSSTME е користен модулот за оптимална распределба на реактивни моќности (OPF).

Во останатите разгледувани години, оптимална распределба на реактивни моќности е правена по потреба, само за сценарија во кои има напонски отстапувања, како еден од начините за изнаоѓање решенија за надминување на проблемите.

Одредени проблеми може да се надминат со инсталирање на компензаторски уреди. За избор на оптимална локација и големина на компензаторските уреди, пак, од расположливиот софтверски пакет PSSTME е користен модулот за оптимална распределба на реактивни моќности (OPF). Притоа, истовремено се оптимизираат три функции на цел:

- минимални загуби на активна моќност во системот,
- потенцијални јазли за инсталирање на компензаторски уреди од множество на дефинирани јазли,
- минимална инсталирана моќност на компензаторскиот уред.

Анализите се изведуваат на најнеповолниот режим со критичниот испад. Типот и техничките карактеристиките на компензаторскиот уред се утврдуваат дополнително – со посебни студии.

3.4. ПРЕНОСНИ КАПАЦИТЕТИ

Пресметката на преносните капацитети се прави за конечната конфигурација на мрежата за сите разгледувани години, користејќи специјализиран софтверски модул – PSSTMMUST.

Нејто преносен капацитет – NTC [MW] е максимално планирана размена на моќност меѓу две електроенергетски области (системи), кога се исполнети сигурносните критериуми кои важат и за двете области (системи), при што се земени предвид и техничките несигурности во проценката на идната состојба на мрежата преку *Маргинала на преносната доверливост* – TRM [MW]:

$$NTC = TTC - TRM,$$

$$TRM = 100\sqrt{n}, \text{ каде } n \text{ е број на интерконективни водови,}$$

$$TTC = TBC.$$

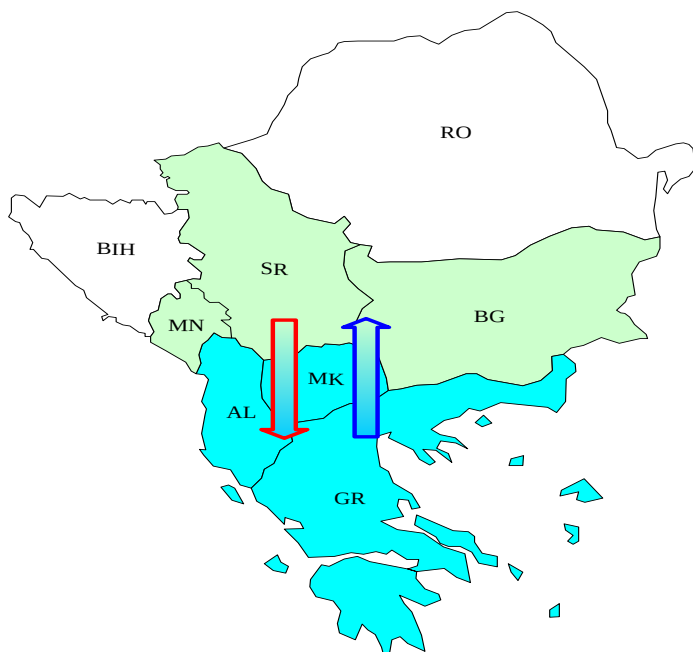
Во пресметките се претпоставува дека *Вкупниот преносен капацитет* – TTC [MW] е еднаков на *Вкупниот прекуграничен капацитет* – TBC (*Total Border Capacity*). Со други зборови, вредноста на програмскиот TTC показател се изедначува со реалните физички текови постигнати помеѓу системите при максимална можна размена и задоволен N-1 критериум.

Размената се симулира со генераторско поместување помеѓу различни области (системи), во зависност од разгледуваното сценарио и увозните потреби и извозните можности на државите во регионот. На пример, една типична комбинација на увозни/извозни области за пресметка на преносните капацитети во насока север-југ е прикажана на слика 10:

$$[BG + SR + MN] \rightarrow [MK + GR + AL]$$

Генераторското поместување $\Delta E^+/\Delta E^-$ за симулација на трансакциите на електрична енергија се прави пропорционално на сите генераторски единици кои се во погон, соодветно во дефинираните увозни/извозни области. Притоа, генераторите со најголеми резерви во инсталираната моќност преземаат најголем дел од генераторското поместување $\Delta E^+/\Delta E^-$, при што се води сметка за техничките ограничувања на генераторите (P_{Gmax}/P_{Gmin}).

слика 10. Пример за дефиниција на увозни/извозни области при пресметка на NTC



3.5. СТРУИ НА КУСИ ВРСКИ

Пресметката на струите при еднофазните и трифазните куси врски се спроведува за сите јазли во преносната мрежа со напон 110 kV и повисок. Пресметаните вредности на струите се основа за избор на нова и контрола на параметрите на постојната опрема. Пресметките се спроведуваат за 2010 година, како и за 2020 година за план на развој А во кој се предвидува

најголем број на нови електрични центри, претпоставувајќи дека сите производни и преносни елементи се во погон.

Анализата е направена користејќи класични (flat) претпоставки:

- сите напони пред појава на грешката имаат номинална вредност,
- трансформаторите имаат номинален преносен однос,
- оптоварувањата се пасивни елементи и не придонесуваат во кусите врски,
- сите напречни гранки во моделот се занемаруваат.

Пресметките се спроведени за субтранзиентен период, иако поради техничките карактеристики постојната опрема не може да реагира за толку кусо време. Користејќи го овој пристап, добиените вредности се на страната на сигурност.

За нормално работење на електроенергетски систем е потребно, во било кој јазол од системот, максималната вредност на струјата на куса врска да не ја надминува расклопната струја на инсталираните уреди во јазелот. При планирање се проверува максималното ниво на кусите врски, заради проверка на постојната и димензионирање на новата опрема, на долгорочен планирачки модел.

Пресметката опфаќа само одредување на најважните величини – ефективни вредности на наизменичните величини при трифазни и еднофазни куси врски, во субтранзиентен период. Подетални пресметки се спроведуваат во посебни студии за куси врски.

Минималната вредност на струјата на куса врска треба да достигнува задоволително ниво кое овозможува отстранување на грешките со заштитните уреди. Овие пресметки обично се спроведуваат на оперативните модели и не се предмет на планирачките анализи.

За пресметките на струите на куси врски се користи стандардот IEC 60909.

3.6. Динамички симулации

Електроенергетскиот систем се смета за стабилен во случај кога после некој непредвиден испад на елемент од системот или куса врска, нивото на напонот и фреквенцијата остануваат во рамките на дефинираните граници и притоа, ниту една производна единица не е излезена од синхронизам и нема појава на каскадни испади.

Пресметките се спроведуваат за краткорочен планирачки хоризонт, бидејќи за квалитетни динамички симулации се потребни точни параметри на синхроните генератори, возбудните системи и турбински регулатори.

Анализите се спроведуваат за 2011 година, кога се претпоставува дека ќе бидат во погон новите електрични центри кои се во града.

При анализа на динамичките перформанси на електроенергетскиот систем на Република Македонија се следени повеќе величини, и тоа:

- аглите на роторите и механичката моќност на сите генератори во системот приклучени на преносната мрежа,
- напоните во разводните постројки во близината на грешката,
- тековите низ 110 kV водови во близина на грешката и
- промената на фреквенцијата во системот.

Посебно внимание е посветено на пореметувања кои може да се појават во близина на електричните центри од западниот дел.

Динамичките симулации опфаќаат:

- трифазни куси врски во близина на генераторските единици во траење од 100 ms,
- пресметка на критично време на исклучување на грешката – *CFCT* (Critical Fault Clearing Time) за оценка на резервите на стабилност на 110 kV водови на потегот ТЕЦ Битола – ХЕЦ Вруток.

Всушност, се испитуваат феномените на т.н. транзиентна стабилност при што се проверува дали системот е способен да го задржи синхронизмот при појава на големо пореметување, како што е на пример куса врска на преносен вод. Нестабилноста обично се манифестира како пролизгување (неконтролирано зголемување на аголот помеѓу векторот на напонот на роторот во однос на векторот на напонот на статорот) на некој генератор како резултат на недоволен синхронизационен момент.

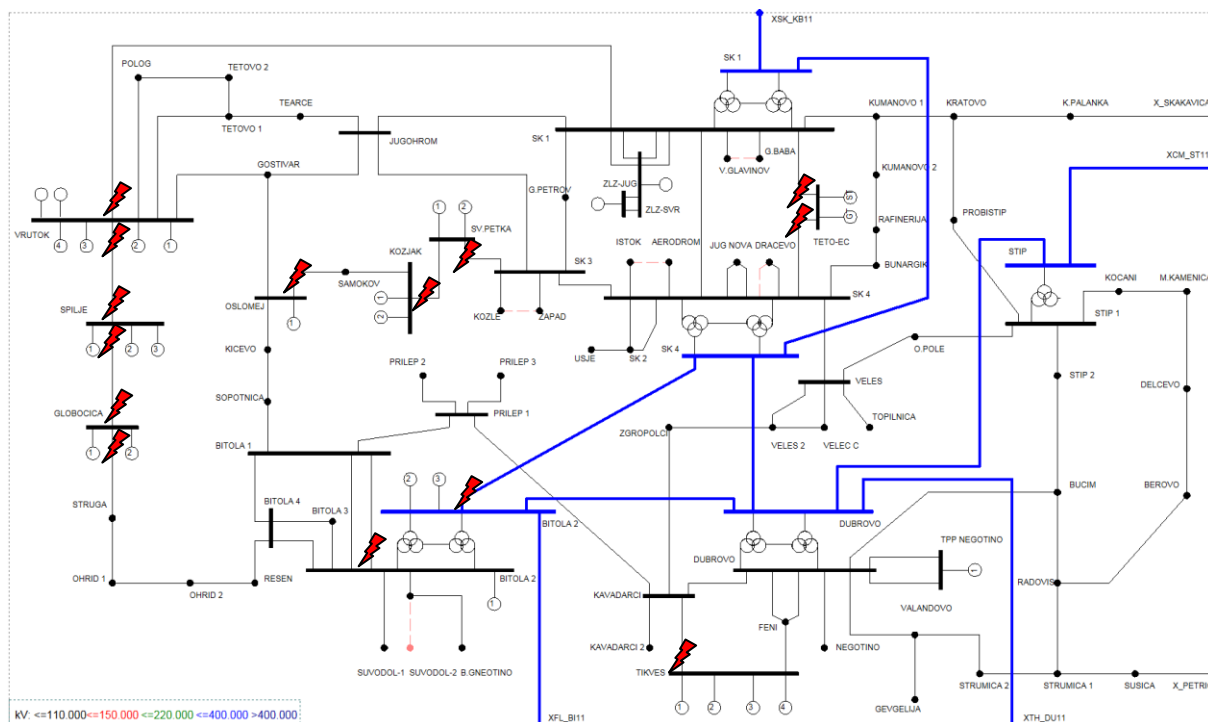
Транзиентните појави обично се смируваат за 30-тина секунди, додека прашањето дали системот е стабилен се решава во првите неколку секунди (3 – 5 секунди) после појавата на пореметување. Во Студијата овие процеси се симулирани во временска рамка од 30 секунди.

Кусите врски се проследени со испади на соодветни елементи. „Чистењето“ односно отстранувањето на грешката проследено со исклучување на повредениот вод се прави после 100 ms, според карактеристиките на високонапонската опрема и релејната заштита.

Во карактеристични јазли се пресметува и критичното време на исклучување на грешката – *CFCT*. *CFCT* е најдолгото време на траење на трифазна куса врска во одреден јазел при кое аглите на роторите на сите генератори во системот воспоставуваат нова стационарна положба после елиминацијата на кусата врска. *CFCT* е корисен показател за транзиентна стабилност. Овој параметар дава информација за адекватноста на расклопната опрема во постројката, резервите на стабилност на системот и е индикатор при креирање на стратегијата за заштита на системот. Критичното време на исклучување на грешка споредено со реалното време на исклучување дава проценка на маргината на транзиентна стабилност. *CFCT* е пресметано за трифазна куса врска на далекуводите на потегот ТЕЦ Битола – ХЕЦ Вруток, при што после грешката следи исклучување на повредениот вод.

На слика 11 се означени разгледуваните пореметувања за анализа на транзиентната стабилност на електроенергетскиот систем на Република Македонија.

слика 11. Пореметувања при анализа на транзиентната стабилност



При анализите на преодните процеси со средно времетраење, анализиран е испад на двата генератори во ТЕЦ Битола приклучени на 400 kV собирници. Таков испад (од околу 400 MW) може да предизвика големи пореметувања во електроенергетскиот систем на Република Македонија. Симулацијата на испадот има за цел да го илустрира активирањето на примарната регулација на генераторите во Република Македонија и околните системи.

Во поновата пракса, при анализа на проблемите од областа на стабилност на електроенергетски систем, се разгледуваат и побавните преодни процеси со средно времетраење. Големите пореметувања во системот може да резултираат во големи девијации на напоните, фреквенцијата и тековите на моќност низ мрежата. Тоа од друга страна предизвикува и реакција на контролните уреди (турбински регулатори за контрола на брзината, напонски регулатори на одредени товари) чиј одзив е во форма на преоден процес со подолго времетраење (ред величина и до неколку минути), а не се моделирани во класичните транзиентни модели.

Вниманието се насочува на бавните подолготрајни преодни процеси кои се последица на пројавената разлика меѓу генерираната и потребната активна и реактивна моќност во стационарен режим на работа на електроенергетскиот систем. Динамичкиот одзив на системот покрај од пролизгувањата на роторите на генераторите е одреден и од активирање на примарната и секундарната регулација на синхроните генератори. Заради карактерот на овој тип на регулација, при овие анализи неопходно е да се направат подолготрајни симулации, од 100 до 200 секунди.

Овие процеси ги опфаќаат: динамиката на парните котли во термо-постројките, динамиката на флуидите низ цевководите на хидро-постројките, автоматската контрола на генераторите, заштитната и контролната опрема во електричните центри и на преносните водови, магнетното заситување (сатурација) на трансформаторите, фреквентната зависност на оптоварувањата итн. Секако, за овој тип на анализи се неопходни подетални математички модели.

3.7. ЕКОНОМСКИ ПРЕСМЕТКИ

Економските критериуми за планирање не се разработени во Мрежните Правила (3), освен тоа што се напоменува дека сите технички услови мора да бидат исполнети со минимални трошоци.

Економската споредба на варијантите за надминување на одреден проблем се врши само во случај кога тие се еквивалентни, т.е. рамноправни во однос на техничките критериуми. Квалификуваните варијанти се одредуваат според техничките критериуми, а споредба на технички конкурентните варијанти се прави со економска анализа. Инвестициските трошоци за конкурентните варијанти се формираат користејќи ги единичните цени дадени во табела 3 и потоа проценетите трошоци се споредуваат.

табела 3. Единични цени на електроенергетска опрема и објекти

Надземни водови

Номинален напон [kV]	Број на системи	Спроводници	Инвестиција [€/km]	
			min	max
400	1	ACSR 2x490/65 mm ²	200,000	275,000
	2	ACSR 2x490/65 mm ²	380,000	450,000
220	1	ACSR 1x360/59 mm ²	100,000	145,000
	2	ACSR 1x360/59 mm ²	185,000	235,000
110	1	ACSR 1x240/40 mm ²	80,000	100,000
	2	ACSR 1x240/40 mm ²	120,000	140,000
	2	ACSR 2x240/40 mm ²	240,000	300,000
	1	ACSR 1x360/57 mm ²	100,000	115,000
	2	ACSR 1x360/57 mm ²	140,000	160,000
	1	ACSR 2x490/65 mm ²	180,000	240,000
	2	ACSR 2x490/65 mm ²	220,000	280,000

„Топли“ спроводници

Номинален напон [kV]	Број на системи	Тип	Инвестиција [€/km]
110	1	BTAL 1x240/40 mm ²	39,000

Кабли

Номинален напон [kV]	Број на системи	Тип	Инвестиција [€/km]
110	1	Al-1000 mm ² подземен	520,000
	2	Al-1000 mm ² подземен	970,000
	1	Al-800 mm ² подземен	470,000
	2	Al-800 mm ² подземен	880,000

Трансформатори

Номинален напон [kV]	Моќност [MVA]	Инвестиција [€/парче]
400/110	300	2,550,000
400/110	400	3,000,000
400/110	200	2,000,000
монофазни 3 x 400/110	300	3,060,000 - 5,100,000
220/110	150	1,500,000
110/x	40	450,000
110/x	31.5	355,000
110/x	20	225,000

Полиња

Номинален напон [kV]	Тип	Инвестиција [€/парче]
400	ДВ, ТР, спојно-мерно	900,000
220	ДВ, ТР, спојно-мерно	400,000
110	ДВ, ТР, спојно-мерно	300,000
110	GIS	415,000
35	ДВ, ТР, спојно-мерно	26,000
15.75	генераторско поле	50,000

Зграда500 €/m²

3.8. КРИТЕРИУМИ ЗА РЕВИТАЛИЗАЦИЈА НА ЕЛЕМЕНТИТЕ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА

Процесот на стареење на преносните постројки и опремата има значително влијание врз погонот на системот и планирањето на мрежата. Недоверливи и постари постројки можат да ја загорзат доверливоста и сигурноста на целокупниот систем. Важно прашање за МЕПСО е избор на оптимален момент за ревитализација или замена на опремата заради запазување на задоволително ниво на доверливост и сигурност на системот.

Преносните постројки и опрема (надземни водови, кабли, трансформаторски станици, заштитни системи, системите за надзор и управување, мерни системи, телекомуникациски инсталации и др.) стареат во текот на нивниот погон. Секоја преносна постројка и опрема има свој животен век. Се очекува дека преносната опрема ќе работи во согласност со декларираните карактеристики во текот на својот животен век, без значителен број на грешки и проблеми. За ист вид на преносна опрема, животниот век може да се менува во широк распон заради различните фактори на влијание како што се климатските услови, погонските услови или фабричките особини. Во текот на процесот на стареење, опремата постепено ги губи своите карактеристики со што бројот на дефектите и нивното траење се зголемува. Со задоволителна и периодична активност на одржување, преносната опрема може да работи доверливо во согласност со декларираните карактеристики, сè додека тоа е невозможно поради нејзината старост.

Плановите за ревитализација на надземните водови, каблите, трансформаторите и трансформаторските станици зависат од реалната состојба на разгледуваната опрема и улогата која ја има разгледуваниот објект во рамките на електроенергетскиот систем.

Во Студијата посебно внимание е посветено на предлог листата за ревитализација на далекуводи. Предложената листа ја доставиле надлежните служби во МЕПСО (табела 4). Таа е разгледана и извршена е проверка во однос на изборот на пресекоот на спроводниците од далекуводите.

табела 4. Листа за ревитализација на далекуводи

Напон [kV]	Далекувод	Должина за ревитализација	Тип на ревитализација*	Година
110	ТС Охрид - ТС Ресен	15.0	0+3	2008
110	ТС Струга - ТС Охрид	15.0	0+3	2008
110	ТС Дуброво - Валандово	17.0	0+3	2008
110	ТС Скопје 1 - ТС Југохром	34.5	0+1+2+3	2009
110	ТС Скопје 1 - ТС Г. Петров	11.1	0+3	2009
110	ТС Скопје 1 - ТС Миладиновци	17.0	0+1+2+3	2010
110	ТС Скопје 4 - ТС Петровец	5.5	0+1+2+3	2011
110	ТС Петровец - ТС Велес	26.0	0+1+2+3	2012/2013
110	ТС Велес - ТС Овче Поле	20.9	0+1+2+3	2014/2015/2018
110	ТС Овче Поле - ТС Штип	14.3	0+1+2+3	2016
110	ТС Штип - ТС Пробиштип	25.2	0+2+3	2017

* Тип на ревитализација:

- 0 - замена на изолатори
- 1 - замена на столбови
- 2 - замена на спроводници
- 3 - замена на заштитно јаже

Како кандидати за ревитализација се избрани оние далекуводи на кои во разгледуваниот временски период им истекува очекуваниот животен век или се проценило дека им е сериозно нарушена исправноста, доверливоста и сигурноста на работа (имале зачестени испади и се во лоша состојба). Според светските искуствата, просечен животен век на далекуводите е околу 50 години, со отстапување од ± 18 години. Секако дека староста на далекуводите има важна улога при изборот на далекуводите за ревитализација, но клучен фактор е состојбата на далекуводот и

неговата улога во преносната мрежа. Староста на далекуводите во преносната мрежа на Република Македонија е прикажана во листите од Прилог А.

Треба да се забележи дека првите 400/110 kV трансформатори во преносната мрежа на Република Македонија се влезени во погон во втората половина на 70-тите години од минатиот век. Со оглед дека очекуваниот животен век на ваков тип опрема е 50 години, а разгледуваниот период во Студијата е до 2020 година, не се јавува потреба од нивна замена. Анализата на проблемите и ревитализацијата на енергетските трансформатори е континуиран процес во кој се користи мултидисциплинарен пристап и ги надминува рамките на истражувањата во оваа Студија.

3.9. ПОПРАВКИ И ОДРЖУВАЊЕ НА ДВОСИСТЕМСКИ ДАЛЕКУВОДИ

Во преносната мрежа има само неколку двосистемски 110 kV далекуводи. Меѓутоа, голем дел од приклучоците на 110/x kV трансформаторски станици се изведени со влез/излез на постојни 110 kV далекуводи, преку двосистемски далекуводни делници.

Така на пример, на постојниот 110 kV далекувод кој првично ги поврзувал ХЕЦ Глобочица и ТС Битола 1 (изграден во 60-тите години) подоцна се приклучуваат ТС Охрид 1, ТС Ресен, ТС Струга, ТС Битола 4 и ТС Охрид 2 (во иднина и ТС Охрид 3). Приклучокот на овие трансформаторски станици е изведен преку двосистемски далекуводни делници (види слика 128).

Имајќи предвид дека во МЕПСО сè уште не се практикува работа под напон, при поправки и одржување на едниот систем спроводници од овие двосистемски делници, мора да се исклучат и двата системи (и двете врски) и трансформаторската станица останува без напојување. Во ваков случај, иако трансформаторската станица „навидум“ има двострано напојување, всушност поради специфичната изведба на приклучокот, напојувањето има карактеристики како да се изведува преку обична радијална врска.

На овој начин значително се намалува сигурноста и доверливоста на напојувањето со електрична енергија. При дефект на еден систем спроводници, за да се изврши поправка, мора да се обезбеди безнапонска состојба на далекуводот со исклучување и на двата системи. Дополнително, зафатите за одржување на двосистемските делници се ограничени само во одредени периоди од годината, кога оптоварувањето е мало и снабдувањето на потрошувачите може да се префрли на среднонапонската дистрибутивна мрежа.

Значително подобрување на доверливоста на напојување може да се постигне, доколку кај двосистемските далекуводи, се овозможи поправка и одржување на системот со грешка без да се исклучува другиот систем на спроводници. Разгледување на техниката на работа под напон излегува од рамките на оваа Студија, но се препорачува стручните служби во МЕПСО во иднина да посветат посебно внимание на овие проблеми.

3.10. НАСОКИ ЗА РАЗВОЈ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА

Врз основа на долгогодишното искуство во градбата, одржувањето и управувањето на преносната мрежа, досегашните развојни истражувања и студиски анализи, како и врз основа на искуствата од соседните земји, дефинирани се насоки кои се применети при избор на варијантите за надминување на проблемите и надградба на преносната мрежа:

- Како стратешка определба на МЕПСО, наведена во (6), за напојување на цели региони во кои не е предвиден развој на 400 kV мрежа, треба да се користат двосистемски 110 kV далекуводи со класичен тип на спроводници ACSR 240/40 mm².
- При градба на нови 400/110 kV трансформаторски станици да се користат трансформатори со номинална моќност од 300 MVA.
- Новите едносистемски далекуводи во преносната мрежа на Република Македонија да се градат со класичен тип на спроводници ACSR 240/40 mm².

- Новите далекуводи во 110 kV преносна и дистрибутивна мрежа во скопскиот регион да се градат со класичен тип на спроводници ACSR 360/60 mm².

Во преносната мрежа во Република Македонија, најзастапени 110 kV далекуводи се со тип на спроводници ACSR 240/40 mm². Во скопскиот регион, во 110 kV преносна и дистрибутивна мрежа доминираат далекуводи со тип на спроводници ACSR 360/60 mm². Новите 110 kV кабелски врски кои се изведуваат или се планираат се од типот XLPE Al 1000 mm², односно нивните дозволени оптоварувања одговараат на класичните спроводници ACSR 360/60 mm².

3.11. МЕТОДОЛОГИЈА НА ПЛАНИРАЊЕ

Методологијата на планирање на преносната мрежа, прикажана на слика 12, се состои од следните чекори:

1. Собирање и дефиниција на влезните податоци (планови за изградба на нови електрични центри, порастот на оптоварувањето, приклучување на новите корисници, глобалните размени и транзити на електрична енергија и друго).
2. Дефинирање на сценарија во зависност од планот за производство, прогноза на порастот на оптоварување, хидролошката состојба, билансите на системот и други несигурности.
3. Моделирање на преносната мрежа (PSSTME формат).
4. План за ревитализација на постојните далекуводи.
5. Идентификација на можните ограничувања во мрежата врз основа на N-0 и N-1 анализата за референтната година (текови на моќности и напонски прилики, по потреба и определување оптимална распределба на реактивни моќности).
6. Изработка на листа на можни кандидати за зајакнување на мрежата.
7. Проценка на инвестициските трошоци за изградба на кандидатите за зајакнување на мрежата.
8. Дефинирање на конечна конфигурација на мрежата за референтната година.
9. Пресметка на преносни капацитети.
10. Пресметка на куси врски и контрола на загрозеноста на границите на издржливост на опремата.
11. Пресметка на стабилноста и одредување мерки за нејзино зачувување.
12. Изработка на генерален план за инвестиции во преносната мрежа, кој ги вклучува избраните решенија и далекуводите предвидени за ревитализација за референтните години.

Несигурностите во планирањето посебно се значајни при долгорочното планирање, иако тие постојат и во среднорочниот и краткорочниот период на планирањето. Најважни несигурности кои влијаат на процесот на планирање на преносната мрежа во Република Македонија се локациите и моќностите на новите електрични центри, како и развојот на регионалниот пазар на електрична енергија, вклучувајќи ја и изградбата на нови интерконекции во блиското опкружување.

Несигурностите поврзани со локациите и инсталираните моќности на новите електрични центри, се моделираат со дефинирањето на повеќе сценарија, што исто така го вклучува и нивниот распоред на ангажирање (диспечинг), во зависност од хидролошките состојби како и билансите на системот.

Отворањето на пазарот на електрична енергија доведува до појава на многу несигурности во процесот на планирање на преносната мрежа. Несигурностите се земаат превид при планирањето со мулти-сценариска анализа, така што во зависност од несигурностите се поставуваат одредени сценарија (хипотези).

Несигурностите поврзани со оптоварувањето исто така се моделираат преку поставување на повеќе сценарија со оглед на очекуваните оптоварувања на системот.

За секоја референтна година за анализа, најпрвин се идентификуваат проблемите и критичните испади, а потоа се дефинираат варијанти за нивно решавање. Помеѓу различните кандидати за зајакнување на мрежата, а кои придонесуваат за надминување на проблемите, се одбира оној со минимални инвестициски трошоци за изградба.

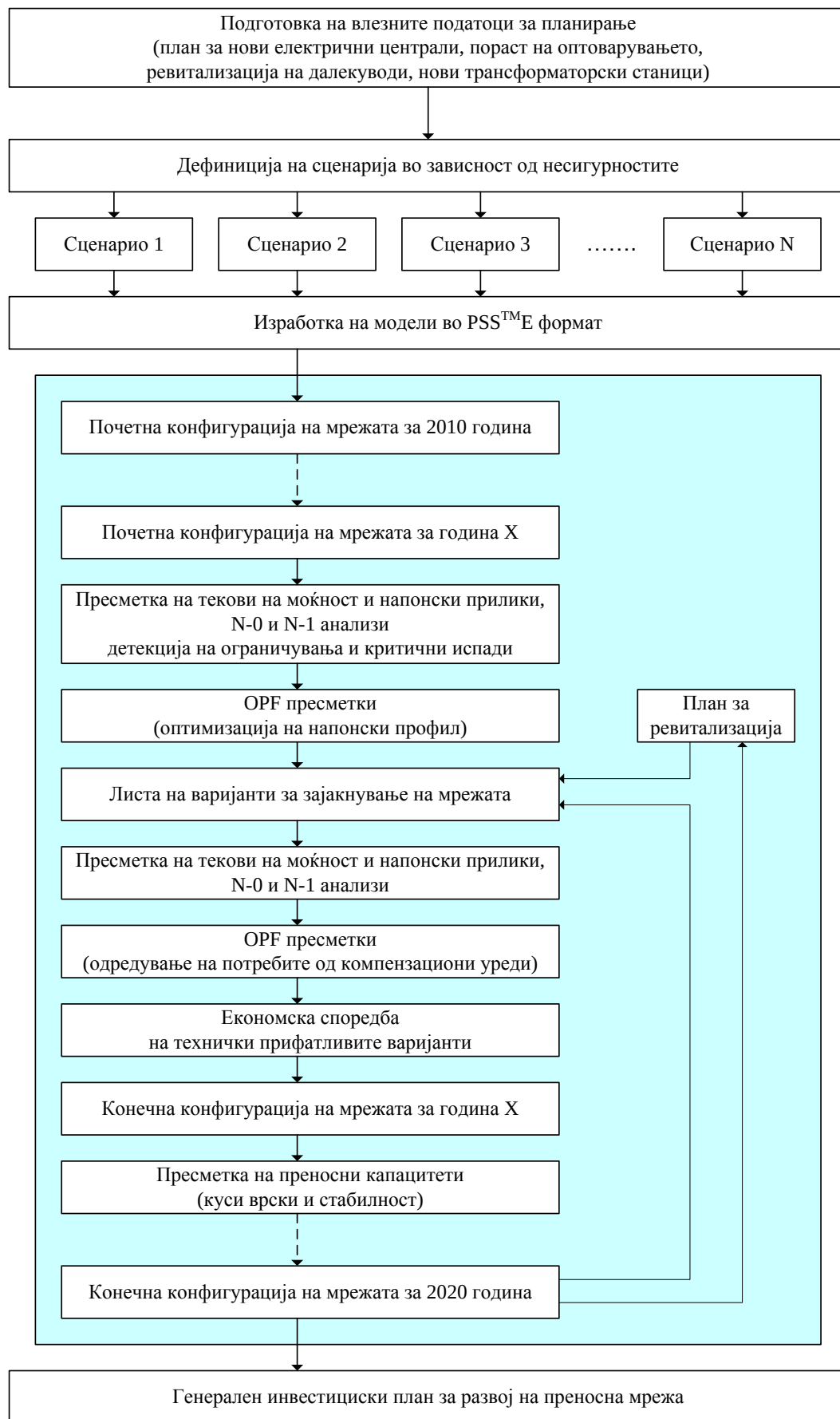
При испитувањето на тековите на моќност и напонските прилики, како и одредувањето на листа на можни зајакнувања на мрежата, е потребно да се земе предвид и планот за ревитализација на постојните далекуводи, односно да се разгледа дали ревитализација на некој постоен далекувод може да придонесе во исполнувањето на поставените критериуми (на пример зголемување на преносната моќност на некој вод преку вградување на спроводник со поголем пресек). Дополнително, преку определување оптимална распределба на реактивни моќности се испитува дали со користењето на постојните уреди во мрежата (синхрони генератори, регулациски трансформатори, инсталирање на компензациски уреди) е возможно да се надминат проблемите со лоши напонски прилики и/или преоптоварени елементи.

Генералниот план на развојот на преносната мрежа се одредува врз база на сите испитувани сценарија така што во конечната конфигурација се вклучуваат оние зајакнувања кои се покажале како техно-економски оправдани во што поголем број на сценарија.

На конечната конфигурација на преносната мрежа се вршат следните пресметки:

- прекугранични преносни капацитети (сите разгледувани години),
- струи на куси врски (2010 и 2020 година),
- динамички симулации (2011 година).

слика 12. Шематски приказ на методологијата за планирање



4. БИЛАНС НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА И МОЌНОСТ

4.1. ВОВЕД

Според Мрежните правила за пренос на електрична енергија (3), прогнозата на потрошувачката и оптоварувањето (биланс на електрична енергија и моќност) за наредниот 10-годишен период е обврска на секој корисник на преносната мрежа.

Билансот на електрична енергија и моќност претставува основна проценка на потребите на корисниците и очекувањата од преносната мрежа на среднорочен и долгорочен период. Според дефинираните биланси се креираат сите сценарија и мрежни модели врз кои се спроведува анализата и развојот на преносната мрежа.

За анализа на перформансите и проектирање на развојот на преносната мрежа во наредните 10 години, меродавен е режимот на работа со *максимално оптоварување* во електроенергетскиот систем, т.н. *системски максимум*, $P_{\max}$. Покрај системскиот максимум, при развојните анализи на мрежата по потреба се разгледуваат и режими на работа со минимални оптоварувања.

За потребите на ENTSO System Adequacy Forecast – SAF, се изработени биланси и за референтите временски точки (7). *Референтните временски точки* се усогласени на ниво на ENTSO-E, заради синхронизирање и сумирање на податоците за цел европски интерконектиран електроенергетски систем. Преку временските точки се опишува состојбата на преносната мрежа во целиот референтен временски период.

4.2. ПОДЛОГИ И ПРЕТПОСТАВКИ

Прогнозите на билансот на електрична енергија и моќност се засноваат на следните документи:

- прогнози од страна на корисниците на преносната мрежа, доставени на барање на МЕРСО за потребите на оваа Студија,
- Стратегија за развој на енергетика во Република Македонија до 2030 година, финална верзија, 2010 година (1),
- Енергетски биланс на Република Македонија за 2010 година (5).

МЕРСО спроведе анкета до сите корисници на преносната мрежа за прибирање на податоците потребни за прогнозирање на билансот на електрична енергија и моќност за наредните 10 години. Со оглед дека се работи за прв ваков обид, прибирањето на податоците траеше подолго време. Податоците кои официјално се доставени до МЕРСО од различните корисници не се со исто ниво на детали и квалитет.

Билансите на електрична енергија и моќност прикажани во Студијата претставуваат сумарен приказ на прогнозите собрани од сите корисници на преносната мрежа. Собраните податоци се анализирани, по потреба коригирани, сумирани и систематизирани во извештаи креирани за потребите на Студијата.

Изработката на оваа Студија временски се поклопи со периодот на финализирање на Стратегијата (1). Стратегијата е сеопфатен документ кој ги дефинира различните правци на развој на електроенергетскиот сектор со цел да се обезбеди сигурно и квалитетно снабдување на потрошувачите со енергија како основа за севкупен одржлив развој на земјата. Стратегијата ги опфаќа енергетските, економските, организациските, институционалните, законодавните и образовните димензии на развојот на енергетскиот сектор во делот на производството, преносот и користењето на енергијата. Во Стратегијата се изнесени стратешките определби на Државата во

енергетскиот сектор и претставува подлога за креирање на детални развојни планови за различните компоненти на електроенергетскиот систем на Република Македонија, како на пример: производните објекти, пазарот на електрична енергија, преносната мрежа, дистрибутивната мрежа и индустриските објекти. Меѓу другото, врз основа на сценаријата за пораст на потребите од електрична енергија во Стратегијата е дефинирана различна динамика на градба на новите производни објекти.

Истовремено, на располагање беше Енергетскиот биланс на Република Македонија за 2010 година (5) во кој детално се прогнозирани потребите од електрична енергија за 2010 година.

Како основа за прогнозите се користени сценаријата разработени во Стратегијата. Прогнозите се ажурирани со податоците добиени од корисниците на преносната мрежа, од Енергетскиот биланс за 2010 и најновите сознанија кои биле на располагање на авторите на оваа Студија.

4.3. ПРИКАЗ НА БИЛАНСИТЕ

Прогнозите на билансите се систематизирани и прикажани во облик погоден за моделирање и анализи на преносната мрежа.

Вкупните потреби од електрична енергија (вкупната потрошувачка) во електроенергетскиот систем се состои од дистрибутивната потрошувачка (потрошувачка на дистрибутивните корисници и загуби во дистрибутивната мрежа), потрошувачката на директните потрошувачи и загубите на електрична енергија во преносната мрежа. Вкупните потреби се задоволуваат со производство од големите електрични центри приклучени на преносната мрежа (ХЕЦ и ТЕЦ), размена (увоз – извоз) и малите електрични центри приклучени на дистрибутивната мрежа. Потрошувачката на електрична енергија е дадена во GWh.

Вкупните потреби од електрична енергија W се дадени за целиот електроенергетски систем, при што е исполнето равенството:

$$\begin{aligned} W_{\text{ВКУПНИ ПОТРЕБИ}} &= W_{\text{дистрибуција}} + W_{\text{директни потрошувачи}} + \Delta W_{\text{загуби во пренос}} = \\ &= W_{\text{ПРОИЗВОДСТВО}} = W_{\text{ТЕЦ}} + W_{\text{ХЕЦ}} + W_{\text{мали ЕЦ}} + W_{\text{размена}} . \end{aligned}$$

Оптоварувањето (MW) е прикажано на ниво на преносна мрежа, при што е исполнето равенството:

$$\begin{aligned} P_{\text{ОПТОВАРУВАЊЕ}} &= P_{\text{max}} = P_{\text{дистрибуција, нето}} + P_{\text{директни потрошувачи}} + \Delta P_{\text{загуби во пренос}} = \\ &= P_{\text{ПРОИЗВОДСТВО}} = P_{\text{ТЕЦ}} + P_{\text{ХЕЦ}} + P_{\text{размена}} . \end{aligned}$$

Дистрибутивното оптоварување има нето вредност, односно вкупното оптоварување во дистрибутивната мрежа е намалено за производството на малите дисперзирани електрични центри приклучени на дистрибутивна мрежа.

Во билансот на потрошувачка и оптоварување не влегуваат сопствените потреби на производните објекти, што значи дека производството на големите електричните центри се разгледува на ниво на преносната мрежа и има нето вредност.

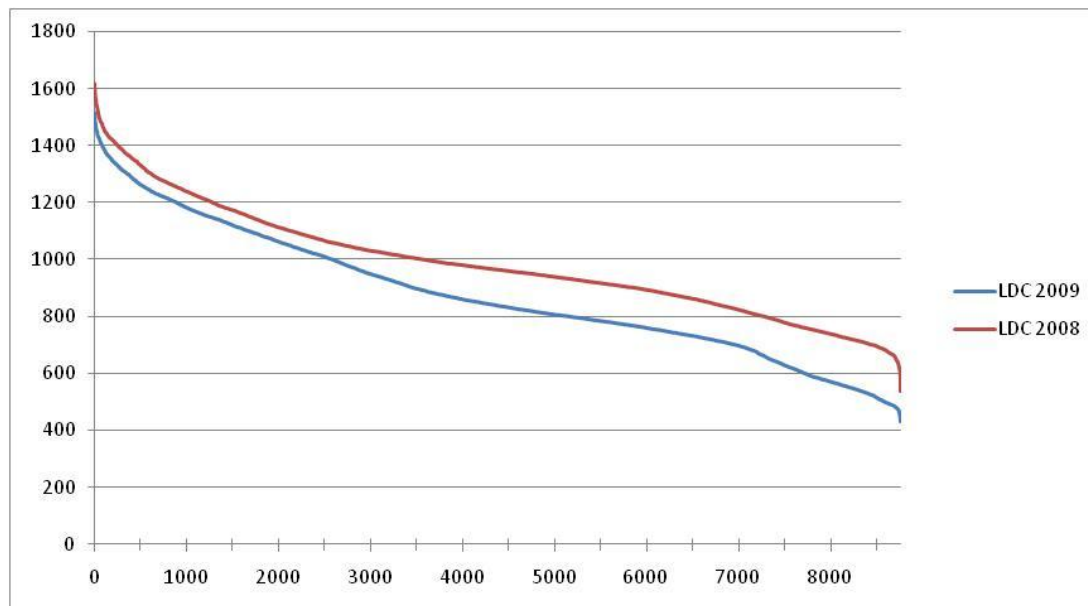
4.4. ПОТРОШУВАЧКА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА И МАКСИМАЛНО ОПТОВАРУВАЊЕ

4.4.1. Карактеристики на потрошувачката и оптоварувањето во електроенергетскиот систем на Република Македонија

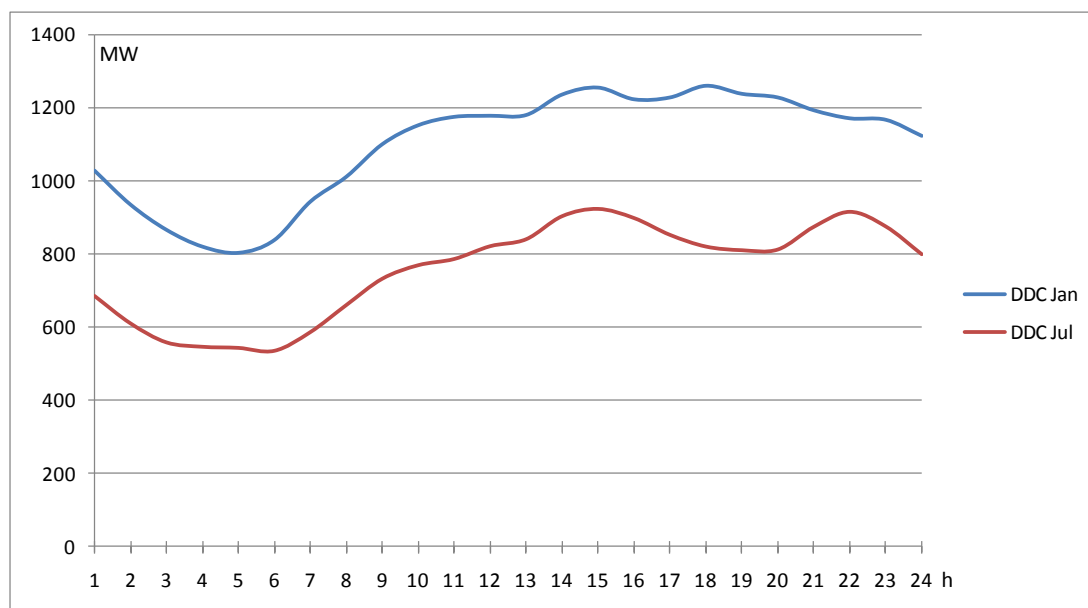
Електроенергетскиот систем на Република Македонија има типичен дијаграм на оптоварување и потрошувачка (слика 13), карактеристичен за европските земји во развој. Факторот на оптоварување на системот, $f_{\text{опт}}$, е околу 61%.

Како што е илустрирано на слика 14, во текот на денот, минималното оптоварување се јавува меѓу 3 и 6 часот. Во зимскиот период оптоварувањето достигнува максимум во попладневните часови и тоа на два пати, првиот максимум е околу 15–16 часот и вториот максимум е околу 18–19 часот. Во летниот период вториот максимум во текот на денот се јавува покасно, околу 22 часот.

слика 13. Подреден годишен дијаграм на оптоварување за 2008/2009 година



слика 14. Дневен дијаграм на оптоварување, трета среда во јануари и јули 2009



На табела 5 се дадени статистичките податоци за карактеристични временски точки на оптоварување за последните 10 години. Максималното оптоварување во системот се јавува во зима во последните денови на декември или првите денови на јануари. Притоа, факторот на моќност $\cos\phi$ е околу 0.95 бидејќи доминираат термички уреди за греење. Оповарувањето во третата среда од јануари во 11 часот е 80% од системскиот максимум.

Максималното оптоварување во летниот период изнесува 70-тина проценти од апсолутниот системски максимум и се јавува во различни летни месеци, но најчесто кон крајот на август. Овој режим се карактеризира со лош фактор на моќност (околу 0.89), поради поголема употреба на разладни уреди и пумпи за наводнување. Минимално оптоварување се јавува во

пролетниот период во утринските часови кога оптоварувањето е само 30% од системскиот максимум, односно 44% од летниот максимум.

табела 5. Карактеристични временски точки на оптоварување, 1999 – 2009

Година	Зимски максимум, $P_{\max}$					3 ^{та} среда, јануари					3 ^{та} среда, јануари					Летен максимум					Летен минимум				
	датум	час	конзум	пораст	%	датум	час	конзум	пораст	$P_{\max}$	датум	час	конзум	пораст	$P_{\max}$	датум	час	конзум	пораст	$P_{\max}$	датум	час	конзум	пораст	$P_{\max}$
1999	26.12.	18	1214			20.01.	11	943		77.7%	20.01.	19	1002		82.5%	27.08.	21	790		65.1%	24.05.	5	349		28.7%
2000	24.12.	20	1233	-1.6%		19.01.	11	951	0.8%	77.1%	19.01.	19	1093	9.1%	88.6%	31.08.	21	830	5.1%	67.3%	28.05.	4	316	-9.5%	25.6%
2001	22.12.	18	1261	2.3%		17.01.	11	1008	6.0%	79.9%	17.01.	19	1072	-1.9%	85.0%	05.06.	22	802	-3.4%	63.6%	02.05.	5	367	16.1%	29.1%
2002	06.01.	18	1320	4.7%		16.01.	11	1029	2.1%	78.0%	16.01.	19	1092	1.9%	82.7%	22.08.	21	808	0.7%	61.2%	04.08.	6	322	-12.3%	24.4%
2003	28.12.	18	1417	7.3%		15.01.	11	1130	9.8%	79.7%	15.01.	19	1180	8.1%	83.3%	31.08.	21	890	10.1%	62.8%	23.05.	4	431	33.9%	30.4%
2004	31.12.	18	1432	1.1%		21.01.	11	1142	1.1%	79.7%	21.01.	19	1205	2.1%	84.1%	03.06.	21	933	4.8%	65.2%	21.06.	5	436	1.2%	30.4%
2005	31.12.	18	1490	4.1%		19.01.	11	1253	9.7%	84.1%	19.01.	19	1353	12.3%	90.8%	08.05.	21	998	7.0%	67.0%	05.09.	5	446	2.3%	29.9%
2006	31.12.	18	1565	5.0%		18.01.	11	1425	13.7%	91.1%	18.01.	19	1485	9.8%	94.9%	07.05.	21	1140	14.2%	72.8%	16.07.	6	513	15.0%	32.8%
2007	23.12.	19	1664	6.3%		17.01.	11	1188	-16.6%	71.4%	17.01.	19	1320	-11.1%	79.3%	23.09.	20	1112	-2.5%	66.8%	04.09.	5	559	9.0%	33.6%
2008	06.01.	18	1618	-2.8%		16.01.	11	1285	8.2%	79.4%	16.01.	19	1416	7.3%	87.5%	06.04.	21	1334	20.0%	82.4%	08.06.	6	538	-3.8%	33.3%
2009	04.01.	18	1515	-6.4%		21.01.	11	1175	-8.6%	77.6%	21.01.	19	1238	-12.6%	81.7%	03.05.	21	1044	-21.7%	68.9%	02.06.	6	430	-20.1%	28.4%
Просек				2.3%					2.6%	79.6%				2.5%	85.5%				3.4%	67.6%				3.2%	29.7%

Година	Летен максимум, $P_{\max}$					3 ^{та} среда, јули					Летен минимум					3 ^{та} среда, јули				
	датум	час	конзум	пораст	$P_{\max}$	датум	час	конзум	пораст	$P_{\max}$	датум	час	конзум	пораст	$P_{\max}$	датум	час	конзум	пораст	$P_{\max}$
1999	27.08.	21	790			21.07.	11	662		83.8%	24.05.	5	349		44.2%	21.07.	4	429		54.3%
2000	31.08.	21	830	5.1%		19.07.	11	680	2.7%	81.9%	28.05.	4	316	-9.5%	38.1%	19.07.	4	445	3.7%	53.6%
2001	05.06.	22	802	-3.4%		18.07.	11	671	-1.3%	83.7%	02.05.	5	367	16.1%	45.8%	18.07.	4	489	9.9%	61.0%
2002	22.08.	21	808	0.7%		17.07.	11	678	1.0%	83.9%	04.08.	6	322	-12.3%	39.9%	17.07.	4	453	-7.4%	56.1%
2003	31.08.	21	890	10.1%		16.07.	11	775	14.3%	87.1%	23.05.	4	431	33.9%	48.4%	16.07.	4	503	11.0%	56.5%
2004	03.06.	21	933	4.8%		21.07.	11	789	1.8%	84.6%	21.06.	5	436	1.2%	46.7%	21.07.	4	518	3.0%	55.5%
2005	08.05.	21	998	7.0%		20.07.	11	837	6.1%	83.9%	05.09.	5	446	2.3%	44.7%	20.07.	4	567	9.5%	56.8%
2006	07.05.	21	1140	14.2%		19.07.	11	864	3.2%	75.8%	16.07.	6	513	15.0%	45.0%	19.07.	4	588	3.7%	51.6%
2007	23.09.	20	1112	-2.5%		18.07.	11	951	10.1%	85.5%	04.09.	5	559	9.0%	50.3%	18.07.	4	710	20.7%	63.8%
2008	06.04.	21	1334	20.0%		16.07.	11	956	0.5%	71.7%	08.06.	6	538	-3.8%	40.3%	16.07.	4	736	3.7%	55.2%
2009	03.05.	21	1044	-21.7%		15.07.	11	786	-17.8%	75.3%	02.06.	6	430	-20.1%	41.2%	15.07.	4	546	-25.8%	52.3%
Просек				3.4%					2.1%	81.6%				3.2%	44.0%				3.2%	56.1%

4.4.2. Прогноза на вкупна потрошувачка и максимално оптоварување во системот

За време на изработката на Стратегијата, Енергетскиот биланс за 2010 година и оваа Студија, и индустрискиот и енергетскиот сектор во Република Македонија беа под влијание на глобалната финансиска криза. Во такви услови не е возможно да се прогнозира развојот на електроенергетскиот сектор во Република Македонија со едноставна екстраполација на движењата од изминатиот период.

Според Енергетскиот биланс за 2010 година, вкупните потреби од електрична енергија на потрошувачите за 2010 година изнесуваат 8567 GWh и се за 10% повисоки од вкупните потреби во 2009 година и се на скоро исто ниво како и во 2008 година.

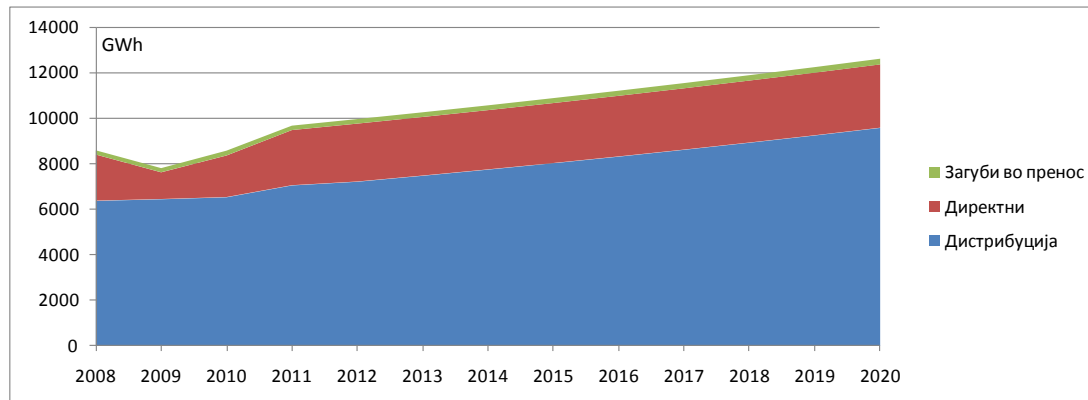
Поради неизвесностите засилени од финансиската криза, во Стратегијата се разработени повеќе сценарија. Во основното сценарио е анализиран пораст на електричната енергија со годишна стапка од 2.5%, соодветно на анализираниот пораст по одделни сектори: индустрија, домаќинства, комерцијален и услужен сектор, сообраќај, земјоделство и шумарство. Изработено е сценарио со засилени мерки на енергетска ефикасност. Имајќи ја предвид структурата на нашата индустрија, во Стратегијата е анализирано и сценарио со можна годишна стапка на пораст од 3%, во случај на забрзан раст на индустријата за челик и феролегури. Со оглед на тоа дека преносната мрежа се планира во однос на максималните режими на работа (системските максимуми, $P_{\max}$ во референтите години) кои може да се јават во идниот период, во Студијата како *референтно* е прифатено сценариото од Стратегијата со прогнозата на потрошувачката на електрична енергија со зголемен пораст од 3%. Избраното сценарио се базира на оптимистички претпоставки за брзо надминување на економската криза и порастот на дистрибутивната потрошувачка.

За 2010 година се искористени прогнозите од Енергетскиот биланс, додека за 2011 година и понатака, се користат прогнозите од Стратегијата. Затоа, како што се гледа од табела 6, слика 15 и табела 7, слика 16, се јавува мал скок во прогнозите на потрошувачката и оптоварувањето за 2011 година.

табела 6. Вкупна потрошувачка на електрична енергија [GWh], 2008 – 2020

GWh	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Вкупни потреби	8581	7797	8567	9668	9958	10256	10563	10881	11207	11543	11891	12246	12616
Загуби во пренос	184	181	211	193	199	205	211	218	224	231	238	245	252
Директни	2024	1172	1825	2424	2545	2575	2604	2635	2665	2694	2724	2754	2783
Дистрибуција	6373	6444	6531	7051	7214	7476	7747	8028	8318	8618	8929	9247	9580

слика 15. Вкупна потрошувачка на електрична енергија [GWh], 2008 – 2020



Во Стратегијата е анализирана годишната потрошувачка $W_{\text{год}}$ [GWh] на електрична енергија. Максималното оптоварување во системот P_{max} [MW] е добиено од $W_{\text{год}}$ користејќи фактор на оптоварување $f_{\text{опт}} = 0.607$ pu:

$$P_{\text{max}} [\text{MW}] = \frac{W_{\text{год}} [\text{GWh}] \cdot 10^3}{f_{\text{опт}} [\text{pu}] \cdot 8760 [\text{h}]}$$

При зголемување на потрошувачката на електрична енергија во индустријата или во домаќинствата во летен период е можно во иднина факторот на оптоварување да расте. Тоа значи нивелирање на годишната крива на оптоварување во системот, односно појава на помали вредности на максималното оптоварување. Во Студијата, за проценка на врвното оптоварување се користи константен фактор на оптоварување за целиот разгледуван период (до 2020 година). Со оваа претпоставка се зголемува сигурноста на прогнозите.

табела 7. Максимално оптоварување во системот и на ниво на преносна мрежа [MW], 2008 – 2020, P3%

MW	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
P_{max} за систем	1618	1515	1611	1820	1874	1930	1988	2048	2109	2173	2238	2305	2375
P_{max} за преносна мрежа	1603	1500	1596	1793	1835	1879	1925	1973	2022	2074	2126	2182	2240
Загуби во пренос	32	30	32	36	37	38	39	39	40	41	43	44	45
Директни	209	192	287	314	329	334	339	344	349	354	359	364	369
Дистрибуција	1362	1278	1277	1443	1470	1508	1548	1590	1633	1678	1724	1774	1826

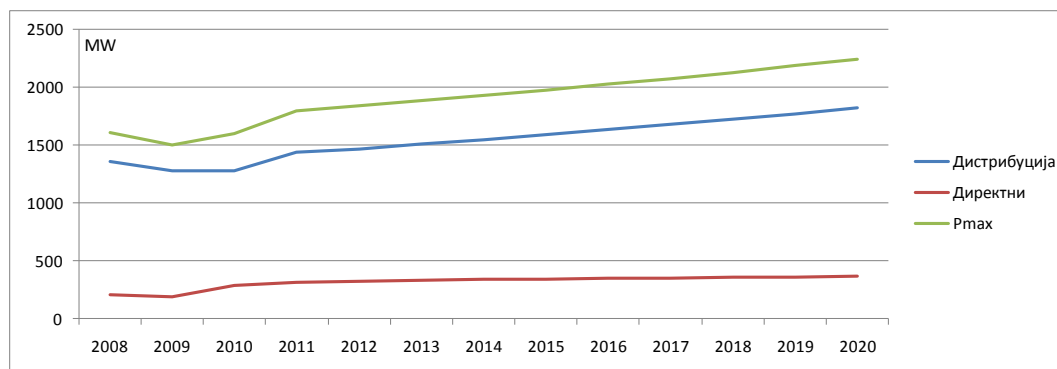
P_{max} за систем – максимално оптоварување во целиот електроенергетски систем

P_{max} за преносна мрежа² – максимално оптоварување на ниво на преносна мрежа

P_{max} за преносна мрежа = [P_{max} за систем] – [производство на мали ЕЦ]

² Забелешка: При алокација на оптоварувањето низ јазлите во преносната мрежа заради креирање на соодветен мрежен модел, вкупното оптоварување прикажано на ниво на преносна мрежа е намалено со проценети загуби во преносната мрежа ($\Delta P_{\text{max}} \approx 2\%$).

слика 16. Максимално оптоварување на ниво на преносна мрежа [MW], 2008 – 2020, P3%



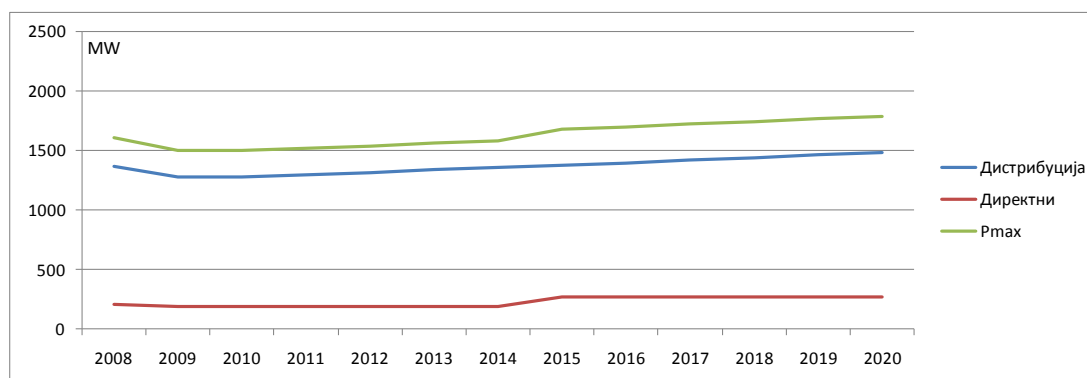
Покрај референтниот сценарио за оптоварување со просечен пораст од околу 2.9% (ознака P3%), заради поцелосен увид на осетливоста на резултатите од влезните прогнози за потрошувачката/оптоварувањето, разработено е и дојолнишело сценарио (ознака P1%) кое се базира на песимистички претпоставки (табела 8, слика 17) и во кое:

- вкупното оптоварување има просечен пораст од 1.3%,
- дистрибутивното оптоварување расте со пораст од 1.5% и
- директните потрошувачи бавно закрепнуваат од економската криза и дури во 2015 година се очекува нивната потрошувачка да биде на ниво како пред кризата.

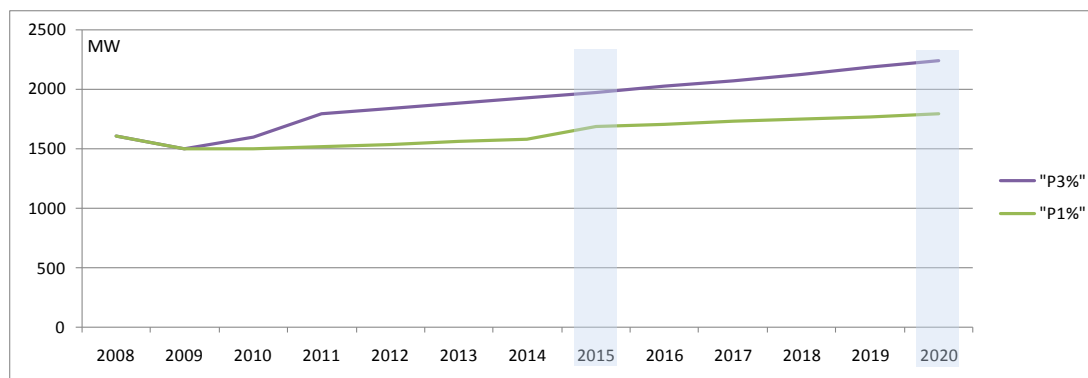
табела 8. Максимално оптоварување на ниво на преносна мрежа [MW], 2008 – 2020, P1%

MW	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
P _{max} за преносна мрежа	1603	1500	1498	1518	1537	1557	1578	1682	1703	1724	1746	1768	1790
Загуби во пренос	32	30	29	30	30	31	31	33	33	34	34	35	35
Директни	209	192	192	192	192	192	192	273	273	273	273	273	273
Дистрибуција	1362	1278	1277	1296	1316	1335	1355	1376	1396	1417	1439	1460	1482

слика 17. Максимално оптоварување на ниво на преносна мрежа [MW], 2008 – 2020, P1%



За периодот од 2010 до 2013 во Студијата е разгледувано само референтното сценарио за оптоварување P3%. Поради несигурноста на прогнозите со подалечен планирачки хоризонт, среднорочните и долгорочните анализи за 2015 и 2020 година ги опфаќаат и двете сценарија за оптоварување: P3% и P1% (слика 18).

слика 18. Максимално оптоварување според двете сценарија: P3% и P1% [MW], 2008 – 2020


4.4.3. Прогноза на потрошувачка и оптоварување на директните потрошувачи

Директни потрошувачи се сите потрошувачи кои преземаат електрична енергија директно од преносната мрежа: Бучим, Железара (Енергетика), Силмак (Југохром), ОКТА (Рафинерија), Титан (Усје), ФЕНИ, како и останатите директни потрошувачи со помала годишна потрошувачка (Инвестас, Алумина, Македонски железници, рудниците во Осломеј, Суводол и Брод Гнеотино).

Во табела 9, табела 10 и слика 19 се прикажани прогнозите на директните потрошувачи за нивната потрошувачката на електрична енергија и оптоварувањето при системскиот максимум, во наредниот 10 годишен период. Светската економска криза силно се одрази и на индустриските објекти во нашата земја; ефектите од кризата сликовито се гледаат од остварената потрошувачка на електрична енергија и големите варијации во 2008 – 2009 година. Се очекува светската економска криза да се преброди до 2012 година кога потрошувачката ќе ја постигне вредноста од 2007/2008. Потоа се очекува стабилен конзум во индустријата.

Според Енергетскиот биланс за 2010 година се предвидува голем процент на пораст на потрошувачката. Високиот пораст во 2010 година во однос на 2009 година се должи на зголемените проценки за потрошувачката на директните потрошувачи приклучени на преносната мрежа (1697 GWh, односно зголемување за 63% во однос на 2009 година), и тоа во најголема мерка поради планот за рестартирање на Скопски легури и зголемената потрошувачка во Силмак и Фени. Но поради драстичниот пад на потрошувачката кај директните потрошувачи во 2009 година, планирањата за 2010 година се помали од остварената потрошувачка во 2008 година за 10%.

И според прогнозите од Стратегијата, во избраното сценарио се очекува забрзан пораст на потрошувачката во индустријата за челик и феролегури. Тоа е во согласност со прогнозите од страна на Фени во кои се очекува висока потрошувачка (1100 GWh) и оптоварување (до 125 MW) во годините од разгледуваниот период. Со оглед дека за Железара не се добиени нивните среднорочни и долгорочни прогнози, претпоставен е пораст на потрошувачката и оптоварувањето после стабилизирање на економската криза со тренд како и во Стратегијата (т.е. 4%). Се претпоставува дека во индустрискиот комплекс на Железара овој тренд ќе се достигне со рестартирање на постојните објекти и нови инвестиции.

Оптоварувањето на директните потрошувачи во референтното сценарио (P3%) е според прогнозите добиени од корисниците и е усогласено со видот на технолошкиот процес во овие индустриски објекти.

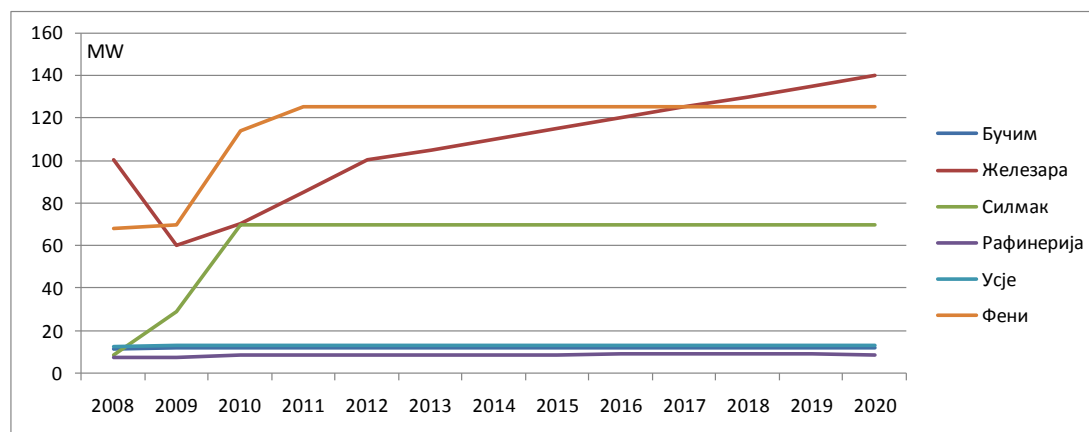
табела 9. Потрошувачка на електрична енергија на директните потрошувачи [GWh], 2008 – 2020

GWh	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Директни	2024	1172	1825	2424	2545	2575	2604	2635	2665	2694	2724	2754	2783
Бучим	97	85	98	99	99	99	99	100	100	100	100	100	100
Железара	518	227	495	570	590	619	648	677	706	735	764	793	822
Силмак	390	87	315	426	426	426	426	426	426	426	426	426	426
Рафинерија	58	58	67	63	64	64	65	66	66	67	68	68	69
Усје	106	81	75	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105
Фени	718	507	647	1000	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100
Останати	137	127	128	161	161	161	161	161	161	161	161	161	161

табела 10. Оптоварување на директните потрошувачи при системски максимум [MW], 2008 – 2020, P3%

MW	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Директни	209	192	287	314	329	334	339	344	349	354	359	364	369
Бучим	11.5	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0
Железара	100.0	60.0	70.0	85.0	100.0	105.0	110.0	115.0	120.0	125.0	130.0	135.0	140.0
Силмак	8.8	29.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0
Рафинерија	7.3	7.6	8.3	8.5	8.6	8.7	8.8	8.9	9.0	9.0	9.1	9.2	8.8
Усје	12.6	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0
Фени	68.3	70.0	114.0	125.0	125.0	125.0	125.0	125.0	125.0	125.0	125.0	125.0	125.0

слика 19. Оптоварување на директните потрошувачи при системски максимум [MW], 2008 – 2020, P3%

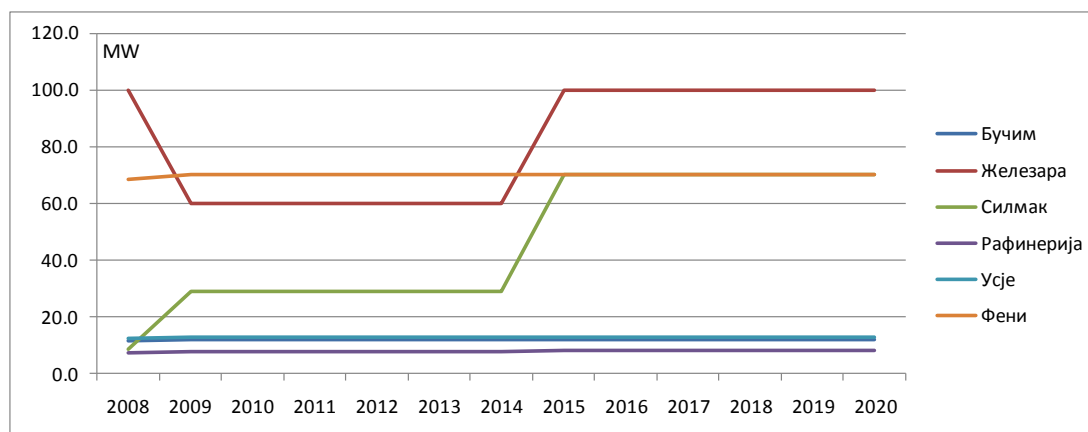


Во дополнителното сценарио P1% (табела 11, слика 20) се претпоставува дека директните потрошувачи бавно закрепнуваат од економската криза и дури во 2015 година се очекува нивната потрошувачка да биде на ниво како пред кризата.

табела 11. Оптоварување на директните потрошувачи при системски максимум [MW], 2008 – 2020, P1%

MW	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Директни	209	192	192	192	192	192	192	273	273	273	273	273	273
Бучим	11.5	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0
Железара	100.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Силмак	8.8	29.0	29.0	29.0	29.0	29.0	29.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0
Рафинерија	7.3	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0
Усје	12.6	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0
Фени	68.3	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0

слика 20. Оптоварување на директните потрошувачи при системски максимум [MW], 2008 – 2020, P1%



4.4.4. Прогноза на потрошувачка и оптоварување на дистрибутивните потрошувачи

Во изминатиот десетгодишен период дистрибутивната потрошувачка има просечен пораст од околу 2.5%.

Според Енергетскиот биланс за 2010 година, планираната потрошувачка на дистрибуцијата изнесува 6531 GWh и истата бележи пораст од 1.4% и 2.5% во однос на остварувањата во 2009 и 2008 година, соодветно. Поради недостиг од релевантни прогнози за дистрибутивната потрошувачка и оптоварувањето за среднорочен и долгорочен период, овие прогнози се добиени како разлика меѓу вкупните потреби за електрична енергија и моќност во системот (преземени од Стратегијата), и потрошувачката и оптоварувањето на индустриските потрошувачи.

табела 12. Потрошувачка на електрична енергија на дистрибуција [GWh], 2008 – 2020

GWh	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Дистрибуција	6373	6444	6531	7051	7214	7476	7747	8028	8318	8618	8929	9247	9580

Во референтното сценарио (P3%), оптоварувањето на дистрибуцијата има просечен пораст од околу 2.6%, што значи дека и во наредниот 10 години е задржан истиот тренд како и во изминатиот период.

табела 13. Оптоварување на дистрибуција при системски максимум [MW], 2008 – 2020, P3%

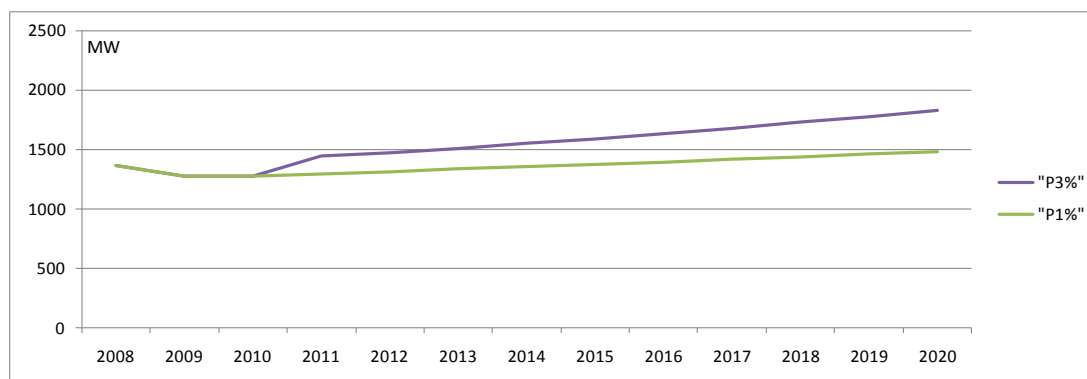
MW	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Дистрибуција	1362	1278	1277	1443	1470	1508	1548	1590	1633	1678	1724	1774	1826

Во дополнителното сценарио (P1%) дистрибутивното оптоварување расте со 1.5% и има бавен тренд на пораст заради воведување на засилени мерки за енергетска ефикасност, замена на електричните грејни тела со алтернативна технологија и намалување на загубите во дистрибутивна мрежа.

табела 14. Оптоварување на дистрибуција при системски максимум [MW], 2008 – 2020, P1%

MW	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Дистрибуција	1362	1278	1277	1296	1316	1335	1355	1376	1396	1417	1439	1460	1482

слика 21. Оптоварување на дистрибуција при системски максимум [MW], 2008 – 2020 според двете сценарија: P3% и P1%



За распределба на оптоварувањето на 110/x kV дистрибутивните трансформаторски станици е искористена снимка (snapshot) на режимот со максимално оптоварување за 2009 година. Распределбата според снимката за 2009 година е проверена и усогласена со снимките за 2007 и 2008 година. Оваа структура на дистрибутивниот конзум е основа за прогнозите низ целиот 10 годишен период, при што се направени соодветни прераспределби на оптоварувањето при влегување во погон на нови трансформаторски станици.

4.5. ПЛАНОВИ ЗА РАЗВОЈ НА НОВИ ЕЛЕКТРИЧНИ ЦЕНТРАЛИ

Сите планови од Стратегијата за развој на нови електрични центри се земени предвид при анализите во Студијата и се систематизирани на следниот начин:

- [A] интензивен, напреден развој (Advanced),
- [B] урамнотежен развој (Balanced),
- [C] ограничен развој (Constrained).

Локациите на новите електрични центри се илустрирани на слика 22.

Во табела 15 е прикажан порастот на инсталираната моќност на електричните центри во електроенергетскиот систем на Република Македонија. Притоа не се земени предвид малите дисперзирани електрични центри приклучени на дистрибутивниот систем, ниту ветерните електрични центри.

Во табела 16 се дадени сите постојни производни објекти во електроенергетскиот систем на Република Македонија и плановите за нови електрични центри. За секоја електрична централа дадена е *максималната нето активна моќност* (во MW) која може да се произведува континуирано за подолг период на работа при нормални услови. Под „нето“ се подразбира разликата меѓу вкупната инсталирана моќност на генераторот од една страна, и оптоварувањето на помошната опрема и загубите во блок-трансформаторите од друга страна³.

³ За потребите на планирање на развојот на преносната мрежа меродавни се режимот на максимално оптоварување и расположливото производство на електричните центри во тој режим [MW]. Билансите за задоволување на потребите од електрична енергија [GWh] за анализираниите години детално се разработени во Стратегијата.

слика 22. Локации на новите електрични центри во електроенергетскиот систем на Република Македонија



Извор: www.elem.com.mk

табела 15. Кумулативен пораст на инсталираната моќност (MW), 2008 – 2020

Година	План	Нови ЕЦ	+ P _{GEN}
2010	A,B,C	ТЕТО, КОГЕЛ 1 и 2	290
2011	A,B,C	ТЕТО, КОГЕЛ 1 и 2, ХЕЦ Св.Петка	326
2012	A,B,C	ТЕТО, КОГЕЛ 1 и 2, ХЕЦ Св.Петка	326
2013	A,B,C	ТЕТО, КОГЕЛ 1 и 2, ХЕЦ Св.Петка	326
2015	A	ТЕТО, КОГЕЛ 1 и 2, ХЕЦ Св.Петка, КоГЕЦ Енергетика, ХЕЦ Б.Мост	694
	B	ТЕТО, КОГЕЛ 1 и 2, ХЕЦ Св.Петка, КоГЕЦ Енергетика	626
	C	ТЕТО, КОГЕЛ 1 и 2, ХЕЦ Св.Петка	326
2020	A	ТЕТО, КОГЕЛ 1 и 2, ХЕЦ Св.Петка, КоГЕЦ Енергетика, ХЕЦ Б.Мост, ХЕЦ Галиште, ХЕЦ Градец, ХЕЦ Чебрѐн, ТЕЦ Битола 4	1575
	B	ТЕТО, КОГЕЛ 1 и 2, ХЕЦ Св.Петка, КоГЕЦ Енергетика, ХЕЦ Б.Мост, ХЕЦ Галиште, ХЕЦ Градец, ХЕЦ Чебрѐн, без ТЕЦ ОСЛОМЕЈ	1165
	C	ТЕТО, КОГЕЛ 1 и 2, ХЕЦ Св.Петка, КоГЕЦ Енергетика, ХЕЦ Б.Мост, ХЕЦ Галиште, ХЕЦ Градец, без ТЕЦ ОСЛОМЕЈ	833

табела 16. Планови за развој на електрични центри според Стратегијата (1), 2008 – 2020

MW	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2015			2020		
ПЛАН			A, B, C	A, B, C	A, B, C	A, B, C	A	B	C	A	B	C
ОПТОВАРУВАЊЕ												
Pmax за преносна мрежа, P3%	1603	1500	1596	1793	1835	1879	1973			2240		
Pmax за преносна мрежа, P1%	1603	1500	1498	1518	1537	1557	1682			1790		
ПРОИЗВОДСТВО												
постојни ЕЦ												
ТЕЦ	923	923	923	923	923	923	923	923	923	923	813	813
ТЕЦ Битола 1,2,3	615	615	615	615	615	615	615	615	615	615	615	615
ТЕЦ Осломеј	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110		
ТЕЦ Неготино	198	198	198	198	198	198	198	198	198	198	198	198
ХЕЦ	536	536	536	536	536	536	536	536	536	536	536	536
ХЕЦ Врбен	12.8	12.8	12.8	12.8	12.8	12.8	12.8	12.8	12.8	12.8	12.8	12.8
ХЕЦ Равен	21.6	21.6	21.6	21.6	21.6	21.6	21.6	21.6	21.6	21.6	21.6	21.6
ХЕЦ Вруток	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172
ХЕЦ Глобочица	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
ХЕЦ Шпиље	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84
ХЕЦТиквеш	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116
ХЕЦ Козјак	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88
мали ЕЦ, постојни	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
нови ЕЦ												
ТЕТО			230	230	230	230	230	230	230	230	230	230
КОГЕЛ 1 и 2			60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
ХЕЦ Са.Петка				36	36	36	36	36	36	36	36	36
КоГЕЦ Енергетика							300	300		300	300	300
ХЕЦ Б.Мост							68			68	68	68
ХЕЦ Галиште										194	194	194
ХЕЦ Градец										55	55	55
ХЕЦ Чебрин										333	333	
ТЕЦ Битола 4										300		
мали ХЕЦ, нови				10	20	30	50	50	50	100	100	100
биогаз				1	2	3	4	4	4	8	8	8
фотоволтаици				1	2	3	6	6	6	12	12	12
ВЕЦ							50	50		150	150	150
вкупен нето произведен капацитет	1459	1459	1749	1785	1785	1785	2204	2135	1785	3185	2775	2442
доверливо расположлив капацитет	1146	1146	1436	1465	1463	1461	1791	1757	1457	2636	2261	1928
Δ (преостанат капацитет при P3%)	-457	-354	-160	-328	-372	-418	-182	-216	-516	396	21	-311
Δ (преостанат капацитет при P1%)	-457	-353	-62	-52	-74	-96	109	75	-225	846	471	138

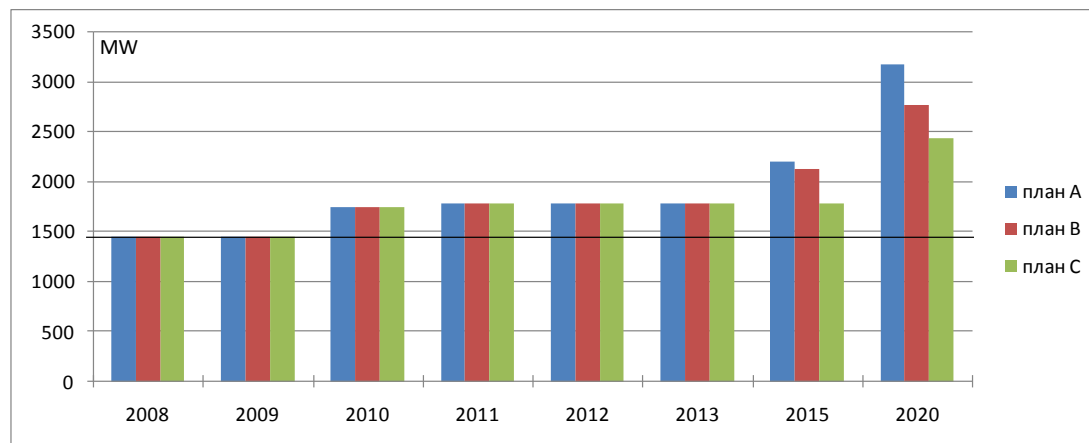
Вкупен нето произведен капацитет = збир на инсталираните моќности на електричните центри приклучени на преносната мрежа

Доверливо расположлив капацитет = [вкупен нето произведен капацитет] – [нерасположлив капацитет]

Преостанат капацитет = [доверливо расположлив капацитет] – [P_{max} за преносна мрежа]

Вкупниот нето произведен капацитет е збир на инсталираните моќности на електричните центри приклучени на преносната мрежа. Билансот на моќности е пресметан на ниво на преносна мрежа. Малите електрични центри приклучени на дистрибутивната мрежа не се земени предвид во вкупниот биланс на моќности; нивното учество е вклучувано во нето дистрибутивната потрошувачка која реално се јавува на ниво на преносната мрежа. Еволуцијата на вкупниот нето произведен капацитет до 2020 година, според развојните планови од Стратегијата, е прикажана на слика 23.

слика 23. Вкупен нето произведен капацитет (MW) на новите електрични центри според Стратегијата, 2008 – 2020



Одредени индустриски објекти имаат свои производни постројки. Во дистрибутивниот систем на АД ЕЛЕМ во Железара (Енергетика) постојат две мали гасни електрични центри приклучени на локалната среднапонска мрежа, и тоа: КОГЕЛ-1 со 2x15 MW и КОГЕЛ-2 со 10x3 MW. Двете електрични центри со своето производство директно задоволуваат дел од оптоварувањето на ТС Железара. За останатите вакви производни објекти кај директните потрошувачи во моментот на изработка на Студијата авторите не располагаа со податоци за нивните карактеристики и статус. Затоа ова производство не е земено предвид; во пракса тоа значи дека оптоварувањето во тие јазли делумно ќе биде покриено од сопственото производство, односно нето оптоварувањето на ниво на преносна мрежа ќе биде помало од анализираното.

Нерасположливиот капацитет е дел од нето производниот капацитет кој не е на располагање на производителот поради различни ограничувања на производството на електричната централа. Одредувањето на нерасположливиот капацитет може да се види во глава 15 или ENTSO-E SAF методологијата (8).

Доверливо расположливиот капацитет е разлика меѓу вкупниот нето произведен капацитет и нерасположливиот капацитет.

Од обновливите извори на електрична енергија, ветерните центри како објекти со голема инсталирана моќност и специфична технологија имаат најголемо влијание на работата и потребите за надградба на преносната мрежа. Ветерните потенцијали во Република Македонија сè уште не се доволно проучени. Од друга страна, во моментот владее голема заинтересираност на потенцијални инвеститори, привлечени од високите повластени тарифи за откуп на производство од овој тип на електрични центри. Интегрирање на оваа нова технологија е технолошки предизвик и за најсовремените електроенергетски системи. Поради ова, тешко е да се предвиди динамиката на градба на ветерни центри. Во Студијата е претпоставено дека во 2015 година ќе бидат инсталирани 50 MW во околината на Богданци и уште 100 MW во 2017 година во штипскиот регион.

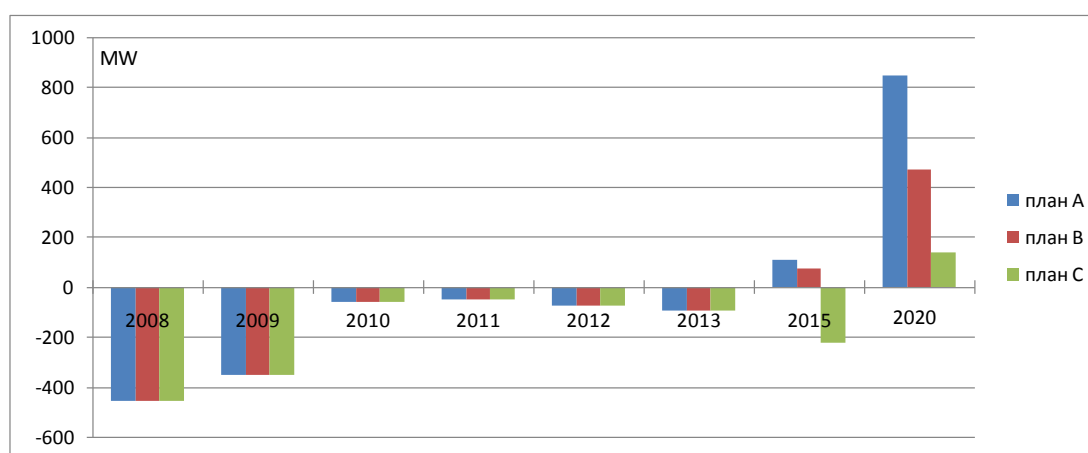
Поради неизвесноста на влегување во погон и варијацијата на расположливоста на ветерот, *ветерните електрични центри* се прикажани во нето производниот капацитет, но *не влегуваат во доверливо расположливиот капацитет*. Нивното влијание посебно се проучува во Студијата за интегрирање на ветерни електрични центри во преносната мрежа на Република Македонија (9). Во оваа Студија влијанието на новите ветерни електрични центри е проучувано во посебно сценарио.

Во последната редица од табела 16 е прикажан *преостанатиот капацитет* како разлика меѓу доверливо расположливиот капацитет и оптоварувањето при системскиот максимум. Преостанатиот капацитет е индикатор на потребите кои треба да се задоволат од увоз (–) или вишокот на моќност која може да се извезува од системот (+). Значи, потребите од увоз или можностите за извоз се дефинирани во зависност од оптоварувањето и расположливоста на постојните и новите производни објекти. Графички приказ на преостанатиот капацитет за различно ниво на пораст на оптоварувањето е даден на слика 24 и слика 25.

слика 24. Преостанат капацитет (MW) при P3% (потенцијален увоз/извоз на моќност), 2008 – 2020



слика 25. Преостанат капацитет (MW) при P1% (потенцијален увоз/извоз на моќност), 2008 – 2020



Во 2011, 2012 и 2013 година влегуваат во погон производните објекти чија градба е веќе започната и постои само еден план за развој на производните објекти. Во 2015 и 2020 година се јавува разлика во плановите за нови производни објекти.

Во периодот 2010 – 2013 година за задоволување на потребите ќе треба да се увезува моќност, а увезените количини ќе зависат од порастот на оптоварувањето.

Во 2015 година, при пораст на оптоварувањето од 3%, во плановите А и В оптоварувањето може да се задоволи од сопствените производни објекти со увоз на моќност од околу 200 MW. Во планот С поради недостиг од доверливо расположлив произведен капацитет се предвидува увоз и до 500 MW. При пораст на оптоварувањето од 1%, потребите за увоз во планот С се помали и изнесуваат околу 200 MW. Ако оптоварувањето има намален пораст а изградбата на нови електрични центри е според плановите А и В, тогаш во системот ќе има рамнотежа меѓу оптоварувањето и производството.

Во 2020 година, при пораст на оптоварувањето од 3%, во планот А поради забрзаниот развој на производни објекти се јавува вишок на моќност од 400 MW која може да се извезува кон соседните системи. Според планот В ќе биде постигната рамнотежа меѓу оптоварувањето и производството во системот. Ако инвестициите во производни објекти се одвиваат со забавено темпо како во планот С, околу 300 MW од оптоварување ќе треба да се задоволат од увоз. Доколку оптоварувањето има пораст од 1%, во сите три планови ќе може да се извезува моќност, и тоа од 100 MW во план С, до дури 800 MW во план А.

5. МРЕЖНИ МОДЕЛИ И СЦЕНАРИЈА

5.1. МРЕЖНИ МОДЕЛИ

5.1.1. Модел на електроенергетскиот систем на Република Македонија

Мрежниот модел ја отсликува конфигурацијата на електроенергетскиот систем, односно дава слика за начинот на поврзување на мрежните елементи: јазли, водови, трансформатори, генератори, потрошувачи итн. Во зависност од типот на анализите се користат модели со различно ниво на детали и степен на изграденост на мрежата. Мрежните модели можат да отсликуваат различни работни режими. Под работен режим подразбираме пресек на конкретен баланс меѓу потрошувачката, производство и размена во одреден референтен период, на пример:

- режим со максимално оптоварување (зимски период),
- зимски режим со врвни оптоварувања (3^{та} среда јануари 11:00h & 19:00h),
- летен режим со врвни оптоварувања (3^{та} среда јули 11:00h),
- режим со минимални оптоварувања (3^{та} среда јули 04:00h).

Во оваа Студија сите мрежни модели се дефинирани за режим на максимално оптоварување кој во нашиот систем се јавуваат во зимскиот период и тоа во месеците декември или јануари, во попладневните часови (период 17 – 20 часот).

Според доставениот план од ЕВН Македонија АД, годините на пуштање во погон и локациите на новите трансформаторски станици 110/x kV се:

- 2010: ТС Драчево, ТС Теарце, ТС Бунарџик,
- 2012: ТС Зајчев рид (Визбегово),
- 2013: ТС Петровец, ТС Охрид 3 (Еразмо),
- 2015: ТС Сарај, ТС Гостивар 2, ТС Централна, ТС Нов Дојран, ТС Винаца,
- 2020: ТС Струга 2 (Суво Поле), ТС Крушево, ТС Долнени.

Годините на пуштање во погон и локациите на новите производни објекти, според Стратегија (1) се:

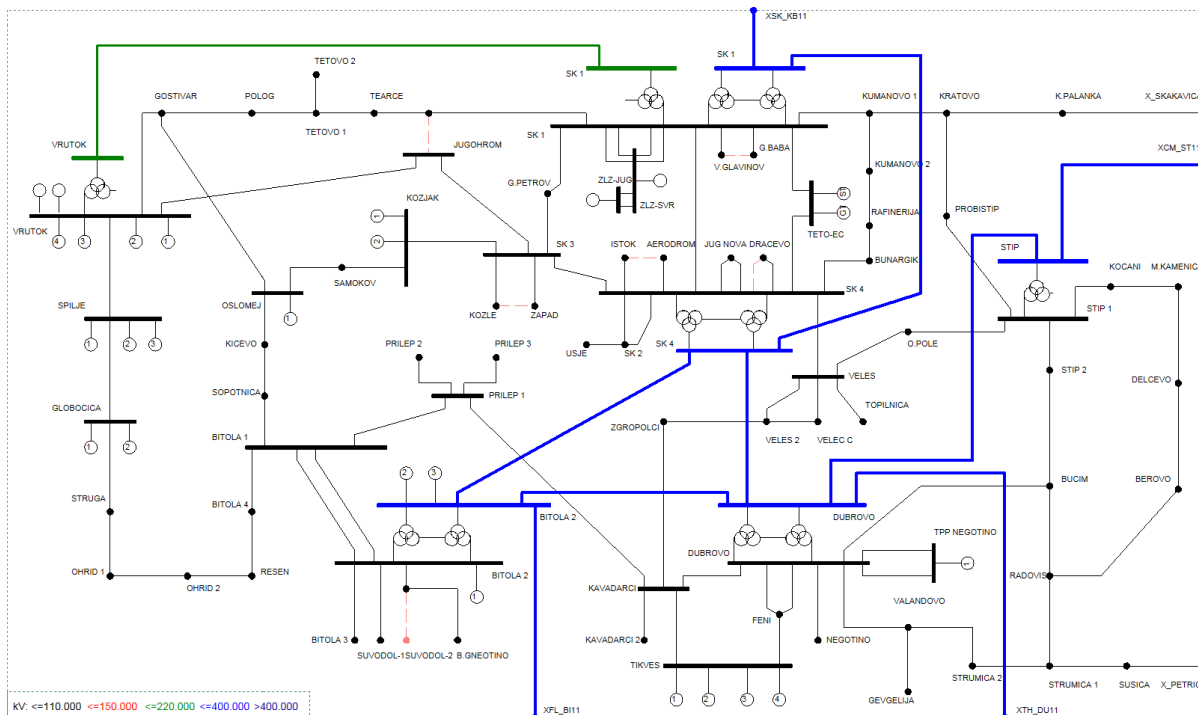
- 2010: ТЕТО, Когел 1 и 2,
- 2011: ХЕЦ Св. Петка,
- 2015: КОГЕЦ Енергетика и ХЕЦ Бошков Мост,
- 2020: ХЕЦ Галиште, ХЕЦ Чебрин, ХЕЦ Градец и ТЕЦ Битола 4.

Несигурноста во прогнозата на локацијата и големина на новите производни објекти е уважена преку креирање различни сценарија при формирање на моделите за референтите години.

Моделот на електроенергетскиот систем на Република Македонија ги содржи сите мрежни елементи на 110, 220 и 400 kV напонско ниво. Генераторите се моделирани на генераторско напонско ниво, заедно со блок-трансформаторите. Кај термоелектричните централи посебно е моделирана потрошувачката за сопствени потреби. Оптоварувањето на дистрибутивните трансформаторски станици е моделирано на 110 kV, додека за потребите на пресметката на еднофазни куси врски моделирани се и дистрибутивните 110/x/(y) kV трансформатори со уважување на типот на соединување на намотките.

Постојната конфигурација на преносната мрежа на Република Македонија е прикажана на слика 26. На сликата со црна боја е прикажано 110 kV, со зелена 220 kV и со сина боја 400 kV напонско ниво. Карактеристиките на преносните водови и оптоварувањата во 110 kV јазли при режимот со максимално оптоварување се прикажани во Прилог Б на Студијата.

слика 26. Конфигурација на преносната мрежа на Република Македонија, 2010 година



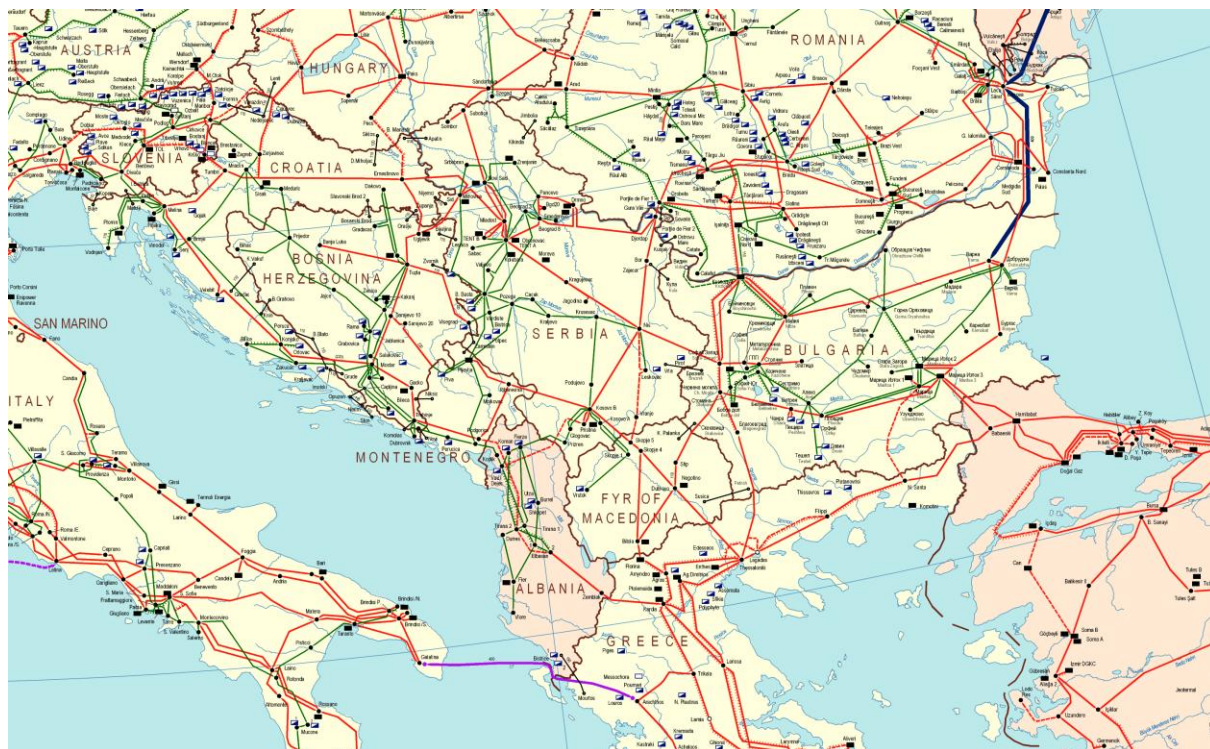
Треба да се забележи дека референците TC Скопје 1 и TC Скопје 5 се однесуваат на една иста трансформаторска станица, позната уште и како TC Бутел. Првично, оваа трансформаторска станица имаше трансформација од 220 kV на 110 kV и се нарекуваше TC Скопје 1. Во 2003 година се воведо и 400 kV напонско ниво и трансформација од 400 kV на 110 kV, а овој дел од постројката се нарече TC Скопје 5. Всушност, се работи за една иста трансформаторска станица која во моментот ги има сите три високи напонски нивоа, 400 kV, 220 kV и 110 kV и претставува најкомплексна постројка во преносната мрежа. Според плановите, во иднина се предвидува напуштање на 220 kV напонско ниво. Во текстот на Студијата, се користат и двете ознаки, при што кога ќе се наведе TC Скопје 1 се мисли на 220 kV и/или 110 kV собирници и соодветните трансформатори, а со TC Скопје 5 се означуваат 400 kV собирници или 400/110 kV трансформатори во таа постројка.

5.1.2. Регионален модел

При формирање на моделите применет е регионален пристап што значи дека се земени предвид сите регионални проекти и се користат регионални модели. Во регионалните модели се вклучени националните преносни мрежи на: Албанија, Босна и Херцеговина, Бугарија, Хрватска, Грција, Унгарија, Романија, Србија, Црна Гора, Словенија, Италија, Турција и еквивалент на остатокот од ENTSO-E. Електроенергетскиот систем на Република Македонија, кој е моделиран во целост, е интегриран во регионалните модели.

За 2010, 2011 и 2012 година се користи прогнозирачки модел за јануари 2010 година кој се разменува меѓу преносните систем-оператори во рамките на ENTSO-E. За 2013 година се користи регионалниот модел за 2013 година развиен во рамките на ENTSO-E. За 2015 година и 2020 година се користат регионални модели за 2015 и 2020 година развиени во SECI проектот за регионално планирање на преносни системи. На слика 27 е прикажана еднополната шема на преносната мрежа за регионот на југоисточна Европа.

слика 27. Регионална преносна мрежа во југоисточна Европа



Извор: ENTSO-E

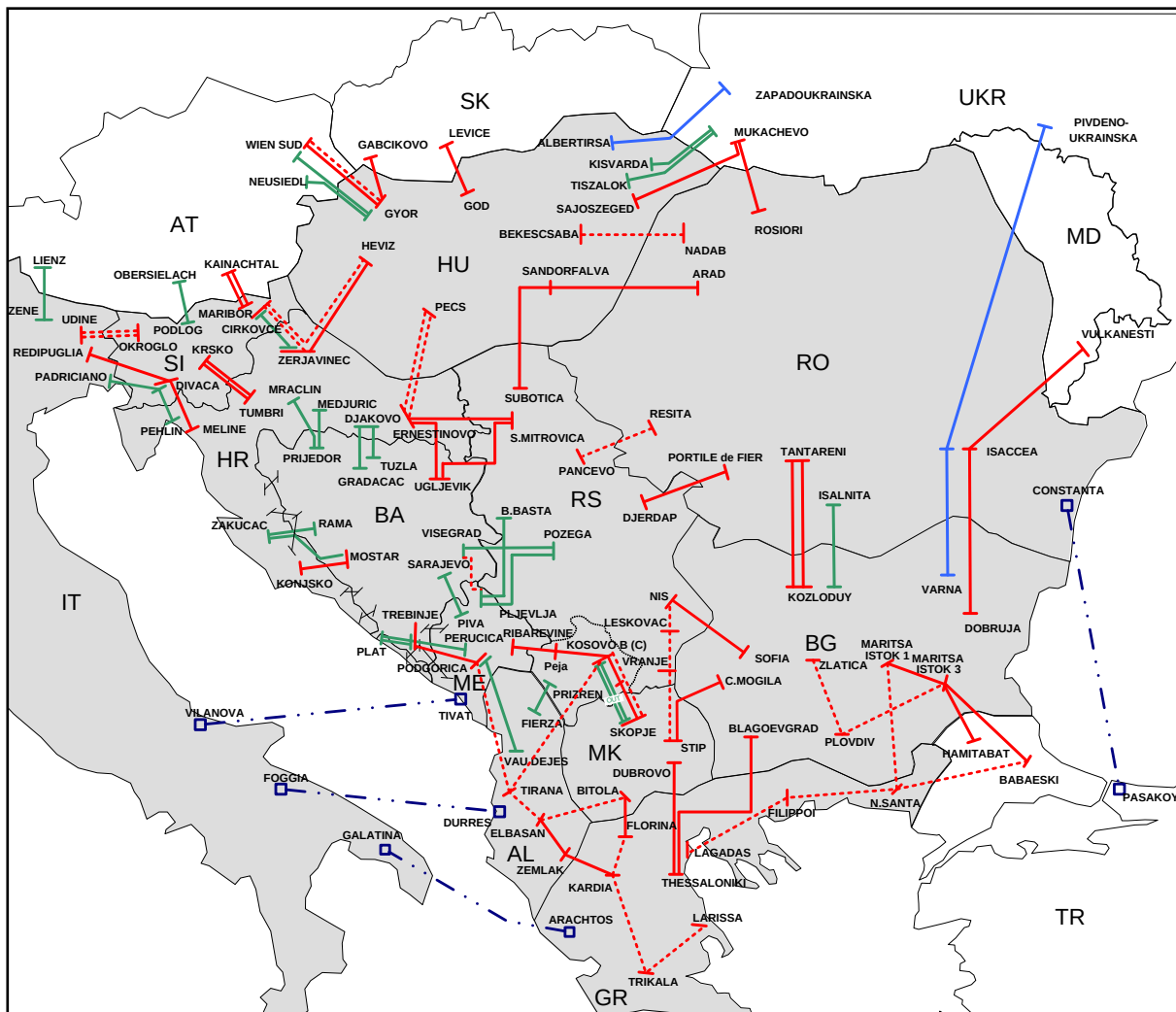
Во табела 17 дадени се новите 400 kV трансформаторски станици и внатрешни далекуводи со регионално значење и 400 kV интерконекции во југоисточна Европа. Наведените далекуводи официјално се содржани во Десетгодишниот развоен план 2010 – 2020 (Ten Year Network Development Plan) издаден од ENTSO-E (10).

табела 17. Нови 400 kV елементи во мрежата во југоисточна Европа во периодот 2010 – 2020 година

Година	Внатрешни далекуводи и трансформаторски станици	Интерконективни далекуводи
2010	- МК: 400 kV ТС Штип - BG: 400 kV ДВ ТС Пловдив – ТС Златица	двосистемски 400 kV ДВ ТС Ернестиново (HR) – ТС Печ (HU)
2011	- GR: 400/150 kV ТС Лагадина и ТС Неа Санта - GR: двосистемски 400 kV ДВ ТС Лагадина – ТС Филипи – ТС Неа Санта	- Интерконекција на Турција кон европскиот систем 400 kV ДВ ТС Подгорица (ME) – ТС Елбасан (AL) 400 kV ДВ ТС Неа Санта (GR) – ТС Бабаески (TR)
2012	AL: 400 kV ТС Тирана	400 kV ДВ ТС Подгорица (ME) – ТС Тирана (AL)
2013	- SI: 400/400 kV трансформатор со фазно поместување во ТС Дивача - SI: двосистемски 400 kV ДВ ТС Беричево – НЕЦ Кршко - GR: двосистемски 400 kV ДВ ТС Лерин – ТЕЦ Требено - BG: 400 kV ДВ ТС Пловдив – ТЕЦ Марица	400 kV ДВ ТС Штип (МК) – ТС Ниш (RS) - двосистемски 400 kV ДВ ТС Цирковце (SI) – ТС Хевиц (HU) – ТС Жерјавинец (HR) 400 kV ДВ ТЕЦ Марица (BG) – ТС Неа Санта (GR)
2015	- KS: 400 kV ТС Пеја, ТС Феризај и ТС Ново Косово - RS: 400 kV ТС Врање и ТС Лесковац	400 kV ДВ ТС Битола (МК) – ТС Елбасан (AL) 400 kV ДВ ТС Лежа (AL) – ТС Ново Косово (KS) 400 kV ДВ ТС Панчево (RS) – ТС Ресита (RO) 400 kV DC кабел ТС Тиват (ME) – ТС Виланова (IT)
2020	- SI: 400/400 kV трансформатор со фазно поместување во ТС Округло - SI: 400 kV ДВ ТС Дивача – ТС Цирковце - ME: 400 kV ДВ ТС Тиват – ТЕЦ Пљевља - RO: 400 kV ДВ ТС Порта де Фиер – ТС Ресита – ТС Темишвар - BG: 400 kV ДВ ТС Бургас – ТЕЦ Марица - BG: 400 kV ТС Белене, ТС Свобода и ТС Видно - GR: двосистемски 400 kV ДВ ТЕЦ Требено – ТС Трикала - GR: двосистемски 400 kV ДВ ТС Лариса – ТС Трикала	400 kV ДВ ТС Скопје 5 (МК) – ТС Ново Косово (KS) - двосистемски 400 kV ДВ ТС Округло (SI) – ТС Удине (IT) 400 kV ДВ ХЕЦ Вишеград (BA) – ТЕЦ Пљевља (ME) 400 kV DC кабел ТС Тиват (ME) – ТС Виланова (IT) 400 kV DC подморски кабел ТС Драч (AL) – ТС Фоца (IT)

На слика 28 е скицирана постојната конфигурација на регионалната преносна мрежа во Југоисточна Европа. На сликата со црвена полна линија се прикажани постојните 400 kV далекуводи, а со полна зелена линија 220 kV интерконективни далекуводи. Со испрекинати линии се означени планираните водови.

слика 28. Преносна мрежа на југоисточна Европа со постојни и планирани елементи



5.2. СЦЕНАРИЈА

Сценаријата даваат опис на ситуација која можеби ќе се случи во иднина под одредени околности. Сценаријата ни даваат широк перспективен поглед на иднината кој помага во донесувањето правилни одлуки за изградба на нови објекти и поедноставно справување со комплексни ситуации кои можеби ќе настанат. Анализите на повеќе сценарија се прават со цел да се добие визија за идната состојба, односно помагаат во намалувањето на непредвидените настани и нивните последици. Колку е поголем бројот на разгледани сценарија, се зголемува и точноста на предвидувањата на различни настани и трендови на промени, така што ќе се изврши подготовка за поефикасно справување со тие проблеми во иднина.

Во енергетскиот сектор е потребен подолг период за прилагодување и надградба на системот. Затоа е потребно навремено да се воочат трендовите на развој на нештата. Во недостиг на пробабилистички модели и алгоритми, влијанието на различните фактори може да се опфати со повеќе-сценариски пристап. За таа цел во оваа Студија се дефинирани различни сценарија. Преку повеќе-сценарискиот пристап се опфаќаат различните концепти на развој на мрежата кои се диктирани од различни неизвесности во прогнозата на:

- пораст на оптоварувањето (несигурност во прогноза на оптоварувањата на дистрибутивните и директните потрошувачи),
- локација и големина на новите електрични центри,
- варијација на хидролошките услови, што се одразува на варијација на потребите од увоз или извоз на моќност,
- регионални транзити на моќност во различни правци и
- градба на ветерни електрични центри.

5.2.1. Оптоварување

Во Студијата за референтно сценарио за оптоварување е избрано сценариото со просечен пораст од 3% (ознака P3%). Заради подобар увид на осетливоста на резултатите од влезните прогнози за оптоварувањето, е разработено и доопфатно сценарио (ознака P1%) кое се базира на оптимистички претпоставки, види 4.4.2.

За периодот од 2010 до 2013 година во Студијата е разгледано само референтното сценарио за оптоварување P3%. Поради несигурноста на прогнозите со подолг планирачки хоризонт, среднорочните и долгорочните анализи за 2015 и 2020 година ги опфаќаат двете сценарија за оптоварување: P3% и P1%.

Во референтното сценарио (P3%), оптоварувањето на дистрибуцијата има просечен пораст од околу 2.6%, што значи дека и во наредните 10 години е задржан истиот тренд како и во изминатиот период. Во дополнителното сценарио (P1%) дистрибутивното оптоварување расте со 1.5% и има бавен тренд на пораст заради воведување на засилени мерки за енергетска ефикасност, замена на електричните грејни тела со алтернативна технологија и намалување на загубите во дистрибутивна мрежа. Во дополнителното сценарио (P1%) се претпоставува дека директните потрошувачи бавно закрепнуваат од економската криза и дури во 2015 година се очекува нивната потрошувачка да биде на ниво како пред кризата.

5.2.2. Нови електрични центри

Сите нови производни објекти, кои се предвидени во Стратегијата (1), се детално моделирани и анализирани во Студијата. Во зависност од предвидувањата и плановите, новите електрични центри се систематизирани во различни планови, и тоа:

[A] интензивен, напреден развој (Advanced),

[B] урамнотежен развој (Balanced),

[C] ограничен развој (Constrained).

Овие планови подетално се опишани во 4.5.

5.2.3. Хидрологија и ниво на размена

Сценаријата за влажна хидрологија соодветствуваат на прикажаната состојба во SAF извештајот (види поглавје 15). Распожливост хидро-потенцијал во сценариото со влажна хидрологија е всушност инсталираната моќност на хидроелектричните центри, намалена за вредноста на резервите за системски услуги кои се чуваат во овие електрични центри за покривање на непланирани настани.

Според долгогодишното однесување на нашиот електроенергетски систем е претпоставено дека во услови со нормална хидрологија производството од хидроелектричните центри е намалено за 30%, а во сценаријата со сува хидрологија за 60%, во однос на расположливоста на хидро-капацитетите во сценариото со влажна хидрологија.

Варијацијата на хидролошките услови не може да се разгледува само локално. Затоа се претпоставува дека во услови на сува хидрологија секаде во регионот на Југоисточна Европа е намален расположливиот хидро-потенцијал. Тоа пак влијае на зголемување на цената на електричната енергија. Со намалување на расположливиот хидро-потенцијал се зголемува потребата од увоз на електрична енергија. Водејќи се од фактот дека во услови на нормална, а особено во сува хидрологија, секаде во регионот ќе постои недостаток на хидроенергија, претпоставено е дека потребата од увоз во овие сценарија се обезбедува од термоелектричните центри во Бугарија и Романија, кои вообичаено имаат вишоци на електрична енергија и се земји-извознички на пазарот на електрична енергија. Всушност, потребите од увоз во различните сценарија се задоволуваат од системите на Бугарија и Романија.

Во услови на сува хидрологија може да се претпостави дека постои голема веројатност и да нема доволно енергија на пазарот, или доколку ја има треба да се очекува нејзината цена да не е многу пониска од цената на електричната енергија произведена во ТЕЦ Неготино⁴. Поради тоа, во сценаријата со сува хидрологија е претпоставено дека дел од потребите за увоз се задоволуваат од ТЕЦ Неготино и, притоа, ТЕЦ Неготино работи со половина од инсталираната моќност.

Поради пониската цена на увезената енергија, во однос на цената на произведената енергија во услови на влажна и нормална хидрологија, недостатокот од енергија во овие сценарија се покрива од увоз, а не со ангажирање на ТЕЦ Неготино.

5.2.4. Регионални транзити

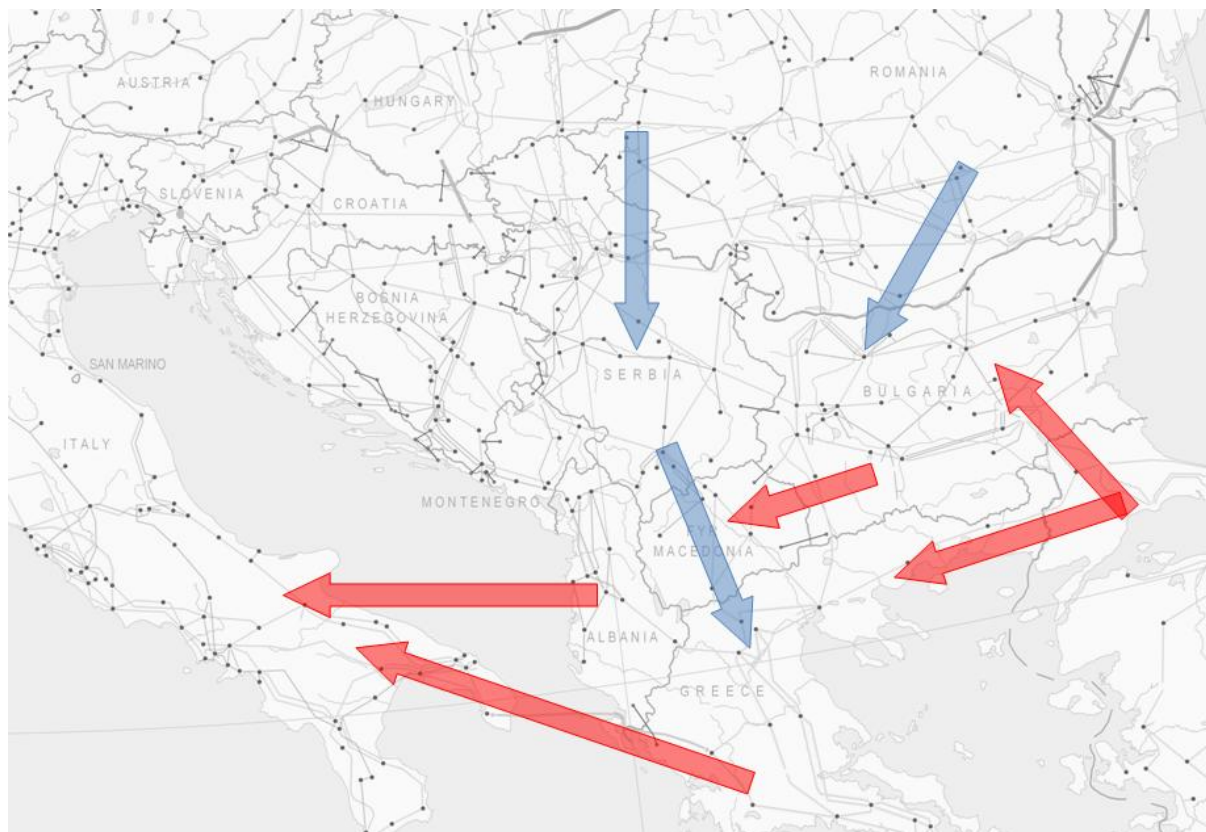
Влијанието на регионалните транзити врз сигурноста на работа на нашата мрежа се испитува на среднорочен и долгорочен период за развој на преносната мрежа, односно во 2015 и 2020 година, и тоа само при ограничен план за развој (С) на нови електрични центри кога има и најголем увоз на моќност од соседните системи.

Енергијата која ќе транзитира низ нашата преносна мрежа зависи од моделот и условите на пазарот во чиј склоп ќе функционира нашиот систем, а кој денес не е познат. Дури може да се очекува дека моменталните пазарни региони ќе бидат надминати и ќе постои еден заеднички пазар на електрична енергија кој ќе ја опфаќа цела Европа, од Скандинавија и Пиринејскиот полуостров до Русија и Турција, а можеби и пошироко. Особено големо влијание врз нашата мрежа се очекува да имаат транзитите кои се претпоставува дека ќе се реализираат во регионот по приклучување на Турција во синхрона работа со европската мрежа.

Преносната мрежа не треба да претставува пречка при реализирањето на одредени транзити. Изграденоста на мрежата, односно расположливиот преносен капацитет треба да одговори на потребите за размена, односно транзитите во регионот. При испитување на влијанието на транзитите врз нашата мрежа претпоставена е количина од 1000 MW и тоа во две насоки: север-југ и исток-запад. Овие насоки се диктирани од балансите на моќност и пазарните цени на електричната енергија во земјите од регионот. На слика 29 со сини стрелки се прикажани транзитите во насока север-југ, а со црвени во насока исток-запад.

⁴ ТЕЦ Неготино има инсталирана моќност од 210 MW (нето моќност од 198 MW) и како гориво користи мазут. Производната целина се состои од два парни котли од по 100 MW и еден агрегат од парна турбина и електричен генератор со моќност од околу 200 MW. Заради флексибилност и оптимизација на производството, ТЕЦ Неготино може да работи со еден или два парни котли, односно да произведува 100 MW или 200 MW, во зависност од потребите на системот.

слика 29. Очекувани правци на регионални транзити во Југоисточна Европа



5.2.5. Интегрирање на обновливи извори на енергија

Климатската и енергетската политика на Европската Унија за 2020 година ги има поставено следните цели:

- намалување на емисијата на стакленички гасови за 20% споредено со 1990 година,
- зголемено учество на обновливите извори на енергијата во вкупната потрошувачка на електрична енергија до 20% и
- намалување на потрошувачката на електрична енергија за 20% во 2020 година, споредено со нормална потрошувачка, преку примена на методи на енергетска ефикасност.

Имплементирањето на овие цели е преточено во Директивата 2009/28/ЕС. Самата директива се насочува кон пет области на примена, и тоа:

- промоција на обновливите извори на енергија така што овие извори да произведуваат 20% од вкупната произведена енергија во 2020 година,
- ревизија на досегашниот систем за трговија со емисија на штетни гасови,
- овозможување на правна рамка за развој на технологии за зафаќање и складирање на јаглерод диоксид (CO_2),
- намалување на емисијата на CO_2 кај автомобилската индустрија и
- имплементирање на стандарди за квалитет на горивото, така што најмалку 10% од горивото во сообраќајот мора да биде од обновлив извор на енергија (биогориво, водород, зелена енергија).

Три сектори се опфатени со обновливата енергија: електроенергетика, греење и ладење и сообраќај. Генералниот пристап е државите-членки да ја задржат слободата на избор што се однесува до комбинирањето на овие сектори со цел да ги постигнат нивните национални цели. Појдовната состојба на држава-членки, за искористување на потенцијалот на обновлива енергија и енергетскиот состав, е различна. Поради тоа е потребно вкупните 20% да се пресликаат во одделни цели за секоја држава-членка (национални цели), со запазување на фер и соодветна распределба, земајќи ги предвид различните национални почетни состојби и потенцијали (тековното ниво на обновлива енергија и енергетскиот состав). Така, националните цели за 2020 година се формирани на следниот начин: учеството на обновливите извори во 2005 година за сите земји се зголемува за 5.5%, и потоа за секоја земја тој процент дополнително се зголемува во износ пресметан соодветно на националните специфичности (во прв ред на бруто домашниот производ).

Соодветно, за Република Македонија целта е 21.1% (14.9%+5.5%+0.7%). Во согласност со утврдената постапка на ниво на Европската Унија, оваа цифра се заокружува на 21%.

Со цел да се постигне овој процент, изработена е Базна студија за обновливи извори на енергија на Република Македонија (4), во која се разработени четири сценарија за начините на коишто може да се постигне овој процент. Усвоено е сценариото кое се базира на потрошувачка на финалната енергија со засилени мерки на енергетска ефикасност. Градбата на ХЕЦ Чебрин е одложена за после 2020 година (план С). Неопходната разлика до учество од 21% треба да се надомести со дополнително учество на геотермалната енергија и зголемено учеството на биомасата за согорување.

На сликата е претставено процентуалното учество на одредени обновливи извори на енергија во 2020 година според усвоеното сценарио.

слика 30. Учество на обновливи извори на енергија



Извор: Базна студија за обновливи извори на енергија на Република Македонија

Јасно е дека долгорочно нашата земја треба да се адаптира на овој предизвик. Амбициозните цели на европската политика во врска на климатските промени имаат големо влијание врз развојот на електричната мрежа. Енергијата произведена од обновливи извори (ветер, сончева енергија, биомаса и слично) треба да има што поголем удел во вкупно произведената електрична енергија. Нивно субвенционирано интегрирање во енергетскиот сектор предизвикува голем интерес за инвестирање во постројки за производство на електрична енергија произведена од обновливи извори, особено од ветер.

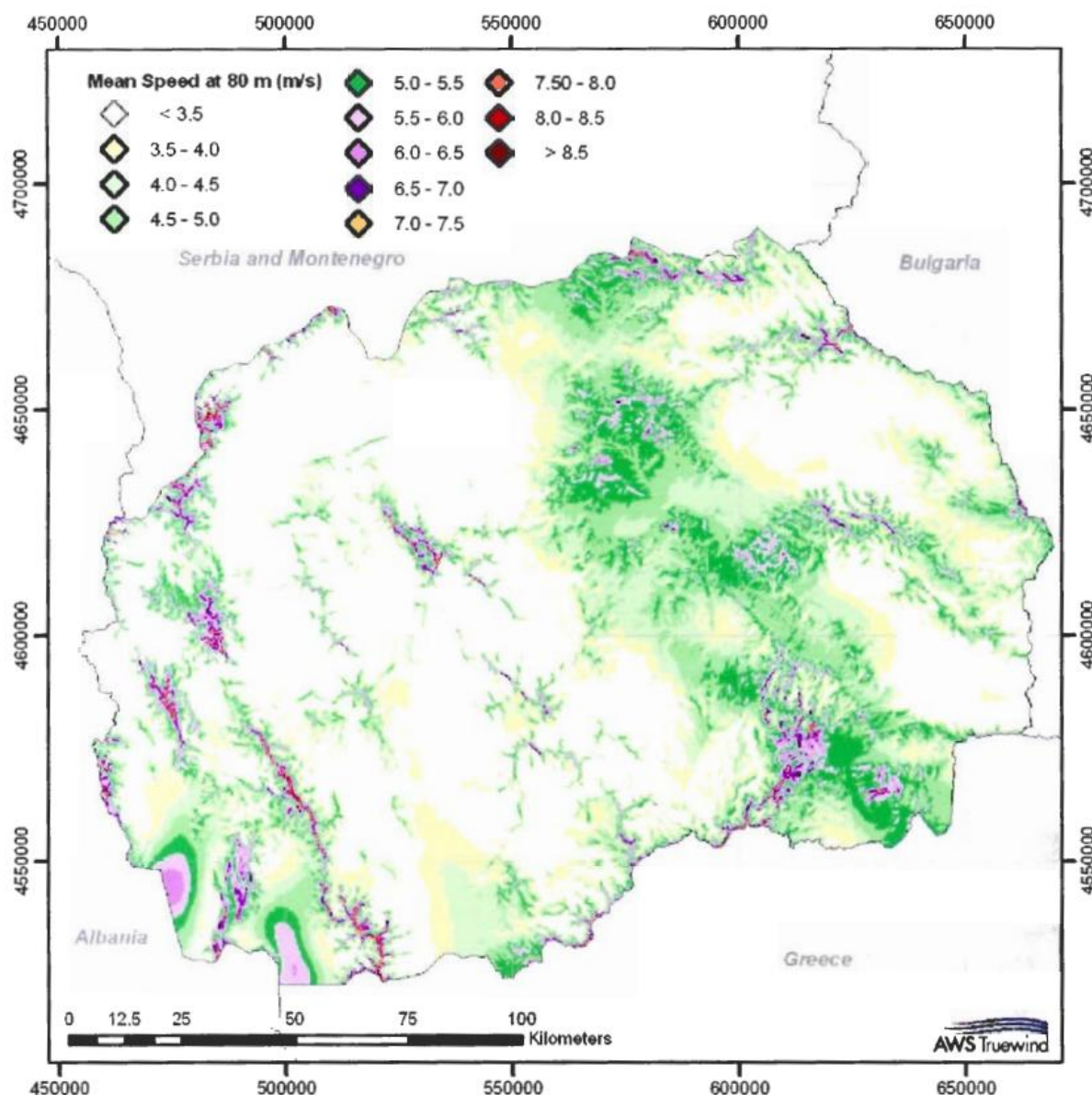
Имајќи ја предвид инсталираната моќност и достапната технологија, значително влијание на перформансите на работата на преносната мрежа може да има приклучокот на ветерните електрични центри. Начинот на кој ќе се развиваат ветерните електрични центри е прашање кое покрај од природни ресурси и технолошки аспект, зависи и од националната политика, правните и регулаторните мерки за поттикнување на инвестициите во оваа област.

Искуството покажува дека во многу европски земји е постигнат значителен напредок во интегрирање на ветерни електрични центри.

Според истражувањата и податоците од атласот на ветришта (11), во Република Македонија најповолни услови за искористување на ветерната енергија има по долината на реката Вардар, види слика 31.

За проучување на влијанието на новите ветерни електрични центри за 2015 и 2020 година се креираат посебни сценарија. Предвид се земени оние локации за кои досега има изразен интерес од различни инвеститори. Тоа се реоните на Богданци и Шашаварлија каде што се предвидуваат ветерни електрични центри со инсталирана моќност од 50 MW и 100 MW (100 MW и 200 MW, перспективно).

слика 31. Карта на брзини на ветер во Република Македонија, на висина на 80 m од плото



Извор: Wind Energy Resource Atlas and Site Screening of the Republic of Macedonia, AWS Truewind

5.3. ОЗНАЧУВАЊЕ НА РАЗЛИЧНИТЕ СЦЕНАРИЈА

За поедноставно следење на сценаријата е воведена конвенција за означување на различните сценарија, прикажана во табела 18:

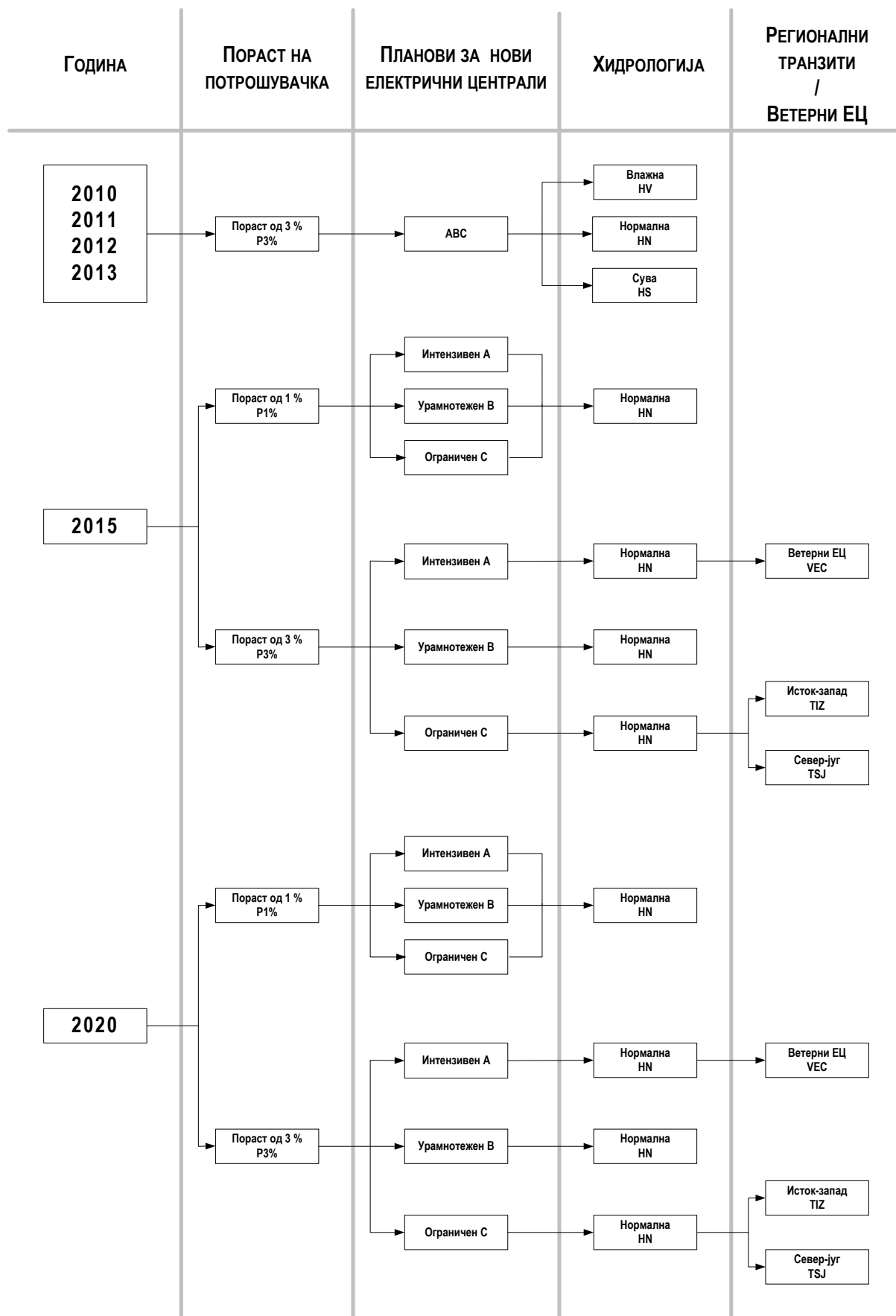
табела 18. Шема за означување на сценаријата

година	оптоварување	план за нови ЕЦ	хидрологија	транзит	ветерни ЕЦ
2010	P1%	A: интензивен	HV: влажна	TIZ: исток-запад	VEC
2011	P3%	B: урамнотежен	HN: нормална	TSJ: север-југ	
2012		C: ограничен	HS: сува		
2013					
2015					
2020					

Така, на пример, со ознаката 2015 – P3% – B – HN – TIZ е означено сценарио за 2015 година – со пораст на оптоварувањето од 3% – со урамнотежен план B за развој на нови електрични центри – со нормална хидрологија – и регионален транзит во правец исток-запад.

На слика 32 се дадени сите разработени сценарија во Студијата.

слика 32. Сценарија за анализи 2010 – 2020 година



6. АНАЛИЗА НА ПРЕНОСНА МРЕЖА ЗА 2010 ГОДИНА

6.1. ОСНОВНИ КАРАКТЕРИСТИКИ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА ЗА 2010 ГОДИНА

Активното оптоварување на потрошувачите на ниво на преносна мрежа за 2010 година, во моментот на системскиот максимум изнесува 1564 MW (без загуби на активна моќност во преносна мрежа), од кои 1277 MW припаѓаат на дистрибутивната потрошувачка, а 287 MW на директните потрошувачи. Конфигурацијата на мрежата за 2010 година може да се види на слика 33.

Во 2009 година се влезени во погон следните електроенергетски објекти:

- 400 kV далекувод ТС Дуброво – ТС Црвена Могила (BG),
- 110/20/10 kV ТС Теарце и
- 110/10/10 kV ТС Драчево.

Во 2010 година, до моментот на изработка на анализа за 2010 година, во погон се влезени следните електроенергетски објекти:

- 400/110 kV ТС Штип, приклучокот е изведен со влез/излез на постојниот 400 kV далекувод ТС Дуброво – ТС Црвена Могила (BG) и е формирана врската ТС Дуброво – ТС Штип – ТС Црвена Могила (BG) и
- 110/20 kV ТС Бунарџик.

До крајот на 2010 година се планира влегување во погон на следните електроенергетски објекти:

- гасна електрична централа и топлана ТЕТО – Скопје (230 MW) и
- КОГЕЛ-1 (30 MW) и КОГЕЛ-2 (30 MW).

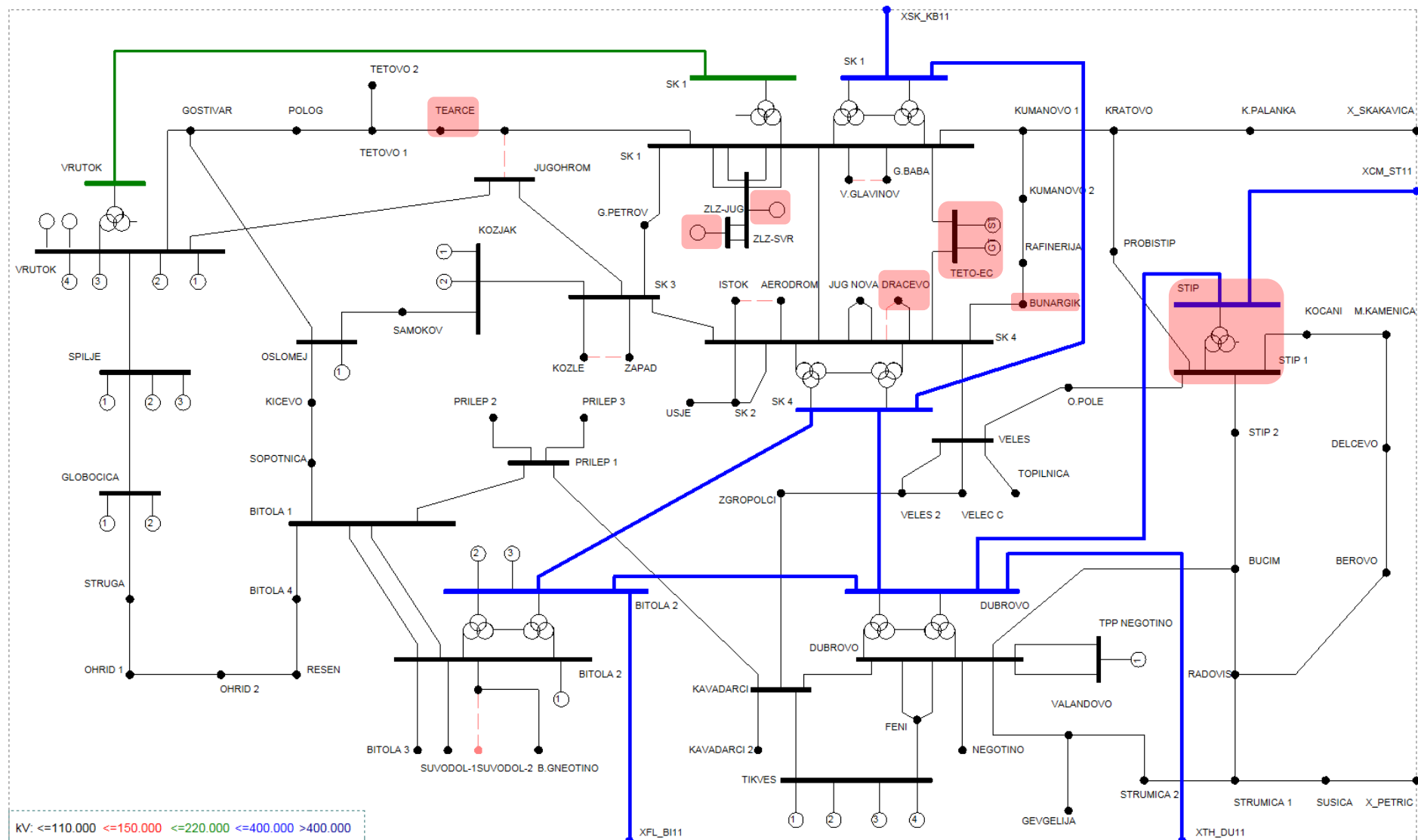
Во регионалната мрежа на југоисточна Европа во погон ќе бидат следните електроенергетски објекти:

- двосистемски 400 kV интерконективен далекувод ТС Ернестиново (HR) – ТС Печ (HU):
должина 86 km, се зголемува преносниот капацитет, сигурноста во снабдувањето и се намалуваат загубите на електрична енергија,
- 400 kV далекувод ТС Пловдив (BG) – ТС Златица (BG):
должина 75 km, се зголемува сигурноста во снабдувањето на регионот на Пловдив и се формира внатрешен 400 kV прстен во бугарската преносна мрежа.

За 2010 година се разработени три сценарија со различна хидрологија: влажна (HV), нормална (HN) и сува (HS). Прогнозираното вкупно оптоварување е според сценариото со просечен пораст од 3%, ознака P3%. Планот за развој на нови електрични централи за периодот од 2010 до 2013 година е ист и има ознака ABC. Во оваа глава се анализирани следниве сценарија:

- 2010 – P3% – ABC – HV,
- 2010 – P3% – ABC – HN,
- 2010 – P3% – ABC – HS.

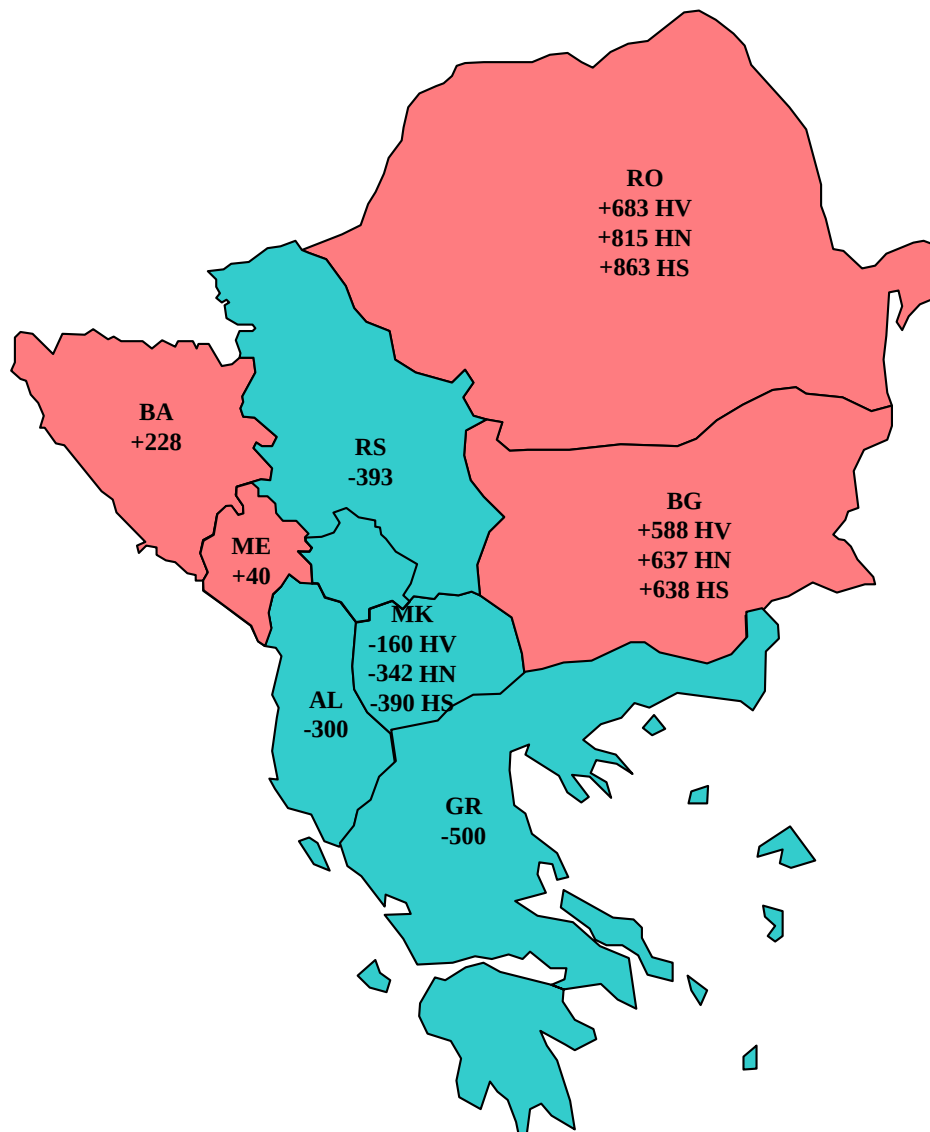
слика 33. Конфигурација на преносната мрежа во 2010



6.2. БИЛАНСИ НА РАЗМЕНА НА МОЌНОСТ НА ЗЕМЈИТЕ ОД РЕГИОНОТ

Билансите на размена на моќност на земјите од регионот на Југоисточна Европа, за сите три сценарија за 2010 година, се прикажани на слика 34. Со предзнак „–“ е означен увозот, а со предзнак „+“ извозот. Во различните сценарија поради намалено производство и зголемен увоз во Република Македонија, доаѓа до мала промена на билансите на одредени држави. Овие прилагодувања се објаснети во потпоглавје 5.2.3.

слика 34. Биланси на моќности во MW на земјите од регионот на ЈИЕ во 2010 година



6.3. СЦЕНАРИО 2010 – P3% – ABC – HV

системски максимум	[MW]
$P_{\text{ХЕЦ}}$	454
$P_{\text{ТЕЦ}}$	980
$P_{\text{размена}}: \text{увоз}(-) / \text{извоз}(+)$	-160
$P_{\Sigma \text{дистрибуција}}$	1277
$P_{\Sigma \text{директни}}$	287
$\Delta P_{\text{загуби}}$	30.5
$P_{\text{оптоварување}}$	1595

$$P_{\text{ОПТОВАРУВАЊЕ}} = P_{\Sigma \text{дистрибуција}} + P_{\Sigma \text{директни}} + \Delta P_{\text{загуби}} = P_{\text{ХЕЦ}} + P_{\text{ТЕЦ}} - P_{\text{размена}}$$

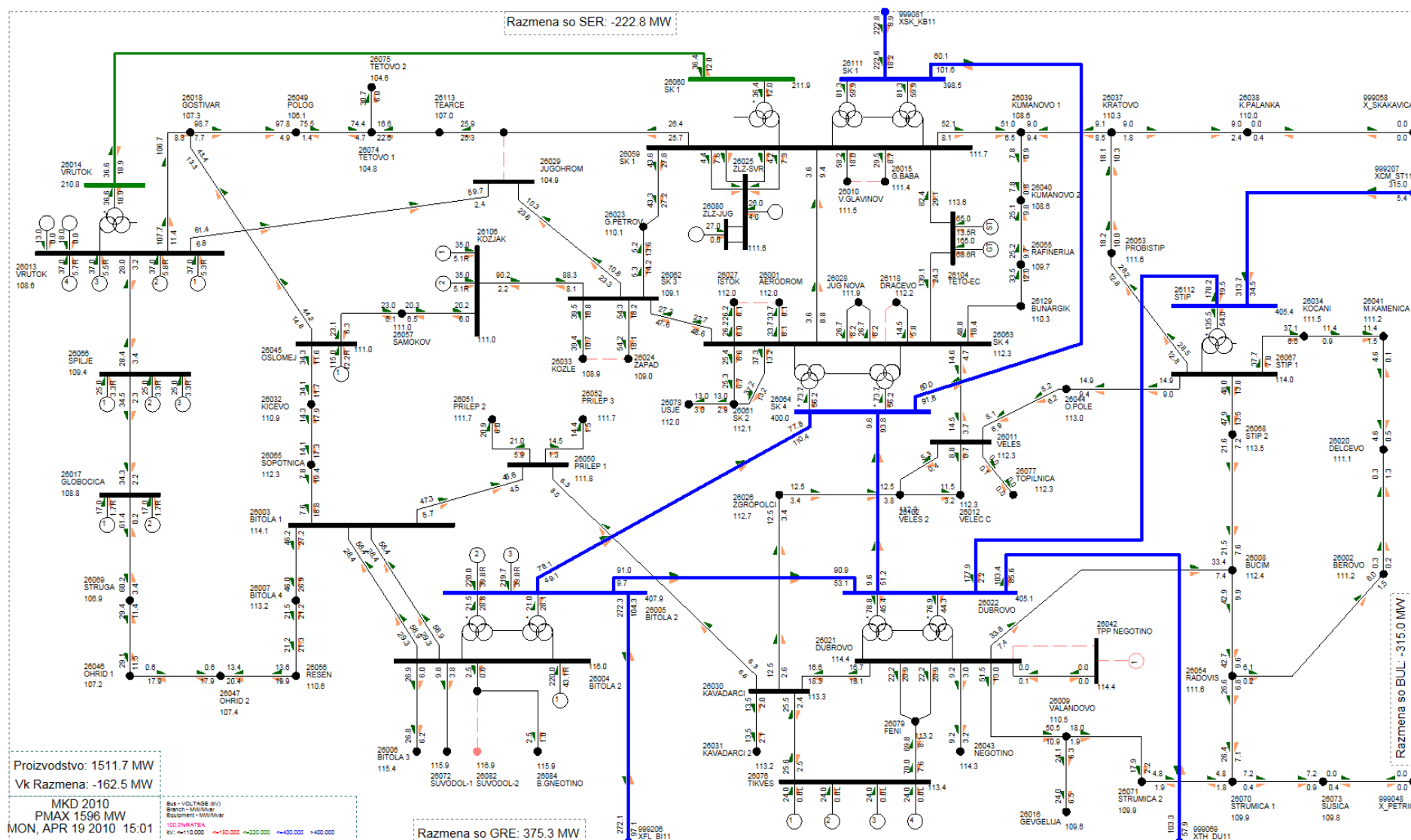
6.3.1. N-0 анализа

На слика 35 се прикажани тековите на моќност и напонските прилики во преносната мрежа на Република Македонија во 2010 година при влажна хидрологија. Напоните на јазлите се прикажани во kV. Тековите на активни моќности (изразени во MW) и на реактивни моќности (изразени во Mvar) низ елементите, соодветно се означени со зелени и портокалови стрелки. На слика 36 е даден спектрален приказ на струјните оптоварувања на гранките изразени во проценти од трајно дозволената струја, а на слика 37 е даден спектрален приказ на напоните на јазлите.

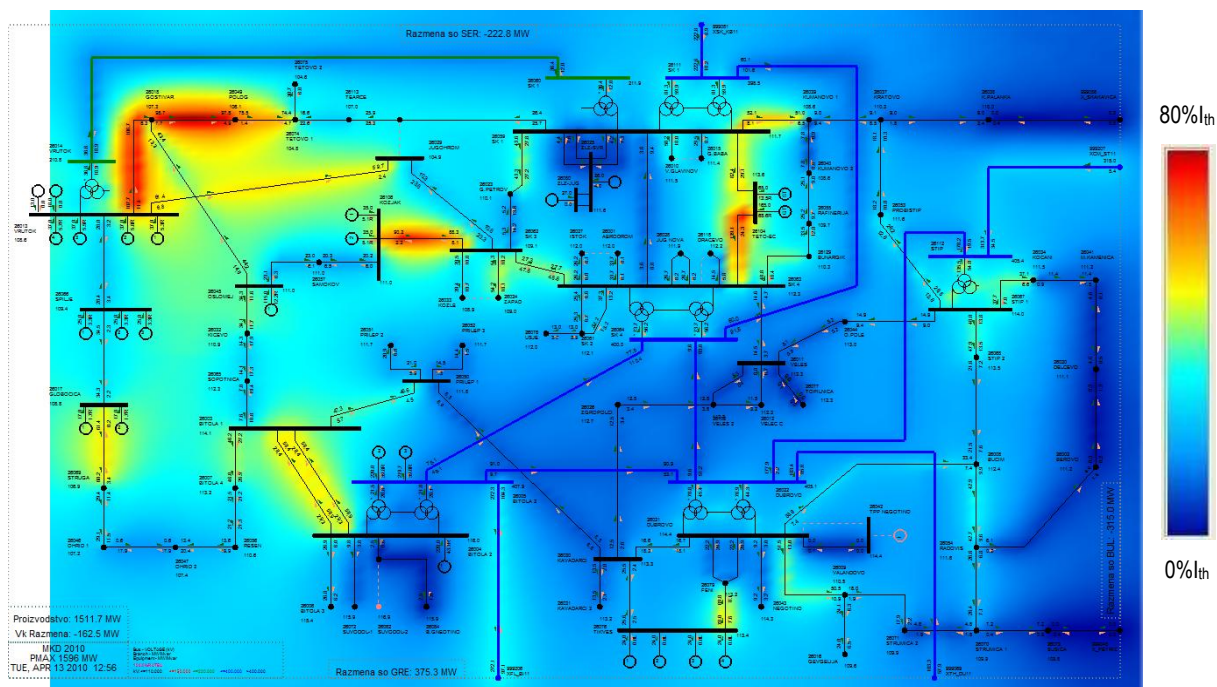
Според резултатите од анализата на сценариото со влажна хидрологија за режимот без испаднати елементи може да се констатира дека:

- Оптоварувањата на сите елементи во мрежата се во дозволените граници.
 - 110 kV далекуводи: ХЕЦ Вруток – ТС Гостивар и ТС Гостивар – ТС Полог се оптоварени повеќе од 80%.
 - 110 kV далекувод ХЕЦ Козјак – ТС Скопје 3 е оптоварен 73% и врските од ТЕТО до ТС Скопје 1 и ТС Скопје 4 се оптоварени 54% и 87%, соодветно, бидејќи преку нив се евакуира енергијата од ХЕЦ Козјак и ТЕТО, кои во ова сценарио се максимално ангажирани.
 - Околу 50% се оптоварени 110 kV далекуводи: ТС Битола 1 – ТЕЦ Битола 2 и ХЕЦ Глобочица – ТС Струга; првиот поради евакуација на енергијата од ТЕЦ Битола 2, а вториот поради евакуација на енергијата од ХЕЦ Шпиље и ХЕЦ Глобочица.
- Напоните на сите јазли се во дозволените граници.
 - Напони пониски од номиналниот се јавуваат во западниот дел, иако таму се лоцирани хидроелектричните центри од кои се очекува да обезбедат напонска поддршка во преносната мрежа.
 - 220 kV мрежа во Република Македонија се состои само од далекуводот ХЕЦ Вруток – ТС Скопје 1 и по еден 220/110 kV трансформатор во крајните трансформаторски станици. Иако трансформаторите се опремени со склопка со можност за автоматска регулација под товар, во пракса регулацијата не се користи и поради тоа се забележуваат ниски напони на 220 kV напонско ниво. Оваа состојба нема влијание на остатокот од 110 kV преносна мрежа. За надминување на оваа состојба ќе се преземат зафатите наведени во анализите за 2011 година (види 7.6.4).
 - По влегување во погон на новата 400 kV интерконекција Штип – Црвена Могила и новата 400/110 kV ТС Штип значително се подобрени напонските прилики во источниот дел.

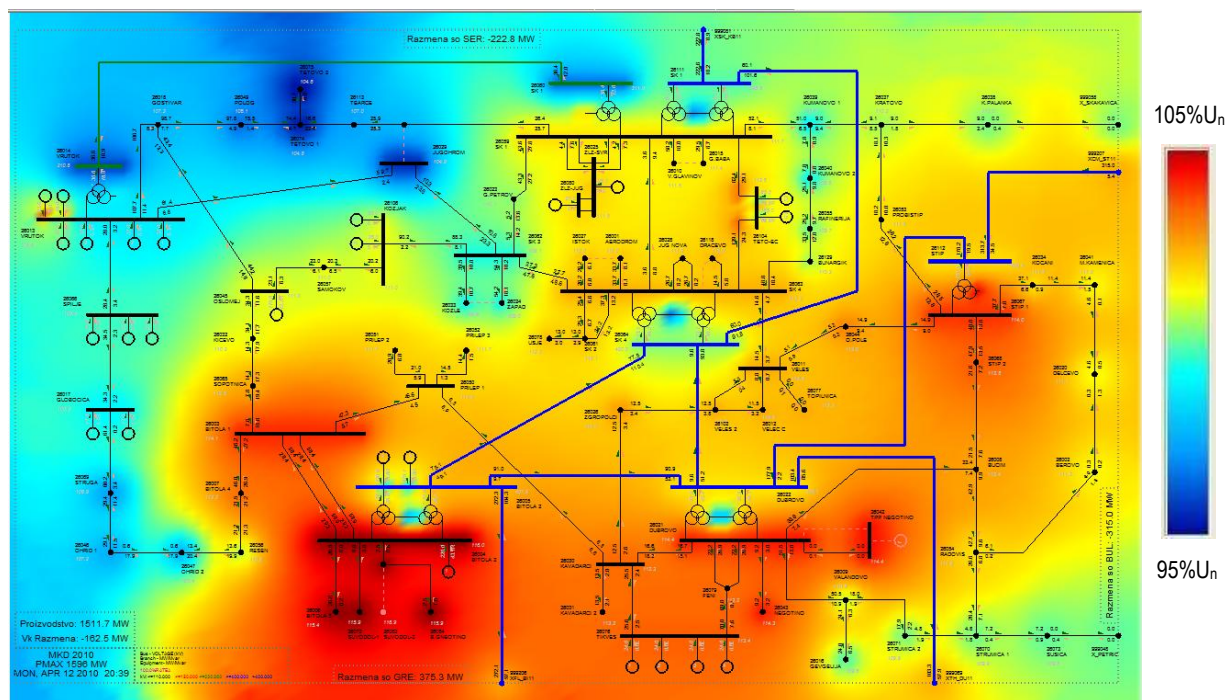
слика 35. Текови на моќност и напонски прилики во преносната мрежа за сценарио 2010 – РЗ% – ABC – HV



слика 36. Спектрален приказ на оптоварување на гранките за сценарио 2010 – P3% – ABC – HV



слика 37. Спектрален приказ на напоните во јазлите за сценарио 2010 – P3% – ABC – HV



6.3.2. N-1 анализа

Во табела 19 се наведени сите испади при кои има елементи на мрежата со оптоварување кое изнесува најмалку 90% од соодветната трајно дозволена струја или јазли со напони надвор од дозволените вредности (во согласност со границите дефинирани во потпоглавје 3.2). Случаите кога оптоварувањето на елементот е поголемо од неговата трајно дозволена струја, како и случаите во кои напонот на јазелот е надвор од дозволените вредности, се сметаат за критични и се истакнати со црвена боја.

табела 19. Листа на карактеристични испади за сценарио 2010 – P3% – ABC – HV

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Оптоварување [%] Напон [kV]
Полошки регион			
110 kV DV GOSTIVAR - POLOG	110 kV DV SK 1 - TEARCE	123 MVA	122 %
	TS POLOG 110 kV	99 - 121 kV	90 kV
	TS TETOVO 1 110 kV	99 - 121 kV	91 kV
	TS TETOVO 2 110 kV	99 - 121 kV	90.9 kV
	TS TEARCE 110 kV	99 - 121 kV	96.7 kV
110 kV DV GOSTIVAR - OSLOMEJ	110 kV DV VRUTOK - GOSTIVAR	123 MVA	117 %
	110 kV DV SK 3 - KOZJAK	123 MVA	92 %
110 kV DV VRUTOK - JUGOHRUM	110 kV DV VRUTOK - GOSTIVAR	123 MVA	115 %
	110 kV DV GOSTIVAR - POLOG	123 MVA	93 %
110 kV DV SK 1 - TEARCE	110 kV DV GOSTIVAR - POLOG	123 MVA	113 %
	110 kV DV VRUTOK - GOSTIVAR	123 MVA	110 %
	110 kV DV POLOG - TETOVO 1	123 MVA	92 %
	TS TETOVO 1 110 kV	99 - 121 kV	98.7 kV
	TS TETOVO 2 110 kV	99 - 121 kV	98.5 kV
220/110 kV TR VRUTOK	110 kV DV VRUTOK - GOSTIVAR	123 MVA	107 %
220 kV DV VRUTOK - SK 1	110 kV DV VRUTOK - GOSTIVAR	123 MVA	107 %
	110 kV DV GOSTIVAR - POLOG	123 MVA	92 %
110 kV DV TETOVO 1 - TEARCE	110 kV DV VRUTOK - GOSTIVAR	123 MVA	104 %
	110 kV DV GOSTIVAR - POLOG	123 MVA	103 %
110 kV DV POLOG - TETOVO 1	110 kV DV SK 1 - TEARCE	123 MVA	93 %
Охридско - битолски регион			
110 kV DV BITOLA 1 - BITOLA 4	110 kV DV GLOBOCICA - STRUGA	123 MVA	115 %
	TS BITOLA 4 110 kV	99 - 121 kV	77.7 kV
	TS OHRID 1 110 kV	99 - 121 kV	83.1 kV
	TS OHRID 2 110 kV	99 - 121 kV	82.7 kV
	TS RESEN 110 kV	99 - 121 kV	79.5 kV
	TS STRUGA 110 kV	99 - 121 kV	88.7 kV
110 kV DV GLOBOCICA - STRUGA	110 kV DV VRUTOK - GOSTIVAR	123 MVA	111 %
	110 kV DV BITOLA 1 - BITOLA 4	123 MVA	94 %
	110 kV DV GOSTIVAR - POLOG	123 MVA	91 %
	TS STRUGA 110 kV	99 - 121 kV	97.8 kV
110 kV DV GLOBOCICA - SPILJE	110 kV DV VRUTOK - GOSTIVAR	123 MVA	101 %
110 kV DV OHRID 1 - STRUGA	110 kV DV VRUTOK - GOSTIVAR	123 MVA	100 %
110 kV DV BITOLA 4 - RESEN	TS OHRID 1 110 kV	99 - 121 kV	96.5 kV
	TS OHRID 2 110 kV	99 - 121 kV	96.4 kV
	TS RESEN 110 kV	99 - 121 kV	95.9 kV
110 kV DV BITOLA 1 - BITOLA 2	110 kV DV BITOLA 1 - BITOLA 2	123 MVA	93 %
Скопско - кумановски регион			
110 kV DV SK 4 - BUNARGIK	110 kV DV KUMANOVO 1 - SK 1	93 MVA	102 %
110 kV DV SK 3 - KOZJAK	110 kV DV GOSTIVAR - POLOG	123 MVA	95 %

При испад на било која врска од TETO кон TC Скопје 1 или TC Скопје 4, другата врска низ која се предава електрична енергија од TETO кон преносната мрежа ќе биде преоптоварена за 40-тина % поради ограничената вредност на оптоварувањето на спроводниците на 157 MVA. Според корисникот, прифатлив е ризикот од испад на една од приклучните врски што може да доведе до намаленото производство или испад на генераторите. Испадот е карактеристичен и се јавува во

сите анализирани сценарија во Студијата, за целиот разгледуван период. Овој испад не ја загрозува работата на преносната мрежа и затоа не е прикажан во листите на карактеристични испади. Испадот подетално е коментиран во потпоглавје 0.

За полошкиот регионот не е исполнет N-1 критериумот. Речиси секој испаднат далекувод од овој регион предизвикува преоптоварување на некои соседни или блиски далекуводи. Најкритичен испад, од аспект на влошени напонски прилики, е испад на далекувод ТС Гостивар – ТС Полог. При овој испад напоните во ТС Полог, ТС Тетово 1 и ТС Тетово 2 се околу 90 kV.

Во охридско-битолски регион проблематични се испадите на далекуводите: ТС Битола 1 – ТС Битола 4, ТС Битола 4 – ТС Ресен, ТС Охрид – ТС Струга и ХЕЦ Глобочица – ТС Струга. Со испад на 110 kV далекувод ТС Битола 1 – ТС Битола 4, ТС Битола 4 и ТС Ресен остануваат да се напојуваат преку 110 kV далекувод ХЕЦ Глобочица – ТС Струга, кој се преоптоварува. При овој испад најнизок напон се јавува во ТС Битола 4 и изнесува 0.71 р.и., или 78 kV, а напони пониски од дозволените се јавуваат во ТС Охрид 1, ТС Охрид 2, ТС Ресен и ТС Струга. Проблеми од сличен карактер се јавуваат и при испад на останатите далекуводи од овој регион. Причината за ниските напони е несоодветна топологија на мрежата и недостиг од локална напонско-реактивна поддршка. При наведените испади се појавуваат значителни падови на напон, така што големите производни единици во западниот дел на Република Македонија (ХЕЦ Вруток, ХЕЦ Шпиље и ТЕЦ Битола), поради електричната оддалеченост, не може да ги задржат напоните во дозволените граници. Всушност, проблемот во охридско-битолскиот регион е структурален бидејќи постојат голем број на потрошувачки јазли приклучени на единствена врска меѓу две оддалечени напојни точки.

Испад на 110 kV далекувод ТС Скопје 4 – ТС Бунарџик предизвикува преоптоварување на далекувод ТС Скопје 1 – ТС Куманово 1. Причина за преоптоварувањето е големиот конзум во кумановскиот регион кој има забрзан пораст. проблемот се актуализира со изградбата на ТИРЗ Бунарџик и приклучок на нова 110/20 kV трансформаторска станица.

6.4. СЦЕНАРИО 2010 – P3% – ABC – HN

системски максимум	[MW]
$P_{\text{ХЕЦ}}$	272
$P_{\text{ТЕЦ}}$	978
$P_{\text{размена: увоз(-) / извоз(+)}}$	-342
$P_{\Sigma \text{дистрибуција}}$	1277
$P_{\Sigma \text{директни}}$	287
$\Delta P_{\text{загуби}}$	27.8
$P_{\text{оптоварување}}$	1592

$$P_{\text{ОПТОВАРУВАЊЕ}} = P_{\Sigma \text{дистрибуција}} + P_{\Sigma \text{директни}} + \Delta P_{\text{загуби}} = P_{\text{ХЕЦ}} + P_{\text{ТЕЦ}} - P_{\text{размена}}$$

6.4.1. N-0 анализа

Во ова сценарио е зголемен увозот за сметка на намаленото производство на хидроелектричните централи, поради претпоставен недостаток на расположлив хидро-потенцијал. Зголемениот увоз во најголем дел се реализира преку интерконекциите кон Србија и Бугарија.

Според прикажаните резултати на слика 38, слика 39 и слика 40, од анализата на сценариото 2010 – P3% – ABC – HN за режимот без испаднати елементи може да се констатира дека:

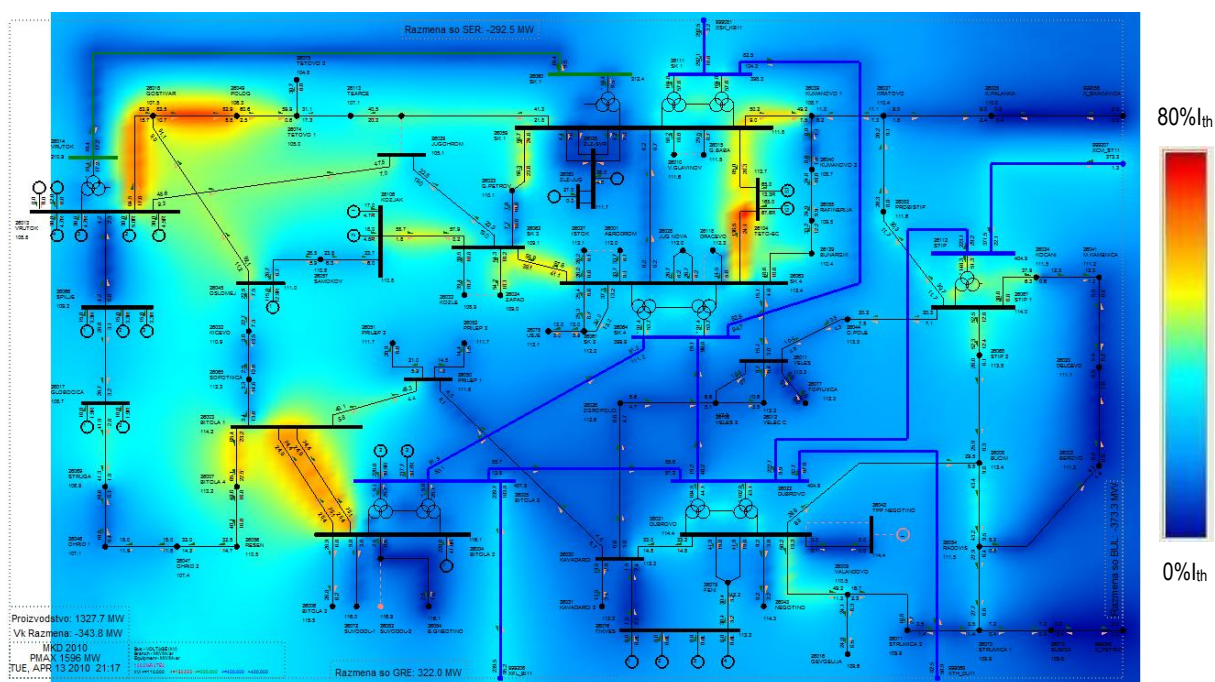
- Оптоварувањата на сите елементи во мрежата се во дозволените граници.
 - Далекуводите во полошкиот регион кои во сценариото со влажна хидрологија во режимот без испаднати елементи беа оптоварени повеќе од 80%, се

растоваруваат за околу 10%. Далекуводите во битолскиот регион односно 110 kV далекуводи ТС Битола 1 – ТС Битола 2 се оптоваруваат за дополнителни 10% бидејќи ова конзумно подрачје се напојува од ТС Битола 2.

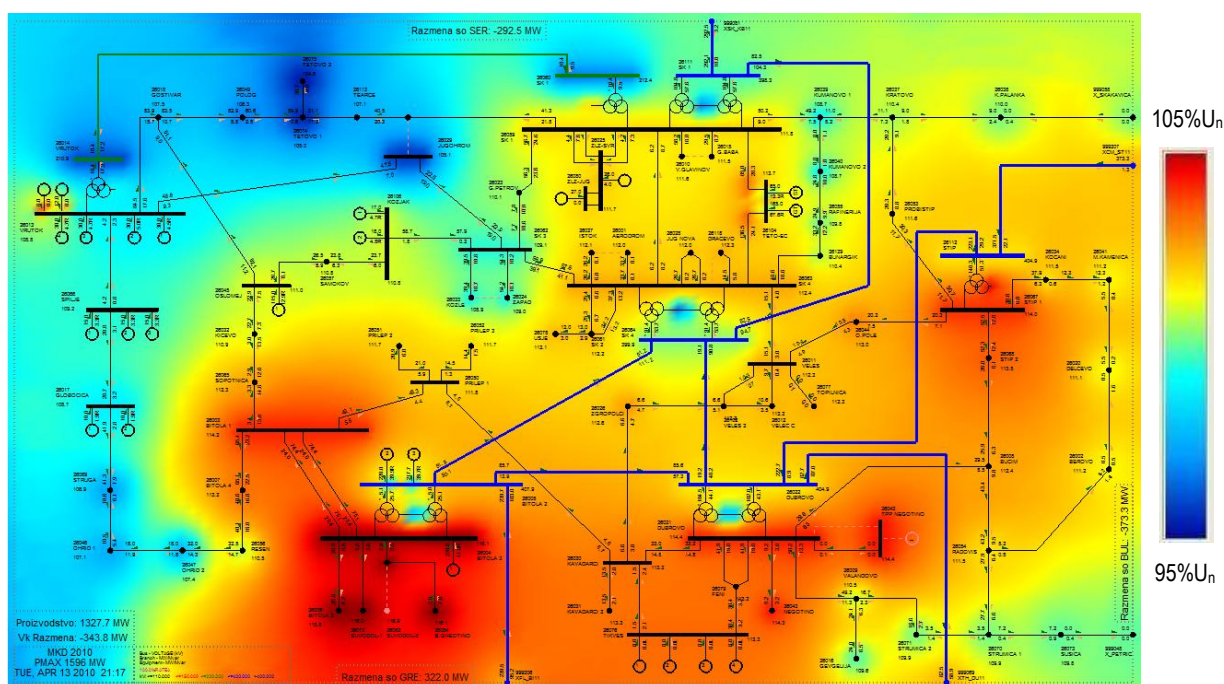
- Напоните на сите јазли се во дозволените граници.
 - За напонскиот профил во западниот дел важат коментарите од потпоглавје 6.3.1.



слика 39. Спектрален приказ на оптоварување на гранките за сценарио 2010 – P3% – ABC – HN



слика 40. Спектрален приказ на напоните во јазлите за сценарио 2010 – P3% – ABC – HN



6.4.2. N–1 анализа

Во табела 20 се наведени сите испади при кои има елементи на мрежата со оптоварување кое изнесува најмалку 90% од соодветната трајно дозволена струја или јазли со напони надвор од дозволените вредности (во согласност со границите дефинирани во потпоглавје 3.2). Случаите кога оптоварувањето на елементот е поголемо од неговата трајно дозволена струја, како и случаите во кои напонот на јазелот е надвор од дозволените вредности, се сметаат за критични и се истакнати со црвена боја.

табела 20. Листа на испади за сценарио 2010 – P3% – ABC – HN

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Оптоварување [%] Напон [kV]
Полошки регион			
110 kV DV GOSTIVAR - POLOG	110 kV DV SK 1 - TEARCE	123 MVA	122 %
	110 kV DV TETOVO 1 - TEARCE	123 MVA	113 %
	TS POLOG 110 kV	99 – 121 kV	90.2 kV
	TS TETOVO 1 110 kV	99 – 121 kV	91.2 kV
	TS TETOVO 2 110 kV	99 – 121 kV	91.1 kV
	TS TEARCE 110 kV	99 – 121 kV	96.9 kV
110 kV DV SK 1 - TEARCE 1	110 kV DV GOSTIVAR - POLOG	123 MVA	112 %
	110 kV DV VRUTOK - GOSTIVAR	123 MVA	102 %
	110 kV DV POLOG - TETOVO 1	123 MVA	92 %
110 kV DV TETOVO 1 - TEARCE	110 kV DV VRUTOK - GOSTIVAR	123 MVA	95 %
	110 kV DV GOSTIVAR - POLOG	123 MVA	103 %
110 kV DV GOSTIVAR - OSLOMEJ	110 kV DV VRUTOK - GOSTIVAR	123 MVA	103 %
110 kV DV POLOG - TETOVO 1	110 kV DV SK 1 - TEARCE 1	123 MVA	93 %
110 kV DV VRUTOK - JUGOHROM	110 kV DV VRUTOK - GOSTIVAR	123 MVA	91 %
Охридско - битолски регион			
110 kV DV BITOLA 1 - BITOLA 4	110 kV DV GLOBOCICA - STRUGA	123 MVA	126 %
	110 kV DV GLOBOCICA - SPILJE	123 MVA	107 %
	110 kV DV OHRID 1 - STRUGA	123 MVA	91 %
	TS BITOLA 4 110 kV	99 – 121 kV	69.4 kV
	TS GLOBOCICA 110 kV	99 – 121 kV	94 kV
	TS OHRID 1 110 kV	99 – 121 kV	75.3 kV
	TS OHRID 2 110 kV	99 – 121 kV	74.8 kV
	TS RESEN 110 kV	99 – 121 kV	71.3 kV
	TS SPILJE 110 kV	99 – 121 kV	98.5 kV
	TS STRUGA 110 kV	99 – 121 kV	81.6 kV
110 kV DV BITOLA 1 - BITOLA 2	110 kV DV BITOLA 1 - BITOLA 2	123 MVA	112 %
110 kV DV GLOBOCICA - STRUGA	110 kV DV BITOLA 1 - BITOLA 4	123 MVA	94 %
Скопско - кумановски регион			
110 kV DV SK 4 - BUNARGIK	110 kV DV KUMANOVO 1 - SK 1	123 MVA	100 %
110 kV DV G.PETROV - SK 1	110 kV DV SK 3 - SK 4	123 MVA	95 %
110 kV DV BITOLA 4 - RESEN	TS OHRID 1 110 kV	99 – 121 kV	95.9 kV
	TS OHRID 2 110 kV	99 – 121 kV	95.8 kV
	TS RESEN 110 kV	99 – 121 kV	95.3 kV
	TS STRUGA 110 kV	99 – 121 kV	98.6 kV

Во ова сценарио не е исполнет N–1 критериумот за западниот дел на Република Македонија. Од аспект на оптовареност на далекуводите важат истите коментари дадени во потпоглавје 6.3.2.

Специфичен испад, во однос на претходното сценарио е испадот на 110 kV далекувод ТС Битола 1 – ТС Битола 2. Овој далекувод е двосистемски и при испад на еден систем доаѓа до преоптоварување и испад на другиот систем. Настанот не е критичен бидејќи при испад на двата система (критериум N–2) од далекуводот, оптоварувањата на елементите и напоните во јазлите се во дозволените граници.

Во поглед на влошување на напонските прилики најкритичен е испадот на 110 kV далекувод ТС Битола 1 – ТС Битола 4 при кој се јавува најнизок напон во ТС Битола 4 од

околу 70 kV, додека ниски напони се јавуваат и во: ТС Ресен 71 kV, ТС Охрид 1, ТС Охрид 2 од околу 75 kV, во ТС Струга од околу 80 kV, ХЕЦ Глобочица 94 kV.

Во полошкиот регион најниски напони од околу 90 kV се јавуваат во ТС Тетово 1, ТС Тетово 2 и ТС Полог, при испад на 110 kV далекувод ТС Гостивар – ТС Полог.

6.5. СЦЕНАРИО 2010 – P3% – ABC – HS

системски максимум	[MW]
$P_{\text{ХЕЦ}}$	136
$P_{\text{ТЕЦ}}$	1068
$P_{\text{размена: увоз(-) / извоз(+)}}$	-391
$P_{\Sigma \text{дистрибуција}}$	1277
$P_{\Sigma \text{директни}}$	287
$\Delta P_{\text{загуби}}$	29.7
$P_{\text{оптоварување}}$	1594

$$P_{\text{ОПТОВАРУВАЊЕ}} = P_{\Sigma \text{дистрибуција}} + P_{\Sigma \text{директни}} + \Delta P_{\text{загуби}} = P_{\text{ХЕЦ}} + P_{\text{ТЕЦ}} - P_{\text{размена}}$$

6.5.1. N=0 анализа

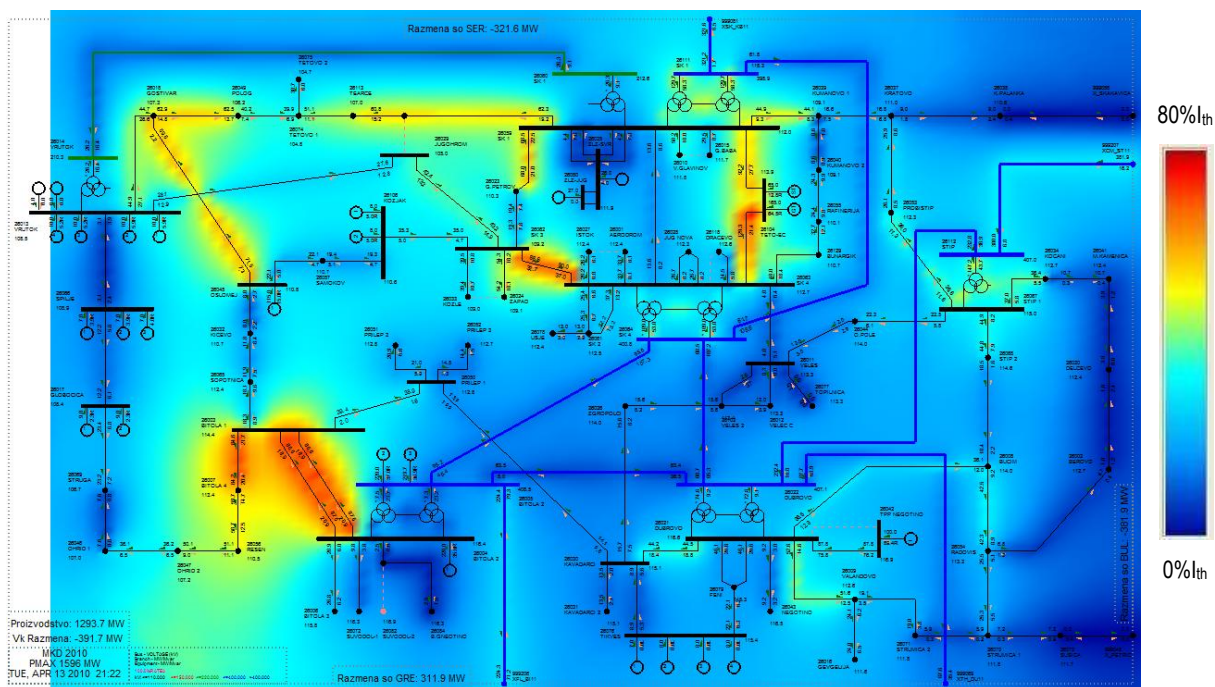
Во услови на сува хидрологија во регионот цената на увезената енергија не се разликува многу од цената на енергијата произведена од ТЕЦ Неготино. Затоа во ова сценарио, наместо недостатокот од енергија целосно да се надополни со увоз, дел се обезбедува со активирање на еден блок од 100 MW во ТЕЦ Неготино, а останатиот дел се надополнува со увоз.

Според прикажаните резултати на слика 41, слика 42 и слика 43, од анализата на сценариото за сува хидрологија за режимот без испаднати елементи може да се констатира дека:

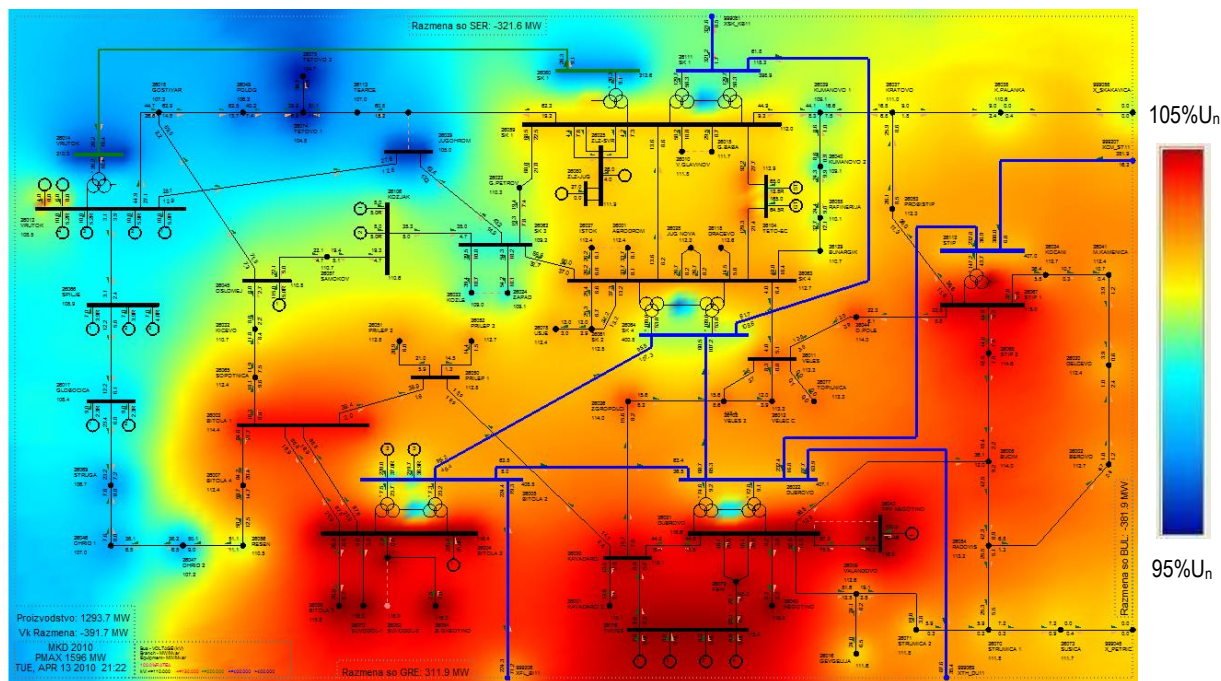
- Оптоварувањата на сите елементи во мрежата се во дозволените граници.
 - Различната ангажираност на електричните центри и на увозот предизвикува прераспределба на тековите на моќност.
 - Околу 80% се оптоварува далекувод ТС Скопје 3 – ТС Скопје 4.
 - Потегот ХЕЦ Вруток – ТС Гостивар – ТС Полог – ТС Тетово 1 се растоварува за околу 30% во однос на сценариото со влажна хидрологија 6.3.1.
 - За дополнителни 20% и 30% се оптоваруваат далекуводите: ТС Битола 1 – ТС Битола 2 и ТС Битола 1 – ТС Битола 4, соодветно, во однос на сценариото со влажна хидрологија 6.3.1, бидејќи битолскиот регион се напојува од ТС Битола 2.
- Напоните на сите јазли се во дозволените граници.
 - За напонскиот профил во западниот дел важат коментарите од потпоглавје 6.3.1.



слика 42. Спектрален приказ на оптоварување на гранките за сценарио 2010 – P3% – ABC – HS



слика 43. Спектрален приказ на напоните во јазлите за сценарио 2010 – P3% – ABC – HS



6.5.2. N-1 анализа

Во табела 21 се наведени сите испади при кои има елементи на мрежата со оптоварување кое изнесува најмалку 90% од соодветната трајно дозволена струја или јазли со напони надвор од дозволените вредности (во согласност со границите дефинирани во потпоглавје 3.2). Случаите кога оптоварувањето на елементот е поголемо од неговата трајно дозволена струја, како и случаите во кои напонот на јазелот е надвор од дозволените вредности, се сметаат за критични и се истакнати со црвена боја.

табела 21. Листа на карактеристични испади за сценарио 2010 – P3% – ABC – HS

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Оптоварување [%] Напон [kV]
Полошки регион			
110 kV DV GOSTIVAR - POLOG	110 kV DV SK 1 - TEARCE	123 MVA	122 %
	110 kV DV TETOVO 1 - TEARCE	123 MVA	113 %
	TS POLOG 110 kV	99 - 121 kV	90.6 kV
	TS TETOVO 1 110 kV	99 - 121 kV	91.6 kV
	TS TETOVO 2 110 kV	99 - 121 kV	91.4 kV
	TS TEARCE 110 kV	99 - 121 kV	97.3 kV
110 kV DV SK 1 - TEARCE	110 kV DV GOSTIVAR - POLOG	123 MVA	113 %
	110 kV DV POLOG - TETOVO 1	123 MVA	93 %
110 kV DV TETOVO 1 - TEARCE	110 kV DV GOSTIVAR - POLOG	123 MVA	103 %
110 kV DV VRUTOK - JUGOHROM	110 kV DV SK 3 - SK 4	123 MVA	92 %
Охридско - битолски регион			
110 kV DV BITOLA 1 - BITOLA 4	110 kV DV GLOBOCICA - STRUGA	123 MVA	135 %
	110 kV DV GLOBOCICA - SPILJE	123 MVA	117 %
	TS BITOLA 4 110 kV	99 - 121 kV	60.6 kV
	TS GLOBOCICA 110 kV	99 - 121 kV	87.9 kV
	TS OHRID 1 110 kV	99 - 121 kV	67 kV
	TS OHRID 2 110 kV	99 - 121 kV	66.4 kV
	TS RESEN 110 kV	99 - 121 kV	62.6 kV
	TS SPILJE 110 kV	99 - 121 kV	93.1 kV
	TS STRUGA 110 kV	99 - 121 kV	74 kV
110 kV DV BITOLA 1 - BITOLA 2	110 kV DV BITOLA 1 - BITOLA 2	123 MVA	127 %
110 kV DV BITOLA 4 - RESEN	TS OHRID 1 110 kV	99 - 121 kV	95.2 kV
	TS OHRID 2 110 kV	99 - 121 kV	95.1 kV
	TS RESEN 110 kV	99 - 121 kV	94.6 kV
	TS STRUGA 110 kV	99 - 121 kV	98 kV
110 kV DV GLOBOCICA - STRUGA	110 kV DV BITOLA 1 - BITOLA 4	123 MVA	93 %
Скопско - кумановски регион			
110 kV DV G.PETROV - SK 1	110 kV DV SK 3 - SK 4	123 MVA	123 %
110 kV DV SK 3 - SK 4	110 kV DV G.PETROV - SK 1	123 MVA	109 %
110 kV DV SK 3 - KOZJAK	110 kV DV SK 3 - SK 4	123 MVA	92 %
110 kV DV SK 4 - BUNARGIK	110 kV DV KUMANOVO 1 - SK 1	93 MVA	94 %

Во ова сценарио не е исполнет N-1 критериумот за западниот дел и за овој режим со испаднати елементи од аспект на оптовареност на далекуводите важат истите коментари дадени во потпоглавје 6.3.2.

Дополнителен критичен испад во однос на претходното сценарио е испадот на 110 kV далекувод TC Ѓ. Петров – TC Скопје 1 кој предизвикува преоптоварување на далекуводот TC Скопје 3 – TC Скопје 4. Може да се јави и „огледален“ настан; испадот на TC Скопје 3 – TC Скопје 4 предизвикува преоптоварување на TC Скопје 1 – TC Ѓ. Петров.

Во услови на слаба ангажираност на ХЕЦ Козјак останува постројките TC Козле и TC Запад, кои се снабдуваат со енергија од TC Скопје 3, а во конкретниов случај и TC Ѓ. Петров, главно да се напојуваат од далекувод TC Скопје 3 – TC Скопје 4.

Во поглед на влошување на напонските прилики е најкритичен испадот на далекувод TC Битола 1 – TC Битола 4 при кој се јавува најнизок напон во TC Битола 4 и TC Ресен од околу

60 kV, додека ниски напони се јавуваат во ТС Охрид 1 и ТС Охрид 2 од околу 67 kV, во ТС Струга од околу 74 kV, ХЕЦ Глобочица 88 kV и ХЕЦ Шпиље 93 kV.

При испад на далекувод ТС Гостивар – ТС Полог најниски напони од околу 90 kV се јавуваат во полошкиот регион во: ТС Тетово 1, ТС Тетово 2 и ТС Полог.

6.6. СЦЕНАРИО 2010 – РЗ% – АВС – НV со подобрени напонски прилики

Од анализите на тековните состојби во мрежата, опишани во сценаријата 6.3, 6.4 и 6.5, очигледно е дека во западниот дел од преносната мрежа се јавуваат напони пониски од номиналната вредност (110 kV), како последица на несоодветно производство на реактивни моќности од електричните центри.

Со користење на методот за определување оптимална распределба на реактивни моќности е направен обид да се подобрат напонските прилики во мрежата. Со така определени реактивни моќности на производните единици се постигнува намалување на загубите во преносната мрежа за повеќе од 3.5 MW или 11.5% од вкупните загуби на преносната мрежа. На слика 44 е даден спектрален приказ на напоните во јазлите за сценариото со влажна хидрологија, а на слика 45 е даден спектрален приказ на состојбата со подобрени напони во јазлите за истото сценарио.

Проблемите со преоптоварување идентификувани во N-1 анализата се од структурален карактер и не се разрешуваат со методот за изнаоѓање оптимална распределба на реактивни моќности. Но имплементација на резултатите од примената на тој метод значително ги намалува загубите во мрежата и ги релаксира напонските прилики при некои критични испади.

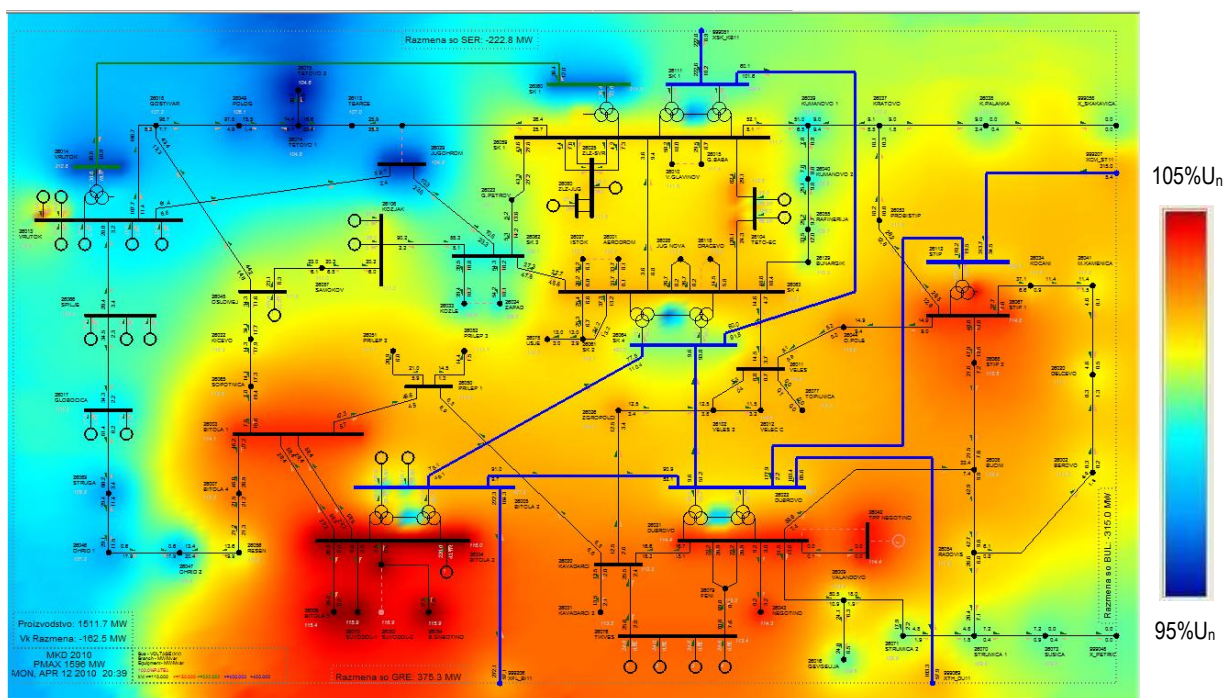
Заслужува да се забележи дека во режимите од разгледуваните сценарија 6.3, 6.4 и 6.5 постојат големи транзити на реактивни моќности низ интерконективните водови. Имено, во зависност од претпоставената хидрологија во разгледуваното сценарио, од Грција се преземаат од 106 Mvar до 155 Mvar. Од една страна, тоа е резултат на понискиот напонски профил во преносната мрежа на Република Македонија. Од друга страна, во северните делови од електроенергетскиот систем на Грција се лоцирани големите термоелектрични центри, кои диктираат високи напони во локалната мрежа со цел да се подржат големите транзити на електрична енергија од северните кон јужните делови во Грција.

Во сценариото со оптимална распределба на реактивни моќности, од Грција во Република Македонија се преземаат само 7 Mvar, но кон Косово се зголемуваат тековите на реактивни моќности на околу 65 Mvar. Во случајов, Република Македонија и Грција имаат сличен напонски профил, но преносната мрежа во Косово има пониски напонски прилики и апсорбира реактивна моќност преку интерконекцијата со Република Македонија.

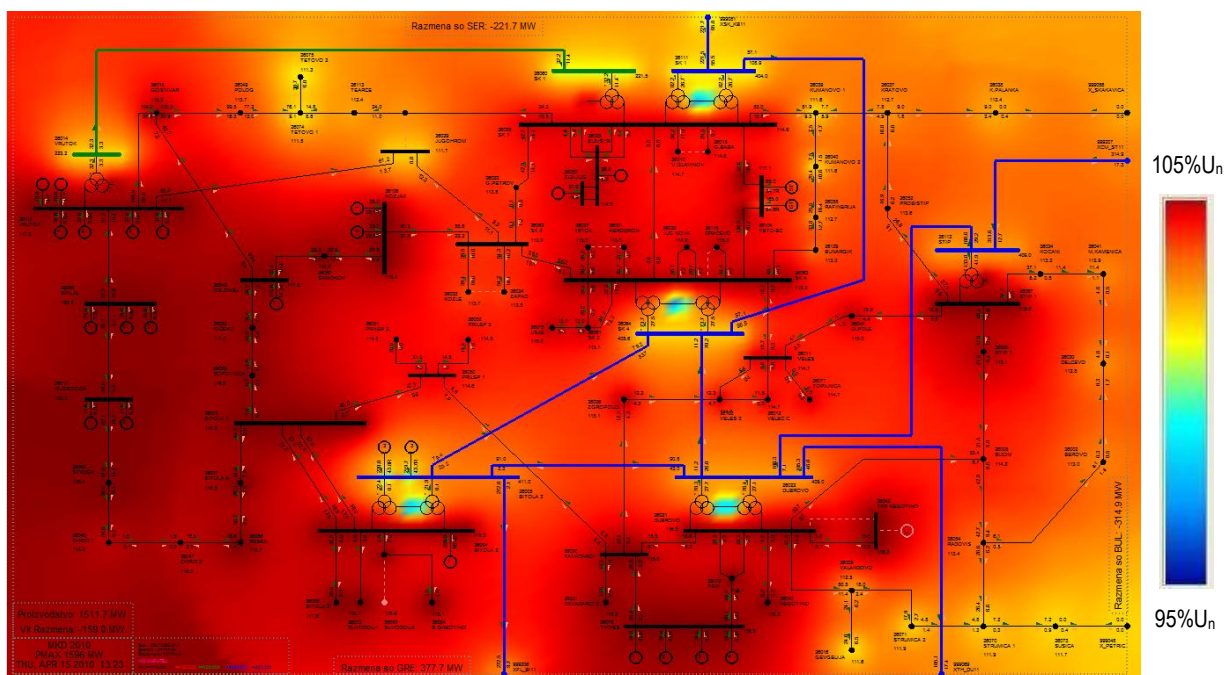
Според препораките за паралелна работа на преносните мрежи, тековите на реактивни моќности низ интерконекциите треба да се мали за да се постигне што поголем преносен капацитет. Во регионот на југоисточна Европа, електроенергетските системи се мали и добро интерконектирани, што значи и силно меѓусебно зависни, така што за регионална оптимизација на распределбата на тековите на реактивни моќности потребна е координација меѓу сите засегнати систем-оператори.

Во понатамошните анализи (2011 – 2020 година), имајќи предвид дека се работи за планирана состојба, претпоставено е дека сите производни објекти во Република Македонија оптимално ги користат можностите за регулација на напонот преку производство на реактивна моќност.

слика 44. Спектрален приказ на напоните во јазлите за сценарио 2010 – P3% – ABC – HV



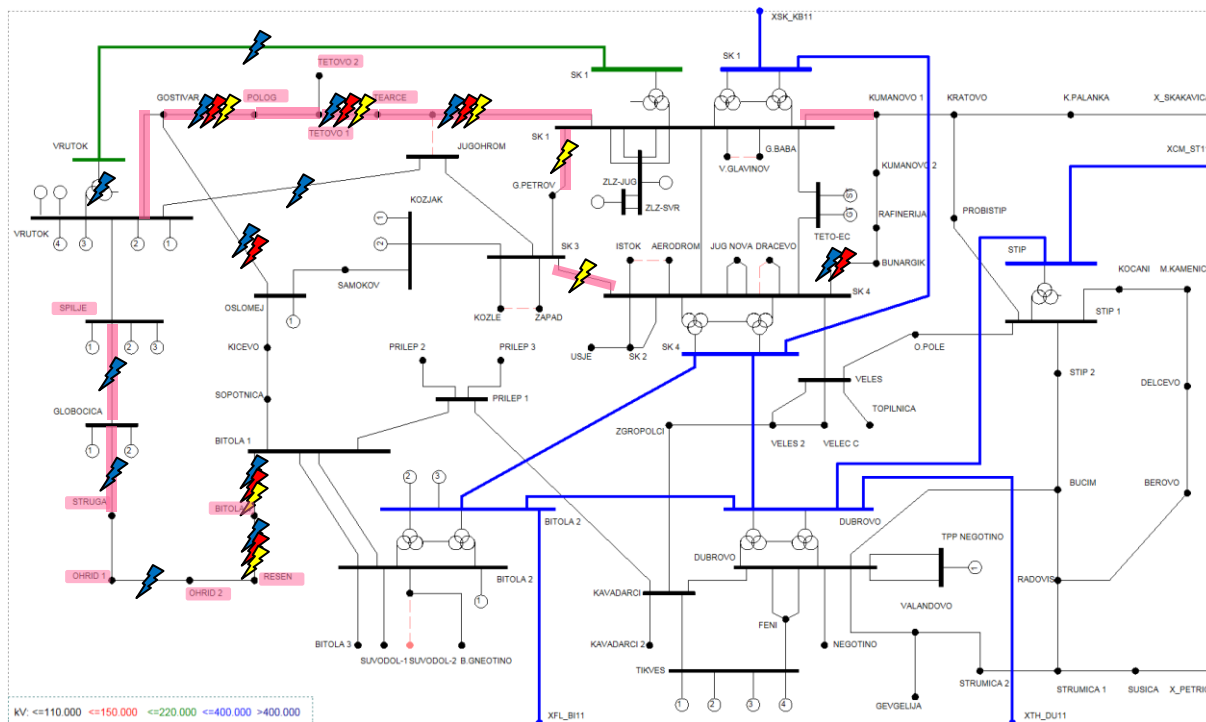
слика 45. Спектрален приказ на подобрени напоните во јазлите за сценарио 2010 – P3% – ABC – HV



6.7. РЕШЕНИЈА ЗА НАДМИНУВАЊЕ НА ПРОБЛЕМИТЕ

На слика 46 се илустрирани критичните испади кои доведуваат до преоптоварување на елементи во мрежата (т.е. при кои струјата во некои елементи е поголема од соодветната трајно дозволена струја) или до појава на напони пониски од најниската дозволена вредност, и тоа за различните сценарија за хидрологија.

слика 46. Критични испади, преоптоварувања и напонски проблеми во 2010



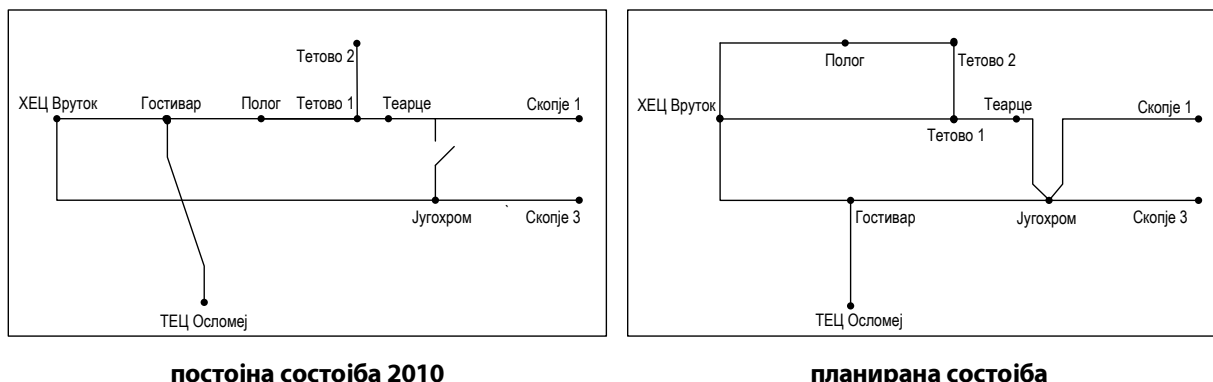
Легенда: - влажна хидрологија - нормална хидрологија - сува хидрологија
 - преоптоварувања и напонски проблеми

Во продолжение се опишани проектите за надминување на анализираниите проблеми (критични испади). Реализацијата на наведените проекти е во тек. Се претпоставува дека проектите ќе бидат комплетираны во 2010 година и затоа сите овие решенија се интегрирани во моделот на мрежата за 2011 година.

6.7.1. Полошки регион

Проблемите во полошкиот регион добиваат на интензитет паралелно со порастот на конзумот и состојбата е во фокусот на вниманието на стручните служби подолг временски период. За нивното надминување предвиден е проект кој предвидува доградба и реконфигурација на преносната мрежа. Овој проект е во фаза на реализација. Реконфигурацијата на овој дел од преносната мрежа ќе се изведе како на слика 47.

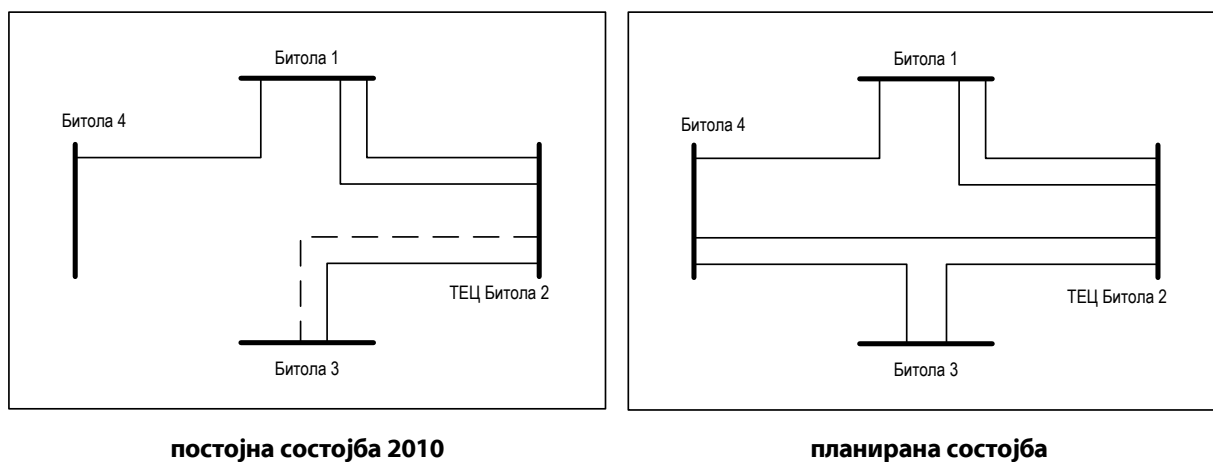
слика 47. Проект во полошки регион



6.7.2. Охридско-битолски регион

Проблемите во охридско-битолскиот регион се планира да се решаваат во фази. Имено, предвидена е изградба на двосистемски 110 kV далекувод од ТС Битола 3 – ТС Битола 4 со кој ќе се зајакне сигурноста на потегот ТЕЦ Битола 2 – ТС Битола 3 – ТС Битола 4. Со изградбата на двосистемскиот 110 kV далекувод ТС Битола 3 – ТС Битола 4 се затвора прстен на преносната мрежа во битолскиот регион со што се зголемува сигурноста во напојувањето. Постојната и идната конфигурација на преносната мрежа во битолскиот регион е прикажана на слика 48.

слика 48. Проект во битолски регион



Со реализација на овој проект се формираат следните 110 kV врски⁵: ТС Битола 2 – ТС Битола 4, ТС Битола 2 – ТС Битола 3 и ТС Битола 3 – ТС Битола 4.

⁵ Со изградба на двосистемскиот 110 kV далекувод со спроводници ACSR 240/40 mm² на потегот од ТС Битола 3 до ТС Битола 4 со должина 12.4 km, се постигнуваат следните нови врски:

- првиот систем од новиот двосистемски 110 kV далекувод ТС Битола 3 – ТС Битола 4 и едниот систем од постојниот двосистемски 110 kV далекувод ТС Битола 2 – ТС Битола 3 ја формираат врската ТС Битола 2 – ТС Битола 4 и
- вториот систем од новиот двосистемски 110 kV далекувод ја формира врската ТС Битола 3 – ТС Битола 4.

6.7.3. Скопско-кумановски регион

Проблемот со испадот на 110 kV далекувод ТС Скопје 4 – ТС Бунарџик е одлучено да се надмине со замена на постојните спроводници ACSR 150/25 mm² на 110 kV далекувод ТС Скопје 1 – ТС Куманово 1 со т.н. „топли“ спроводници (hot conductors) кои имаат слични механички карактеристики со постојните спроводници но подобрени термички карактеристики, односно зголемено трајно дозволено оптоварување. За тие спроводници трајно дозволената струја е 787 A (при номинален напон трајно дозволеното оптоварување е 150 MVA). Проектот за надминување на овој проблем е во фаза на реализација.

Проблемот со испад на 110 kV далекувод ТС Ѓ. Петров – ТС Скопје 1 кој предизвикува преоптоварување на 110 kV далекувод ТС Скопје 3 – ТС Скопје 4 се надминува со диспечерски акции:

- Ставање во погон или дополнително ангажирање на ХЕЦ Козјак (во иднина и ХЕЦ Св. Петка),
- или секционирање на мрежата (постојат неколку можности):
 - исклучување на 110 kV далекуводи ТЕЦ Осломеј – ТС Гостивар и ТС Југохром – ТС Скопје 3,
 - исклучување на 110 kV далекуводи ТЕЦ Осломеј – ТС Гостивар и ТЕЦ Осломеј – ТС Кичево,
 - исклучување на 110 kV далекуводи ТС Битола 1 – ТС Прилеп 1 и ТС Југохром – ТС Скопје 3.

Истите акции може да се применат и за надминување на „огледалниот“ настан: испад на 110 kV далекувод ТС Скопје 3 – ТС Скопје 4 кој предизвикува преоптоварување на 110 kV далекувод ТС Ѓ. Петров – ТС Скопје 1.

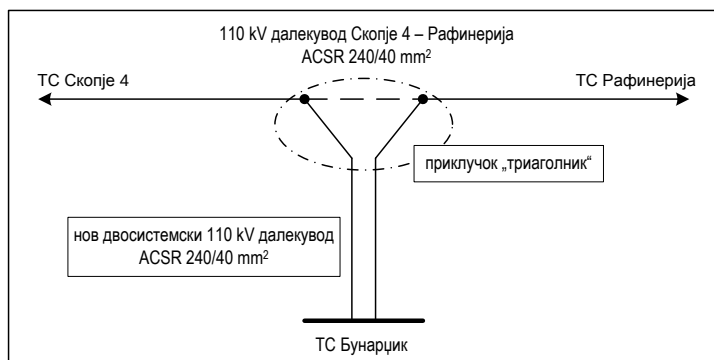
6.8. ПРИКЛУЧОК НА НОВИ ЕЛЕМЕНТИ НА ПРЕНОСНА МРЕЖА ВО 2010 ГОДИНА

6.8.1. Приклучок на ТС Бунарџик

Според (12), приклучокот на 110/20 kV ТС Бунарџик на преносната мрежа ќе се реализира на постојниот 110 kV далекувод ТС Рафинерија – ТС Скопје 4, изведен со спроводници ACSR 240/40mm², со должина 19.4 km и трајно дозволена струја 647 A (при номинален напон трајно дозволено оптоварување е 123 MVA).

На далекувод ТС Рафинерија – ТС Скопје 4 ќе се направи пресек со влез/излез. Приклучокот како влез/излез од 110 kV ТС Бунарџик ќе биде изведен со двосистемски 110 kV далекувод ACSR 240/40 mm².

слика 49. Изведба на приклучокот на 110/x kV ТС Бунарџик



Избраниот начин на приклучување ги задоволува техничките критериуми во целиот разгледуван период во Студијата.

6.8.2. Приклучок на гасна електрична централа и топлана ТЕТО

Проектот за термоелектрична централа – топлана ТЕТО предвидува градба на постројка за комбинирано производство на електрична и топлинска енергија во отворен гасен и затворен бинарен технолошки циклус. Постојката е прва од ваков вид во земјата.

Постојката е лоцирана на просторот на сегашните резервоари за мазут во топлана Исток на Топлификација АД Скопје.

Користењето на модерна технологија овозможува постројката да работи со минимален број на водители во потполно автоматски режим, и со компјутерско on-line следење на процесот на лице место и од страна на испорачателите на главните елементи на опремата (Alstom, Швајцарија). Како резултат на сето ова коефициент на расположливост на постројката е многу голем (90% – 95%).

Градењето на постројката за комбинирано производство на електрична енергија и топлина е почнато на 1. јуни 2007 година, додека во оперативна употреба се очекува да биде пуштена во октомври/ноември 2010 година.

Максималната инсталирана моќност на постројката изнесува 257 MW електрична моќност (комбиниран циклус на производство: гасна турбина – 180 MW и парна турбина – 77 MW) и 160 MW топлинска моќност. Нето електричната моќност која се предава во мрежата во типичен работен режим изнесува околу 230 MW. Постојката за гориво користи природен гас со калорична вредност од 49205 kJ/kg. Планираното годишно производство на електрична енергија е 1915202 MWh/годишно. Користењето на природниот гас како основно и единствено гориво овозможува постројката да има извонредни еколошки параметри.

Во согласност со Законот за енергетика и моделот на пазар на електрична енергија во Република Македонија, ТЕ-ТО АД – Скопје ќе има статус на независен производител. Тоа значи дека ТЕ-ТО АД – Скопје ќе може да стапи во договори за продажба на електрична енергија со квалификуваните потрошувачи и со снабдувачите на електрична енергија на тарифните потрошувачи во земјата, или пак да ја продава електричната енергија на регионалниот пазар во југоисточна Европа.

Според (13), ТЕТО ќе се приклучи на постојниот 110 kV далекувод ТС Скопје 4 – ТС Скопје 1 (бр.110/2) изведен со спроводници ACSR 360/57 mm², со трајно дозволена струја 824 A (при номинален напон трајно дозволено оптоварување е 157 MVA) и должина 12.5 km. На самиот премин на 110 kV далекувод Скопје 1 – Скопје 4 преку реката Вардар, од левата страна на реката, се прави пресек на водот со влез/излез.

Во близина на ТЕТО се изведува 110 kV гас-изолирана разводна постројка со три полиња: едното поле е за блок-трансформаторот, а другите две за излезните врски кон далекуводот. Притоа се формираат врските ТЕТО – ТС Скопје 1 и ТЕТО – ТС Скопје 4.

Двете врски од ТЕТО до постојниот далекувод се изведуваат комбинирано, со кабли и надземен вод. Од 110 kV гас-изолирана разводна постројка кај ТЕТО се излегува со два кабелски системи тип XLPE-Al 1000 mm², со трајно дозволена струја 820 A (при номинален напон трајно дозволено оптоварување е 156 MVA). Каблите се водат во триаголна формација, вкопани во земја покрај левата страна на реката Вардар, сè до локација после триаголникот Скопје 4 – Аеродром – Исток. Оттука се прави премин на двосистемски надземен вод со спроводници ACSR 360/57 mm², со трајно дозволена струја 824 A (при номинален напон трајно дозволено оптоварување е 157 MVA).

Јасно е дека при испад на било која врска од ТЕТО кон Скопје 1 или Скопје 4, другата врска низ која се предава електрична енергија од ТЕТО кон преносната мрежа ќе биде

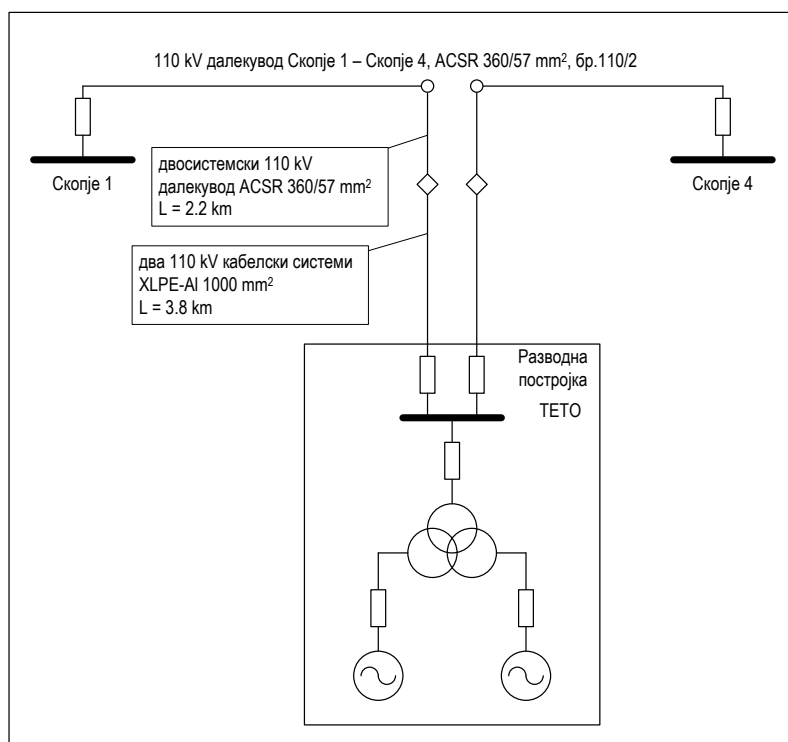
преоптоварена за 40-тина % поради ограничената вредност на оптоварувањето на спроводниците на 157 MVA. Во ваков режим, за да не испадне и втората врска, ТЕТО мора веднаш да го намали своето производство на граничната вредност на оптоварувањето на врската. Во ваков случај, нивото на ризик од испади на приклучните врски е проценка и избор на корисникот. Статистиката за периодот 2000 – 2006 година покажува дека далекуводот ТС Скопје 1 – ТС Скопје 4 има само 2.3 испади/годишно, при што во 2005 и 2006 година не испаднал ниту еднаш. Тоа значи дека веројатноста за појава на ваков настан е многу мала. Според корисникот, прифатлив е ризикот од испад на една од приклучните врски што може да доведе до намаленото производство или испад на генераторите.

Овој испад не ја загрозува работата на преносната мрежа, односно после испадот на двете врски со кои ТЕТО е приклучена на мрежата сите погонски големини се во рамки на дозволените вредности.

Избраниот начин на приклучување ги задоволува техничките критериуми во целиот разгледуван период во Студијата.

После приклучувањето на КОГЕЦ Енергетика, за да се запази доверливоста и оперативноста на преносната мрежа во скопскиот регион, треба да се преземат одредени мерки (види 10.4).

слика 50. Изведба на приклучокот на ТЕТО



6.9. РЕВИТАЛИЗАЦИЈА НА ДАЛЕКУВОДИ

Во 2010 година е започната ревитализацијата на 110 kV далекувод ТС Скопје 1 – ТС Тетово 1. Овој далекувод е со должина 58.7 km и е изграден во 1957 година. Тој е изведен од 206 армирано-бетонски и 37 челично-решеткасти столбови. Фазните спроводниците се од тип ACSR 240/40 mm², а заштитното јаже е од тип Fe 2×35 mm².

Поради староста, оштетеноста и нерасположливоста на далекуводот, а и поради непристапноста на трасата, одлучено е тој да се реконструира. Постоечките армирано-бетонски

столбови треба да се заменат со нови, челично-решетки, а истовремено разгледани се повеќе можности за промена на коридорот на дел од трасата ТС Скопје 1 – ТС Југохром.

ТС Југохром е приклучена на овој далекувод со крута врска, на растојание 34.5 km од ТС Скопје 1. Најголем број од армирано-бетонските столбови на далекувод ТС Скопје 1 – ТС Тетово 1, се наоѓаат токму на потегот ТС Скопје 1 – ТС Југохром. Заради развојот на патната и железничката мрежа како и зголеменото ниво на реките Вардар и Лепенец, доаѓа до замена на одредени бетонски столбови со 16 челично-решетки столбови на потегот ТС Скопје 1 – ТС Југохром.

6.10. ПРЕСМЕТКА НА *NTC*

Загушувања на преносните капацитети на интерконективните далекуводи се појавуваат кога барањата за пренос на учесниците на пазарот на електрична енергија ги надминуваат физичките можности на преносната мрежа. Овој проблем е присутен кај преносните системи во југоисточна Европа, а со тоа и во преносниот систем на Република Македонија. Постојат поголем број на причини за појавата на овој проблем, меѓу кои поважните се:

- опкружувањето, кое од една страна е составено од електроенергетски системи со вишоци на електрична енергија (Бугарија, Романија, БиХ), а од друга електроенергетски системи кои се увозно ориентирани (Република Македонија, Албанија, Грција),
- појавата на значителен број на трговци во регионот на југоисточна Европа и
- различен степен на дерегулација на електроенергетскиот сектор, а посебно либерализацијата на пазарот на електрична енергија во поедини држави во регионот.

Транзитите на електрична енергија кон земјите увознички (Република Македонија, Грција и Албанија) се остваруваат преку следните 400 kV интерконективни далекуводи: ТС Скопје 1 – ТС Косово, ТС Штип – ТС Црвена Могила, ТС Г. Џумаја – ТС Солун и 220 kV далекуводи: ТС Подгорица – ТС Вау Дејас и ТС Призрен – ТС Фиерза.

Општа карактеристика на електроенергетските системи во регионот е дека тие се исклучително меѓусебно зависни, или кажано со други зборови, планираните и остварени меѓудржавни размени на електрична енергија помеѓу два електроенергетски системи значително влијаат на тековите на моќност во останатите електроенергетски системи, а особено во соседните системи.

За таа цел при пресметка на прекуграничните преносни капацитети се формираат две области од земјите во регионот:

- област север (Романија, Србија и Бугарија),
- област југ (Република Македонија, Грција и Албанија).

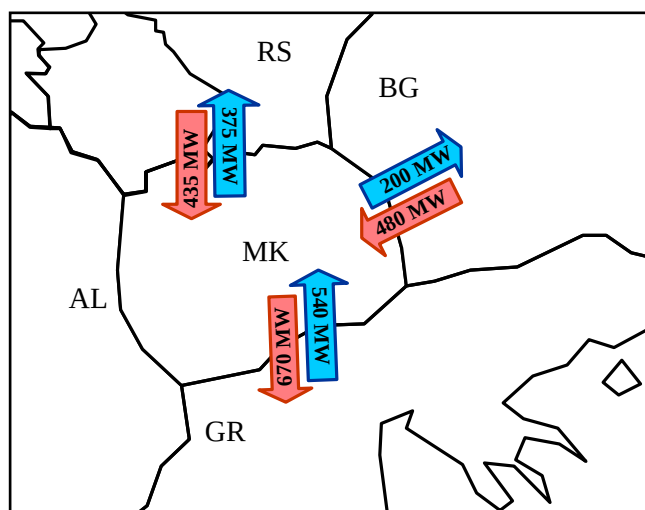
Во табела 22 се прикажани преоптоварените елементи кои се ограничувачки фактор при соодветните испади во постапката на проценка на *NTC*.

На слика 51 во црвени стрелки се прикажани *NTC* вредностите во насока север-југ, додека со сини стрелки се прикажани *NTC* вредностите во насока југ-север.

табела 22. Листа на ограничувачки елементи при пресметка на *NTC* за 2010

Граници	Насока	Испаднат елемент	Преоптоварен елемент
RS-MK, BG-MK, MK-GR	[RO + RS + BG] → [MK + GR + AL]	400 kV DUBROVO - STIP	400 kV TR STIP
MK-RS, MK-BG, GR-MK	[MK + GR + AL] → [RO + RS + BG]	400 kV SKOPJE 1 - KOSOVO 1	400 kV ZEMBLAK - KARDIA

слика 51. NTC вредности во 2010



Симулацијата на трансакциите југ-север во моментот нема реална основа бидејќи производните можности на производните објекти во регионот не овозможуваат услови за реализација на „контра-трансакции“. Независно од резервите, се претпоставува дека во генераторските јазли може да се зголеми производството над техничките ограничувања, со цел да се испитаат можностите на мрежата за поддршка и на транзитите во спротивна насока.

Прекуграничните преносни можности на Република Македонија во целост ги задоволуваат потребите за увоз на електрична енергија, а истовремено е овозможен непречен транзит на електрична енергија низ регионот.

6.11. СТРУИ НА КУСИ ВРСКИ

Пресметка на максималните вредности на струите на куси врски е направена на моделот на преносната мрежа за 2010 година. При тоа е претпоставено дека сите преносни елементи во мрежата и сите производни објекти приклучени на преносната мрежа во Република Македонија се во погон. Поврзаноста со соседните електроенергетски системи е симулирана со Вардови еквиваленти.

Во табела 23 се дадени вредностите на струите на трифазна и еднофазна куса врска. Направена е контрола на постојната опрема во постројките. За опремата за која недостасуваат податоци е потребна дополнителна контрола на соодветните стручни служби.

Расклопната струја на опремата е споредена со најголемата струја на куса врска (трифазна или еднофазна) која се јавува во соодветниот јазол. Процентуалниот удел е пресметан како однос на расклопната струја на опремата инсталирана во постројката и струјата на куса врска.

табела 23. Струи при трифазни и еднофазни куси врски во јазли во 2010 година

Јазел	U [kV]	3-СКВ [kA]	1-СКВ [kA]	Расклопна струја на прекинувачи [kA]	%	Јазел	U [kV]	3-СКВ [kA]	1-СКВ [kA]	Расклопна струја на прекинувачи [kA]	%
AERODROM	110	12.7	10.8			OHRID 1	110	3.4	3.5	18 - 40	19%
BEROVO	110	3.5	2.8	16 - 31	22%	OHRID 2	110	3.4	3.5	25	14%
BITOLA 1	110	16.3	13.1	40	41%	POLOG	110	7.1	6.3	40	18%
BITOLA 2	110	26.0	30.6	40	77%	PRILEP 1	110	6.0	5.4	18,3 - 40	33%
BITOLA 2	400	19.2	18.8	40	48%	PRILEP 2	110	5.6	5.0		
BITOLA 3	110	8.4	6.7	23 - 40	36%	PRILEP 3	110	4.9	4.3		
BITOLA 4	110	10.3	8.2	23 - 40	45%	PROBISTIP	110	5.7	4.7	16 - 18	36%
BUCIM	110	8.7	6.6	16.5	53%	RADOVIS	110	6.7	5.4	18 - 40	37%
VALANDOVO	110	5.0	4.7	16	31%	RAFINERIJA	110	7.7	6.7		
V.GLAVINOV	110	21.3	20.5			RESEN	110	4.6	3.9	16	29%
VELES	110	8.8	8.3	16,5 - 13,1 - 40 - 18,3	53%	SAMOKOV	110	6.8	5.9	18,3	37%
VELEC C	110	8.2	7.6	16 - 25	51%	SK 1	110	28.7	33.3	40	83%
VRUTOK	110	11.4	13.1	40	33%	SK 1	220	4.3	4.3	19,7	22%
VRUTOK	220	3.7	3.7	40	9%	SK 2	110	21.9	21.0	40	55%
G.BABA	110	15.2	13.8			SK 3	110	13.4	12.5	18,3 - 40	73%
GEVGELIJA	110	3.0	3.1			SK 4	110	29.2	33.0	40	82%
GLOBOCICA	110	4.9	5.1	40	13%	SK 4	400	14.3	13.9	40	36%
GOSTIVAR	110	9.5	9.3	25 - 40	38%	SOPOTNICA	110	5.5	4.1	16 - 23	
DELCEVO	110	3.2	2.8	31 - 40	10%	SPIJJE	110	5.6	6.0	40	15%
DUBROVO	110	27.0	30.2	31,5	96%	STIP 1	110	14.7	15.8	40	40%
DUBROVO	400	16.8	15.2	31,5-40	53%	STIP 2	110	11.0	10.0	31	36%
G.PETROV	110	12.2	10.1	18,3 - 40	67%	STRUGA	110	3.5	3.4	16	22%
ZAPAD	110	12.4	11.4			STRUMICA 1	110	4.7	5.0	16	31%
ZLZ-SVR	110	26.2	27.1			STRUMICA 2	110	4.7	5.0	18 - 40	28%
ZGROPOLCI	110	7.6	6.1			SUVODOL-1	110	18.0	14.6		
ISTOK	110	12.5	9.9			SUSICA	110	3.1	2.7	16	19%
JUG NOVA	110	17.4	15.5			TETOVO 1	110	5.4	5.5	18,3 - 40	30%
JUGOHRIM	110	5.2	5.8	13,1 - 18,3 - 31	44%	TETOVO 2	110	5.0	5.0	40	13%
KAVADARCI	110	15.0	12.7	13,1 - 18,3 - 40	114%	TIKVES	110	14.8	13.7	31,5 - 40	47%
KAVADARCI 2	110	12.7	10.2			TOPILNICA	110	8.2	7.7		
KICEVO	110	6.1	5.0	40	15%	USJE	110	17.1	15.1		
KOZLE	110	10.8	9.2			FENI	110	16.0	14.0		
KOCANI	110	4.5	4.0	16 - 28	28%	ZLZ-JUG	110	22.5	21.3		
KRATOVO	110	5.1	4.0			B.GNEOTINO	110	9.0	7.3		
K.PALANKA	110	3.0	2.4	16 - 23	19%	VELES 2	110	8.6	8.1	25	34%
KUMANOVO 1	110	8.3	8.3	16.5	51%	TETO-EC	110	21.9	21.5		
KUMANOVO 2	110	7.7	7.4	16.5	47%	KOZJAK	110	8.0	7.6	31,5	25%
M.KAMENICA	110	3.5	3.1	26 - 40	14%	SK 1	400	13.2	12.9	40	33%
TPP NEGOTINO	110	23.8	25.5			STIP	400	11.7	9.8	40	29%
NEGOTINO	110	13.9	10.7			TEARCE	110	5.5	4.5	31,5	18%
O.POLE	110	7.8	6.2	26	30%	DRACEVO	110	20.1	16.6	40	50%
OSLOMEJ	110	9.1	9.8	21	47%	BUNARGIK	110	8.8	7.5	40	22%

Алармантна е состојбата во ТС Кавадарци, каде вредноста на струјата на куса врска ја надминува расклопната струја на инсталираните прекинувачи во постројките. Прекинувачот со расклопна струја од 13.1 kA треба да се замени со нов со поголема расклопна струја.

Струите на куси врски надминуваат повеќе од 80% од расклопната струја на инсталираните прекинувачи во 110 kV постројки во: ТС Скопје 1 (83%), ТС Скопје 4 (82%) и ТС Дуброво (96%). Во ТС Битола 2 опремата има резерва од околу 25%.

7. АНАЛИЗА НА ПРЕНОСНА МРЕЖА ЗА 2011 ГОДИНА

7.1. ОСНОВНИ КАРАКТЕРИСТИКИ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА ЗА 2011 ГОДИНА

Активното оптоварување на потрошувачите на ниво на преносна мрежа за 2011 година, во моментот на системскиот максимум изнесува 1757 MW (без загуби на активна моќност во преносна мрежа), од кои 1443 MW припаѓаат на дистрибутивната потрошувачка, а 314 MW на директните потрошувачи. Конфигурацијата на мрежата за 2011 година може да се види на слика 52.

Во 2011 година се планира влегување во погон на следните електроенергетски објекти:

- реконфигурација на мрежата во полошки регион,
- реконфигурација на мрежата во битолски регион,
- ХЕЦ Св. Петка со инсталирана моќност 36 MW,
- промена на работниот напон од 220 kV на 110 kV на далекуводот ХЕЦ Вруток – ТС Скопје 1 (види 7.6.4),
- замена на спроводниците на 110 kV далекувод ТС Скопје 1 – ТС Куманово 1 со „топли“ спроводници.

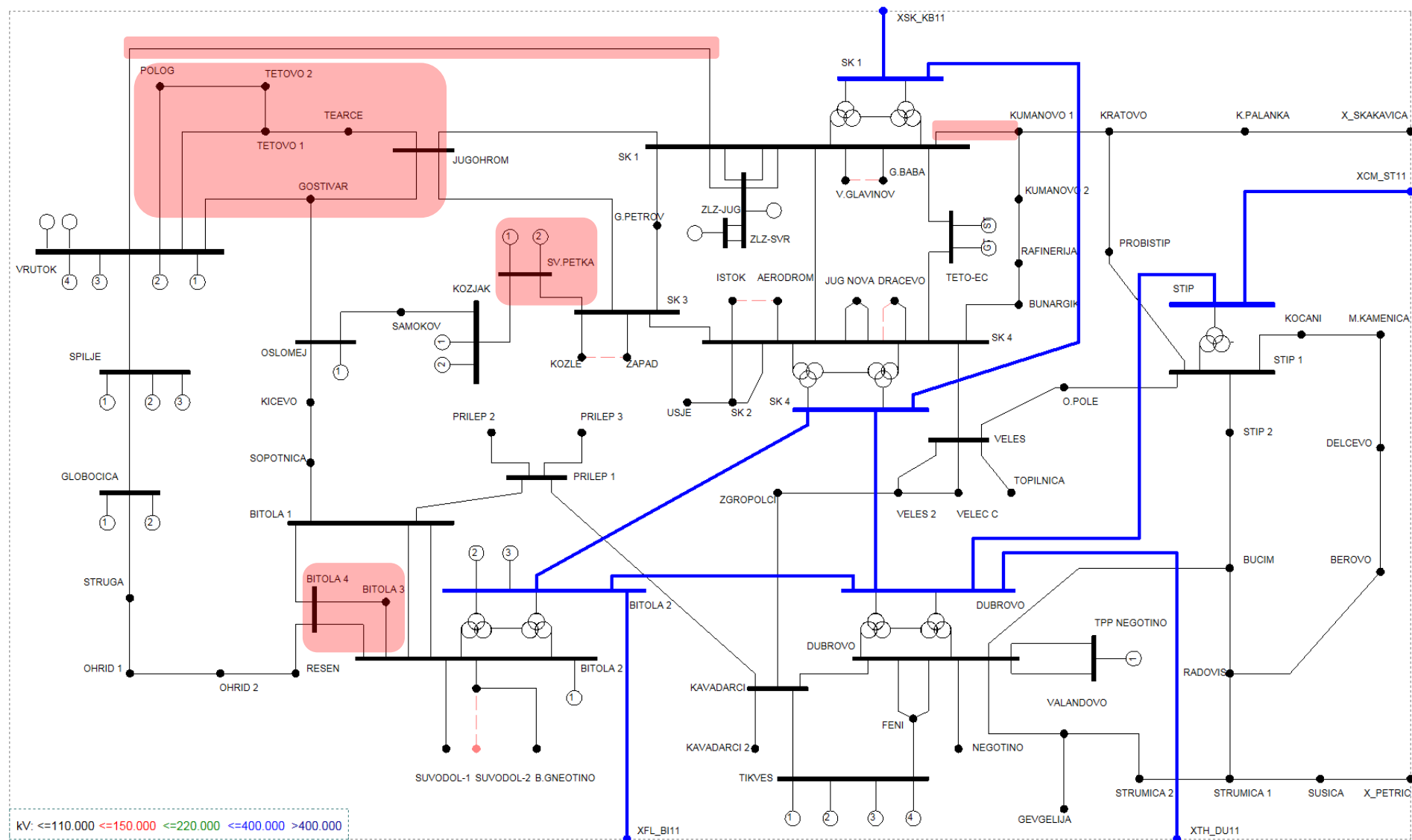
Во регионалната мрежа на југоисточна Европа во погон ќе бидат следните електроенергетски објекти:

- 400 kV далекувод ТС Подгорица (ME) – [ТС Тирана (AL)] – ТС Елбасан (AL):
должина 214 km, се зголемува преносниот капацитет и се подобрува сигурноста во снабдувањето,
- интерконекција на Турција кон европскиот систем и реконфигурација на 400 kV мрежата во Грција, во регионите Македонија и Тракија, со што се создаваат услови за стабилна интерконекција на Турција и интегрирање на конвенционални и обновливи извори на електрична енергија во регионот (види 7.7.1):
 - изградба на 400 kV трансформаторски станици Лагадина и Неа Санта,
 - двосистемски 400 kV далекувод ТС Лагадина – ТС Филипи – ТС Неа Санта и
 - нов 400 kV интерконективен далекувод ТС Неа Санта (GR) – ТС Бабаески (TR).

За 2011 година се разработени три сценарија со различна хидрологија: влажна (HV), нормална (HN) и сува (HS). Прогнозираното вкупно оптоварување е според сценариото со просечен пораст од 3%, ознака P3%. Планот за развој на нови електрични центри за периодот од 2010 до 2013 година е ист и има ознака ABC. Во оваа глава се анализирани следниве сценарија:

- 2011 – P3% – ABC – HV,
- 2011 – P3% – ABC – HN,
- 2011 – P3% – ABC – HS.

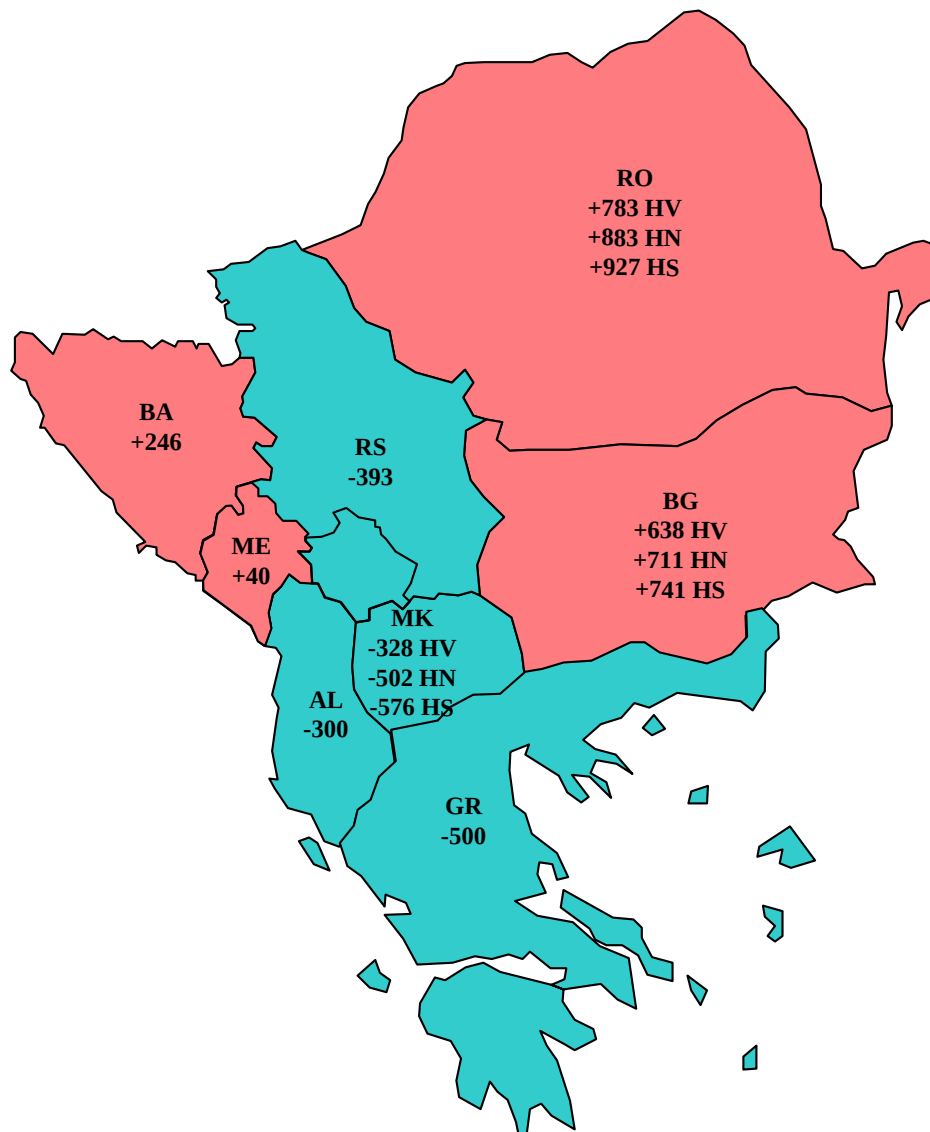
слика 52. Конфигурација на преносната мрежа во 2011



7.2. БИЛАНСИ НА РАЗМЕНА НА МОЌНОСТ НА ЗЕМЈИТЕ ОД РЕГИОНОТ

Билансите на размена на моќност на земјите од регионот на југоисточна Европа, за сите три сценарија, се прикажани на слика 53. Со предзнак „–“ е означен увозот, а со предзнак „+“ извозот. Во различните сценарија поради намалено производство и зголемен увоз во Република Македонија, доаѓа до мала промена на билансите на одредени држави. Овие прилагодувања се објаснети во потпоглавје 5.2.3.

слика 53. Биланси на моќности во MW на земјите од регионот на ЈИЕ во 2011 година



7.3. СЦЕНАРИО 2011 – P3% – ABC – HV

системски максимум	[MW]
$P_{\text{ХЕЦ}}$	484
$P_{\text{ТЕЦ}}$	976
$P_{\text{размена}}: \text{увоз}(-) / \text{извоз}(+)$	-328
$P_{\Sigma \text{дистрибуција}}$	1443
$P_{\Sigma \text{директни}}$	314
$\Delta P_{\text{загуби}}$	29.3
$P_{\text{оптоварување}}$	1786

$$P_{\text{ОПТОВАРУВАЊЕ}} = P_{\Sigma \text{дистрибуција}} + P_{\Sigma \text{директни}} + \Delta P_{\text{загуби}} = P_{\text{ХЕЦ}} + P_{\text{ТЕЦ}} - P_{\text{размена}}$$

7.3.1. N-0 анализа

На слика 54 се прикажани тековите на моќност и напонските прилики во преносната мрежа на Република Македонија во 2011 година при влажна хидрологија. Напоните на јазлите се прикажани во kV. Тековите на активни моќности (изразени во MW) и на реактивни моќности (изразени во Mvar) низ елементите, соодветно се означени со зелени и портокалови стрелки. На слика 55 е даден спектрален приказ на струјните оптоварувања на гранките изразени во проценти од трајно дозволената струја, а на слика 56 е даден спектрален приказ на напоните на јазлите.

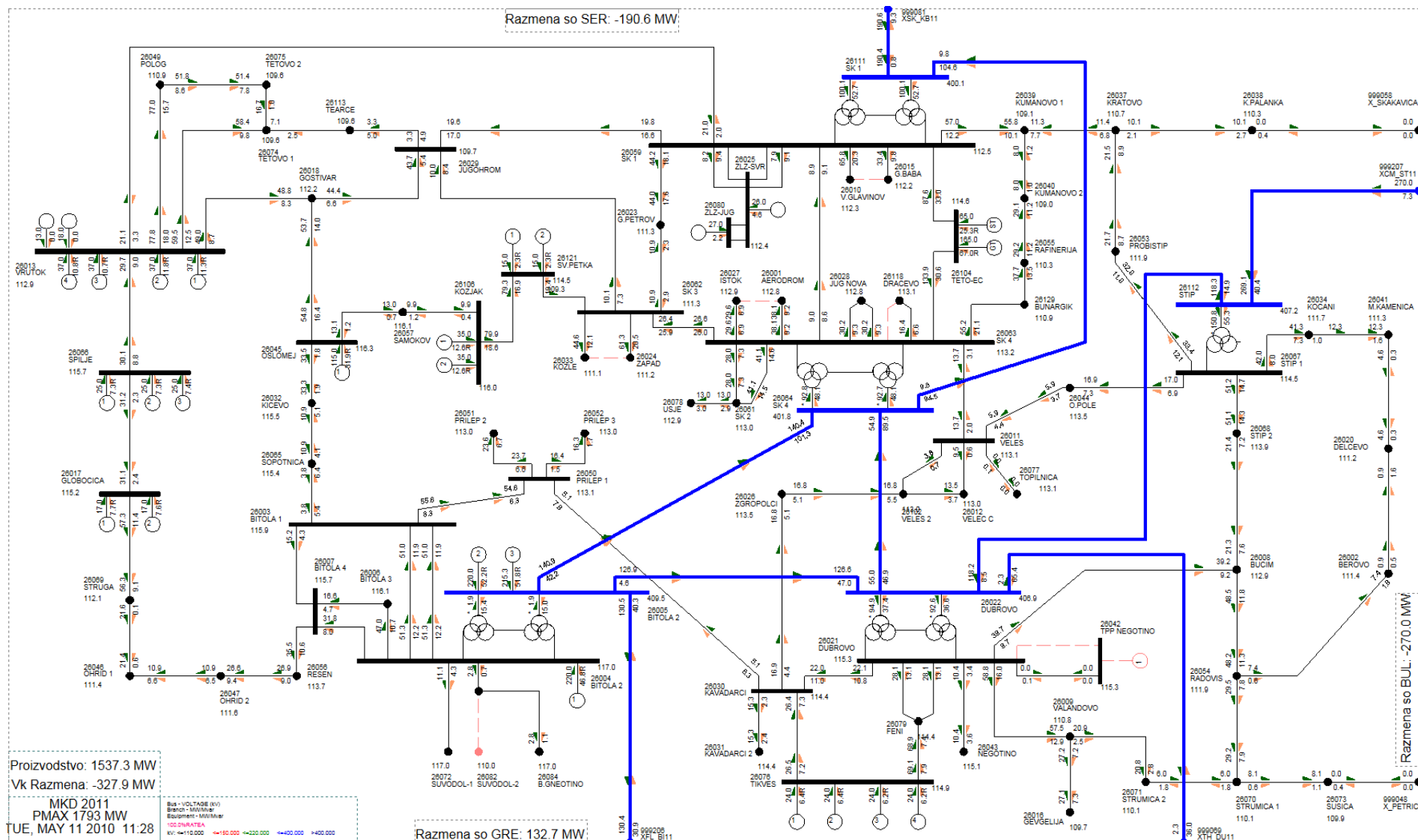
Според резултатите од анализата на сценариото со влажна хидрологија за режимот без испаднати елементи може да се констатира дека:

- Оптоварувањата на сите елементи во мрежата се во дозволените граници.
 - Врските од ТЕТО до ТС Скопје 1 (58%) и ТС Скопје 4 (84%), се високо оптоварени бидејќи преку нив се евакуира енергијата од ТЕТО.
 - Над 60% се оптоварени 110 kV далекуводи:
 - 110 kV далекувод ХЕЦ Козјак – ХЕЦ Св. Петка – ТС Скопје 3 бидејќи преку него се евакуира енергијата од ХЕЦ Козјак и ХЕЦ Св. Петка кои се максимално ангажирани,
 - ХЕЦ Вруток – ТС Полог, заради високото производство на хидроелектричните центри од западниот дел.
 - Помеѓу 50% и 60% се оптоварени 110 kV далекуводи:
 - ТС Скопје 3 – ТС Запад,
 - ХЕЦ Тиквеш – ТС Фени,
- Напоните на сите јазли се во дозволените граници.

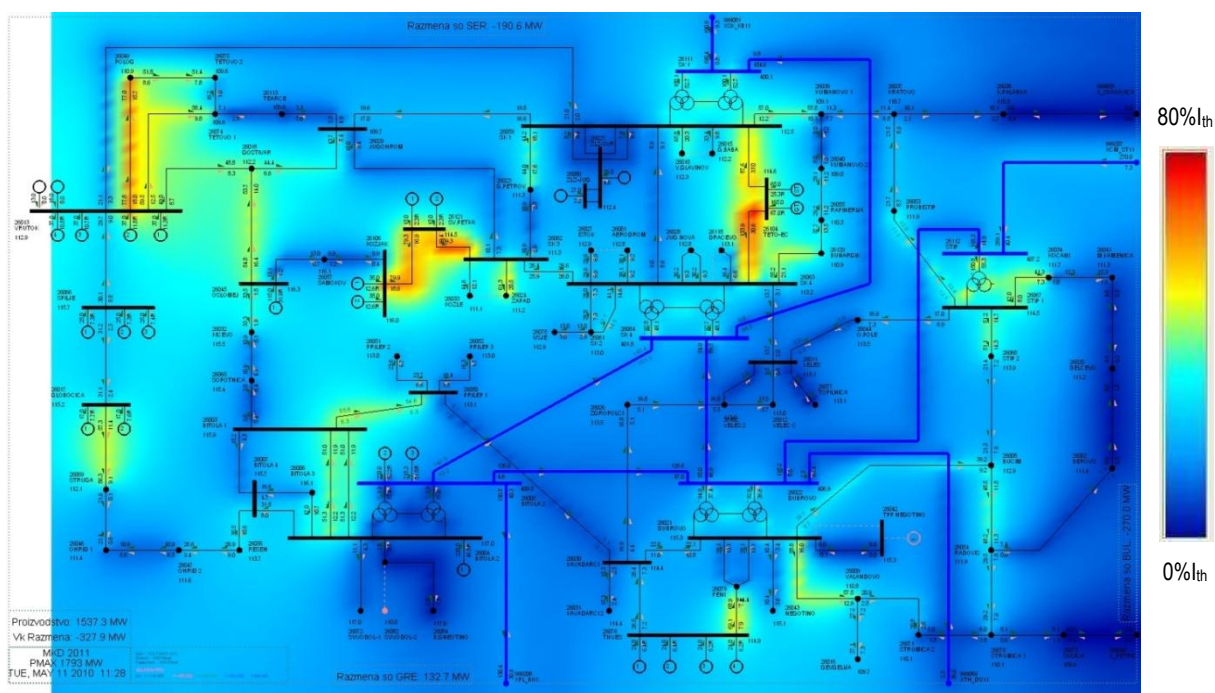
Имајќи предвид дека се работи за планирана состојба, претпоставено е дека сите производни објекти оптимално ги користат можностите за регулација на напонот преку производство на реактивна моќност. Оттука, во сите 110 kV јазли напоните се блиску до номиналната вредност.

 - Највисок напон има ТЕЦ Битола 2, 117 kV.
 - Најнизок напон има ТС Куманово 2, 109 kV.

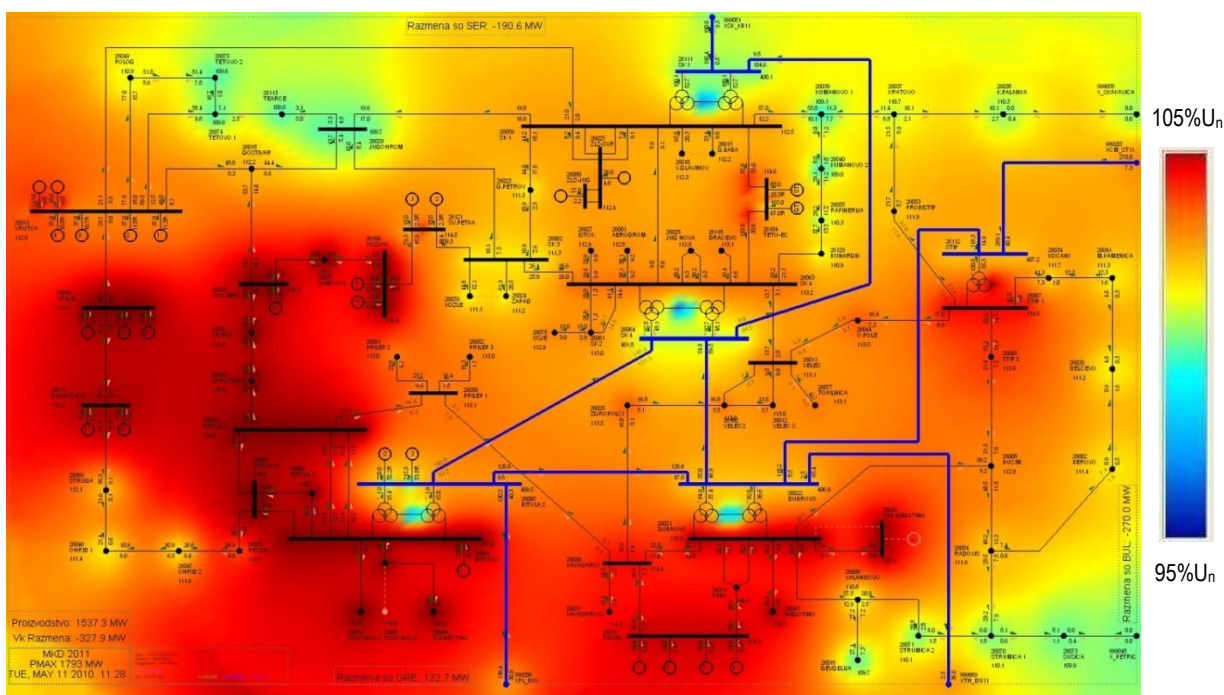
слика 54. Текови на моќност и напонски прилики во преносната мрежа за сценарио 2011 – P3% – ABC – HV



слика 55. Спектрален приказ на оптоварување на гранките за сценарио 2011 – P3% – ABC – HV



слика 56. Спектрален приказ на напоните во јазлите за сценарио 2011 – P3% – ABC – HV



7.3.2. N-1 анализа

Во табела 24 се наведени сите испади при кои има елементи на мрежата со оптоварување кое изнесува најмалку 90% од соодветната трајно дозволена струја или јазли со напони надвор од дозволените вредности (во согласност со границите дефинирани во потпоглавје 3.2). Случаите кога оптоварувањето на елементот е поголемо од неговата трајно дозволена струја, како и случаите во кои напонот на јазелот е надвор од дозволените вредности, се сметаат за критични и се истакнати со црвена боја.

табела 24. Листа на карактеристични испади за сценарио 2011 – P3% – ABC – HV

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Оптоварување [%] Напон [kV]
Полошки регион			
110 kV DV VRUTOK - TETOV0 1	110 kV DV VRUTOK - POLOG	123 MVA	94 %
110 kV DV SK 3 - SV.PETKA	110 kV DV GOSTIVAR - OSLOMEJ	123 MVA	94 %
Охридско - преспански регион			
110 kV DV GLOBOCICA - STRUGA	TS STRUGA 110 kV	99 - 121 kV	98.6 kV
Валандовски регион			
110 kV DV VALANDOVO - DUBROVO	TS GEVGLIJA 110 kV	99 - 121 kV	98.3 kV

Преносната мрежа го исполнува N-1 критериумот. Тоа се должи на реализацијата на проектите за зајакнување на мрежата наведени во потпоглавје 6.7 и 7.1, како и соодветно управување со напоните и производството на реактивни моќности од производните единици поврзани на преносната мрежа.

Испадот на 110 kV далекувод ХЕЦ Глобочица – ТС Струга доведува до намалување на напонот во ТС Струга на долната гранична вредност (99 kV). Испадот на 110 kV далекувод ТС Дуброво – ТС Валандово доведува до намалување на напонот во ТС Гевгелија блиску до долната гранична вредност (98 kV). Овие испади немаат битно влијание на работата на преносната мрежа и се наведени заради доследност во прикажување на резултатите.

Интересно е да се забележат ефектите од соодветното производство на реактивни моќности од електричните центри од западниот дел. Во сценариото со влажна хидрологија во 2010 година (2010 – P3% – ABC – HV), во која се отсликани тековните напонски прилики во мрежата, при испад на водот ТС Битола 2 – ТС Ресен, напонот во Ресен е 95.9 kV. Меѓутоа, во сценариото со влажна хидрологија за 2011 година, при истиот испад, напонот во Ресен изнесува 101.5 kV. Подобириот напонски профил е постигнат со соодветен избор на зададените напони на собирниците во електричните центри, управувани со возбудните системи на генераторите. Во случајов клучна улога има производството на реактивни моќности од ХЕЦ Глобочица и ХЕЦ Шпиље, кои обезбедуваат соодветна напонска поддршка.

7.4. СЦЕНАРИО 2011 – P3% – ABC – HN

системски максимум	[MW]
P _{ХЕЦ}	309
P _{ТЕЦ}	976
P _{размена: увоз(-) / извоз(+)}	-502
P _{Σдистрибуција}	1443
P _{Σдиректни}	315
ΔP _{загуби}	28.0
P _{оптоварување}	1787

$$P_{\text{ОПТОВАРУВАЊЕ}} = P_{\text{Σдистрибуција}} + P_{\text{Σдиректни}} + \Delta P_{\text{загуби}} = P_{\text{ХЕЦ}} + P_{\text{ТЕЦ}} - P_{\text{размена}}$$

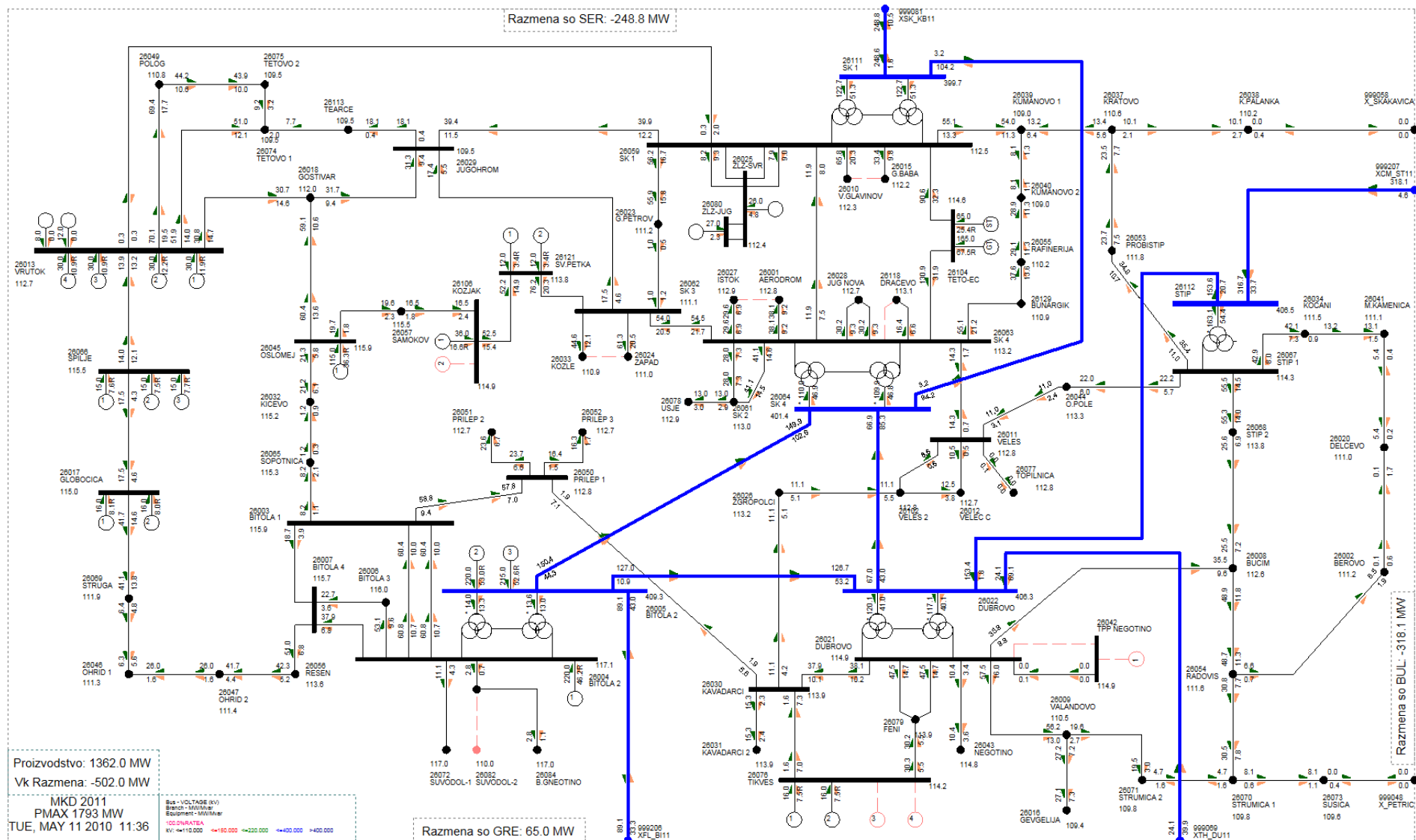
7.4.1. N–0 анализа

Во ова сценарио е зголемен увозот за сметка на намаленото производство на хидроелектричните центри, поради претпоставен недостаток на расположлив хидро-потенцијал. Зголемеиот увоз се реализира преку интерконекциите од Србија и Бугарија.

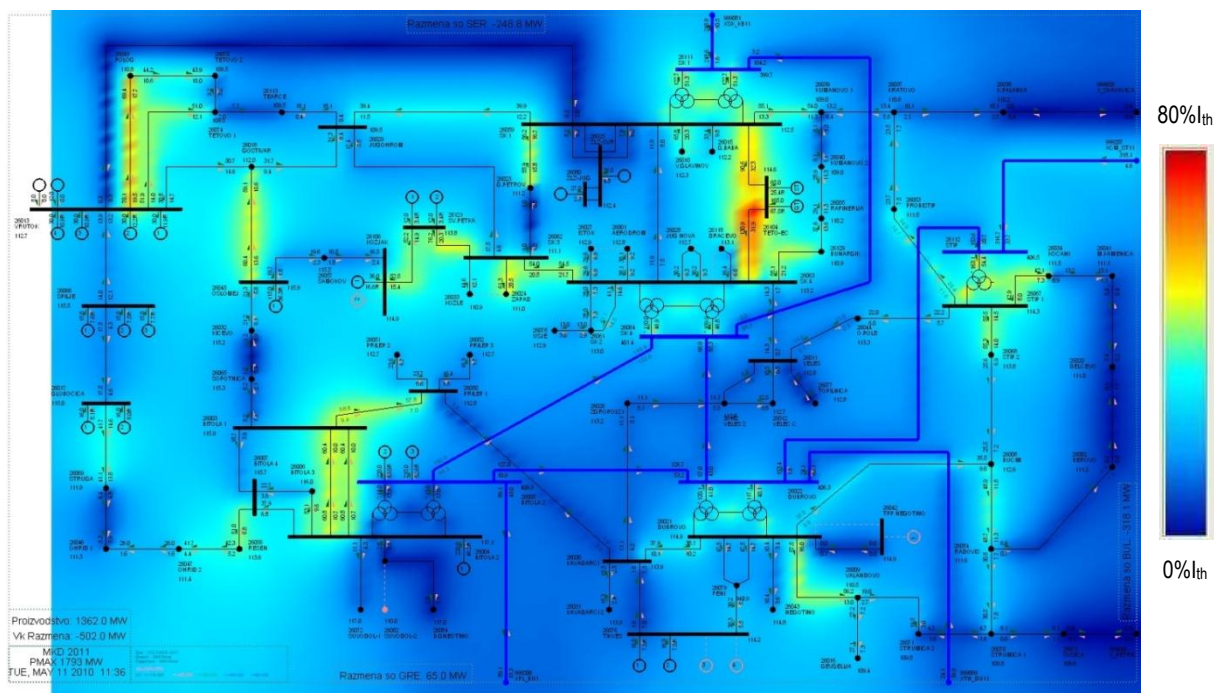
Според прикажаните резултати на слика 57, слика 58 и слика 59, од анализата на сценариото 2011 – РЗ% – АВС – НН за режимот без испаднати елементи може да се констатира дека:

- Оптоварувањата на сите елементи во мрежата се во дозволените граници.
 - 110 kV далекувод ХЕЦ Вруток – ТЦ Скопје 1, со оптовареност од 21 MW во влажна хидрологија, се растоварува и низ него нема текови на моќност.
 - Освен 110 kV далекувод ТЕТО – ТЦ Скопје 4 (82%), нема други 110 kV далекуводи оптоварени над 60%.
 - Во однос на влажна хидрологија, намалено е оптоварувањето на следните 110 kV далекуводи:
 - ХЕЦ Св. Петка – ТЦ Скопје 3, од 107 MW на 75 MW.
 - ХЕЦ Козјак – ХЕЦ Св. Петка, од 80 MW на 52 MW.
 - ХЕЦ Вруток – ХЕЦ Шпиље, од 30 MW на 14 MW.
 - ХЕЦ Вруток – ТЦ Гостивар, од 49 MW на 31 MW.
 - ХЕЦ Глобочица – ТЦ Струга, од 57 MW на 42 MW.
 - ХЕЦ Тиквеш – ТЦ Кавадарци, од 26 MW на 2 MW.
 - ХЕЦ Тиквеш – ТЦ Фени, од 70 MW на 30 MW.
 - Во однос на влажна хидрологија, зголемено е оптоварувањето на следните 110 kV далекуводи:
 - ТЦ Скопје 4 – ТЦ Скопје 3, од 26 MW на 54 MW.
 - ТЦ Скопје 1 – ТЦ Југохром, од 20 MW на 40 MW.
 - ТЦ Битола 4 – ТЦ Ресен, од 36 MW на 52 MW.
 - ТЦ Дуброво – ТЦ Фени, од 28 MW на 47 MW.
 - ТЦ Дуброво – ТЦ Кавадарци, од 22 MW на 38 MW.
- Напоните на сите јазли се во дозволените граници.
 - Највисок напон има ТЕЦ Битола 2, 117 kV.
 - Најнизок напон има ТЦ Куманово, 109 kV.

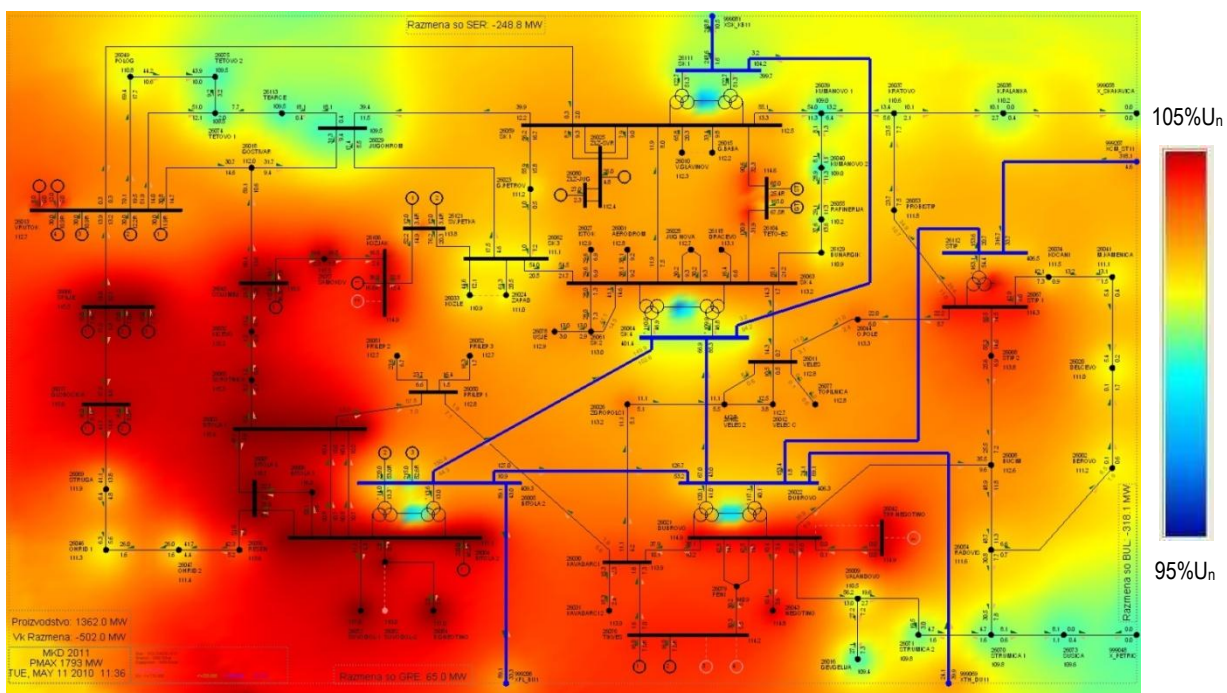
слика 57. Текови на моќност и напонски прилики во преносната мрежа за сценарио 2011 – РЗ – ABC – НН



слика 58. Спектрален приказ на оптоварување на гранките за сценарио 2011 – P3% – ABC – HN



слика 59. Спектрален приказ на напоните во јазлите за сценарио 2011 – P3% – ABC – HN



7.4.2. N-1 анализа

Во табела 25 се наведени сите испади при кои има елементи на мрежата со оптоварување кое изнесува најмалку 90% од соодветната трајно дозволена струја или јазли со напони надвор од дозволените вредности (во согласност со границите дефинирани во потпоглавје 3.2). Случаите кога оптоварувањето на елементот е поголемо од неговата трајно дозволена струја, како и случаите во кои напонот на јазелот е надвор од дозволените вредности, се сметаат за критични и се истакнати со црвена боја.

табела 25. Листа на карактеристични испади за сценарио 2011 – P3% – ABC – HN

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Оптоварување [%] Напон [kV]
Охридско - преспански регион			
110 kV DV GLOBOCICA - STRUGA	TS STRUGA 110 kV	99 – 121 kV	98.6 kV
Скопски регион			
400/110 kV TR Скопје 4	110 kV DV SK 4 - TETO-EC	157 MVA	96 %
Валандовски регион			
110 kV DV VALANDOVO - DUBROVO	TS GEVGELIJA 110 kV	99 – 121 kV	98 kV
Кочански регион			
110 kV DV KOCANI - STIP 1	TS KOCANI 110 kV	99 – 121 kV	98.9 kV

Преносната мрежа го исполнува N-1 критериумот. Тоа се должи на реализацијата на проектите за зајакнување на мрежата наведени во потпоглавје 6.7 и 7.1.

Испад на едниот трансформатор во 400/110 kV TC Скопје 4 значително го оптоварува 110 kV далекувод TETO – TC Скопје 4 (96%).

Испадот на 110 kV далекувод ХЕЦ Глобочица – TC Струга доведува до намалување на напонот во TC Струга на долната гранична вредност (99 kV). Испадот на 110 kV далекувод TC Дуброво – TC Валандово доведува до намалување на напонот во TC Гевгелија блиску до долната гранична вредност (99 kV). Испадот на 110 kV далекувод TC Кочани – TC Штип доведува до намалување на напонот во TC Кочани околу долната гранична вредност (98 kV). Овие испади немаат битно влијание на работата на преносната мрежа и се наведени заради доследност во прикажување на резултатите.

7.5. СЦЕНАРИО 2011 – P3% – ABC – HS

системски максимум	[MW]
$P_{\text{ХЕЦ}}$	148
$P_{\text{ТЕЦ}}$	1069
$P_{\text{размена: увоз(-) / извоз(+)}}$	-576
$P_{\text{Σдистрибуција}}$	1443
$P_{\text{Σдиректни}}$	313
$\Delta P_{\text{загуби}}$	33.7
$P_{\text{оптоварување}}$	1790

$$P_{\text{ОПТОВАРУВАЊЕ}} = P_{\text{Σдистрибуција}} + P_{\text{Σдиректни}} + \Delta P_{\text{загуби}} = P_{\text{ХЕЦ}} + P_{\text{ТЕЦ}} - P_{\text{размена}}$$

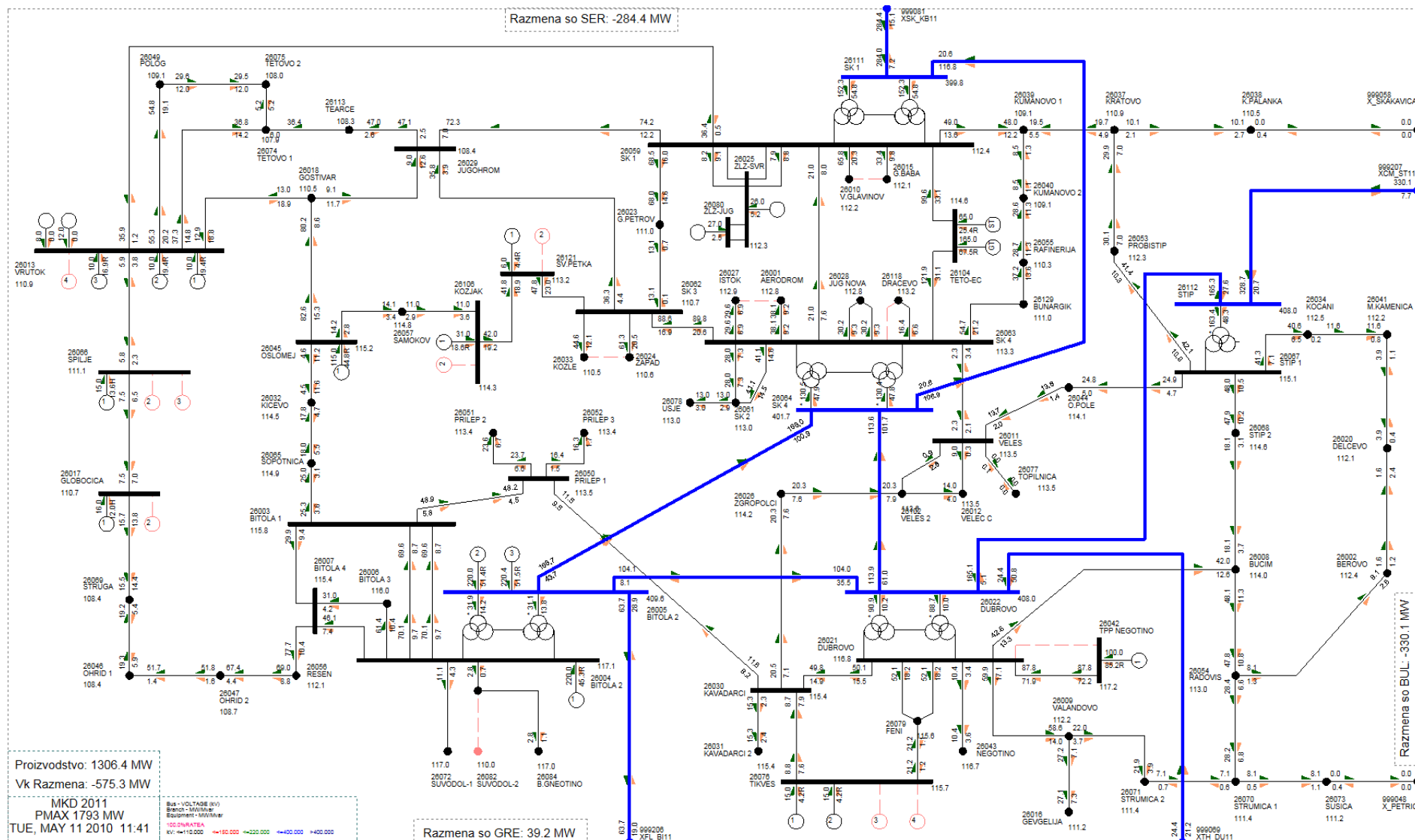
7.5.1. N-0 анализа

Во услови на сува хидрологија во регионот цената на увезената енергија не се разликува многу од цената на енергијата произведена од ТЕЦ Неготино. Затоа во ова сценарио, наместо недостатокот од енергија целосно да се надополни со увоз, дел се обезбедува со активирање на еден блок од 100 MW во ТЕЦ Неготино, а останатиот дел се надополнува со увоз.

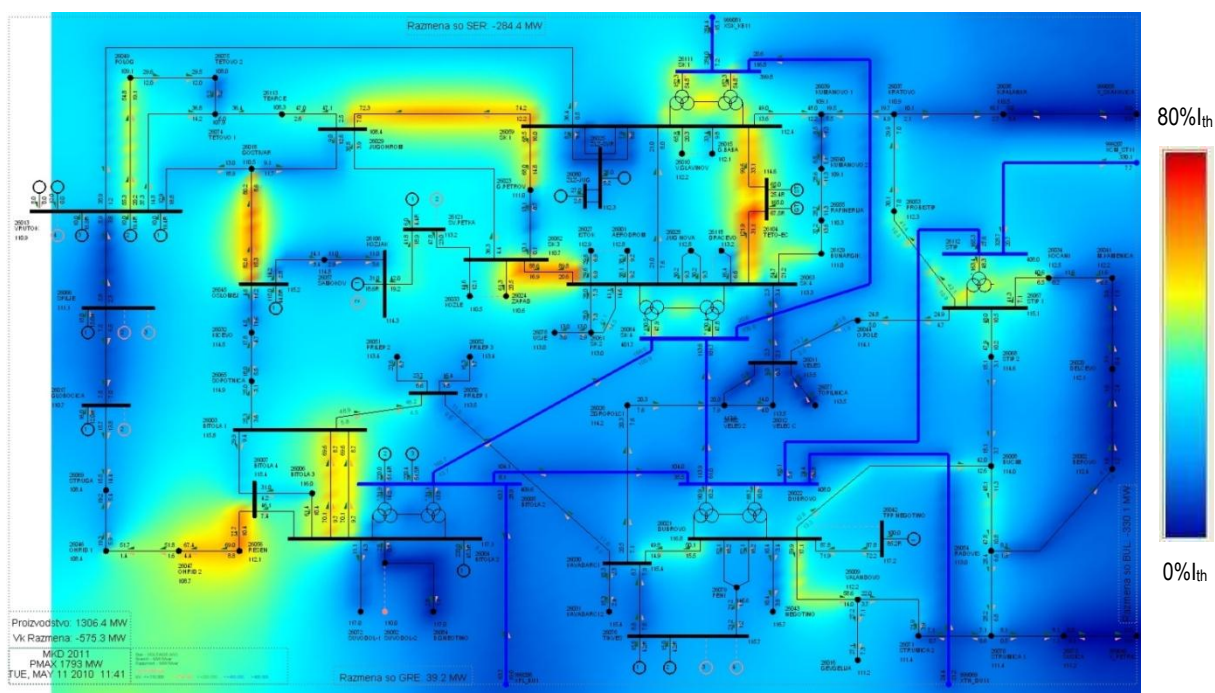
Според прикажаните резултати на слика 60, слика 61 и слика 62, од анализата на сценариото за сува хидрологија за режимот без испаднати елементи може да се констатира дека:

- Оптоварувањата на сите елементи во мрежата се во дозволените граници.
 - Различната ангажираност на електричните центри и на увозот предизвикува прераспределба на тековите на моќност.
 - Над 60% се оптоварени 110 kV далекуводи:
 - ТЕТО – ТС Скопје 4 е оптоварен 83%.
 - ТС Скопје 3 – ТС Скопје 4 е оптоварен 73% поради намаленото производство на ХЕЦ Козјак и ХЕЦ Св. Петка.
 - Во однос на влажна хидрологија е намалено оптоварувањето на следните 110 kV далекуводи:
 - ХЕЦ Св. Петка – ТС Скопје 3, од 107 MW на 47 MW.
 - ХЕЦ Козјак – ХЕЦ Св. Петка, од 80 MW на 42 MW.
 - ТЕЦ Осломеј – ТС Кичево, од 33 MW на 4 MW.
 - ХЕЦ Вруток – ТС Гостивар, од 49 MW на 13 MW (во спротивна насока).
 - ХЕЦ Вруток – ТС Полог, од 78 MW на 55 MW.
 - ХЕЦ Вруток – ТС Тетово 1, од 59 MW на 37 MW.
 - ТС Гостивар – ТС Југохром, од 44 MW на 9 MW.
 - ХЕЦ Глобочица – ТС Струга, од 57 MW на 16 MW.
 - ХЕЦ Тиквеш – ТС Кавадарци, од 26 MW на 9 MW.
 - ХЕЦ Тиквеш – ТС Фени, од 69 MW на 21 MW.
 - Во однос на влажна хидрологија е зголемено оптоварувањето на следните 110 kV далекуводи:
 - ТС Скопје 4 – ТС Скопје 3, од 26 MW на 89 MW.
 - ТС Скопје 3 – ТС Ѓ. Петров, од 11 MW на 13 MW (во спротивна насока).
 - ТС Скопје 1 – ТС Ѓ. Петров, од 44 MW на 68 MW.
 - ТЕЦ Осломеј – ТС Гостивар, од 54 MW на 80 MW.
 - ТС Југохром – ТС Теарце, од 3 MW на 47 MW.
 - ТС Скопје 3 – ТС Југохром, од 10 MW на 36 MW.
 - ТС Тетово 1 – ТС Теарце, од 7 MW на 36 MW (во спротивна насока).
 - ХЕЦ Вруток – ТС Скопје 1, од 21 MW на 36 MW (во спротивна насока).
 - ТС Скопје 1 – ТС Југохром, од 20 MW на 72 MW.
 - ТС Битола 2 – ТС Битола 1, од 51 MW на 70 MW.
 - ТС Битола 4 – ТС Ресен, од 36 MW на 79 MW.
 - ТС Дуброво – ТС Кавадарци, од 22 MW на 50 MW.
 - ТС Дуброво – ТС Фени, од 28 MW на 52 MW.
- Напоните на сите јазли се во дозволените граници.
 - Највисок напон има ТЕЦ Неготино, 117.2 kV.
 - Најнизок напон има ТС Тетово 1, 108 kV.

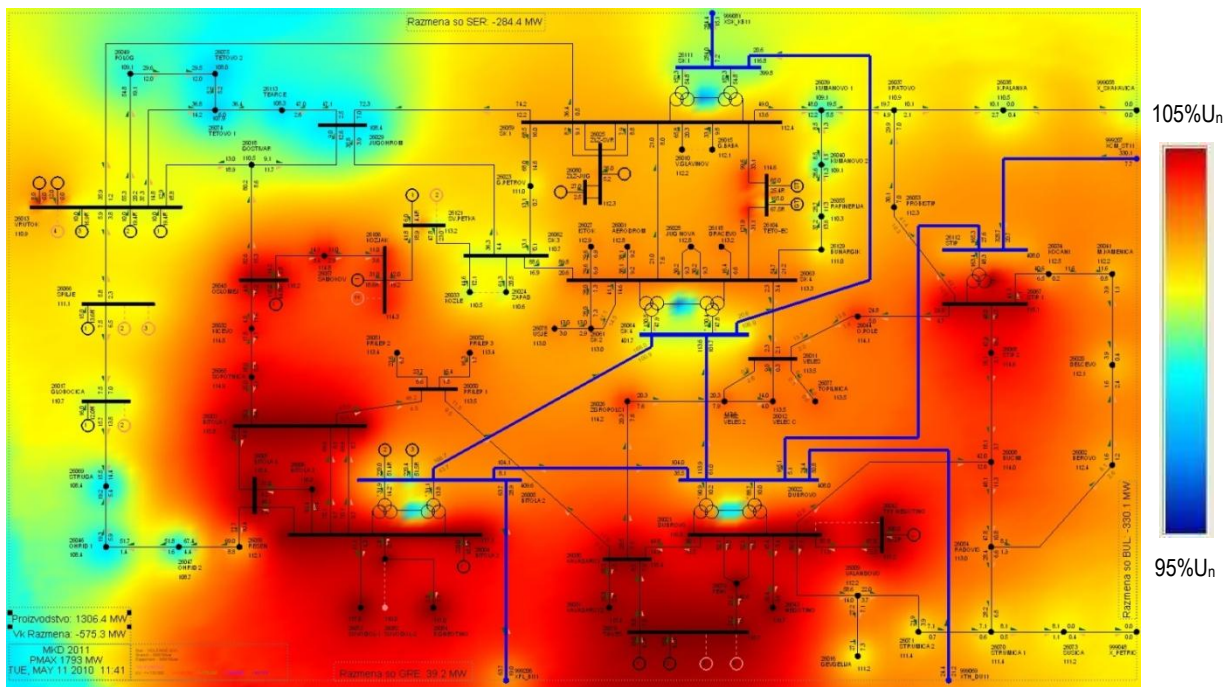
слика 60. Текови на моќност и напонски прилики во преносната мрежа за сценарио 2011 – РЗ% – ABC – HS



слика 61. Спектрален приказ на оптоварување на гранките за сценарио 2011 – P3% – ABC – HS



слика 62. Спектрален приказ на напоните во јазлите за сценарио 2011 – P3% – ABC – HS



7.5.2. N-1 анализа

Во табела 26 се наведени сите испади при кои има елементи на мрежата со оптоварување кое изнесува најмалку 90% од соодветната трајно дозволена струја или јазли со напони надвор од дозволените вредности (во согласност со границите дефинирани во потпоглавје 3.2). Случаите кога оптоварувањето на елементот е поголемо од неговата трајно дозволена струја, како и случаите во кои напонот на јазелот е надвор од дозволените вредности, се сметаат за критични и се истакнати со црвена боја.

табела 26. Листа на карактеристични испади за сценарио 2011 – P3% – ABC – HS

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Оптоварување [%] Напон [kV]
Охридско - преспански регион			
110 kV DV BITOLA 4 - RESEN	110 kV DV GLOBOCICA - STRUGA	123 MVA	115 %
	110 kV DV GLOBOCICA - SPILJE	123 MVA	105 %
	110 kV DV VRUTOK - SPILJE	123 MVA	100 %
	110 kV DV SK 3 - SK 4	123 MVA	91 %
	110 kV DV GOSTIVAR - OSLOMEJ	123 MVA	91 %
	TS RESEN 110 kV	99 - 121 kV	67.4 kV
	TS OHRID 2 110 kV	99 - 121 kV	68.1 kV
	TS OHRID 1 110 kV	99 - 121 kV	94.3 kV
	TS STRUGA 110 kV	99 - 121 kV	96.2 kV
	TS GLOBOCICA 110 kV	99 - 121 kV	83.6 kV
	TS SPILJE 110 kV	99 - 121 kV	88.2 kV
110 kV DV OHRID 1 - OHRID 2	TS OHRID 1 110 kV	99 - 121 kV	94.3 kV
	TS STRUGA 110 kV	99 - 121 kV	96.2 kV
110 kV DV OHRID 2 - RESEN	TS OHRID 2 110 kV	99 - 121 kV	82.9 kV
	TS OHRID 1 110 kV	99 - 121 kV	83 kV
	TS STRUGA 110 kV	99 - 121 kV	86.2 kV
	TS GLOBOCICA 110 kV	99 - 121 kV	93.8 kV
	TS SPILJE 110 kV	99 - 121 kV	96.9 kV
Скопски регион			
110 kV DV G.PETROV - SK 1	110 kV DV SK 3 - SK 4	123 MVA	113 %
110 kV DV SK 3 - SK 4	110 kV DV G.PETROV - SK 1	123 MVA	99 %
110 kV DV JUGOHRON - SK 1	110 kV DV SK 3 - SK 4	123 MVA	94 %
110 kV DV SK 3 - SV.PETKA	110 kV DV SK 3 - SK 4	123 MVA	93 %
400/110 kV TR SKOPJE 4	110 kV DV SK 4 - TETO-EC 110	157 MVA	93 %

Во ова сценарио не е исполнет N-1 критериумот за охридскиот регион.

Со проектот за реконфигурација на мрежата во битолскиот регион зголемена е сигурноста на потегот TC Битола 2 – TC Битола 3 – TC Битола 4. Меѓутоа, проблемите со испади на потегот TC Ресен – TC Охрид 2 – TC Охрид 1 – TC Струга не се надминати. Проблемите се особено нагласени во услови на максимални оптоварувања и сува хидрологија, кога постои само радијално напојување од преносната мрежа на поголем број на потрошувачки јазли и се јавува недостиг од напонско-реактивна поддршка. Критичен е испадот на 110 kV далекувод TC Битола 4 – TC Ресен кој предизвикува преоптоварување на далекуводите: XEЦ Вруток – XEЦ Шпиље (100%), XEЦ Шпиље – XEЦ Глобочица (105%) и XEЦ Глобочица – TC Струга (115%), како и многу низок напонски профил. Преоптоварувањето на далекуводите е последица на нискиот напонски профил, така што струјното оптоварување на далекуводите расте пропорционално со намалувањето на напонот. Ниските напони се појавуваа поради недостиг од напонско-реактивна поддршка од електричните центри XEЦ Шпиље и XEЦ Глобочица (три од пет генератори се надвор од погон поради сувата хидрологија).

Критичен е испадот на 110 kV далекувод TC Ѓ. Петров – TC Скопје 1 кој предизвикува преоптоварување на далекуводот TC Скопје 3 – TC Скопје 4. Далекуводот TC Скопје 3 – TC Скопје 4 има специфична позиција во преносната мрежа бидејќи од TC Скопје 3 постојат водови кон три региони со различни карактеристики, и тоа:

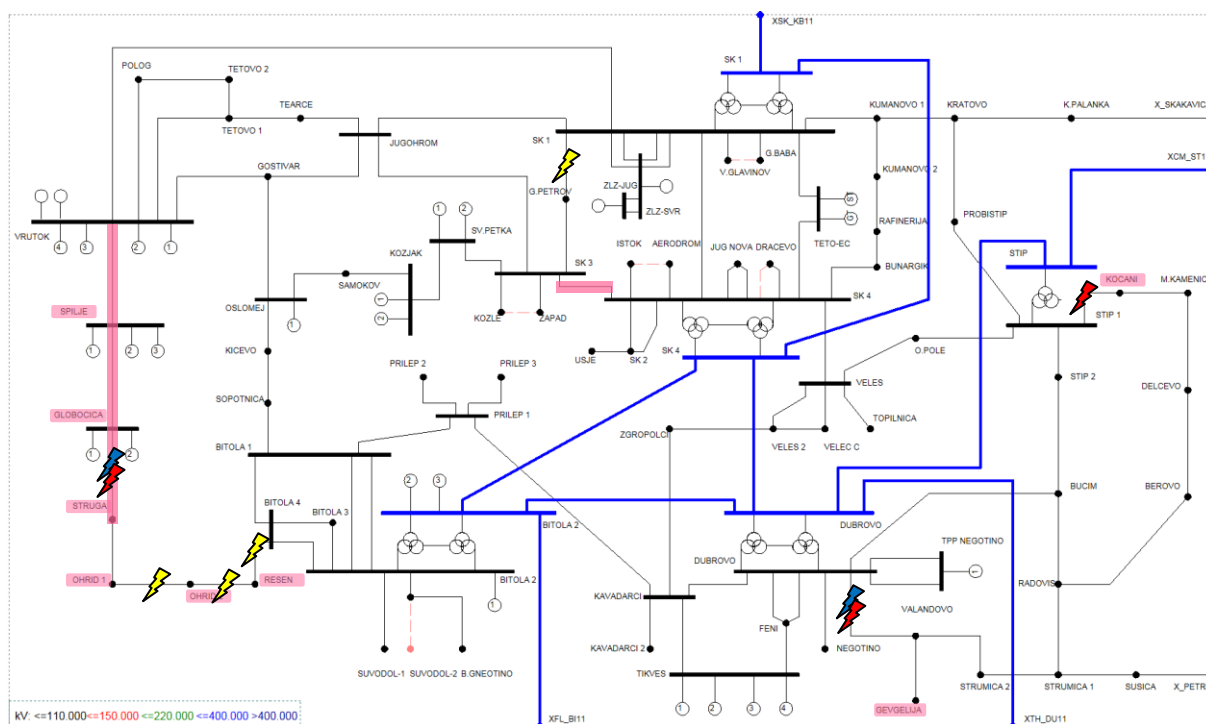
- скопски регион: се напојуваат ТС Козле, ТС Запад и дел од ТС Ѓ. Петров преку директна врска со напојниот јазел ТС Скопје 4,
- полошки регион: се одликува со голема потрошувачка, а преку врските со ТС Југохром, во сува хидрологија се напојува од скопски регион,
- кичевско-поречки регион: во услови на сува хидрологија енергијата од ТЕЦ Осломеј се пласира кон полошки регион, а ХЕЦ Козјак и ХЕЦ Св. Петка релативно малку придонесуваат за покривање на конзумот од ТС Скопје 3.

Дополнително, се јавува и „огледален“ настан; испадот на ТС Скопје 3 – ТС Скопје 4 предизвикува висока оптовареност на ТС Скопје 1 – ТС Ѓ. Петров.

7.6. РЕШЕНИЈА ЗА НАДМИНУВАЊЕ НА ПРОБЛЕМИТЕ

На слика 63 се илустрирани критичните испади кои доведуваат до преоптоварување на елементи во мрежата (т.е. при кои струјата во некои елементи е поголема од соодветната трајно дозволена струја) или до појава на напони пониски од најниската дозволена вредност, и тоа за различните сценарија за хидрологија.

слика 63. Критични испади, преоптоварувања и напонски проблеми во 2011



Легенда: - влажна хидрологија - нормална хидрологија - сува хидрологија
 - преоптоварувања и напонски проблеми

Во продолжение се опишани корективни мерки за надминување на проблемите кои се јавуваат при критични испади. Анализираниите состојби во 2011 година припаѓаат во краткорочен планирачки хоризонт. За реализација на решенијата за надградба или реконфигурација на преносната мрежа е потребно подолго време (во зависност од типот на решението, од три до осум години). Затоа се земени предвид само можни корективни акции, кои се на располагање на службата за оперативно водење на електроенергетскиот систем. Систематски решенија за надминување на воочените проблеми се разгледуваат во 2015 и 2020 година.

7.6.1. Кочански и валандовски регион

За корекција на влошените напонски прилики во 110 kV јазли ТС Кочани и ТС Гевгелија при испад на 110 kV далекувод ТС Кочани – ТС Штип и ТС Дуброво – ТС Валандово, респективно, може да се примени промена на преносниот однос на 400/110 kV трансформатор во ТС Штип. Трансформаторот има можност за автоматска регулација на преносниот однос под товар на 400 kV страна, во дијапазон од $-10 \times 1.25\% U_n$ до $+6 \times 1.25\% U_n$, односно има опсег на регулација од 87.5% (350 kV) до 107.5% (430 kV) и чекор на регулација од 1.25% (5 kV). Поставување на преносниот однос на -4 отцеп (95% или 380 kV) ги доведува напоните во критичните јазли во дозволените граници. После промена на преносниот однос, напонот на 110 kV собирници во ТС Штип изнесува 118–119 kV.

Овие проблеми не се јавуваат во сценариото за сува хидрологија бидејќи напонска поддршка обезбедува ТЕЦ Неготино. Доколку во ова сценарио ТЕЦ Неготино не е во погон, треба да се примени корективната акција за промена на преносниот однос на трансформаторот во ТС Штип.

7.6.2. Охридско-преспански регион

При испад на 110 kV далекувод ХЕЦ Глобочица – ТС Струга е потребно активирање на резервите за производство на реактивна моќност во ТЕЦ Битола, заради подигање на напонскиот профил на радијално напојуваната врска кон Охрид и Струга.

При испад на 110 kV далекувод ТС Битола 4 – ТС Ресен е потребно интервентно ангажирање на некоја од производните единици во ХЕЦ Вруток, ХЕЦ Шпиље и/или ХЕЦ Глобочица, кои во режимот без испади не биле во погон. Целта на ангажирањето не е да се произведат дополнителни активни моќности, туку да се инјектираат дополнителни реактивни моќности и да се подобрат напонските прилики.

За брза и ефикасна активација на овие мерки неопходно е воведување на процедура за управување со напоните и производството на реактивни моќности од производните единици поврзани на преносната мрежа.

Во недостиг на доволно производство на активна и реактивна моќност во западниот дел од мрежата, единствена корективна акција за надминување на испадите на потегот ТС Струга – ТС Охрид 1 – ТС Охрид 2 – ТС Ресен е редукција на оптоварувањето.

Вкупното оптоварување во дистрибутивните трансформаторски станици од регионот е околу 90 MW. При разгледуваниот испад на далекуводот ТС Битола 4 – ТС Ресен неопходна е редукција на оптоварувањето од 40% за стабилизирање на напонскиот профил и тековите на моќност. Со оглед на физичката природа на проблемот и можноста од напонски колапс во овој дел од мрежата, се предлага воведување на автоматика (поднапонска заштита со редукција на оптоварување).

На идентификуваните проблеми и предложените мерки треба да се посвети посебно внимание при дефинирање на одбранбена стратегија за системот.

7.6.3. Скопски регион

Проблемот со испад на 110 kV далекувод ТС Ѓ. Петров – ТС Скопје 1 кој предизвикува преоптоварување на 110 kV далекувод ТС Скопје 3 – ТС Скопје 4 се надминува со диспечерски акции: ангажирање на ХЕЦ Козјак и/или ХЕЦ Св. Петка.

При испад на 400/110 kV трансформатор во ТС Скопје 4, заради постигнување на симетричност на оптоварувањето на двете врски со кои е поврзана ТЕТО, се препорачува корективна акција преку промена на топологијата на мрежата во скопскиот регион: исклучување на еден 400/110 kV трансформатор во ТС Скопје 5 или исклучување на 110 kV далекувод ТС Скопје 4 – ТС Скопје 3.

7.6.4. Промена на напонско ниво на далекуводот ХЕЦ Вруток – ТС Скопје 1

220 kV напонско ниво на Република Македонија пред осамостојувањето претставувало интегрален дел од 220 kV мрежа на СФР Југославија. Со воениот конфликт во СР Југославија во 1999 година, делот од 220 kV далекувод од границата на Република Македонија до ТЕЦ Косово А е разрушен. Како резултат на ова, 220 kV преносна мрежа на Република Македонија е сведена на далекуводот ХЕЦ Вруток – ТС Скопје 1. Функционирањето на далекуводот е проследено со голем број на проблеми во врска со исклучителната ниска вредност на напонот на 220 kV собирници.

Според претходните истражувања (14) е одлучено да се изврши промена на висината на работниот напон од ниво 220 kV на ниво 110 kV на далекуводот ХЕЦ Вруток – ТС Скопје 1 и „згаснување“ на 220 kV напон во преносната мрежа на Република Македонија.

Трајно дозволеното струјно оптоварување на далекуводот е 824 A, а кога работниот напон изнесува 110 kV трајно дозволеното оптоварување е 157 MVA.

Во техничката анализа (14) се квантифицирани следните ефекти:

- промената на висината на работниот напон не влијае на напоните во 110 kV јазли,
- намалување на загубите на активна моќност во мрежата,
- промената на висината на работниот напон доведува до намалување на струите при еднофазни куси врски на собирниците во ХЕЦ Вруток 110 kV и ТС Скопје 110 kV и
- при анализата на случајни испади, во ниту еден случај не е дојдено до претовар на „новиот“ 110 kV далекувод.

Со квалитативна анализа се согледани уште неколку дополнителни придобивки од промената на висината на работниот напон на 220 kV далекувод ХЕЦ Вруток – ТС Скопје 1 од ниво 220 kV на ниво 110 kV.

- Работа на 400/110 kV и 220/110 kV трансформатори на исти 110 kV собирници во ТС Скопје 1(5) не се препорачува, пред сè поради сложени манипулации, појава на кружни текови на моќност и неможност за регулација на напон.
- Со промената на висината на работниот напон се очекува елиминирање на трошоците за погон и одржување за 220/110 kV трансформатори во ХЕЦ Вруток и ТС Скопје 1.
- Промената на висината на работниот напон доведува до зголемена сигурност на работата на преносната мрежа поради намален број на високонапонски елементи на потегот ХЕЦ Вруток – ТС Скопје 1.

Во времето кога бил граден водот имал улога да пренесува моќност од ХЕЦ Вруток кон Скопје. Сега таква потреба нема. Во 2011 година преку него од Скопје, преку ХЕЦ Вруток, се пренесува моќност до Тетово. И малку е оптоварен. Всушност, во исто време, и преку другите водови од Скопје се пренесува моќност до Тетово. Значи, вистинската потреба не е да се поврзуваат ХЕЦ Вруток и ТС Скопје 1. Корисни би биле врските од ТС Скопје 1 и од ХЕЦ Вруток до Тетово и/или Југохром. Во прилог на оваа констатација се заклучоците изнесени во потпоглавје 12.2.1.

7.7. ПРИКЛУЧОК НА НОВИ ЕЛЕМЕНТИ НА ПРЕНОСНА МРЕЖА ВО 2011 ГОДИНА

7.7.1. Интерконекција на Турција кон европскиот електроенергетски систем

Синхроното поврзувањето на електроенергетскиот систем на Турција со континентална Европа ќе се одвива преку три 400 kV интерконективни далекуводи и тоа преку две интерконекции ќе се поврзе со Бугарија и преку една интерконекција со Грција (слика 64). Ваквиот начин на поврзување овозможува значителна размена на електрична енергија од редот

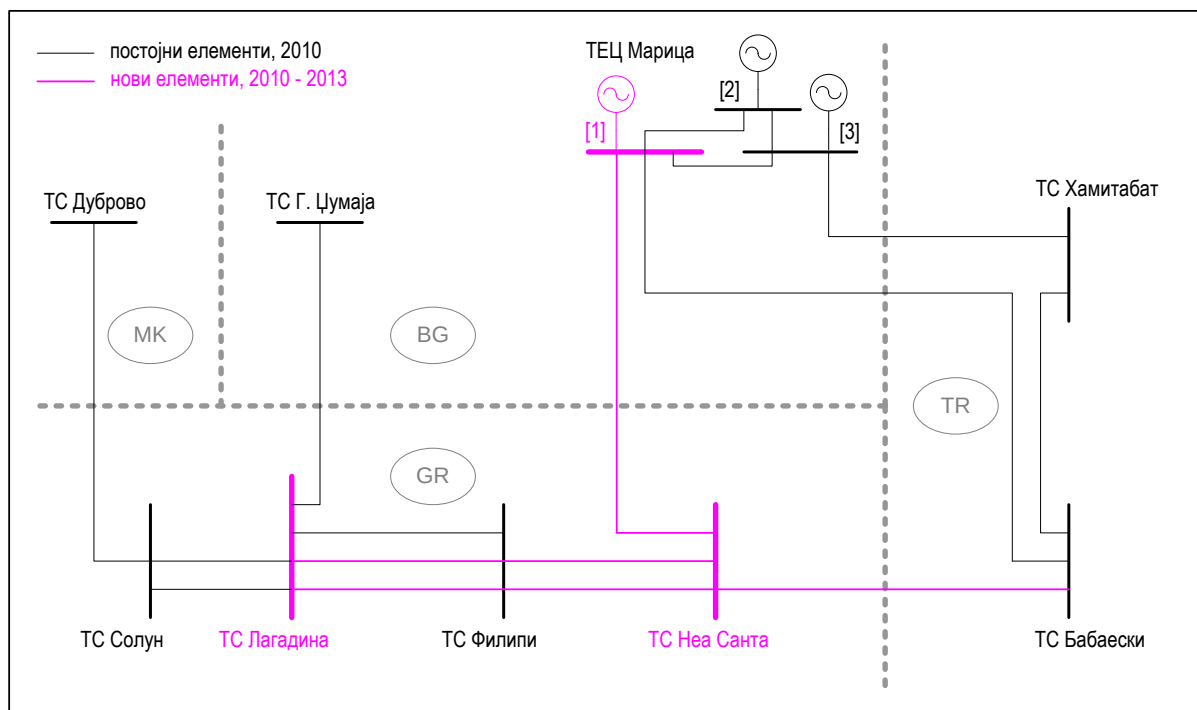
на 1000 MW во двете насоки при задоволен N–1 критериум. Истражувањата (15) покажуваат дека зголемената размена на моќност помеѓу Турција и континентална Европа води кон влошување на вкупното пригушување на осцилациите. Истражувањата (15) на динамичката стабилност откриваат можност за појава на асинхрона работа од широки размери. Со цел да се спречи веројатноста за појава на „нишање“ и распад на системите се препорачува вградување на заштитни уреди кои би овозможиле раздвојување на електроенергетските системи при критични режими.

Најголемо влијание на големината на преносниот капацитет помеѓу Турција и континентална Европа имаат тесните грла идентификувани во јужниот дел на Бугарија, во близина на точката на интерконекција. Заради надминување на тесните грла се предлага надградба на преносната мрежа на Бугарија, со изградба на 400 kV далекуводи ТЕЦ Марица Исток 1 – ТС Пловдив, ТЕЦ Марица Исток 1 – ТЕЦ Марица Исток 3, ТЕЦ Марица Исток 1 – ТС Бургас и двосистемски 220 kV далекувод ТС Алеко – ТС Пловдив. Пресметките покажуваат дека вака надградената мрежа би имала за 28% поголем преносен капацитет во споредба со сегашната состојба. И покрај предвидените надградби, при извоз на Турција кон запад од околу 400 MW, доколку дојде до испад на врската од Турција кон Грција, фазниот агол на отворените краеве на далекуводот може да достигне до 30°. Доколку трансферот на моќност достигне 1000 MW фазниот агол во тој случај може да достигне и до 60°, заради повторно пуштање во погон на интерконекцијата помеѓу Турција и Грција ќе биде потребно да се преземат дополнителни мерки, како што се намалување на извозот на Турција или редиспечирање. Овој проблем се надминува со влегување во погон на новиот 400 kV интерконективен далекувод помеѓу Бугарија и Грција, ТС Марица – ТС Неа Санта.

Со поврзувањето на турскиот електроенергетски систем поради недоволното пригушување на осцилациите, се појавуваат критични меѓусистемски осцилации со фреквенција од 0.15 Hz. Ова недоволно пригушување се јавува поради неадекватно нагонување на параметрите на автоматскиот регулатор на возбудата (AVR) и турбинскиот регулатор кај хидроелектричните центри во Турција. За надминување на овој проблем се планира инсталирање на стабилизатори на моќност во турските хидроелектрични центри, така што ќе бидат способни да ги пригушат осцилациите. Со вака применетите мерки се намалува на меѓусистемските осцилации од 0.2 Hz кои што се јавуваат во целата мрежа на континентална Европа.

Генерално, проширувањето на 400 kV мрежа во регионите Македонија и Тракија во Грција (слика 64), ќе придонесе за подобрување на сигурноста и доверливоста на преносот и напојувањето со електрична енергија. Посебно влегувањето во погон на новата ТС Неа Санта ќе создаде услови за безбедно интегрирање на значителна инсталирана моќност на ветерни електрични центри, надминувајќи ги постојните загушувања во 150 kV мрежа. Овој проект, заедно со изградбата на двосистемскиот 400 kV далекувод ТС Филипи – ТС Лагадина и новата 400 kV трансформаторска станица Лагадина, ќе овозможат доверлива евакуација на електрична енергија од конвенционалните и ветерните електрични центри од регионот и размена на електрична енергија преку интерконекциите со Турција и Бугарија. Во моментот тоа не е возможно бидејќи испад на едниот систем на 400 kV далекувод ТС Солун – ТС Филипи може да доведе до преоптоварување на 150 kV далекуводи поврзани на ТС Филипи и последователни испади кои ќе предизвикаат нарушување на синхроната работа на тој дел од системот.

слика 64. Надградба на 400 kV преносна мрежа и интерконекција Бугарија – Грција – Турција



Во регионот на Тракија во Грција во моментот работат неколку класични хидроелектрични и термоелектрични центри, со инсталирана моќност од 1000 MW. Овие центри имаат важна улога за сигурноста и доверливоста на електроенергетски систем преку нивното учество во примарната и секундарната регулација и напонската поддршка на тој дел од мрежата. Во тек е градба на две нови електрични центри со инсталирана моќност од 900 MW.

Во овој регион постојат и голем број на ветерни електрични центри, со инсталирана моќност од 195 MW. Дополнителната градба на ветерни електрични центри е ограничена со расположливиот преносен капацитет од Тракија кон останатиот дел од грчката преносна мрежа, односно ограничувачки фактор е статичката сигурност на системот. Со оглед на поволните ветерни услови, постои значителен интерес за развој на ветерни електрични центри во регионот. Во таа насока, веќе е предвидено инсталирање на нови 116 MW ветерни електрични центри. Инвестициите во нови производни објекти ќе бидат можни после надградба на 400 kV мрежа. Според анализите, покрај споменатите инвестиции, со проширувањето на 400 kV мрежа се овозможува инсталирање на дополнителни 800 MW. Новите ветерни електрични центри ќе бидат поврзани на локалната 150 kV мрежа, преку радијални врски кон новата 400/150 kV TC Неа Санта.

Во Бугарија се преземаат капитални инвестициски зафати во источниот дел од електроенергетскиот систем. Во градба се два нови генератори кои ќе бидат приклучени на новата 400 kV трансформаторска станица Марица. Со оваа инвестиција, вкупната инсталирана моќност на рударско-енергетскиот комплекс Марица ќе надмине 3000 MW. Според истражувањата на бугарскиот преносен систем-оператор, за интегрирање на новите генератори е неопходно подобрување на условите на работа (исполнување на критериумот N-1, зголемено време на отстранување на грешки, CFCT – Critical Fault Clearing Time) во тој дел од 400 kV преносна мрежа. Со планираните проекти ќе се добие конфигурација на мрежата (слика 64), која ги исполнува неопходните услови на работа.

Истражувањата (15) покажуваат дека синхроното поврзувањето на електроенергетскиот систем на Турција со континентална Европа нема да има негативни импликации врз доверливоста и сигурноста на работа на електроенергетскиот систем на Република Македонија. Од пазарен

аспект, се очекува позитивен импулс за развојот на пазарот на електрична енергија во регионот на југоисточна Европа.

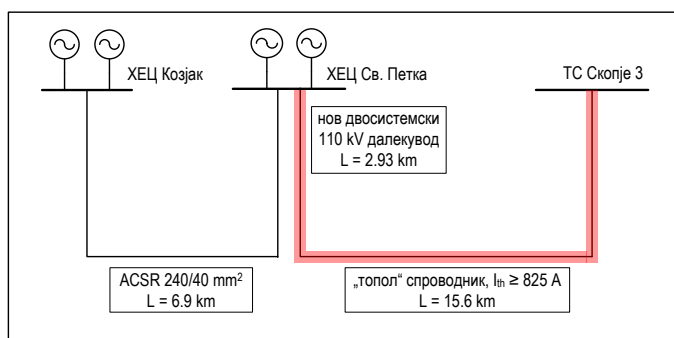
7.7.2. Приклучок на ХЕЦ Св. Петка

ХЕЦ Св. Петка е алката која недостасува за оптимално искористување на хидропотенцијалот на реката Треска. ХЕЦ Св. Петка работи како втора електрична централа во каскадата, лоцирана низводно од ХЕЦ Козјак, како дел од хидросистемот Треска.

Корисниот простор на акумулацијата ХЕЦ Св. Петка заедно со расположливиот акумулационен простор од акумулацијата Матка, треба да овозможи постојано пререгулирање на дневните истечни води од ХЕЦ Козјак според потребите на сите водокорисници низводно од ХЕЦ Матка: водоснабдувањето, наводнувањето, биолошкиот минимум, електрична енергија и други потреби. Како енергетски објект ХЕЦ Св. Петка практично ќе работи како проточна хидроелектрична централа со истечните води на ХЕЦ Козјак во тек на денот, пререгулирани и максимално воедначени според барањата на останатите водокорисници низводно од ХЕЦ Матка, (16).

Приклучокот на ХЕЦ Св. Петка со инсталирана моќност од 36 MW на преносната мрежа на Република Македонија, во согласност со (17), треба да се изведе со влез/излез на остојниот 110 kV далекувод ХЕЦ Козјак – ТЦ Скопје 3. Овој далекувод има должина 22.5 km и има спроводници од типот ACSR 240/40 mm². Должината од ХЕЦ Св. Петка до местото на приклучок изнесува 2.93 km и оваа секција се планира да се изведе како двосистемски далекувод.

слика 65. Изведба на приклучокот на ХЕЦ Св. Петка



На секцијата од ХЕЦ Св. Петка до ТЦ Скопје 3 постојните спроводници треба да се заменат со „топли“ спроводници (hot conductors) кои имаат слични механички карактеристики со спроводници тип ACSR 240/40 mm², но подобрени термички карактеристики, односно зголемена работна температура до 150°C и поголемо дозволено оптоварување. Притоа, трајно дозволената струја на новите спроводници не треба да биде помала од 825 A.

Избраниот начин на приклучување ги задоволува техничките критериуми во целиот разгледуван период во Студијата.

7.8. РЕВИТАЛИЗАЦИЈА НА ДАЛЕКУВОДИ

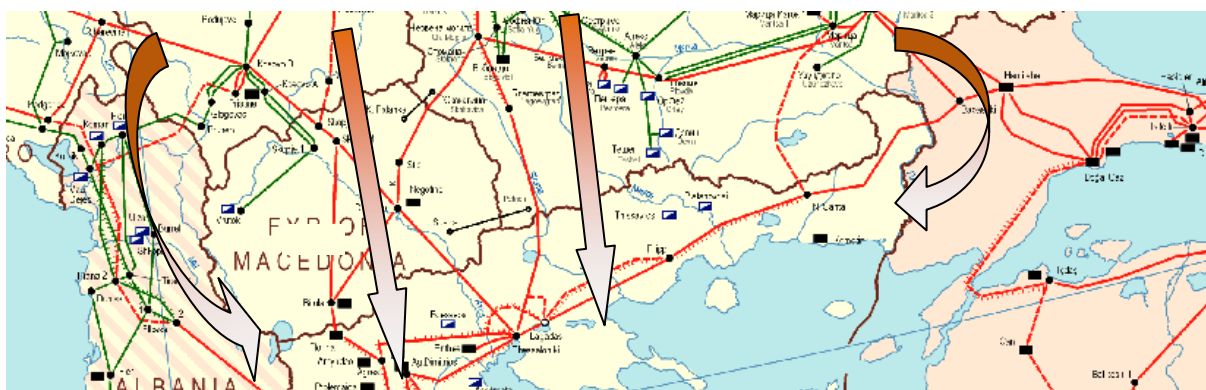
За 2011 година е предвидена комплетна ревитализација на 110 kV далекувод ТЦ Скопје 4 – ТЦ Велес, на делницата од с. Јурумлери до идната ТЦ Петровец, во должина од 5.5 km. Пресекот на постојните спроводници тип ACSR 240/40 mm² ги задоволува тековните и идните потреби од аспект на преносната мрежа и се препорачува употреба на истиот тип на спроводници.

7.9. ПРЕСМЕТКА НА NTC

Изградбата на 400 kV преносна мрежа во Албанија, интерконекцијата на Турција кон европскиот електроенергетски систем и реализација на проектите за зајакнување на регионалната преносна мрежа во Грција и Бугарија, имаат големо влијание на зголемување на преносните капацитети во југоисточна Европа за 2011 година. Притоа се воспоставуваат два нови енергетски коридори:

- „јадрански коридор“, од Грција кон Италија по копнен пат и
- „источен коридор“, од Бугарија преку Турција кон Грција.

слика 66. Енергетски коридори во југоисточна Европа во насока север-југ



Вкупниот преносен капацитет во југоисточна Европа во насока север-југ се зголемува за околу 500 MW. Меѓутоа, тоа не значи истовремено зголемување на преносниот капацитет на интерконекциите на електроенергетскиот систем Република Македонија бидејќи дел од транзитот на електрична енергија се распределува по новите коридори.

При пресметка на прекуграничните преносни капацитети се формираат две области од земјите во регионот:

- област север [RO + RS + BG] и
- област југ [MK + GR + AL].

При симулации на транзити во насока југ-север се разработени неколку извозно-увозни области, за што пореална проценка на прекуграничните преносни можности на мрежата на Република Македонија. При тоа се формирани следните дополнителни комбинации:

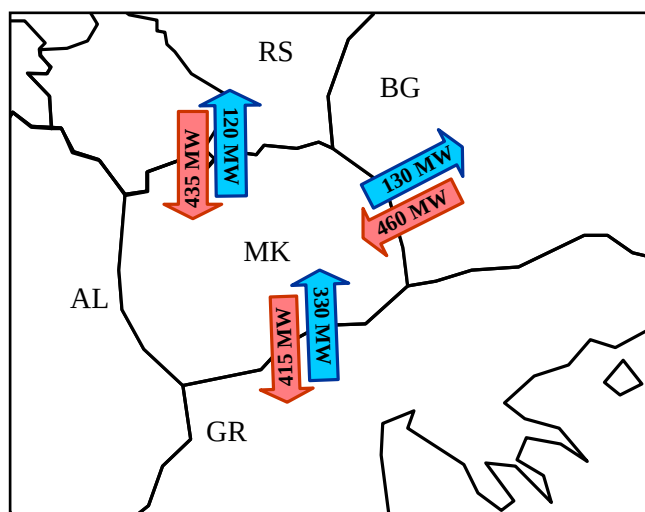
- [MK + GR] → BG, за испитување на NTC од Република Македонија кон Бугарија и
- [MK + GR] → RS, за испитување на NTC од Република Македонија кон Србија.

табела 27. Листа на ограничувачки елементи при пресметка на NTC за 2011 година

Граници	Насока	Испаднат елемент	Преоптоварен елемент
RS-MK, BG-MK, MK-GR	[RO + RS + BG] → [MK + GR + AL]	400 kV DUBROVO - STIP	400 kV TR STIP
GR-MK	[MK + GR + AL] → [RO + RS + BG]	400 kV SKOPJE 1 - KOSOVO 1	400 kV ZEMBLAK - KARDIA
MK-BG	[MK + GR] → [BG]	400 kV N.SANTA - BABAESKI	400 kV ZEMBLAK - KARDIA
MK-RS	[MK + GR] → [RS]	400 kV SKOPJE 1 - KOSOVO 1	400 kV ZEMBLAK - KARDIA

Во табела 27 се прикажани преоптоварените елементи кои се ограничувачки фактор при соодветните испади во постапката на проценка на NTC.

слика 67. NTC вредности во 2011 година



На слика 67 во црвени стрелки се прикажани NTC вредностите во насока север-југ, додека со сини стрелки се прикажани NTC вредностите во спротивна насока југ-север.

Изградбата на 400 kV далекувод ТС Подгорица (МЕ) – [ТС Тирана (AL)] – ТС Елбасан (AL) и воспоставување на „јадранскиот коридор“ влијае на прераспределба на тековите на моќности што доведува до намалување на вредноста на преносниот капацитет на мрежата на Република Македонија во насока МК-GR за околу 200 MW.

Прекуграничните преносни можности на Република Македонија во целост ги задоволуваат потребите за увоз на електрична енергија, а истовремено се овозможува непречен транзит на електрична енергија низ регионот.

7.10. ДИНАМИЧКА СТАБИЛНОСТ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИОТ СИСТЕМ

Во оваа секција се прикажани резултатите од анализите на динамичка стабилност на електроенергетскиот систем.

7.10.1. Анализа на транзиентна стабилност

Динамичкиот модел на електроенергетскиот систем на Република Македонија сè уште е во развојна фаза и не е комплетен. Имено, недостига фино нагдување и верификација на динамичкиот модел. Поради тоа, прикажаните резултати имаат илустративен карактер и служат за генерална проценка на стабилноста на електроенергетски систем.

Резултатите од симулациите го прикажуваат динамичкиот одзив на системот при карактеристични пореметувања, наведени во потпоглавје 3.6 и на слика 11. Дефинираните куси врски се појавуваат во првата секунда од симулацијата и траат 100 ms. Потоа грешката се „чисти“ со исклучување на повредениот вод. Осцилациите се снимени во период од 10 s што е доволно системот да достигне нова стационарна состојба. За илустрација на осцилациите се користени дијаграми кои ги генерира софтверскиот пакет PSSTME. Заради подобра прегледност на излезните резултати, погонските променливи се групирани според сличност на два дијаграма за секое пореметување, и тоа на еден дијаграм аглите на роторите на турбогенераторите, а на друг дијаграм аглите на роторите на хидрогенераторите. Скалата на дијаграмите е иста за една група на величини што помага при споредба на одзивите на системот при различни пореметувања.

Пресметките покажуваат дека системот е стабилен при сите испитувани пореметувања. Тоа значи дека преносната мрежа го исполнува критериумот за транзиентна стабилност на системот.

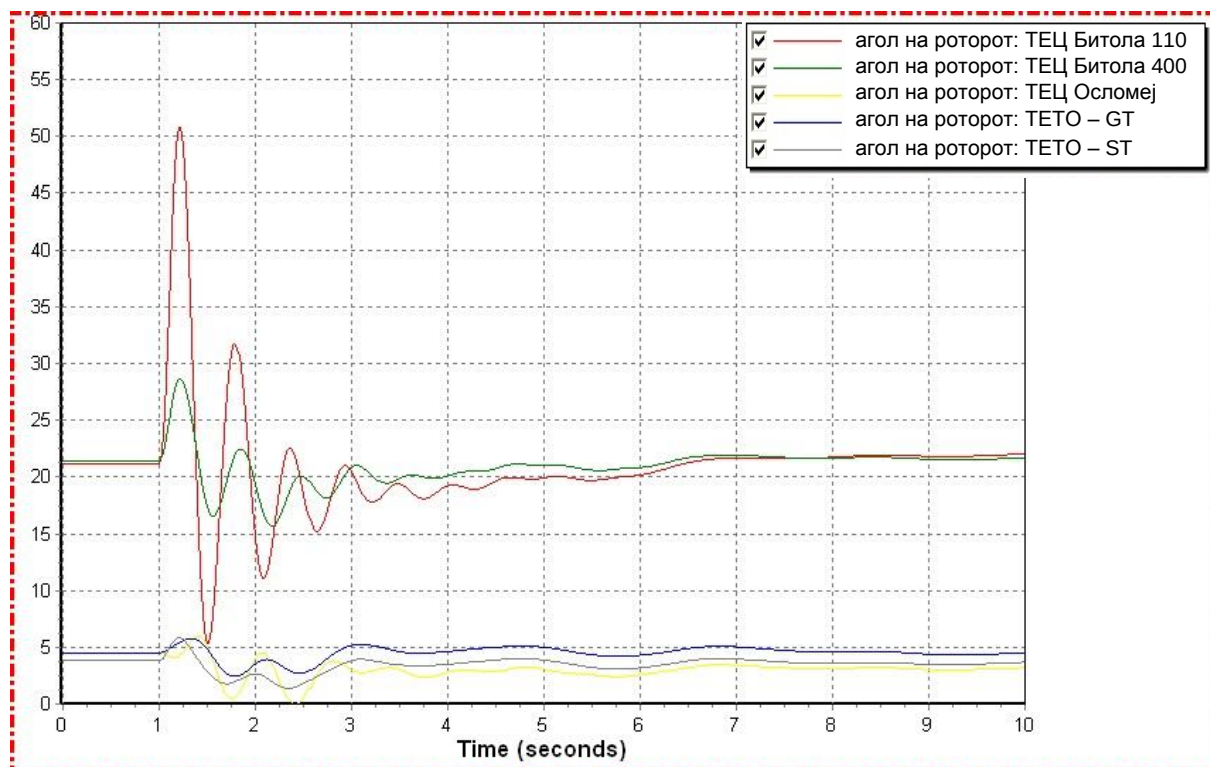
Условите во стационарната состојба може значително да влијаат на однесувањето на генераторите за време на пореметувањето. Во табела 28 е даден преглед на стационарната состојба во електроенергетскиот систем на Република Македонија која претходи на пореметувањата. Во табелата може да се видат различни големини кои го опишуваат ангажирањето на генераторите:

- напонот на генераторските собирници (ETERM),
- напонот на возбудиот систем (EFD),
- активна моќност (POWER),
- реактивна моќност (VARS),
- фактор на моќност на генераторот (P.F.) и
- агол на магнетното поле на роторот во однос на статорот (ANGLE).

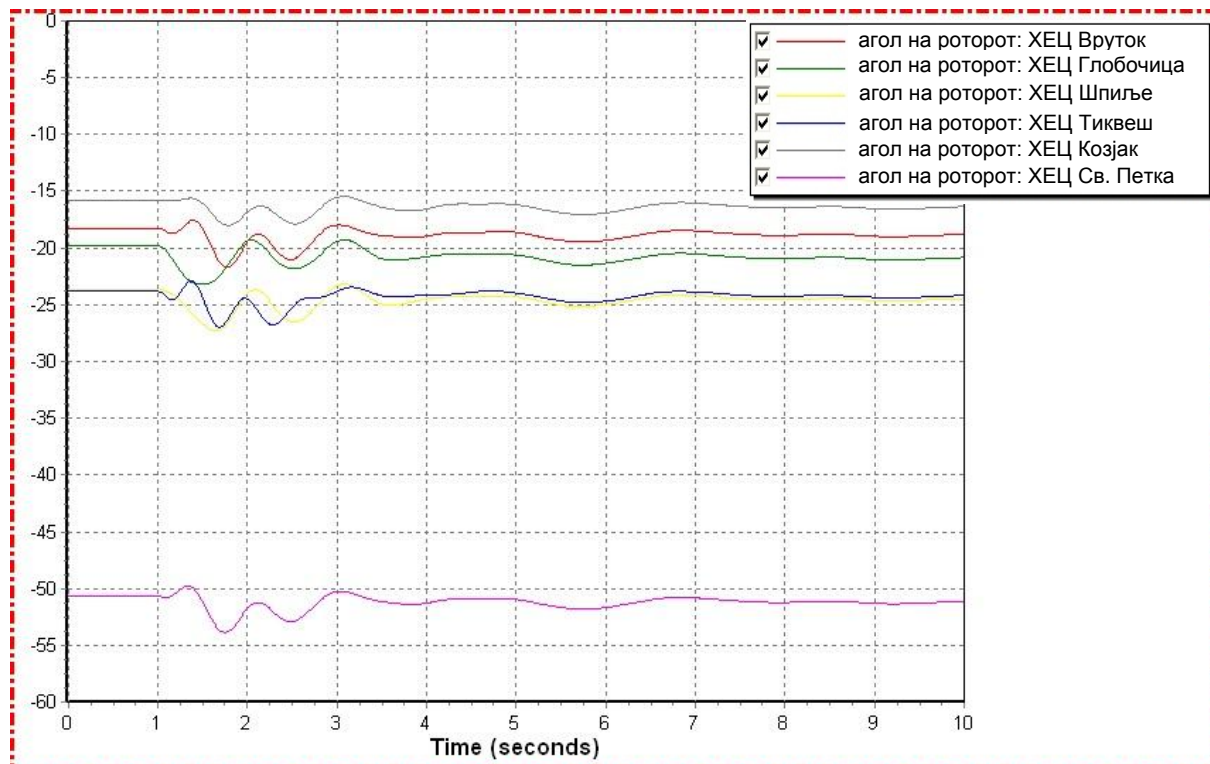
табела 28. Почетни услови во електроенергетскиот систем на Република Македонија при динамички симулации

INITIAL CONDITION LOAD FLOW USED 1 ITERATIONS											
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ID	ETERM	EFD	POWER	VARS	P.F.	ANGLE
26301	BT	2	110	15.750	1	0.9800	2.5031	220.00	35.23	0.9874	43.34
26302	BT	2	400	15.750	2	0.9800	2.5304	220.00	40.01	0.9839	44.05
26303	BT	2	400	15.750	3	0.9800	2.5040	216.85	39.75	0.9836	43.62
26311	OSLOMEJ			13.800	1	1.0300	2.2468	115.00	36.37	0.9534	22.14
26331	VRUTOK			12.000	1	1.0000	1.6828	30.00	12.06	0.9278	3.96
26332	VRUTOK			12.000	2	1.0000	1.6932	30.00	12.40	0.9241	3.92
26333	VRUTOK			12.000	3	1.0000	1.5523	30.00	11.09	0.9380	1.13
26334	VRUTOK			12.000	4	1.0000	1.5514	30.00	11.06	0.9383	1.23
26335	VRBEN			35.000	1	1.0945	1.0974	4.00	0.00	1.0000	-13.79
26335	VRBEN			35.000	2	1.0946	1.0975	4.00	0.00	1.0000	-13.71
26336	RAVEN			35.000	1	1.0795	1.0875	4.00	0.00	1.0000	-12.94
26336	RAVEN			35.000	2	1.0795	1.0875	4.00	0.00	1.0000	-12.94
26336	RAVEN			35.000	3	1.0795	1.0875	4.00	0.00	1.0000	-12.94
26341	GLOBOCICA			10.500	1	1.0300	1.7056	16.00	7.91	0.8965	2.41
26342	GLOBOCICA			10.500	2	1.0300	1.7018	16.00	7.83	0.8982	2.49
26351	SPILJE			10.500	1	1.0300	1.5813	15.00	7.49	0.8947	-1.40
26352	SPILJE			10.500	2	1.0300	1.5805	15.00	7.47	0.8952	-1.38
26353	SPILJE			10.500	3	1.0300	1.5853	15.00	7.58	0.8925	-1.47
26361	TIKVES			10.500	1	1.0200	1.6603	16.00	7.20	0.9120	-1.61
26362	TIKVES			10.500	2	1.0200	1.6603	16.00	7.20	0.9120	-1.61
26371	KOZJAK			13.800	1	1.0300	1.6681	36.00	16.76	0.9065	6.42
26381	TETO-GT			15.000	GT	0.9800	2.6862	165.00	68.58	0.9234	26.76
26382	TETO-ST			15.000	ST	1.0000	2.3231	65.00	25.55	0.9307	26.05
26383	KOGEL			10.500	1	1.0300	1.0466	27.00	2.58	0.9955	-41.32
26384	KOGEL_ELEM			6.3000	1	1.0300	1.0835	13.00	2.71	0.9790	-11.20
26384	KOGEL_ELEM			6.3000	2	1.0300	1.0835	13.00	2.71	0.9790	-11.20
26401	SV.PETKA			10.500	1	1.0000	1.6563	12.00	3.52	0.9595	-28.46
26402	SV.PETKA			10.500	2	1.0000	1.6563	12.00	3.52	0.9595	-28.46

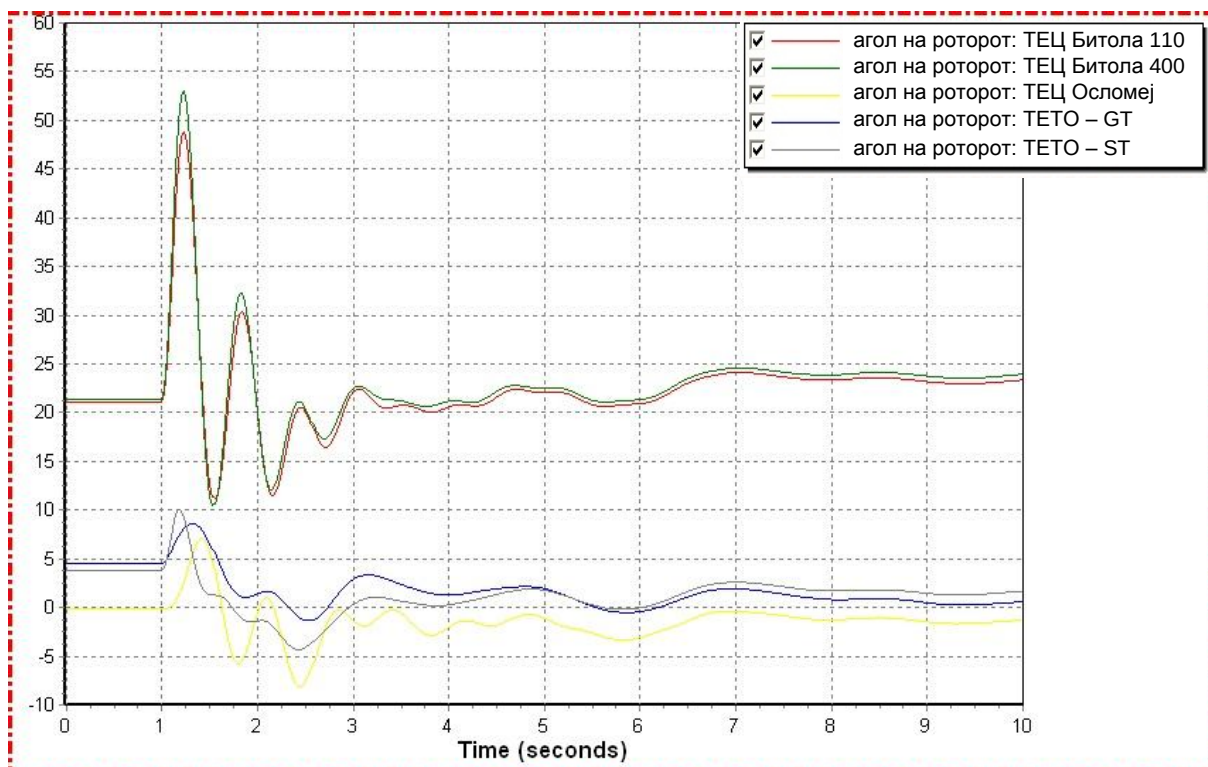
слика 68. Агли на роторите на турбогенераторите во електроенергетскиот систем на Република Македонија при куса врска на 110 kV далекувод ТС Битола 2 – ТС Битола 1



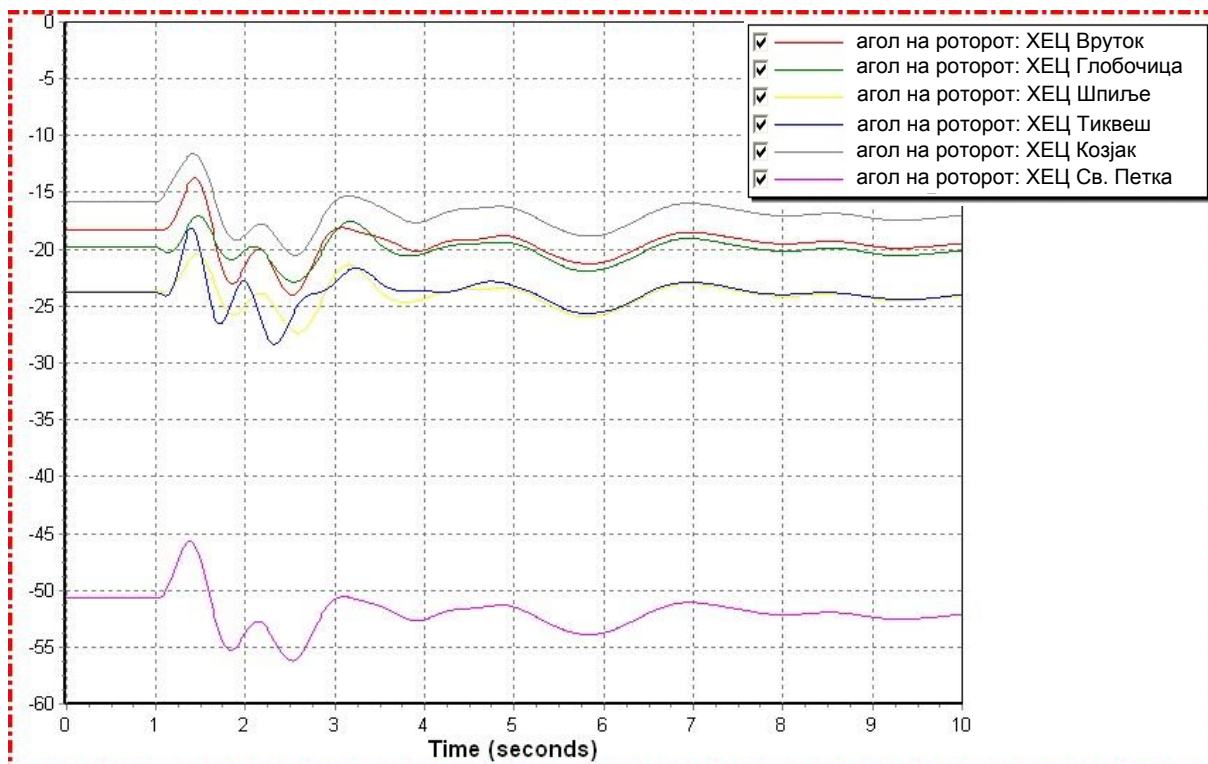
слика 69. Агли на роторите на хидрогенераторите во електроенергетскиот систем на Република Македонија при куса врска на 110 kV далекувод ТС Битола 2 – ТС Битола 1



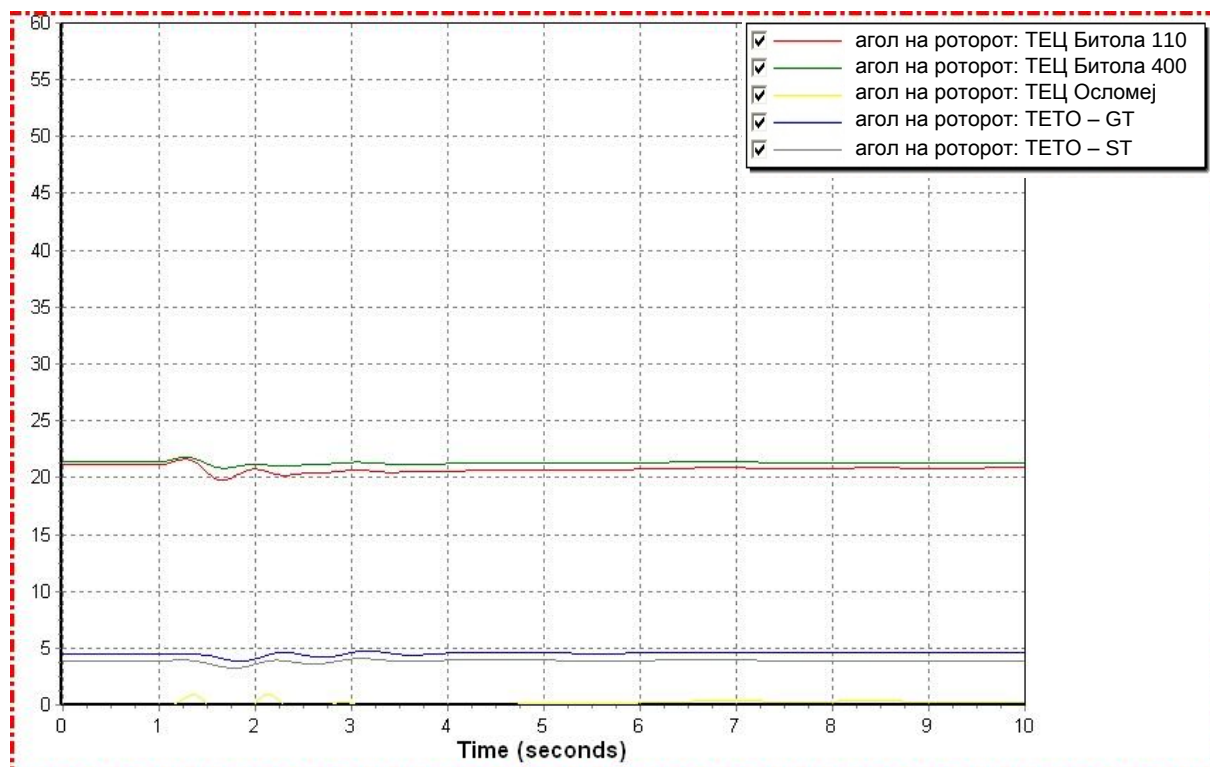
слика 70. Агли на роторите на турбогенераторите во електроенергетскиот систем на Република Македонија при куса врска на 400 kV далекувод ТС Битола 2 – ТС Скопје 4



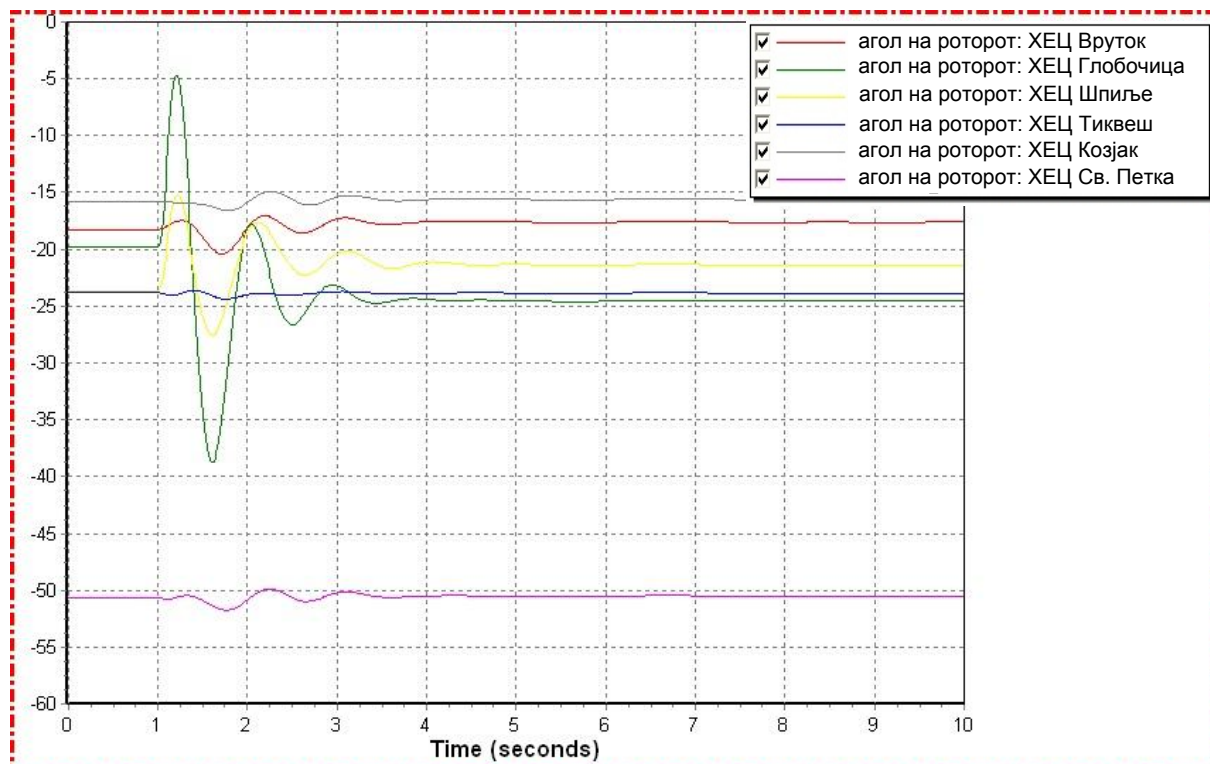
слика 71. Агли на роторите на хидрогенераторите во електроенергетскиот систем на Република Македонија при куса врска на 400 kV далекувод ТС Битола 2 – ТС Скопје 4



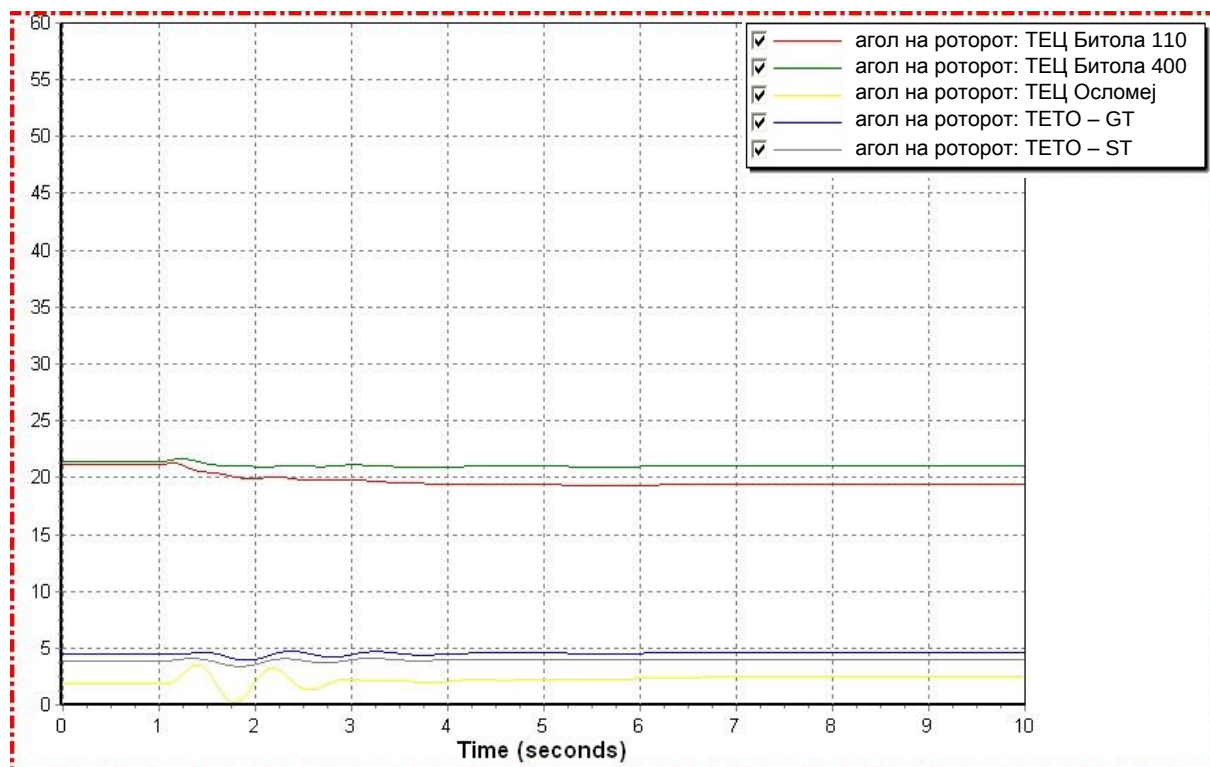
слика 72. Агли на роторите на турбогенераторите во електроенергетскиот систем на Република Македонија при куса врска на 110 kV далекувод ХЕЦ Глобочица – ХЕЦ Шпиље



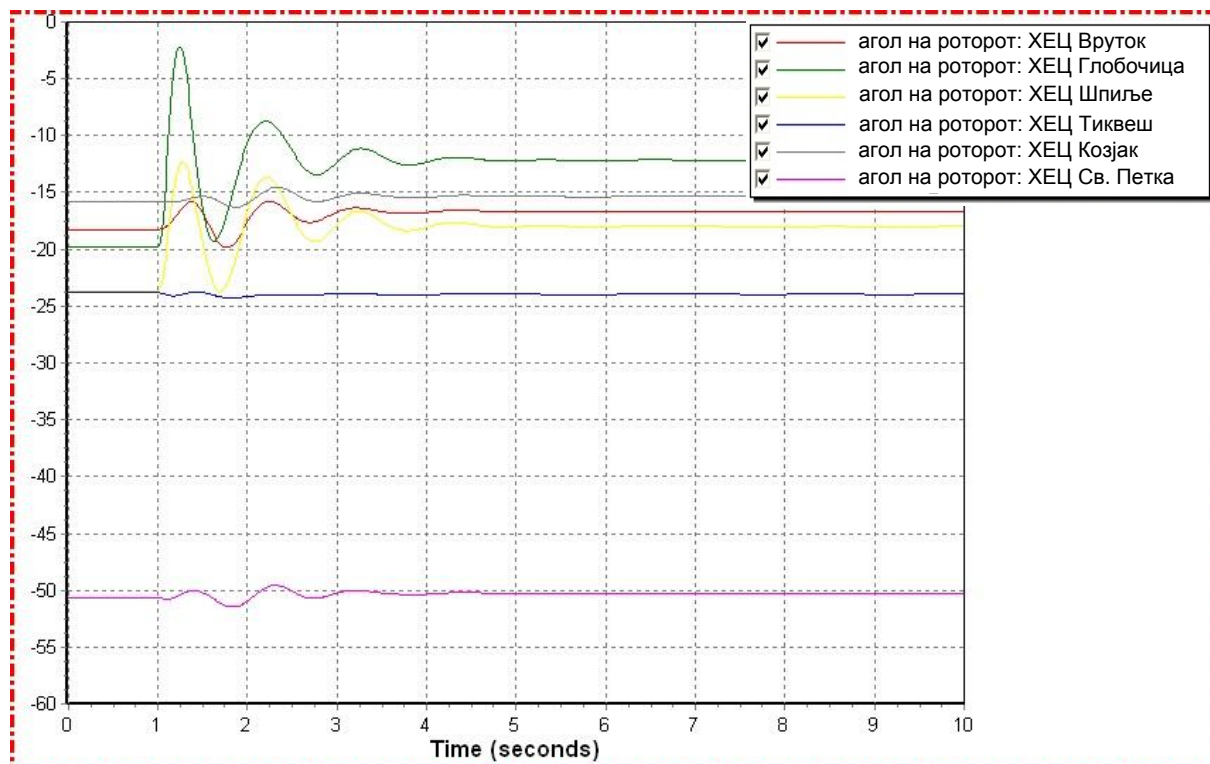
слика 73. Агли на роторите на хидрогенераторите во електроенергетскиот систем на Република Македонија при куса врска на 110 kV далекувод ХЕЦ Глобочица – ХЕЦ Шпиље



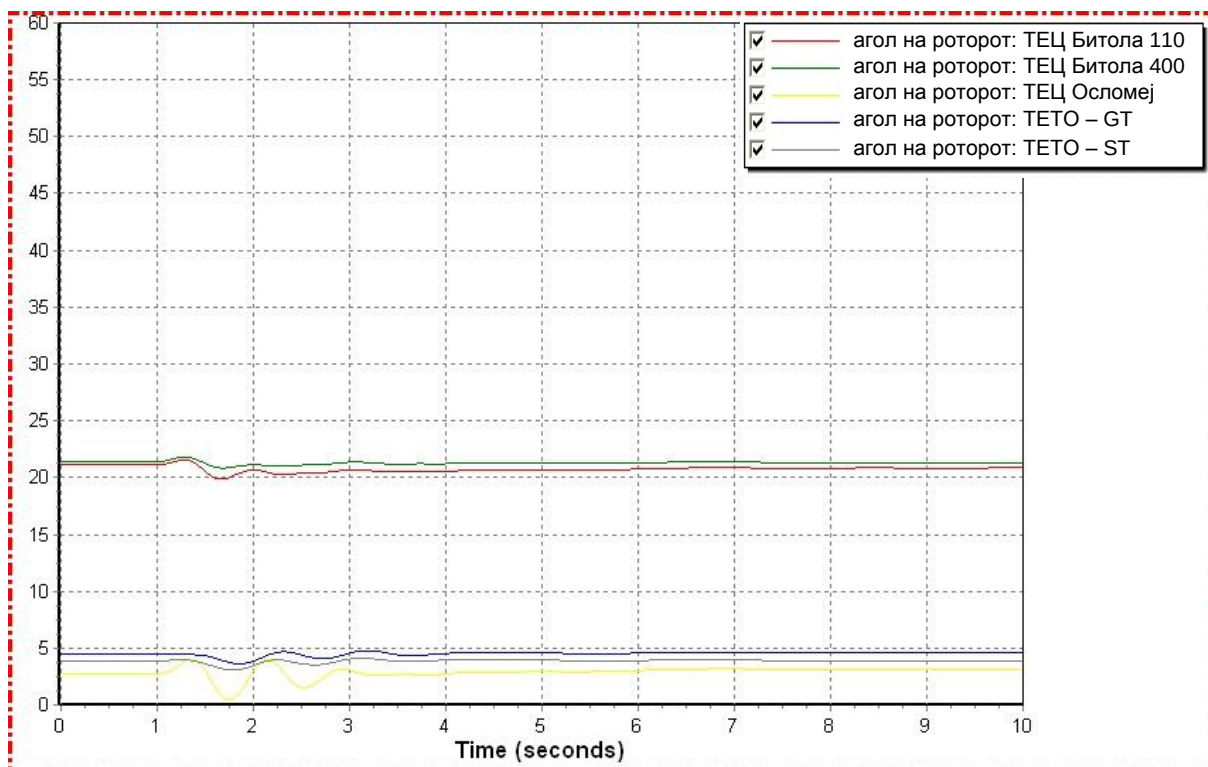
слика 74. Агли на роторите на турбогенераторите во електроенергетскиот систем на Република Македонија при куса врска на 110 kV далекувод ХЕЦ Глобочица – ТС Струга



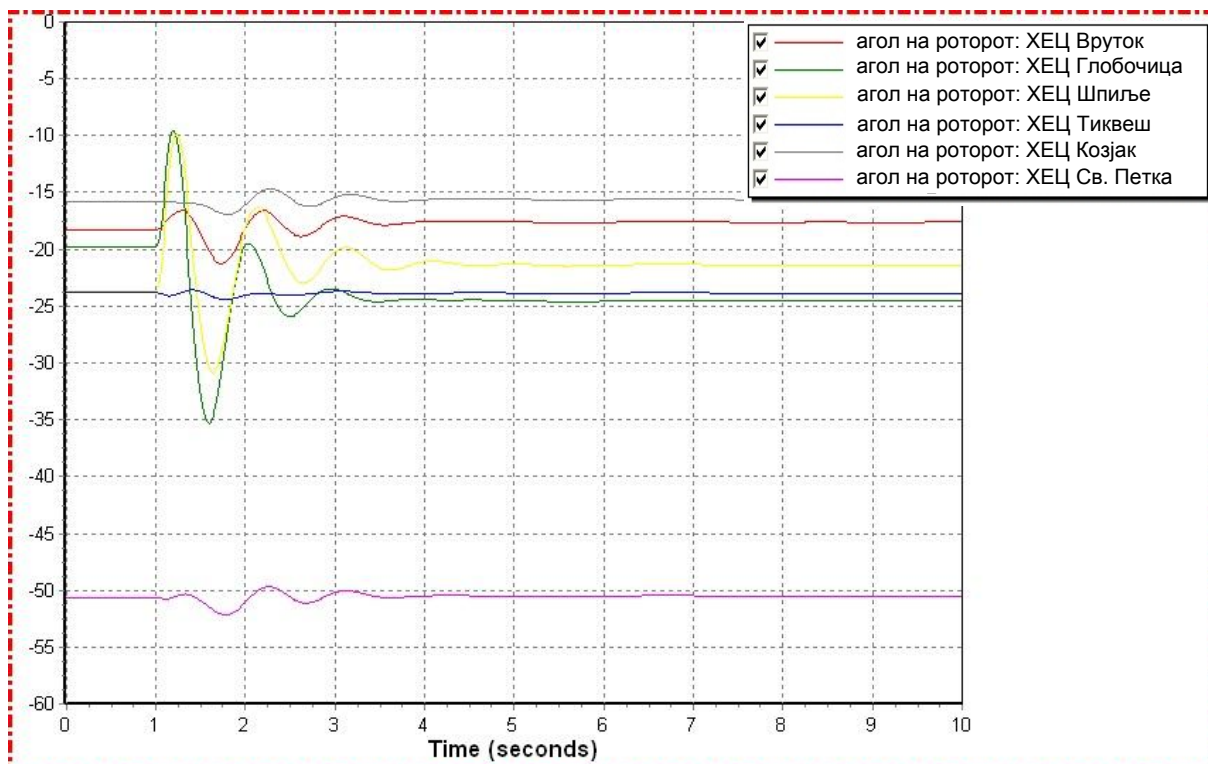
слика 75. Агли на роторите на хидрогенераторите во електроенергетскиот систем на Република Македонија при куса врска на 110 kV далекувод ХЕЦ Глобочица – ТС Струга



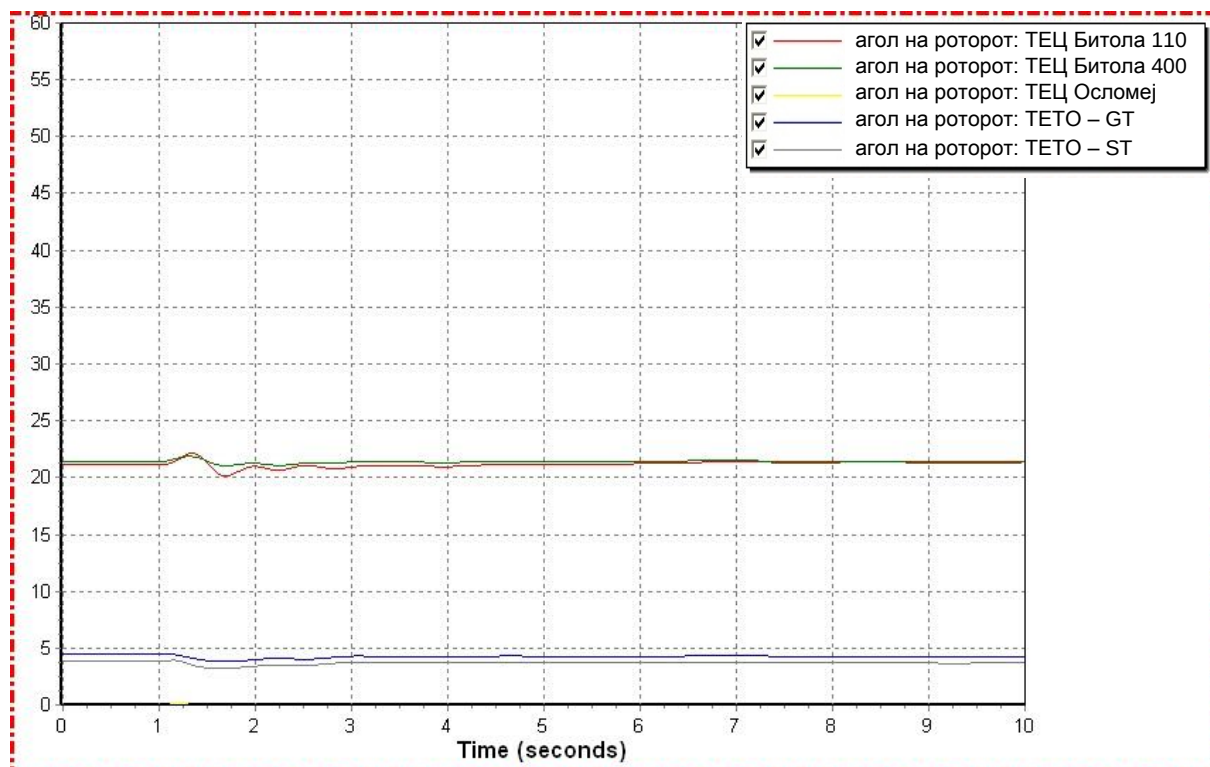
слика 76. Агли на роторите на турбогенераторите во електроенергетскиот систем на Република Македонија при куса врска на 110 kV далекувод ХЕЦ Шпиље – ХЕЦ Глобочица



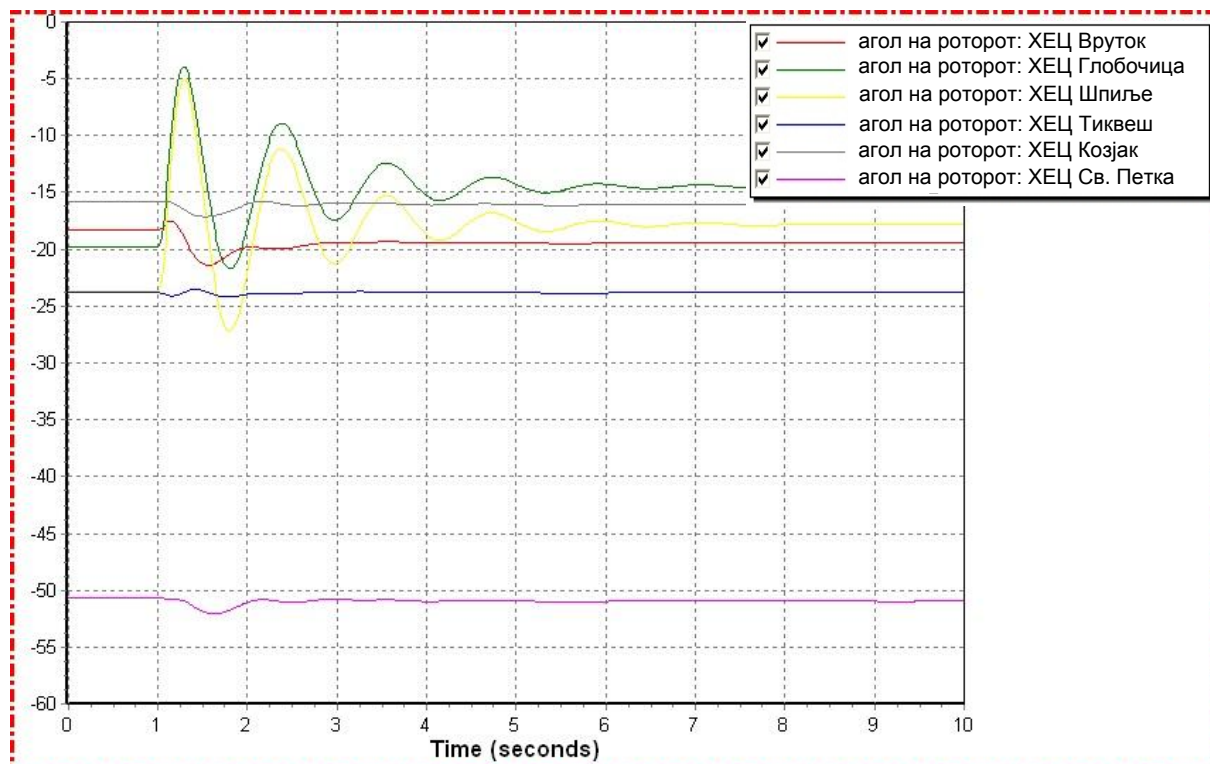
слика 77. Агли на роторите на хидрогенераторите во електроенергетскиот систем на Република Македонија при куса врска на 110 kV далекувод ХЕЦ Шпиље – ХЕЦ Глобочица



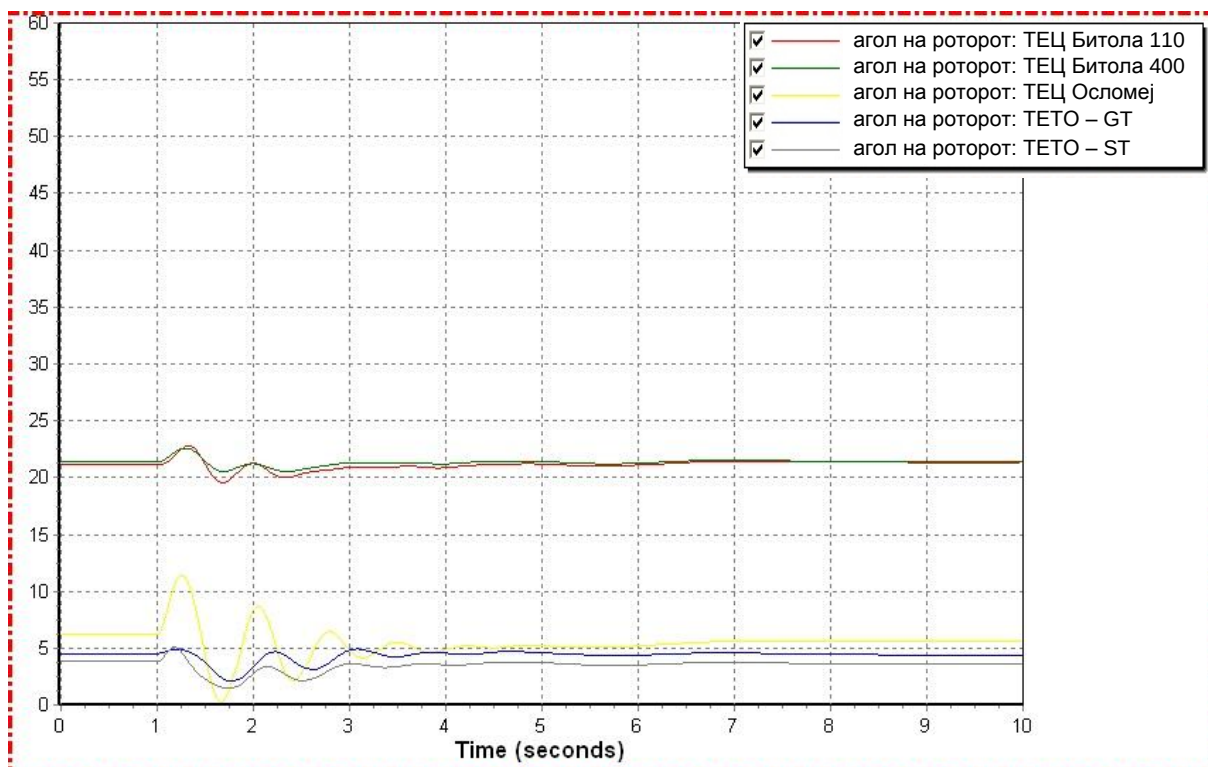
слика 78. Агли на роторите на турбогенераторите во електроенергетскиот систем на Република Македонија при куса врска на 110 kV далекувод ХЕЦ Шпиље – ХЕЦ Вруток



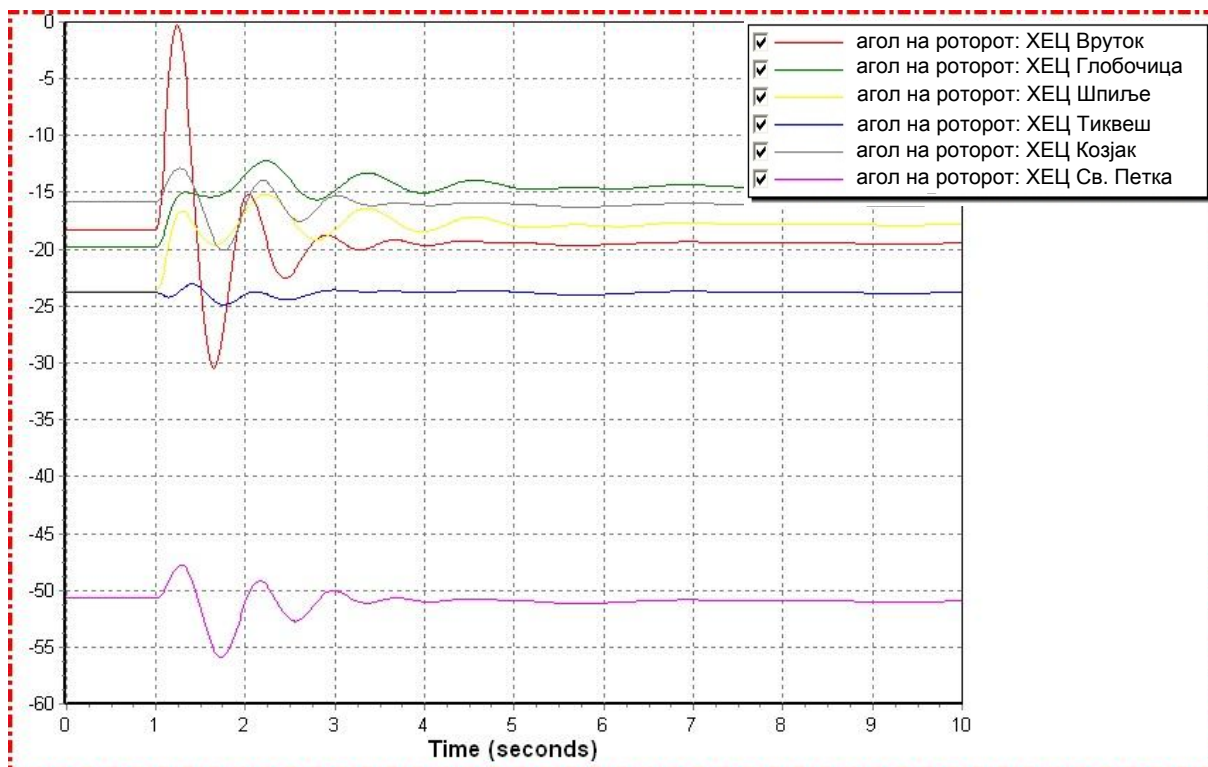
слика 79. Агли на роторите на хидрогенераторите во електроенергетскиот систем на Република Македонија при куса врска на 110 kV далекувод ХЕЦ Шпиље – ХЕЦ Вруток



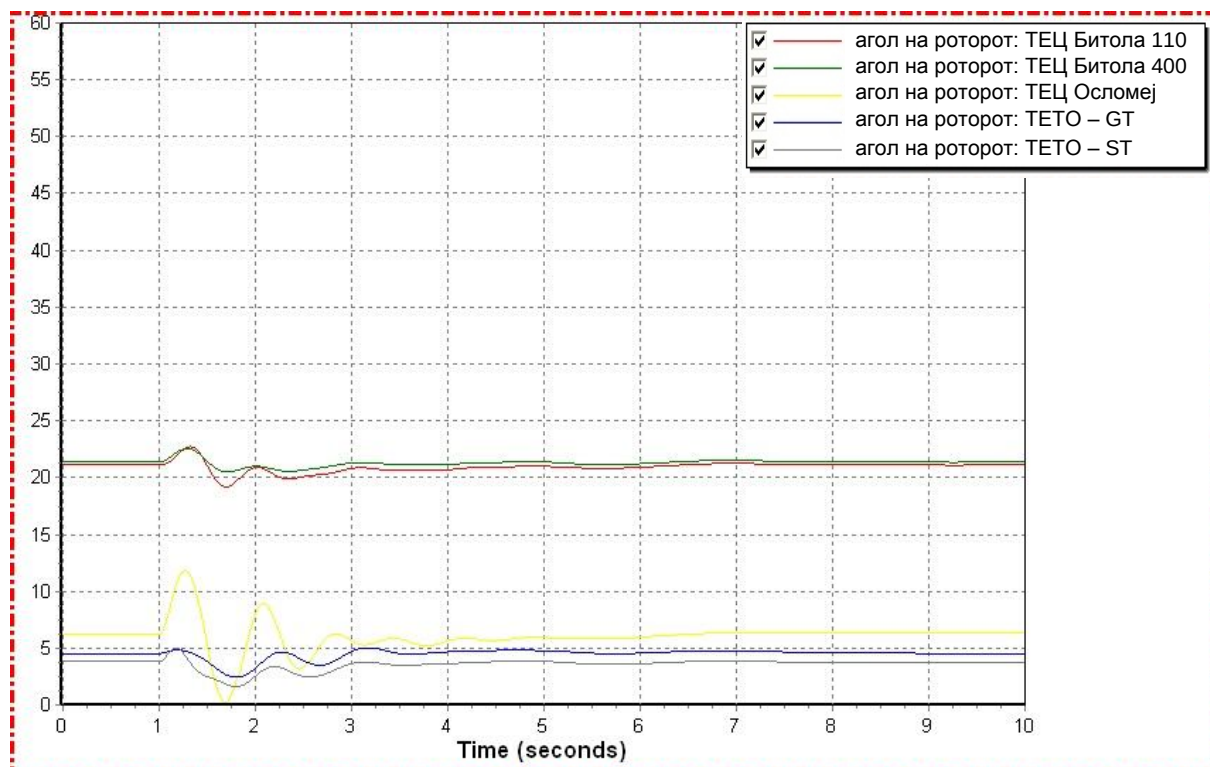
слика 80. Агли на роторите на турбогенераторите во електроенергетскиот систем на Република Македонија при куса врска на 110 kV далекувод ХЕЦ Вруток – ХЕЦ Шпиље



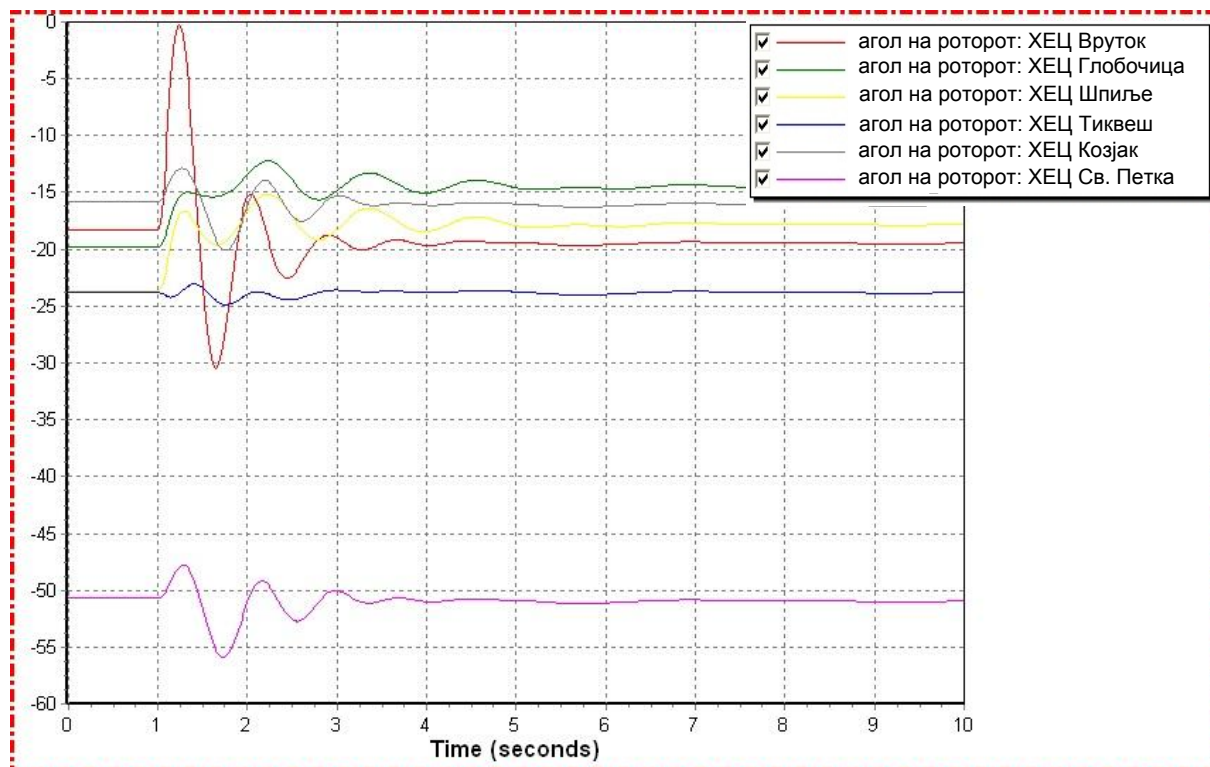
слика 81. Агли на роторите на хидрогенераторите во електроенергетскиот систем на Република Македонија при куса врска на 110 kV далекувод ХЕЦ Вруток – ХЕЦ Шпиље



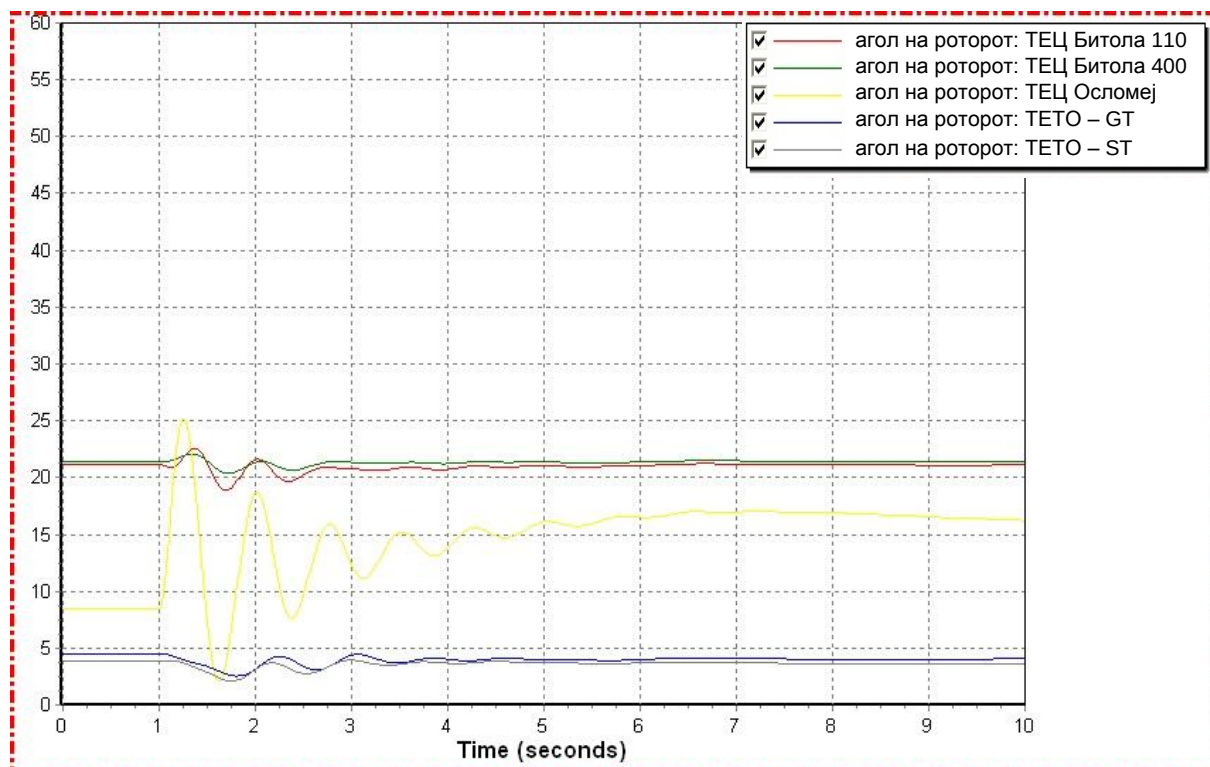
слика 82. Агли на роторите на турбогенераторите во електроенергетскиот систем на Република Македонија при куса врска на 110 kV далекувод ХЕЦ Вруток – ТС Скопје 1



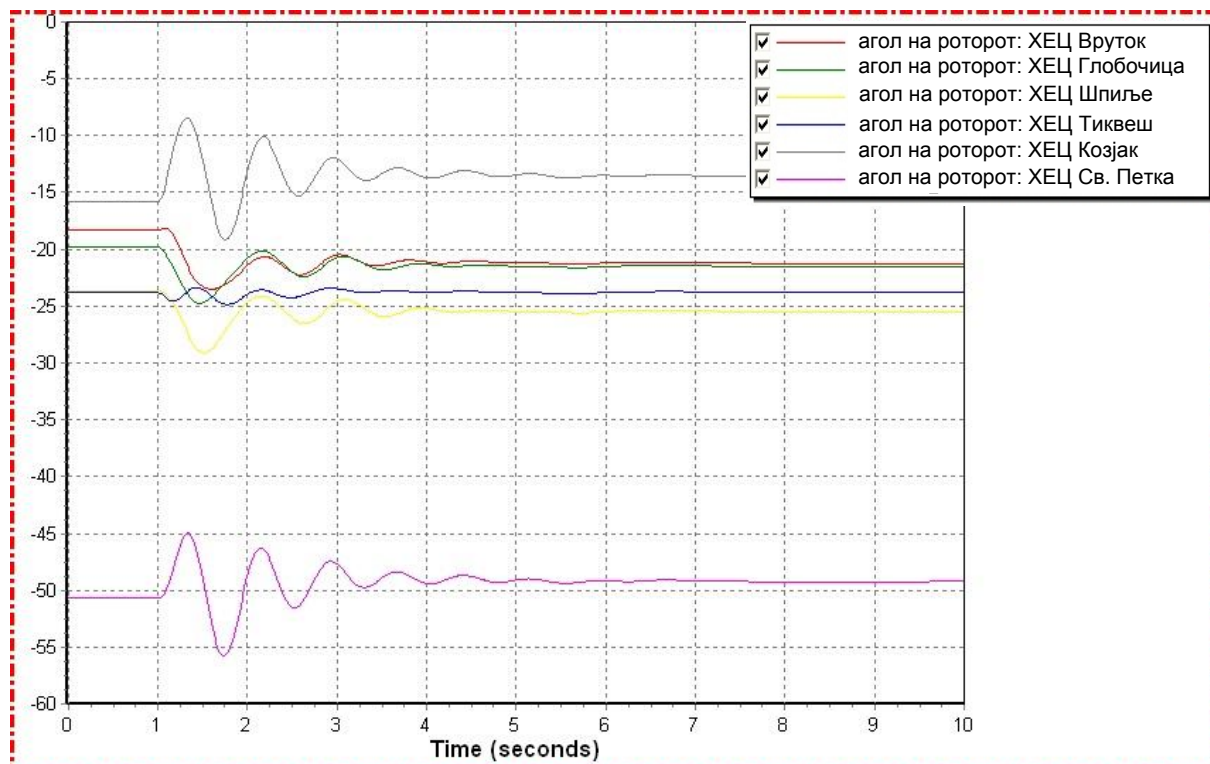
слика 83. Агли на роторите на хидрогенераторите во електроенергетскиот систем на Република Македонија при куса врска на 110 kV далекувод ХЕЦ Вруток – ТС Скопје 1



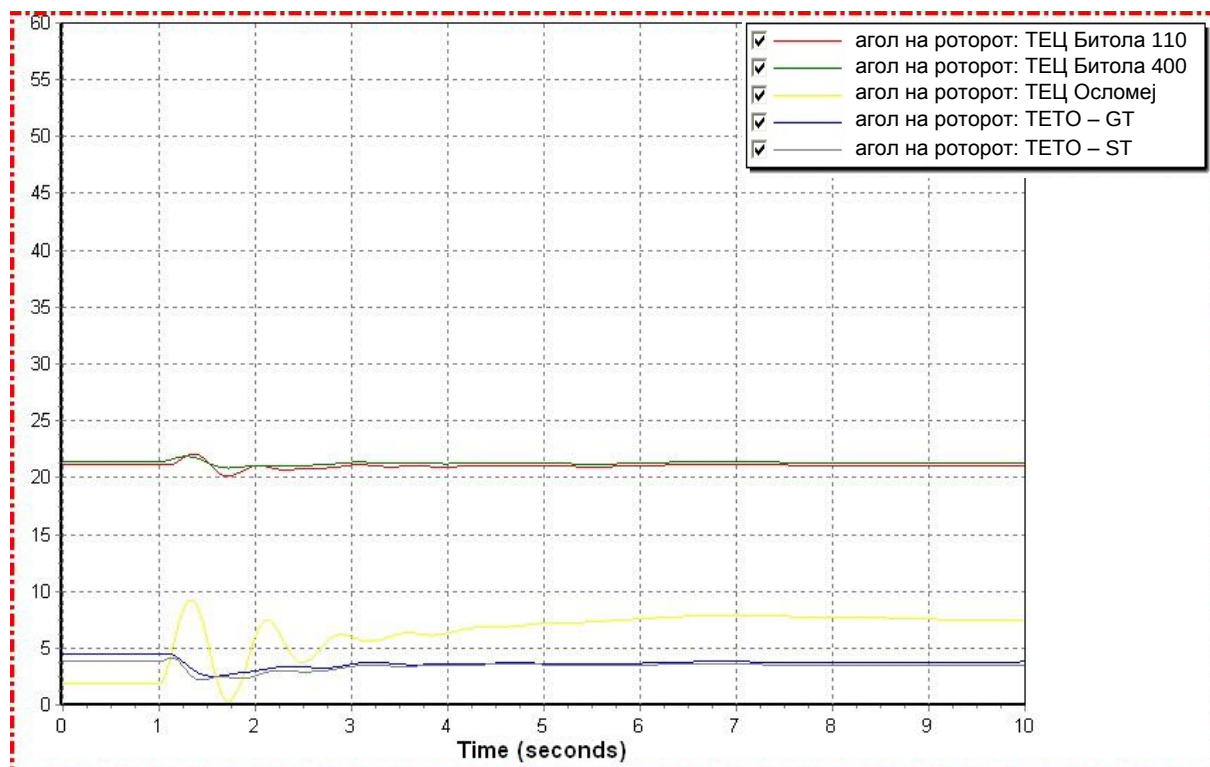
слика 84. Агли на роторите на турбогенераторите во електроенергетскиот систем на Република Македонија при куса врска на 110 kV далекувод ТЕЦ Осломеј – ТС Гостивар



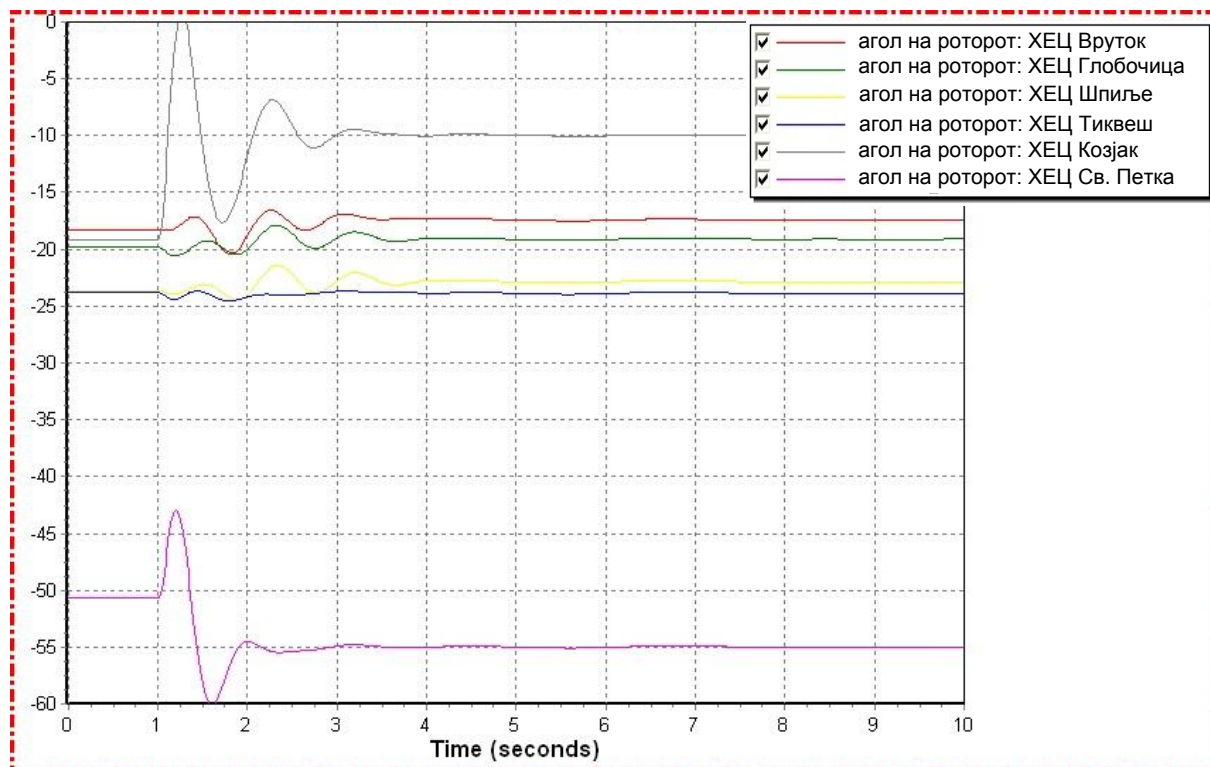
слика 85. Агли на роторите на хидрогенераторите во електроенергетскиот систем на Република Македонија при куса врска на 110 kV далекувод ТЕЦ Осломеј – ТС Гостивар



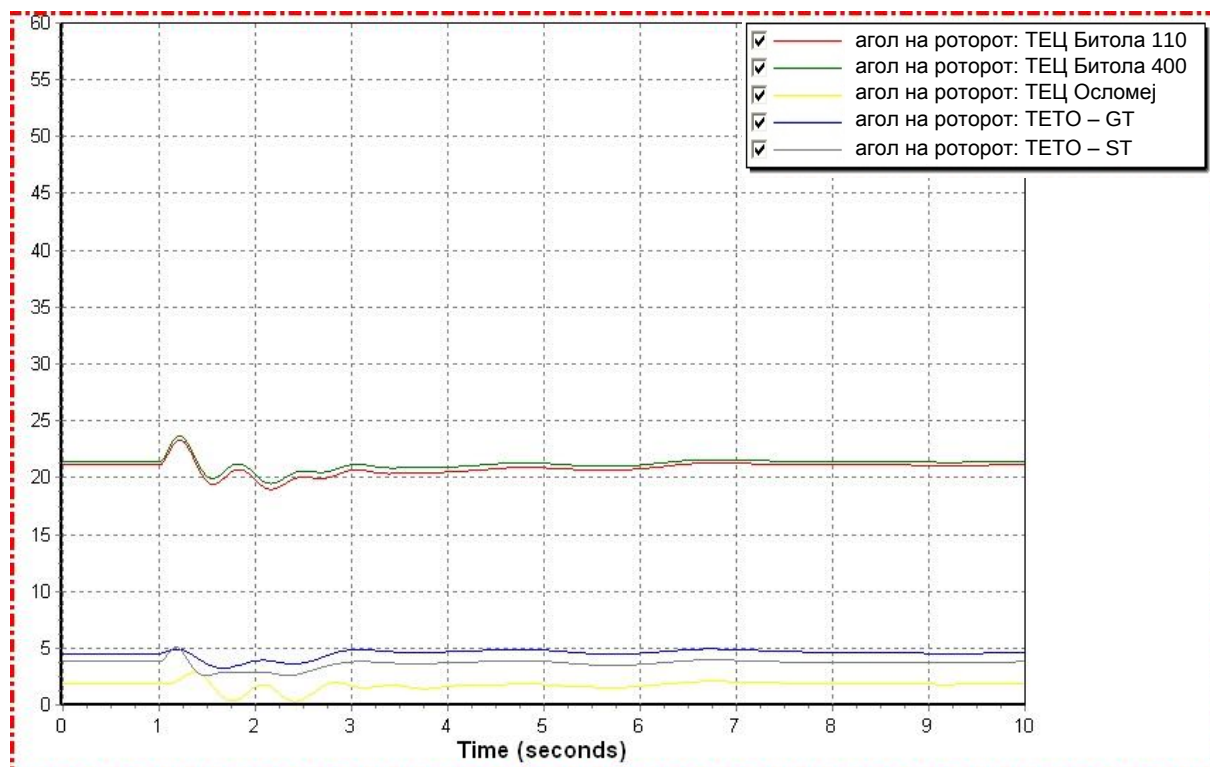
слика 86. Агли на роторите на турбогенераторите во електроенергетскиот систем на Република Македонија при куса врска на 110 kV далекувод ХЕЦ Козјак – ХЕЦ Св. Петка



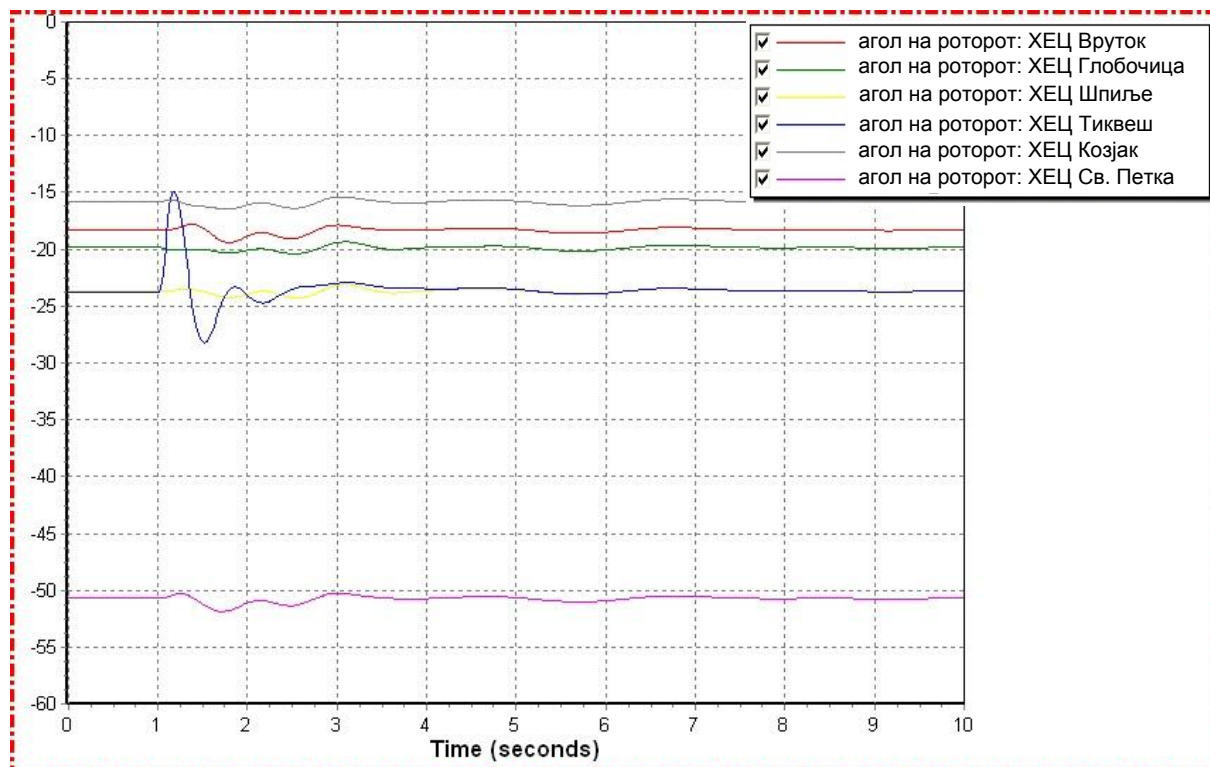
слика 87. Агли на роторите на хидрогенераторите во електроенергетскиот систем на Република Македонија при куса врска на 110 kV далекувод ХЕЦ Козјак – ХЕЦ Св. Петка



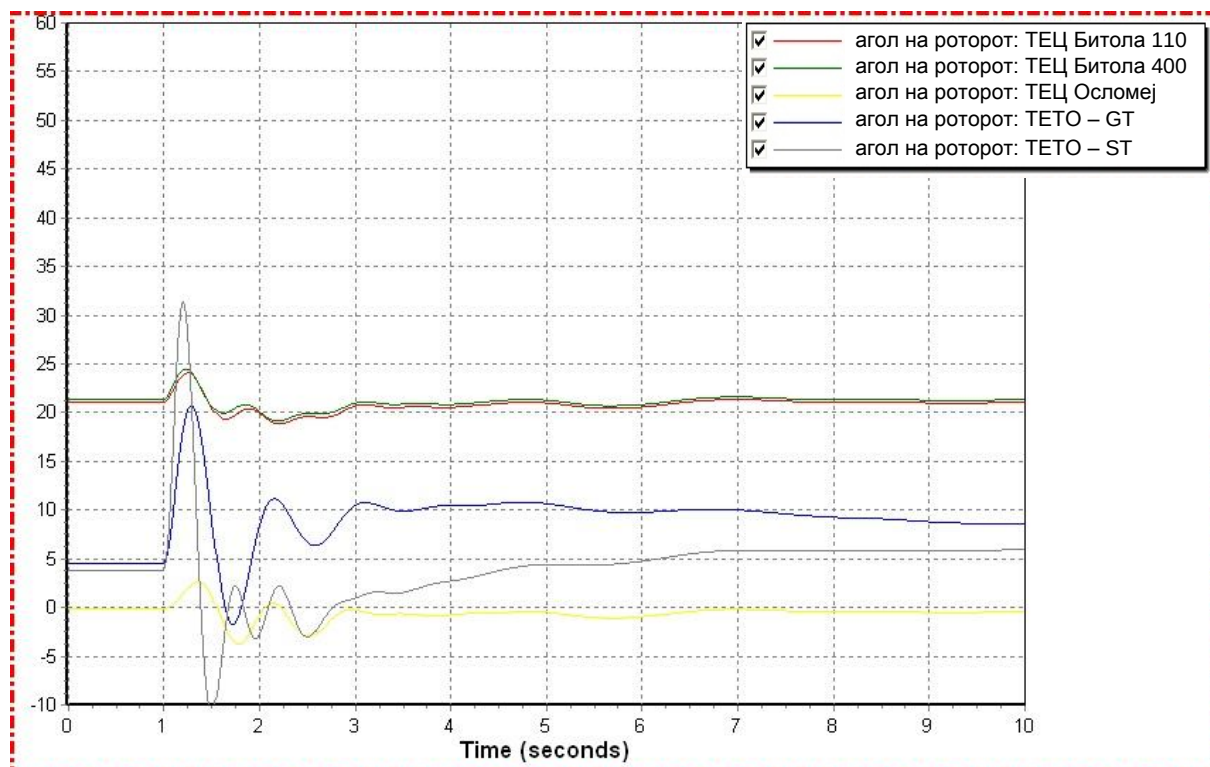
слика 88. Агли на роторите на турбогенераторите во електроенергетскиот систем на Република Македонија при куса врска на 110 kV далекувод ХЕЦ Тиквеш – ТС Кавадарци



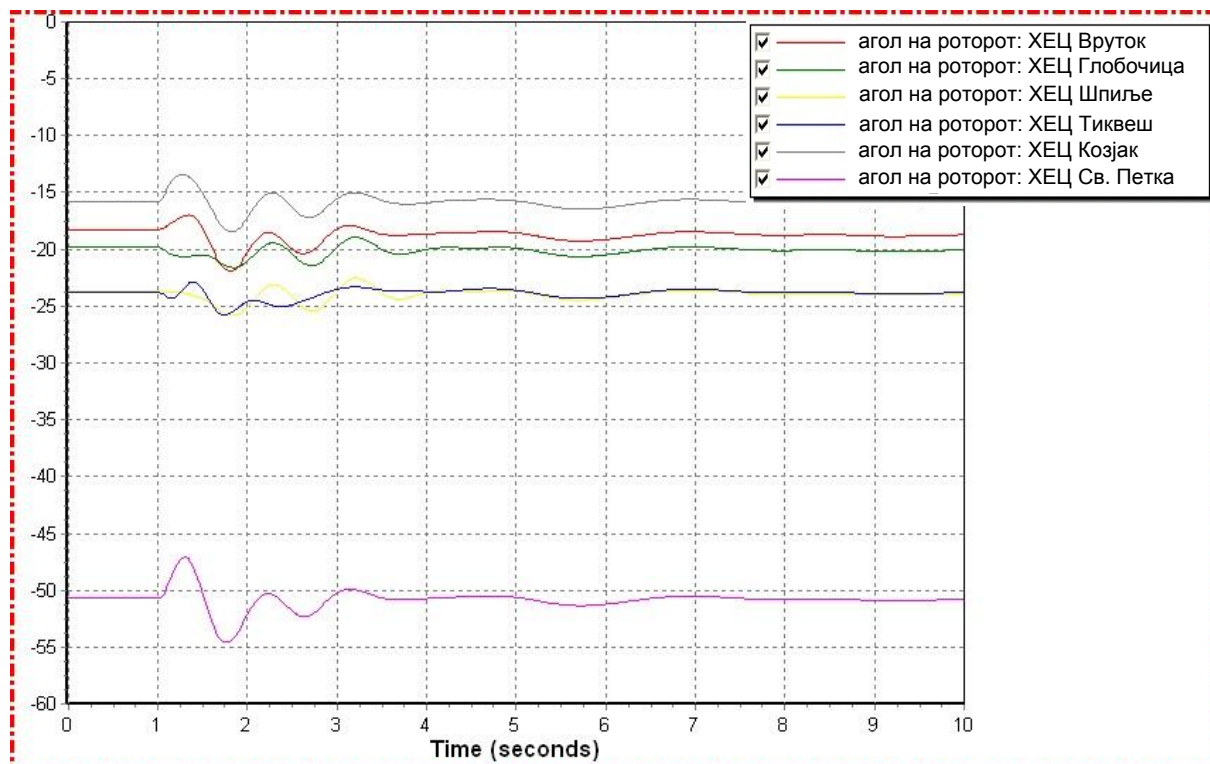
слика 89. Агли на роторите на хидрогенераторите во електроенергетскиот систем на Република Македонија при куса врска на 110 kV далекувод ХЕЦ Тиквеш – ТС Кавадарци



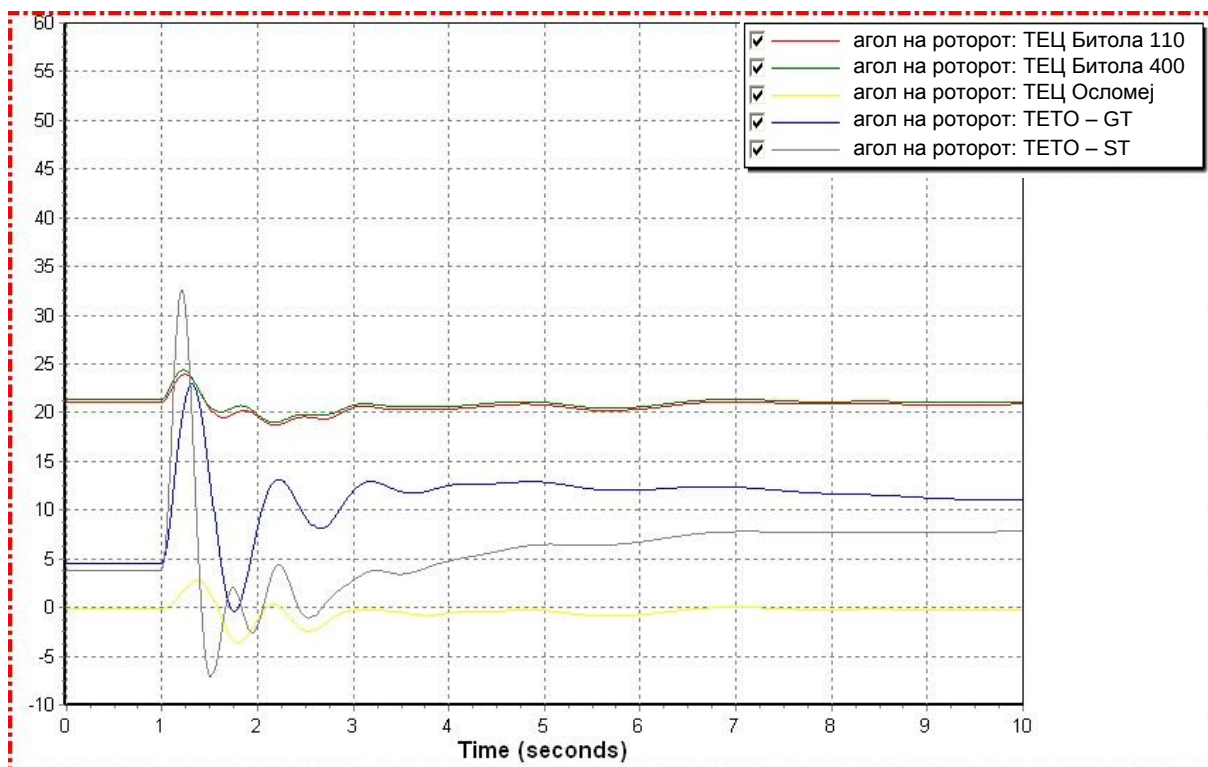
слика 90. Агли на роторите на турбогенераторите во електроенергетскиот систем на Република Македонија при куса врска на 110 kV далекувод ТЕТО – ТС Скопје 1



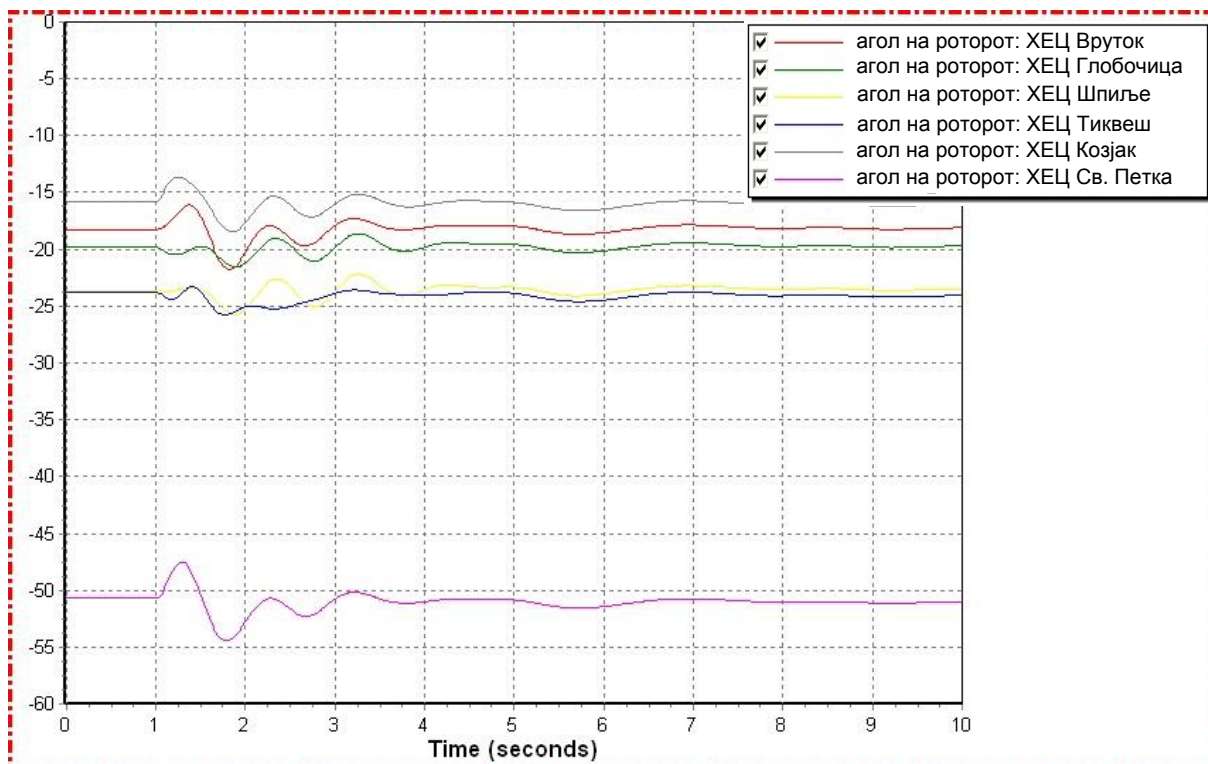
слика 91. Агли на роторите на хидрогенераторите во електроенергетскиот систем на Република Македонија при куса врска на 110 kV далекувод ТЕТО – ТС Скопје 1



слика 92. Агли на роторите на турбогенераторите во електроенергетскиот систем на Република Македонија при куса врска на 110 kV далекувод ТЕТО – ТС Скопје 4



слика 93. Агли на роторите на хидрогенераторите во електроенергетскиот систем на Република Македонија при куса врска на 110 kV далекувод ТЕТО – ТС Скопје 4



7.10.2. Критичното време на исклучување на грешка – CFCT

Резултатите од пресметката на CFCT се дадени во табеларна форма, табела 29. Прикажано е максималното траење на грешката кое нема да доведе до нестабилност на системот. Изнесените заклучоци важат за разгледуваниот режим на работа со максимално оптоварување во системот.

Критичното време на исклучување на грешка, споредено со реалното време на исклучување, дава проценка на маргината на транзиентна стабилност. Граничните времиња на исклучување на кусите врски се од редот на 310 ms и повеќе. Сите преносни водови се штитат со дистантни заштитни уреди чие време на делување во првиот степен е до 100 ms. Доколку постојната заштита правилно ја извршува својата функција може да се смета дека трифазните куси врски, а уште помалку останатите видови куси врски, нема да предизвикаат транзиентна нестабилност на генераторите.

Меѓутоа, при куси врски во близина на краевите на далекуводите, дистантната заштита може да биде неосетлива⁶. Во вакви случаи, чистењето на кусата врска може да настане во вториот степен на заштита, после 500 ms. Тоа значи дека постои можност некој од агрегатите во близина на кусата врска да ја загуби стабилноста.

табела 29. CFCT – Критично време на исклучување на грешка во милисекунди за 110 kV далекуводи од западниот дел на преносната мрежа

110 kV далекувод	CFCT [ms] почетен јазел	CFCT [ms] краен јазел
ХЕЦ Глобочица - ТС Струга	420	–
ХЕЦ Глобочица - ХЕЦ Шпиле	370	440
ХЕЦ Шпиле - ХЕЦ Вруток	420	310

7.10.3. Преодни процеси со средно времетраење

За испитување на преодните процеси со средно времетраење, за секоја варијанта на приклучок е анализиран испад на двата агрегати во ТЕЦ Битола кои се поврзани на 400 kV собирници (испад на околу 400 MW – референтен генераторски испад во електроенергетскиот систем на Република Македонија). Симулацијата трае 50 секунди, а испадот се јавува во петтата секунда.

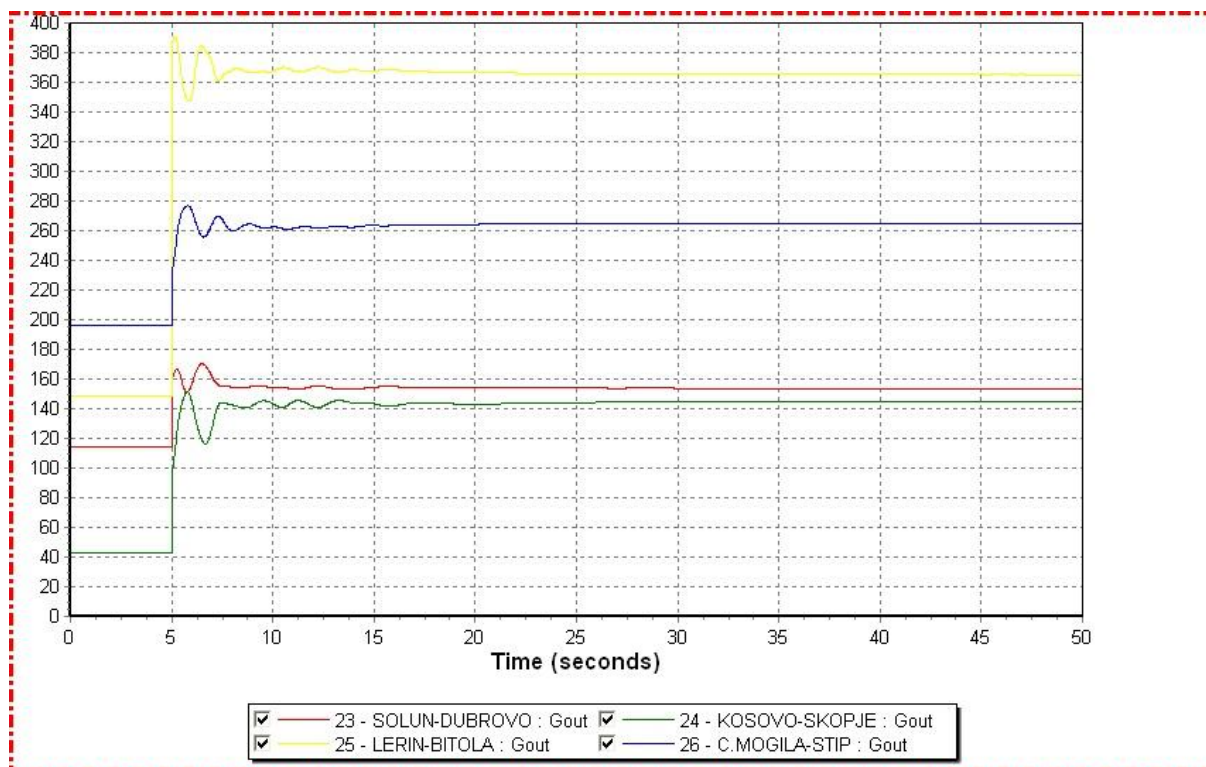
Електроенергетски систем на Република Македонија е релативно мал во споредба со европскиот енергетски систем. Оттука, само мал дел од недостатокот на моќност се покрива од резервите за примарна регулација кај домашните агрегати (неколку MW), додека остатокот од дебалансот се обезбедува преку интерконективните врски со соседните системи.

⁶ Ако кусата врска е многу блиску до почетокот на далекуводот, напонот кој го мери заштитата има многу мала вредност така што заштитата останува неосетлива и не може да се исклучи моментно, во првиот степен на заштита (всушност, исклучувањето во првиот степен се врши од 60 ms до 100 ms, во зависност од времето на делување на заштитата и прекинувачот). Во случајов, грешката ќе биде отстранета со делување на заштитата на соседните водови во вториот степен со временско одлагање од околу 500 ms.

Од друга страна, првиот степен на дистантната заштита покрива до 90% од штитениот далекувод. Заштита на целиот далекувод во прв степен не е можно бидејќи заштитата ќе реагира и на грешки на почетокот на соседните далекуводи. Заради постигнување на селективност на делување неопходни се мртви зони при крајот на секој степен. Тоа значи дека ако кусата врска е на крајот на далекуводот, заштитата ќе исклучи во втор степен со временско одлагање од околу 500 ms (44).

Врз основа на анализите може да се заклучи дека системот е стабилен при преодни процеси со средно времетраење (слика 94).

слика 94. Осцилации на тековите на моќност низ интерконективните водови при испад на два генератори во ТЕЦ Битола



8. АНАЛИЗА НА ПРЕНОСНА МРЕЖА ЗА 2012 ГОДИНА

8.1. ОСНОВНИ КАРАКТЕРИСТИКИ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА ЗА 2012 ГОДИНА

Активното оптоварување на потрошувачите на ниво на преносна мрежа за 2012 година, во моментот на системскиот максимум изнесува 1799 MW (без загуби на активна моќност во преносна мрежа), од кои 1470 MW припаѓаат на дистрибутивната потрошувачка, а 329 MW на директните потрошувачи. Конфигурацијата на мрежата за 2012 година може да се види на слика 95.

Во 2012 година се планира влегување во погон на следниот електроенергетски објект:

- 110/20 kV TC Зајчев Рид.

Во регионалната мрежа на југоисточна Европа се планира да биде во погон следниот електроенергетски објект:

- 400/220 kV TC Тирана (AL), приклучена на 400 kV далекувод TC Подгорица (ME) – TC Елбасан (AL):

се зголемува сигурноста на напојувањето во регионот на Тирана и се намалуваат загубите на електрична енергија во албанскиот електроенергетски систем.

За 2012 година се разработени три сценарија со различна хидрологија: влажна (HV), нормална (HN) и сува (HS). Прогнозираното вкупно оптоварување е според сценариото со просечен пораст од 3%, ознака P3%. Планот за развој на нови електрични центри за периодот од 2010 до 2013 година е ист и има ознака ABC. Во оваа глава се анализирани следниве сценарија:

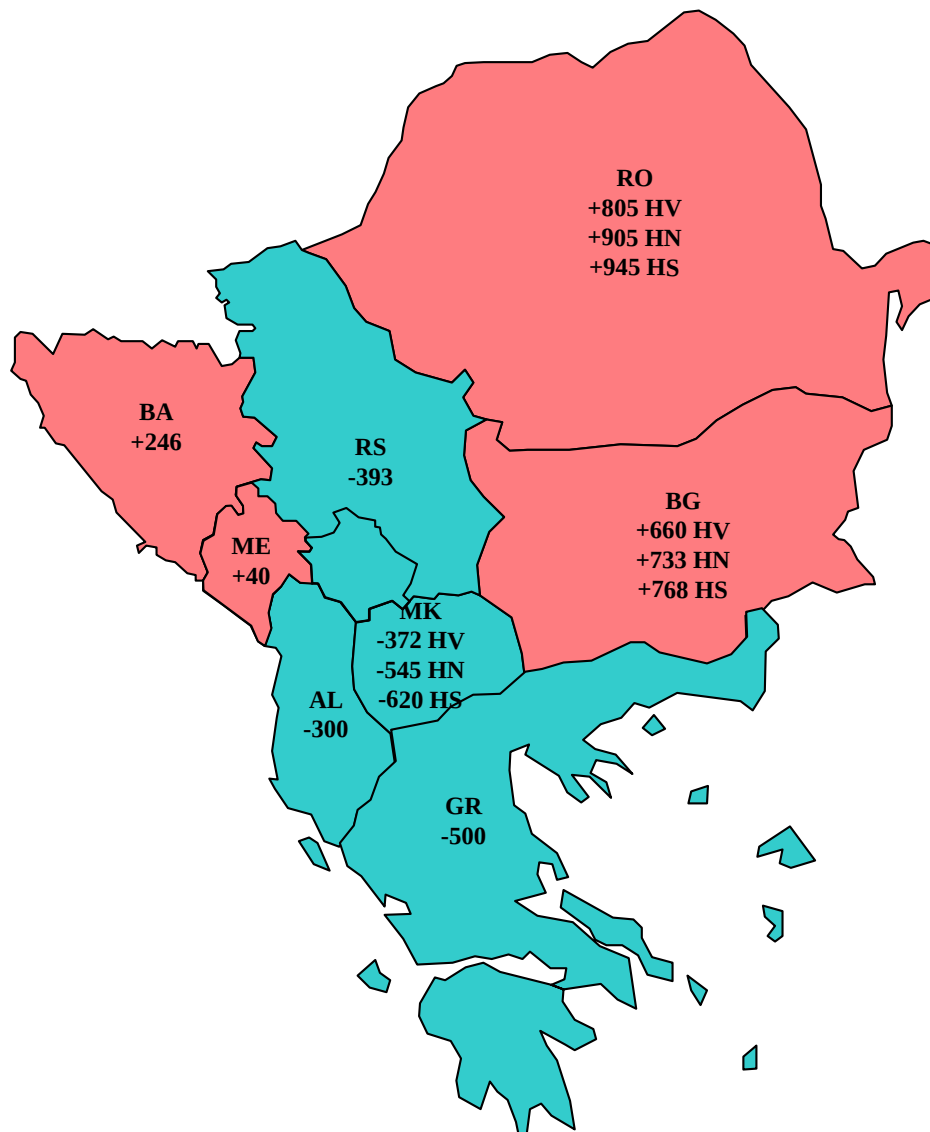
- 2011 – P3% – ABC – HV,
- 2011 – P3% – ABC – HN,
- 2011 – P3% – ABC – HS.

Разликите во производните објекти во Република Македонија и топологијата на преносната мрежа меѓу 2012 и 2011 година се мали. За електроенергетскиот систем на Република Македонија се прогнозира дека оптоварувањето во 2012 година ќе биде поголемо за околу 42 MW во однос на оптоварувањето во 2011 година. Бидејќи не се планира влегување во погон на нови производни објекти и разгледувани се исти сценарија за хидролошките услови, производството на домашните електрични центри е исто со диспечингот во 2011 година. Зголеменото оптоварување се обезбедува преку дополнителен увоз на моќност од електроенергетските системи на Бугарија и Романија. Оттука и карактеристиките на анализираниот сценарија во 2012 и 2011 година се многу слични, при што важат истите коментари и заклучоци како и во 2011 година. Затоа, резултатите од анализата за 2012 година се прикажани во скратена форма, при што е даден преглед само на најизразените проблеми.

8.2. БИЛАНСИ НА РАЗМЕНА НА МОЌНОСТ НА ЗЕМЈИТЕ ОД РЕГИОНОТ

Билансите на размена на моќност на земјите од регионот на југоисточна Европа, за сите три сценарија, се прикажани на слика 96. Со предзнак „–“ е означен увозот, а со предзнак „+“ извозот. Во различните сценарија поради намалено производство и зголемен увоз во Република Македонија, доаѓа до мала промена на билансите на одредени држави. Овие прилагодувања се објаснети во потпоглавје 5.2.3.

слика 96. Биланси на моќности во MW на земјите од регионот на ЈИЕ во 2012 година



8.3. СЦЕНАРИО 2012 – P3% – ABC – HV

системски максимум	[MW]
$P_{\text{ХЕЦ}}$	484
$P_{\text{ТЕЦ}}$	974
$P_{\text{размена}}: \text{увоз}(-) / \text{извоз}(+)$	-372
$P_{\Sigma \text{дистрибуција}}$	1470
$P_{\Sigma \text{директни}}$	329
$\Delta P_{\text{загуби}}$	30.0
$P_{\text{оптоварување}}$	1828

$$P_{\text{ОПТОВАРУВАЊЕ}} = P_{\Sigma \text{дистрибуција}} + P_{\Sigma \text{директни}} + \Delta P_{\text{загуби}} = P_{\text{ХЕЦ}} + P_{\text{ТЕЦ}} - P_{\text{размена}}$$

8.3.1. N-0 анализа

На слика 97 се прикажани тековите на моќност и напонските прилики во преносната мрежа на Република Македонија во 2012 година при влажна хидрологија. Напоните на јазлите се прикажани во kV. Тековите на активни моќности (изразени во MW) и на реактивни моќности (изразени во Mvar) низ елементите, соодветно се означени со зелени и потокалови стрелки.

Според резултатите од анализата на сценариото со влажна хидрологија, за режимот без испаднати елементи може да се констатира дека:

- оптоварувањата на сите елементи во мрежата се во дозволените граници и
- напоните на сите јазли се во дозволените граници.

8.3.2. N-1 анализа

Во табела 30 се наведени сите испади при кои има елементи на мрежата со оптоварување кое изнесува најмалку 90% од соодветната трајно дозволена струја или јазли со напони надвор од дозволените вредности (во согласност со границите дефинирани во потпоглавје 3.2). Случаите кога оптоварувањето на елементот е поголемо од неговата трајно дозволена струја, како и случаите во кои напонот на јазелот е надвор од дозволените вредности, се сметаат за критични и се истакнати со црвена боја.

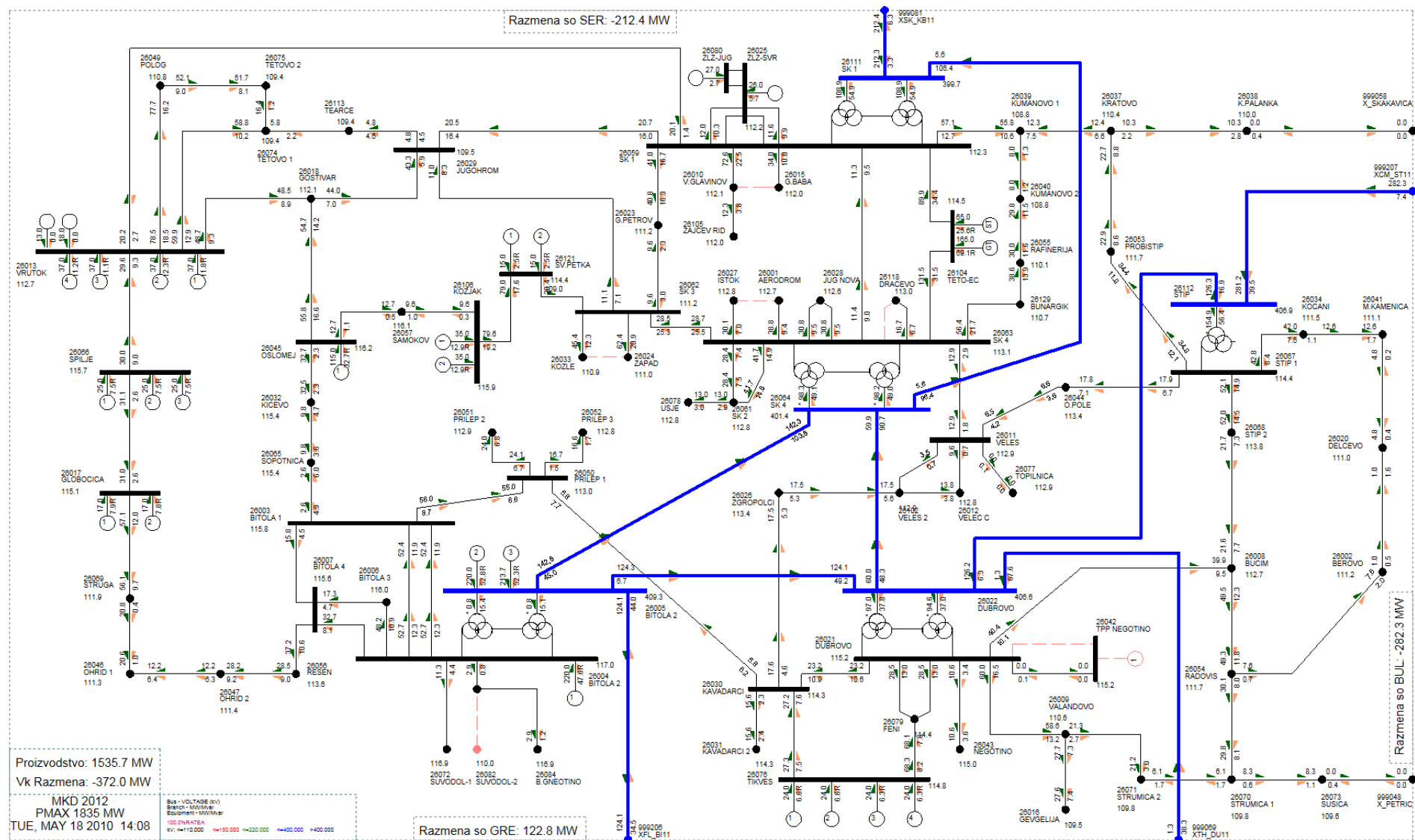
табела 30. Листа на карактеристични испади за сценарио 2012 – P3% – ABC – HV

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Оптоварување [%] Напон [kV]
Полошки регион			
110 kV DV VRUTOK - TETOVO 1	110 kV DV VRUTOK - POLOG	123 MVA	95 %
Охридско - преспански регион			
110 kV DV GLOBOCICA - STRUGA	TS STRUGA 110 kV	99 - 121 kV	98 kV
Скопски регион			
110 kV DV SK 3 - SV.PETKA	110 kV DV GOSTIVAR - OSLOMEJ	123 MVA	95 %
400/110 kV TR SKOPJE 4	110 kV DV SK 4 - TETO-EC	157 MVA	95 %
110 kV DV KUMANOVO 1 - SK 1	110 kV DV SK 4 - TETO-EC	157 MVA	92 %
Валандовски регион			
110 kV DV VALANDOVO - DUBROVO	TS VALANDOVO 110 kV	99 - 121 kV	98.9 kV
	TS GEVELIJA 110 kV	99 - 121 kV	97.7 kV
Кочански регион			
110 kV DV KOCANI - STIP 1	TS KOCANI 110 kV	99 - 121 kV	98.6 kV

Преносната мрежа го исполнува N-1 критериумот. Слично како и во 2011 година, во 2012 година испадот на 110 kV далекувод ХЕЦ Глобочица – ТС Струга доведува до намалување на напонот во ТС Струга блиску до долната гранична вредност. Проблемот може да се надмине со активирање на резервите за производство на реактивна моќност во ТЕЦ Битола. Испадот на 110 kV далекувод ТС Дуброво – ТС Валандово доведува до намалување на напонот во околните

трансформаторски станици блиску до долната гранична вредност. Дополнително и испадот на 110 kV далекувод ТС Штип – ТС Кочани доведува до намалување на напонот во ТС Кочани блиску до долната гранична вредност (99 kV). За корекција на влошените напонски прилики при испадите во источниот дел на мрежата, може да се примени промена на преносниот однос на 400/110 kV трансформатор во ТС Штип. Испад на едниот трансформатор во 400/110 kV ТС Скопје 4 значително го оптоварува 110 kV далекувод ТЕТО – ТС Скопје 4 (95%). Овие испади немаат битно влијание на работата на преносната мрежа и се наведени заради доследност во прикажување на резултатите.

слика 97. Текови на моќност и напонски прилики во преносната мрежа за сценарио 2012 – РЗ – ABC – HV



8.4. СЦЕНАРИО 2012 – Р3% – АВС – НН

системски максимум	[MW]
$P_{ХЕЦ}$	309
$P_{ТЕЦ}$	975
$P_{размена}: \text{увоз}(-) / \text{извоз}(+)$	-545
$P_{\Sigma \text{дистрибуција}}$	1470
$P_{\Sigma \text{директни}}$	329
$\Delta P_{\text{загуби}}$	29.0
$P_{\text{оптоварување}}$	1828

$$P_{\text{ОПТОВАРУВАЊЕ}} = P_{\Sigma \text{дистрибуција}} + P_{\Sigma \text{директни}} + \Delta P_{\text{загуби}} = P_{ХЕЦ} + P_{ТЕЦ} - P_{\text{размена}}$$

8.4.1. N-0 анализа

Во ова сценарио е зголемен увозот за сметка на намаленото производство на хидроелектричните централи, поради претпоставен недостаток на расположлив хидро-потенцијал. Зголемениот увоз се реализира преку интерконекциите од Србија и Бугарија.

Според прикажаните резултати на слика 98, од анализата на сценариото 2012 – Р3% – АВС – НН за режимот без испаднати елементи може да се констатира дека:

- оптоварувањата на сите елементи во мрежата се во дозволените граници и
- напоните на сите јазли се во дозволените граници.

8.4.2. N-1 анализа

Во табела 31 се наведени сите испади при кои има елементи на мрежата со оптоварување кое изнесува најмалку 90% од соодветната трајно дозволена струја или јазли со напони надвор од дозволените вредности (во согласност со границите дефинирани во потпоглавје 3.2). Случаите кога оптоварувањето на елементот е поголемо од неговата трајно дозволена струја, како и случаите во кои напонот на јазелот е надвор од дозволените вредности, се сметаат за критични и се истакнати со црвена боја.

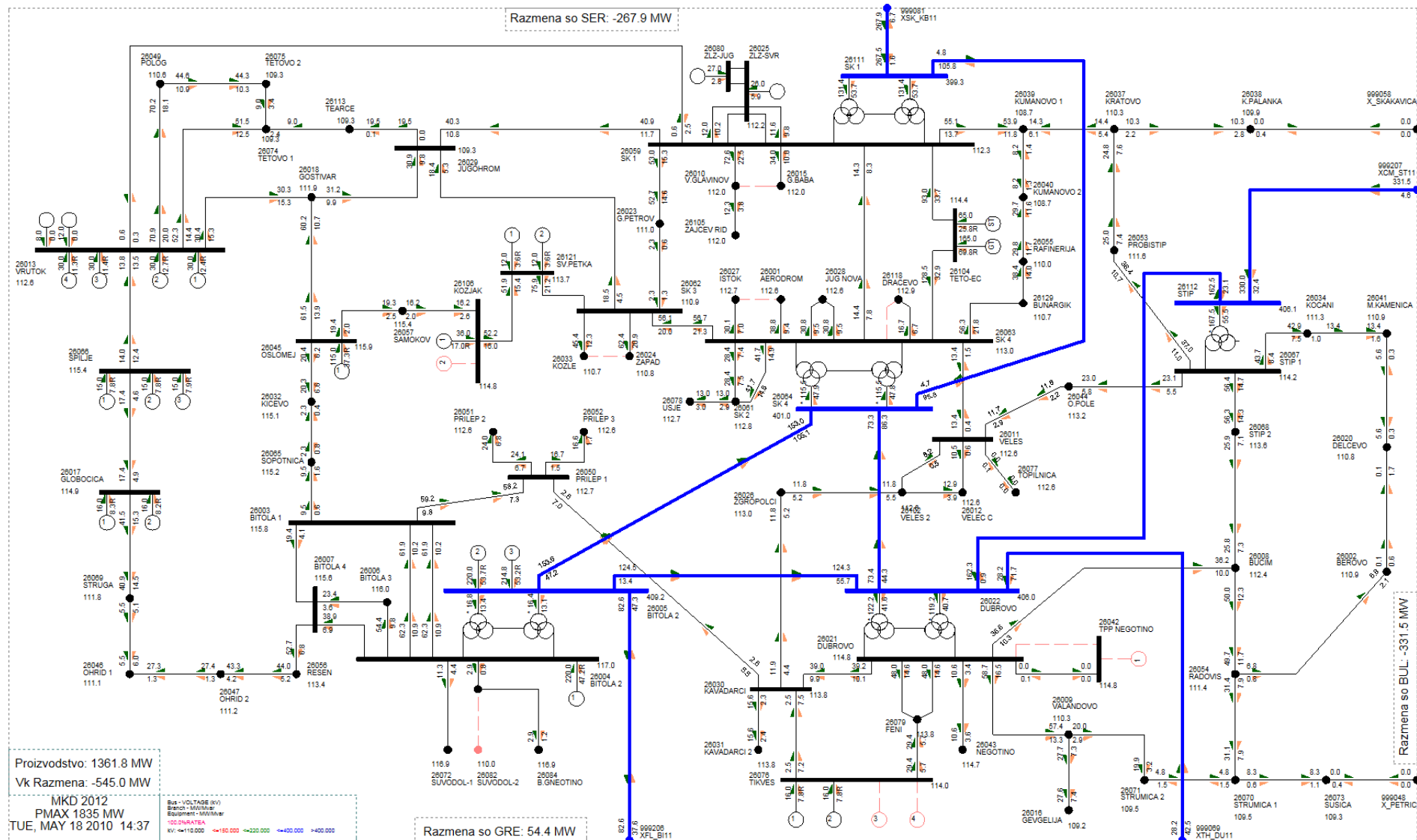
табела 31. Листа на карактеристични испади за сценарио 2012 – Р3% – АВС – НН

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Оптоварување [%] Напон [kV]
Охридско - преспански регион			
110 kV DV GLOBOCICA - STRUGA	TS STRUGA 110 kV	99 - 121 kV	98 kV
Скопски регион			
110 kV DV KUMANOVO 1 - SK 1	110 kV DV SK 4 - TETO-EC	157 MVA	90 %
400/110 kV TR SKOPJE 4	110 kV DV SK 4 - TETO-EC	157 MVA	95 %
Валандовски регион			
110 kV DV VALANDOVO - DUBROVO	TS VALANDOVO 110 kV	99 - 121 kV	98.7 kV
	TS GEVGELIJA 110 kV	99 - 121 kV	97.4 kV
Кочански регион			
110 kV DV KOCANI - STIP 1	TS KOCANI 110 kV	99 - 121 kV	98.3 kV

Преносната мрежа го исполнува N-1 критериумот.

Слично како и во 2011 година (глава 7), како и во сценариото со влажна хидрологија (потпоглавје 8.3), испадот на 110 kV далекуводи ХЕЦ Глобочица – ТС Струга, ТС Дуброво – ТС Валандово и ТС Кочани – ТС Штип, доведуваат до намалување на напонот во околните трансформаторски станици блиску до долната гранична вредност. И тука се применливи претходно предложените мерки. Испад на едниот трансформатор во 400/110 kV ТС Скопје 4 значително го оптоварува 110 kV далекувод ТЕТО – ТС Скопје 4 (95%).

слика 98. Текови на моќност и напонски прилики во преносната мрежа за сценарио 2012 – РЗ – ABC – HN



8.5. СЦЕНАРИО 2012 – P3% – ABC – HS

системски максимум	[MW]
$P_{\text{ХЕЦ}}$	148
$P_{\text{ТЕЦ}}$	1068
$P_{\text{размена: увоз(-) / извоз(+)}}$	-620
$P_{\text{дистрибуција}}$	1470
$P_{\text{директни}}$	329
$\Delta P_{\text{загуби}}$	35.2
$P_{\text{оптоварување}}$	1834

$$P_{\text{ОПТОВАРУВАЊЕ}} = P_{\text{дистрибуција}} + P_{\text{директни}} + \Delta P_{\text{загуби}} = P_{\text{ХЕЦ}} + P_{\text{ТЕЦ}} - P_{\text{размена}}$$

8.5.1. N-0 анализа

Во услови на сува хидрологија во регионот цената на увезената енергија не се разликува многу од цената на енергијата произведена од ТЕЦ Неготино. Затоа во ова сценарио, наместо недостатокот од енергија целосно да се надополни со увоз, дел се обезбедува со активирање на еден блок од 100 MW во ТЕЦ Неготино, а останатиот дел се надополнува со увоз.

Според прикажаните резултати на слика 99, од анализата на сценариото за сува хидрологија за режимот без испаднати елементи може да се констатира дека:

- оптоварувањата на сите елементи во мрежата се во дозволените граници и
- напоните на сите јазли се во дозволените граници.

8.5.2. N-1 анализа

Во табела 32 се наведени сите испади при кои има елементи на мрежата со оптоварување кое изнесува најмалку 90% од соодветната трајно дозволена струја или јазли со напони надвор од дозволените вредности (во согласност со границите дефинирани во потпоглавје 3.2). Случаите кога оптоварувањето на елементот е поголемо од неговата трајно дозволена струја, како и случаите во кои напонот на јазелот е надвор од дозволените вредности, се сметаат за критични и се истакнати со црвена боја.

Слично како во 2011 година, и во 2012 година во сценариото за сува хидрологија не е исполнет N-1 критериумот за охридскиот регион.

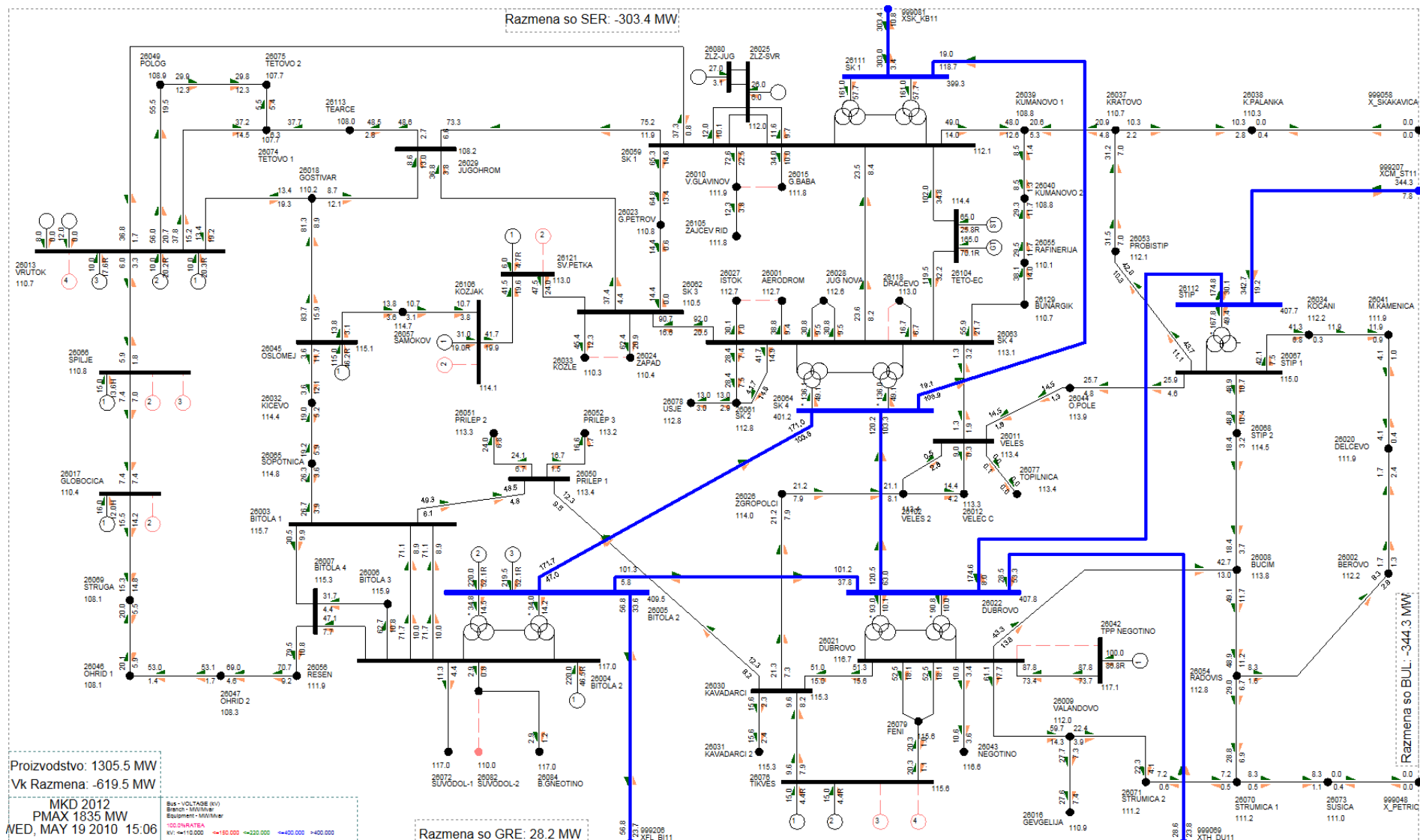
Проблемите со испади на потегот ТC Ресен – ТC Охрид 2 – ТC Охрид 1 – ТC Струга се особено нагласени во услови на максимални оптоварувања и сува хидрологија, кога постои само радијално напојување од преносната мрежа на поголем број на потрошувачки јазли и се јавува недостиг од напонско-реактивна поддршка.

Критичен е и испадот на 110 kV далекувод ТC Ѓ. Петров – ТC Скопје 1 кој предизвикува преоптоварување на далекуводот ТC Скопје 3 – ТC Скопје 4.

табела 32. Листа на карактеристични испади за сценарио 2012 – P3% – ABC – HS

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Оптоварување [%] Напон [kV]
Охридско - преспански регион			
110 kV DV BITOLA 4 - RESEN	110 kV DV VRUTOK - SPILJE	123 MVA	105 %
	110 kV DV GLOBOCICA - SPILJE	123 MVA	111 %
	110 kV DV GLOBOCICA - STRUGA	123 MVA	121 %
	110 kV DV GOSTIVAR - OSLOMEJ	123 MVA	93 %
	110 kV DV SK 3 - SK 4	123 MVA	94 %
	TS GLOBOCICA 110 kV	99 - 121 kV	80.5 kV
	TS OHRID 1 110 kV	99 - 121 kV	64.1 kV
	TS OHRID 2 110 kV	99 - 121 kV	63.9 kV
	TS RESEN 110 kV	99 - 121 kV	63.1 kV
	TS SPILJE 110 kV	99 - 121 kV	85.5 kV
	TS STRUGA 110 kV	99 - 121 kV	68.9 kV
110 kV DV OHRID 2 - RESEN	110 kV DV GLOBOCICA - STRUGA	123 MVA	93 %
	TS GLOBOCICA 110 kV	99 - 121 kV	92.1 kV
	TS OHRID 1 110 kV	99 - 121 kV	80.7 kV
	TS OHRID 2 110 kV	99 - 121 kV	80.6 kV
	TS SPILJE 110 kV	99 - 121 kV	95.3 kV
	TS STRUGA 110 kV	99 - 121 kV	84.1 kV
110 kV DV OHRID 1 - OHRID 2	TS OHRID 1 110 kV	99 - 121 kV	93.2 kV
	TS STRUGA 110 kV	99 - 121 kV	95.1 kV
110 kV DV GLOBOCICA - STRUGA	TS STRUGA 110 kV	99 - 121 kV	98.5 kV
Скопски регион			
110 kV DV G.PETROV - SK 1	110 kV DV SK 3 - SK 4	123 MVA	113 %
110 kV DV SK 3 - SK 4	110 kV DV G.PETROV - SK 1	123 MVA	97 %
110 kV DV JUGOHRON - SK 1	110 kV DV SK 3 - SK 4	123 MVA	96 %
110 kV DV SK 3 - SV.PETKA	110 kV DV SK 3 - SK 4	123 MVA	95 %
110 kV DV KOZJAK - SV.PETKA	110 kV DV SK 3 - SK 4	123 MVA	92 %
400/110 kV TR SKOPJE 4	110 kV DV SK 4 - TETO-EC 110	157 MVA	92 %
Валандовски регион			
110 kV DV VALANDOVO - DUBROVO	TS GEVGELIJA 110 kV	99 - 121 kV	98.9 kV

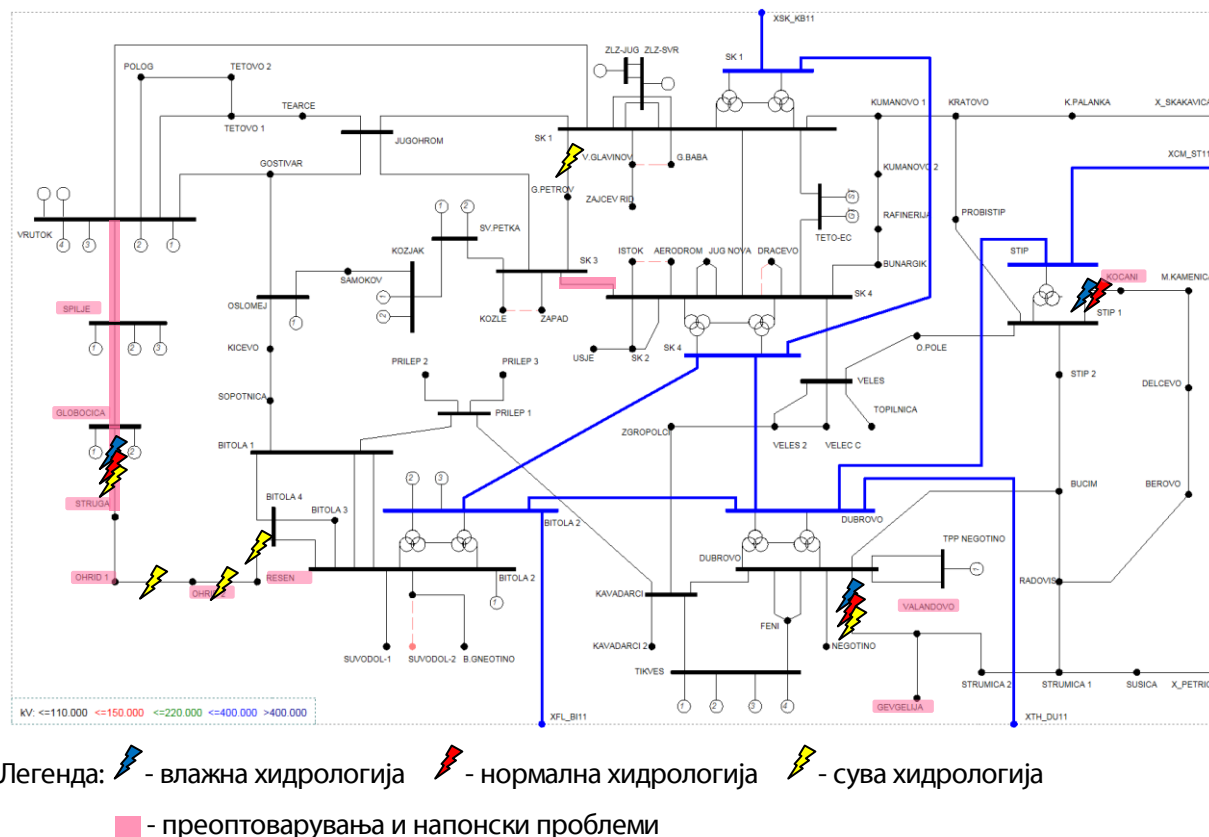
слика 99. Текови на моќност и напонски прилики во преносната мрежа за сценарио 2012 – Р3% – ABC – HS



8.6. РЕШЕНИЈА ЗА НАДМИНУВАЊЕ НА ПРОБЛЕМИТЕ

На слика 100 се илустрирани критичните испади кои доведуваат до преоптоварување на елементи во мрежата (т.е. при кои струјата во некои елементи е поголема од соодветната трајно дозволена струја) или до појава на напони пониски од најниската дозволена вредност, и тоа за различните сценарија за хидрологија.

слика 100. Критични испади, преоптоварувања и напонски проблеми во 2012



За надминување на проблемите може да се користат истите мерки како и во 2011 година, опишани во потпоглавје 7.6.

Најизразени се проблемите во охридскиот регион. За нивно разрешување потребна е брза и ефикасна активација на мерки за управување со напоните и производството на реактивни моќности од производните единици од западниот дел на преносната мрежа. Во недостиг на доволно производство на активна и реактивна моќност во западниот дел од мрежата (на пример, при сува хидрологија кога поголем број на генератори се надвор од погон и не може брзо да се вклучат на мрежа), единствена корективна акција за надминување на испадите на потегот ТС Струга – ТС Охрид 1 – ТС Охрид 2 – ТС Ресен е редукција на оптоварувањето. Најкритичен е испадот на далеководот ТС Битола 4 – ТС Ресен кога е неопходна редукција на оптоварувањето од 40% во трансформаторските станици од регионот за стабилизирање на напонскиот профил и тековите на моќност.

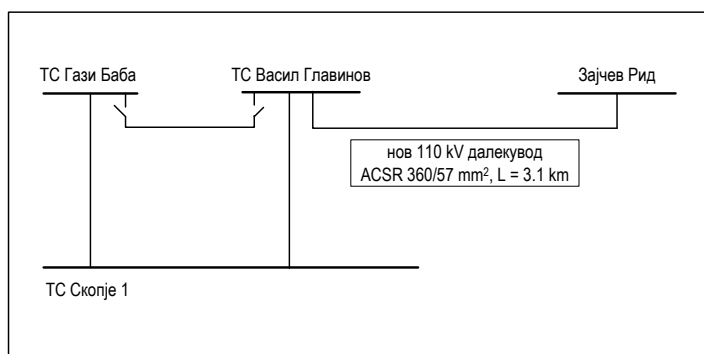
8.7. ПРИКЛУЧОК НА НОВИ ЕЛЕМЕНТИ НА ПРЕНОСНА МРЕЖА ВО 2012 ГОДИНА

8.7.1. Приклучок на ТС Зајчев Рид

Приклучокот на 110/20 kV дистрибутивната трансформаторска станица Зајчев Рид во првата фаза се планира да се изведе со радијална врска кон постојната ТС Васил Главинов. Врската може да се изведе со далекувод со спроводници тип ACSR 360/57 mm², со трајно дозволена струја 824 A (при номинален напон трајно дозволено оптоварување е 157 MVA) и проценета должина од 3.1 km. .

Двострано напојување на ТС Зајчев Рид се планира да се обезбеди подоцна, со изведба на врска кон идната ТС Централна (ТС Центар).

слика 101. Изведба на приклучокот на ТС Зајчев Рид



Избраниот начин на приклучување ги задоволува техничките критериуми во целиот разгледуван период во Студијата.

8.8. РЕВИТАЛИЗАЦИЈА НА ДАЛЕКУВОДИ

За 2012 година е предвидена комплетна ревитализација на 110 kV далекувод ТС Скопје 4 – ТС Велес, на делницата од идната ТС Петровец до ТС Велес, во должина од 26 km. Со оглед на обемноста на зафатот, се очекува ревитализацијата да продолжи и во 2013 година.

Пресекот на постојните спроводници тип ACSR 240/40 mm² ги задоволува тековните и идните потреби од аспект на преносната мрежа и се препорачува употреба на истиот тип на спроводници.

8.9. ПРЕСМЕТКА НА NTC

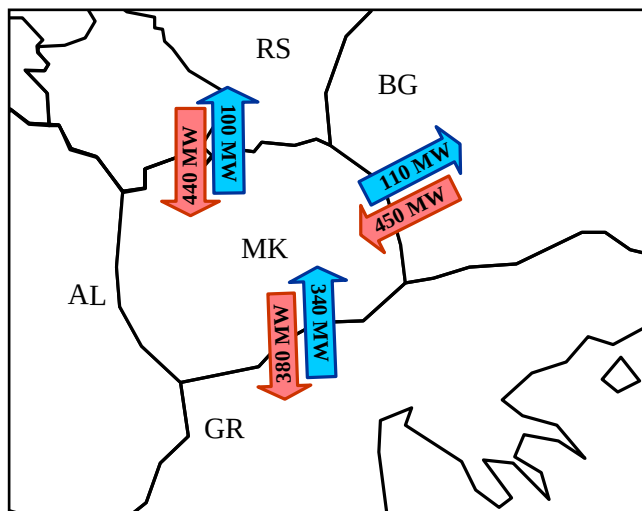
Во регионалната преносна мрежа не се очекуваат промени во периодот меѓу 2011 и 2012 година. Со оглед дека е користен ист регионален модел на преносната мрежа, прекуграничните преносни капацитети NTC за 2011 и 2012 година имаат слични вредности.

Во табела 33 се прикажани преоптоварените елементи кои се ограничувачки фактор при соодветните испади во постапката на проценка на NTC.

табела 33. Листа на ограничувачки елементи при пресметка на NTC за 2012 година

Граници	Насока	Испаднат елемент	Преоптоварен елемент
RS-MK, BG-MK, MK-GR	[RO + RS + BG] → [MK + GR + AL]	400 kV DUBROVO - STIP	400 kV TR STIP
GR-MK	[MK + GR + AL] → [RO + RS + BG]	400 kV SKOPJE 1 - KOSOVO 1	400 kV ZEMBLAK - KARDIA
MK-BG	[MK + GR] → [BG]	400 kV N.SANTA - BABAESKI	400 kV ZEMBLAK - KARDIA
MK-RS	[MK + GR] → [RS]	400 kV SKOPJE 1 - KOSOVO 1	400 kV ZEMBLAK - KARDIA

слика 102. NTC вредности во 2012 година



На слика 102 во црвени стрелки се прикажани NTC вредностите во насока север-југ, додека со сини стрелки се прикажани NTC вредностите во спротивна насока југ-север.

Прекуграничните преносни можности на Република Македонија во целост ги задоволуваат потребите за увоз на електрична енергија, а истовремено се овозможува непречен транзит на електрична енергија низ регионот.

9. АНАЛИЗА НА ПРЕНОСНА МРЕЖА ЗА 2013 ГОДИНА

9.1. ОСНОВНИ КАРАКТЕРИСТИКИ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА ЗА 2013 ГОДИНА

Активното оптоварување на потрошувачите на ниво на преносна мрежа за 2013 година, во моментот на системскиот максимум изнесува 1842 MW (без загуби на активна моќност во преносна мрежа), од кои 1508 MW припаѓаат на дистрибутивната потрошувачка, а 334 MW на директните потрошувачи. Конфигурацијата на мрежата за 2013 година може да се види на слика 103.

Во 2013 година се планира влегување во погон на следните електроенергетски објекти:

- 400 kV интерконективен далекувод ТС Штип (МК) – ТС Ниш (RS),
- 110/35(20)/10 kV ТС Охрид 3 и
- 110/35(20)/10 kV ТС Петровец.

Во регионалната мрежа на југоисточна Европа се планира во погон да бидат следните капитални електроенергетски објекти:

- 400/400 kV трансформатор со фазно поместување за регулација на текови на активна моќност во ТС Дивача (SI):

се овозможува контрола и управување на тековите на активна моќност од Централна Европа кон Италија преку Словенија заради подобрување на сигурноста на работа на словенската преносна мрежа и оперативноста на пазарот на електрична енергија, се намалуваат трошоците за редиспечинг и се намалуваат загубите на електрична енергија во словенскиот електроенергетски систем,

- двосистемски 400 kV интерконективен далекувод ТС Цирковце (SI) – ТС Хевиц (HU) – ТС Жерјавинец (HR):

должина 80 km, се зголемува преносниот капацитет и размената на електрична енергија помеѓу Словенија и Унгарија, се подобрува сигурноста и диверзитетот на напојувањето на регионот,

- двосистемски 400 kV далекувод ТС Беричево (SI) – НЕЦ Кршко (SI):

должина 80 km, се формира внатрешен 400 kV прстен со што се зајакнува врската помеѓу источниот и централниот дел на Словенија,

- надградба на 400 kV мрежа во регионот на островите Пелопонез и Евиа (GR):

се поврзуваат островите со копното и се создаваат услови за интегрирање на обновливите извори на електрична енергија,

- двосистемски 400 kV далекувод ТС Лерин (GR) – ТЕЦ Требено/Кардиа (GR):

должина 40 km, се зајакнува коридорот север-југ,

- 400 kV интерконективен далекувод ТЕЦ Марица (BG) – ТС Неа Санта (GR):

должина 130 km, се зголемува преносниот капацитет и сигурноста на интерконекцијата Бугарија – Турција – Грција и се намалуваат загубите на електрична енергија,

- 400 kV далекувод ТС Пловдив (BG) – ТЕЦ Марица (BG):

должина 93 km, се удвојува постојната врска ТС Пловдив – ТС Марица со што се зголемува преносниот капацитет и сигурноста на работа и се обезбедува евакуација на електрична енергија од новите производни објекти 2x300 MVA во ТЕЦ Марица.

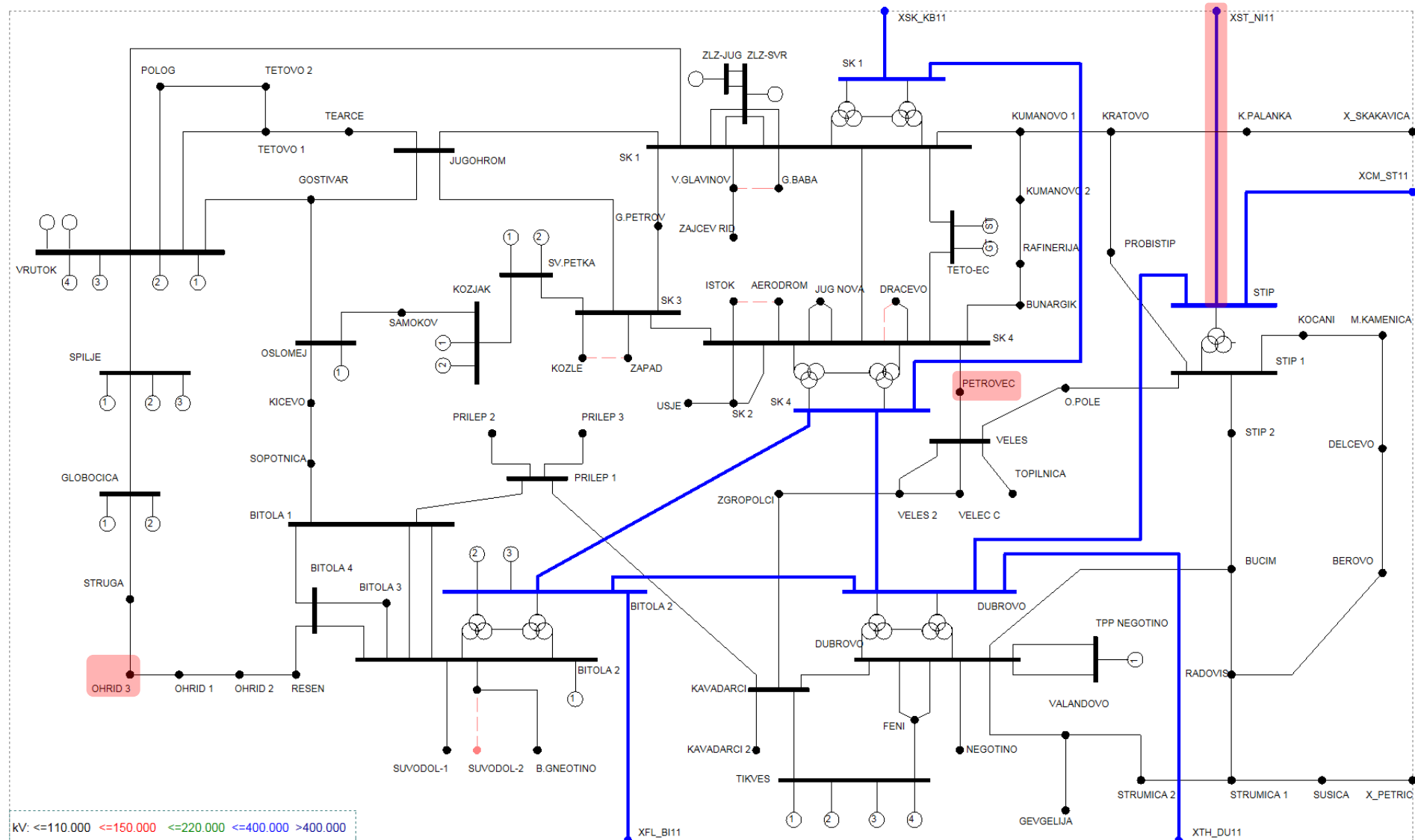
Во анализите за 2013 година користен е европскиот планирачки модел на преносната мрежа развиен во рамките на ENTSO-E.

За 2013 година се разработени три сценарија со различна хидрологија: влажна (HV), нормална (HN) и сува (HS). Прогнозираното вкупно оптоварување е според сценариото со просечен пораст од 3%, ознака P3%. Планот за развој на нови електрични центри за периодот од 2010 до 2013 година е ист и има ознака ABC. Во оваа глава се анализирани следниве сценарија:

- 2013 – P3% – ABC – HV,
- 2013 – P3% – ABC – HN,
- 2013 – P3% – ABC – HS.

Во Република Македонија се мали разликите во производните објекти и топологијата на преносната мрежа во 2013 година – во однос на 2012 и 2011 година се мали. За електроенергетскиот систем на Република Македонија се прогнозира дека оптоварувањето во 2013 година ќе биде поголемо за 44 MW во однос на 2012 година и за 86 MW во однос на 2011 година. Бидејќи не се планира влегување во погон на нови производни објекти и се разгледувани исти сценарија за хидролошките услови, производството на домашните електрични центри е исто со диспечингот во 2012 и 2011 година. Зголеменото оптоварување во 2013 година се обезбедува преку дополнителен увоз на моќност од електроенергетските системи на Бугарија и Романија. Оттука и карактеристиките на анализираниите сценарија во 2013 и 2012/2011 година се многу слични, при што важат истите коментари и заклучоци како и во 2012/2011 година. Затоа, резултатите од анализата за 2013 година се прикажани во скратена форма, при што е даден преглед само на најизразените проблеми.

слика 103. Конфигурација на преносната мрежа во 2013

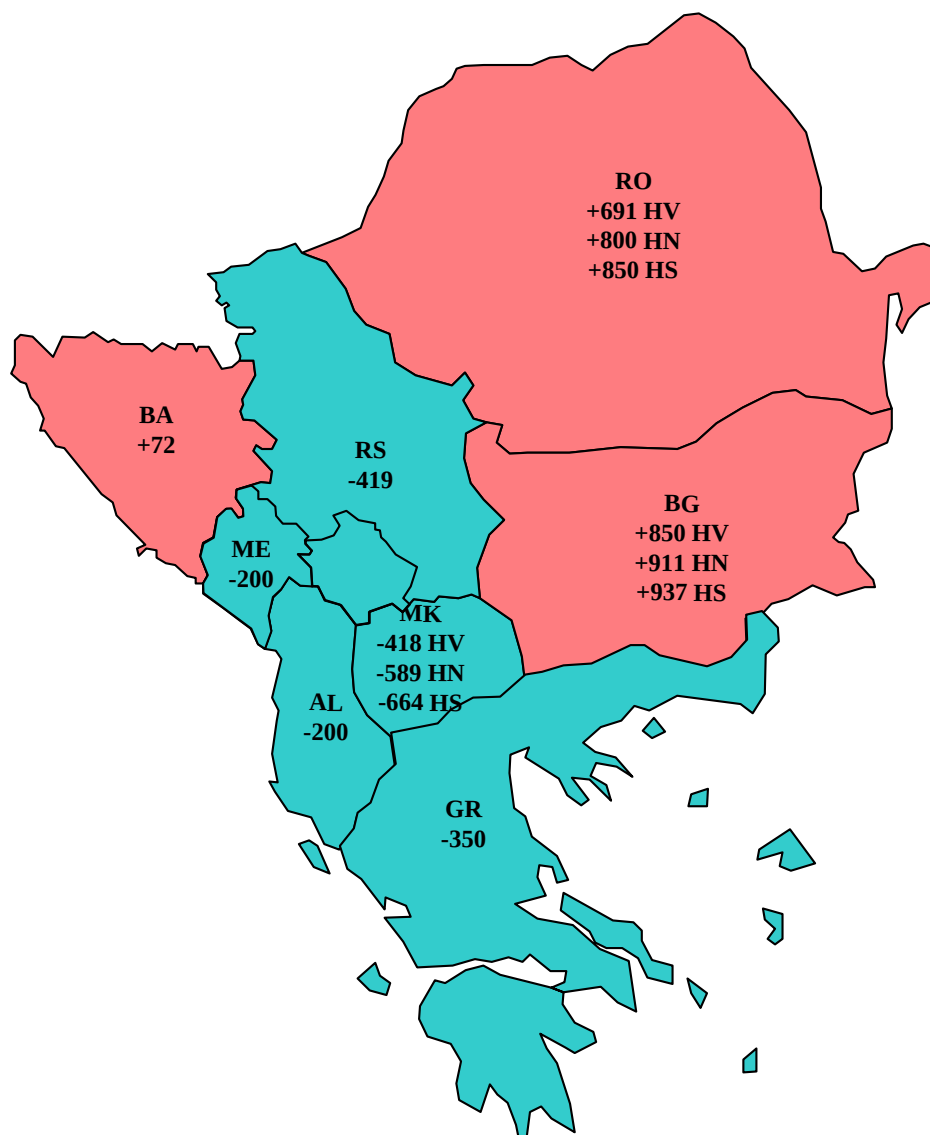


9.2. БИЛАНСИ НА РАЗМЕНА НА МОЌНОСТ НА ЗЕМЈИТЕ ОД РЕГИОНОТ

Билансите на размена на моќност на земјите од регионот на Југоисточна Европа, за сите три сценарија, се прикажани на слика 104. Со предзнак „–“ е означен увозот, а со предзнак „+“ извозот. Во различните сценарија поради намалено производство и зголемен увоз во Република Македонија, доаѓа до мала промена на билансите на одредени држави. Овие прилагодувања се објаснети во потпоглавје 5.2.3.

Со оглед на тоа што за 2013 година е користен краткорочниот планирачки модел на европскиот систем, а за 2010 – 2011 – 2012 година е користен оперативниот регионален модел на југоисточна Европа, билансите за 2013 година се разликуваат, но трендот за увоз/извоз во земјите останува непроменет.

слика 104. Биланси на моќности во MW на земјите од регионот на ЈИЕ во 2013 година



9.3. СЦЕНАРИО 2013 – P3% – ABC – HV

системски максимум	[MW]
$P_{\text{ХЕЦ}}$	484
$P_{\text{ТЕЦ}}$	978
$P_{\text{размена}}: \text{увоз}(-) / \text{извоз}(+)$	-418
$P_{\text{дистрибуција}}$	1508
$P_{\text{директни}}$	334
$\Delta P_{\text{загуби}}$	31.9
$P_{\text{оптоварување}}$	1874

$$P_{\text{ОПТОВАРУВАЊЕ}} = P_{\text{дистрибуција}} + P_{\text{директни}} + \Delta P_{\text{загуби}} = P_{\text{ХЕЦ}} + P_{\text{ТЕЦ}} - P_{\text{размена}}$$

9.3.1. N-0 анализа

На слика 105 се прикажани тековите на моќност и напонските прилики во преносната мрежа на Република Македонија во 2013 година при влажна хидрологија. Напоните на јазлите се прикажани во kV. Тековите на активни моќности (изразени во MW) и на реактивни моќности (изразени во Mvar) низ елементите, соодветно се означени со зелени и портокалови стрелки.

Според резултатите од анализата на сценариото со влажна хидрологија за режимот без испаднати елементи може да се констатира дека:

- оптоварувањата на сите елементи во мрежата се во дозволените граници и
- напоните на сите јазли се во дозволените граници.

9.3.2. N-1 анализа

Во табела 34 се наведени сите испади при кои има елементи на мрежата со оптоварување кое изнесува најмалку 90% од соодветната трајно дозволена струја или јазли со напони надвор од дозволените вредности (во согласност со границите дефинирани во потпоглавје 3.2). Случаите кога оптоварувањето на елементот е поголемо од неговата трајно дозволена струја, како и случаите во кои напонот на јазелот е надвор од дозволените вредности, се сметаат за критични и се истакнати со црвена боја.

табела 34. Листа на карактеристични испади за сценарио 2013 – P3% – ABC – HV

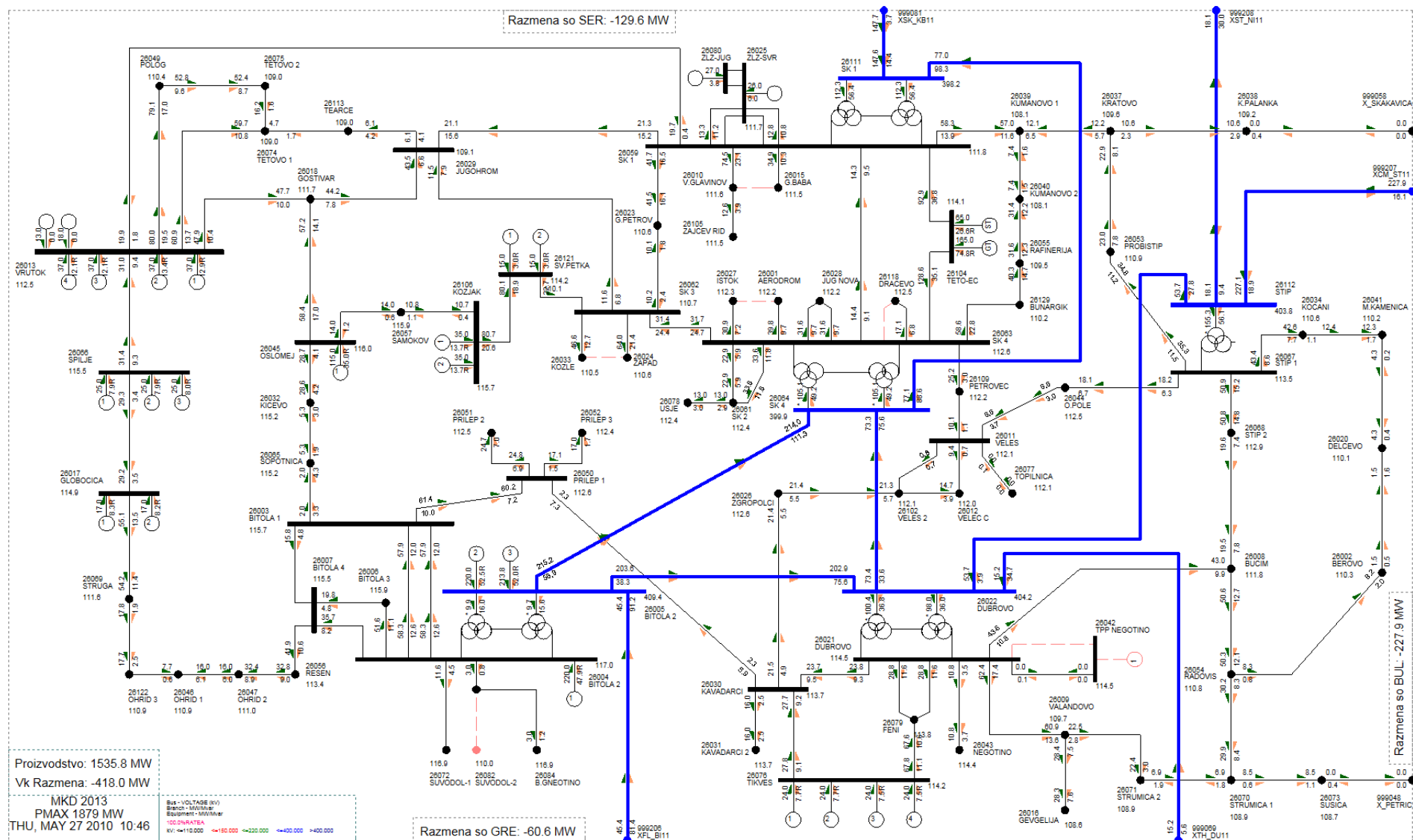
Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Оптоварување [%] Напон [kV]
Полошки регион			
110 kV DV VRUTOK - TETOVO 1	110 kV DV VRUTOK - POLOG	123 MVA	97 %
110 kV DV VRUTOK - POLOG	110 kV DV VRUTOK - TETOVO 1	123 MVA	91 %
Охридско - преспански регион			
110 kV DV GLOBOCICA - STRUGA	TS OHRID 1 110 kV	99 - 121 kV	98.9 kV
	TS STRUGA 110 kV	99 - 121 kV	96.2 kV
	TS OHRID 3 110 kV	100 - 121 kV	98.5 kV
Скопски регион			
110 kV DV SK 3 - SV.PETKA	110 kV DV GOSTIVAR - OSLOMEJ	123 MVA	98 %
400/110 kV TR SKOPJE 4	110 kV DV SK 4 - TETO-EC 110	157 MVA	95 %
110 kV DV KUMANOVO 1 - SK 1	110 kV DV SK 4 - TETO-EC 110	157 MVA	91 %
Валандовски регион			
110 kV DV VALANDOVO - DUBROVO	110 kV DV BUCIM - RADOVIS	123 MVA	94 %
	TS VALANDOVO 110 kV	99 - 121 kV	97.4 kV
	TS GEVGELIJA 110 kV	99 - 121 kV	96.2 kV
Кочански регион			
110 kV DV KOCANI - STIP 1	TS KOCANI 110 kV	99 - 121 kV	97.2 kV
	TS M.KAMENICA 110 kV	99 - 121 kV	98.6 kV

Испадот на 110 kV далекувод ТС Дуброво – ТС Валандово доведува до намалување на напонот во околните трансформаторски станици под долната гранична вредност. Испадот на 110 kV далекувод ТС Штип – ТС Кочани доведува до намалување на напонот во ТС Кочани под долната гранична вредност. За корекција на влошените напонски прилики при испадите во источниот дел на мрежата, може да се примени промена на преносниот однос на 400/110 kV трансформатор во ТС Штип. Испад на едниот трансформатор во 400/110 kV ТС Скопје 4 значително го оптоварува 110 kV далекувод ТЕТО – ТС Скопје 4 (95%). Овие испади немаат битно влијание на работата на преносната мрежа и се наведени заради доследност во прикажување на резултатите.

Преносната мрежа не го исполнува N–1 критериумот за охридскиот регион.

Слично како и во 2012/2011 година, во 2013 година испадот на 110 kV далекувод ХЕЦ Глобочица – ТС Струга доведува до намалување на напонот во ТС Струга под долната гранична вредност. Но веќе е неизвесно надминувањето на проблемот со активирање на резервите за производство на реактивна моќност во ТЕЦ Битола. Сепак, поради електричната оддалеченост на ТЕЦ Битола од ТС Струга, оваа мерка има ограничени ефекти.

слика 105. Текови на моќност и напонски прилики во преносната мрежа за сценарио 2013 – P3% – ABC – HV



9.4. СЦЕНАРИО 2013 – P3% – ABC – HN

системски максимум	[MW]
P _{ХЕЦ}	309
P _{ТЕЦ}	975
P _{размена: увоз(-) / извоз(+)}	-589
P _{дистрибуција}	1508
P _{директни}	334
ΔP _{загуби}	31.3
P_{оптоварување}	1873

$$P_{\text{ОПТОВАРУВАЊЕ}} = P_{\text{дистрибуција}} + P_{\text{директни}} + \Delta P_{\text{загуби}} = P_{\text{ХЕЦ}} + P_{\text{ТЕЦ}} - P_{\text{размена}}$$

9.4.1. N-0 анализа

Во ова сценарио е зголемен увозот за сметка на намаленото производство на хидроелектричните централи, поради претпоставен недостаток на расположлив хидро-потенцијал. Зголемениот увоз се реализира преку интерконекциите од Србија и Бугарија.

Според прикажаните резултати на слика 106, од анализата на сценариото 2013 – P3.0% – ABC – HN за режимот без испаднати елементи може да се констатира дека:

- оптоварувањата на сите елементи во мрежата се во дозволените граници и
- напоните на сите јазли се во дозволените граници.

9.4.2. N-1 анализа

Во табела 35 се наведени сите испади при кои има елементи на мрежата со оптоварување кое изнесува најмалку 90% од соодветната трајно дозволена струја или јазли со напони надвор од дозволените вредности (во согласност со границите дефинирани во потпоглавје 3.2). Случаите кога оптоварувањето на елементот е поголемо од неговата трајно дозволена струја, како и случаите во кои напонот на јазелот е надвор од дозволените вредности, се сметаат за критични и се истакнати со црвена боја.

табела 35. Листа на карактеристични испади за сценарио 2013 – P3% – ABC – HN

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Оптоварување [%] Напон [kV]
Охридско - преспански регион			
110 kV DV BITOLA 4 - RESEN	TS RESEN 110 kV	99 - 121 kV	96.5 kV
	TS OHRID 2 110 kV	99 - 121 kV	97.0 kV
	TS OHRID 1 110 kV	99 - 121 kV	97.2 kV
	TS OHRID 3 110 kV	99 - 121 kV	97.6 kV
110 kV DV GLOBOCICA - STRUGA	TS STRUGA 110 kV	99 - 121 kV	96.1 kV
	TS OHRID 3 110 kV	99 - 121 kV	98.4 kV
	TS OHRID 1 110 kV	99 - 121 kV	98.8 kV
Скопски регион			
400/110 kV TR SKOPJE 4	110 kV DV SK 4 - TETO-EC	157 MVA	95 %
Валандовски регион			
110 kV DV VALANDOVO - DUBROVO	110 kV DV BUCIM - RADOVIS	123 MVA	93 %
	TS GEVGELIJA 110 kV	99 - 121 kV	95.8 kV
	TS VALANDOVO 110 kV	99 - 121 kV	97.1 kV
Кочански регион			
110 kV DV KOCANI - STIP 1	TS KOCANI 110 kV	99 - 121 kV	96.8 kV
	TS M.KAMENICA 110 kV	99 - 121 kV	98.1 kV

Слично како и во 2012/2011 година, како и во сценариото со влажна хидрологија (потпоглавје 9.3), испадот на ТС Дуброво – ТС Валандово и ТС Кочани – ТС Штип, доведуваат до намалување на напонот во околните трансформаторски станици под долната гранична вредност. И тука се применливи претходно предложените мерки. Испад на едниот трансформатор во 400/110 kV ТС Скопје 4 значително го оптоварува 110 kV далекувод ТЕТО – ТС Скопје 4 (95%). Овие испади немаат битно влијание на работата на преносната мрежа и се наведени заради доследност во прикажување на резултатите.

Во ова сценарио не е исполнет N-1 критериумот за охридско-преспанскиот регион. За разлика од претходните години, во 2013 година проблемот со ниски напонски прилики при испади во охридско-преспанскиот регион се поизразени. Затоа е и неизвесно надминувањето на проблемот со активирање на резервите за производство на реактивна моќност во електричните центри лоцирани во западниот дел на мрежата (ХЕЦ Шпиље, ХЕЦ Глобочица, ТЕЦ Битола 2).



9.5. СЦЕНАРИО 2013 – P3% – ABC – HS

системски максимум	[MW]
$P_{\text{ХЕЦ}}$	148
$P_{\text{ТЕЦ}}$	1068
$P_{\text{размена: увоз(-) / извоз(+)}}$	-664
$P_{\text{дистрибуција}}$	1508
$P_{\text{директни}}$	334
$\Delta P_{\text{загуби}}$	38.3
$P_{\text{оптоварување}}$	1880

$$P_{\text{ОПТОВАРУВАЊЕ}} = P_{\text{дистрибуција}} + P_{\text{директни}} + \Delta P_{\text{загуби}} = P_{\text{ХЕЦ}} + P_{\text{ТЕЦ}} - P_{\text{размена}}$$

9.5.1. N-0 анализа

Во услови на сува хидрологија во регионот цената на увезената енергија не се разликува многу од цената на енергијата произведена од ТЕЦ Неготино. Затоа во ова сценарио, наместо недостатокот од енергија целосно да се надополни со увоз, дел се обезбедува со активирање на еден блок од 100 MW во ТЕЦ Неготино, а останатиот дел се надополнува со увоз.

Според прикажаните резултати на слика 107, од анализата на сценариото за сува хидрологија за режимот без испаднати елементи може да се констатира дека:

- оптоварувањата на сите елементи во мрежата се во дозволените граници и
- напоните на сите јазли се во дозволените граници.

Интересно е да се забележи дека во сценариото со сува хидрологија загубите на активна моќност во преносната мрежа изнесуваат 38.3 MW и се за околу 7 MW (22%) поголеми во однос на сценаријата за влажна и нормална хидрологија. Конзумот од западниот дел во услови на сува хидрологија, се напојува преку 400/110 kV трансформација од скопски и битолски регион што доведува до зголемени текови низ водовите со поголема должина, односно поголема импеданција (потег Битола – Ресен – Охрид, Скопје – Тетово и Скопје – Југохром), што води кон зголемување на загубите. При поволни хидролошки услови, овој конзум се напојува од локалното производство на хидроелектричните центри во западниот дел, така што загубите се помали.

Доколку ТЕЦ Неготино е надвор од погон, а производството од 100 MW се замени со увоз од електроенергетските системи на Романија и Бугарија, напонскиот профил на јазлите во источниот дел на мрежата ќе биде понизок за околу 2 kV и е сличен на анализираниот профил во нормална хидрологија. Ваквиот режим на работа ќе ги зголеми загубите за околу 0.5 MW.

9.5.2. N-1 анализа

Во табела 36 се наведени сите испади при кои има елементи на мрежата со оптоварување кое изнесува најмалку 90% од соодветната трајно дозволена струја или јазли со напони надвор од дозволените вредности (во согласност со границите дефинирани во потпоглавје 3.2). Случаите кога оптоварувањето на елементот е поголемо од неговата трајно дозволена струја, како и случаите во кои напонот на јазелот е надвор од дозволените вредности, се сметаат за критични и се истакнати со црвена боја.

Слично како и во 2012/2011 година, како и во сценариото со влажна и нормална хидрологија (потпоглавје 9.3 и 9.4), испадот на ТС Дуброво – ТС Валандово и ТС Кочани – ТС Штип, доведуваат до намалување на напонот во околните трансформаторски станици под долната гранична вредност. И тука се применливи претходно предложените мерки.

И во 2013 година во сценариото за сува хидрологија не е исполнет N-1 критериумот за охридскиот регион.

табела 36. Листа на карактеристични испади за сценарио 2013 – P3% – ABC – HS

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Оптоварување [%] Напон [kV]
Охридско - преспански регион			
110 kV DV BITOLA 4 - RESEN	110 kV DV GLOBOCICA - STRUGA	123 MVA	128 %
	110 kV DV GLOBOCICA - SPILJE	123 MVA	117 %
	110 kV DV VRUTOK - SPILJE	123 MVA	112 %
	110 kV DV SK 3 - SK 4	123 MVA	98 %
	110 kV DV GOSTIVAR - OSLOMEJ	123 MVA	97 %
	110 kV DV JUGOHROM - SK 1	123 MVA	90 %
	TS RESEN 110 kV	99 - 121 kV	55.9 kV
	TS OHRID 2 110 kV	99 - 121 kV	56.7 kV
	TS OHRID 1 110 kV	99 - 121 kV	56.9 kV
	TS OHRID 3 110 kV	99 - 121 kV	57.5 kV
	TS STRUGA 110 kV	99 - 121 kV	62.9 kV
	TS GLOBOCICA 110 kV	99 - 121 kV	75.7 kV
	TS SPILJE 110 kV	99 - 121 kV	81.3 kV
	TS TETOVO 2 110 kV	99 - 121 kV	98.3 kV
	TS TETOVO 1 110 kV	99 - 121 kV	98.4 kV
	TS POLOG 110 kV	99 - 121 kV	98.9 kV
110 kV DV OHRID 2 - RESEN	110 kV DV GLOBOCICA - STRUGA	123 MVA	107 %
	110 kV DV GLOBOCICA - SPILJE	123 MVA	98 %
	110 kV DV SK 3 - SK 4	123 MVA	95 %
	110 kV DV VRUTOK - SPILJE	123 MVA	93 %
	110 kV DV GOSTIVAR - OSLOMEJ	123 MVA	93 %
	TS OHRID 2 110 kV	99 - 121 kV	70.2 kV
	TS OHRID 1 110 kV	99 - 121 kV	70.3 kV
	TS OHRID 3 110 kV	99 - 121 kV	70.8 kV
	TS STRUGA 110 kV	99 - 121 kV	74.9 kV
	TS GLOBOCICA 110 kV	99 - 121 kV	84.9 kV
	TS SPILJE 110 kV	99 - 121 kV	89.1 kV
110 kV DV OHRID 1 - OHRID 2	TS OHRID 1 110 kV	99 - 121 kV	89.5 kV
	TS OHRID 3 110 kV	99 - 121 kV	89.7 kV
	TS STRUGA 110 kV	99 - 121 kV	92.0 kV
	TS GLOBOCICA 110 kV	99 - 121 kV	98.1 kV
110 kV DV GLOBOCICA - STRUGA	TS STRUGA 110 kV	99 - 121 kV	96.5 kV
	TS OHRID 3 110 kV	99 - 121 kV	98.8 kV
110 kV DV BITOLA 1 - BITOLA 2	110 kV DV BITOLA 1 - BITOLA 2	123 MVA	92 %
Скопски регион			
110 kV DV G.PETROV - SK 1	110 kV DV SK 3 - SK 4	123 MVA	117 %
110 kV DV SK 3 - SK 4	110 kV DV G.PETROV - SK 1	123 MVA	100 %
110 kV DV SK 3 - SV.PETKA	110 kV DV SK 3 - SK 4	123 MVA	99 %
	110 kV DV GOSTIVAR - OSLOMEJ	123 MVA	93 %
110 kV DV JUGOHROM - SK 1	110 kV DV SK 3 - SK 4	123 MVA	99 %
110 kV DV KOZJAK - SV.PETKA	110 kV DV SK 3 - SK 4	123 MVA	95 %
400/110 kV TR SKOPJE 4	110 kV DV SK 4 - TETO-EC	157 MVA	92 %
110 kV DV SK1 - TETO-EC	110 kV DV SK 3 - SK 4	123 MVA	91 %
Валандовски регион			
110 kV DV VALANDOVO - DUBROVO	110 kV DV BUCIM - RADOVIS	123 MVA	93 %
	TS VALANDOVO 110 kV	99 - 121 kV	98.7 kV
	TS GEVGELIJA 110 kV	99 - 121 kV	97.4 kV
Кочански регион			
110 kV DV KOCANI - STIP 1	TS KOCANI 110 kV	99 - 121 kV	98.7 kV

Проблемите со испади на потегот TC Ресен – TC Охрид 2 – TC Охрид 1 – TC Охрид 3 – TC Струга особено се нагласени во услови на максимални оптоварувања и сува хидрологија, кога постои само радијално напојување од преносната мрежа на поголем број на потрошувачки јазли и се јавува недостиг од напонско-реактивна поддршка.

Критичен е и испадот на 110 kV далекувод ТС Ѓ. Петров – ТС Скопје 1 кој предизвикува преоптоварување на далекуводот ТС Скопје 3 – ТС Скопје 4. Дополнително, се јавува и „огледален“ настан; испад на далекуводот ТС Скопје 3 – ТС Скопје 4 предизвикува преоптоварување на далекуводот ТС Скопје 1 – ТС Ѓ. Петров.

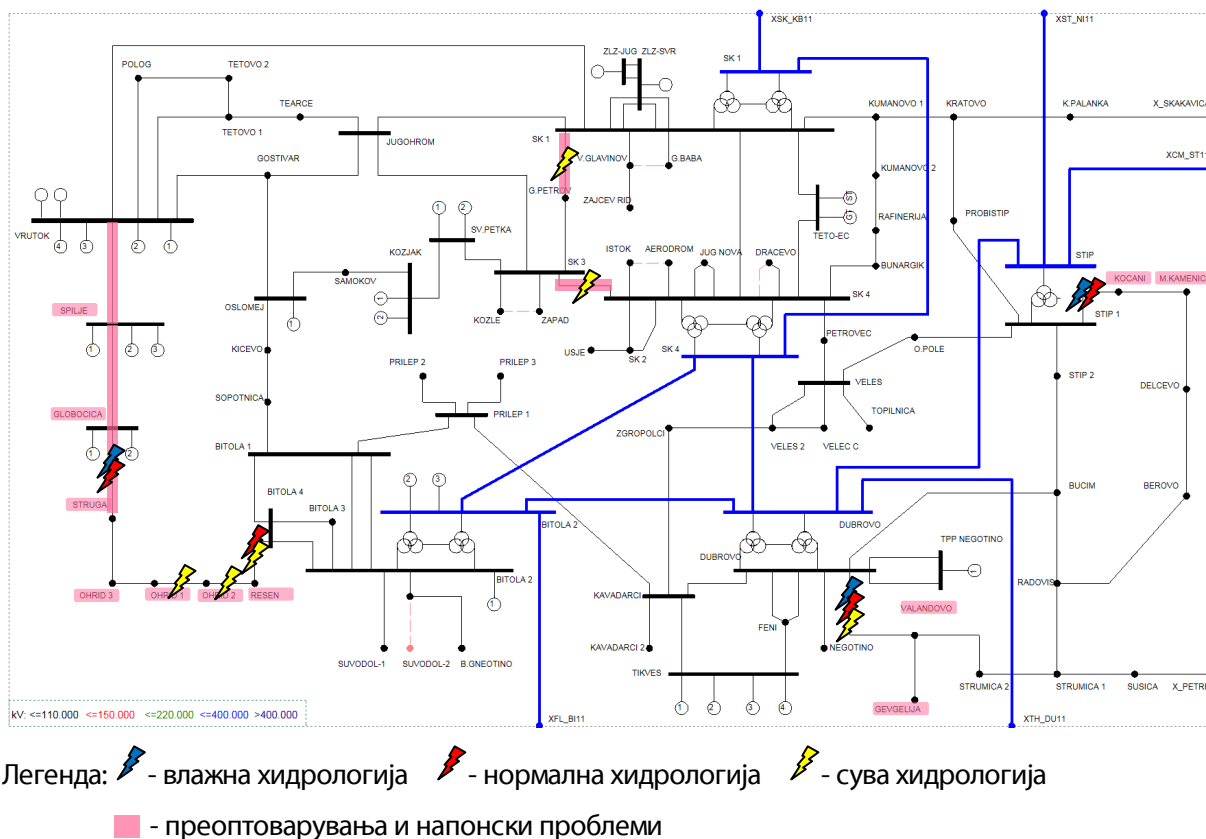
Доколку ТЕЦ Неготино е надвор од погон, а производството од 100 MW се замени со увоз од електроенергетските системи на Романија и Бугарија, критични се испадите ТС Дуброво – ТС Валандово и ТС Кочани – ТС Штип бидејќи недостасува напонско-реактивна поддршка од ТЕЦ Неготино.



9.6. РЕШЕНИЈА ЗА НАДМИНУВАЊЕ НА ПРОБЛЕМИТЕ

На слика 108 се илустрирани критичните испади кои доведуваат до преоптоварување на елементи во мрежата (т.е. при кои струјата во некои елементи е поголема од соодветната трајно дозволена струја) или до појава на напони пониски од најниската дозволена вредност, и тоа за различните сценарија за хидрологија.

слика 108. Критични испади, преоптоварувања и напонски проблеми во 2013



За надминување на одредени проблеми во источниот дел на преносната мрежа може да се користат истите мерки како и во 2012/2011 година, опишани во потпоглавје 7.6.

За разлика од претходните години, во 2013 година проблемите со ниски напонски прилики при испади во охридско-преспанскиот регион се поизразени. Затоа е и неизвесно надминувањето на проблемот со активирање на резервите за производство на реактивна моќност во електрична централа лоцирани во западниот дел на мрежата (ХЕЦ Шпиље, ХЕЦ Глобочица, ТЕЦ Битола 2).

Во недостиг на доволно производство на активна и реактивна моќност во западниот дел од мрежата, единствена корективна акција за надминување на испадите на потегот ТЦ Струга – ТЦ Охрид 3 – ТЦ Охрид 1 – ТЦ Охрид 2 – ТЦ Ресен е редукција на оптоварувањето. Најкритичен е испадот на далекуводот ТЦ Битола 4 – ТЦ Ресен кога е неопходна редукција на оптоварувањето од околу 40% во трансформаторските станици од регионот за стабилизирање на напонскиот профил и тековите на моќност.

9.7. ПРИКЛУЧОК НА НОВИ ЕЛЕМЕНТИ НА ПРЕНОСНА МРЕЖА ВО 2013 ГОДИНА

9.7.1. 400 kV интерконективен далекувод Штип (МК) – Ниш (РС)

Република Македонија е поврзана со северните електроенергетски системи преку три интерконективни далекуводи: еден на 400 kV ниво и два на 220 kV ниво, кои ги поврзуваат регионите на Скопје и Косово. Во минатото, нерасположивоста на 220 kV интерконекции, кои не се во погон од 1999 година, доведуваше до ослабена доверливост на електроенергетските системи во регионот.

Нерасположивоста на 220 kV водови кон Косово најмногу се одразува на смалување на размената на електрична енергија на релација север-југ. Во вакви услови критична вредност може да достигне оптоварувањето на далекуводот ТС Скопје 5 – ТЕЦ Косово Б со што се ограничува преносниот капацитет на целата интерконекција север-југ: Ниш – Косово – Скопје – Дуброво – Солун.

Обемот на размена на електрична енергија помеѓу електроенергетските системи на Република Македонија и Србија и регионалните транзити се зголемуваат од година во година. Преносните систем-оператори се соочуваат со отежната оперативна состојба, посебно кога се реализираат транзити кон Република Македонија, Грција и Албанија, како и при ремонтите на преносните елементи кои ги поддржуваат тековите во насока од север кон југ. Уште повеќе, недостатокот на производни објекти во јужниот дел на Србија доведува до исклучително лоши напонско-реактивни прилики во тој дел од мрежата. Затоа е потребна нова интерконективна врска на 400 kV напонско ниво на потегот од Република Македонија кон Србија (Ниш).

Оправданоста на новата интерконекција е истражувана во неколку наврати, (18) и (19). Сите студии недвосмислено ја потврдуваат потребата и функционалноста на далекуводот. Изработена е cost/benefit анализа за согледување на оправданоста на инвестицијата споредувајќи ги сите трошоци и приходи од изградбата на 400 kV интерконекција, при што тие се валоризираат земајќи ја предвид просечната стапка на инфлација.

Годишната цена на погон на далекуводот е комбинација од фиксни трошоци и променлива добивка. Фиксните трошоци се состојат од почетната инвестиција и погонски трошоци, додека како променлива добивка се разгледуваат приходи од:

- намалување на загуби на електрична енергија,
- зголемување на прекуграничниот преносен капацитет,
- пораст на транзити меѓу системите во регионот,
- порамнување на разликата во цена на електрична енергија во регионот,
- изнајмување на телекомуникациски услуги.

Коефициент на рентабилност на проектот е $r = 1.12 (>1)$, што значи дека инвестицијата е целосно исплатлива. Се проценува дека времето на исплатливост на инвестицијата нема да биде подолго од 11 години, што е значително помалку од половина животен век на инвестицијата.

Покрај придобивките разгледани во економската анализа во студиите за оправданост, постојат и други позитивни ефекти од интерконекцијата во прилог на општествените вредности (social welfare) кои е тешко финансиски да се квантифицираат.

Новата интерконекција има многу важно значење и за зголемување на сигурноста на снабдувањето на електроенергетскиот систем на Република Македонија бидејќи се отстранува ризикот од појава на несигурни режими и делумни распади на системите од југоисточна Европа кои веќе се случиле неколкупати.

Различни земји во регионот го достигнуваат врвното оптоварување во различни периоди од годината. Зголемените преносни капацитети поради новата интерконекција

овозможуваат да се користи поголем дел од производствените резерви од другите системи при покривање на режимите со врвни товари, со што се намалуваат инвестициите во производни објекти за националните резерви на врвна моќност.

Зголемените преносни капацитети и развојот на пазарот се предуслов за регионален диспечинг кој доведува до намалени трошоци за производство на глобално ниво поради расположливоста на производни објекти со различен тип на погон и ниска цена на производство.

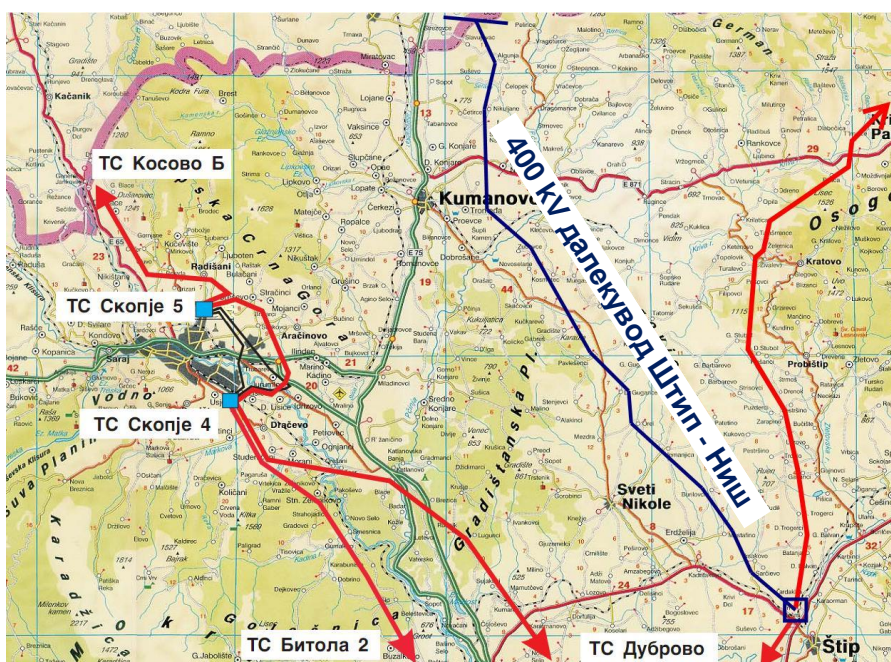
Новата интерконекција ја смалува потребата за размена на реактивна моќност во регионот. После пуштање во погон, далекуводот ќе генерира 100-тина Mvar кои ќе се инјектираат во мрежата и поволно ќе влијаат на напонскиот профил во околните јазли.

400 kV далекувод ќе има стандардна изведба со едносистемски челично-решетки столбови, спроводници тип ACSR 490/65 mm² и две заштитни јажиња од кои едното ќе има оптички влакна. Со употреба на оптичките влакна во едното заштитно јаже ќе се постигне директна телекомуникациска врска помеѓу соседните национални диспечерски центри. Покрај ова се добива и дополнителна телекомуникациска врска која може пазарно да се користи и за други потреби.

Проценката на вкупната инвестиција е околу 40 милиони евра. Трошоците за реализација на далекуводот од ТС Штип до граница, во должина од 70 km се проценуваат на 19.2 милиони евра.

Доколку во иднина се јави потреба, коридорот за новата интерконективна врска кон Србија е така избран да овозможи проширување на 400 kV преносна мрежа во кумановскиот регион, слика 109.

слика 109. Коридор за 400 kV интерконективен далекувод ТС Штип – ТС Ниш

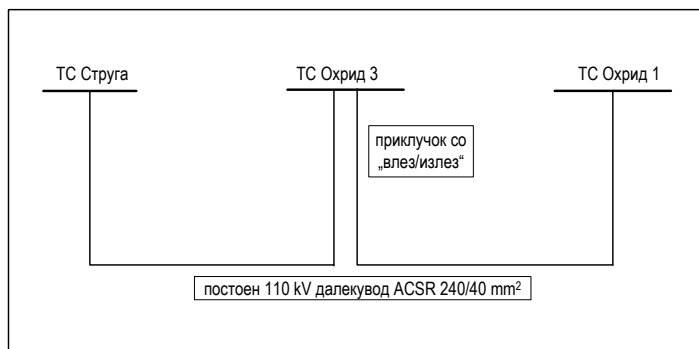


9.7.2. Приклучок на ТС Охрид 3

Се претпоставува дека приклучокот на 110/35/10 kV ТС Охрид 3 на преносната мрежа во 2013 година ќе се реализира на „класичен“ начин со влез/излез на постојниот 110 kV далекувод ТС Струга – ТС Охрид 1, види слика 110. Постојниот далекувод е изведен со спроводници ACSR 240/40mm², со трајно дозволена струја 647 A (при номинален напон трајно дозволено оптоварување е 123 MVA).

Приклучокот како влез/излез од 110 kV TC Охрид 3 ќе биде изведен со двосистемски 110 kV далекувод со спроводници ACSR 240/40 mm².

слика 110. Изведба на приклучокот на TC Охрид 3



Меѓутоа, за приклучокот не е исполнет критериумот N-1. Всушност, се работи за системски проблем во охридскиот регион, коментиран во неколку наврати во анализите. Влегувањето во погон на TC Охрид 3 не е причина за проблемот, туку предизвикува само локална прераспределба на тековите на моќност.

За реализација на решенијата за проблемот во охридскиот регион е потребно подолг временски период. За таа цел во 2015 и 2020 година се разгледани и предложени систематски решенија за надминување на воочените проблеми.

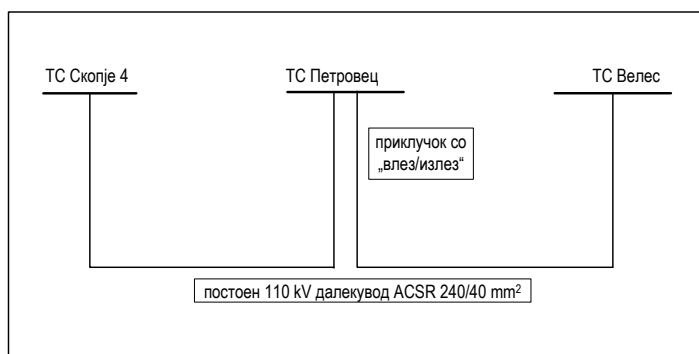
При разгледување на можните решенија на овој проблем во 2015 година ќе биде земена предвид и модификација на „класичниот“ приклучок на TC Охрид 3.

9.7.3. Приклучок на TC Петровец

Се претпоставува дека приклучокот на 110/35/10 kV TC Петровец на преносната мрежа, во 2013 година ќе се реализира на „класичен“ начин со влез/излез на постојниот 110 kV далекувод TC Скопје 4 – TC Велес (види слика 111). Постојниот далекувод е изведен со спроводници ACSR 240/40mm², со трајно дозволена струја 647 A (при номинален напон трајно дозволено оптоварување е 123 MVA). Предвидена е негова реконструкција (види потпоглавје 9.8).

Во разгледуваните сценарија не се констатирани никакви ограничувања во врска со приклучокот. Избраниот начин на приклучување ги задоволува техничките критериуми во целиот разгледуван период во Студијата.

слика 111. Изведба на приклучокот на TC Петровец



9.8. РЕВИТАЛИЗАЦИЈА НА ДАЛЕКУВОДИ

Во 2013 година се планира комплетирање на предвидената ревитализација на 110 kV далекувод ТС Скопје 4 – ТС Велес, од новата ТС Петровец до ТС Велес, започната во 2012 година. Пресекот на постојните спроводници тип ACSR 240/40 mm² ги задоволува тековните и идните потреби од аспект на преносната мрежа и се препорачува употреба на истиот тип на спроводници.

9.9. ПРЕСМЕТКА НА NTC

Зголемување на преносните капацитети во југоисточна Европа и промена на преносните капацитети на мрежата на Република Македонија за 2013 година се должи на влегувањето во погон на следните преносни елементи:

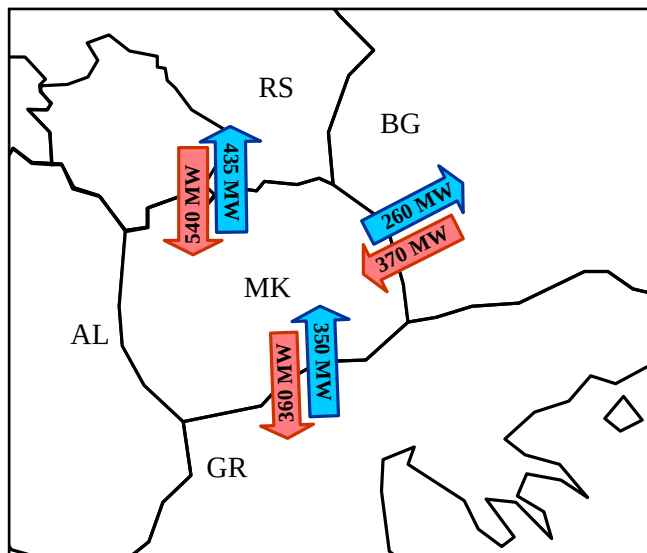
- 400 kV интерконективен далекувод Штип (МК) – Ниш (РС),
- двосистемски 400 kV далекувод ТС Лерин (ГР) – ТЕЦ Требено/Кардија (ГР),
- 400 kV интерконективен далекувод ТЕЦ Марица (БГ) – ТС Неа Санта (ГР) и
- 400 kV далекувод ТС Пловдив (БГ) – ТЕЦ Марица (БГ).

Во табела 37 се прикажани преоптоварените елементи кои се ограничувачки фактор при соодветните испади во постапката на проценка на NTC.

табела 37. Листа на ограничувачки елементи при пресметка на NTC за 2013 година

Граници	Насока	Испаднат елемент	Преоптоварен елемент
RS-MK, BG-MK, MK-GR	[RO + RS + BG] → [MK + GR + AL]	400 kV DUBROVO - STIP	400 kV TR STIP
GR-MK	[MK + GR + AL] → [RO + RS + BG]	220 kV PODGORICA - VAU DEJAS	400 kV PODGORICA - TIRANA
MK-BG	[MK + GR] → [BG]	220 kV PODGORICA - VAU DEJAS	400 kV PODGORICA - TIRANA
MK-RS	[MK + GR] → [RS]	220 kV PODGORICA - VAU DEJAS	400 kV PODGORICA - TIRANA

слика 112. NTC вредности во 2013 година



На слика 112 во црвени стрелки се прикажани NTC вредностите во насока север-југ, додека со сини стрелки се прикажани NTC вредностите во спротивна насока југ-север.

Со влегување во погон на новата 400 kV интерконекција кон Србија доаѓа до прераспределба на тековите на моќност. Дополнително, на вредноста на преносните капацитети на мрежата на Република Македонија, влијае и влегувањето во погон на новите далекуводи во околните електроенергетски системи, посебно 400 kV интерконективен далекувод ТЕЦ Марица

(BG) – TC Неа Санта (GR). Регионалните преносни можности се зголемени за околу 300 MW, а вредноста на преносните капацитети на мрежата на Република Македонија се променува, и тоа: во насока RS-MK капацитетот се зголемува за 100 MW, додека капацитетот во насока BG-MK се намалува за 90 MW.

Прекуграничните преносни можности на Република Македонија во целост ги задоволуваат потребите за увоз на електрична енергија, а истовремено се овозможува непречен транзит на електрична енергија низ регионот.

10. АНАЛИЗА НА ПРЕНОСНА МРЕЖА ЗА 2015 ГОДИНА

10.1. ОСНОВНИ КАРАКТЕРИСТИКИ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА ЗА 2015 ГОДИНА

За 2015 година се претпоставени две сценарија на пораст на оптоварувањето: 3% и 1%. При пораст од 3% активното оптоварување на потрошувачите на ниво на преносна мрежа, во моментот на системскиот максимум изнесува 1934 MW (без загуби на активна моќност во преносна мрежа), од кои 1590 MW припаѓаат на дистрибутивната потрошувачка, а 344 MW на директните потрошувачи. При пораст од 1% активното оптоварување на потрошувачите на ниво на преносна мрежа, во моментот на системскиот максимум изнесува 1649 MW (без загуби на активна моќност во преносна мрежа), од кои 1376 MW припаѓаат на дистрибутивната потрошувачка, а 273 MW на директните потрошувачи.

Појдовната конфигурацијата на мрежата за 2015 година, со која се започнати анализите, може да се види на слика 113.

Во 2015 година се планира влегување во погон на следните електроенергетски објекти:

- 400 kV интерконективен далекувод ТС Битола (МК) – ТС Елбасан (АЛ),
- ХЕЦ Бошков Мост со инсталирана моќност 68 MW (според план А),
- КОГЕЦ Енергетика со со инсталирана моќност 300 MW (според план А и Б),
- 110/20 kV ТС ТИРЗ-Тетово,
- 110/20 kV ТС Централна,
- 110/35/10 kV ТС Сарај,
- 110/35/10 kV ТС Гостивар 2,
- 110/35/10 kV ТС Нов Дојран,
- 110/35/10 kV ТС Винаца,
- 110/20/10 kV ТС Куманово 3,
- замена и инсталирање на 110/x kV трансформатори во: ТС Битола 4, ТС Валандово и ТС Радовиш.

Во регионалната мрежа на југоисточна Европа се планира во погон да бидат следните капитални електроенергетски објекти:

- ТЕЦ Ново Косово (КС) со инсталирана моќност 4x500 MW, првична инсталирана моќност 500 MW,
- 400/110 kV ТС Пеја и ТС Феризај (КС) и 400/110 kV ТС Ново Косово (КС),
- ТЕЦ Порто Романо (АЛ) со инсталирана моќност 200 MW,
- 400 kV интерконективен далекувод ТС Тирана – ТС Лежа (АЛ) – ТС Ново Косово (КС):
должина 235 km, се зголемува преносниот капацитет за евакуација на електрична енергија од новите производни објекти во Косово кон Албанија, Италија и Грција,
- ТЕЦ Станари (ВА) со инсталирана моќност 420 MW,
- ТЕТО Нови Сад (РС) со инсталирана моќност 450 MW,
- надградба на ТЕЦ Колубара Б (РС) со инсталирана моќност 700 MW,

- 400/110 kV TC Врање (RS) и 400/220/110 kV TC Лесковац (RS), приклучени со влез/излез на 400 kV интерконективен далекувод TC Ниш (RS) – TC Штип (MK),
- 400 kV интерконективен далекувод TC Панчево (RS) – TC Ресита (RO):
должина 150 km, интегрирање на ветерни електрични центри во Романија и Србија и зголемување на преносниот капацитет во насока исток-запад,
- инсталирање на ветерни електрични центри во Романија, Хрватска, Бугарија и Грција,
- ТЕТО Сисак (HR) со инсталирана моќност 230 MW,
- 400 kV DC подморски кабел TC Тиват (ME) – TC Виланова (IT):
должина 375 km, капацитет 1000 MW, извоз на електрична енергија од регионот на југоисточна Европа кон Италија. Кабелот се активира во сценариото со транзити исток-запад, во другите сценарија кабелот не е оптоварен.

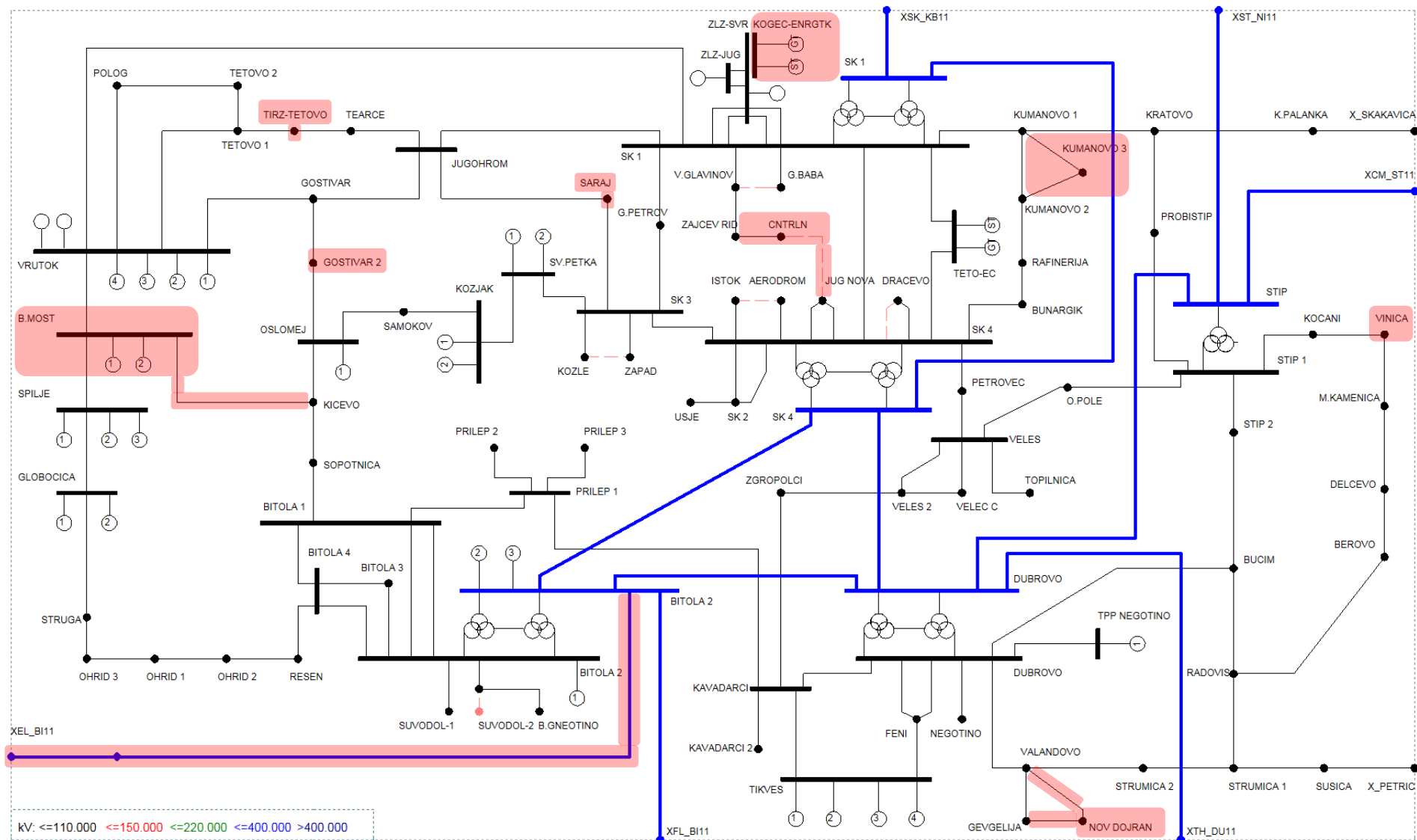
Во анализите за 2015 година користен е планирачкиот модел на преносната мрежа за југоисточна Европа развиен во рамките на SECI Проектот за регионално планирање на преносни мрежи.

Имајќи ги предвид несигурностите во прогнозата на оптоварувањето, плановите за градба и реализација на новите електрични центри, функционирањето на регионалниот пазар на електрична енергија и интегрирањето на обновливите извори, за 2015 година се разработени различни сценарија, и тоа:

- 2015 – P3% – A – HN,
- 2015 – P3% – B – HN,
- 2015 – P3% – C – HN,
- 2015 – P3% – C – HN – TIZ,
- 2015 – P3% – C – HN – TSJ,
- 2015 – P3% – C – HN – VEC,
- 2015 – P1% – A – HN,
- 2015 – P1% – B – HN,
- 2015 – P1% – C – HN.

Заради рационализација на бројот на сценарија разгледувани се само режими со нормални хидролошки услови. При анализа на решенијата за проблемите кои зависат од хидролошките услови дополнително се симулирани различни сценарија со сува и влажна хидрологија.

слика 113. Појдовна конфигурација на преносната мрежа во 2015 година

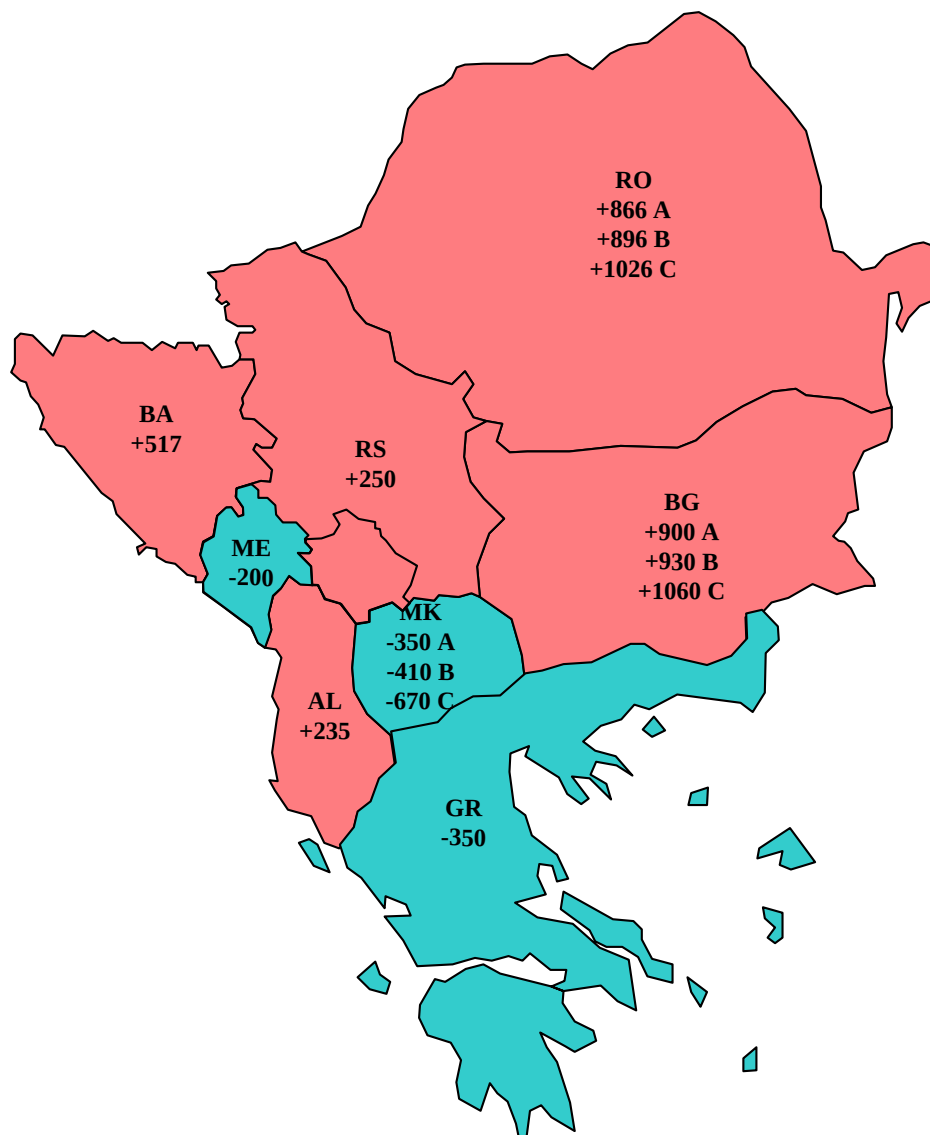


10.2. БИЛАНСИ НА РАЗМЕНА НА МОЌНОСТ НА ЗЕМЈИТЕ ОД РЕГИОНОТ

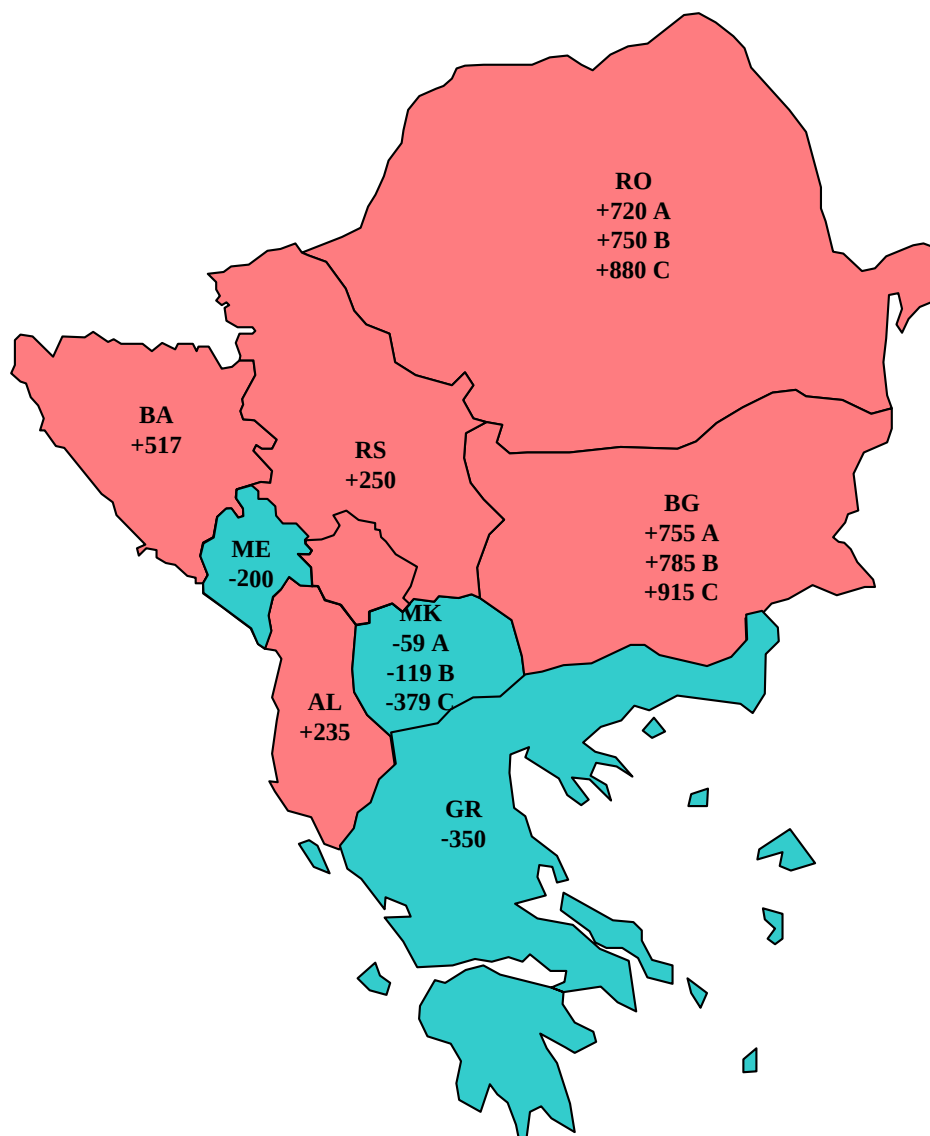
Билансите на размена на моќност на земјите од регионот на Југоисточна Европа, за сите сценарија, се прикажани на слика 114 и слика 115. Со предзнак „–“ е означен увозот, а со предзнак „+“ извозот. Забележлива е промена на билансот на моќност на одредени земји во споредба со краткорочниот период на планирање (2011 – 2013 година). Причината за тоа се плановите за нови производни објекти во 2015 година.

Во различните сценарија поради намалено производство и зголемен увоз во Република Македонија, доаѓа до мала промена на билансите на одредени држави. Овие прилагодувања се објаснети во потпоглавје 5.2.3.

слика 114. Биланси на моќности во MW на земјите од регионот на ЈИЕ за сценаријата со пораст 3% и различни планови за електрични централни (А, В, С) во 2015 година



слика 115. Биланси на моќности во MW на земјите од регионот на ЈИЕ за сценаријата со пораст 1% и различни планови за електрични централни (А, В, С) во 2015 година



10.3. СЦЕНАРИО 2015 – Р3% – А – НН

системски максимум	[MW]
$P_{\text{ХЕЦ}}$	381
$P_{\text{ТЕЦ}}$	1237
$P_{\text{размена}}: \text{увоз}(-) / \text{извоз}(+)$	-350
$P_{\Sigma \text{дистрибуција}}$	1590
$P_{\Sigma \text{директни}}$	344
$\Delta P_{\text{загуби}}$	31.9
$P_{\text{оптоварување}}$	1966

$$P_{\text{ОПТОВАРУВАЊЕ}} = P_{\Sigma \text{дистрибуција}} + P_{\Sigma \text{директни}} + \Delta P_{\text{загуби}} = P_{\text{ХЕЦ}} + P_{\text{ТЕЦ}} - P_{\text{размена}}$$

10.3.1. N–0 анализа

На слика 116 се прикажани тековите на моќност и напонските прилики во преносната мрежа на Република Македонија во 2015 година за сценариото со пораст на оптоварување од 3% и план А за нови електрични централи: КОГЕЦ Енергетика и ХЕЦ Бошков Мост. Напоните на јазлите се прикажани во kV. Тековите на активни моќности (изразени во MW) и на реактивни моќности (изразени во Mvar) низ елементите, соодветно се означени со зелени и портокалови стрелки.

Влегувањето во погон на новата КОГЕЦ Енергетика со инсталирана моќност 300 MW, новите трансформаторски станици и зголемувањето на оптоварувањето во скопскиот регион влијае на прераспределба на моќностите во локалната преносна мрежа. При тоа се воочени одредени проблеми, како што се:

- висока оптовареност на 110 kV далекувод ТЕТО – Скопје 4 од околу 96%,
- намалена сигурност на работа на 110 kV собирници на ТС Скопје 1; на еден систем собирници поврзани се две електрични централи со моќност над 500 MW и
- исклучително висока вредност на струите при еднофазните (~ 40 kA) и трифазните (~ 35 kA) куси врски во ТС Скопје 1 и надминување на карактеристиките на постојната 110 kV расклопна опрема (чија расклопна струја е 40 kA).

10.3.2. N–1 анализа

Во табела 38 се наведени сите испади при кои има елементи на мрежата со оптоварување кое изнесува најмалку 90% од соодветната трајно дозволена струја или јазли со напони надвор од дозволените вредности (во согласност со границите дефинирани во потпоглавје 3.2). Случаите кога оптоварувањето на елементот е поголемо од неговата трајно дозволена струја, како и случаите во кои напонот на јазелот е надвор од дозволените вредности, се сметаат за критични и се истакнати со црвена боја.

Преносната мрежа не го исполнува N–1 критериумот.

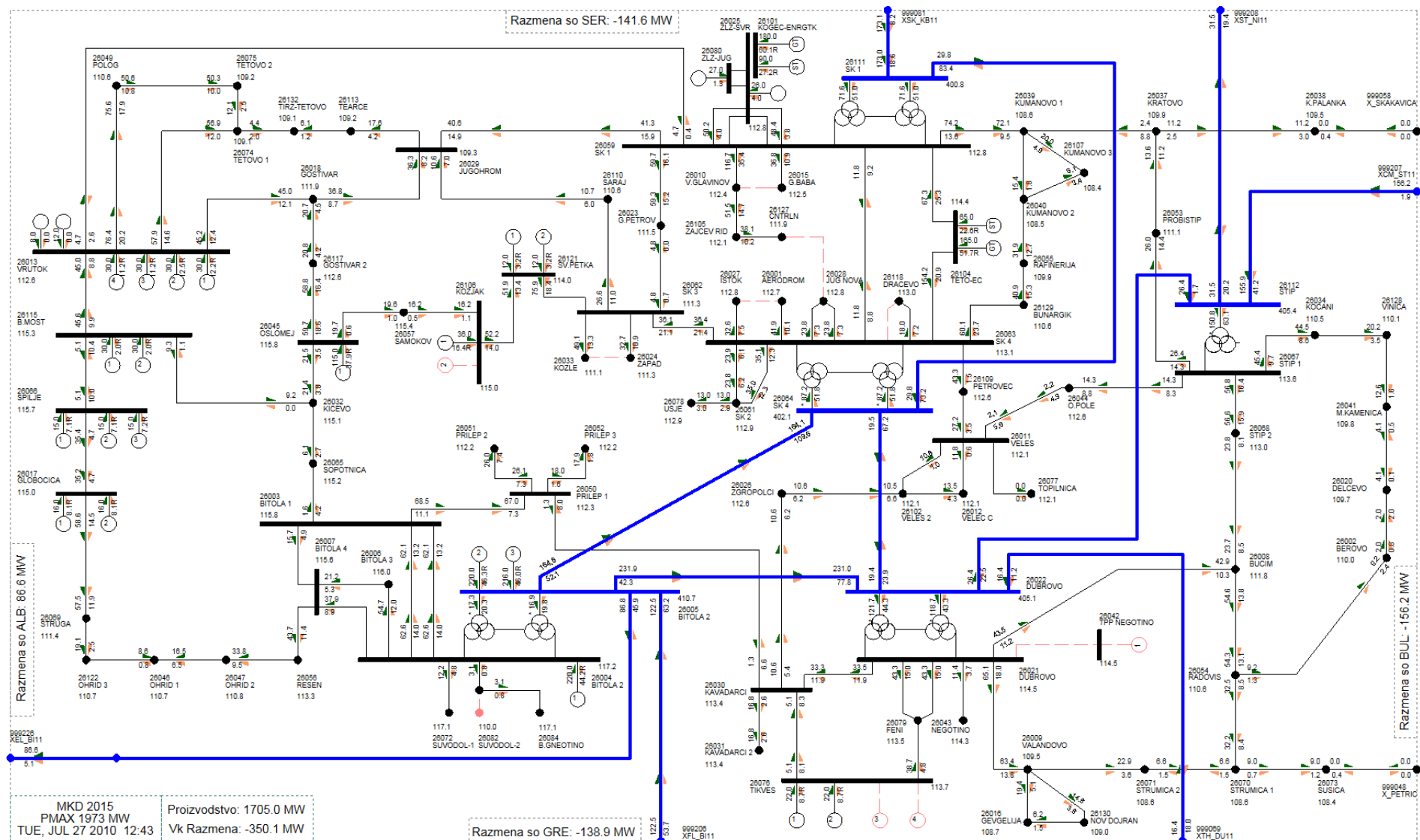
Поради високата оптовареност на 110 kV далекувод ТЕТО – ТС Скопје 4, овој далекувод лесно се преоптоварува при испади на различни елементи од преносната мрежа. Со оглед дека преку овој далекувод се поврзува голема електрична централа на преносната мрежа, неговото преоптоварување значи и можен испад на централата и претставува настан со посебен ризик.

Имајќи ги предвид идентификуваните проблеми во скопскиот регион и искуствата во развиените европски мрежи со комплексни трансформаторски станици применето е решение со секционирање на 110 kV собирници во ТС Скопје 1.

табела 38. Листа на карактеристични испади за сценарио 2015 – P3% – А – НН

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Оптоварување [%] Напон [kV]
Скопско-кумановски регион			
основна топологија N-0	110 kV DV SK 4 - TETO-EC	157 MVA	96 %
сите испади	110 kV DV SK 4 - TETO-EC	157 MVA	>96 %
110 kV DV KUMANOVO 1 - SK 1	110 kV DV SK 4 - BUNARGIK	123 MVA	95 %
Полошки регион			
110 kV DV VRUTOK - TETOVO 1	110 kV DV VRUTOK - POLOG	123 MVA	93 %
Валандовски регион			
110 kV DV VALANDOVO - DUBROVO	110 kV DV BUCIM - RADOVIS	123 MVA	100 %
	TS GEVGELIJA 110 kV	99 - 121 kV	95.3 kV
	TS NOV DOJRAN 110 kV	99 - 121 kV	95.7 kV
	TS VALANDOVO 110 kV	99 - 121 kV	96.2 kV
	TS STRUMICA 2 110 kV	99 - 121 kV	98.3 kV
	TS SUSICA 110 kV	99 - 121 kV	98.3 kV
	TS STRUMICA 1 110 kV	99 - 121 kV	98.5 kV
Кочански регион			
110 kV DV KOCANI - STIP 1	TS KOCANI 110 kV	99 - 121 kV	95.0 kV
	TS VINICA 110 kV	99 - 121 kV	95.5 kV
	TS M.KAMENICA 110 kV	99 - 121 kV	96.8 kV
	TS DELCEVO 110 kV	99 - 121 kV	98.5 kV
Охридско - преспански регион			
110 kV DV GLOBOCICA - STRUGA	TS STRUGA 110 kV	99 - 121 kV	94.7 kV
	TS OHRID 3 110 kV	99 - 121 kV	97.1 kV
	TS OHRID 1 110 kV	99 - 121 kV	97.6 kV
	TS OHRID 2 110 kV	99 - 121 kV	98.2 kV
	110 kV DV BITOLA 4 - RESEN	123 MVA	95 %
110 kV DV BITOLA 4 - RESEN	TS RESEN 110 kV	99 - 121 kV	98.9 kV
	110 kV DV GLOBOCICA - STRUGA	123 MVA	91 %

слика 116. Текови на моќност и напонски прилики во преносната мрежа за сценарио 2015 – P3% – A – HN



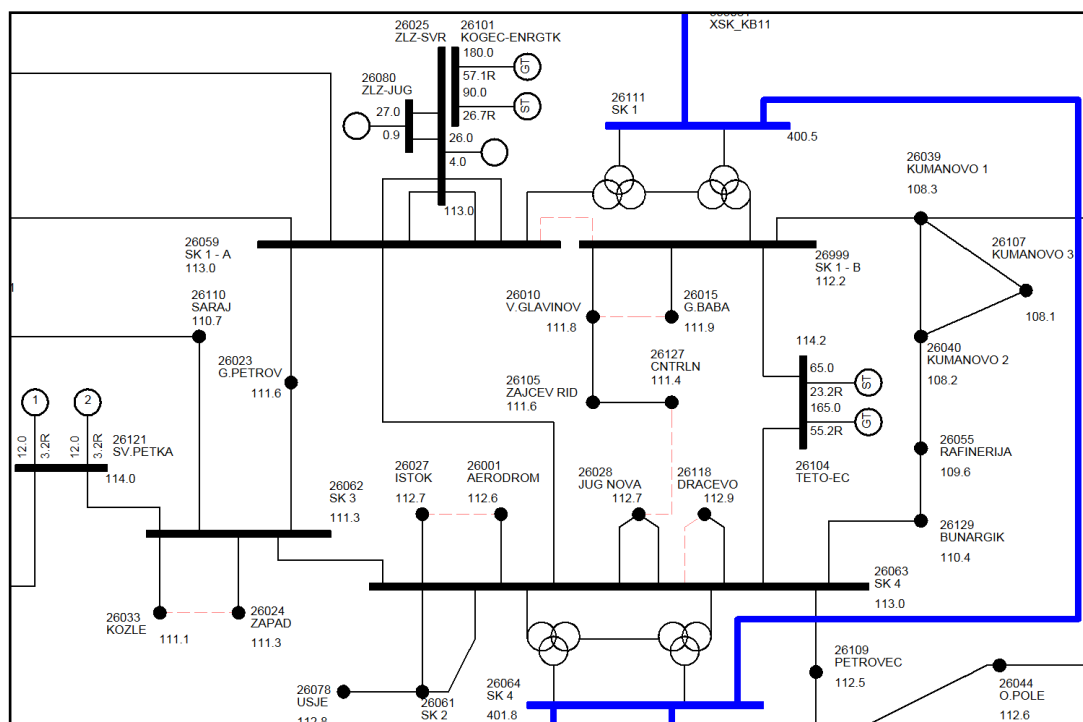
10.4. 2015 – P3% – A – HN со секционирани 110 kV собирници во ТС Скопје 1

Врските на 110 kV примарни струјни кругови во ТС Скопје 1 се изведени со две главни и едни помошни собирници, со спојно поле кое во нормален работен режим е отворено и се користи за сервисирање/замена на прекинувачите од 110 kV изводи. Во досегашната пракса, при нормален погон, сите 110 kV изводи се поврзани само на еден главен систем на собирници.

Со решението за секционирање, 110 kV изводи се распределуваат на двете главни собирници на следниот начин (види слика 117):

- 110 kV собирници Скопје 1 – А:
 - 110 kV далекувод кон ХЕЦ Вруток,
 - 110 kV далекувод кон ТС Ѓорче Петров,
 - 110 kV далекувод кон ТС Железара (Енергетика),
 - 110 kV далекувод кон ТС Југохром,
 - 110 kV далекувод кон ТС Скопје 4,
 - половина од дистрибутивното оптоварување (околу 35 MW),
- 110 kV собирници Скопје 1 – Б:
 - 110 kV далекувод кон ТС Васил Главинов,
 - 110 kV далекувод кон ТС Гази Баба,
 - 110 kV далекувод кон ТС Куманово 1,
 - 110 kV далекуводи кон ТС Миладиновци (за потребите на Македонски Железници),
 - 110 kV далекувод кон ТЕТО,
 - половина од дистрибутивното оптоварување (околу 35 MW).

слика 117. Секционирање на 110 kV собирници во ТС Скопје 1



Анализите на различни сценарија покажуваат дека секционирањето е неопходно да се примени во моментот на влегување во погон на КОГЕЦ Енергетика.

Предложената шема е едно можно решение за изведба на секциите во ТС Скопје 1. Со оглед на изведбата на врските на примарните струјни кругови постојат и други комбинации кои ги задоволуваат техничките критериуми. Изборот на шемата на секционирање треба да се направи во зависност од тековните состојби во преносната мрежа и самата постројка.

Со секционирањето се постигнуваат следните придобивки:

- Рамномерна распределба на тековите на моќност во преносната мрежа во скопски регион. Двете приклучни врски од ТЕТО кон ТС Скопје 1-Б и ТС Скопје 4 се оптоварени по 70% (во случај на споени собирници се јавува нерамномерно оптоварување, при што врската кон ТС Скопје 1 е оптоварена 44%, а врската кон ТС Скопје 4 е оптоварена 96%).
- Исполнување на критериумот N-1 .
- Намалување на струите на еднофазни куси врски (29 kA за SK 1-A и 22 kA за SK 1-B) и трифазни куси врски (27 kA за SK 1-A и 20 kA за SK 1-B).
- Зголемена оперативност на постројката.
- Зголемена сигурност на работа.

Имајќи ги предвид горенаведените придобивки, решението за секционирање на 110 kV собирници е применето во сите разгледувани сценарија за 2015 и 2020 година.

10.4.1. N-0 анализа

Според прикажаните резултати на слика 118, од анализата на сценариото 2015 – P3% – A – HN, со секционирани собирници, за режимот без испаднати елементи, може да се констатира дека:

- оптоварувањата на сите елементи во мрежата се во дозволените граници,
- напоните на сите јазли се во дозволените граници,
- високо се оптоварени следните водови:
 - 110 kV далекувод ТС В. Главинов – ТС Скопје 1 со оптоварување 76%.
 - 110 kV далекувод ТЕТО – ТС Скопје 1 со оптоварување 70%.
 - 110 kV далекувод ТЕТО – ТС Скопје 4 со оптоварување 70%.
 - 110 kV далекувод ХЕЦ Вруток – ТС Полог со оптоварување 62.5%,
- најнизок напон од 108 kV има ТС Куманово 3 и
- највисок напон од 117 kV има ТС Битола 2.

10.4.2. N-1 анализа

Во табела 39 се наведени сите испади при кои има елементи на мрежата со оптоварување кое изнесува најмалку 90% од соодветната трајно дозволена струја или јазли со напони надвор од дозволените вредности (во согласност со границите дефинирани во потпоглавје 3.2). Случаите кога оптоварувањето на елементот е поголемо од неговата трајно дозволена струја, како и случаите во кои напонот на јазелот е надвор од дозволените вредности, се сметаат за критични и се истакнати со црвена боја.

Во ова сценарио не е исполнет N-1 критериумот за охридски-преспанскиот регион.

**табела 39. Листа на карактеристични испади за сценарио 2015 – РЗ% – А – НН
со секционирани 110 kV собирници**

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Оптоварување [%] Напон [kV]
Скопски регион			
400/110 TR SKOPJE 5	110 kV DV SK 1 - B - TETO-EC	156 MVA	144 %
110 kV DV V.GLAVINOV - SK 1 - B	110 kV DV SK 4 - TETO-EC	156 MVA	91 %
110 kV DV KUMANOVO 1 - SK 1 - B	110 kV DV SK 4 - BUNARGIK	123 MVA	95 %
Полошки регион			
110 kV DV VRUTOK - TETOVO 1	110 kV DV VRUTOK - POLOG	123 MVA	92 %
Валандовски регион			
110 kV DV VALANDOVO - DUBROVO	110 kV DV BUCIM - RADOVIS	123 MVA	100 %
	TS GEVGLIJA 110 kV	99 - 121 kV	95.3 kV
	TS NOV DOJRAN 110 kV	99 - 121 kV	95.6 kV
	TS VALANDOVO 110 kV	99 - 121 kV	96.2 kV
	TS STRUMICA 2 110 kV	99 - 121 kV	98.2 kV
	TS SUSICA 110 kV	99 - 121 kV	98.2 kV
	TS STRUMICA 1 110 kV	99 - 121 kV	98.5 kV
Кочански регион			
110 kV DV KOCANI - STIP 1	TS KOCANI 110 kV	99 - 121 kV	94.9 kV
	TS VINICA 110 kV	99 - 121 kV	95.5 kV
	TS M.KAMENICA 110 kV	99 - 121 kV	96.7 kV
	TS DELCEVO 110 kV	99 - 121 kV	98.5 kV
Охридско - преспански регион			
110 kV DV GLOBOCICA - STRUGA	TS STRUGA 110 kV	99 - 121 kV	94.6 kV
	TS OHRID 3 110 kV	99 - 121 kV	97.1 kV
	TS OHRID 1 110 kV	99 - 121 kV	97.5 kV
	TS OHRID 2 110 kV	99 - 121 kV	98.2 kV
	110 kV DV BITOLA 4 - RESEN	123 MVA	95 %
110 kV DV BITOLA 4 - RESEN	TS RESEN 110 kV	99 - 121 kV	98.9 kV
	110 kV DV GLOBOCICA - STRUGA	123 MVA	91 %

Иако испад на 400/110 kV трансформатор во ТС Скопје 5 чиј секундар е поврзан на 110 kV секција Б доведува до високо преоптоварување на 110 kV далекувод ТС Скопје 1-Б – ТЕТО, тој не се смета за критичен бидејќи проблемите може да се надминат со едноставни диспечерски акции, како на пример:

- затворање на спојното поле и поврзување на секциите А и Б, при што оптоварувањето се намалува на 53%, или
- вклучување на 110 kV далекувод ТС Централна – ТС Југ Нова, при што оптоварувањето се намалува на 89%.

Предложените корективни акции може да се изведат преку далечинска команда од Националниот диспечерски центар или со автоматска реакција на локалниот систем на управување во ТС Скопје 1.

Испадот на 110 kV далекувод ТС Дуброво – ТС Валандово доведува до преоптоварување на 110 kV далекувод ТС Бучим – ТС Радовиш и намалување на напонот во трансформаторските станици кои остануваат радијално напојувани од овој далекувод, и тоа: ТС Гевгелија, ТС Нов Дојран, ТС Сушица, ТС Струмица 1 и ТС Струмица 2. Испадот не се смета за критичен бидејќи проблемите може да се надминат со диспечерска акција – промена на преносниот однос на 400/110 kV трансформатор во ТС Штип.

Трансформаторот има можност за автоматска регулација на преносниот однос под товар на 400 kV страна, во дијапазон од $-10 \times 1.25\%U_n$ до $+6 \times 1.25\%U_n$, односно има опсег на регулација од 87.5% (350 kV) до 107.5% (430 kV) и чекор на регулација од 1.25% (5 kV). Постапување на преносниот однос на -8 отцеп (90% или 360 kV) го намалува оптоварувањето на 110 kV далекувод ТС Бучим – ТС Радовиш на 82% и ги доведува напоните во критичните јазли во дозволените

граница (над 102 kV). После промена на преносниот однос, напонот на 110 kV собирници во ТС Штип изнесува 120.5 kV.

Испадот на 110 kV далекувод ТС Кочани – ТС Штип доведува до намалување на напонот под долната гранична вредност (99 kV) во трансформаторските станици кои остануваат радијално напојувани, и тоа: ТС Кочани, ТС Винаца, ТС Македонска Каменица и ТС Делчево. Испадот не е критичен бидејќи проблемите може да се надминат со диспечерска акција: промена на преносниот однос на 400/110 kV трансформатор во ТС Штип. Поставување на преносниот однос на –8 отцеп (90% или 360 kV) ги доведува напоните во критичните јазли во дозволените граници (над 100 kV). После промена на преносниот однос, напонот на 110 kV собирници во ТС Штип изнесува околу 121 kV.

Критични се испадите на далекуводите во охридски регион:

Испад на 110 kV далекувод ХЕЦ Глобочица – ТС Струга доведува до намалување на напонот под долната гранична вредност (99 kV) во трансформаторските станици: ТС Струга, ТС Охрид 1, ТС Охрид 2, ТС Охрид 3, при што далекуводот ТС Битола 4 – ТС Ресен е оптоварен 95% (бидејќи радијално го напојуваат целиот регион). проблемот не може да се надмине со зголемено производство на реактивна моќност на генераторите во ТЕЦ Битола 2.

Испад на 110 kV далекувод ТС Битола 4 – ТС Ресен доведува до намалување на напонот во ТС Ресен под долната гранична вредност (99 kV), при што далекуводот ХЕЦ Глобочица – ТС Струга е оптоварен 91% (бидејќи радијално го напојуваат целиот регион). Напоните може да се задржат на долната гранична вредност доколку сите агрегати во сите електрични центри во западниот дел се во погон (ХЕЦ Глобочица, ХЕЦ Шпиље, ХЕЦ Вруток, како и ХЕЦ Б. Мост) и произведуваат реактивна моќност колку што им дозволуваат техничките можности. При нерасположливост на само еден агрегат, напоните не може да се задржат над граничната вредност.

Всушност, се работи за системски проблем во охридскиот регион, коментиран во неколку наврати во анализите.

Причината за ниските напони е несоодветна топологија на мрежата и недостиг од локална напонско-реактивна поддршка. При наведените испади се појавуваат значителни падови на напон, така што големите производни единици во западниот дел на Република Македонија (ХЕЦ Вруток, ХЕЦ Шпиље, ХЕЦ Бошков Мост и ТЕЦ Битола), поради електричната оддалеченост, не може да ги задржат напоните во дозволените граници. Всушност, проблемот во охридскиот регион е структурален бидејќи постојат голем број на потрошувачки јазли приклучени на единствена врска меѓу две оддалечени напојни точки.

Проблемите со испади на потегот ТС Ресен – ТС Охрид 2 – ТС Охрид 1 – ТС Охрид 3 – ТС Струга се особено нагласени во услови на максимални оптоварувања и сува хидрологија. При сува хидрологија, напоните се многу пониски и посочените високо оптоварени далекуводи ќе бидат преоптоварени.



10.5. СЦЕНАРИО 2015 – P3% – В – НН

системски максимум	[MW]
$P_{\text{ХЕЦ}}$	321
$P_{\text{ТЕЦ}}$	1237
$P_{\text{размена: увоз(-) / извоз(+)}}$	-410
$P_{\text{дистрибуција}}$	1590
$P_{\text{директни}}$	344
$\Delta P_{\text{загуби}}$	31.6
$P_{\text{оптоварување}}$	1966

$$P_{\text{ОПТОВАРУВАЊЕ}} = P_{\text{дистрибуција}} + P_{\text{директни}} + \Delta P_{\text{загуби}} = P_{\text{ХЕЦ}} + P_{\text{ТЕЦ}} - P_{\text{размена}}$$

10.5.1. N-0 анализа

Во ова сценарио е зголемен увозот за 60 MW поради нерасположливост на ХЕЦ Бошков Мост (доцнење со реализација на проектот). Зголемениот увоз се реализира од електроенергетските системи на Романија и Бугарија.

Според прикажаните резултати на слика 119, од анализата на сценариото 2015 – P3% – В – НН, за режимот без испаднати елементи, може да се констатира дека:

- оптоварувањата на сите елементи во мрежата се во дозволените граници,
- напоните на сите јазли се во дозволените граници,
- високо оптоварени се следните водови:
 - 110 kV далекувод ТС В. Главинов – ТС Скопје 1 со оптоварување 76%,
 - 110 kV далекувод ТЕТО – ТС Скопје 4 со оптоварување 71%,
 - 110 kV далекувод ТЕТО – ТС Скопје 1 со оптоварување 69%,
- најнизок напон од 108 kV има ТС Куманово 3 и
- највисок напон од 117 kV има ТС Битола 2.

10.5.2. N-1 анализа

Во табела 40 се наведени сите испади при кои има елементи на мрежата со оптоварување кое изнесува најмалку 90% од соодветната трајно дозволена струја или јазли со напони надвор од дозволените вредности (во согласност со границите дефинирани во потпоглавје 3.2). Случаите кога оптоварувањето на елементот е поголемо од неговата трајно дозволена струја, како и случаите во кои напонот на јазелот е надвор од дозволените вредности, се сметаат за критични и се истакнати со црвена боја.

Во ова сценарио не е исполнет N-1 критериумот за охридско-преспанскиот регион.

Евидентирани се истите проблеми како и во претходното сценарио 2015 – P3% – А – НН и важат истите коментари.

Заслужува да се нагласи дека поради нерасположливост на ХЕЦ Б. Мост, испадот на 110 kV далекувод ТС Битола 4 – ТС Ресен предизвикува уште пониски напони и повисоко оптоварување на 110 kV далекувод ХЕЦ Глобочица – ТС Струга, во споредба со сценарио 2015 – P3% – А – НН.

табела 40. Листа на карактеристични испади за сценарио 2015 – P3% – B – HH

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Оптоварување [%] Напон [kV]
Скопски регион			
400/110 kV TR SKOPJE 5	110 kV DV SK 1 - B - TETO-EC	156 MVA	144 %
110 kV DV KUMANOVO 1 - SK 1 - B	110 kV DV SK 4 - BUNARGIK	123 MVA	94 %
110 kV DV V.GLAVINOV - SK 1 - B	110 kV DV SK 4 - TETO-EC	156 MVA	92 %
Валандовски регион			
110 kV DV VALANDOVO - DUBROVO	110 kV DV BUCIM - RADOVIS	123 MVA	100 %
	TS VALANDOVO 110 kV	99 - 121 kV	96.2 kV
	TS GEVGELIJA 110 kV	99 - 121 kV	95.3 kV
	TS STRUMICA 1 110 kV	99 - 121 kV	98.5 kV
	TS STRUMICA 2 110 kV	99 - 121 kV	98.2 kV
	TS SUSICA 110 kV	99 - 121 kV	98.2 kV
	TS NOV DOJRAN 110 kV	99 - 121 kV	95.7 kV
Кочански регион			
110 kV DV KOCANI - STIP 1	TS KOCANI 110 kV	99 - 121 kV	95.0 kV
	TS VINICA 110 kV	99 - 121 kV	95.5 kV
	TS M.KAMENICA 110 kV	99 - 121 kV	96.7 kV
	TS DELCEVO 110 kV	99 - 121 kV	98.5 kV
Охридско - преспански регион			
110 kV DV GLOBOCICA - STRUGA	110 kV DV BITOLA 4 - RESEN	123 MVA	95 %
	TS STRUGA 110 kV	99 - 121 kV	94.7 kV
	TS OHRID 3 110 kV	99 - 121 kV	97.1 kV
	TS OHRID 1 110 kV	99 - 121 kV	97.6 kV
	TS OHRID 2 110 kV	99 - 121 kV	98.2 kV
110 kV DV BITOLA 4 - RESEN	110 kV DV GLOBOCICA - STRUGA	123 MVA	96 %
	TS RESEN 110 kV	99 - 121 kV	93.2 kV
	TS OHRID 2 110 kV	99 - 121 kV	93.8 kV
	TS OHRID 1 110 kV	99 - 121 kV	94.0 kV
	TS OHRID 3 110 kV	99 - 121 kV	94.4 kV
	TS STRUGA 110 kV	99 - 121 kV	98.2 kV



10.6. СЦЕНАРИО 2015 – Р3% – С – НН

системски максимум	[MW]
$P_{\text{ХЕЦ}}$	321
$P_{\text{ТЕЦ}}$	979
$P_{\text{размена: увоз(-) / извоз(+)}}$	-670
$P_{\text{дистрибуција}}$	1590
$P_{\text{директни}}$	344
$\Delta P_{\text{загуби}}$	33.8
$P_{\text{оптоварување}}$	1968

$$P_{\text{ОПТОВАРУВАЊЕ}} = P_{\text{дистрибуција}} + P_{\text{директни}} + \Delta P_{\text{загуби}} = P_{\text{ХЕЦ}} + P_{\text{ТЕЦ}} - P_{\text{размена}}$$

10.6.1. N-0 анализа

Во ова сценарио е зголемен увозот за 60+260 MW поради нерасположливост на ХЕЦ Бошков Мост и КОГЕЦ Енергетика (доцнење со реализација на проектите). Зголемениот увоз се реализира од електроенергетските системи на Романија и Бугарија.

Според прикажаните резултати на слика 120, од анализата на сценариото 2015 – Р3% – С – НН, за режимот без испаднати елементи, може да се констатира дека:

- оптоварувањата на сите елементи во мрежата се во дозволените граници,
- напоните на сите јазли се во дозволените граници,
- високо оптоварени се следните водови:
 - 110 kV далекувод ТС В. Главинов – ТС Скопје 1 со оптоварување 77%,
 - 110 kV далекувод ТЕТО – ТС Скопје 4 со оптоварување 74%,
 - 110 kV далекувод ТЕТО – ТС Скопје 1 со оптоварување 69%,
- 400/110 kV трансформатор во ТС Штип со оптоварување 61%,
- 110 kV далекувод ХЕЦ Вруток – ТС Полог со оптоварување 61%,
- најнизок напон од 107 kV има ТС Куманово 3 и
- највисок напон од 117 kV има ТС Битола 2.

10.6.2. N-1 анализа

Во табела 41 се наведени сите испади при кои има елементи на мрежата со оптоварување кое изнесува најмалку 90% од соодветната трајно дозволена струја или јазли со напони надвор од дозволените вредности (во согласност со границите дефинирани во потпоглавје 3.2). Случаите кога оптоварувањето на елементот е поголемо од неговата трајно дозволена струја, како и случаите во кои напонот на јазелот е надвор од дозволените вредности, се сметаат за критични и се истакнати со црвена боја.

Во ова сценарио не е исполнет N-1 критериумот за охридско-преспанскиот регион.

Евидентирани се истите проблеми како и во претходното сценарио 2015 – Р3% – А – НН и важат истите коментари.

Заслужува да се нагласи дека поради нерасположливост на ХЕЦ Б. Мост, испадот на 110 kV далекувод ТС Битола 4 – ТС Ресен предизвикува уште пониски напони и повисоко оптоварување на 110 kV далекувод ХЕЦ Глобочица – ТС Струга, во споредба со сценарио 2015 – Р3% – А – НН.

табела 41. Листа на карактеристични испади за сценарио 2015 – P3% – C – HN

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Оптоварување [%] Напон [kV]
Скопско- кумановски регион			
400/110 kV TR SKOPJE 5	110 kV DV SK 1 - B - TETO-EC	156 MVA	147 %
	110 kV DV SK 1 - A - SK 4	123 MVA	99 %
	110 kV DV SK 4 - TETO-EC	156 MVA	90 %
110 kV DV V.GLAVINOV - SK 1 - B	110 kV DV SK 4 - TETO-EC	156 MVA	95 %
110 kV DV KUMANOVO 1 - SK 1 - B	110 kV DV SK 4 - TETO-EC	156 MVA	91 %
	110 kV DV SK 4 - BUNARGIK	123 MVA	90 %
Валандовски регион			
110 kV DV VALANDOVO - DUBROVO	110 kV DV BUCIM - RADOVIS	123 MVA	101 %
	110 kV DV RADOVIS - STRUMICA 1	123 MVA	90 %
	TS GEVGELIJA 110 kV	99 - 121 kV	95.3 kV
	TS NOV DOJRAN 110 kV	99 - 121 kV	95.7 kV
	TS VALANDOVO 110 kV	99 - 121 kV	96.2 kV
	TS STRUMICA 2 110 kV	99 - 121 kV	98.2 kV
	TS SUSICA 110 kV	99 - 121 kV	98.2 kV
	TS STRUMICA 1 110 kV	99 - 121 kV	98.5 kV
Кочански регион			
110 kV DV KOCANI - STIP 1	TS KOCANI 110 kV	99 - 121 kV	95.0 kV
	TS VINICA 110 kV	99 - 121 kV	95.5 kV
	TS M.KAMENICA 110 kV	99 - 121 kV	96.7 kV
	TS DELCEVO 110 kV	99 - 121 kV	98.5 kV
Охридско - преспански регион			
110 kV DV GLOBOCICA - STRUGA	TS STRUGA 110 kV	99 - 121 kV	94.7 kV
	TS OHRID 3 110 kV	99 - 121 kV	97.1 kV
	TS OHRID 1 110 kV	99 - 121 kV	97.6 kV
	TS OHRID 2 110 kV	99 - 121 kV	98.2 kV
	110 kV DV BITOLA 4 - RESEN	123 MVA	95 %
110 kV DV BITOLA 4 - RESEN	TS RESEN 110 kV	99 - 121 kV	93.2 kV
	TS OHRID 2 110 kV	99 - 121 kV	93.8 kV
	TS OHRID 1 110 kV	99 - 121 kV	94.0 kV
	TS OHRID 3 110 kV	99 - 121 kV	94.4 kV
	TS STRUGA 110 kV	99 - 121 kV	98.2 kV
	110 kV DV GLOBOCICA - STRUGA	123 MVA	97 %



10.7. СЦЕНАРИО 2015 – P3% – C – HN – TIZ

системски максимум	[MW]
$P_{\text{ХЕЦ}}$	321
$P_{\text{ТЕЦ}}$	982
$P_{\text{размена: увоз(-) / извоз(+)}}$	-670
$P_{\text{дистрибуција}}$	1590
$P_{\text{директни}}$	344
$\Delta P_{\text{загуби}}$	36.9
$P_{\text{оптоварување}}$	1971

$$P_{\text{ОПТОВАРУВАЊЕ}} = P_{\text{дистрибуција}} + P_{\text{директни}} + \Delta P_{\text{загуби}} = P_{\text{ХЕЦ}} + P_{\text{ТЕЦ}} - P_{\text{размена}}$$

10.7.1. N-0 анализа

Регионални транзити од 1000 MW во насока исток-запад се симулирани со промена на билансите на турскиот и италијанскиот електроенергетски систем: производството во Турција е зголемено за 1000 MW, увозот на Италија од Франција е намален за 500 MW и низ 400 kV DC подморски кабел ТС Тиват (МЕ) – ТС Виланова (ИТ) Италија увезува уште 500 MW.

Според прикажаните резултати на слика 121 и од анализата на сценариото 2015 – P3% – C – HN – TIZ за режимот без испаднати елементи може да се констатира дека:

- оптоварувањата на сите елементи во мрежата се во дозволените граници и
- напоните на сите јазли се во дозволените граници.

Транзитите не влијаат на сосотојбите во 110 kV преносна мрежа, односно оптовареноста на 110 kV елементи и напонскиот профил не се менуваат. Како последица на зголемениот транзит единствено доаѓа до мал пад на напоните, од 0.2 kV во западниот дел до 0.4 kV во источниот дел на земјата.

Регионалните транзитите предизвикуваат промена на тековите на моќност низ интерконекции на електроенергетскиот систем на Република Македонија, и тоа:

- низ 400 kV интерконективен далекувод ТС Косово (ТС Феризај) – ТС Скопје 5 тековите се намалуваат од 277 MW на 141 MW,
- низ 400 kV интерконективен далекувод ТС Штип – ТС Ниш (ТС Врање) тековите се зголемуваат од 4 MW на 61 MW,
- низ 400 kV интерконективен далекувод ТС Ц. Могила – ТС Штип тековите се зголемуваат од 224 MW на 309 MW,
- низ 400 kV интерконективен далекувод ТС Лерин – ТС Битола 2 тековите се зголемуваат од 188 MW на 324 MW,
- низ 400 kV интерконективен далекувод ТС Солун – ТС Дуброво тековите се зголемуваат од 54 MW на 146 MW и
- низ 400 kV интерконективен далекувод ТС Битола 2 – ТС Елбасан тековите се зголемуваат од 69 MW на 190 MW.

Низ преносната мрежа на Република Македонија транзитот се зголемува за 178 MW. Значи, 18% од транзитите во насока исток-запад се остваруваат низ преносната мрежа на Република Македонија.

10.7.2. N-1 анализа

Во табела 42 се наведени сите испади при кои има елементи на мрежата со оптоварување кое изнесува најмалку 90% од соодветната трајно дозволена струја или јазли со напони надвор од дозволените вредности (во согласност со границите дефинирани во потпоглавје 3.2). Случаите кога оптоварувањето на елементот е поголемо од неговата трајно дозволена струја, како и случаите во кои напонот на јазелот е надвор од дозволените вредности, се сметаат за критични и се истакнати со црвена боја.

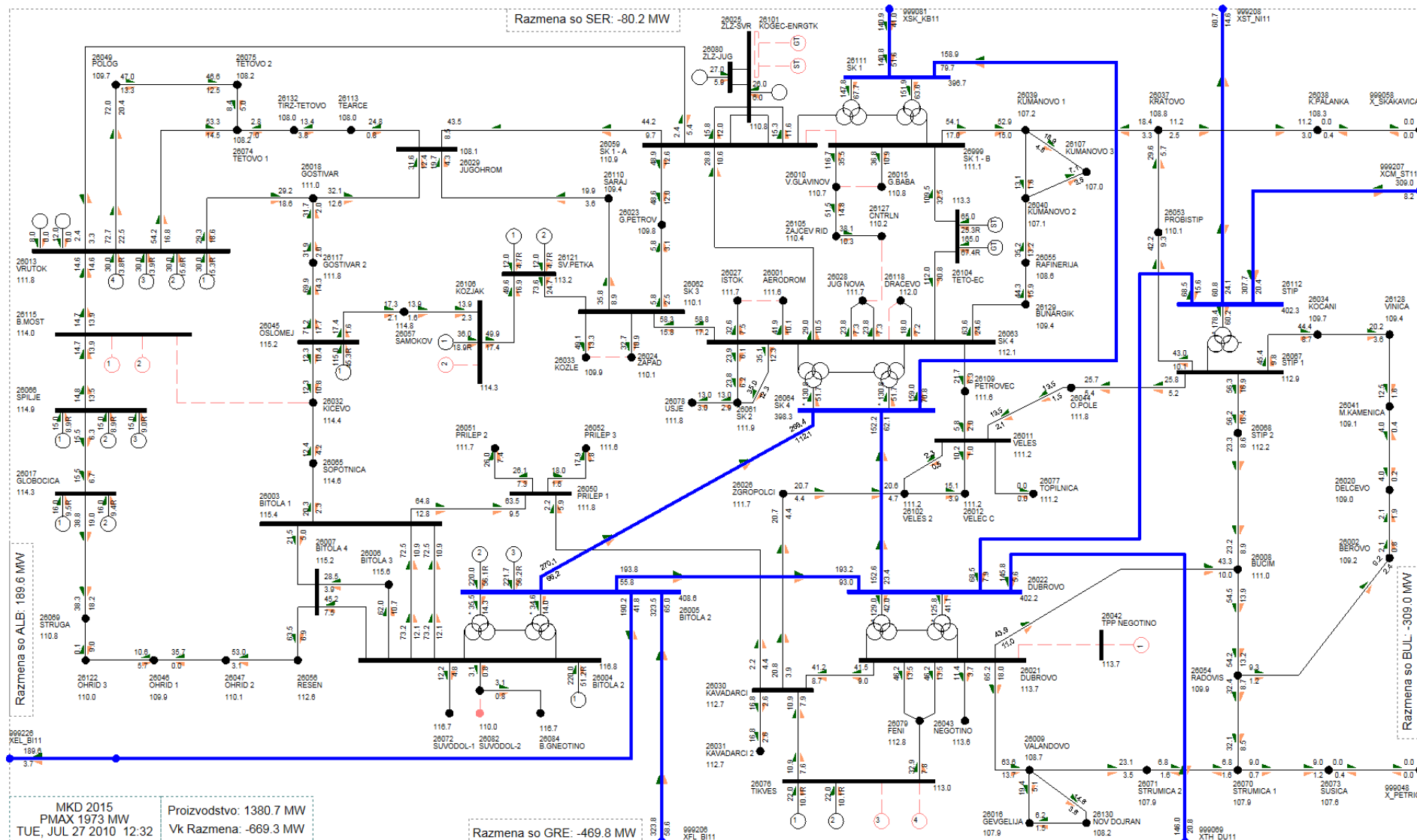
табела 42. Листа на карактеристични испади за сценарио 2015 – P3% – C – HN – TIZ

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Оптоварување [%] Напон [kV]
Скопски регион			
400/110 kV TR SKOPJE 5	110 kV DV SK 1 - B - TETO-EC	156 MVA	147 %
	110 kV DV SK 1 - A - SK 4	123 MVA	98 %
110 kV DV V.GLAVINOV - SK 1 - B	110 kV DV SK 4 - TETO-EC	156 MVA	93 %
110 kV DV SK 3 - SV.PETKA	110 kV DV OSLOMEJ - GOSTIVAR 2	123 MVA	90 %
110 kV DV VRUTOK - TETOVO 1	110 kV DV VRUTOK - POLOG	123 MVA	90 %
Валандовски регион			
110 kV DV VALANDOVO - DUBROVO	110 kV DV BUCIM - RADOVIS	123 MVA	101 %
	110 kV DV RADOVIS - STRUMICA 1	123 MVA	91 %
	TS GEVGELIJA 110 kV	99 - 121 kV	94.4 kV
	TS NOV DOJRAN 110 kV	99 - 121 kV	94.7 kV
	TS VALANDOVO 110 kV	99 - 121 kV	95.3 kV
	TS STRUMICA 2 110 kV	99 - 121 kV	97.3 kV
	TS SUSICA 110 kV	99 - 121 kV	97.4 kV
	TS X_PETRIC 110 kV	99 - 121 kV	97.4 kV
	TS STRUMICA 1 110 kV	99 - 121 kV	97.6 kV
Кочански регион			
110 kV DV KOCANI - STIP 1	TS KOCANI 110 kV	99 - 121 kV	94.0 kV
	TS VINICA 110 kV	99 - 121 kV	94.6 kV
	TS M.KAMENICA 110 kV	99 - 121 kV	95.8 kV
	TS DELCEVO 110 kV	99 - 121 kV	97.6 kV
Охридско - преспански регион			
110 kV DV GLOBOCICA - STRUGA	110 kV DV BITOLA 4 - RESEN	123 MVA	95 %
	TS STRUGA 110 kV	99 - 121 kV	94.2 kV
	TS OHRID 3 110 kV	99 - 121 kV	96.7 kV
	TS OHRID 1 110 kV	99 - 121 kV	97.2 kV
	TS OHRID 2 110 kV	99 - 121 kV	97.8 kV
110 kV DV BITOLA 4 - RESEN	110 kV DV GLOBOCICA - STRUGA	123 MVA	98 %
	TS RESEN 110 kV	99 - 121 kV	91.9 kV
	TS OHRID 2 110 kV	99 - 121 kV	92.5 kV
	TS OHRID 1 110 kV	99 - 121 kV	92.7 kV
	TS OHRID 3 110 kV	99 - 121 kV	93.1 kV
	TS STRUGA 110 kV	99 - 121 kV	96.9 kV
110 kV DV OHRID 2 - RESEN	TS OHRID 2 110 kV	99 - 121 kV	98.2 kV
	TS OHRID 1 110 kV	99 - 121 kV	98.3 kV
	TS OHRID 3 110 kV	99 - 121 kV	98.6 kV
Интерконекции во регионот на ЈМЕ			
400 kV DV PODGORICA - LEZHA	220 kV DV PODGORICA - VAU DEJES	301 MVA	100 %

За преносната мрежа на Република Македонија не се јавуваат дополнителни проблеми предизвикани од транзитите во насока исток-запад.

Од регионален аспект, интересен е испадот на 400 kV интерконективен далекувод ТС Подогорица (МЕ) – ТС Лежа (АЛ) – ТС Тирана (АЛ) кој предизвикува преоптоварување на 220 kV интерконективен далекувод ТС Подогорица (МЕ) – ТС Вау Дејас (АЛ). Меѓутоа, се работи за паралелни водови на различни напонски нивоа, така што последователно исклучување на преоптоварениот далекувод не доведува до дополнителни преоптоварувања во регионалната преносна мрежа.

слика 121. Текови на моќност и напонски прилики во преносната мрежа за сценарио 2015 – P3% – C – HN – TIZ



10.8. СЦЕНАРИО 2015 – Р3% – С – НН – ТSЈ

системски максимум	[MW]
$P_{\text{ХЕЦ}}$	321
$P_{\text{ТЕЦ}}$	979
$P_{\text{размена: увоз(-) / извоз(+)}}$	-670
$P_{\text{дистрибуција}}$	1590
$P_{\text{директни}}$	344
$\Delta P_{\text{загуби}}$	33.6
$P_{\text{оптоварување}}$	1968

$$P_{\text{ОПТОВАРУВАЊЕ}} = P_{\text{дистрибуција}} + P_{\text{директни}} + \Delta P_{\text{загуби}} = P_{\text{ХЕЦ}} + P_{\text{ТЕЦ}} - P_{\text{размена}}$$

10.8.1. N-0 анализа

Регионални транзити од 1000 MW во насока север-југ се симулирани со промена на билансите на украинскиот, словачкиот, грчкиот и италијанскиот електроенергетски систем: производството во Украина и Словачка е зголемено за по 500 MW кај двете земји, додека увозот на Грција и Италија е зголемен за по 500 MW кај двете земји, при што транзитот од Грција кон Италија се одвива преку 400 kV DC подморски кабел TC Арахтос (GR) – TC Галатина (IT).

Според прикажаните резултати на слика 122 и од анализата на сценариото 2015 – Р3% – С – НН – ТSЈ, за режимот без испаднати елементи, може да се констатира дека:

- оптоварувањата на сите елементи во мрежата се во дозволените граници и
- напоните на сите јазли се во дозволените граници.

Транзитите не влијаат на состојбите во 110 kV преносна мрежа, односно оптовареноста на 110 kV елементи и напонскиот профил не се менуваат. Како последица на зголемениот транзит единствено доаѓа до мал пад на напоните, од 0.2 kV во западниот дел до 0.5 kV во источниот дел на земјата.

Регионалните транзитите предизвикуваат промена на тековите на моќност низ интерконекциите на електроенергетскиот систем на Република Македонија, и тоа:

- низ 400 kV интерконективен далекувод TC Косово (TC Феризај) – TC Скопје 5 тековите се зголемуваат од 277 MW на 445 MW,
- низ 400 kV интерконективен далекувод TC Штип – TC Ниш (TC Врање) тековите ја менуваат насоката и се зголемуваат од 4 MW на -114 MW,
- низ 400 kV интерконективен далекувод TC Ц. Могила – TC Штип тековите се зголемуваат од 224 MW на 310 MW,
- низ 400 kV интерконективен далекувод TC Лерин – TC Битола 2 тековите ја менуваат насоката од 188 MW на -155 MW,
- низ 400 kV интерконективен далекувод TC Солун – TC Дуброво тековите ја менуваат насоката од 54 MW на -77 MW и
- низ 400 kV интерконективен далекувод TC Битола 2 – TC Елбасан тековите ја менуваат од 69 MW на -34 MW.

Низ преносната мрежа на Република Македонија транзитот се зголемува за 159 MW. Значи, 16% од транзитите во насока север-југ се остваруваат низ преносната мрежа на Република Македонија.

10.8.2. N-1 анализа

Во табела 43 се наведени сите испади при кои има елементи на мрежата со оптоварување кое изнесува најмалку 90% од соодветната трајно дозволена струја или јазли со напони надвор од дозволените вредности (во согласност со границите дефинирани во потпоглавје 3.2). Случаите кога оптоварувањето на елементот е поголемо од неговата трајно дозволена струја, како и случаите во кои напонот на јазелот е надвор од дозволените вредности, се сметаат за критични и се истакнати со црвена боја.

табела 43. Листа на карактеристични испади за сценарио 2015 – P3% – C – HN – TSJ

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Оптоварување [%] Напон [kV]
Скопски регион			
400/110 TR SKOPJE 5	110 kV DV SK 1 - B - TETO-EC	156 MVA	147 %
	110 kV DV SK 1 - A - SK 4	123 MVA	100 %
	110 kV DV SK 4 - TETO-EC	157 MVA	93 %
110 kV DV V.GLAVINOV - SK 1 - B	110 kV DV SK 4 - TETO-EC	156 MVA	98 %
110 kV DV KUMANOVO 1 - SK 1 - B	110 kV DV SK 4 - TETO-EC	157 MVA	94 %
	110 kV DV SK 4 - BUNARGIK	123 MVA	91 %
Валандовски регион			
110 kV DV VALANDOVO - DUBROVO	110 kV DV BUCIM - RADOVIS	123 MVA	101 %
	110 kV DV RADOVIS - STRUMICA 1	123 MVA	91 %
	TS GEVGELIJA 110 kV	99 - 121 kV	94.4 kV
	TS NOV DOJRAN 110 kV	99 - 121 kV	94.7 kV
	TS VALANDOVO 110 kV	99 - 121 kV	95.3 kV
	TS STRUMICA 2 110 kV	99 - 121 kV	97.3 kV
	TS SUSICA 110 kV	99 - 121 kV	97.3 kV
	TS STRUMICA 1 110 kV	99 - 121 kV	97.6 kV
Кочански регион			
110 kV DV KOCANI - STIP 1	TS KOCANI 110 kV	99 - 121 kV	94.0 kV
	TS VINICA 110 kV	99 - 121 kV	94.5 kV
	TS M.KAMENICA 110 kV	99 - 121 kV	95.8 kV
	TS DELCEVO 110 kV	99 - 121 kV	97.5 kV
Охридско - преспански регион			
110 kV DV GLOBOCICA - STRUGA	110 kV DV BITOLA 4 - RESEN	123 MVA	95 %
	TS STRUGA 110 kV	99 - 121 kV	94.1 kV
	TS OHRID 3 110 kV	99 - 121 kV	96.5 kV
	TS OHRID 1 110 kV	99 - 121 kV	97.0 kV
	TS OHRID 2 110 kV	99 - 121 kV	97.7 kV
110 kV DV BITOLA 4 - RESEN	110 kV DV GLOBOCICA - STRUGA	123 MVA	98 %
	TS RESEN 110 kV	99 - 121 kV	91.9 kV
	TS OHRID 2 110 kV	99 - 121 kV	92.6 kV
	TS OHRID 1 110 kV	99 - 121 kV	92.7 kV
	TS OHRID 3 110 kV	99 - 121 kV	93.2 kV
110 kV DV OHRID 2 - RESEN	TS STRUGA 110 kV	99 - 121 kV	97.0 kV
	TS OHRID 2 110 kV	99 - 121 kV	98.2 kV
	TS OHRID 1 110 kV	99 - 121 kV	98.4 kV
	TS OHRID 3 110 kV	99 - 121 kV	98.7 kV

Во преносната мрежа на Република Македонија не се јавуваат дополнителни проблеми предизвикани од транзитите во насока север-југ.



10.9. СЦЕНАРИО 2015 – Р3% – А – НН – VEC

системски максимум	[MW]
$P_{ХЕЦ}$	331
$P_{ТЕЦ}$	1237
$P_{ВЕЦ}$	50
$P_{размена: \text{увоз}(-) / \text{извоз}(+)}$	-350
$P_{\Sigma \text{дистрибуција}}$	1590
$P_{\Sigma \text{директни}}$	344
$\Delta P_{\text{загуби}}$	30.9
$P_{\text{оптоварување}}$	1965

$$P_{\text{ОПТОВАРУВАЊЕ}} = P_{\Sigma \text{дистрибуција}} + P_{\Sigma \text{директни}} + \Delta P_{\text{загуби}} = P_{ХЕЦ} + P_{ТЕЦ} - P_{\text{размена}}$$

10.9.1. N-0 анализа

Поради производството на ВЕЦ Богданци од 50 MW за истата вредност е намалено производството на ХЕЦ Вруток, односно во ХЕЦ Вруток се чува резерва за покривање на варијациите на ветерната електрична централа преку системот за секундарна регулација.

Според прикажаните резултати на слика 123 и од анализата на сценариото 2015 – Р3% – А – НН – VEC, за режимот без испаднати елементи, може да се констатира дека:

- оптоварувањата на сите елементи во мрежата се во дозволените граници,
- напоните на сите јазли се во дозволените граници,
- високо оптоварени се следните водови:
 - 110 kV далекувод ТС В. Главинов – ТС Скопје 1 со оптоварување 76%,
 - 110 kV далекувод ТЕТО – ТС Скопје 4 со оптоварување 71%,
 - 110 kV далекувод ТЕТО – ТС Скопје 1 со оптоварување 69%,
- најнизок напон од 108 kV има ТС Куманово 3 и
- највисок напон од 117 kV има ТС Битола 2.

Испитан е најнеповолен случај кога ВЕЦ Богданци презема реактивна моќност од 10 Mvar од преносната мрежа. И во ваков случај напонот на приклучниот јазел има вредност од 111 kV што значи дека не се нарушува напонскиот профил во локалната мрежа.

10.9.2. N-1 анализа

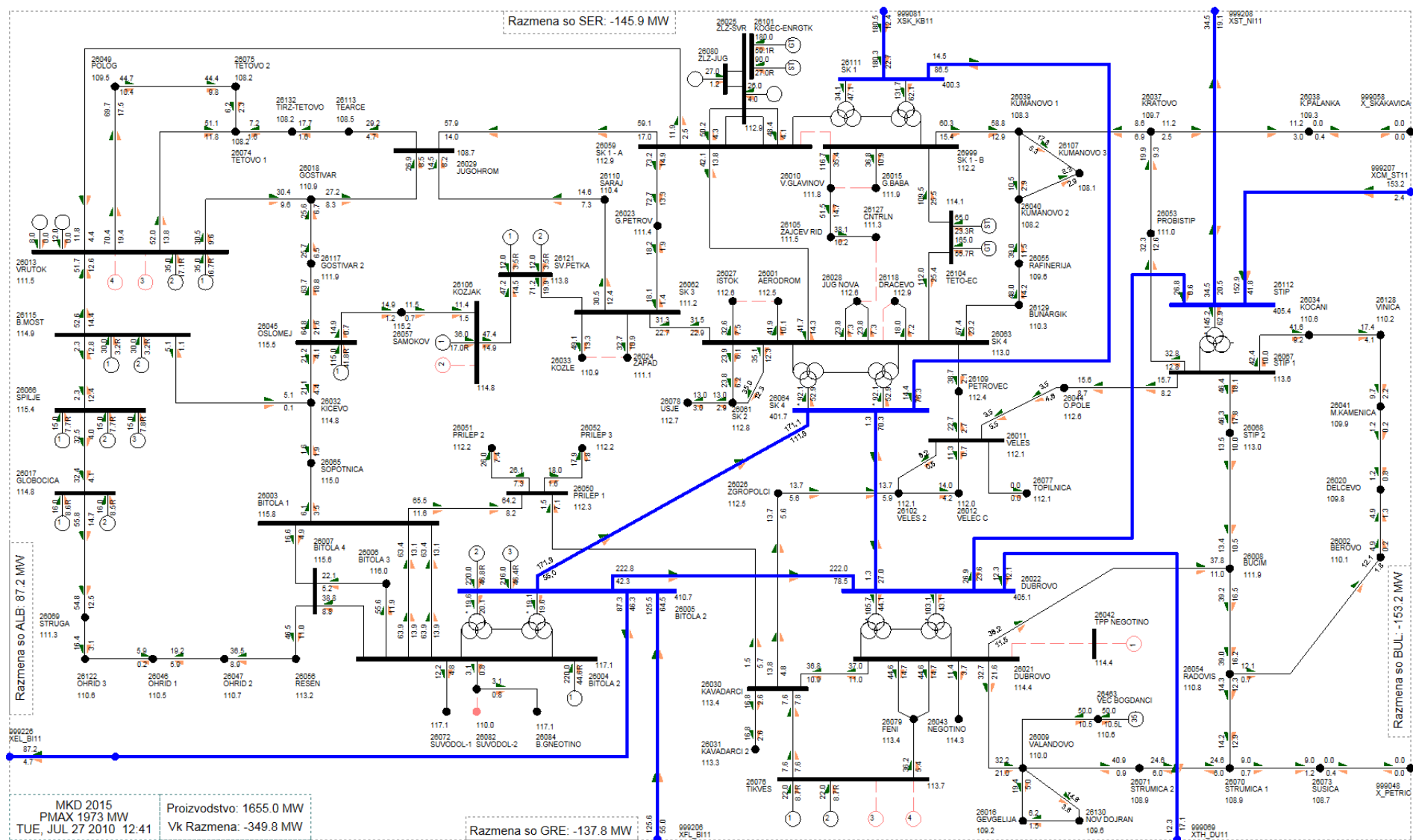
Во табела 44 се наведени сите испади при кои има елементи на мрежата со оптоварување кое изнесува најмалку 90% од соодветната трајно дозволена струја или јазли со напони надвор од дозволените вредности (во согласност со границите дефинирани во потпоглавје 3.2). Случаите кога оптоварувањето на елементот е поголемо од неговата трајно дозволена струја, како и случаите во кои напонот на јазелот е надвор од дозволените вредности, се сметаат за критични и се истакнати со црвена боја.

Од табела 44 може да се забележи дека во неа не се јавува испадот на 110 kV далекувод ТС Дуброво – ТС Валандово бидејќи инјектираната моќност од ВЕЦ Богданци во износ од 50 MW поволно влијае на распределбата на моќности при овој испад и го растоварува 110 kV далекувод ТС Бучим – ТС Радовиш. Дополнително, ВЕЦ Богданци може да обезбеди и локална напонска поддршка во зависност од инсталираната опрема во ветерната електрична централа.

табела 44. Листа на карактеристични испади за сценарио 2015 – P3% – A – HN – VEC

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Оптоварување [%] Напон [kV]
Скопски регион			
400/110 TR SKOPJE 5	110 kV DV SK 1 - B - TETO-EC	156 MVA	144 %
110 kV DV V.GLAVINOV - SK 1 - B	110 kV DV SK 4 - TETO-EC	156 MVA	92 %
110 kV DV KUMANOVO 1 - SK 1 - B	110 kV DV SK 4 - BUNARGIK	123 MVA	93 %
Кочански регион			
110 kV DV KOCANI - STIP 1	TS KOCANI 110 kV	99 - 121 kV	95.9 kV
	TS VINICA 110 kV	99 - 121 kV	96.4 kV
	TS M.KAMENICA 110 kV	99 - 121 kV	97.6 kV
Охридско - преспански регион			
110 kV DV GLOBOCICA - STRUGA	TS STRUGA 110 kV	99 - 121 kV	94.7 kV
	TS OHRID 3 110 kV	99 - 121 kV	97.1 kV
	TS OHRID 1 110 kV	99 - 121 kV	97.6 kV
	TS OHRID 2 110 kV	99 - 121 kV	98.2 kV
	110 kV DV BITOLA 4 - RESEN	123 MVA	95 %
110 kV DV BITOLA 4 - RESEN	TS RESEN 110 kV	99 - 121 kV	98.4 kV
	TS OHRID 2 110 kV	99 - 121 kV	99.0 kV
	110 kV DV GLOBOCICA - STRUGA	123 MVA	91 %

слика 123. Текови на моќност и напонски прилики во преносната мрежа за сценарио 2015 – P3% – C – HN – VEC



10.10. СЦЕНАРИО 2015 – P1% – А – НН

системски максимум	[MW]
$P_{\text{ХЕЦ}}$	381
$P_{\text{ТЕЦ}}$	1238
$P_{\text{размена: увоз(-) / извоз(+)}}$	-59
$P_{\Sigma \text{дистрибуција}}$	1376
$P_{\Sigma \text{директни}}$	273
$\Delta P_{\text{загуби}}$	26.5
$P_{\text{оптоварување}}$	1675

$$P_{\text{ОПТОВАРУВАЊЕ}} = P_{\Sigma \text{дистрибуција}} + P_{\Sigma \text{директни}} + \Delta P_{\text{загуби}} = P_{\text{ХЕЦ}} + P_{\text{ТЕЦ}} - P_{\text{размена}}$$

10.10.1. N-0 анализа

Во ова сценарио, поради намаленото оптоварување, увозот на електроенергетскиот систем на Република Македонија изнесува само 59 MW, при што производството на електричните центри останува непроменето.

Според прикажаните резултати на слика 124 и од анализата на сценариото 2015 – P1% – А – НН, за режимот без испаднати елементи, може да се констатира дека:

- оптоварувањата на сите елементи во мрежата се во дозволените граници,
- напоните на сите јазли се во дозволените граници,
- високо оптоварени се следните водови:
 - 110 kV далекувод ТЕТО – ТС Скопје 4 со оптоварување 71%,
 - 110 kV далекувод ТЕТО – ТС Скопје 1 со оптоварување 67%,
 - 110 kV далекувод ТС В. Главинов – ТС Скопје 1 со оптоварување 65%,
- најнизок напон од 110 kV има ТС Куманово 3 и
- највисок напон од 117 kV има ТС Битола 2.

10.10.2. N-1 анализа

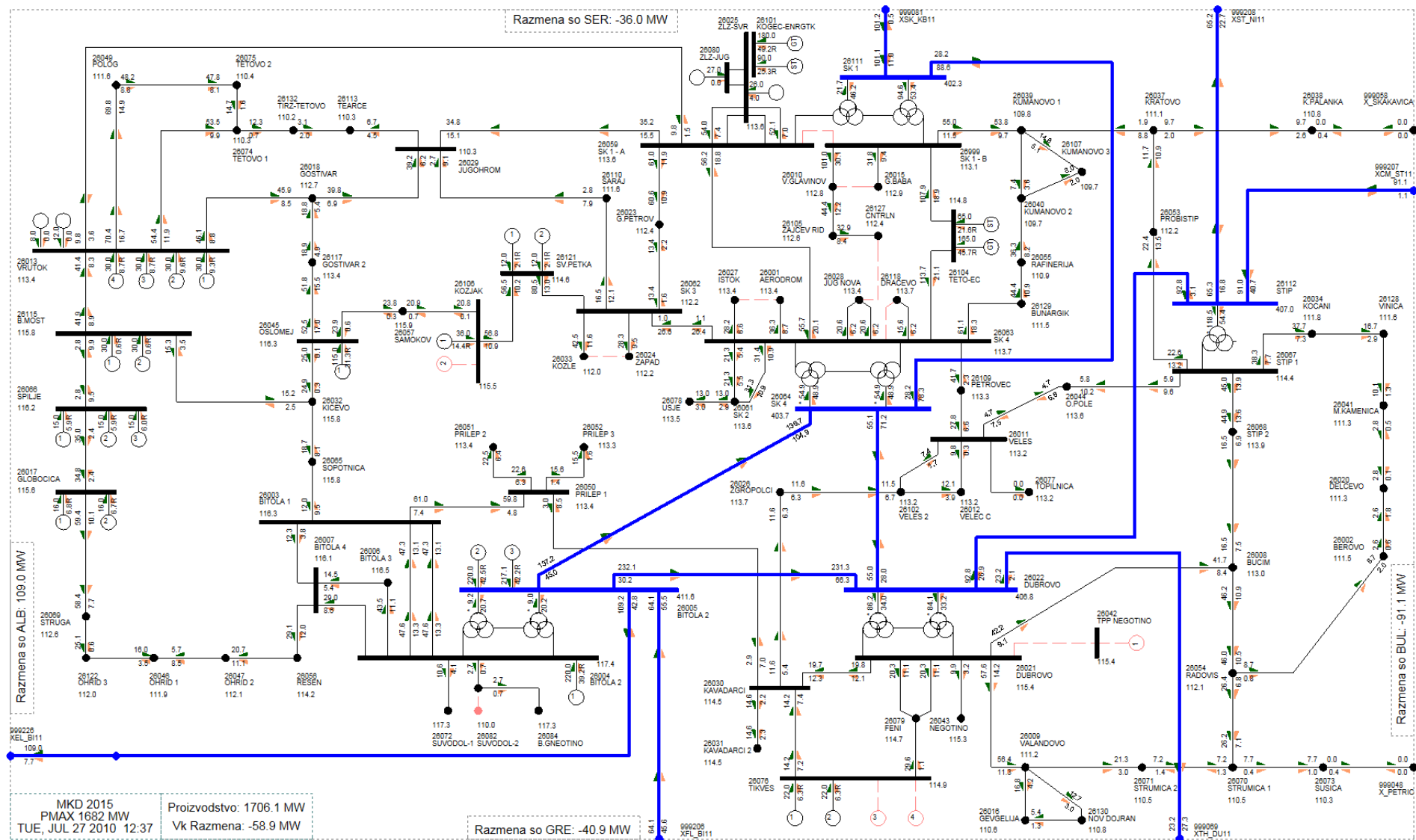
Во табела 45 се наведени сите испади при кои има елементи на мрежата со оптоварување кое изнесува најмалку 90% од соодветната трајно дозволена струја или јазли со напони надвор од дозволените вредности (во согласност со границите дефинирани во потпоглавје 3.2). Случаите кога оптоварувањето на елементот е поголемо од неговата трајно дозволена струја, како и случаите во кои напонот на јазелот е надвор од дозволените вредности, се сметаат за критични и се истакнати со црвена боја.

табела 45. Листа на карактеристични испади за сценарио 2015 – P1% – А – НН

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Оптоварување [%] Напон [kV]
Скопски регион			
400/110 TR SKOPJE 5	110 kV DV SK 1 - B - TETO-EC	156 MVA	124 %

Во ова сценарио преносната мрежа го исполнува N-1 критериумот.

слика 124. Текови на моќност и напонски прилики во преносната мрежа за сценарио 2015 – P1% – A – HN



10.11. СЦЕНАРИО 2015 – P1% – В – НН

системски максимум	[MW]
$P_{\text{ХЕЦ}}$	321
$P_{\text{ТЕЦ}}$	1236
$P_{\text{размена: увоз(-) / извоз(+)}}$	-119
$P_{\text{дистрибуција}}$	1376
$P_{\text{директни}}$	273
$\Delta P_{\text{загуби}}$	25.1
$P_{\text{оптоварување}}$	1674

$$P_{\text{ОПТОВАРУВАЊЕ}} = P_{\text{дистрибуција}} + P_{\text{директни}} + \Delta P_{\text{загуби}} = P_{\text{ХЕЦ}} + P_{\text{ТЕЦ}} - P_{\text{размена}}$$

10.11.1. N-0 анализа

Во ова сценарио е зголемен увозот за 60 MW поради нерасположливост на ХЕЦ Бошков Мост (доцнење со реализација на проектот). Зголемениот увоз се реализира од електроенергетските системи на Романија и Бугарија.

Според прикажаните резултати на слика 125 и од анализата на сценариото 2015 – P1% – В – НН, за режимот без испаднати елементи, може да се констатира дека:

- оптоварувањата на сите елементи во мрежата се во дозволените граници,
- напоните на сите јазли се во дозволените граници,
- високо оптоварени се следните водови:
 - 110 kV далекувод ТЕТО – ТС Скопје 4 со оптоварување 72%,
 - 110 kV далекувод ТЕТО – ТС Скопје 1 со оптоварување 66%,
 - 110 kV далекувод ТС В. Главинов – ТС Скопје 1 со оптоварување 65%,
- најнизок напон од 110 kV има ТС Куманово 3 и
- највисок напон од 117 kV има ТС Битола 2.

10.11.2. N-1 анализа

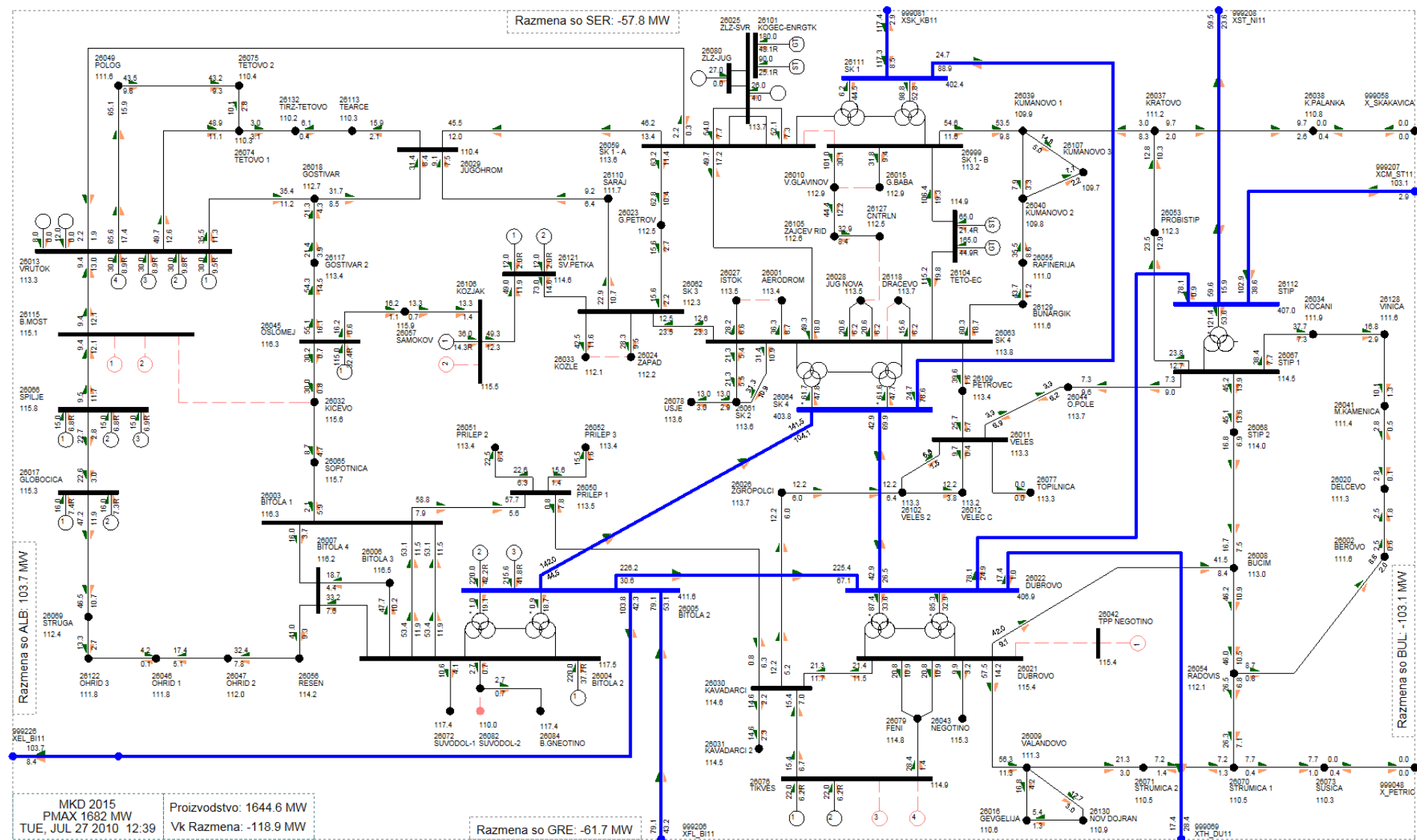
Во табела 46 се наведени сите испади при кои има елементи на мрежата со оптоварување кое изнесува најмалку 90% од соодветната трајно дозволена струја или јазли со напони надвор од дозволените вредности (во согласност со границите дефинирани во потпоглавје 3.2). Случаите кога оптоварувањето на елементот е поголемо од неговата трајно дозволена струја, како и случаите во кои напонот на јазелот е надвор од дозволените вредности, се сметаат за критични и се истакнати со црвена боја.

табела 46. Листа на карактеристични испади за сценарио 2015 – P1% – В – НН

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Оптоварување [%] Напон [kV]
Скопски регион			
400/110 TR SKOPJE 5	110 kV DV SK 1 - В - ТЕТО-ЕС	156 MVA	124 %

Во ова сценарио преносната мрежа го исполнува N-1 критериумот.

слика 125. Текови на моќност и напонски прилики во преносната мрежа за сценарио 2015 – P1% – В – HN



10.12. СЦЕНАРИО 2015 – P1% – C – HN

системски максимум	[MW]
$P_{\text{ХЕЦ}}$	321
$P_{\text{ТЕЦ}}$	977
$P_{\text{размена: увоз(-) / извоз(+)}}$	-379
$P_{\text{дистрибуција}}$	1376
$P_{\text{директни}}$	273
$\Delta P_{\text{загуби}}$	25.6
$P_{\text{оптоварување}}$	1674

$$P_{\text{ОПТОВАРУВАЊЕ}} = P_{\text{дистрибуција}} + P_{\text{директни}} + \Delta P_{\text{загуби}} = P_{\text{ХЕЦ}} + P_{\text{ТЕЦ}} - P_{\text{размена}}$$

10.12.1. N-0 анализа

Во ова сценарио е зголемен увозот за 60+260 MW поради нерасположливост на ХЕЦ Бошков Мост и КОГЕЦ Енергетика (доцнење со реализација на проектите). Зголемениот увоз се реализира од електроенергетските системи на Романија и Бугарија.

Според прикажаните резултати на слика 126 и од анализата на сценариото 2015 – P1% – C – HN, за режимот без испаднати елементи, може да се констатира дека:

- оптоварувањата на сите елементи во мрежата се во дозволените граници,
- напоните на сите јазли се во дозволените граници,
- високо оптоварени се следните водови:
 - 110 kV далекувод ТЕТО – ТC Скопје 4 со оптоварување 74%,
 - 110 kV далекувод ТЕТО – ТC Скопје 1 со оптоварување 65%,
 - 110 kV далекувод ТC В. Главинов – ТC Скопје 1 со оптоварување 66%,
- најнизок напон од 109 kV има ТC Куманово 3 и
- највисок напон од 117 kV има ТC Битола 2.

10.12.2. N-1 анализа

Во табела 47 се наведени сите испади при кои има елементи на мрежата со оптоварување кое изнесува најмалку 90% од соодветната трајно дозволена струја или јазли со напони надвор од дозволените вредности (во согласност со границите дефинирани во потпоглавје 3.2). Случаите кога оптоварувањето на елементот е поголемо од неговата трајно дозволена струја, како и случаите во кои напонот на јазелот е надвор од дозволените вредности, се сметаат за критични и се истакнати со црвена боја.

табела 47. Листа на карактеристични испади за сценарио 2015 – P1% – C – HN

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Оптоварување [%] Напон [kV]
Скопски регион			
400/110 TR SKOPJE 5	110 kV DV SK 1 - B - TETO-EC	156 MVA	127 %
110 kV DV V.GLAVINOV - SK 1 - B	110 kV DV SK 4 - TETO-EC	156 MVA	92 %

Во ова сценарио преносната мрежа го исполнува N-1 критериумот.

И при забавен пораст на оптоварувањето од 1%, во услови на сува хидрологија се јавуваат проблемите со испади на потегот ТC Ресен – ТC Охрид 2 – ТC Охрид 1 – ТC Охрид 3 – ТC Струга.



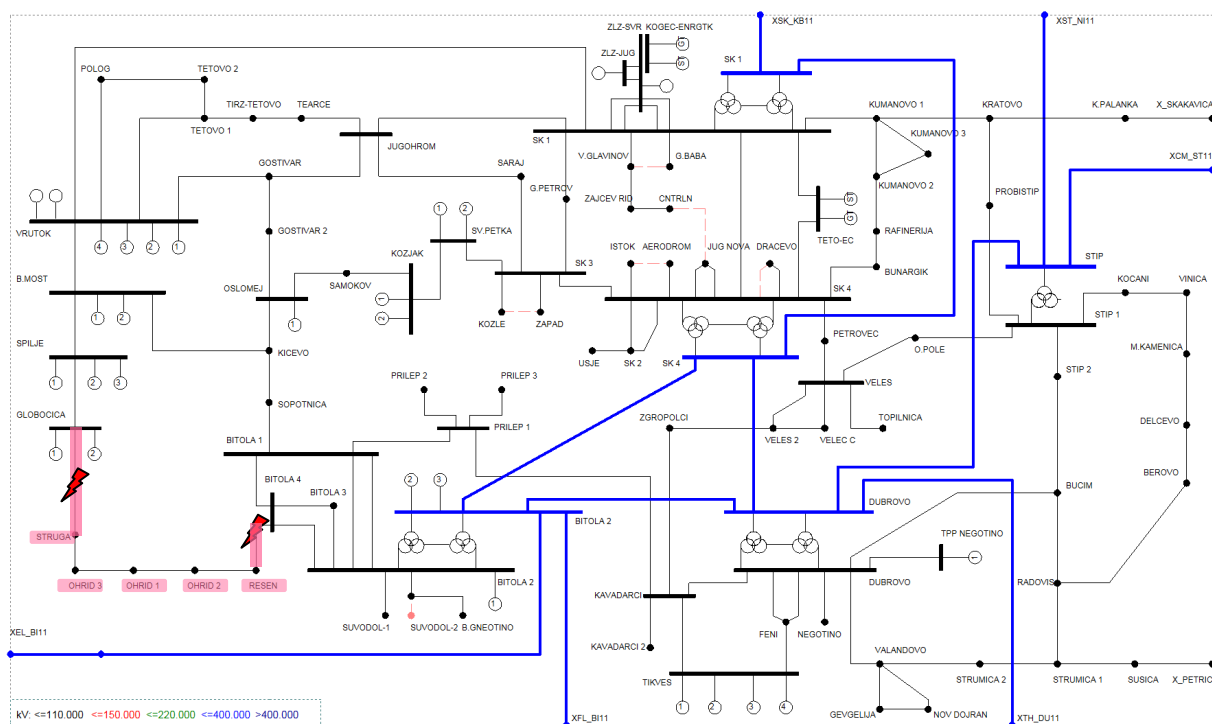
10.13. РЕШЕНИЈА ЗА НАДМИНУВАЊЕ НА ПРОБЛЕМИТЕ

На слика 127 се илустрирани критичните испади кои доведуваат до преоптоварување на елементи во мрежата (т.е. при кои струјата во некои елементи е поголема од соодветната трајно дозволена струја) или до појава на напони пониски од најниската дозволена вредност.

При среднорочно планирање во 2015 година, како *критични* се идентификуваат сите испади кои се проследени со преоптоварувања или напонски девијации и *не можат да се надминат со корективна диспечерска акција*, туку за нивно решавање е неопходно *засилување на преносната мрежа со нови елементи*. Значи, на среднорочен и долгорочен период решенијата вклучуваат инвестиции во преносната мрежа.

Оваа дефиниција е нагласена со цел да се направи разлика од пристапот кој се користи во краткорочните анализи (за периодот 2010 – 2013 година). При краткорочни анализи, сите испади со нарушени погонски големина (преоптоварувања или напонски отстапувања од дозволените вредности) се идентификуваат како критични и предвид се земаат само корективни акции, како на пример секционирање, редиспечинг или редукција на товар, додека поголеми инвестициски зафати во мрежата не се разгледуваат поради долгиот период за нивна реализација.

слика 127. Критични испади, преоптоварувања и напонски проблеми во 2015



Легенда: - критичен испад

- преоптоварувања и напонски проблеми

Имајќи предвид дека во периодот 2011 – 2013 година, во сценаријата со сува хидрологија, како критичен се јавува испадот на 110 kV далекувод ТС Г. Петров – ТС Скопје 1 кој предизвикува преоптоварување на далекуводот ТС Скопје 3 – ТС Скопје 4 (113% – 117%), направени се дополнителни симулации за сува хидрологија во 2015 година. Анализите покажуваат дека овој проблем не е толку изразен поради влегувањето во погон на КОГЕЦ Енергетика, ТС Сарај и секционирањето на 110 kV собирници во ТС Скопје 1. Имено, при

критичниот испад, 110 kV далекувод ТС Ѓ. Петров – ТС Скопје 1 се оптоварува до 102% и со примена на диспечерски акции оптоварување може брзо да се доведе во дозволени граници.

10.13.1. Дефиниција на варијанти за решавање на проблеми во охридско-преспански регион

Во 2015 година, доколку порастот на оптоварувањето е 3%, најголеми проблеми се очекуваат во охридско-преспанскиот регион. Врз база на досегашните истражувања и теренските прилики (слика 128), за решавање на овие проблеми, се предложени неколку варијанти.

слика 128. Коридори на преносни водови во охридско-преспанскиот регион



Легенда: постојни 110 kV далекуводи
 коридори за нови 110 kV и 400 kV далекуводи

Варијанта 1: Изградба на 400/110 kV трансформаторска станица Охрид

Имајќи предвид дека коридорот на новиот 400 kV интерконективен далекувод ТС Битола – ТС Елбасан поминува низ охридско-преспанскиот регион, како логична варијанта се наметнува изградба на нова 400/110 kV трансформаторска станица Охрид со автотрансформатор со номинална моќност од 300 MVA. Оваа трансформаторска станица се предлага да се лоцира во месноста Вапила и да се приклучи со влез/излез на интерконекцијата. Собириците со напон 110 kV на новата 400/110 kV трансформаторска станица да се искористат за расплет на локалните 110 kV водови (како на слика 129). Притоа, се разбива долгата 110 kV сервиска врска ТС Битола 4 – ТС Ресен – ТС Охрид 2 – ТС Охрид 1 – ТС Охрид 3 – ТС Струга – ТС Глобочица. Во охридско, 110 kV прстен ТС Охрид 2 – ТС Охрид 1 – ТС Охрид 3 се поврзува на новиот 400/110 kV јазел, со што се зголемува сигурноста и се поедноставува управувањето, бидејќи се губи преносната функција на локалната мрежа.

Варијанта 2: Инсталирање на 110 kV компензаторски уреди во ТС Охрид 1

Како што е напоменато, природата на проблемите е недостиг од локална напонско-реактивна поддршка која доведува до значителни падови на напон при испади. Затоа, за надминување на проблемите се предлага инсталирање на компензаторски уреди во регионот на 110 kV напонско ниво. Анализите на оптимални текови на реактивни моќности покажуваат дека оптимална локација за инсталирање на овие уреди е ТС Охрид 1. Се претпоставува примена на кондензаторски батерии со инсталирана моќност од 50 Mvar, односно 2 модули од по 25 Mvar. Основната функција на компензаторските уреди ќе биде активација при критични испади, додека во нормален режим на работа може да се искористат за намалување на загубите на активна моќност преку подобрување на напонскиот профил.

Варијанта 3: Изградба на 110 kV далекувод кон ТС Охрид 3

Трета насока на решавање на проблемите е зајакнување на 110 kV мрежа со изградба на нова врска кон еден од напојните јазли на охридско-преспанскиот регион: ТЕЦ Битола или ХЕЦ Глобочица.

За хидроелектричните центри во западниот дел, типично е производство во мал број на часови и покривање на врвни оптоварувања во текот на денот. Имајќи го предвид нивниот производствениот дијаграм, јасно е дека нема смисла да се гради уште еден 110 kV далекувод кон ХЕЦ Глобочица. Затоа останува новата врска да се изведе кон постојните термоелектрични центри, т.е. кон постојната 400/110 kV трансформаторска станица кај Битола. Добрата страна на ваквото поврзување е што преку новиот вод се подобруваат условите за снабдување на регионот и во режими со сува хидрологија.

Од техничка гледна точка се можни повеќе решенија, со водови од која и да е трансформаторска станица во битолски и кичевски регион. Од множеството можни решенија, избрани се две подваријанти коишто имаат предност поради просторните можности за проширување на постројките и теренските коридори.

110 kV врска се планира да се изведе со двосистемски далекувод со спроводници тип АCSR 240/40 mm². Како стратешка определба на МЕПСО, наведена во потпоглавје 3.9, за напојување на цели региони во кои не е предвиден развој на 400 kV мрежа, треба да се користат двосистемски 110 kV далекуводи со класичен тип на спроводници АCSR 240/40 mm².

Подваријанта 3-А: 110 kV далекувод ТС Битола 1 – ТС Охрид 3

Во подваријанта 3-А се предлага изградба на двосистемски 110 kV далекувод ТС Битола 1 – ТС Охрид 3 со спроводници АCSR 240/40 mm².

Од постојните четири 110 kV трансформаторски станици во битолскиот регион, најповолна за изведба на врска кон охридско-преспански регион е ТС Битола 1. ТС Битола 4 и ТС Битола 3 се урбани постројки во кои нема просторна резерва, а за врска кон ТС Битола 2 е потребен коридор подолг за 11 km кој поминува низ обработливи површини, така што може да се јават имотно-правни проблеми и нарушување на иригационата мрежа. Дополнително, со напуштање на 150 kV интерконективен далекувод ТС Битола 1 – ТС Овчарани, во ТС Битола 1 се ослободуваат две 110 kV полиња кои може да се искористат за приклучување на новиот далекувод.

За реализација на ова решение се предвидува коридор паралелно со постојниот далекувод ТС Битола 4 – ТС Ресен – ТС Охрид 2 и магистралниот пат Битола – Ресен – Охрид. Должината на 110 kV далекувод ТС Битола 1 – ТС Охрид 3 се проценува на 60.7 km.

Подваријанта 3-Б: 110 kV далекувод ТС Сопотница – ТС Охрид 3

Во подваријанта 3-Б се предлага изградба на двосистемски 110 kV далекувод ТС Сопотница – ТС Охрид 3 со спроводници АCSR 240/40 mm².

Помеѓу ТС Сопотница и ТС Кичево избрана е ТС Сопотница поради две причини: коридорот кон Кичево има поголема должина и просторот во ТС Кичево е резервиран за приклучок на 110 kV далекувод кон ХЕЦ Бошков Мост.

Коридорот на 110 kV далекувод ТС Сопотница – ТС Охрид 3 поминува низ потешок планински терен, преку Плакенска Планина, и затоа се претпоставени поголеми инвестициски трошоци за единечна должина. Должината на далекуводот се проценува на 44.3 km.

10.13.2. Техно-економска анализа на варијантите

Карактеристиките на варијантите се илустрирани на сценариото 2015 – Р3% – А – НН, но се тестирани на сите дефинирани сценарија за 2015 година, како и во 2020 година. За да се

изврши оценка на издржаноста на предложените варијанти, направени се симулации и за периодот после 2020 година (на модел 2030 година, види глава 12).

На слика 129 е прикажана распределбата на тековите на моќност и напонските прилики во охридско-преспанскиот регион за сите варијанти.

Од табела 48 се гледа дека сите варијанти ги разрешуваат критичните испади и воочените проблеми.

табела 48. Карактеристики на варијантите при критични испади

Испаднат елемент	Критичен елемент	Основно Сценарио	Варијанта 1	Варијанта 2	Варијанта 3-А	Варијанта 3-Б
110 kV DV GLOBOCICA - STRUGA	TS STRUGA 110 kV	94.7 kV	115.0 kV	104.5 kV	109.1 kV	107.7 kV
	TS OHRID 3 110 kV	97.1 kV	115.9 kV	106.7 kV	111.2 kV	109.9 kV
	TS OHRID 1 110 kV	97.6 kV	115.8 kV	107.1 kV	111.1 kV	109.9 kV
	TS OHRID 2 110 kV	98.2 kV	115.8 kV	107.3 kV	111.2 kV	110.0 kV
	TS RESEN 110 kV	106.3 kV	116.1 kV	110.9 kV	113.1 kV	112.7 kV
	110 kV DV BITOLA 4 - RESEN	95 %	19 %	84 %	30 %	33 %
110 kV DV BITOLA 4 - RESEN	TS STRUGA 110 kV	103.2 kV	115.8 kV	110.9 kV	112.7 kV	111.7 kV
	TS OHRID 3 110 kV	99.7 kV	116.1 kV	110.7 kV	112.6 kV	111.1 kV
	TS OHRID 1 110 kV	99.3 kV	116.0 kV	110.7 kV	112.2 kV	110.8 kV
	TS OHRID 2 110 kV	99.1 kV	116.0 kV	110.6 kV	112.1 kV	110.6 kV
	TS RESEN 110 kV	98.9 kV	116.2 kV	110.1 kV	111.6 kV	110.1 kV
	110 kV DV GLOBOCICA - STRUGA	91 %	35 %	82 %	42 %	43 %

Во табела 49 се сумирани техничките и економските карактеристики на варијантите.

Варијантата 2 во која се предвидува инсталирање на компензациски уреди има најмала инвестициона вредност, меѓутоа е среднорочно решение. Со оваа варијанта се регулираат напонските прилики при испади, но не се решава потенцијалното преоптоварување на врската преку која радијално ќе се напојува регионот. Во 2015 година, вкупното оптоварување во трансформаторските станици во охридско-преспанскиот регион се предвидува да биде 100.5 MW или 103.3 MVA. Ако се претпостави пораст од 3%, веќе за една или две години после 2020 година регионот при испад не ќе може да се напојува преку една радијална врска. Ако порастот е 1%, проблемите со преоптоварени водови при испади се очекуваат после 13 години, односно некаде пред 2030 година. Значи, конкурентноста на варијанта 2 многу зависи од порастот на оптоварувањето во регионот.

Варијантата 3-Б има технички слабости кои доаѓаат до израз во периодот после 2020 година. Критичен е испадот на 110 kV далекувод ТС Битола 4 – ТС Ресен кога се преоптоварува 110 kV далекувод ТС Битола 2 – ТС Сопотница над 100%. Режимот со овој испад е уште потежок ако ТЕЦ Осломеј е надвор од погон или во услови на сува хидрологија (намалено производство на хидроелектричните центри од западниот дел). Решението губи на квалитет поради тоа што далекуводот ТС Битола 1 – ТС Сопотница има спроводници од типот ACSR 150/25 mm², трајно дозволена струја 488 A (при номинален напон трајно дозволено оптоварување е 93 MVA).

Останатите варијанти 1 и 3-А ги задоволуваат техничките критериуми. Покрај поголемата инвестициона вредност на варијанта 3-А, таа има и поголеми загуби на активна моќност од 0.6 MW во однос на варијанта 1. Тоа значи дека варијанта 1, заради намалени загуби на активна моќност во мрежата, придонесува за дополнителна заштеда во однос на варијанта 3-А, од околу 100 000 €/годишно.

табела 49. Техно-економска споредба на варијантите

Варијанта	Инвестиција (€)	Загуби ΔP (MW)	N-1	Издржаност	
				2020 г.	2030 г.
1: 400/110 kV ТС Охрид	8,050,000	30.7	✓	✓	✓
2: Компензација во ТС Охрид 1	1,500,000	31.7	✓	✓	X
3-А: 2x110 kV ДВ ТС Битола 1 - ТС Охрид 3	8,484,000	31.3	✓	✓	✓
3-Б: 2x110 kV ДВ ТС Сопотница - ТС Охрид 3	7,402,000	31.2	✓	✓	X

Варијантата 3-А има подобрени технички перформанси доколку постои можност врската кон охридски регион, наместо од ТС Битола 1, да се изведе од ТС Битола 2. Секако дека тоа ја поскапува инвестицијата, но долгорочно се зголемува сигурноста на ваквата конфигурација. Имено, во 2030 година, при испад на 110 kV далекувод ТС Битола 4 – ТС Ресен, може да дојде до високо оптоварување од околу 90% на двата 110 kV далекуводи ТС Битола 2 – ТС Битола 1.

10.13.3. Квалитативна анализа на варијантите

При донесување на конечната одлука за избор на решението, треба да се имаат предвид и одредени квалитативни карактеристики на варијантите.

Имајќи ги предвид заложбите на државните институции за интереконективно поврзување со Албанија и завршување на енергетското поврзување преку коридорот 8, се препорачува усвојување на варијантата 1.

Реализацијата на варијантата 1 зависи од одлуката за изградба на 400 kV интереконективен далекувод ТС Битола 2 – ТС Елбасан. Доколку изградбата се реализира во 2015 година логично е заедно со проектот за интереконекцијата да се изведе и градбата на 400/110 kV ТС Охрид.

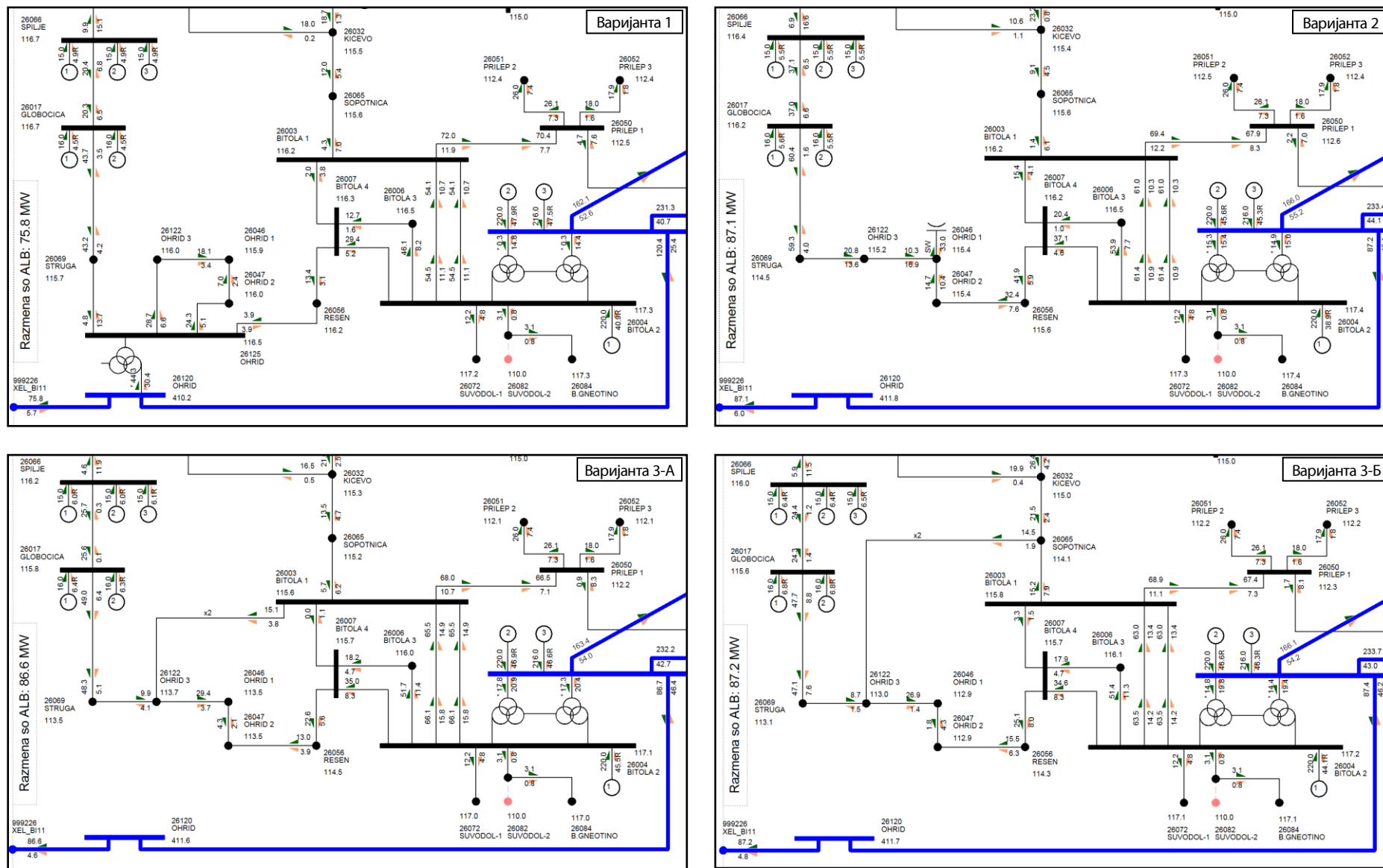
Варијантата 2 се одликува со краток период на реализација (околу 2 години) и ниски инвестициски трошоци. Доколку изградбата на интереконекцијата се одложи после 2015 година, а се регистрира забрзан пораст на оптоварувањето во регионот (помеѓу 2% и 3%) во тој случај е неопходна изведба на варијантата 2 како прва фаза од изведбата на варијантата 1. Всушност варијантата 2 би претставувала меѓу чекор до реализација на конечно квалитетно решение. Со тоа потребата од капитална инвестиција се одлага од 5 до 15 години, во зависност од порастот на оптоварувањето. После изградбата на 400/110 kV ТС Охрид (варијанта 1) се надминува потребата од компензација во ТС Охрид 3 и компензациските уреди може да се употребат на друго место во преносната мрежа (на пример во источниот дел на мрежата, види потпоглавје 11.12).

Доколку се напушти идејата за интереконективно поврзување со Албанија, во тој случај единствена опција за долгорочно решение на проблемите во охридско-преспанскиот регион останува изведба на една од варијантите 3-А и 3-Б. Доколку се избере варијанта 3-А, треба детално да се анализираат опциите дали врската кон охридски регион треба да се изведе од ТС Битола 1 или ТС Битола 2. При избор на варијанта 3-Б мора да се води сметка и за зајакнување на далекуводот ТС Битола 1 – ТС Сопотница, односно при реконструкција на овој далекувод да се изберат спроводници со поголемо струјно оптоварување. Конечниот избор меѓу овие две варијанти ќе зависи од теренските услови и можноста за обезбедување на коридорите.

Доколку порастот на оптоварувањето се движи околу 1%, во 2015 не е неопходно зајакнување на преносната мрежа во охридскиот регион, бидејќи проблемите се одлагаат за неколку години. Сепак, со оглед на комплексноста на можните решенија и досегашните искуства за градба на високонапонски објекти, е потребно преземање на иницијатива за решавање на проблемите во најскоро време, независно од порастот на оптоварувањето во регионот.

Во понатамошните анализи за 2020 година е усвоена варијантата 1.

слика 129. Текови на моќност и напонски прилики во преносната мрежа за варијантите за решавање на проблеми во охридско-преспански регион



10.14. ПРИКЛУЧОК НА НОВИ ЕЛЕМЕНТИ НА ПРЕНОСНА МРЕЖА ВО 2015 ГОДИНА

10.14.1. 400 kV интерконективен далекувод Битола (МК) – Елбасан (АЛ)

Интерконективното поврзување помеѓу Република Македонија и Албанија претставува дел од Коридорот 8.

За Република Македонија реализацијата на Коридорот 8 е од големо значење, затоа што тој заедно со Коридорот 10 ќе овозможи територијата на нашата држава да претставува крстопат. Значењето на Коридорот 8 може да се процени од повеќе аспекти: првенствено регионално-транспортни, геостратежиски и геополитички, но и како превентива во надминувањето на конфликтните состојби на локално и на регионално ниво.

Набљудувано од геостратежиски аспект, Коридорот 8 е составен сегмент од еден многу поголем и исклучително значаен проект што вклучува експлоатација на енергетските ресурси од кавкаскиот регион и од Централна Азија. Реализацијата на еден ваков проект неопходно бара големи инвестиции во придружната транспортна инфраструктура, во насока кон државите консументи. Коридорот 8, всушност, го претставува најважниот сегмент, па оттука и неговото големо геостратежиско значење, поради фактот дека главните произведувачи на енергенси во Централна Азија (Казахстан, Туркменистан, Узбекистан, Азербејџан) немаат излез на друго море, освен на Касписко Море.

Коридорот 8 е еден од десетте паневропски коридори и опфаќа околу 905 km национални патишта и автопатишта, 1184 km железничка мрежа, три директно поврзани пристаништа (Драч, Бургас и Варна), како и поврзаност со Констанца на Црно Море, и со меѓународните аеродроми (Софија, Тирана и Скопје). Основата на Коридорот 8 е потпишувањето на Меморандумот за разбирање на 9. септември 2002 година во Италија. Поголем дел од проектите поврзани со Коридорот 8 се елаборирани и нивната реализација е започната со креирањето на Пактот за стабилност во 1999 година. Фондовите биле насочени во Италија, за создавање на Интернационален секретаријат во Бари. Основна цел на Секретаријатот е координирање на сите проекти поврзани со изградбата на Коридорот 8. Изборот на градот Бари за седиште на координираните активности е резултат на силниот интерес на италијанскиот регион Апулија за Коридорот 8. Во рамките на овој регион егзистираат две големи пристаништа – Бари и Бриндизи, кои се воедно и крајните западни точки на Коридорот 8. Од страна на Албанија, Бугарија, Италија и Република Македонија на 13. април 2005 година, во Софија ресорните министри за областа на енергетиката потпишаа “Joint Statement for energy infrastructure cooperation” за поддршка на имплементацијата на енергетските инфраструктурни проекти, во согласност со законската регулатива на Европската Унија, вклучувајќи ги проектите од Транс Европските Мрежи (TEN) и во Европско – Медитеранскиот Енергетски Прстен.

Од аспект на електроенергетиката, реализацијата на последниот дел од коридорот 8, поврзувањето на Република Македонија со Албанија и понатаму со Италија (интерконекцијата помеѓу Република Македонија и Бугарија е реализирана во јануари 2009 година), ќе овозможи зајакната конекција на Италија со земјите на Југоисточна Европа, како и подобро поврзување на албанскиот електроенергетски систем со регионот.

Имајќи го предвид фактот дека Италија е една од најголемите увозници на енергија во рамките на Европската Унија, изградбата на интерконекцијата ќе овозможи пристап на Италија на регионалниот пазар на електрична енергија. Интегрирањето на италијанскиот пазар го претвора регионот на југоисточна Европа во интересна зона со широки можности за инвестиции. Исто така, поврзувањето на Италија ќе претставува дополнителен поттик за надградба на регионалниот пазар на електрична енергија.

Придобивките на Република Македонија од изградбата на интерконекцијата со Албанија (и понатаму со Италија) може да се поделат во неколку групи:

- зголемени инвестиции во производството на електрична енергија,
- зголемен приход на преносниот систем-оператор, како резултат на зголемениот транзит на енергија,
- расположливиот и инсталиран хидропотенцијал на албанскиот електроенергетски систем отвора можност за подобрување на регионалниот диспечинг на електрична енергија.

За проучување на ефектите од интерконекцијата Македонија – Албанија – Италија изработена е студија за оправданост: Feasibility Study of the 400 kV OHTL and 400 kV Submarine Cable Interconnections from Macedonia to Albania and to Italy – водена од SEETEC со учество на KESH – Albania, MEPSO – Macedonia и TERNА – Italy.

Заклучоците од Студијата може да се сублимираат во следните точки:

- Изведба на само делумна интерконекција меѓу електроенергетските системи на Република Македонија и Албанија не е исплатлива од економски аспект.
- Комплетна реализација на проектот за интерконективно поврзување меѓу Република Македонија, Албанија и Италија ќе овозможи регионални придобивки кои целосно ја оправдуваат инвестицијата.
- Главен извор за враќање на инвестициите за Република Македонија и Албанија е зголемениот приход од транзит на електрична енергија низ двете земји кон Италија. Италија профитира со пристап до евтини производни објекти како замена за италијанските производни објекти со големи оперативни трошоци.
- Интерконективната врска помеѓу Република Македонија и Албанија е со приближна должина од 130 km, со проценета инвестиција од 40 милиони € и индикативен преносен капацитет од 700 MW.
- За интерконекција кон Италија постојат неколку варијанти, од кои актуелни се следните:
 - 400 kV DC подморски кабел Валона (AL) – Бриндизи (IT).
 - 400 kV DC подморски кабел Драч (AL) – Фоца (IT).

Интерконекцијата меѓу Албанија и Република Македонија ќе се реализира со 400 kV далекувод ТС Битола 2 – ТС Елбасан, стандардна изведба со едносистемски челично-решетки столбови, спроводници тип ACSR 2x490/65 mm², за кои трајно дозволената струја е 1920 A (при номинален напон трајно дозволено оптоварување е 1330 MVA) и две заштитни јажиња од кои едното има оптички влакна. Со употреба на оптичките влакна во едното заштитно јаже ќе се постигне директна телекомуникациска врска помеѓу соседните национални диспечерски центри.

Коридорот на територијата на Република Македонија започнува од ТС Битола 2 и паралелно со постојниот 110 kV далекувод ТС Битола 4 – ТС Ресен – ТС Охрид 1 оди накај Охрид и Струга, за потоа да продолжи во подножјето на планинскиот масив Јабланица кон границата помеѓу Република Македонија и Албанија, во близина на граничниот премин Кафасан (види слика 128).

Трошоците за реализација на далекуводот од ТС Битола 2 до границата, во должина од 90 km, се проценуваат на 23.4 милиони евра.

Според последните преговори, МЕПСО и OST (албанскиот преносен систем-оператор) планираат да инвестираат секој во својата секција од 400 kV интерконективен далекувод ТС Битола 2 – ТС Елбасан. Во подготовка е нова студија за оправданост на интерконекцијата која треба да ги уважи новите пазарни услови и новите развојни планови на националните системи во регионот.

слика 130. Коридор за 400 kV интерконективен далекувод ТС Битола – ТС Елбасан



10.14.2. Приклучок на ХЕЦ Бошков Мост

ХЕЦ Бошков Мост се наоѓа во западните предели на Република Македонија, во близина на ХЕЦ Шпиље, односно во близина на Дебар. Во непосредна близина на објектот минува магистралниот пат Скопје – Дебар – Охрид.

ХЕЦ Бошков Мост претставува типично деривациона постројка каде се зафаќаат водите од Мала Река која се влива во Радика на 10 km возводно од вливот на Радика во Црн Дрим.

Се предвидува изградба на брана и формирање на акумулација, зафати на сите потоци од сливот на Мала Река, деривациски канали, тунел, цевковод и машинска зграда. Браната е предвидена на самото устие на Јадовска Река во Тресонечка Река под селото Тресонче. Браната е висока 33 m и овозможува корисен простор на акумулацијата од 858 000 m³, што претставува акумулирање на вода за неколку дена, (16).

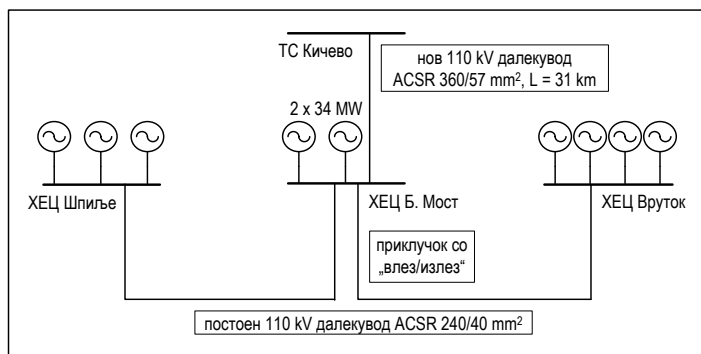
Приклучокот на ХЕЦ Бошков Мост со инсталирана моќност од 2x34 MW на преносната мрежа на Република Македонија, се планира⁷ да се изведе со влез/излез на постојниот 110 kV далекувод ХЕЦ Шпиље – ХЕЦ Вруток и со изградба на нов 110 kV далекувод ХЕЦ Бошков Мост – ТС Кичево (види слика 131). Новиот далекувод има должина од 31 km и има

⁷ Според првичните планови, се предвидуваше приклучокот на ХЕЦ Бошков Мост да се изведе со два нови 110 kV далекуводи кон ХЕЦ Шпиље и ХЕЦ Вруток. Меѓутоа, со оглед на теренот низ кој поминуваат коридорите (национален парк, планински терен, крајбрежен појас), се процени дека изградбата ќе биде многу тешка и се дефинира нов начин на приклучок.

спроводници од типот ACSR 360/57 mm², со трајно дозволена струја 824 A (при номинален напон трајно дозволено оптоварување е 157 MVA)⁸.

Избраниот начин на приклучување ги задоволува техничките критериуми во целиот разгледуван период во Студијата.

слика 131. Изведба на приклучокот на ХЕЦ Бошков Мост



10.14.3. Приклучок на КОГЕЦ Енергетика

Расположливоста на природниот гас во Скопје, како и постоењето на топлификациски систем, создаваат услови за инсталирање на когенеративна постројка за производство на електрична и топлинска енергија со погонско гориво природен гас.

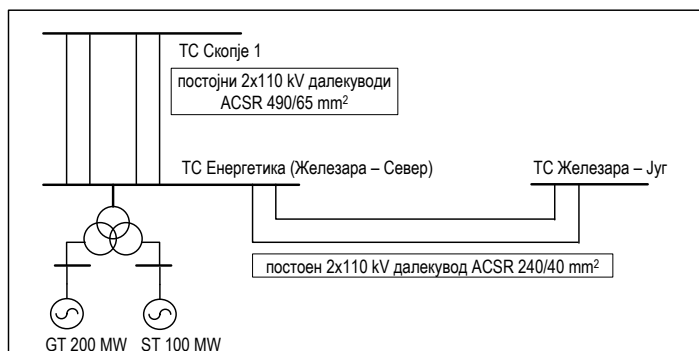
Новата комбинирана гасна електрична централа се предвидува да биде со инсталирана електрична моќност од 300 MW и до 150 MW топлинска моќност, со комбиниран циклус. Електричната централа треба да биде инсталирана во склоп на постојниот погон „Енергетика“ – Скопје.

Во постројката Енергетика – Скопје има мала електрична централа која во минатото работела на мазут и произведувала 30 MW моќност, 150 MWth топлинска енергија, процесна пареа 40t/h. Доколку како гориво во новата електрична централа со инсталирана моќност од 300 MW се користи природен гас, значително ќе се намали емисијата на NO_x заради инсталирање на сув горилник во гасната турбина (16).

Приклучокот на КОГЕЦ Енергетика со инсталирана моќност од 300 MW (гасна турбина 200 MW и парна турбина 100 MW) на преносната мрежа на Република Македонија (види слика 132), се планира да се изведе на постојната инфраструктура во ТЦ Енергетика (Железара – Север). Дел од произведената електрична енергија од КОГЕЦ Енергетика ќе се троши во локалната дистрибутивна мрежа. Дел ќе се предава кон преносната мрежа преку двата двосистемски 110 kV далекуводи ТЦ Енергетика – ТЦ Скопје 1, со должина од 2.9 km и спроводници од типот ACSR 490/65 mm², кои имаат трајно дозволена струја 1025 A (при номинален напон трајно дозволено оптоварување е 195 MVA).

⁸ Треба да се има предвид дека според одредени варијанти, инсталираната моќност на ХЕЦ Бошков Мост може да биде и поголема (на пример, да изнесува 2x50 MW или повеќе). Избраниот тип на спроводници на новиот далекувод ги задоволува техничките критериуми и за поголема инсталирана моќност на ХЕЦ Бошков Мост. Ако инсталираната моќност не биде поголема од 2x34 MW, тогаш далекуводот кон ТЦ Кичево може да се изведе со спроводници од типот ACSR 240/40 mm². Анализите и изборот на конечното решение за приклучок ќе бидат предмет на посебна Студија за приклучок на ХЕЦ Бошков Мост.

слика 132. Изведба на приклучокот на КОГЕЦ Енергетика



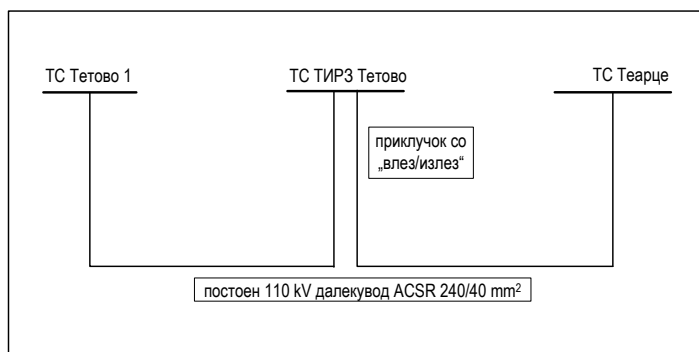
Како што беше наведено во анализи во потпоглавје 10.4, во моментот на влегување во погон на КОГЕЦ Енергетика е неопходно да се примени секционирање на 110 kV собирници во ТС Скопје 1.

Избраниот начин на приклучување ги задоволува техничките критериуми во целиот разгледуван период во Студијата.

10.14.4. Приклучок на ТС ТИР3 во Тетово

Напојувањето на Технолошко-индустриската развојна зона во Тетово ќе биде преку ТС ТИР3 Тетово, приклучена на преносната мрежа на Република Македонија со влез/излез на постојниот 110 kV далекувод ТС Тетово 1 – ТС Теарце (види слика 133). Далекуводот има спроводници од типот ACSR 240/40 mm², со трајно дозволена струја 647 A (при номинален напон трајно дозволено оптоварување е 123 MVA).

слика 133. Изведба на приклучокот на ТС ТИР3-Тетово



Избраниот начин на приклучување ги задоволува техничките критериуми во целиот разгледуван период во Студијата.

10.14.5. Приклучок на ТС Централна

Приклучокот на дистрибутивната трансформаторска станица Централна се планира да се изведе со две врски (види слика 134):

- комбинирана врска од 110 kV далекувод и кабел кон ТС Зајчев Рид и
- 110 kV кабел кон ТС Југ Нова.

Далекуводната секција на врската ТС Централна – ТС Зајчев Рид ќе биде со должина од 2.4 km и спроводници тип ACSR 360/57 mm², а кабелот ќе биде со должина од 1.9 km и

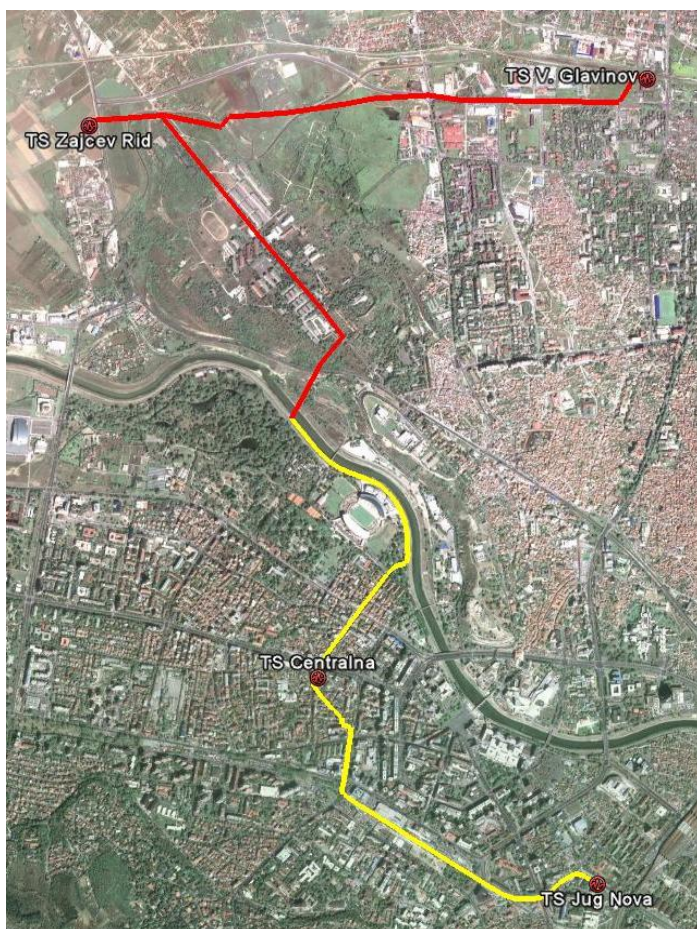
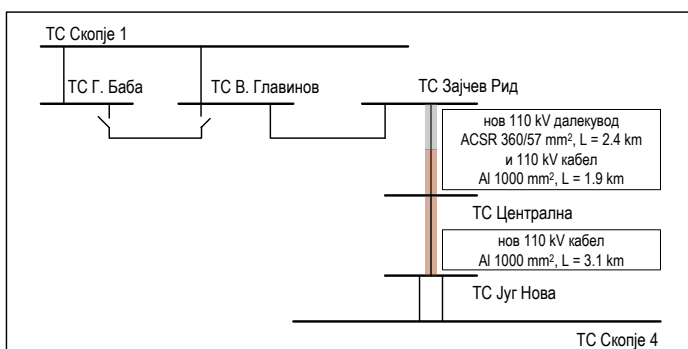
спроводници тип Al 1000 mm². Кабелот има трајно дозволена струја 820 A (при номинален напон трајно дозволено оптоварување е 156 MVA).

Заради обезбедување двострано напојување на ТС Зајчев Рид и ТС Централна, се планира и 110 kV кабелска врска ТС Централна – ТС Југ Нова.

Поради дистрибутивната функција на локалната високонапонска мрежа и во согласност со оперативната дистрибутивна пракса, едната врска ќе биде отворена при нормален работен режим (на пример, врскаста ТС Зајчев Рид – ТС Централна).

Избраниот начин на приклучување ги задоволува техничките критериуми во целиот разгледуван период во Студијата.

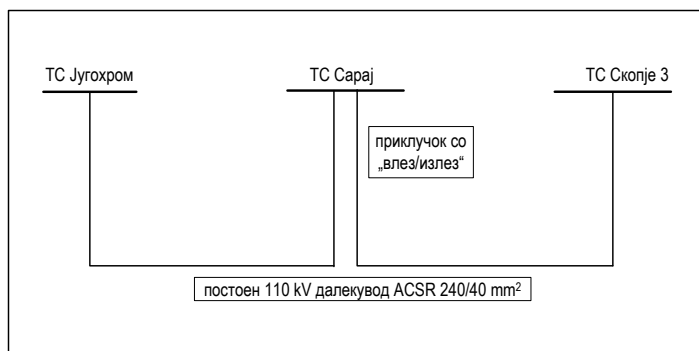
слика 134. Изведба на приклучокот на ТС Централна



10.14.6. Приклучок на ТС Сарај

Приклучувањето на дистрибутивната трансформаторска станица Сарај на преносната мрежа на Република Македонија се планира да се изведе со влез/излез на постојниот 110 kV далекувод ТС Скопје 3 – ТС Југохром (види слика 135). Далекуводот има спроводници од типот ACSR 240/40 mm², со трајно дозволена струја 647 A (при номинален напон трајно дозволено оптоварување е 123 MVA).

слика 135. Изведба на приклучокот на ТС Сарај

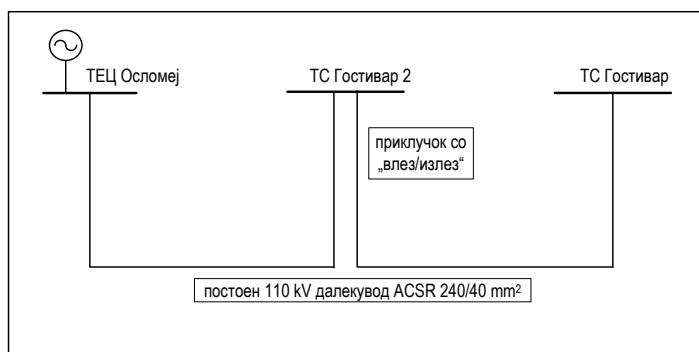


Избраниот начин на приклучување ги задоволува техничките критериуми во целиот разгледуван период во Студијата.

10.14.7. Приклучок на ТС Гостивар 2

Приклучувањето на дистрибутивната трансформаторска станица Гостивар 2 на преносната мрежа на Република Македонија се планира да се изведе со влез/излез на постојниот 110 kV далекувод ТЕЦ Осломеј – ТС Гостивар (види слика 136). Далекуводот има спроводници од типот ACSR 240/40 mm², со трајно дозволена струја 647 A (при номинален напон трајно дозволено оптоварување е 123 MVA).

слика 136. Изведба на приклучокот на ТС Гостивар 2



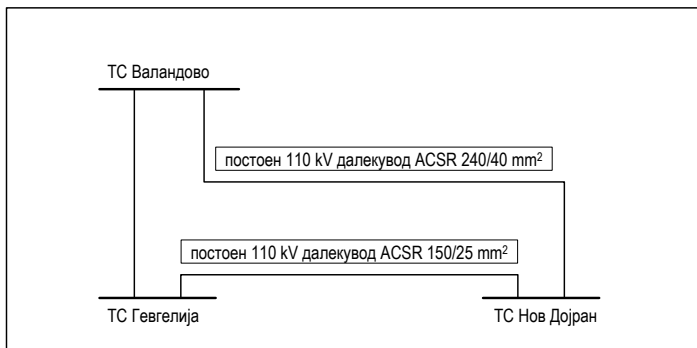
Избраниот начин на приклучување ги задоволува техничките критериуми во целиот разгледуван период во Студијата.

10.14.8. Приклучок на ТС Нов Дојран

Приклучувањето на дистрибутивната трансформаторска станица Нов Дојран на преносната мрежа на Република Македонија се планира да се изведе преку два постојни 110 kV далекуводи кои се дел од дистрибутивната мрежа и работат на 35 kV напонско ниво: 110 kV далекувод ТС Нов Дојран – ТС Валандово и 110 kV далекувод ТС Нов Дојран – ТС Гевгелија (види слика 137). Првиот далекувод има спроводници од типот ACSR 240/40 mm², со трајно дозволена

струја 647 A (при номинален напон трајно дозволено оптоварување е 123 MVA), а вториот далекувод има спроводници од типот ACSR 150/25 mm², со трајно дозволена струја 488 A (при номинален напон трајно дозволено оптоварување е 93 MVA).

слика 137. Изведба на приклучокот на ТС Нов Дојран

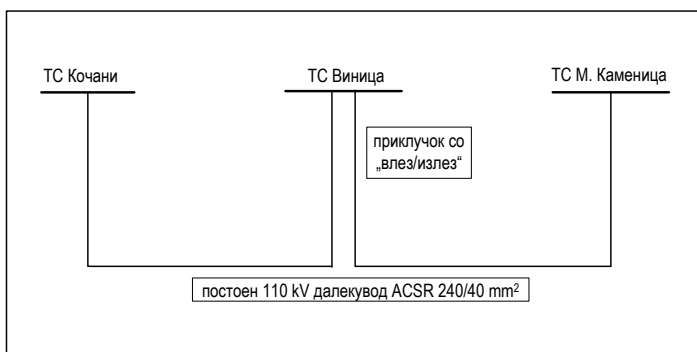


Избраниот начин на приклучување ги задоволува техничките критериуми во целиот разгледуван период во Студијата.

10.14.9. Приклучок на ТС Виница

Приклучувањето на дистрибутивната трансформаторска станица Виница на преносната мрежа на Република Македонија, според (20), се планира да се изведе во источниот прстен на преносната мрежа, со влез/излез на постојниот 110 kV далекувод ТС Кочани – ТС Македонска Каменица (види слика 138). Далекуводот има спроводници од типот ACSR 240/40 mm², со трајно дозволена струја 647 A (при номинален напон трајно дозволено оптоварување е 123 MVA).

слика 138. Изведба на приклучокот на ТС Виница



Избраниот начин на приклучување ги задоволува техничките критериуми во целиот разгледуван период во Студијата.

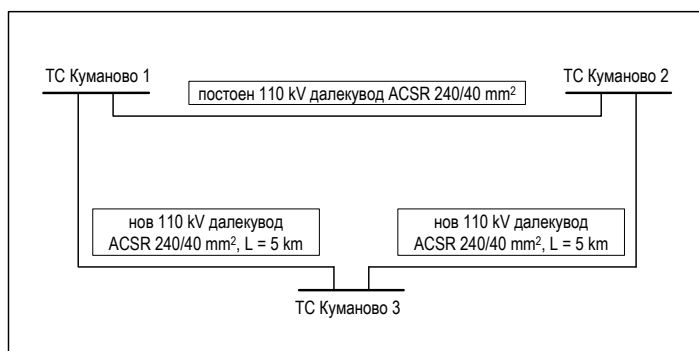
10.14.10. Приклучок на ТС Куманово 3

Приклучувањето на дистрибутивната трансформаторска станица Куманово на преносната мрежа на Република Македонија се планира да се изведе преку два нови 110 kV далекуводи: 110 kV далекувод ТС Куманово 1 – ТС Куманово 3 и 110 kV далекувод ТС Куманово 2 – ТС Куманово 3 (види слика 139). Далекуводите ќе имаат спроводници од типот ACSR 240/40 mm², со трајно дозволена струја 647 A (при номинален напон трајно дозволено оптоварување е 123 MVA).

Имајќи ја предвид визијата за развој на преносната мрежа после 2020 година, види глава 12, микролокацијата на ТС Куманово 3 треба да се избере во непосредна близина на 400 kV

интерконективен далекувод ТС Штип – ТС Ниш, како и да се предвиди доволно простор за 400 kV разводна постројка.

слика 139. Изведба на приклучокот на ТС Куманово 3



Избраниот начин на приклучување ги задоволува техничките критериуми во целиот разгледуван период во Студијата.

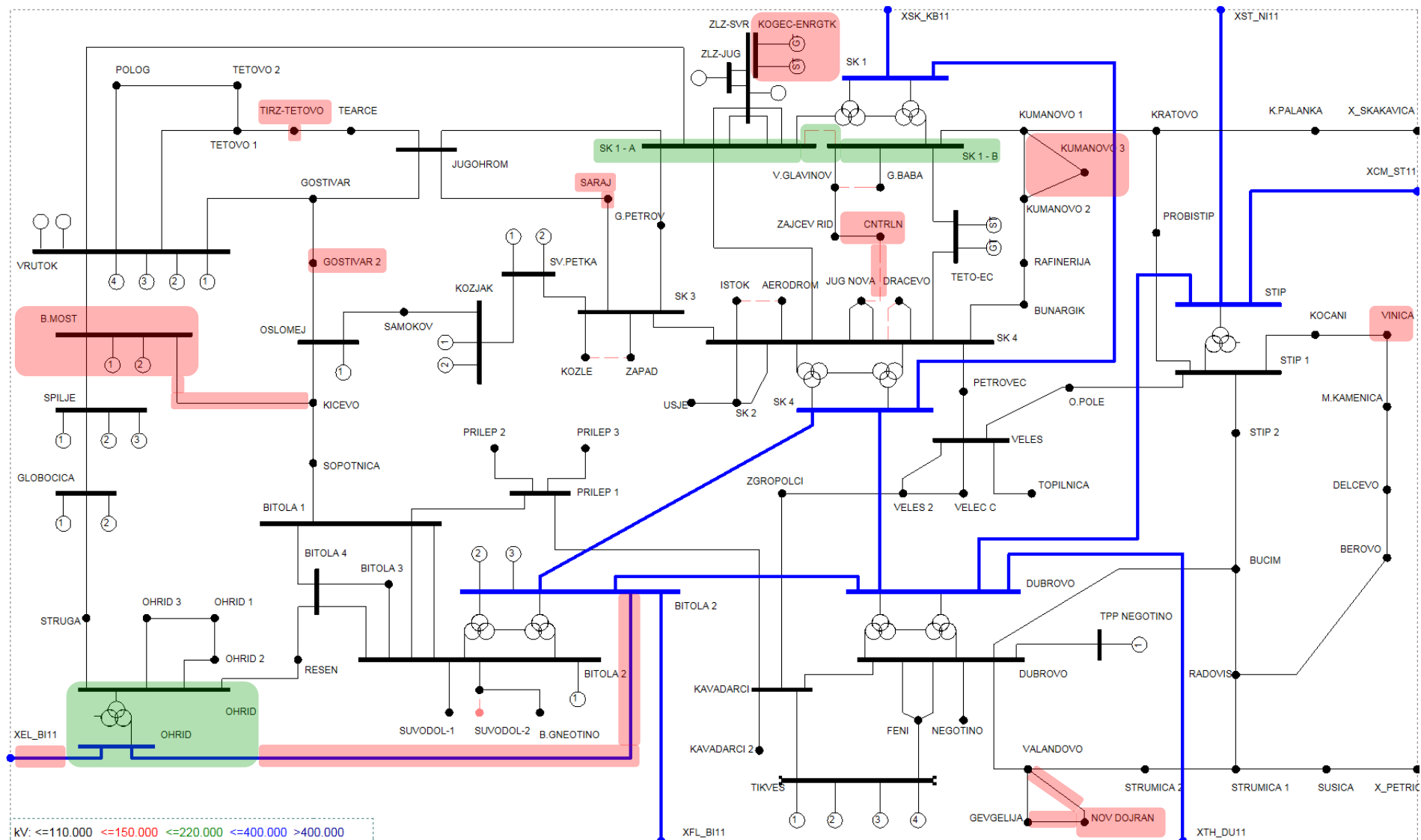
10.15. РЕВИТАЛИЗАЦИЈА НА ДАЛЕКУВОДИ

Во 2014 и 2015 година се планира ревитализација на 110 kV далекувод ТС Велес – ТС Овче Поле. Иако пресекоот на постојните спроводници тип ACSR 150/25 mm² ги задоволува тековните и идните потреби од аспект на преносната мрежа, во согласност со определбата за унификација на опремата во преносната мрежа (види потпоглавје 3.9), се препорачува употреба на стандардниот тип на спроводници ACSR 240/40 mm².

10.16. ПЛАНИРАНА КОНФИГУРАЦИЈА НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА ВО 2015 ГОДИНА

Врз основа на анализираните сценарија, за 2015 година преносната мрежа се планира да има конфигурација како на слика 140. Со зелена боја се обележани предложените измени и решенија во однос на појдовната конфигурација на мрежата од слика 113.

слика 140. Планирана конфигурација на преносната мрежа во 2015 година



10.17. ПРЕСМЕТКА НА NTC

Со влегувањето на новиот 400 kV интерконективен далекувод ТС Битола 2 – ТС Елбасан се создава нов прекуграничен преносен капацитет помеѓу Република Македонија и Албанија, а воедно се зголемуваат преносните капацитети на останатите граници на Република Македонија. Значително влијание на прекуграничните преносни капацитети на мрежата на Република Македонија за 2015 година се должи на влегувањето во погон и на следните електроенергетски елементи:

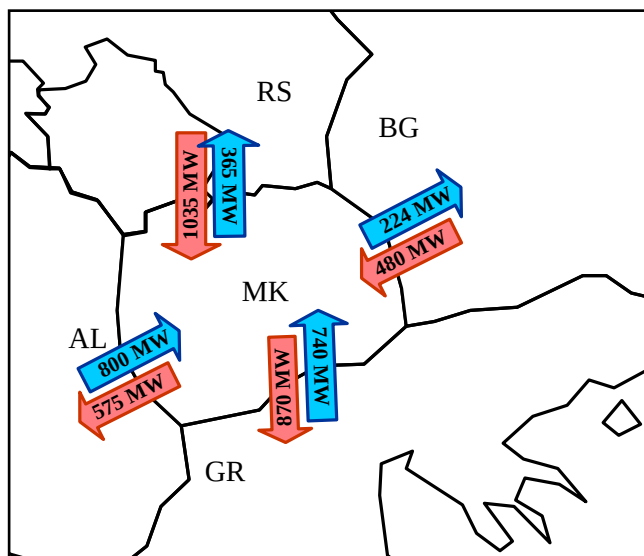
- ТЕЦ Ново Косово (KS) со инсталирана моќност 4x500 MW (почетна инсталирана моќност од 500 MW),
- 400 kV интерконективен далекувод ТС Тирана – ТС Лежа (AL) – ТС Ново Косово (KS) и
- Новите 400 kV DC подморски кабелски врски кон Италија.

Во табела 50 се прикажани преоптоварените елементи кои се ограничувачки фактор при соодветните испади во постапката на проценка на NTC.

табела 50. Листа на ограничувачки елементи при пресметка на NTC за 2015 година

Граници	Насока	Испаднат елемент	Преоптоварен елемент
RS-MK, MK-GR	[RO + RS] → [MK + GR]	400 kV ZEMLAK - TREBENO	400 kV BITOLA - LERIN
GR-MK, MK-RS	[MK + GR] → [RO + RS]	400 kV ZEMLAK - TREBENO	400 kV BITOLA - LERIN
BG-MK, MK-AL	[BG + TR] → [AL+ME]	400 kV ZEMLAK - TREBENO	400 kV BITOLA - LERIN
MK-BG, AL-MK	[AL + ME] → [BG+TR]	400 kV ZEMLAK - TREBENO	400 kV BITOLA - ELBASAN

слика 141. NTC вредности во 2015 година



На слика 141 со црвени стрелки се прикажани NTC вредностите во насоките север-југ и исток-запад (доминанти правци на пазарни трансакции), додека со сини стрелки се прикажани NTC вредностите во насоките југ-север и запад-исток (повремени и нетипични правци на транзити).

Со комплетирање на двата енергетски коридора 8 (исток-запад) и 10 (север-југ), 400 kV преносна мрежа на Република Македонија прераснува во значаен транзитен центар во регионот на Југоисточна Европа.

Прекуграничните преносни можности на Република Македонија во целост ги задоволуваат потребите за увоз на електрична енергија, а истовремено се овозможува непречен транзит на електрична енергија низ регионот.

11. АНАЛИЗА НА ПРЕНОСНА МРЕЖА ЗА 2020 ГОДИНА

11.1. ОСНОВНИ КАРАКТЕРИСТИКИ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА ЗА 2020 ГОДИНА

За 2020 година се претпоставени две сценарија на пораст на оптоварувањето: со 3% и со 1%. При пораст од 3% активното оптоварување на потрошувачите на ниво на преносна мрежа, во моментот на системскиот максимум изнесува 2195 MW (без загуби на активна моќност во преносна мрежа), од кои 1826 MW припаѓаат на дистрибутивната потрошувачка, а 369 MW на директните потрошувачи. При пораст од 1% активното оптоварување на потрошувачите на ниво на преносна мрежа, во моментот на системскиот максимум изнесува 1755 MW (без загуби на активна моќност во преносна мрежа), од кои 1482 MW припаѓаат на дистрибутивната потрошувачка, а 273 MW на директните потрошувачи.

Појдовната конфигурацијата на мрежата за 2020 година со кои се започнати анализите може да се види на слика 142.

Во периодот 2015 – 2020 година се планира влегување во погон на следните електроенергетски објекти:

- 400 kV интерконективен далекувод ТC Скопје 5 (МК) – ТЕЦ Ново Косово (КС),
- ХЕЦ Галиште со инсталирана моќност 194 MW (според план А, В и С),
- ХЕЦ Градец со инсталирана моќност 55 MW (според план А, В и С),
- ХЕЦ Чебрин со инсталирана моќност 333 MW (според план А и В),
- нов агрегат во ТЕЦ Битола со инсталирана моќност 300 MW (според план А),
- 110/35/10 kV ТC Струга 2,
- 110/35/10 kV ТC Крушево,
- 110/35/10 kV ТC Долнени.

Во 2020 година според сценарио В и С се планира излегување од погон („пензионирање“) на ТЕЦ Осломеј.

Во регионалната мрежа на југоисточна Европа се планира во погон да бидат следните капитални електроенергетски објекти:

- 400 kV интерконективен двосистемски далекувод ТC Округло (СИ) – ТC Удине (ИТ) и трансформатор со фазно поместување во ТC Округло:
должина 120 km, зајакнување на врските помеѓу Словенија и Италија и зголемување на обемот на размена на електрична енергија, со инсталирање на трансформатор за фазно поместување се овозможува зголемена сигурност на работа на преносната мрежа на Словенија и поголема ликвидност на пазарот на електрична енергија,
- 400 kV далекувод ТC Дивача (СИ) – ТC Цирковце (СИ):
должина 193 km, надградба на 220 kV коридор на 400 kV на потегот Дивача – Клече – Беричево – Подлог – Цирковце во Словенија,
- 400 kV интерконективен далекувод ХЕЦ Вишеград (ВА) – ТЕЦ Пљевља (МЕ):
должина 70 km, интеграција на пазарот на електрична енергија, зајакнување на регионалната мрежа и воспоставување на коридор за транзит на електрична енергија преку DC врска кон Италија,

- 400 kV далекувод ТС Тиват (МЕ) – ТЕЦ Пљевља (МЕ):
должина 130 km, зајакнување на преносната мрежа на Црна Гора и воспоставување на коридор за транзит на електрична енергија преку DC врска кон Италија,
- два нови агрегати во НЕЦ Черна Вода (RO) со инсталирана моќност 2x650 MW,
- 400 kV далекувод ТС Порта де Фиер (RO) – ТС Ресита (RO) – ТС Темишвар (RO):
должина 249 km, зајакнување на врските помеѓу западниот и централниот дел на Романија,
- НЕЦ Белене (BG) со со инсталирана моќност 2x1000 MW,
- 400 kV далекувод ТС Бургас (BG) – ТЕЦ Марица (BG):
должина 135 km, зголемување на безбедноста на снабдувањето со електрична енергија во регионот на Бургас и зголемување на преносниот капацитет помеѓу Грција, Бугарија и Турција,
- 400 kV трансформаторски станици Свобода (BG) и Видно (BG):
интеграција на обновливи извори (ветерни електрични центри) во источниот дел на Бугарија,
- 400 kV двосистемски далекувод ТС Требено (GR) – ТС Трикала (GR):
должина 80 km, подобрување на безбедноста во снабдувањето со електрична енергија и зајакнување на коридорот север-југ,
- 400 kV двосистемски далекувод ТС Лариса (GR) – ТС Трикала (GR):
должина 57 km, интеграција на пазарот на електрична енергија, подобрување на безбедноста во снабдувањето со електрична енергија и зајакнување на коридорот север-југ,
- 400 kV DC подморски кабел ТС Тиват (МЕ) – ТС Виланова (ИТ) е оптоварен со 1000 MW во насока кон Италија во сите сценарија,
- 400 kV DC подморски кабел ТС Драч (АЛ) – ТС Фоџа (ИТ):
должина 290 km, капацитет 500 MW, извоз на електрична енергија од регионот на југоисточна Европа кон Италија. Кабелот се активира во сценариото со транзити исток-запад, во другите сценарија кабелот не е оптоварен.

Во анализите за 2020 година е користен планирачкиот модел на преносната мрежа за Југоисточна Европа развиен во рамките на SECI Проектот за регионално планирање на преносни мрежи.

Имајќи ги предвид несигурностите во прогнозата на оптоварувањето, плановите за градба и реализација на новите електрични центри, функционирањето на регионалниот пазар на електрична енергија и интегрирањето на обновливите извори, за 2020 година се разработени различни сценарија, и тоа:

- 2020 – P3% – А – HN,
- 2020 – P3% – В – HN,
- 2020 – P3% – С – HN,
- 2020 – P3% – С – HN – TIZ,
- 2020 – P3% – С – HN – TSJ,
- 2020 – P3% – С – HN – VEC,

- 2020 – P1% – A – HN,
- 2020 – P1% – B – HN,
- 2020 – P1% – C – HN.

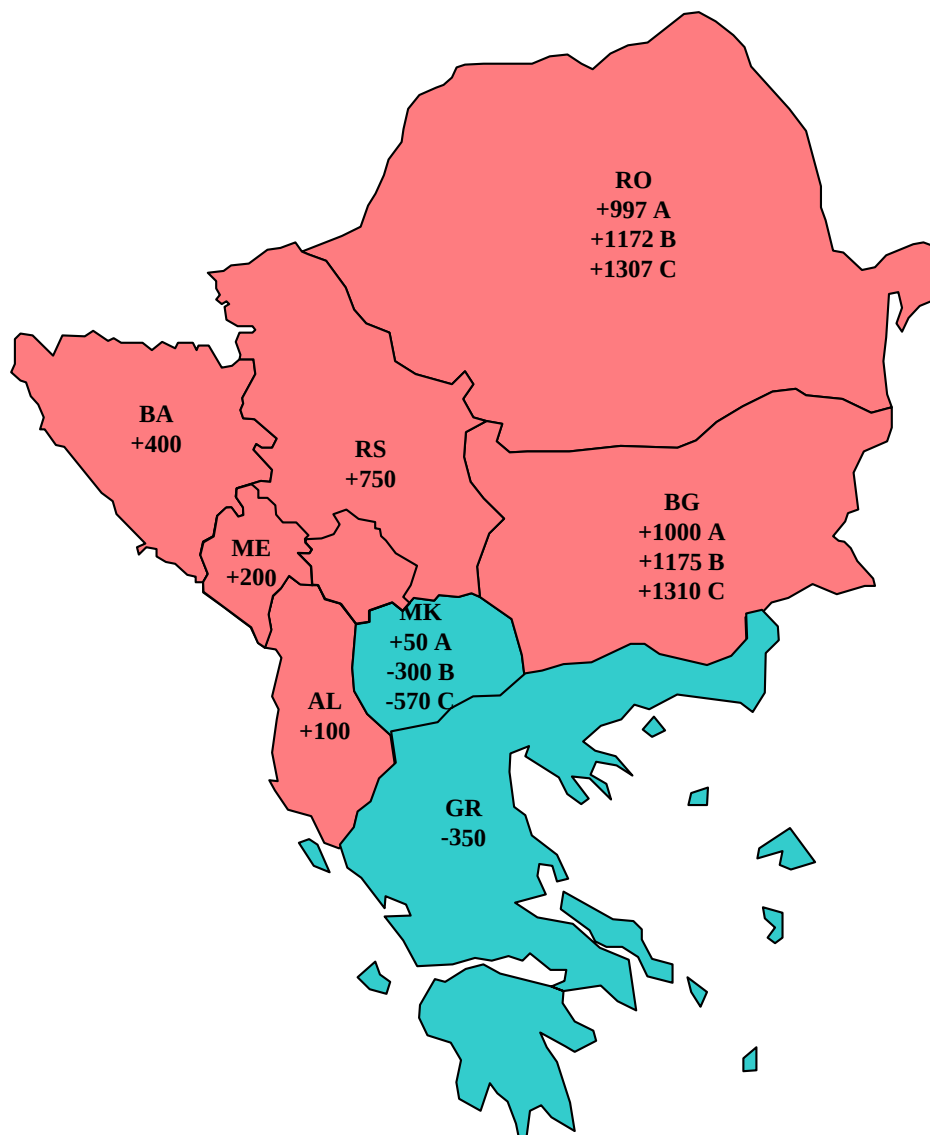
Заради рационализација на бројот на сценарија разгледувани се само режими со нормални хидролошки услови. При анализа на решенијата за проблемите кои зависат од хидролошките услови дополнително се симулирани различни сценарија со сува и влажна хидрологија.

11.2. БИЛАНСИ НА РАЗМЕНА НА МОЌНОСТ НА ЗЕМЈИТЕ ОД РЕГИОНОТ

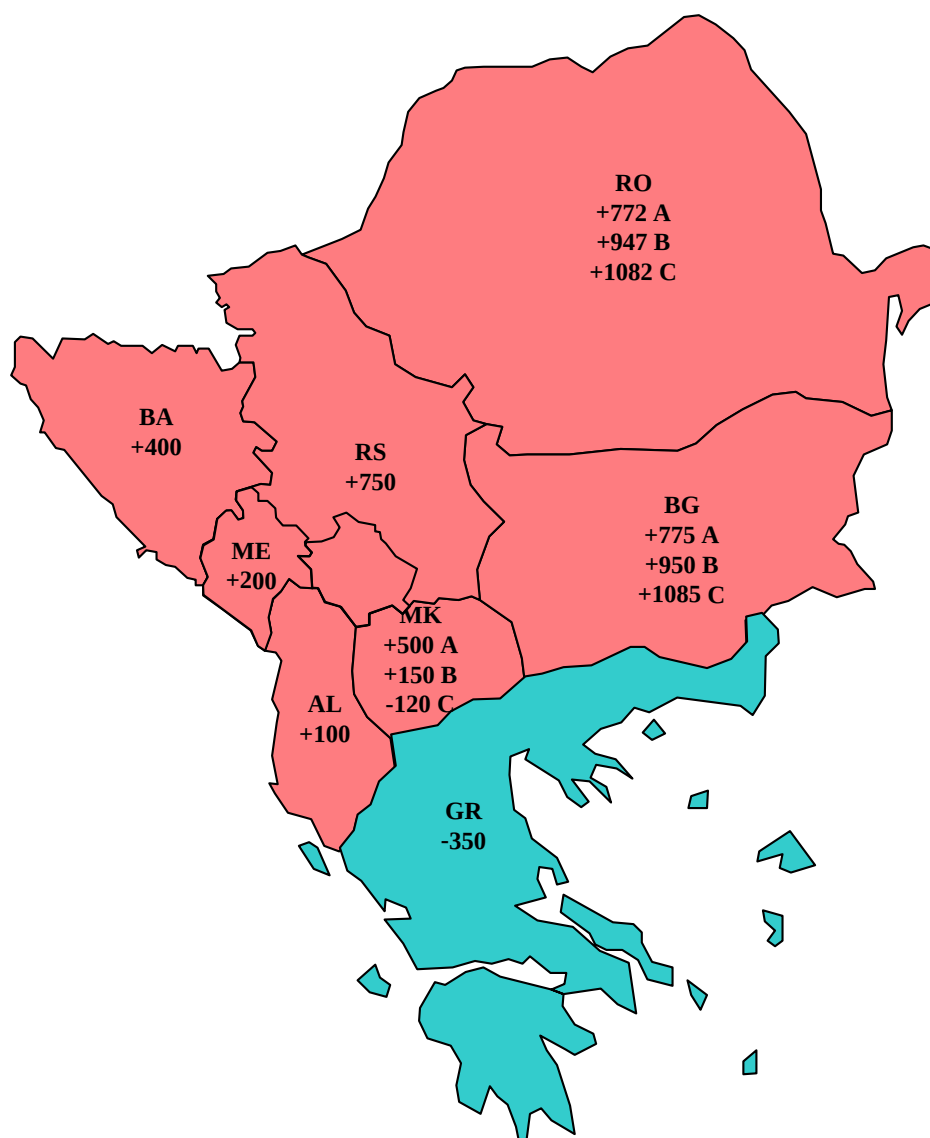
Билансите на размена на моќност на земјите од регионот на Југоисточна Европа, за сите сценарија, се прикажани на слика 143 и слика 144. Со предзнак „–“ е означен увозот, а со предзнак „+“ извозот. Забележлива е промена на билансот на моќност на одредени земји во споредба со среднорочниот период на планирање (2015 година). Причината за тоа е порастот на оптоварувањето и/или плановите за нови производни објекти во 2020 година.

Во различните сценарија поради промена на билансот на моќности во Република Македонија, доаѓа до мала промена на билансите на одредени држави. Овие прилагодувања се објаснети во потпоглавје 5.2.3.

слика 143. Биланси на моќности во MW на земјите од регионот на ЈИЕ за сценаријата со пораст 3% и различни планови за електрични централни (А, В, С) во 2020 година



слика 144. Биланси на моќности во MW на земјите од регионот на ЈИЕ за сценаријата со пораст 1% и различни планови за електрични централни (А, В, С) во 2020 година



11.3. СЦЕНАРИО 2020 – P3% – А – НН

системски максимум	[MW]
$P_{\text{ХЕЦ}}$	816
$P_{\text{ТЕЦ}}$	1581
$P_{\text{размена}}: \text{увоз}(-) / \text{извоз}(+)$	50
$P_{\Sigma \text{дистрибуција}}$	1826
$P_{\Sigma \text{директни}}$	369
$\Delta P_{\text{загуби}}$	37.9
$P_{\text{оптоварување}}$	2233

$$P_{\text{ОПТОВАРУВАЊЕ}} = P_{\Sigma \text{дистрибуција}} + P_{\Sigma \text{директни}} + \Delta P_{\text{загуби}} = P_{\text{ХЕЦ}} + P_{\text{ТЕЦ}} - P_{\text{размена}}$$

11.3.1. N-0 анализа

На слика 145 се прикажани тековите на моќност и напонските прилики во преносната мрежа на Република Македонија во 2020 година за сценариото со пораст на оптоварување од 3% и план А за нови електрични централи: ХЕЦ Галиште, ХЕЦ Чебрин, ХЕЦ Градец и ТЕЦ Битола 4. Напоните на јазлите се прикажани во kV. Тековите на активни моќности (изразени во MW) и на реактивни моќности (изразени во Mvar) низ елементите, соодветно се означени со зелени и портокалови стрелки.

Според резултатите од анализата на сценариото 2020 – P3% – А – НН за режимот без испаднати елементи може да се констатира дека:

- оптоварувањата на сите елементи во мрежата се во дозволените граници,
- напоните на сите јазли се во дозволените граници,
- високо оптоварени се следните водови:
 - 110 kV далекувод ТС В. Главинов – ТС Скопје 1-Б со оптоварување 88%,
 - 110 kV далекувод ТЕТО – ТС Скопје 1-Б со оптоварување 76%,
 - 110 kV далекувод ТЕТО – ТС Скопје 4 со оптоварување 67%,
 - 110 kV далекувод ХЕЦ Вруток – ТС Полог со оптоварување 69%,
 - 110 kV далекувод ТС Ѓ. Петров – ТС Скопје 1-А со оптоварување 67%,
 - 110 kV далекувод ТС Скопје 4 – ТС Бунарџик со оптоварување 64%.
- најнизок напон од 106.6 kV има ТС Куманово 3 и
- највисок напон од 117.2 kV има ТС Битола 2.

11.3.2. N-1 анализа

Во табела 51 се наведени сите испади при кои има елементи на мрежата со оптоварување кое изнесува најмалку 90% од соодветната трајно дозволена струја или јазли со напони надвор од дозволените вредности (во согласност со границите дефинирани во потпоглавје 3.2). Случаите кога оптоварувањето на елементот е поголемо од неговата трајно дозволена струја, како и случаите во кои напонот на јазелот е надвор од дозволените вредности, се сметаат за критични и се истакнати со црвена боја.

табела 51. Листа на карактеристични испади за сценарио 2020 – P3% – А – НН

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Оптоварување [%] Напон [kV]
Скопско-кумановски регион			
400/110 kV TR SKOPJE 5	110 kV DV SK 1 - B - TETO-EC	156 MVA	166.0 %
	110 kV DV V.GLAVINOV - SK 1 - B	157 MVA	93.0 %
110 kV DV KUMANOVO 1 - SK 1 - B	110 kV DV SK 4 - BUNARGIK	123 MVA	106 %
110 kV DV SK 4 - BUNARGIK	110 kV DV SK 1 - B - TETO-EC	156 MVA	97 %
	110 kV DV KUMANOVO 1 - SK 1 - B	150 MVA	90 %
	TS BUNARGIK 110 kV	99 - 121 kV	98.2 kV
	TS RAFINERIJA 110 kV	99 - 121 kV	98.6 kV
110 kV DV SK 1 - B - TETO-EC	400/110 kV TR SKOPJE 5	300 MVA	93 %
110 kV DV RAFINERIJA - BUNARGIK	110 kV DV SK 1 - B - TETO-EC	156 MVA	90 %
Полошки регион			
110 kV DV VRUTOK - TETOVO 1	110 kV DV VRUTOK - POLOG	123 MVA	102 %
110 kV DV VRUTOK - POLOG	110 kV DV VRUTOK - TETOVO 1	123 MVA	95 %
Источен дел			
110 kV DV KOCANI - STIP 1	TS KOCANI 110 kV	99 - 121 kV	91.6 kV
	TS VINICA 110 kV	99 - 121 kV	92.2 kV
	TS M.KAMENICA 110 kV	99 - 121 kV	93.7 kV
	TS DELCEVO 110 kV	99 - 121 kV	95.8 kV
Интерконекции во регионот на ЈИЕ			
400 kV DV MELINE - DIVACA	220 kV DV PADRICIANO - DIVACA	365.8 MVA	102.0 %
400 kV DV PODGORICA - LEZHA	220 kV DV PODGORICA - VAU DEJES	274.4 MVA	91.0 %

Во источниот дел од преносната мрежа не е исполнет N-1 критериумот.

Иако испад на 400/110 kV трансформатор во ТС Скопје 5 чиј секундар е поврзан на 110 kV собирници – секција Б, доведува до високо преоптоварување на 110 kV далекувод ТС Скопје 1-Б – ТЕТО, тој не се смета за критичен бидејќи проблемите може да се надминат со едноставни диспечерски акции, како на пример:

- затворање на спојното поле и поврзување на секциите А и Б, при што оптоварувањето се намалува на 64%, или
- префрлување на 400/110 kV трансформатор од 110 kV собирници Скопје 1-А на 110 kV собирници Скопје 1-Б при што оптоварувањето се намалува на 76%, или
- вклучување на 110 kV далекувод ТС Централна – ТС Југ Нова, при што оптоварувањето се намалува на 98%.

Предложените корективни акции може да се изведат преку далечинска команда од Националниот диспечерски центар или со автоматска реакција на локалниот систем на управување во ТС Скопје 1.

Испадот на 110 kV далекувод ТС Куманово 1 – ТС Скопје 1-Б доведува до преоптоварување на 110 kV далекувод ТС Скопје 4 – ТС Бунарџик од 106%, но не се смета за критичен бидејќи проблемите може да се надминат со едноставна диспечерска акција:

- отворање на 110 kV далекуводи ТС Куманово 1 – ТС Куманово 2 и ТС Куманово 1 – ТС Куманово 3. Со ваквата реконфигурација ТС Куманово 2 и ТС Куманово 3 радијално се напојуваат преку ТС Скопје 4, додека ТС Куманово 1 радијално се напојува преку ТС Штип. Оптоварувањето на 110 kV далекувод ТС Скопје 4 – ТС Бунарџик се намалува на 96%.

Испадот на 110 kV далекувод ТС Скопје 4 – ТС Бунарџик доведува до ниски напони во ТС Рафинерија (98.6 kV) и ТС Бунарџик (98.2 kV), но не се смета за критичен бидејќи проблемите може да се надминат со промена на преносниот однос на 400/110 kV трансформатор во ТС Штип. Поставување на преносниот однос на –8 отцеп (90% или 360 kV) ги доведува напоните во критичните јазли во дозволените граници (над 101 kV).

Испадот на 110 kV далекувод ХЕЦ Вруток – ТС Тетово 1 доведува до преоптоварување на 110 kV далекувод ХЕЦ Вруток – ТС Полог од 102%, но не се смета за критичен бидејќи проблемите може да се надминат со едноставни диспечерски акции, како на пример:

- отворање на 110 kV далекуводи ТС Тетово 1 – ТС Тетово 2, со што оптоварувањето на 110 kV далекувод ХЕЦ Вруток – ТС Полог се намалува на 61%, или,
- отворање на 110 kV далекуводи ХЕЦ Вруток – ХЕЦ Б. Мост, со што оптоварувањето на 110 kV далекувод ХЕЦ Вруток – ТС Полог се намалува на 96%.

Постои и „огледален“ испад, односно испадот на 110 kV далекувод ХЕЦ Вруток – ТС Полог доведува до високо оптоварување на 110 kV далекувод ХЕЦ Вруток – ТС Тетово 1 од 95%. Наведените диспечерски акции може да се применат и во овој случај.

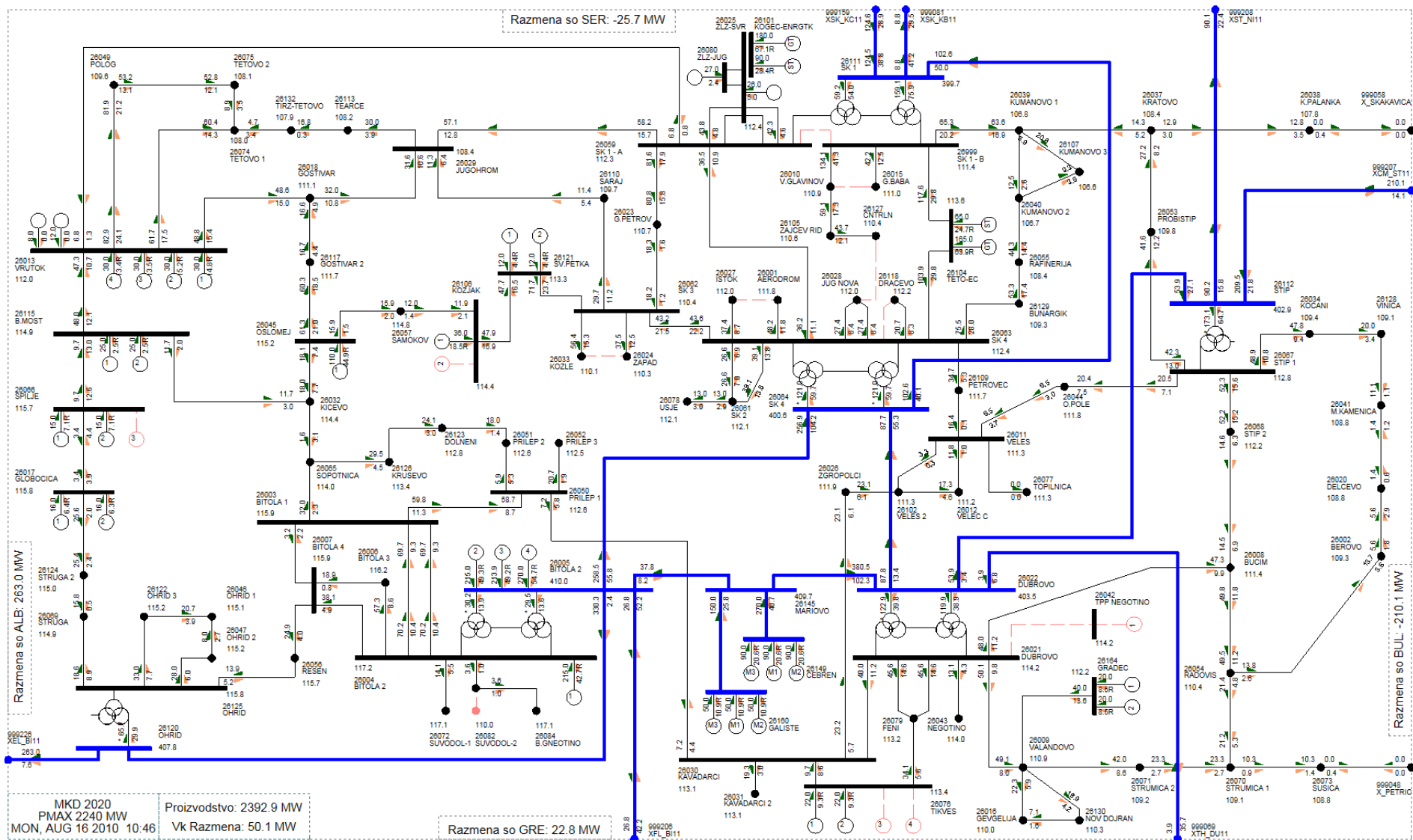
Критичен е испадот на 110 kV далекувод ТС Кочани – ТС Штип кој доведува до намалување на напонот под долната гранична вредност (99 kV) во трансформаторските станици кои остануваат радијално напојувани (ТС Кочани, ТС Винаца, ТС Македонска Каменица и ТС Делчево).

Во 2015 година овој испад не беше критичен бидејќи проблемот се надминуваше со промена на преносниот однос на 400/110 kV трансформатор во ТС Штип. Во 2020 година оваа мерка не може да се примени поради порастот на оптоварувањето. Имено, поставувањето на преносниот однос на –10 отцеп (87.5% или 350 kV) го зголемува напонот на 110 kV собирници во ТС Штип на 123 kV. Оваа вредност не е прифатлива бидејќи се достигнува максимално дозволениот работен напон на опремата. Од друга страна, и при ваков преносен однос, напонот во ТС Кочани е 98 kV и сè уште е под долната гранична вредност (99 kV).

Заслужува да се нагласи дека испадот на 110 kV далекувод ТС Дуброво – ТС Валандово во 2020 година не доведува до преоптоварување на 110 kV далекувод ТС Бучим – ТС Радовиш и до намалување на напонот во околните трансформаторски станици. Проблемот се разрешува со влегувањето во погон на новата ХЕЦ Градец. Дополнително, на проблемот поволно влијаат и новите ветерни електрични центри.

Од регионален аспект, испадот на 400 kV интерконективен далекувод ТС Мелине (HR) – ТС Дивача (SI) доведува до преоптоварување на 220 kV интерконективен далекувод ТС Дивача (SI) – ТС Падричано (IT). Се работи за паралелни водови на различни напонски нивоа, така што последователно исклучување на преоптоварениот далекувод не доведува до дополнителни преоптоварувања во регионалната преносна мрежа.

слика 145. Текови на моќност и напонски прилики во преносната мрежа за сценарио 2020 – P3% – A – HN



11.4. СЦЕНАРИО 2020 – Р3% – В – НН

системски максимум	[MW]
$P_{\text{ХЕЦ}}$	816
$P_{\text{ТЕЦ}}$	1201
$P_{\text{размена: увоз(-) / извоз(+)}}$	-300
$P_{\text{дистрибуција}}$	1826
$P_{\text{директни}}$	369
$\Delta P_{\text{загуби}}$	37.5
$P_{\text{оптоварување}}$	2233

$$P_{\text{ОПТОВАРУВАЊЕ}} = P_{\text{дистрибуција}} + P_{\text{директни}} + \Delta P_{\text{загуби}} = P_{\text{ХЕЦ}} + P_{\text{ТЕЦ}} - P_{\text{размена}}$$

11.4.1. N-0 анализа

Во ова сценарио електроенергетскиот систем на Република Македонија треба да увезува 300 MW поради завршување на работниот век на ТЕЦ Осломеј и нерасположливост на ТЕЦ Битола 4 (одложена реализација на проектот). Зголемениот увоз се реализира од електроенергетските системи на Романија и Бугарија.

Според прикажаните резултати на слика 146 и од анализата на сценариото 2020 – Р3% – В – НН, за режимот без испаднати елементи, може да се констатира дека:

- оптоварувањата на сите елементи во мрежата се во дозволените граници,
- напоните на сите јазли се во дозволените граници,
- високо оптоварени се следните водови:
 - 110 kV далекувод ТС В. Главинов – ТС Скопје 1-Б со оптоварување 89%,
 - 110 kV далекувод ТС Ѓ. Петров – ТС Скопје 1-А со оптоварување 74%,
 - 110 kV далекувод ТЕТО – ТС Скопје 1-Б со оптоварување 73%,
 - 110 kV далекувод ТЕТО – ТС Скопје 4 со оптоварување 70%,
 - 110 kV далекувод ХЕЦ Вруток – ТС Полог со оптоварување 67%,
 - 110 kV далекувод ТС Скопје 4 – ТС Бунарџик со оптоварување 63%,
 - 110 kV далекувод ТС Југохром – ТС Скопје 1-А со оптоварување 60%.
- најнизок напон од 106.4 kV има ТС Куманово 3 и
- највисок напон од 117.1 kV има ТС Битола 2.

11.4.2. N-1 анализа

Во табела 52 се наведени сите испади при кои има елементи на мрежата со оптоварување кое изнесува најмалку 90% од соодветната трајно дозволена струја или јазли со напони надвор од дозволените вредности (во согласност со границите дефинирани во потпоглавје 3.2). Случаите кога оптоварувањето на елементот е поголемо од неговата трајно дозволена струја, како и случаите во кои напонот на јазелот е надвор од дозволените вредности, се сметаат за критични и се истакнати со црвена боја.

табела 52. Листа на карактеристични испади за сценарио 2020 – P3% – В – НН

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Оптоварување [%] Напон [kV]
Скопски регион			
400/110 kV TR SKOPJE 5	110 kV DV SK 1 - B - TETO-EC	156 MVA	166 %
	110 kV DV V.GLAVINOV - SK 1 - B	157 MVA	94 %
110 kV DV G.PETROV - SK 1 - A	110 kV DV SK 3 - SK 4	123 MVA	109 %
110 kV DV SK 3 - SK 4	110 kV DV G.PETROV - SK 1 - A	123 MVA	107 %
110 kV DV KUMANOVO 1 - SK 1 - B	110 kV DV SK 4 - BUNARGIK	123 MVA	105 %
110 kV DV SK 4 - BUNARGIK	110 kV DV SK 1 - B - TETO-EC	156 MVA	94 %
	TS RAFINERIJA 110 kV	99 - 121 kV	98.4 kV
	TS BUNARGIK 110 kV	99 - 121 kV	98.0 kV
110 kV DV SK 1 - B - TETO-EC	400/110 kV TR SKOPJE 5	300 MVA	94 %
Полошки регион			
110 kV DV VRUTOK - TETOVO 1	110 kV DV VRUTOK - POLOG	123 MVA	98 %
110 kV DV VRUTOK - POLOG	110 kV DV VRUTOK - TETOVO 1	123 MVA	92 %
Источен дел			
110 kV DV KOCANI - STIP 1	TS KOCANI 110 kV	99 - 121 kV	91.5 kV
	TS VINICA 110 kV	99 - 121 kV	92.1 kV
	TS M.KAMENICA 110 kV	99 - 121 kV	93.6 kV
	TS DELCEVO 110 kV	99 - 121 kV	95.7 kV
400/110 kV TR STIP	110 kV DV BUCIM - DUBROVO	123 MVA	91 %
Интерконекции во регионот на ЈИЕ			
400 kV DV MELINE - DIVACA	220 kV DV PADRICIANO - DIVACA	365.8 MVA	101 %

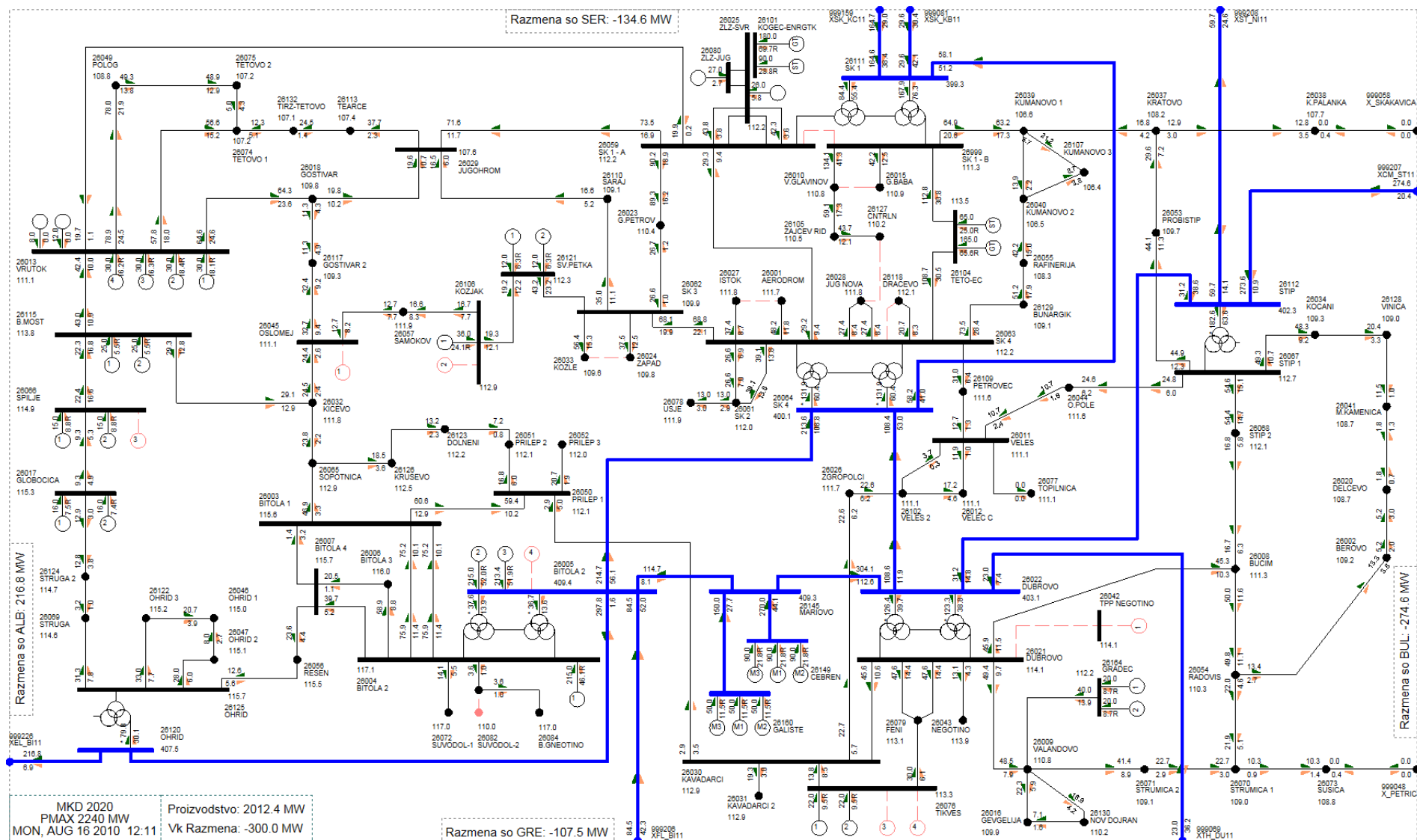
Евидентирани се истите проблеми како и во претходното сценарио 2020 – P3% – А – НН и важат истите коментари.

Во источниот дел од преносната мрежа не е исполнет N-1 критериумот. Критичен е испадот на 110 kV далекувод ТС Кочани – ТС Штип кој доведува до намалување на напонот под долната гранична вредност (99 kV) во трансформаторските станици кои остануваат радијално напојувани (ТС Кочани, ТС Винаца, ТС Македонска Каменица и ТС Делчево).

Во сценарио В дополнително се јавува испадот на 110 kV далекувод ТС Ѓ. Петров – ТС Скопје 1-А кој предизвикува преоптоварување на далекуводот ТС Скопје 3 – ТС Скопје 4 од 109%. Дополнително, се јавува и „огледален“ настан; испадот на ТС Скопје 3 – ТС Скопје 4 предизвикува преоптоварување на ТС Скопје 1 – ТС Ѓ. Петров од 107%. Проблемот е поради завршување на работниот век на ТЕЦ Осломеј. Испадот не се смета за критичен бидејќи проблемот може да се надмине со едноставна диспечерска акција:

- отворање на 110 kV далекуводи ТС Скопје 3 – ТС Сарај со што оптоварувањето на преоптоварениот вод се намалува на 96%.

слика 146. Текови на моќност и напонски прилики во преносната мрежа за сценарио 2020 – P3% – В – HN



11.5. СЦЕНАРИО 2020 – P3% – C – HN

системски максимум	[MW]
$P_{\text{ХЕЦ}}$	546
$P_{\text{ТЕЦ}}$	1202
$P_{\text{размена: увоз(-) / извоз(+)}}$	-570
$P_{\text{дистрибуција}}$	1826
$P_{\text{директни}}$	369
$\Delta P_{\text{загуби}}$	36.8
$P_{\text{оптоварување}}$	2232

$$P_{\text{ОПТОВАРУВАЊЕ}} = P_{\text{дистрибуција}} + P_{\text{директни}} + \Delta P_{\text{загуби}} = P_{\text{ХЕЦ}} + P_{\text{ТЕЦ}} - P_{\text{размена}}$$

11.5.1. N-0 анализа

Во ова сценарио електроенергетскиот систем на Република Македонија треба да увезува 570 MW поради завршување на работниот век на ТЕЦ Осломеј, нерасположливост на ТЕЦ Битола 4 и ХЕЦ Чебрин (одложена реализација на проектите). Зголемениот увоз се реализира од електроенергетските системи на Романија и Бугарија.

Според прикажаните резултати на слика 147 и од анализата на сценариото 2020 – P3% – C – HN, за режимот без испаднати елементи, може да се констатира дека:

- оптоварувањата на сите елементи во мрежата се во дозволените граници,
- напоните на сите јазли се во дозволените граници,
- високо оптоварени се следните водови:
 - 110 kV далекувод ТС В. Главинов – ТС Скопје 1-Б со оптоварување 89%,
 - 110 kV далекувод ТС Ѓ. Петров – ТС Скопје 1-А со оптоварување 74%,
 - 110 kV далекувод ТЕТО – ТС Скопје 1-Б со оптоварување 72%,
 - 110 kV далекувод ТЕТО – ТС Скопје 4 со оптоварување 71%,
 - 110 kV далекувод ХЕЦ Вруток – ТС Полог со оптоварување 67%,
 - 110 kV далекувод ТС Скопје 4 – ТС Бунарџик со оптоварување 63%,
 - 110 kV далекувод ТС Југохром – ТС Скопје 1-А со оптоварување 61%.
- најнизок напон од 106.3 kV има ТС Куманово 3 и
- највисок напон од 116.9 kV има ТС Битола 2.

11.5.2. N-1 анализа

Во табела 53 се наведени сите испади при кои има елементи на мрежата со оптоварување кое изнесува најмалку 90% од соодветната трајно дозволена струја или јазли со напони надвор од дозволените вредности (во согласност со границите дефинирани во потпоглавје 3.2). Случаите кога оптоварувањето на елементот е поголемо од неговата трајно дозволена струја, како и случаите во кои напонот на јазелот е надвор од дозволените вредности, се сметаат за критични и се истакнати со црвена боја.

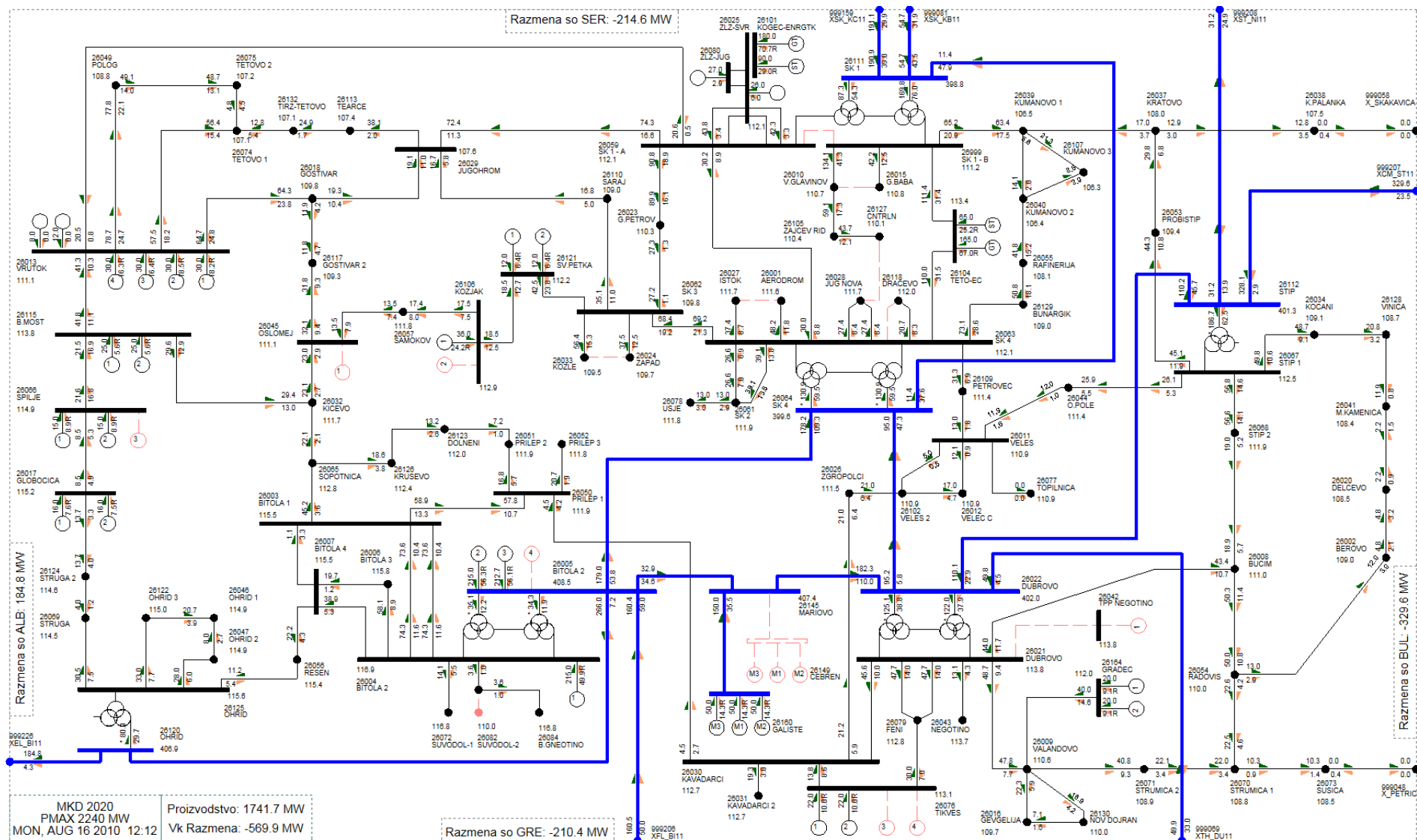
табела 53. Листа на карактеристични испади за сценарио 2020 – P3% – C – HN

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Оптоварување [%] Напон [kV]
Скопско- кумановски регион			
400/110 kV TR SKOPJE 5	110 kV DV SK 1 - B - TETO-EC	156 MVA	166 %
	110 kV DV V.GLAVINOV - SK 1 - B	157 MVA	94 %
110 kV DV G.PETROV - SK 1 - A	110 kV DV SK 3 - SK 4	123 MVA	110 %
110 kV DV SK 3 - SK 4	110 kV DV G.PETROV - SK 1 - A	123 MVA	108 %
110 kV DV KUMANOVO 1 - SK 1 - B	110 kV DV SK 4 - BUNARGIK	123 MVA	105 %
	110 kV DV SK 4 - TETO-EC	157 MVA	90 %
110 kV DV SK 4 - BUNARGIK	110 kV DV SK 1 - B - TETO-EC	156 MVA	93 %
	TS RAFINERIJA 110 kV	99 - 121 kV	98.3 kV
	TS BUNARGIK 110 kV	99 - 121 kV	97.9 kV
110 kV DV SK 1 - B - TETO-EC	400/110 kV TR SKOPJE 5	300 MVA	94 %
Полошки регион			
110 kV DV VRUTOK - TETOVO 1	110 kV DV VRUTOK - POLOG	123 MVA	98 %
110 kV DV VRUTOK - POLOG	110 kV DV VRUTOK - TETOVO 1	123 MVA	91 %
Источен дел			
110 kV DV KOCANI - STIP 1	TS DELCEVO 110 kV	99 - 121 kV	95.4 kV
	TS KOCANI 110 kV	99 - 121 kV	91.1 kV
	TS M.KAMENICA 110 kV	99 - 121 kV	93.3 kV
	TS VINICA 110 kV	99 - 121 kV	91.8 kV
400/110 kV TR STIP	110 kV DV BUCIM - DUBROVO	123 MVA	91 %
Интерконекции во регионот на ЈИЕ			
400 kV DV MELINE - DIVACA	220 kV DV PADRICIANO - DIVACA	365.8 MVA	101 %

Евидентирани се истите проблеми како и во претходните сценарија 2020 – P3% – A – HN и 2020 – P3% – B – HN и важат истите коментари.

Во источниот дел од преносната мрежа не е исполнет N-1 критериумот. Критичен е испадот на 110 kV далекувод ТС Кочани – ТС Штип кој доведува до намалување на напонот под долната гранична вредност (99 kV) во трансформаторските станици кои остануваат радијално напојувани (ТС Кочани, ТС Винаца, ТС Македонска Каменица и ТС Делчево).

слика 147. Текови на моќност и напонски прилики во преносната мрежа за сценарио 2020 – P3% – C – HN



11.6. СЦЕНАРИО 2020 – Р3% – С – НН – ТИЗ

системски максимум	[MW]
$P_{\text{ХЕЦ}}$	546
$P_{\text{ТЕЦ}}$	1202
$P_{\text{размена: увоз(-) / извоз(+)}}$	-570
$P_{\text{дистрибуција}}$	1826
$P_{\text{директни}}$	369
$\Delta P_{\text{загуби}}$	42.2
$P_{\text{оптоварување}}$	2237

$$P_{\text{ОПТОВАРУВАЊЕ}} = P_{\text{дистрибуција}} + P_{\text{директни}} + \Delta P_{\text{загуби}} = P_{\text{ХЕЦ}} + P_{\text{ТЕЦ}} - P_{\text{размена}}$$

11.6.1. N-0 анализа

Регионални транзити од 1000 MW во насока исток-запад се симулирани со промена на билансите на турскиот и италијанскиот електроенергетски систем: производството во Турција е зголемено за 1000 MW, увозот на Италија од Франција е намален за 500 MW и низ 400 kV DC подморски кабел ТС Драч (AL) – ТС Фоца (IT) Италија увезува уште 500 MW. Треба да се има предвид дека во основното сценарио е вклучен 400 kV DC подморски кабел ТС Тиват (ME) – ТС Виланова (IT) низ кој транзитираат 1000 MW кон Италија.

Според прикажаните резултати на слика 148 и од анализата на сценариото 2020 – Р3% – С – НН – ТИЗ, за режимот без испаднати елементи, може да се констатира дека:

- оптоварувањата на сите елементи во мрежата се во дозволените граници и
- напоните на сите јазли се во дозволените граници.

Транзитите не влијаат на 110 kV преносна мрежа, односно оптовареноста на 110 kV елементи и напонскиот профил не се менува. Како последица на зголемениот транзит единствено доаѓа до мал пад на напоните, од 0.3 kV во западниот дел до 0.6 kV во источниот дел на земјата.

Регионалните транзитите предизвикуваат промена на тековите на моќност низ интерконекциите на Република Македонија, и тоа:

- низ 400 kV интерконективен далекувод ТС Косово (ТС Феризај) – ТС Скопје 5 тековите ја менуваат насоката и се намалуваат од 55 MW на -28 MW,
- низ 400 kV интерконективен далекувод ТС Ново Косово – ТС Скопје 5 тековите се намалуваат од 191 MW на 128 MW,
- низ 400 kV интерконективен далекувод ТС Штип – ТС Ниш (ТС Врање) тековите се зголемуваат од 31 MW на 57 MW,
- низ 400 kV интерконективен далекувод ТС Ц. Могила – ТС Штип тековите се зголемуваат од 330 MW на 433 MW,
- низ 400 kV интерконективен далекувод ТС Лерин – ТС Битола 2 тековите се зголемуваат од 161 MW на 308 MW,
- низ 400 kV интерконективен далекувод ТС Солун – ТС Дуброво тековите се зголемуваат од 50 MW на 137 MW,
- низ 400 kV интерконективен далекувод ТС Битола 2 – ТС Елбасан тековите се зголемуваат од 185 MW на 352 MW.

Низ преносната мрежа на Република Македонија транзитот се зголемува за 221 MW. Значи, 22% од транзитите во насока исток-запад се остваруваат низ преносната мрежа на Република Македонија.

11.6.2. N–1 анализа

Во табела 54 се наведени сите испади при кои има елементи на мрежата со оптоварување кое изнесува најмалку 90% од соодветната трајно дозволена струја или јазли со напони надвор од дозволените вредности (во согласност со границите дефинирани во потпоглавје 3.2). Случаите кога оптоварувањето на елементот е поголемо од неговата трајно дозволена струја, како и случаите во кои напонот на јазелот е надвор од дозволените вредности, се сметаат за критични и се истакнати со црвена боја.

табела 54. Листа на карактеристични испади за сценарио 2020 – P3% – C – HN – TIZ

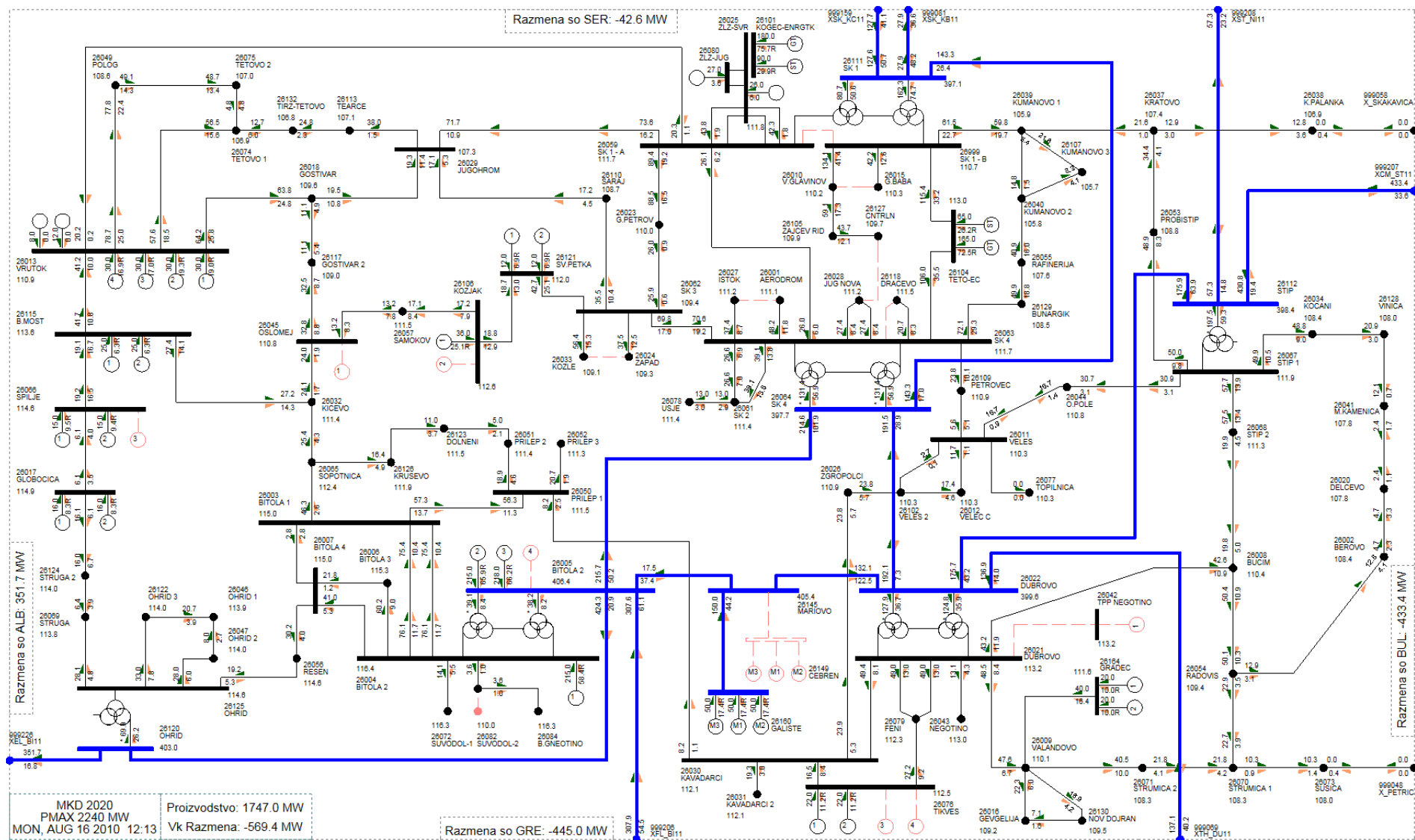
Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Оптоварување [%] Напон [kV]
Скопски регион			
400/110 kV TR SKOPJE 5	110 kV DV SK 1 - B - TETO-EC	156 MVA	166 %
	110 kV DV V.GLAVINOV - SK 1 - B	157 MVA	94 %
110 kV DV G.PETROV - SK 1 - A	110 kV DV SK 3 - SK 4	123 MVA	110 %
110 kV DV SK 3 - SK 4	110 kV DV G.PETROV - SK 1 - A	123 MVA	108 %
110 kV DV KUMANOVO 1 - SK 1 - B	110 kV DV SK 4 - BUNARGIK	123 MVA	104 %
110 kV DV SK 4 - BUNARGIK	110 kV DV SK 1 - B - TETO-EC	156 MVA	96 %
	TS KUMANOVO 2 110 kV	99 - 121 kV	98.9 kV
	TS RAFINERIJA 110 kV	99 - 121 kV	97.6 kV
	TS BUNARGIK 110 kV	99 - 121 kV	97.2 kV
110 kV DV SK 1 - B - TETO-EC	400/110 kV TR SKOPJE 5	300 MVA	93 %
	110 kV DV V.GLAVINOV - SK 1 - B	157 MVA	90 %
Полошки регион			
110 kV DV VRUTOK - TETOVO 1	110 kV DV VRUTOK - POLOG	123 MVA	98 %
110 kV DV VRUTOK - POLOG	110 kV DV VRUTOK - TETOVO 1	123 MVA	92 %
Источен дел			
110 kV DV KOCANI - STIP 1	TS DELCEVO 110 kV	99 - 121 kV	94.6 kV
	TS KOCANI 110 kV	99 - 121 kV	90.3 kV
	TS M.KAMENICA 110 kV	99 - 121 kV	92.5 kV
	TS VINICA 110 kV	99 - 121 kV	91.0 kV
400/110 kV TR STIP	110 kV DV BUCIM - DUBROVO	123 MVA	93 %
	TS KOCANI 110 kV	99 - 121 kV	98.9 kV
	TS M.KAMENICA 110 kV	99 - 121 kV	98.9 kV
	TS VINICA 110 kV	99 - 121 kV	98.8 kV
Интерконекции во регионот на ЈИЕ			
Base Case	220 kV DV PADRICIANO - DIVACA	365.8 MVA	100 %
Base Case	400 kV DV MLADOST - S.MITROVICA	1108.5 MVA	94 %
400 kV DV MELINE - DIVACA	220 kV DV PEHLIN - DIVACA	365.8 MVA	118 %
400 kV DV UDINE - HAVCE/OKROGLO ckt 1	400 kV DV UDINE - OKROGLO ckt 2	1330.2 MVA	92.0 %

Евидентирани се истите проблеми како и во претходните сценарија и важат истите коментари.

Во источниот дел од преносната мрежа не е исполнет N–1 критериумот. Критичен е испадот на 110 kV далекувод ТС Кочани – ТС Штип кој доведува до намалување на напонот под долната гранична вредност (99 kV) во трансформаторските станици кои остануваат радијално напојувани (ТС Кочани, ТС Винаца, ТС Македонска Каменица и ТС Делчево).

Од поширок регионален аспект, регистрирани се високо оптоварени водови во северните и северозападните делови од преносната мрежа на југоисточна Европа, предизвикани од големите транзити на моќност кон Италија. Според плановите на преносниот систем-оператор на Словенија, контролата на големите текови на моќност ќе се оствари со инсталирање на трансформатори со фазно поместување во граничните 400 kV јазли од преносната мрежа на Словенија.

слика 148. Текови на моќност и напонски прилики во преносната мрежа за сценарио 2020 – P3% – C – HN – TIZ



11.7. СЦЕНАРИО 2020 – Р3% – С – НН – ТSЈ

системски максимум	[MW]
$P_{ХЕЦ}$	546
$P_{ТЕЦ}$	1202
$P_{размена}: \text{увоз}(-) / \text{извоз}(+)$	-570
$P_{\Sigma \text{дистрибуција}}$	1826
$P_{\Sigma \text{директни}}$	369
$\Delta P_{загуби}$	36.7
$P_{оптоварување}$	2232

$$P_{ОПТОВАРУВАЊЕ} = P_{\Sigma \text{дистрибуција}} + P_{\Sigma \text{директни}} + \Delta P_{загуби} = P_{ХЕЦ} + P_{ТЕЦ} - P_{размена}$$

11.7.1. N-0 анализа

Регионални транзити од 1000 MW во насока север-југ се симулирани со промена на билансите на украинскиот, словачкиот, грчкиот и италијанскиот електроенергетски систем: производството во Украина и Словачка е зголемено за по 500 MW кај двете земји, додека увозот на Грција и Италија е зголемен за по 500 MW кај двете земји при што транзитот од Грција кон Италија се одвива преку 400 kV DC подморски кабел TC Арахтос (GR) – TC Галатина (IT).

Според прикажаните резултати на слика 149 и од анализата на сценариото 2020 – Р3% – С – НН – ТSЈ, за режимот без испаднати елементи, може да се констатира дека:

- оптоварувањата на сите елементи во мрежата се во дозволените граници и
- напоните на сите јазли се во дозволените граници.

Транзитите не влијаат на 110 kV преносна мрежа, односно оптовареноста на 110 kV елементи и напонскиот профил не се менува. Како последица на зголемениот транзит единствено доаѓа до мал пад на напоните, од 0.1 kV во западниот дел до 0.4 kV во источниот дел на земјата.

Регионалните транзитите предизвикуваат промена на тековите на моќност низ македонските интерконекции, и тоа:

- низ 400 kV интерконективен далекувод TC Косово (TC Феризај) – TC Скопје 5 тековите се зголемуваат од 55 MW на 159 MW,
- низ 400 kV интерконективен далекувод TC Ново Косово – TC Скопје 5 тековите се зголемуваат од 191 MW на 300 MW,
- низ 400 kV интерконективен далекувод TC Штип – TC Ниш (TC Врање) тековите ја менуваат насоката и се зголемуваат од 31 MW на -72 MW,
- Низ 400 kV интерконективен далекувод TC Ц. Могила – TC Штип тековите се зголемуваат од 330 MW на 409 MW,
- Низ 400 kV интерконективен далекувод TC Лерин – TC Битола тековите ја менуваат насоката и се зголемуваат од 161 MW на -192 MW,
- Низ 400 kV интерконективен далекувод TC Солун – TC Дуброво тековите ја менуваат насоката и се зголемуваат од 50 MW на -85 MW,
- Низ 400 kV интерконективен далекувод TC Битола 2 – TC Елбасан тековите се намалуваат од 185 MW на 94 MW.

Низ преносната мрежа на Република Македонија транзитот се зголемува за 155 MW. Значи, 16% од транзитите во насока север-југ се остваруваат низ преносната мрежа на Република Македонија.

11.7.2. N–1 анализа

Во табела 55 се наведени сите испади при кои има елементи на мрежата со оптоварување кое изнесува најмалку 90% од соодветната трајно дозволена струја или јазли со напони надвор од дозволените вредности (во согласност со границите дефинирани во потпоглавје 3.2). Случаите кога оптоварувањето на елементот е поголемо од неговата трајно дозволена струја, како и случаите во кои напонот на јазелот е надвор од дозволените вредности, се сметаат за критични и се истакнати со црвена боја.

табела 55. Листа на карактеристични испади за сценарио 2020 – P3% – C – HN – TSJ

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Оптоварување [%] Напон [kV]
Скопски регион			
400/110 kV TR SKOPJE 5	110 kV DV SK 1 - B - TETO-EC	156 MVA	166 %
	110 kV DV V.GLAVINOV - SK 1 - B	157 MVA	94 %
110 kV DV G.PETROV - SK 1 - A	110 kV DV SK 3 - SK 4	123 MVA	112 %
110 kV DV SK 3 - SK 4	110 kV DV G.PETROV - SK 1 - A	123 MVA	110 %
110 kV DV KUMANOVO 1 - SK 1 - B	110 kV DV SK 4 - BUNARGIK	123 MVA	106 %
	110 kV DV SK 4 - SK2-DUMMY	157 MVA	94 %
	110 kV DV TETO-EC - CABLE-OHL2	156 MVA	95 %
	110 kV DV SK2-DUMMY - CABLE-OHL2	157 MVA	94 %
110 kV DV SK 4 - BUNARGIK	110 kV DV KUMANOVO 1 - SK 1 - B	150 MVA	91 %
	TS BUNARGIK 110 kV	99 - 121 kV	97.6 kV
	TS RAFINERIJA 110 kV	99 - 121 kV	98.0 kV
110 kV DV SK 1 - B - TETO-EC	400/110 kV TR SKOPJE 5	300 MVA	95 %
	110 kV DV V.GLAVINOV - SK 1 - B	157 MVA	90 %
110 kV DV JUGOHRON - SK 1 - A	110 kV DV G.PETROV - SK 1 - A	123 MVA	92 %
400/110 kV TR SKOPJE 5	110 kV DV SK 4 - TETO-EC	157 MVA	91 %
400 kV DV SK 4 - SK 1	110 kV DV SK 4 - TETO-EC	157 MVA	90 %
Полошки регион			
110 kV DV VRUTOK - TETOVO 1	110 kV DV VRUTOK - POLOG	123 MVA	97 %
110 kV DV VRUTOK - POLOG	110 kV DV VRUTOK - TETOVO 1	123 MVA	91 %
Источен дел			
110 kV DV KOCANI - STIP 1	TS KOCANI 110 kV	99 - 121 kV	90.5 kV
	TS VINICA 110 kV	99 - 121 kV	91.2 kV
	TS M.KAMENICA 110 kV	99 - 121 kV	92.7 kV
	TS DELCEVO 110 kV	99 - 121 kV	94.8 kV
400/110 kV TR STIP	TS VINICA 110 kV	99 - 121 kV	99.0 kV
Интерконекции во регионот на ЈИЕ			
400 kV DV MELINE - DIVACA	220 kV DV PEHLIN - DIVACA	365.8 MVA	92.0 %

Евидентирани се истите проблеми како и во претходните сценарија и важат истите коментари.

Во источниот дел од преносната мрежа не е исполнет N–1 критериумот. Критичен е испадот на 110 kV далекувод ТС Кочани – ТС Штип кој доведува до намалување на напонот под долната гранична вредност (99 kV) во трансформаторските станици кои остануваат радијално напојувани (ТС Кочани, ТС Винаца, ТС Македонска Каменица и ТС Делчево).

За разлика од сценариото со транзити исток-запад, транзитите север-југ поволно влијаат на тековите на моќност низ интерконекциите во регионот на југоисточна Европа, бидејќи се намалуваат тековите на моќност низ високо оптоварените водови во северните и северозападните делови од преносната мрежа на југоисточна Европа.



11.8. СЦЕНАРИО 2020 – Р3% – А – НН – VEC

системски максимум	[MW]
$P_{ХЕЦ}$	776
$P_{ТЕЦ}$	1472
$P_{ВЕЦ}$	140
$P_{размена: \text{увоз}(-) / \text{извоз}(+)}$	50
$P_{\Sigma \text{дистрибуција}}$	1826
$P_{\Sigma \text{директни}}$	369
$\Delta P_{\text{загуби}}$	40.8
$P_{\text{оптоварување}}$	2236

$$P_{\text{ОПТОВАРУВАЊЕ}} = P_{\Sigma \text{дистрибуција}} + P_{\Sigma \text{директни}} + \Delta P_{\text{загуби}} = P_{ХЕЦ} + P_{ТЕЦ} - P_{\text{размена}}$$

11.8.1. N=0 анализа

За испитување на карактеристиките на преносната мрежа при интеграција на ветерни електрични центри, изработено е модифицирано сценарио во кое се приклучени две ветерни електрични центри, и тоа:

- ВЕЦ Богданци со инсталирана моќност 50 MW и
- ВЕЦ Шашаварлија со инсталирана моќност 90 MW.

Поради производството на ветерните електрични центри од 140 MW, за истата вредност е намалено производството на ХЕЦ Вруток и исклучена е ТЕЦ Осломеј. Во хидроелектричните центри се чува доволна резерва за покривање на варијациите на производството на ветерните електрични центри преку системот за секундарна регулација.

Според прикажаните резултати на слика 150 и од анализата на сценариото 2020 – Р3% – А – НН – VEC, за режимот без испаднати елементи, може да се констатира дека:

- оптоварувањата на сите елементи во мрежата се во дозволените граници,
- напоните на сите јазли се во дозволените граници,
- високо се оптоварени следните водови:
 - 110 kV далекувод ТС В. Главинов – ТС Скопје 1-Б со оптоварување 89%,
 - 110 kV далекувод ТС Ѓ. Петров – ТС Скопје 1-А со оптоварување 74%,
 - 110 kV далекувод ТЕТО – ТС Скопје 1-Б со оптоварување 73%,
 - 110 kV далекувод ТЕТО – ТС Скопје 4 со оптоварување 70%,
 - 110 kV далекувод ТС Југохром – ТС Скопје 1-А со оптоварување 67%,
 - 110 kV далекувод ХЕЦ Вруток – ТС Полог со оптоварување 64%,
 - 110 kV далекувод ТС Скопје 4 – ТС Бунарцик со оптоварување 62%,
- најнизок напон од 106.3 kV има ТС Куманово 3 и
- највисок напон од 117.1 kV има ТС Битола 2.

Разгледуван е најнеповолен случај за преносната мрежа – кога ветерните електрични центри преземаат реактивна моќност од преносната мрежа; и тоа ВЕЦ Богданци презема 10 Mvar и ВЕЦ Шашаварлија презема 20 Mvar. И во ваков случај напоните на приклучните јазли имаат вредност од 111 kV, што значи дека не се нарушува напонскиот профил во локалната мрежа.

11.8.2. N–1 анализа

Во табела 56 се наведени сите испади при кои има елементи на мрежата со оптоварување кое изнесува најмалку 90% од соодветната трајно дозволена струја или јазли со напони надвор од дозволените вредности (во согласност со границите дефинирани во потпоглавје 3.2). Случаите кога оптоварувањето на елементот е поголемо од неговата трајно дозволена струја, како и случаите во кои напонот на јазелот е надвор од дозволените вредности, се сметаат за критични и се истакнати со црвена боја.

табела 56. Листа на карактеристични испади за сценарио 2020 – P3% – A – HN – VEC

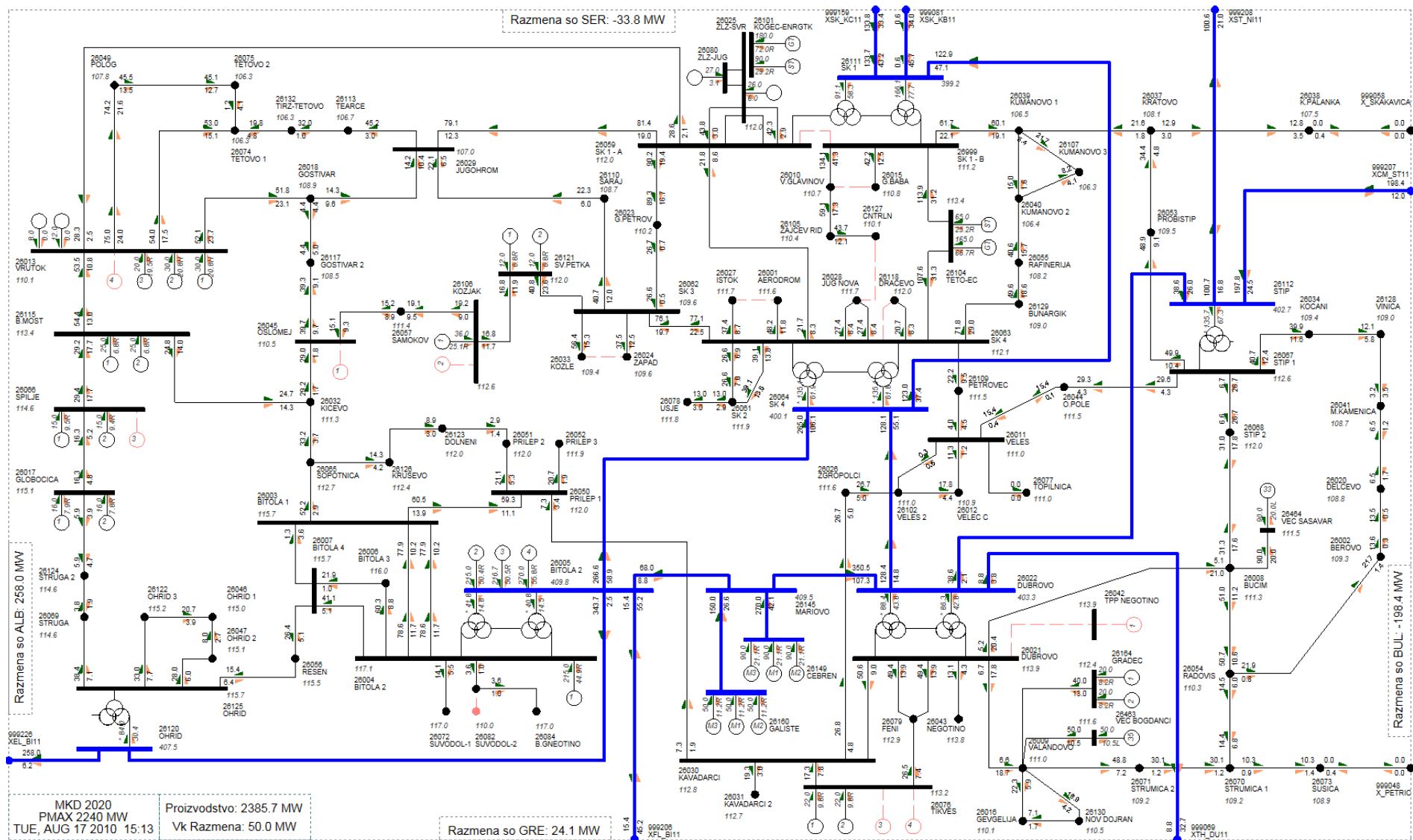
Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Оптоварување [%] Напон [kV]
Скопски регион			
400/110 kV TR SKOPJE 5	110 kV DV SK 1 - B - TETO-EC	156 MVA	165 %
	110 kV DV V.GLAVINOV - SK 1 - B	157 MVA	94 %
110 kV DV G.PETROV - SK 1 - A	110 kV DV SK 3 - SK 4	123 MVA	116 %
110 kV DV SK 3 - SK 4	110 kV DV G.PETROV - SK 1 - A	123 MVA	112 %
110 kV DV KUMANOVO 1 - SK 1 - B	110 kV DV SK 4 - BUNARGIK	123 MVA	103 %
110 kV DV SK 4 - BUNARGIK	110 kV DV SK 1 - B - TETO-EC	156 MVA	94 %
	TS BUNARGIK 110 kV	99 - 121 kV	97.9 kV
	TS RAFINERIJA 110 kV	99 - 121 kV	98.3 kV
110 kV DV SK 1 - B - TETO-EC	400/110 kV TR SKOPJE 5	300 MVA	93 %
110 kV DV JUGOHROM - SK 1 - A	110 kV DV G.PETROV - SK 1 - A	123 MVA	90 %
Полошки регион			
110 kV DV VRUTOK - TETOVO 1	110 kV DV VRUTOK - POLOG	123 MVA	94 %
Источен дел			
110 kV DV KOCANI - STIP 1	TS KOCANI 110 kV	99 - 121 kV	91.9 kV
	TS VINICA 110 kV	99 - 121 kV	92.5 kV
	TS M.KAMENICA 110 kV	99 - 121 kV	94.0 kV
	TS DELCEVO 110 kV	99 - 121 kV	96.1 kV
Струмичко-валандовски регион			
110 kV DV BUCIM - RADOVIS	110 kV DV VALANDOVO - STRUMICA 2	93 MVA	91 %
Интерконекции во регионот на ЈИЕ			
400 kV DV MELINE - DIVACA	220 kV DV PADRICIANO - DIVACA	365.8 MVA	102 %
400 kV DV PODGORICA - LEZHA	220 kV DV PODGORICA - VAU DEJES	274.4 MVA	91 %

Евидентирани се истите проблеми како и во претходните сценарија и важат истите коментари.

Во источниот дел од преносната мрежа не е исполнет N–1 критериумот. Критичен е испадот на 110 kV далекувод ТС Кочани – ТС Штип кој доведува до намалување на напонот под долната гранична вредност (99 kV) во трансформаторските станици кои остануваат радијално напојувани (ТС Кочани, ТС Винаца, ТС Македонска Каменица и ТС Делчево).

При испад на 400/110 kV трансформатор во ТС Штип, во претходните сценарија 110 kV далекувод ТС Дуброво – ТС Бучим се оптоваруваше околу 90%. Со производството на ветерните електрични центри, при овој испад, далекуводот се оптоварува само 46%.

слика 150. Текови на моќност и напонски прилики во преносната мрежа за сценарио 2020 – P3% – A – HN – VEC



11.9. СЦЕНАРИО 2020 – P1% – А – НН

системски максимум	[MW]
$P_{ХЕЦ}$	816
$P_{ТЕЦ}$	1582
$P_{размена}$: увоз(-) / извоз(+)	500
$P_{\Sigma дистрибуција}$	1482
$P_{\Sigma директни}$	273
$\Delta P_{загуби}$	29.1
$P_{оптоварување}$	1784

$$P_{ОПТОВАРУВАЊЕ} = P_{\Sigma дистрибуција} + P_{\Sigma директни} + \Delta P_{загуби} = P_{ХЕЦ} + P_{ТЕЦ} - P_{размена}$$

11.9.1. N-0 анализа

Во ова сценарио, во споредба со сценариото 2020 – P3% – А – НН, поради намаленото оптоварување од 440 MW, извозот на електроенергетскиот систем на Република Македонија изнесува дури 500 MW. За сметка на зголемениот извоз на електроенергетскиот систем на Република Македонија е намален извозот на романскиот и бугарскиот електроенергетски систем.

Според прикажаните резултати на слика 151 и од анализата на сценариото 2020 – P1% – А – НН, за режимот без испаднати елементи, може да се констатира дека:

- оптоварувањата на сите елементи во мрежата се во дозволените граници,
- напоните на сите јазли се во дозволените граници,
- високо оптоварени се следните водови:
 - 110 kV далекувод ТС В. Главинов – ТС Скопје 1-Б со оптоварување 71%,
 - 110 kV далекувод ТЕТО – ТС Скопје 1-Б со оптоварување 71%,
 - 110 kV далекувод ТЕТО – ТС Скопје 4 со оптоварување 68%,
- најнизок напон од 109.1 kV има ТС Куманово 3 и
- највисок напон од 117.6 kV има ТС Битола 2.

11.9.2. N-1 анализа

Во табела 57 се наведени сите испади при кои има елементи на мрежата со оптоварување кое изнесува најмалку 90% од соодветната трајно дозволена струја или јазли со напони надвор од дозволените вредности (во согласност со границите дефинирани во потпоглавје 3.2). Случаите кога оптоварувањето на елементот е поголемо од неговата трајно дозволена струја, како и случаите во кои напонот на јазелот е надвор од дозволените вредности, се сметаат за критични и се истакнати со црвена боја.

табела 57. Листа на карактеристични испади за сценарио 2020 – P1% – А – НН

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Оптоварување [%] Напон [kV]
Скопски регион			
400/110 kV TR SKOPJE 5	110 kV DV SK 1 - B - TETO-EC	156 MVA	133 %
Интерконекции во регионот на ЈИЕ			
400 kV DV MELINE - DIVACA	220 kV DV PADRICIANO - DIVACA	365.8 MVA	103 %
400 kV DV PODGORICA - LEZHA	220 kV DV PODGORICA - VAU DEJES	274.4 MVA	97 %

Во ова сценарио преносната мрежа го исполнува N-1 критериумот.

Треба да се забележи дека при пораст на оптоварувањето од 1% и при претпоставка дека не се реализирани решенијата во охридскиот регион (потпоглавје 10.13.1), проблемите при испади во регионот се нагласени само во сува хидрологија.



11.10. СЦЕНАРИО 2020 – P1% – В – НН

системски максимум	[MW]
$P_{\text{ХЕЦ}}$	816
$P_{\text{ТЕЦ}}$	1202
$P_{\text{размена: увоз(-) / извоз(+)}}$	150
$P_{\text{дистрибуција}}$	1482
$P_{\text{директни}}$	273
$\Delta P_{\text{загуби}}$	26.1
$P_{\text{оптоварување}}$	1781

$$P_{\text{ОПТОВАРУВАЊЕ}} = P_{\text{дистрибуција}} + P_{\text{директни}} + \Delta P_{\text{загуби}} = P_{\text{ХЕЦ}} + P_{\text{ТЕЦ}} - P_{\text{размена}}$$

11.10.1. N-0 анализа

Во ова сценарио електроенергетскиот систем на Република Македонија извезува 150 MW, додека во сценариото 2020 – P1% – А – НН извезуваше 500 MW. Причините се поради завршување на работниот век на ТЕЦ Осломеј и нерасположливост на ТЕЦ Битола 4 (одложена реализација на проектот). Намалениот извоз се компензира од електроенергетските системи на Романија и Бугарија.

Според прикажаните резултати на слика 152 и од анализата на сценариото 2020 – P1% – В – НН, за режимот без испаднати елементи, може да се констатира дека:

- оптоварувањата на сите елементи во мрежата се во дозволените граници,
- напоните на сите јазли се во дозволените граници,
- високо оптоварени се следните водови:
 - 110 kV далекувод ТС В. Главинов – ТС Скопје 1-Б со оптоварување 71%,
 - 110 kV далекувод ТЕТО – ТС Скопје 4 со оптоварување 70%,
 - 110 kV далекувод ТЕТО – ТС Скопје 1-Б со оптоварување 69%,
 - 110 kV далекувод ТС Ѓ. Петров – ТС Скопје 1-А со оптоварување 60%,
- најнизок напон од 109.1 kV има ТС Куманово 3 и
- највисок напон од 117.5 kV има ТС Битола 2.

11.10.2. N-1 анализа

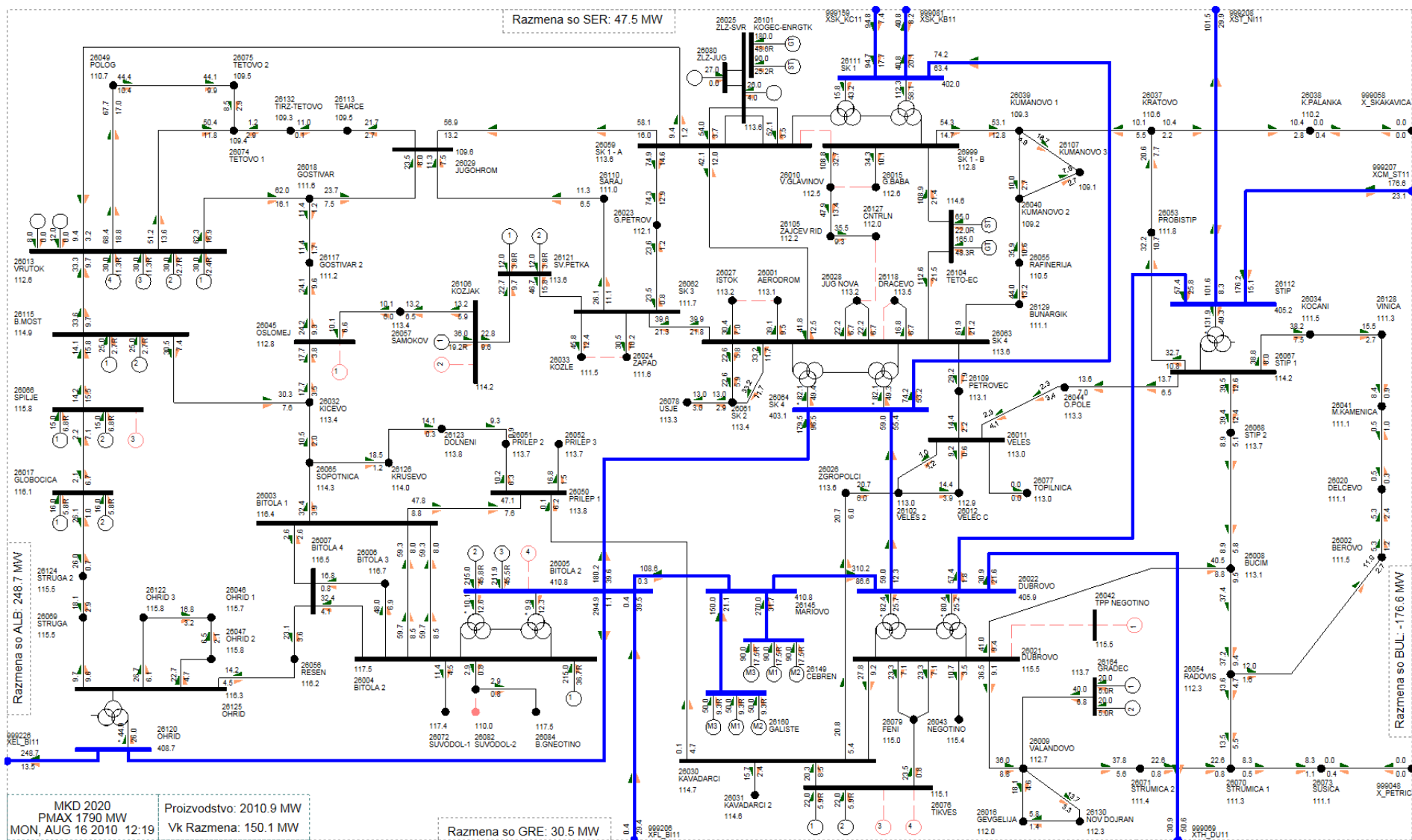
Во табела 58 се наведени сите испади при кои има елементи на мрежата со оптоварување кое изнесува најмалку 90% од соодветната трајно дозволена струја или јазли со напони надвор од дозволените вредности (во согласност со границите дефинирани во потпоглавје 3.2). Случаите кога оптоварувањето на елементот е поголемо од неговата трајно дозволена струја, како и случаите во кои напонот на јазелот е надвор од дозволените вредности, се сметаат за критични и се истакнати со црвена боја.

Во ова сценарио преносната мрежа го исполнува N-1 критериумот.

табела 58. Листа на карактеристични испади за сценарио 2020 – P1% – В – НН

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Оптоварување [%] Напон [kV]
Скопски регион			
400/110 kV TR SKOPJE 5	110 kV DV SK 1 - B - TETO-EC	156 MVA	133 %
Интерконекции во регионот на ЈИЕ			
400 kV DV MELINE - DIVACA	220 kV DV PADRICIANO - DIVACA	365.8 MVA	102 %
400 kV DV PODGORICA - LEZHA	220 kV DV PODGORICA - VAU DEJES	274.4 MVA	91 %

слика 152. Текови на моќност и напонски прилики во преносната мрежа за сценарио 2020 – P1% – B – HN



11.11. СЦЕНАРИО 2020 – P1% – C – HN

системски максимум	[MW]
$P_{\text{ХЕЦ}}$	546
$P_{\text{ТЕЦ}}$	1202
$P_{\text{размена: увоз(-) / извоз(+)}}$	-120
$P_{\Sigma \text{дистрибуција}}$	1482
$P_{\Sigma \text{директни}}$	273
$\Delta P_{\text{загуби}}$	25.0
$P_{\text{оптоварување}}$	1780

$$P_{\text{ОПТОВАРУВАЊЕ}} = P_{\Sigma \text{дистрибуција}} + P_{\Sigma \text{директни}} + \Delta P_{\text{загуби}} = P_{\text{ХЕЦ}} + P_{\text{ТЕЦ}} - P_{\text{размена}}$$

11.11.1. N-0 анализа

Во ова сценарио електроенергетскиот систем на Република Македонија увезува 120 MW поради завршување на работниот век на ТЕЦ Осломеј, нерасположливост на ТЕЦ Битола 4 и ХЕЦ Чебрин (одложена реализација на проектите). Зголемениот увоз се реализира од електроенергетските системи на Романија и Бугарија.

Според прикажаните резултати на слика 153 и од анализата на сценариото 2020 – P1% – C – HN, за режимот без испаднати елементи, може да се констатира дека:

- оптоварувањата на сите елементи во мрежата се во дозволените граници,
- напоните на сите јазли се во дозволените граници,
- Високо оптоварени се следните водови:
 - 110 kV далекувод ТС В. Главинов – ТС Скопје 1-Б со оптоварување 71%,
 - 110 kV далекувод ТЕТО – ТС Скопје 4 со оптоварување 71%,
 - 110 kV далекувод ТЕТО – ТС Скопје 1-Б со оптоварување 67%,
 - 110 kV далекувод ТС Ѓ. Петров – ТС Скопје 1-А со оптоварување 61%,
- најнизок напон од 109.0 kV има ТС Куманово 3 и
- највисок напон од 117.4 kV има ТС Битола 2.

11.11.2. N-1 анализа

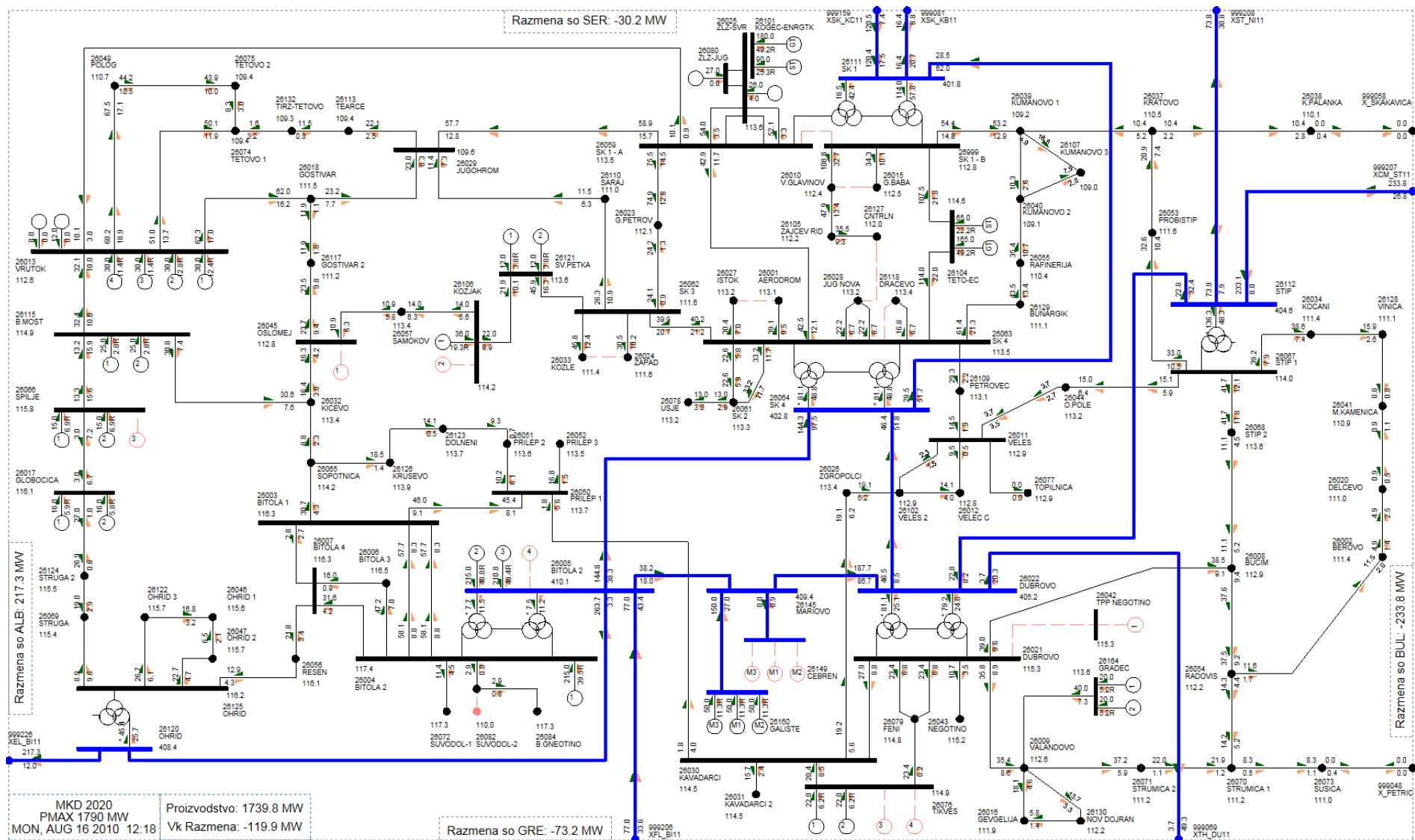
Во табела 59 се наведени сите испади при кои има елементи на мрежата со оптоварување кое изнесува најмалку 90% од соодветната трајно дозволена струја или јазли со напони надвор од дозволените вредности (во согласност со границите дефинирани во потпоглавје 3.2). Случаите кога оптоварувањето на елементот е поголемо од неговата трајно дозволена струја, како и случаите во кои напонот на јазелот е надвор од дозволените вредности, се сметаат за критични и се истакнати со црвена боја.

табела 59. Листа на карактеристични испади за сценарио 2020 – P1% – C – HN

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Оптоварување [%] Напон [kV]
Скопски регион			
400/110 kV TR SKOPJE 5 - 2	110 kV DV SK 1 - B - TETO-EC	156 MVA	133 %
Кочански регион			
110 kV DV KOCANI - STIP	TS KOCANI 110 kV	99 - 121 kV	98.9 kV
Интерконекции во регионот на ЈИЕ			
400 kV DV MELINE - DIVACA	220 kV DV PADRICIANO - DIVACA	365.8 MVA	101 %

Во ова сценарио преносната мрежа го исполнува N-1 критериумот.

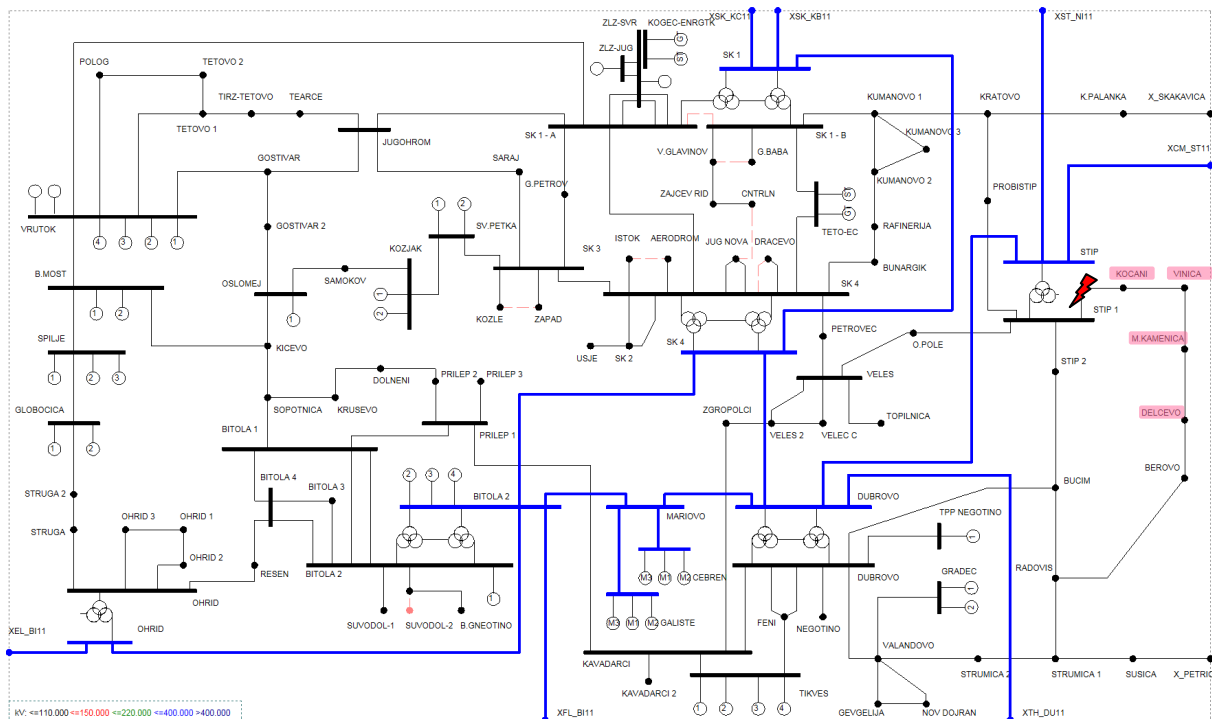
слика 153. Текови на моќност и напонски прилики во преносната мрежа за сценарио 2020 – P1% – C – HN



11.12. РЕШЕНИЈА ЗА НАДМИНУВАЊЕ НА ПРОБЛЕМИТЕ

На слика 154 се илустрирани критичните испади кои доведуваат до преоптоварување на елементи во мрежата (т.е. при кои струјата во некои елементи е поголема од соодветната трајно дозволена струја) или до појава на напони пониски од најниската дозволена вредност.

слика 154. Критични испади, преоптоварувања и напонски проблеми во 2020



Легенда: - критичен испад

- преоптоварувања и напонски проблеми

Во 2020 година, во сценаријата со пораст на оптоварувањето од 3%, како критичен е идентификуван испадот на 110 kV далекувод ТС Кочани – ТС Штип. Овој испад доведува до намалување на напонот под долната гранична вредност (99 kV) во трансформаторските станици кои остануваат радијално напојувани бидејќи се формира долга радијална врска ТС Радовиш – ТС Берово – ТС Делчево – ТС М. Каменица – ТС Винаца – ТС Кочани во која недостига напонско-реактивна поддршка.

Во недостиг на производни објекти и трансформатори со регулација под товар, проблемот со напонско-реактивна поддршка наједноставно се решава со инсталирање на компензаторски уреди во кочански регион на 110 kV напонско ниво. Анализите на оптимални текови на реактивни моќности покажуваат дека оптимална локација за инсталирање на компензаторски батерии е ТС Кочани. Инсталираната моќност на батериите треба да биде 40 Mvar. Изборот е извршен со анализа на долгорочно ниво (2030 година) разгледувајќи го режимот со критичен испад.

Како што беше напоменато во потпоглавје 10.13.3, доколку претходно во охридски регион се инсталираат компензаторски уреди 2x25 Mvar, истите уреди може да се искористат за компензација во ТС Кочани. Инсталирањето на компензаторски уреди во охридски регион претставува преодно решение (прва фаза на решавање на проблемот доколку се одложи изградба на 400 kV трансформаторска станица) за среднорочен период (2013 – 2020 година). Од друга страна, потребата за компензација во источниот дел се јавува околу 2020 година, односно

проблемите се јавуваат последователно. Тоа укажува дека може да се искористат истите компензаторски уреди за решавање и на двата проблема.

Цената на решението се проценува на 1.5 милиони евра. Доколку се искористат истите компензаторски уреди од охридскиот регион, тогаш цената изнесува околу 350 000 евра и ги содржи само трошоците за едно 110 kV поле и транспорт на уредите.

Доколку порастот на оптоварувањето се движи околу 1%, во 2020 година не е неопходно инсталирање на компензаторски уреди во ТС Кочани, бидејќи проблемите не се изразени и се решаваат со промена на преносниот однос на 400/110 kV трансформатор во ТС Штип.

11.13. ПРИКЛУЧОК НА НОВИ ЕЛЕМЕНТИ НА ПРЕНОСНА МРЕЖА ВО 2020 ГОДИНА

11.13.1. 400 kV интерконективен далекувод Скопје (МК) – Косово (КС)

Оптимистичкото сценарио за развој на нови извори за електрична енергија на Косово предвидува изградба на нова ТЕЦ Ново Косово со инсталирана моќност од $P_n = 4 \times 500 \text{ MW}$. Имајќи го предвид оптоварувањето на Косово кое е околу 1400 MW, се очекува да се јават големи вишоци на произведена електрична енергија. Со цел евакуација на вишокот на електрична енергијата произведена од ТЕЦ Ново Косово, се наметнува потребата од градба на нови интерконекции од Косово кон соседите. Покрај планираната интерконекција Косово – Тирана (2015 година), се предвидува и дополнителна интерконекција помеѓу Република Македонија и Косово.

Едно од можните решенија, кое како логично се наметнува при изградба на оваа интерконекција е искористување на коридорот на постојните 220 kV далекуводи помеѓу Република Македонија и Косово, кои што се надвор од употреба од 1999 година и се целосно руинирани на косовска страна.

Новата интерконекција се планира да се изведе со 400 kV далекувод со должина од 84 km и спроводници од типот ACSR 2x490/65 mm² (два спроводници во сноп), со трајно дозволена струја 1920 A (при номинален напон трајно дозволено оптоварување е 1330 MVA). На територијата на Република Македонија должината е 19 km.

Со градбата на новата интерконекција Република Македонија ќе добие уште една врска кон север и директна врска со голем извор на електрична енергија. Со тоа ќе се подобри безбедноста во снабдувањето со електрична енергија и ќе се зголеми транзитот на електрична енергија низ Републиката.

Новата интерконективна врска кон Косово отвора можност за проширување на 400 kV преносна мрежа во полошкиот регион (за повеќе информации, види потпоглавје 12.3).

11.13.2. Приклучок на ХЕЦ Градец

ХЕЦ Градец е предвидено да се изгради на реката Вардар, на 30.4 km северно од границата помеѓу Република Македонија и Грција. Преку автопатот Скопје – Гевгелија е овозможен пристап директно до круната на браната, (16).

Приклучокот на ХЕЦ Градец, со инсталирана моќност од 2x27 MW, на преносната мрежа на Република Македонија, се планира да се изведе со изградба на радијален 110 kV далекувод кон ТС Валандово (види слика 155). Новиот далекувод има должина од 15 km и има спроводници од типот ACSR 240/40 mm², со трајно дозволена струја 647 A (при номинален напон трајно дозволено оптоварување е 123 MVA).

Во потпоглавје 11.3.2 е наведено дека проблемот со испадот на 110 kV далекувод ТС Дуброво – ТС Валандово, при што се преоптоварува далекуводот ТС Бучим – ТС Радовиш и настануваат лоши напони во струмичкиот регион, се разрешува со влегувањето во погон на

новата ХЕЦ Градец. Дополнително, на проблемот поволно влијаат и новите ветерни електрични центри.

Меѓутоа, во проценките за реализација на проектите за ХЕЦ Градец и новите ветерни електрични центри присутни се доста неизвесности. Вообичаено е реализацијата на долгорочните проекти за нови производни објекти да е проследена со големи неизвесности. При градба на ХЕЦ Градец, железничката пруга Скопје – Гевгелија ќе биде потопена со формирањето на идната акумулација. Заради тоа пругата треба да се дислоцира на повисоко ниво, а овој обем на работи е значителен дел од инвестицијата на проектот. Зафатот на дислокација на пругата внесува дополнителни неизвесности во проценките на периодот на влегување на електричната централа во погон. Затоа се разгледани и опции за состојбата во мрежата доколку е одложена реализацијата на проектот за ХЕЦ Градец.

Доколку ХЕЦ Градец не биде во погон во 2020 година, критичен е испадот на 110 kV далекувод ТС Дуброво – ТС Валандово. Критичен е и „огледалниот“ настан, односно испадот на 110 kV далекувод ТС Бучим – ТС Радовиш кој води до преоптоварување на далекуводот ТС Дуброво – ТС Валандово.

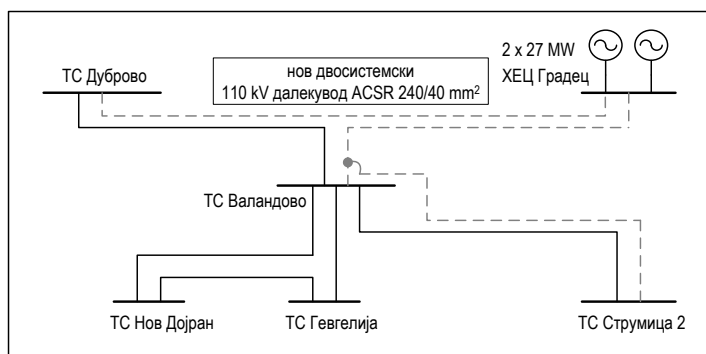
Проблемите во валандовско-струмичкиот регион се разгледувани и во претходните истражувања (6). За решавање на состојбата во 2020 година, кога доцни изградбата на ХЕЦ Градец, разгледани се две варијанти, и тоа:

- изградба на уште еден 110 kV далекувод ТС Дуброво – ТС Валандово, со должина како и постојниот (39.3 km) и
- изградба на 110 kV далекувод ТС Дуброво – ТС Струмица 2, со должина од околу 55 km.

Во првата варијанта, при испад на далекуводот ТС Бучим – ТС Радовиш, потенцијален проблем во иднина (после 2020 година) ќе биде високото оптоварување на далекуводот ТС Валандово – ТС Струмица 2. Овој далекувод е со спроводници тип АCSR 150/25 mm². Затоа, втората варијанта се оценува како подобра.

Всушност, првата варијанта може да се смета како прва фаза на реализација на втората варијанта.

слика 155. Изведба на приклучокот на ХЕЦ Градец



Далекуводите ТС Дуброво – ТС Валандово и ТС Валандово – ТС Струмица 2 се изградени 1971 година, и во 2020 година ќе имаат 50 години старост. Значи, во 2020 година и двата далекувода го привршуваат животниот век и ќе биде потребна нивна реконструкција.

Имајќи ги предвид сите овие факти, за реализација на координирана надградба на мрежата во валандовско-струмички регион, се предлага следната динамика:

- Доколку проектот за градба на ХЕЦ Градец ја запази предвидената динамика, приклучниот далекувод кон ТС Валандово да се изведе како двосистемски. Со тоа се

обезбедува редувантност на приклучокот и можност за одлагање на идната надградба на мрежата во регионот. Подоцна, при реконструкција на старите далекуводи, новите далекуводи од ТС Дуброво до ХЕЦ Градец и од ТС Валандово до ТС Струмица 2 ќе се изведат како двосистемски и ќе се формираат врските:

- ТС Дуброво – ТС Валандово и ТС Валандово – ТС Струмица 2 (реконструкција на постојните врски) и
 - ТС Дуброво – ХЕЦ Градец и ХЕЦ Градец – ТС Струмица 2 (нови врски).
- Доколку доцни реализацијата на ХЕЦ Градец, при реконструкција на старите врски, новиот далекувод на потегот ТС Дуброво – (ХЕЦ Градец) – ТС Валандово – ТС Струмица 2 да се изгради како двосистемски со спроводници тип АCSR 240/40 mm². Приоритет треба да има делницата од ТС Дуброво до ТС Валандово (прва фаза), а делницата кон ТС Струмица 2 може да се изведе подоцна, според потребите (втора фаза). Коридорот на новиот двосистемски далекувод треба да се насочи во близина на локацијата на ХЕЦ Градец. Притоа, ќе се реконструираат постојните врски ТС Дуброво – ТС Валандово и ТС Валандово – ТС Струмица 2 и ќе се формира дополнителна врска ТС Дуброво – ТС Струмица 2. Подоцна, ХЕЦ Градец може да се приклучи на врската ТС Дуброво – ТС Валандово (прва фаза), а во втора фаза ќе се формира врската ХЕЦ Градец – ТС Струмица 2. Со тоа повторно се добива оптималната конфигурација:
- ТС Дуброво – ТС Валандово и ТС Валандово – ТС Струмица 2 и
 - ТС Дуброво – ХЕЦ Градец и ХЕЦ Градец – ТС Струмица 2.

Од денешен временски аспект е тешко да се донесе прецизна одлука за динамиката и начинот на реализација на решението. Во секој случај, конечната одлука ќе се утврди во Студијата за приклучок на ХЕЦ Градец и/или во идните развојни планови за мрежата.

11.13.3. Приклучок на ХЕЦ Галиште и ХЕЦ Чебрин

Со водостопанското решение за искористување на водите на Црна Река, во нејзиниот средишен и долен тек, се предвидува водите да бидат искористени за енергетско-мелиоративни цели.

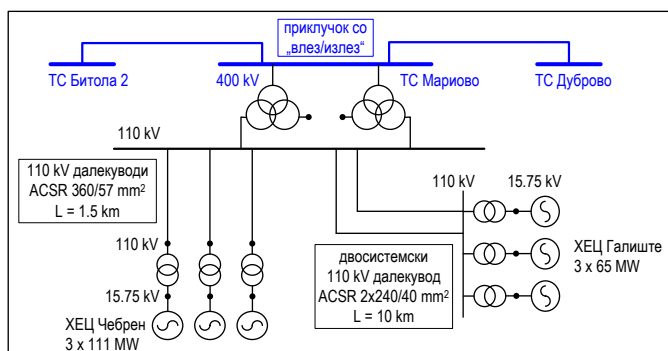
Овој потег од речниот тек има природни услови за подигање високи прегради и формирање акумулации, кои ќе овозможат расположливиот воден потенцијал да се искористи енергетски, а ќе се создаде можност за наводнување на земјоделските површини во тиквешкиот регион.

Концептот за искористување на Црна Река од Скочивир до вливот на Црна Река во Вардар, предвидува формирање на три акумулации: Чебрин, Галиште и Тиквеш. Од расположливиот потенцијал на Црна Река, досега е искористен, преку изградба на високата брана Тиквеш, само долниот дел од клисурата на Црна Река. Возводните акумулации Галиште и Чебрин имаат исклучиво енергетско значење, со услови за формирање на големи акумулации, посебно акумулацијата Чебрин.

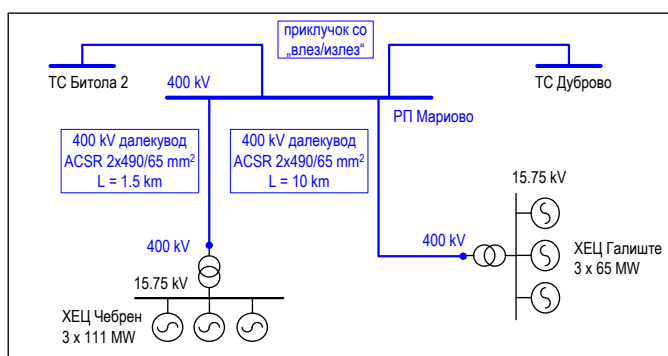
Преградното место на ХЕЦ Чебрин се наоѓа на Црна Река, оддалечено 81 km возводно од нејзиното устие во реката Вардар, во близина на село Манастир и околу 7 km возводно од Расимбеков Мост, во Скочивирската клисура на Црна Река. Самото преградно место на ХЕЦ Чебрин претставува најтесен дел на речното корито на Црна Река со погодни топографски, геолошки и геотехнички карактеристики, што овозможуваат формирање голем акумулационен простор со кој би се создале услови за регулирање на природниот проток на Црна Река. Преградното место на ХЕЦ Галиште, кое се наоѓа во средишниот дел на клисурата на Црна Река, се наоѓа на самиот почеток на постојната акумулација Тиквеш, односно 54 km возводно од вливот на Црна Река во реката Вардар (16).

Предвидено е инсталираната моќност на ХЕЦ Галиште да изнесува 3х65 MW, а пумпно-акумулациона ХЕЦ Чебрен да има инсталирана моќност од 3х111 MW.

слика 156. Изведба на приклучокот на ХЕЦ Галиште и ХЕЦ Чебрен



варијанта 1



варијанта 2

Предлог решение за приклучок на ХЕЦ Галиште и ХЕЦ Чебрен е разработено во Идејниот проект за 400/110/35 kV ТС Мариово, во 1998 година. Ова решение е прикажано на првиот дијаграм од слика 156 (варијанта 1). Решението предвидува изградба на следните елементи на приклучокот:

- 400/110/35 kV трансформаторска станица Мариово лоцирана во мариовскиот регион, 1.5 km источно од браната на акумулацијата на ХЕЦ Чебрен, во непосредна близина на 400 kV далекувод ТС Битола 2 – ТС Дуброво.
- ТС Мариово се приклучува со пресекување на 400 kV далекувод ТС Битола 2 – ТС Дуброво.
- Во ТС Мариово се инсталираат два 400/110/35 kV трансформатори со номинална моќност од 300 MVA.
- Секој од трите агрегати од ХЕЦ Чебрен се приклучува на 110 kV собирници на ТС Мариово со блок-врска составена од трансформатор и 110 kV далекувод. Трите далекуводи се со должина од по 1.5 km и имаат спроводници од типот ACSR 360/57 mm², со трајно дозволена струја 824 A (при номинален напон трајно дозволено оптоварување е 157 MVA).
- Во ХЕЦ Чебрен не се гради класична 110 kV постојка поради ограничен простор кај машинската зграда. Всушност, 110 kV собирници од ХЕЦ Чебрен се преместени во ТС Мариово.
- Кај ХЕЦ Галиште се гради 110 kV постројка на која се приклучени трите агрегати преку блок-трансформатори. Од ХЕЦ Галиште до 110 kV собирници во ТС Мариово се гради двосистемски 110 kV далекувод. Далекуводот е со должина од 10 km и секој систем

има спроводници од типот ACSR 2x240/40 mm² (два спроводници во сноп по систем), со трајно дозволена струја 1290 A (при номинален напон трајно дозволено оптоварување е 246 MVA).

- Во ТС Мариово се воведува 35 kV напонско ниво кое на почеток се планира да се користи за напојување на градилиштата. После изградбата 35 kV врски ќе се користат за напојување на сопствените потреби на електричните центри.

Во претходната Студија (6), предвидено е ХЕЦ Галиште да се приклучи на 110 kV собирници во ТС Мариово, додека ХЕЦ Чебрин да се приклучи директно на 400 kV собирници во ТС Мариово.

Во оваа Студија е предложено ново решение (варијанта 2) за приклучок на ХЕЦ Галиште и ХЕЦ Чебрин. Се предлага решението да се изведе на следниот начин (види го вториот дијаграм од слика 156):

- Трите агрегати во ХЕЦ Чебрин се приклучуваат на собирници со генераторски напон (на пример 15.75 kV). За трансформација на електричната енергија од собирниците со генераторски напон на 400 kV, се користи еден трансформатор со инсталирана моќност од 333 MW (395 MVA).
- До 400 kV собирници на РП Мариово се изведува само една блок-врска составена од трансформаторот и 400 kV далекувод со должина од 1.5 km и спроводници од типот ACSR 2x490/65 mm² (два спроводници во сноп), со трајно дозволена струја 1920 A (при номинален напон трајно дозволено оптоварување е 1330 MVA).
- Слично, и во ХЕЦ Галиште трите агрегати се приклучуваат на собирниците со генераторски напон (на пример 15.75 kV). Се инсталира еден трансформатор со инсталирана моќност од 195 MW (216 MVA).
- До 400 kV собирници на РП Мариово од ХЕЦ Галиште се изведува една блок-врска составена од трансформаторот и 400 kV далекувод со должина од 10 km и спроводници од типот ACSR 2x490/65 mm² (два спроводници во сноп), со трајно дозволена струја 1920 A (при номинален напон трајно дозволено оптоварување е 1330 MVA).
- Доколку се сака да се постигне зголемена доверливост, може да се употребат 3+1 монофазни трансформатори. Четвртиот монофазен трансформатор ќе биде резерва при грешка на кој било од трите трансформатори во погон. При употреба на два трифазни трансформатора потребна е изведба на класична разводна постројка во кругот на електричните центри, за која е потребен поголем простор. Меѓутоа, просторните ограничувањата се особено големи кај ХЕЦ Чебрин. Со монофазните трансформатори се избегнува потребата од 400 kV собирници, односно од разводна постројка.
- 35 kV напојување на градилиштата, а подоцна и сопствените потреби на електричните центри може да се изведе од постојната 35/10 kV ТС Мариово.
- Во трансформаторската станица Мариово нема потреба од трансформација 400/110 kV, ниту 110/35 kV.
- Со ваквото решение се избегнува градба на разводна постројка во ХЕЦ Чебрин и ХЕЦ Галиште, а РП Мариово има улога на 400 kV разводна постројка без 400/110 kV трансформатори и 110 kV постројка.

Споредбата на техно-економските карактеристики на двете варијанти е дадена во табела 60. Варијанта 2 има значително помали инвестициски трошоци за околу 12 000 000 € и дополнително намалени оперативни трошоци од 300 000 €/годишно поради намалени загуби на електрична енергија.

табела 60. Техно-економска споредба на варијантите

Варијанта	Инвестиција (€)	Загуби ΔP (MW)	N-1	Издржливост	
				2020 г.	2030 г.
1: 400/110/35 kV ТС Мариово	24,550,000	39.5	✓	✓	✓
2: 400 kV РП Мариово	12,300,000	37.9	✓	✓	✓

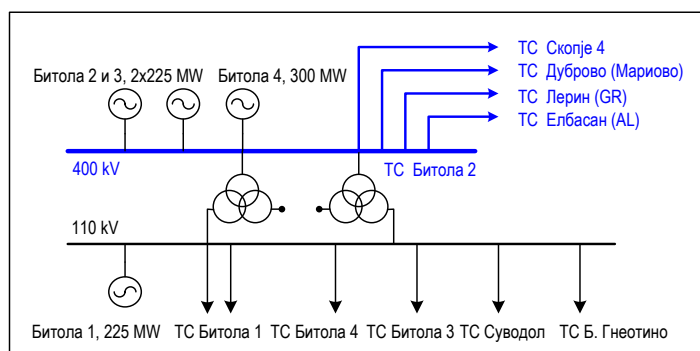
Изборот на решението за приклучок на ХЕЦ Галиште и ХЕЦ Чебрин нема влијание на работата на преносната мрежа, односно во ниту еден момент не се загрозуваат техничките критериуми.

11.13.4. Приклучок на ТЕЦ Битола 4

Со откривањето на новиот јагленов коп во Живојно се остварува основниот предуслов за влегување во погон на нов блок во РЕК Битола, со работно име ТЕЦ Битола 4. Рудникот Живојно, според сегашните анализи, би се експлоатирал јамски. Транспортот на поголеми количества јаглен од увоз е доста комплексен проблем и од технички и од еколошки аспект. Со оглед дека Република Македонија нема искуство со рудници на лигнит со јамска експлоатација, а и искуствата во светот не се големи, неопходно е започнување на припремни активности во таа насока, (16).

Приклучокот на четвртиот блок во ТЕЦ Битола, со инсталирана моќност од 300 MW, на преносната мрежа на Република Македонија се планира да се изведе како и двата постојни блока 2 и 3, со блок врска од трансформатор и краток 400 kV далекувод со 400 kV собирниците во ТС Битола 2 (слика 157).

слика 157. Изведба на приклучокот на ТЕЦ Битола 4

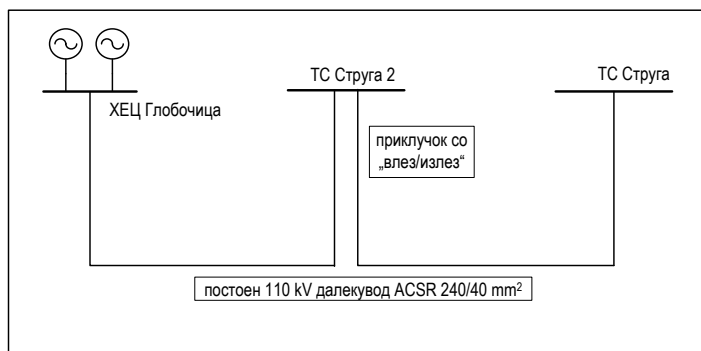


Избраниот начин на приклучување ги задоволува техничките критериуми во целиот разгледуван период во Студијата.

11.13.5. Приклучок на ТС Струга 2

Приклучувањето на дистрибутивната трансформаторска станица Струга 2 на преносната мрежа на Република Македонија, се планира да се изведе со влез/излез на постојниот 110 kV далекувод ТС Струга – ХЕЦ Глобочица (види слика 158). Далекуводот има спроводници од типот ACSR 240/40 mm², со трајно дозволена струја 647 A (при номинален напон трајно дозволено оптоварување е 123 MVA).

слика 158. Изведба на приклучокот на ТС Струга 2



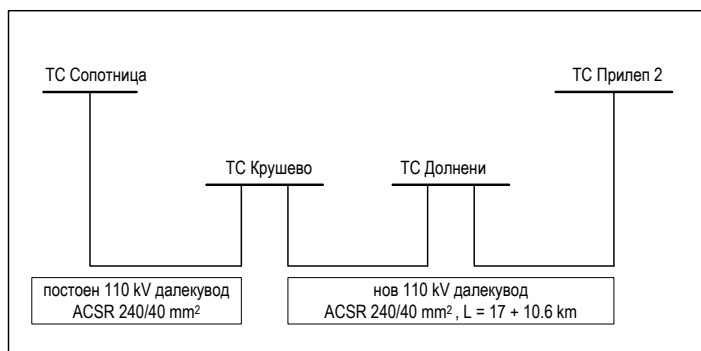
Избраниот начин на приклучување ги задоволува техничките критериуми во целиот разгледуван период во Студијата.

11.13.6. Приклучок на ТС Крушево и ТС Долнени

За приклучувањето на дистрибутивната трансформаторска станица Крушево на преносната мрежа на Република Македонија се планира да се искористи постојниот далекувод ТС Сопотница – ТС Крушево кој сега работи на напонско ниво 35 kV. Овој далекувод има спроводници од типот ACSR 240/40 mm², со трајно дозволена струја 647 A (при номинален напон трајно дозволено оптоварување е 123 MVA) и треба да се префрли да работи на 110 kV напонско ниво.

Приклучувањето на дистрибутивната трансформаторска станица Долнени се планира да се изведе со изградба на нов 110 kV далекувод на потегот ТС Крушево – ТС Долнени – ТС Прилеп 2, паралелно со постојниот 35 kV далекувод. Новиот далекувод ќе има должина од 27.6 km и има спроводници од типот ACSR 240/40 mm², со трајно дозволена струја 647 A (при номинален напон трајно дозволено оптоварување е 123 MVA).

слика 159. Изведба на приклучокот на ТС Крушево и ТС Долнени



Со приклучокот на двете нови трансформаторски станици се формира уште еден 110 kV прстен во пелагонискиот регион, на потегот ТС Битола 1 – ТС Сопотница – ТС Крушево – ТС Долнени – ТС Прилеп 2 – ТС Битола 1. Со дополнителниот прстен се зголемува сигурноста во напојувањето на потрошувачите.

Избраниот начин на приклучување ги задоволува техничките критериуми во целиот разгледуван период во Студијата.

11.14. РЕВИТАЛИЗАЦИЈА НА ДАЛЕКУВОДИ

Во периодот 2015 – 2020 година се планира ревитализација на 110 kV далекуводи ТС Овче Поле – ТС Штип и ТС Штип – ТС Пробиштип.

И двата далекувода имаат спроводници тип ACSR 150/25 mm².

Во согласност со определбата за унификација на опремата во преносната мрежа (види потпоглавје 3.9), се препорачува при реконструкција на 110 kV далекуводи ТС Овче Поле – ТС Штип и ТС Штип – ТС Пробиштип употреба на стандардниот тип на спроводници ACSR 240/40 mm².

Како што е наведено во потпоглавје 12.2.3, после 2020 година се очекуваат проблеми во кумановскиот регион. Предложено е проблемите да се разрешат со градба на 400/110 kV трансформаторска станица. Доколку се одлучи проблемите да се разрешат со зајакнување на 110 kV мрежа, при реконструкција на 110 kV далекувод ТС Штип – ТС Пробиштип, новиот далекувод треба да се изведе како двосистемски во согласност со предложеното решение од варијанта 2 во потпоглавје 12.2.3.

11.15. ПЛАНИРАНА КОНФИГУРАЦИЈА НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА ВО 2020 ГОДИНА

Врз основа на анализираните сценарија, за 2020 година преносната мрежа се планира да има конфигурација како на слика 160. Со зелена боја се обележани предложените измени и решенија во однос на појдовната конфигурација на мрежата од слика 142.



11.16. ПРЕСМЕТКА НА *NTC*

Значително влијание на прекуграничните преносни капацитети на мрежата на Република Македонија за 2020 година се должи на влегувањето во погон на следните електроенергетски елементи:

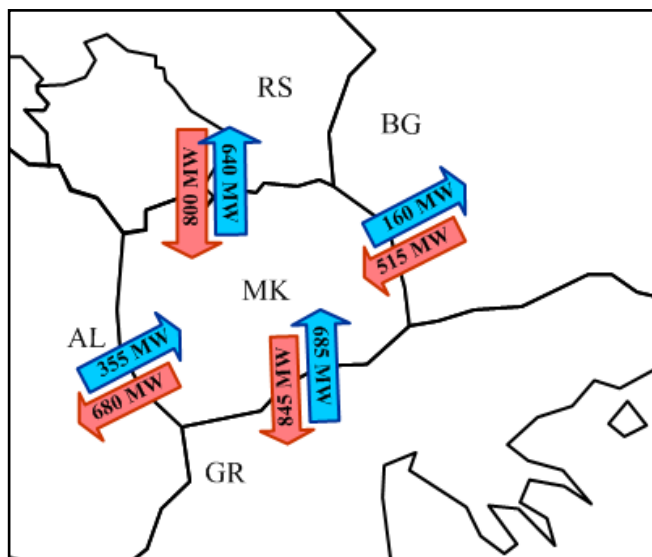
- влегувањето во погон на новиот 400 kV DC интерконективен подморски кабел ТС Тиват (МЕ) – ТС Виланова (ИТ) низ кој во основното сценарио транзитираат 1000 MW кон италијанскиот електроенергетски систем и
- 400 kV интерконективен далекувод ТС Скопје 5 (МК) – ТС Ново Косово (КС).

Во табела 61 се прикажани преоптоварените елементи кои се ограничувачки фактор при соодветните испади во постапката на проценка на *NTC*.

табела 61. Листа на ограничувачки елементи при пресметка на *NTC* за 2020 година

Граници	Насока	Испаднат елемент	Преоптоварен елемент
RS-MK, MK-GR	[RO + RS] → [MK + GR]	400 kV DUBROVO - SOLUN	400 kV BITOLA - LERIN
GR-MK, MK-RS	[MK + GR] → [RO + RS]	400 kV ZEMLAK - TREBENO	400 kV BITOLA - LERIN
BG-MK, MK-AL	[BG + TR] → [AL+ME]	400 kV C. MOGILA - STIP	400 kV SOFIA - NIS
MK-BG, AL-MK	[AL + ME] → [BG+TR]	400 kV ZEMLAK - TREBENO	400 kV BITOLA - LERIN

слика 161. *NTC* вредности во 2020 година



На слика 161 во црвени стрелки се прикажани *NTC* вредностите во насока север-југ и исток-запад (доминанти правци на пазарни трансакции), додека со сини стрелки се прикажани *NTC* вредностите во насока југ-север и запад-исток.

Прекуграничните преносни можности на Република Македонија во целост ги задоволуваат потребите за увоз на електрична енергија, а истовремено се овозможува непречен транзит на електрична енергија низ регионот.

11.17. СТРУИ НА КУСИ ВРСКИ

Пресметка на максималните вредности на струите на куси врски е направена на моделот на преносната мрежа за 2020 година. При тоа е претпоставено дека сите преносни елементи во мрежата и сите производни објекти, приклучени на преносната мрежа во Република Македонија, се во погон. За симулација на влијанието на соседните електроенергетски системи е користен комплетен модел на системите.

табела 62. Струи при трифазни и еднофазни куси врски во јазли и нивниот пораст во 2020 година

Јазел	U [kV]	3-CKB [kA]	1-CKB [kA]	пораст 2020 - 2010	
				3-CKB [%]	1-CKB [%]
AERODROM	110	13.5	11.2	7%	4%
BEROVO	110	3.5	2.8	1%	1%
BITOLA 1	110	19.3	15.6	19%	19%
BITOLA 2	110	29.0	33.8	11%	10%
BITOLA 2	400	27.1	27.0	41%	44%
BITOLA 3	110	13.7	9.7	64%	46%
BITOLA 4	110	16.8	13.7	63%	67%
BUCIM	110	9.2	7.0	5%	5%
VALANDOVO	110	6.0	6.3	20%	32%
V.GLAVINOV	110	16.7	17.2	-22%	-16%
VELES	110	9.0	8.6	3%	3%
VELEC C	110	8.4	7.8	3%	3%
VRUTOK	110	12.0	13.3	6%	1%
G.BABA	110	12.7	12.0	-16%	-13%
GEVGELIJA	110	4.0	4.0	30%	32%
GLOBOCICA	110	7.1	6.7	45%	32%
GOSTIVAR	110	9.8	9.5	4%	2%
DELCEVO	110	3.1	2.8	-2%	0%
DUBROVO	110	29.7	33.0	10%	9%
DUBROVO	400	21.2	18.8	26%	24%
G.PETROV	110	12.5	10.2	3%	1%
ZAPAD	110	13.6	12.3	9%	8%
ZLZ-SVR	110	26.8	28.2	2%	4%
ZGROPOLCI	110	7.8	6.2	3%	2%
ISTOK	110	13.3	10.2	6%	4%
JUG NOVA	110	19.0	16.4	9%	6%
JUGOHROM	110	9.8	10.2	89%	75%
KAVADARCI	110	16.0	13.2	7%	4%
KAVADARCI 2	110	13.4	10.5	5%	3%
KICEVO	110	9.0	7.2	49%	45%
KOZLE	110	11.6	9.7	8%	6%
KOCANI	110	4.6	4.3	1%	7%
KRATOVO	110	5.1	4.1	1%	1%
K.PALANKA	110	3.0	2.5	1%	1%
KUMANOVO 1	110	8.4	8.9	1%	8%
KUMANOVO 2	110	8.0	8.3	4%	11%
M.KAMENICA	110	3.4	3.0	-4%	0%
TPP NEGOTINO	110	27.1	29.2	14%	14%
NEGOTINO	110	14.5	11.0	5%	3%
O.POLE	110	8.1	6.4	3%	2%
OSLOMEJ	110	10.4	10.9	14%	12%
OHRID 1	110	8.4	7.9	148%	125%
OHRID 2	110	8.4	7.7	147%	123%
POLOG	110	7.3	6.5	4%	3%
PRILEP 1	110	7.9	7.0	32%	30%
PRILEP 2	110	7.6	6.7	35%	35%
PRILEP 3	110	6.1	5.2	24%	21%
PROBISTIP	110	5.8	4.8	2%	1%
RADOVIS	110	7.1	5.9	5%	8%
RAFINERIJA	110	8.0	6.9	4%	4%
RESEN	110	8.1	6.1	75%	56%
SAMOKOV	110	7.2	6.1	6%	4%

Јазел	U [kV]	3-CKB [kA]	1-CKB [kA]	пораст 2020 - 2010	
				3-CKB [%]	1-CKB [%]
SK 1 - A	110	28.4	30.2	-1%	-9%
SK 1 - B	110	21.0	23.1	-27%	-31%
SK 2	110	24.5	22.7	12%	8%
SK 3	110	14.8	13.5	10%	9%
SK 4	110	34.1	37.6	17%	14%
SK 4	400	19.6	17.9	37%	29%
SOPOTNICA	110	7.8	6.2	43%	49%
SPIIJE	110	8.3	8.2	47%	38%
STIP 1	110	15.7	16.9	7%	7%
STIP 2	110	11.6	10.4	5%	4%
STRUGA	110	7.3	6.5	110%	91%
STRUMICA 1	110	5.2	5.5	11%	10%
STRUMICA 2	110	5.2	5.5	11%	11%
SUVODOL-1	110	19.4	15.2	8%	5%
SUSICA	110	3.3	2.9	7%	5%
TETOVO 1	110	7.6	7.7	40%	39%
TETOVO 2	110	7.3	7.2	46%	45%
TIKVES	110	15.6	14.1	5%	3%
TOPILNICA	110	8.4	7.9	3%	3%
USJE	110	18.7	15.9	9%	6%
FENI	110	16.9	14.5	6%	3%
ZLZ-JUG	110	22.9	22.0	2%	3%
B.GNEOTINO	110	9.3	7.4	4%	2%
KOGEK-ENRGTK	110	26.8	28.2		
VELES 2	110	8.9	8.3	3%	3%
TETO-EC	110	22.9	22.1	5%	3%
ZAJCEV RID	110	12.6	12.2		
KOZJAK	110	8.3	8.1	4%	6%
KUMANOVO 3	110	7.5	7.8		
PETROVEC	110	12.0	10.0		
SARAJ	110	9.2	7.3		
SK 1	400	20.1	18.9	52%	47%
STIP	400	15.4	12.9	31%	31%
TEARCE	110	8.7	8.4	58%	87%
B.MOST	110	9.7	9.0		
GOSTIVAR 2	110	7.1	6.6		
DRACEVO	110	22.3	17.7	11%	6%
OHRID	400	13.0	11.0		
SV.PETKA	110	8.8	8.0		
OHRID 3	110	8.8	8.3		
DOLNENI	110	6.4	5.5		
STRUGA 2	110	6.5	6.0		
OHRID	110	13.7	14.9		
KRUSEVO	110	6.4	5.3		
CNTRLN	110	10.2	9.8		
VINICA	110	3.9	3.7		
BUNARGIK	110	9.2	7.8	4%	3%
NOV DOJRAN	110	4.1	4.0		
TIRZ-TETOVO	110	7.3	7.0		
MARIOVO	400	19.8	19.2		
CEBREN	400	19.2	18.5		
GALISTE	400	15.9	14.9		
GRADEC	110	4.4	4.5		

Максималните вредности на струите на куси врски треба да послужат при избор на нова високонапонска опрема која се инсталира во високонапонската мрежа на Република Македонија.

Во табела 62 се дадени вредностите на струите на трифазна и еднофазна куса врска. За постојните трансформаторски станици е направена споредба со максималните вредности на струите на куси врски во 2010 година и прикажан е порастот во проценти. Во некои трансформаторски станици, струите на куси врски во 2020 година се помали во однос на вредностите во 2010 година, поради извршеното секционирање на 110 kV собирници во ТС Скопје 1.

Интересно е да се забележи дека доколку не се изврши секционирањето на 110 kV собирници во ТС Скопје 1, тогаш вредноста на струјата на трифазна куса врска во ТС Скопје 1 изнесува 38 kA, а на еднофазна 43 kA.

Најголем пораст на струите на куси врски е евидентиран во охридско-преспанскиот и битолскиот регион. Порастот се должи на новата 400 kV интерконекција кон Албанија и изградба на 400/110 kV трансформаторска станица во Охрид.

12. ВИЗИЈА ЗА РАЗВОЈ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА ПОСЛЕ 2020 ГОДИНА СО ОСВРТ НА 2030 ГОДИНА

12.1. ОСНОВНИ ПРЕТПОСТАВКИ ЗА КРЕИРАЊЕ МОДЕЛ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА ЗА 2030 ГОДИНА

Во фокусот на истражувањата во оваа Студија за развој на преносна мрежа е периодот 2010 – 2020 година. Притоа се обработени неколку референтни години и анализирани се голем број на сценарија, при што се воочени проблеми и предложени се решенија за нивно надминување. Решенијата претставуваат капитални инвестиции од редот на неколку милиони евра и со животен век над 40 години. Секое предложено решение треба да има долгорочна употребна вредност, придонесувајќи за задоволување на техничките критериуми во системот. Разгледуваните проблеми и понудените решенија за 2015 и 2020 година не може правилно да се оценат доколку не се направи проценка на нивните карактеристики во наредните 10 до 15 години.

Со таа цел дополнително е изработен модел со референца 2030 година. При изработка на моделот 2030 година се користени следните претпоставки:

- Подлога е сценариото со најголем пораст на оптоварување и на интензивен план за градба на нови производни објекти, 2020 – P3% – A – HN.
- Прогнозиран е константен пораст на дистрибутивното оптоварување од 1.5%, додека за директните потрошувачи не е предвиден пораст на оптоварувањето. Активното оптоварување на потрошувачите на ниво на преносна мрежа, во моментот на системскиот максимум изнесува 2488 MW (без загуби на активна моќност во преносна мрежа), од кои 2119 MW припаѓаат на дистрибутивната потрошувачка, а 369 MW на директните потрошувачи.
- Во периодот од 2020 до 2030 година не се предвидува влегување во погон на нови дистрибутивни трансформаторски станици. Зголеменото оптоварување е распределено на трансформаторските станици од појдовното сценарио.
- Во периодот од 2020 до 2030 година не се предвидува влегување во погон на нови производни објекти. Дополнителните потреби заради зголеменото оптоварување се обезбедуваат со зголемен увоз од Романија и Бугарија. Увозот во 2030 година изнесува 250 MW и е зголемен за 300 MW во однос на појдовното сценарио од 2020 година.
- Конфигурацијата на регионалната мрежа останува непроменета во однос на 2020 година.

12.2. АНАЛИЗА НА СОСТОЈБАТА И ОСВРТ НА ПРОБЛЕМИТЕ ВО 2030 ГОДИНА

Со оглед дека моделот за 2030 година опфаќа далечен временски хоризонт кој вклучува многу неизвесности во поглед на пораст на оптоварување, градба на нови производни објекти, конфигурација на мрежата во регионот и развојот на пазарот на електрична енергија, анализите за 2030 година го немаат истото ниво на детали и квалитет како анализите за периодот 2010 – 2020 година. Овие анализи се генерален индикатор за состојбата која може да се очекува во преносната мрежа. Тие даваат груба проценка на квалитетот на понудените решенија и ги идентификуваат потенцијалните проблеми кои во иднина треба да се истражуваат.

Во 2030 година се очекува дека, во режимот без испаднати елементи, високо оптоварени (над 60%) ќе бидат следните преносни водови:

- 110 kV далекувод ТС Ѓ. Петров – ТС Скопје 1-А со оптоварување 82%,

- 110 kV далекувод ХЕЦ Вруток – ТС Полог со оптоварување 78%,
- 110 kV далекувод ТС Скопје 4 – ТС Бунарцик со оптоварување 70%,
- 110 kV далекувод ТС Кочани – ТС Штип со оптоварување 63%,
- 110 kV далекувод ТС Југохром – ТС Скопје 1-А со оптоварување 61%.

Токму во непосредна околина на најоптоварените елементи се очекува да се јават проблеми во режимите со испаднати елементи.

Во табела 63 се наведени сите испади при кои има елементи на мрежата со оптоварување кое изнесува најмалку 90% од соодветната трајно дозволена струја или јазли со напони надвор од дозволените вредности (во согласност со границите дефинирани во потпоглавје 3.2). Случаите кога оптоварувањето на елементот е поголемо од неговата трајно дозволена струја, како и случаите во кои напонот на јазелот е надвор од дозволените вредности, се сметаат за критични и се истакнати со црвена боја.

табела 63. Листа на карактеристични испади за 2030 година

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Оптоварување [%] Напон [kV]
Скопско-полошки регион			
110 kV DV VRUTOK - TETOVO 1	110 kV DV VRUTOK - POLOG	123 MVA	114 %
110 kV DV SK 3 - SK 4	110 kV DV G.PETROV - SK 1 - A	123 MVA	112 %
110 kV DV G.PETROV - SK 1 - A	110 kV DV SK 3 - SK 4	123 MVA	110 %
110 kV DV VRUTOK - POLOG	110 kV DV VRUTOK - TETOVO 1	123 MVA	107 %
110 kV DV SK 3 - SV.PETKA	110 kV DV G.PETROV - SK 1 - A	123 MVA	99 %
110 kV DV JUGOHRM - TEARCE	110 kV DV VRUTOK - POLOG	123 MVA	97 %
110 kV DV JUGOHRM - SK 1 - A	110 kV DV G.PETROV - SK 1 - A	123 MVA	96 %
110 kV DV KOZJAK - SV.PETKA	110 kV DV G.PETROV - SK 1 - A	123 MVA	92 %
Скопско-кумановски регион			
110 kV DV KUMANOVO 1 - SK 1 - B	110 kV DV SK 4 - BUNARGIK	123 MVA	124 %
	110 kV DV SK 4 - TETO-EC	156 MVA	104 %
	110 kV DV RAFINERIJA - BUNARGIK	123 MVA	102 %
	110 kV DV KUMANOVO 2 - RAFINERIJA	123 MVA	94 %
	110 kV DV PROBISTIP - STIP 1	93 MVA	92 %
	TS KUMANOVO 3 110 kV	99 - 121 kV	97 kV
	TS KUMANOVO 1 110 kV	99 - 121 kV	97 kV
	TS KUMANOVO 2 110 kV	99 - 121 kV	98 kV
110 kV DV SK 4 - BUNARGIK	110 kV DV KUMANOVO 1 - SK 1 - B	150 MVA	108 %
	TS BUNARGIK 110 kV	99 - 121 kV	95 kV
	TS RAFINERIJA 110 kV	99 - 121 kV	95 kV
	TS KUMANOVO 2 110 kV	99 - 121 kV	97 kV
	TS KUMANOVO 3 110 kV	99 - 121 kV	97 kV
	TS KUMANOVO 1 110 kV	99 - 121 kV	97 kV
110 kV DV PROBISTIP - STIP 1	110 kV DV SK 4 - BUNARGIK	123 MVA	91 %
	TS PROBISTIP 110 kV	99 - 121 kV	98 kV
	TS K.PALANKA 110 kV	99 - 121 kV	98 kV
	TS KRATOVO 110 kV	99 - 121 kV	99 kV
110 kV DV RAFINERIJA - BUNARGIK	110 kV DV KUMANOVO 1 - SK 1 - B	150 MVA	90 %
Источен дел			
110 kV DV VALANDOVO - DUBROVO	110 kV DV BUCIM - RADOVIS	123 MVA	100 %
110 kV DV KOCANI - STIP 1	110 kV DV BUCIM - RADOVIS	123 MVA	100 %
110 kV DV BUCIM - RADOVIS	110 kV DV VALANDOVO - STRUMICA 2	93 MVA	99 %
110 kV DV BUCIM - RADOVIS	110 kV DV KOCANI - STIP 1	93 MVA	92 %

Најсериозни проблеми се очекуваат да се јават во скопско-полошкиот регион и скопско-кумановскиот регион. Накусо ќе бидат наведени критичните испади и последиците од нивното настанување:

- Испад на 110 kV далекувод ХЕЦ Вруток – ТС Тетово 1 предизвикува преоптоварување на 110 kV далекувод ХЕЦ Вруток – ТС Полог од 114%.

- Испад на 110 kV далекувод ХЕЦ Вруток – ТС Полог предизвикува преоптоварување на 110 kV далекувод ХЕЦ Вруток – ТС Тетово 1 од 107%.
- Испад на 110 kV далекувод ТС Скопје 3 – ТС Скопје 4 предизвикува преоптоварување на 110 kV далекувод ТС Ѓ. Петров – ТС Скопје 1-А од 112%, и обратно, испад на 110 kV далекувод ТС Ѓ. Петров – ТС Скопје 1-А предизвикува преоптоварување на 110 kV далекувод ТС Скопје 3 – ТС Скопје 4 од 110% (се работи за „огледални“ испади).
- Испад на 110 kV далекувод ТС Скопје 1-Б – ТС Куманово 1 предизвикува преоптоварување на 110 kV далекувод ТС Скопје 4 – ТС Бунарџик од 124%, 110 kV далекувод ТС Скопје 4 – ТЕТО од 104% и 110 kV далекувод ТС Рафинерија – ТС Бунарџик од 102% и ниски напонски прилики во ТС Куманово 1, ТС Куманово 2 и ТС Куманово 3.

Овие проблеми се воочени во 2020 година, но не беа толку изразени и се решаваа со корективни диспечерски акции. Меѓутоа, после 2020 година мора да се преземат инвестициски зафати за надградба на мрежата за надминување на проблемите.

12.2.1. Надградба на преносната мрежа во полошки регион

Сите проблеми во полошки регион едноставно се решаваат со дополнителна реконфигурација на 110 kV мрежа. Најдобро решение е 110 kV далекувод ХЕЦ Вруток – ТС Скопје 1-А⁹ да се пресече и да се внесе во ТС Тетово 1, со што се формираат врските ХЕЦ Вруток – ТС Тетово 1 и ТС Тетово 1 – ТС Скопје 1-А. Во ТС Тетово 1 е лоциран најголем дел од оптоварувањето во полошкиот регион. Покрај ова решение, можни се и две алтернативи:

- 110 kV далекувод ХЕЦ Вруток – ТС Скопје 1-А да се пресече и да се внесе во ТС Тетово 2, или
- 110 kV далекувод ХЕЦ Вруток – ТС Скопје 1-А да се пресече и да се внесе во ТС ТИР3-Тетово.

Изборот на конечно решение зависи од можноста за обезбедување пристапни коридори до наведените трансформаторски станици.

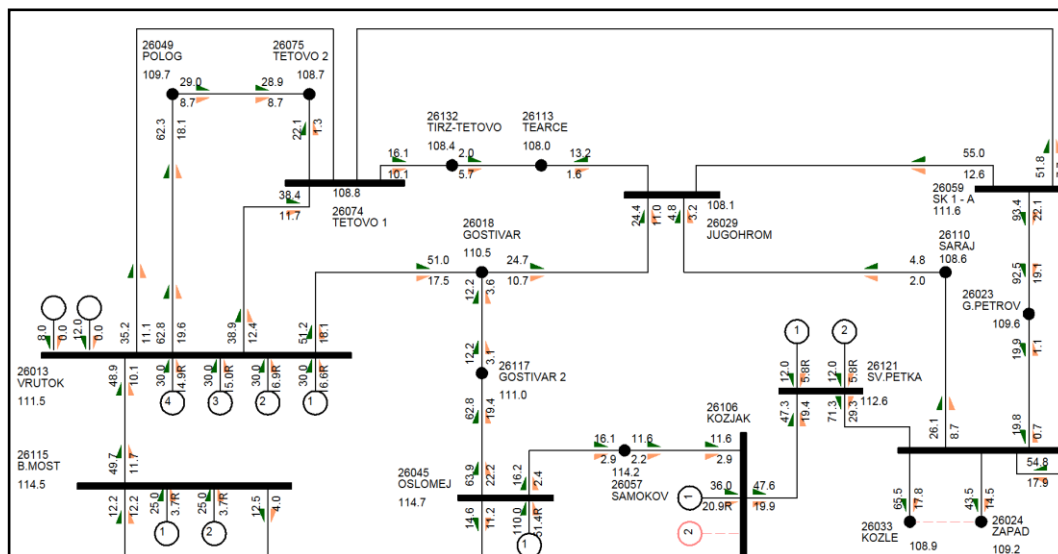
На слика 162 се прикажани приликите во преносната мрежа во полошкиот регион со предложеното решение за надминување на проблемите.

Ова решение ја елиминира потребата од преземање на корективни диспечерски акции при испади во полошки регион во периодот до 2030 година. Имајќи ја предвид и едноставноста на решението, се препорачува веднаш да се пристапи кон негова реализација.

Со ваквото решение се одлага потребата од градба на 400/110 kV трансформаторска станица во полошкиот регион, т.н. ТС СЕЗАП.

⁹ Се работи за постојниот 220 kV далекувод за кој е предвидено да се префрли да работи на 110 kV напонско ниво, види (12).

слика 162. Прилики во преносната мрежа во полошки регион после 2020 година



12.2.2. Надградба на преносната мрежа во скопски регион

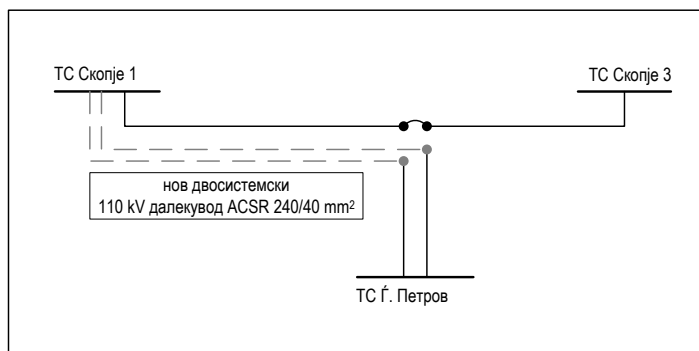
Во скопскиот регион потенцијален проблем е испадот на 110 kV далекувод ТС Скопје 3 – ТС Скопје 4 кој предизвикува преоптоварување на 110 kV далекувод ТС Ѓ. Петров – ТС Скопје 1-А. Постои и „огледан“ настан, испадот на 110 kV далекувод ТС Ѓ. Петров – ТС Скопје 1-А предизвикува преоптоварување на 110 kV далекувод ТС Скопје 3 – ТС Скопје 4. При нормални хидролошки услови проблемот се надминува со корективни диспечерски акции. Меѓутоа, во услови на сува хидрологија, или кога ТЕЦ Осломеј е надвор од погон¹⁰, овој проблем станува критичен.

Согледани се два начина за надминување на проблемот, и тоа:

- прераспределба на товарите од високо-оптоварените трансформаторски станици ТС Ѓ. Петров, ТС Козле и ТС Запад во новата ТС Сарај и
- изградба на уште еден 110 kV далекувод ТС Ѓ. Петров – ТС Скопје 1.

Едно ефикасно решение за изведба на нов далекувод е дадено на слика 163. Решението предвидува изградба на нов двосистемски 110 kV далекувод од ТС Скопје 1 до постојниот двосистемски приклучок (влез/излез) на ТС Ѓ. Петров. Со соодветната реконфигурација се формира директна врска ТС Скопје 1 – ТС Скопје 3, а ТС Ѓ. Петров се напојува преку две врски директно од ТС Скопје 1.

¹⁰ Во согласност со Стратегијата, во некои сценарија е предвидено „пензонирање“ на ТЕЦ Осломеј во периодот 2016 – 2018 година.

слика 163. Изградба на нов 110 kV далекувод ТС Скопје 1 – ТС Ѓ. Петров

12.2.3. Надградба на преносната мрежа во кумановски регион

Иако кумановскиот регион е поврзан со три 110 kV врски со остатокот од преносната мрежа, најголем дел од оптоварувањето се реализира од скопскиот регион преку 110 kV далекуводи ТС Скопје 1-Б – ТС Куманово 1 и ТС Скопје 4 – ТС Бунарџик. Токму испадот на една од овие врски предизвикува преоптоварување на другата врска.

За решавање на овие проблеми се анализирани две варијанти (слика 164):

Варијанта 1: Изградба на 400/110 kV ТС Куманово

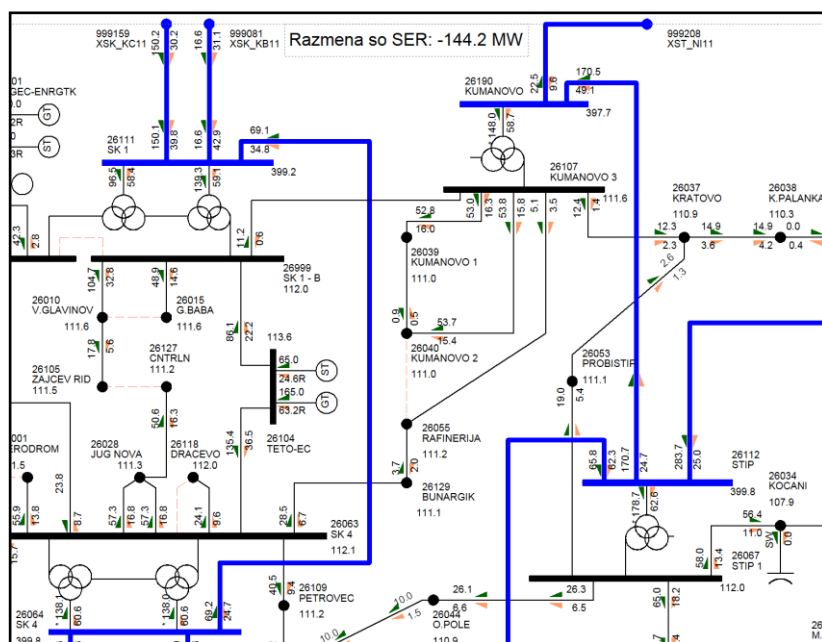
Во оваа варијанта се предвидува изградба на 400/110 kV трансформаторска станица во кумановски регион. Локацијата на оваа трансформаторска станица треба да биде во источниот дел од поширокото градско подрачје и да се поклопува со локацијата на новата 110/20 kV ТС Куманово 3. Всушност, новата ТС Куманово 3 треба да прерасне во 400/110 kV постројка. Во непосредна близина поминува и коридорот на 400 kV интерконективен далекувод ТС Штип – ТС Ниш, така што приклучок може да се реализира со влез/излез на оваа интерконекција. Во прва фаза се предвидува инсталирање на еден 400/110 kV трансформатор со номинална моќност од 300 MVA.

Истовремено, потребна е реконфигурација на локалната 110 kV мрежа. Се предвидуваат следните зафати:

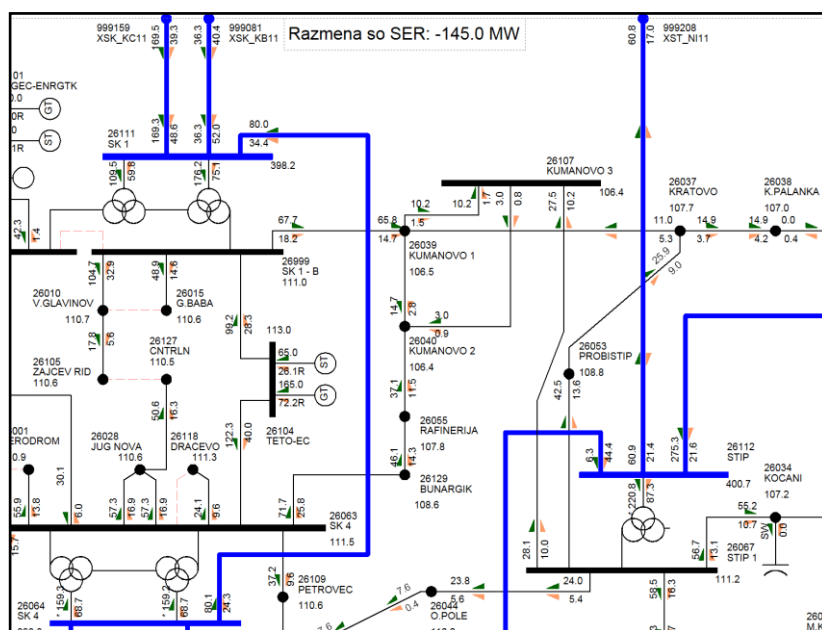
- 110 kV далекувод ТС Скопје 1-Б – ТС Куманово 1 се префрла на 110 kV собирници во 400/110 kV ТС Куманово, со што се формира врска ТС Скопје 1-Б – ТС Куманово 3.
- 110 kV далекувод ТС Рафинерија – ТС Куманово 2 се префрла на 110 kV собирници во 400/110 kV ТС Куманово, со што се формира врска ТС Рафинерија – ТС Куманово 3.
- 110 kV далекувод РП Кратово – ТС Куманово 1 се префрла на 110 kV собирници во 400/110 kV ТС Куманово, со што се формира врска РП Кратово – ТС Куманово 3.
- 110 kV прстен ТС Куманово 1 – ТС Куманово 2 – ТС Куманово 3 добива дистрибутивна улога.

При избор на микролокацијата на новата трансформаторска станица во Куманово треба да се посвети посебно внимание на решавањето на расплетот на 110 kV водови поврзани на таа трансформаторска станица.

слика 164. Прилики во преносната мрежа во кумановски регион после 2020 година



варијанта 1



варијанта 2

Варијанта 2: Зајакнување на 110 kV врски кон Куманово

Во согласност со стратешката определба на МЕПСО, наведена во потпоглавје 3.9, за напојување на региони во кои не е предвиден развој на 400 kV мрежа, треба да се користат двосистемски 110 kV далекуводи со класичен тип на спроводници ACSR 240/40 mm². Затоа како алтернатива на варијанта 1 се предлага зајакнување на 110 kV мрежа во кумановски регион со изградба на двосистемски 110 kV далекувод на потегот Штип – Куманово.

На потегот Штип – Куманово постојат стари 110 kV далекувод со спроводници тип ACSR 150/25 mm² кои се кандидати за ревитализација. При ревитализацијата на старите врски, треба да се изгради двосистемски 110 kV далекувод со класичен тип на спроводници ACSR 240/40 mm² и да се оформат врските:

- TC Штип – TC Пробиштип – TC Кратово – TC Куманово 1,

- ТС Штип – ТС Куманово 3.

На слика 164 се прикажани приликите во преносната мрежа во кумановскиот регион за двете варијанти, кои се разгледувани како предлози за надминување на проблемите.

Споредбата на техно-економските карактеристики на двете варијанти е дадена во табела 60.

табела 64. Техно-економска споредба на варијантите

Варијанта	Инвестиција (€)	Загуби ΔP (MW)	N-1
1: 400/110/35 kV TC Куманово	8,750,000	38.6	✓
2: зајакнување на 110 kV мрежа	9,000,000	43.7	✓

Во анализираната 2030 година и двете варијанти ги задоволуваат техничките критериуми. Меѓутоа, првата варијанта за изградба на 400/110 kV TC Куманово има значителни предности:

- помали инвестициски трошоци,
- помали загуби на моќност при врвни оптоварувања од околу 5 MW, односно заштеди на загуби на електрична енергија на годишно ниво на 900 000 €/годишно,
- порамномерна распределба на моќности,
- ефикасно надминување на сите испади во кумановскиот регион на долгорочен план.

Имајќи ги предвид предностите на варијанта 1, се препорачува развојот на кумановската преносна мрежа после 2020 година да се изведе со градба на 400/110 kV TC Куманово.

12.3. ИЗГЛЕД НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА ВО 2030 ГОДИНА

На слика 165 прикажана е визијата за развој на преносната мрежа после 2020 година. Со зелена боја се обележани надградбите кои се проценува да се реализираат во периодот 2020 – 2030 година.

На слика 166 со црвена линија се скицирани одредени проценки за нови производни и преносни објекти со недефинирана временска динамика, односно за кои постојат одредени индикации но во моментот на изработка на Студија не може точно да се одреди време на нивната градба.

Како потенцијални производни објекти кои би влегле во погон во периодот 2020 – 2030 година се две термоелектрични центри на лигнит од по 300 MW (ТЕЦ Мариово, ТЕЦ Неготино), хидроелектричната централа Велес од 93 MW и нуклеарна електрична централа од 600 MW до 1000 MW.

Периодот после 2020 година се карактеризира со замена на постојните термоелектрични центри со нови електрични центри за производство на базна електрична енергија. Постојните термоелектрични центри на лигнит (ТЕЦ Битола 1, 2 и 3 и ТЕЦ Осломеј), како и ТЕЦ Неготино на мазут, влегуваат во крајниот период на својот работен век од околу 40 години. Во овој период се очекува излегување од погон на овие објекти, освен на ТЕЦ Битола 3 која е последна влезена во погон во електроенергетскиот систем.

Новата ТЕЦ Неготино се планира да се гради во постојниот комплекс на старата електрична централа. Тоа значи дека евакуацијата на произведената електрична енергија од новата електрична централа може да се реализира преку 400 kV собирници во ТС Дуброво.

ХЕЦ Велес е најголемата производна постројка од хидросистемот „Вардарска долина“. Приклучувањето на ХЕЦ Велес може да се изврши во една од постојните 110/х kV трансформаторски станици во регионот на Велес.

ТЕЦ Мариово е лоцирана во регионот на Мариово и се планира да се користат потенцијалните хидро и рударско-енергетски капацитети на мариовскиот базен. Во планираната 400 kV разводна постројка во Мариово има инсталирана моќност доволна за приклучување на оваа електрична централа.

Нуклеарната опција претставува реална можност за развој после 2025 година. Потенцијална локација за градба на нуклеарната електрична централа е регионот Мариово. Оваа локација е погодна од аспект на снабдување со вода за ладење од планираниот хидроенергетски комплекс на Црна Река. Во зависност од избраната технологија, инсталираната моќност на нуклеарната електрична централа може да се движи од 600 до 1000 MW.

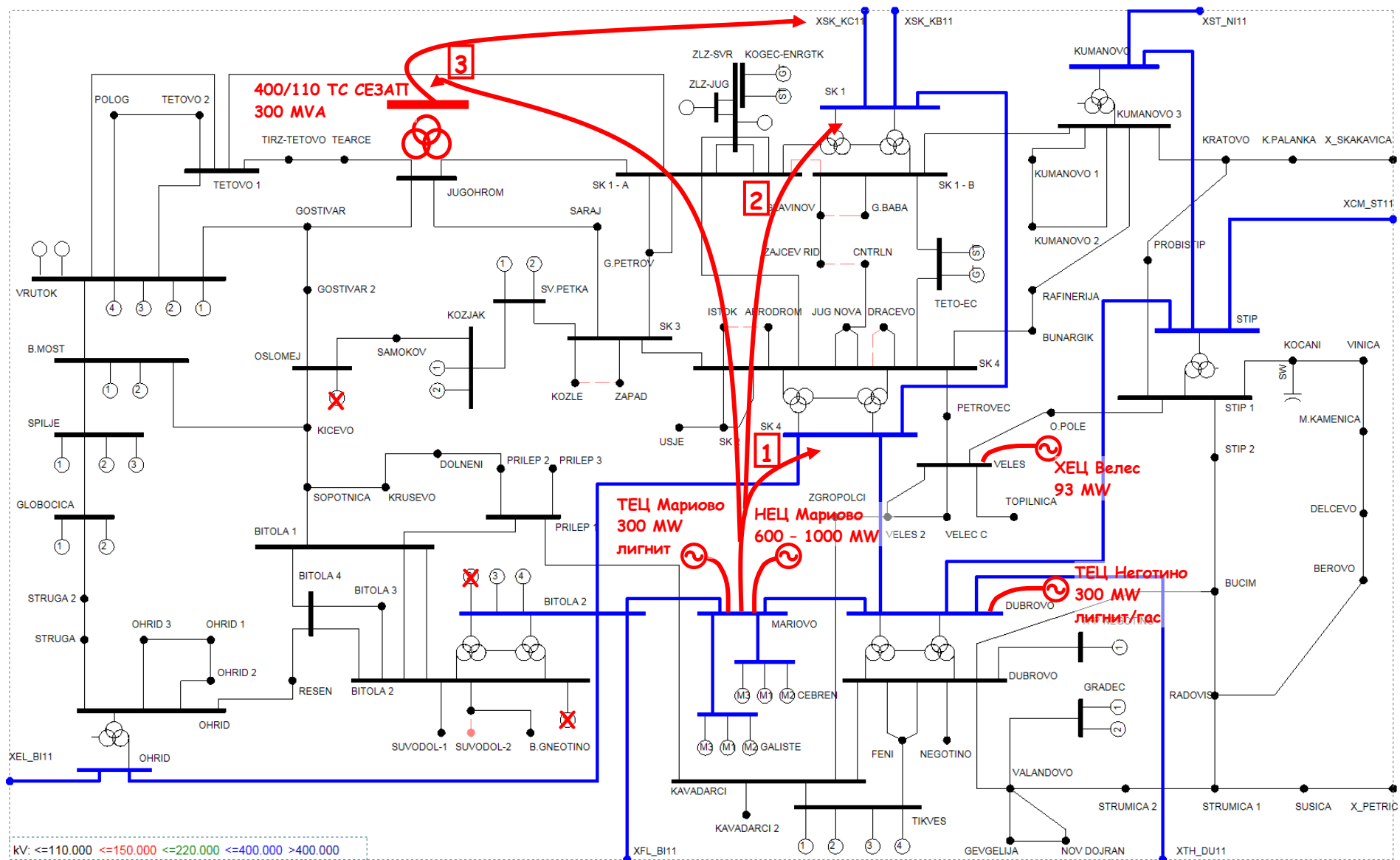
Интеграцијата на нуклеарна електрична централа во електроенергетски систем претставува сериозен зафат од аспект на безбедноста, сигурноста и доверливоста на работа. Самата технологија поставува зголемени барања за редундантност на опремата, вклучително и на приклучокот кон преносната мрежа (на пример, задоволување на N-2 критериумот). Во секој случај, приклучната точка на нуклеарната електрична централа ќе биде новата 400 kV постројка во Мариово. Со оглед на концентрацијата на произведена моќност во овој јазел, неопходно ќе биде да се изведе на уште една врска кон остатокот на 400 kV преносна мрежа. Постојат неколку опции за новата 400 kV врска од ТС Мариово. Врската може да се изведе до една од 400/110 kV трансформаторски станици во скопскиот регион, или пак кон полошкиот регион, како најголеми конзумни подрачја во Републиката.

Во периодот на влегување во погон на нуклеарната електрична централа, порастот на потрошувачката во полошкиот регион ќе доведе до потреба за изградба на 400/110 kV трансформаторска станица (т.н. ТС СЕЗАП), со можна локација во близина на Југохром. Новата ТС СЕЗАП се поврзува со влез/излез на 400 kV интерконективен далекувод ТС Скопје 5 – ТЕЦ Ново Косово. Во овој случај, новата врска од ТС Мариово може да се поврзе во ТС СЕЗАП.

Со влегување во погон на наведените електроенергетски објекти, 400 kV преносна мрежа во Република Македонија формира оптимална структура, со по еден 400 kV јазел во секој од потрошувачките региони во државата.



слика 166. Скица на нови преносни и производни објекти со недефинирана временска динамика после 2030 година



13. СВЕТСКИ ТРЕНДОВИ ВО РАЗВОЈОТ НА ПРЕНОСНИТЕ МРЕЖИ

13.1. ПРИМЕНА НА СОВРЕМЕНИ ТЕХНОЛОГИИ ВО ПРЕНОСНИТЕ МРЕЖИ

Европската преносна мрежа поминува низ период на брз и значаен развој како резултат на имплементацијата на обновливите извори на енергија и креирањето на заедничкиот европски пазар на електрична енергија. Во современи услови на работа преносната мрежа треба да обезбеди сигурни решенија за евакуирање на енергијата од новите извори на енергија како и од сегашните и идни конвенционални извори на енергија без да предизвика загушување. Од тие причини е потребно капацитетот на постојната мрежа да се користи рационално и со исклучителна внимателност да се пристапува кон планирање на изградба на нови преносни објекти.

Предизвикот со кој се соочуваат планерите на преносната мрежа е користење на ефикасни решенија, без да се наруши доверливоста на европската преносна мрежа.

Досегашните имплементирани решенија претставуваат ефикасни, доверливи и расположливи технологии за пренос на електрична енергија на високонапонско ниво. Имајќи ја предвид одговорноста на преносните систем-оператори, тие се обврзани да вградуваат единствено добро разработени и развиени технологии. Сепак, тие мора да прибегнат и кон истражување на нови технологии со цел да ги пресретнат идните барања за развој на преносната мрежа.

Во однос на примената, новите технологии може да се поделат на:

- технологии поврзани со подобрување на сегашната инфраструктура и
- технологии поврзани со развојот на преносната мрежа.

13.2. НОВИ И НЕКОНВЕНЦИОНАЛНИ ТЕХНОЛОГИИ ЗА ПОДОБРО ИСКОРИСТУВАЊЕ НА ПОСТОЈНАТА ПРЕНОСНА МРЕЖА

Најлесен начин за зголемување на преносниот капацитет на постојната мрежа е делумна оптимизација на одредени елементи на електроенергетскиот систем. Применливи се две решенија, и тоа:

- прераспределба на тековите на моќност преку примена на FACTS уреди и трансформатори со фазно поместување и
- зголемување на преносниот капацитет на коридорите за далекуводите без да се промени надворешниот изглед.

13.2.1. FACTS и трансформатори со фазно поместување

Според Кирхофовите закони, тековите на моќност низ далекуводите се распределуваат во зависност од големината на нивните импеданции и независно од големината на нивните трајно дозволени струи. Поради тоа, одредени елементи на мрежата може да бидат претоварени, додека другите паралелни елементи (со поголеми импеданции) да бидат подоптоварени. FACTS уредите и трансформаторите со фазно поместување може да помогнат за прераспределба на тековите на моќност од повеќе оптоварените водови во мрежата кон помалку оптоварените и на тој начин не само да овозможат оптимално искористување на преносниот капацитет на мрежата туку и намалување на загубите на активна моќност во мрежата. Двете технологии се расположливи и добро проучени. Имајќи го предвид влијанието на овие уреди во прераспределбата на тековите на моќност, потребна е соодветна анализа како во студиската фаза така и во реално време, со цел да се добие соодветно зголемување на преносниот капацитет. Во

регионот на југоисточна Европа е инсталиран трансформатор со фазно поместување во трансформаторските станици Дивача (SI) и Жерјавинец (HR), со цел да се спречат несаканите тековите на моќност коишто произлегуваат од трансферот на моќност од централна Европа во Италија.

13.2.2. Флексибилно управување со далекуводи (Flexible Line Management) и „топли“ спроводници со мал провес (High-temperature Low-sag Conductor)

Трајно дозволената струја на далекуводите (или т.н. термичко ограничување на далекуводите) зависи од термичкото ограничување на спроводниците. За одредување на трајно дозволената струја, која доведува до загревање на спроводниците до максимално дозволената температура, треба да се претпостават и климатските услови, бидејќи амбиентната температура θ , брзината на ветерот v и сончевото зрачење I_s имаат голем ефект на ладењето/загревањето на спроводниците. Оттука, релацијата меѓу дозволеното струјно оптоварување и максималната температура е: $I_{\max} = f(\Theta_{\max}) = f(\theta, v, I_s)$.

Преку релевантни стандарди се одредува трајно дозволената струја на опремата при различни климатски услови.

Термичките ограничувања на оптоварувањето на водовите се достигнуваат кога струјата го загрева спроводникот на температура над која материјалот од кој е изработен почнува да омекнува и да ги губи механичките карактеристики, или провесот толку се зголемува, што растојанието на спроводникот до најблиските објекти станува помало од минимално дозволеното. Придружните елементи на водот, како што се раставувачите или мерните трансформатори, исто така може термички да го ограничат оптоварување на водот. Тоа е во случаи кога номиналните струи на оваа опрема се помали од трајно дозволената струја на водот. Меѓутоа во пракса, ретко се случува втората причина да доведува до термички ограничувања на целиот вод.

Термичкото ограничување на оптоварувањето на далекуводот се базира на најголемата температура за целата област која што ја покрива преносниот систем-оператор. На пример, најголемата амбиентална температура за летниот период во регионот на југоисточна Европа изнесува 40°C. Имајќи превид дека во зимскиот период надворешната температура е значително пониска, одредени преносни систем-оператори претпочитаат годината да ја поделат на неколку периоди. Понатаму, за секој разгледуван период се пресметува најверојатната амбиентална температура и се пресметува соодветното термичко ограничување на оптоварување на далекуводот.

Со развојот на технологијата, на располагање се уреди со чија што помош може да се измери надворешната температура и истата информација да се пренесе до еден централен систем, со цел да се постигне поголема доверливост. Ваквиот концепт се нарекува флексибилно управување на далекуводот. Со овој концепт максималното оптоварување на далекуводот динамички се нагдува, во зависност од моменталните надворешни услови или пак физичката состојба на спроводникот. Одредени истражувања добиени од EWIS студијата (European Wind Integration Study) покажуваат дека со помош на оваа техника може да се добие 20% зголемување на термичкото ограничување на оптоварувањето и дури 30% – 40% зголемување за многу краток временски период.

Уште една опција, којашто стои на располагање за зголемување на термичкото ограничување на оптоварувањето, е замената на постоечките спроводници на далекуводот со спроводници со поголемо дозволено струјно оптоварување и слични механички карактеристики. Овие спроводници имаат поголема термичка цврстина и работна температура. На овој начин термичкото ограничување на оптоварувањето на далекуводот може да се зголеми од 30% до 100% од номиналната вредност. При разгледувањето на ваквиот тип на зајакнувања на мрежата треба да се земат предвид негативните последици од примената на ова решение, поради

зголемени загуби на активна моќност и негативниот ефект врз балансот на реактивните моќности во мрежата.

13.3. НОВИ И НЕКОНВЕНЦИОНАЛНИ ТЕХНОЛОГИИ ЗА РАЗВОЈ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА

13.3.1. DC технологија

Со зголемената пенетрација на обновливите извори на енергија во преносната мрежа, а посебно со развојот на off-shore ветерните центри инсталирани во морето и далеку од брегот, кај преносните систем-оператори се јавува потреба од изнаоѓање на ново и ефикасно решение за пренос на енергија од подстанциите кон преносната мрежа на брегот. Техничкото ограничување за 400 kV AC технологијата е 50 – 100 km, додека за поголеми растојанија 400 kV DC технологијата станува значително ефикасна. Економската точка на разграничување на AC и DC 400 kV подводни кабли зависи од одредени параметри на проектот и типично се движи помеѓу 80 и 120 km.

За континенталниот дел економската точка на разграничување помеѓу AC и DC надземните водови е 700 km. AC далекуводите претставуваат преовладувачка технологија во техничка, економска и еколошка смисла, и претставува најефикасно решение за пренос на електрична енергија. Меѓутоа, во одреден ситуации, при огромни растојанија или пак подводни врски, DC технологијата ќе биде во техничка и економска предност.

Во моментот не постојат можност за развој на DC мрежа поради нерасположливост на прекинувачи за еднонасочна струја и напреден систем за управување, т.е. и наједноставната грешка на евентуалната DC мрежа ќе повлече исклучување на целиот DC систем. За градењето на ефикасна DC мрежа е неопходно решавање на одредени технички проблеми и дефинирање на соодветни стандарди. За разрешување на овие прашања е задолжена групата за истражување и развој во рамките на ENTSO-E, како и работната група во рамките на CIGRE, „HVDC Grid Feasibility Study“. Првите прелиминарни резултати од овие истражувања може да се очекуваат најрано до 2012 година.

Во моментот DC технологијата се користи единствено за билатерални поврзувања помеѓу две синхрони или асинхрони области. Пример за поврзување на две асинхрони области е DC кабелот помеѓу Франција и Велика Британија, кој ги поврзува синхроната област на UCTE и UKTSO.

Регионот на југоисточна Европа е поврзан со регионот на централно-јужна Европа преку DC кабел помеѓу Грција и Италија со преносен капацитет од 500 MW. Во перспектива се планира регионот на југоисточна Европа да се поврзе со Италија преку повеќе DC кабли од кои најизвесни се DC врските помеѓу Италија и Албанија, Италија и Црна Гора и Италија и Хрватска.

13.3.2. Подземни кабли

Технологијата на подземните кабли за пренос на моќност со наизменична струја воопшто не преставува нова технологија, меѓутоа карактеристиките на каблите со текот на годините се значително подобрени. Како резултат на тоа, тие во моментот претставуваат алтернативно решение за надземните водови на места каде што користењето на надземните водови не е применливо или, пак, не е дозволено (на пример, во урбани области или, пак, во заштитени области). Треба да се подвлече дека користењето на овие технологии е ограничено поради:

- економски причини (во зависност од локалните услови цената на високонапонски подземен кабел може да биде во опсег 5 – 20 пати повисока од цената на надземниот вод),
- технички причини (компензација на реактивната моќност, резонанса, барања поврзани со релејната заштита),
- доверливост и долгото време за отстранување на грешки.

13.3.3. Повисоки напонски нивоа

Друг начин да се зголеми преносниот капацитет е користење на технологии за пренос на моќност со наизменична струја на напонско ниво поголемо од 500 kV. Со помош на ваквите водови преносниот капацитет може да се зголеми за неколку GW. Оваа технологија се користи подолго време во САД, Канада, Русија и Јапонија, при што опремата е стандардизирана и расположлива. Пред да се започне со користењето на ваквиот тип на опрема треба да се земе предвид фактот дека влијанието врз животната средина на ваквиот тип на далекуводот е далеку поголемо од стандардните 400 kV далекуводи кои традиционално се користат во Европа.

13.4. СУПЕРМРЕЖА

Преносната мрежа во Европа традиционално е развивана на ниво на држави и истата е дизајнирана да ги оптимизира тековите на моќност во самите држави. Последица на ова е создаденото големо ниво на безбедност во контекст на националните пазари на електрична енергија и профил на производство во кој доминираат конвенционалните термоелектрични централи. Во последно време станува очигледно дека постојната преносна мрежа не обезбедува доволна поддршка кон развојот на европскиот пазар на електрична енергија. Тука ќе бидат наведени некои од причините за таква оценка.

- Значително загушување на одредени интерконекции. Директните трошоци од загушувањето на десетте најзагушени граници во Европа се проценува на 1.3 милијарди евра годишно (21).
- Недостатокот на интеграција на пазарите на електрична енергија при што моќноста најчесто се движи од ценовно високи кон ценовно ниски области, спротивно на она што би се очекувало во еден ефикасен пазар (22).
- Во одредени пазари, недостатокот на интерконекции со останатите региони доведува до негативни цени или пак принудни ограничувања во производството во време на вишоци на производството на електрична енергија од ветер (23).
- Постоечката мрежна инфраструктура во одредени земји (претежно во централна и источна Европа) е застарена и со намалена доверливост, што предизвикува зголемени загуби и носи ризик од појава на распади на системите (black-out) (24).
- Проектите за обновливи извори на енергија (претежно во оддалечените области) се соочуваат со одложување на приклучувањето на мрежата како резултат на недостаток на преносен капацитет или пак проблеми поврзани со стабилноста.

Неадекватноста на преносната мрежа е препознаена од страна на преносните систем-оператори и како резултат на ова се преземени значително голем број на проекти кон зголемување на постојниот преносен капацитет. Во следните десет години е предвидена изградба и надградба на 42000 km преносни водови на ниво на Европа. Од овие, 68% се мотивирани од интеграција на пазарите на електрична енергија, 62% се однесуваат на обезбедување на сигурност во снабдувањето, додека 48% помагаат во интегрирањето на обновливите извори на енергија во електроенергетскиот систем.

Потребата за интеграција на пазарите на електрична енергија е препознаена и од страна на Европската Унија и од нејзина страна се донесени поголем број на директиви со заложби за:

- разбивање на националните монополи преку одделување на преносот на електрична енергија од производството и снабдувањето,
- развивање на заеднички цели кои водат кон намалување на зависноста од јаглерод и промоција на енергетската ефикасност и обновливите извори на енергија и

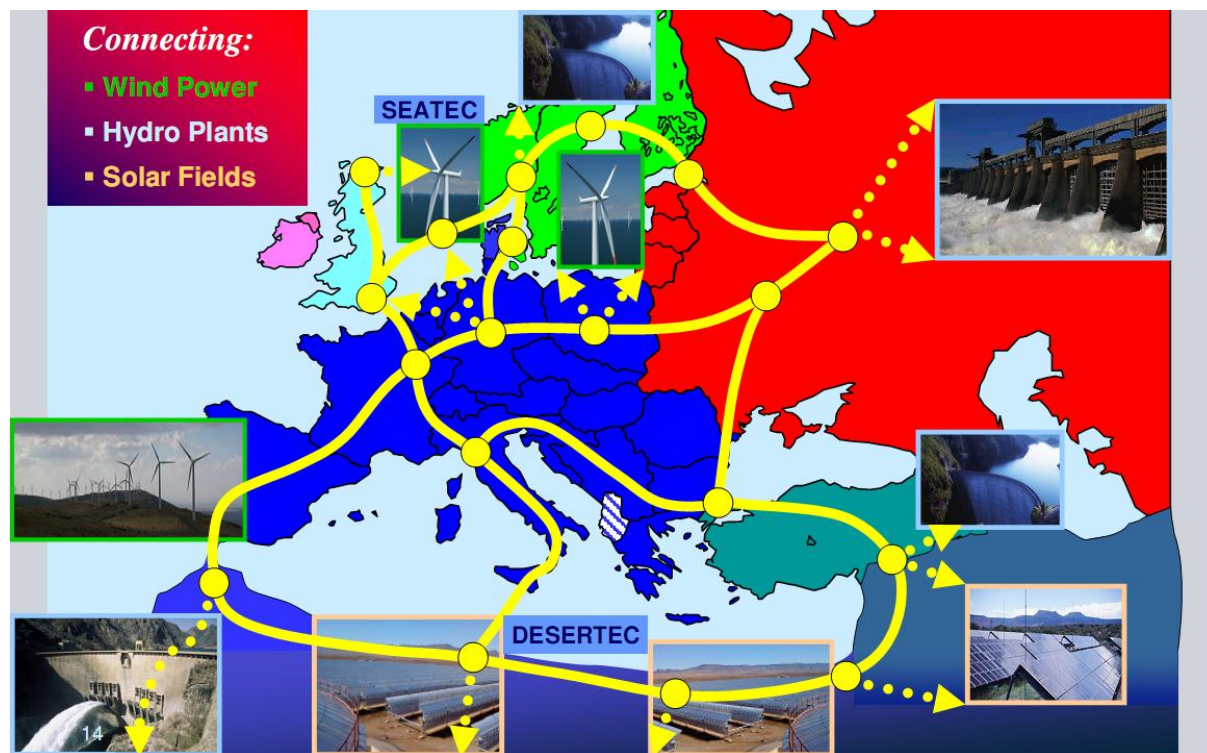
- креирање на Пан-Европски институции со цел да се зголеми поврзаноста на европскиот енергетски систем, во кои спаѓаат Агенцијата за соработка на регулаторите (Agency for Cooperation of Energy Regulators – ACER) и европското здружение на преносни систем оператори (European Network of Transmission System Operators – ENTSO-E).

Како дополнително на ова, голем број на држави и институции преземаат иницијативи за поврзување на соседните пазари на електрична енергија. Скандинавскиот пазар (NORDEL) е, секако, најпознат. Меѓутоа постојат и одредени поврзувања на пазарите на Иберискиот Полуостров и централно-западна Европа.

И покрај сите овие напори, сепак останува фактот дека Европа се наоѓа далеку од постигнување на единствен пазар на електрична енергија или, во најмала рака, далеку од воспоставување на интегрирана преносна мрежа. Во оваа насока е и фактот дека просечниот преносен капацитет за увоз на европската преносна мрежа е намален за повеќе од 15% во периодот помеѓу 2005 и 2009 година, додека градењето на нова инфраструктура заостанува. Според (25), доцни изградбата на 60% од приоритетните далекуводи.

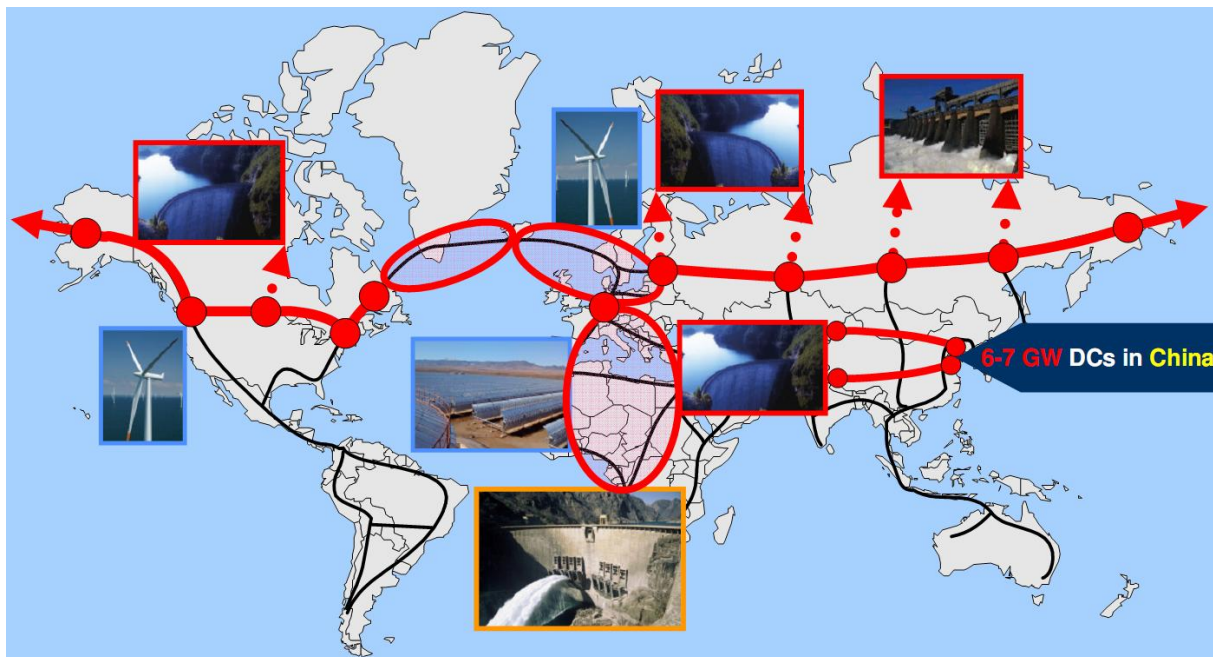
Ваквата состојба ги мотивира голем број на истражувачи, асоцијации и организации под капата на ENTSO-E, да пристапат кон креирање на *Европска Супермрежа (SuperGrid)*, (25), слика 167. Супермрежата може да се сфати како транс-национална преносна мрежа за електрична енергија која би се оптимизирала на пан-европско ниво заради најдобро искористување на ресурсите на целиот континент. Постојат голем број визији и студии во кои е опишано како би требало да изгледа и да функционира Супермрежата. Голем број од нив вклучуваат градба на нови далекуводи базирани на HVDC технологијата коишто ќе овозможат ефикасен пренос на големи далечини. Одредени визији за развојот се насочени кон креирање на мрежа во Северното Море заради максимално искористување на ветерните ресурси. Останати визији се фокусирани на поврзувања на континентална Европа, а други на поврзување на Европа со Африка, Блискиот Исток и Русија.

слика 167. Визија за креирање на европска Супермрежа



Извор: ENTSO-E WG Supergrid

слика 168. Визија за транс-океанско поврзување на енергетските ресурси



Извор: ENTSO-E WG Supergrid

Некои размислувања се веќе насочени и кон светско интегрирање на енергетските ресурси преку креирање на транс-океански „енергетски автопатишта“ (слика 168).

Можеби најдобар показател за тоа дали има Супермрежа е начинот на кој учесниците на пазарот на електрична енергија пристапуваат кон инвестициските и оперативни одлуки. Од страна на учесниците на пазарот, европската Супермрежа би требало да придонесе за ускладување на нивните однесувања, така што:

- производителите може да изберат да ја продаваат енергијата на било кое место во Европа, без да се соочат со дискриминација заради нивната локација,
- систем-операторите се мотивирани да ја изберат услугата за балансирање со најмали трошоци која што е расположлива во цела Европа,
- операторите на преносна мрежа се мотивирани да ја градат и одржуваат инфраструктурата на начин кој им овозможува најмали трошоци,
- инвеститорите се убедени дека нивните инвестиции се способни да пристапат на пазарот и нема да се соочат со ограничувања,
- регулаторите при одобрување на инфраструктурни проекти ја земаат предвид и благосостојбата (welfare) во трети земји,
- потрошувачите може да очекуваат конкурентни цени на енергијата и електрична енергија добиена без јаглерод.

Основната вредност која што се очекува од Супермрежата е економската корист што би се согледала преку подобро интегрирање на пазарите на електрична енергија. Соодветниот преносен капацитет е основен предуслов за овозможување на ефикасен пазар на електрична енергија којшто би ја максимизирал вредноста за потрошувачот и би овозможил најдобро искористување на ресурсите широм Европа. Потенцијалната економска корист од интегрирањето на пазарите на електрична енергија преку Супермрежата може да се согледа преку:

- намалување на трошоци за загушавањата,

- овозможување скапото производство во една држава да се замени со поефтино производство во друга држава,
- намалувањето на потребата за резервна инсталирана моќност во електрични центри,
- намалување на неиспорачаната електрична енергија кај крајните корисници,
- интегрирање на обновливите извори.

Одредени пресметки од страна на Европската комисија укажуваат дека воспоставувањето на единствен пазар на електрична енергија би можел да го зголеми БДП за 0.5% – 0.6%.

Интегрирањето на пазарот преку Супермрежата ќе овозможи европската преносна мрежа да стане значаен ресурс во справувањето со предизвиците на развојот на Европа, Тука ќе бидат наведени само некои од позначајните особености.

- Овозможување на оптимално користење на домашни енергетски ресурси. Ова ќе доведе до значително намалување на зависноста од увозни горива, изложеност при кризи со снабдувањето или пак ценовни удари.
- Зголемување на способноста на Европа да одговори при кризни ситуации преку внатрешна солидарност. Доколку снабдувањето со гас во одредена област е прекинато, истата количина на енергија може да се замени со увоз на електрична енергија од друг регион.
- Креирање на стабилност и економски развој во соседството на Европа. Проектите како што се Медитеранскиот ринг, имаат за цел да овозможат поврзување на мрежата на континентална Европа со електроенергетските системи на Северна Африка и Блискиот Исток.

14. ИНВЕСТИЦИСКИ ПЛАН ЗА ПЕРИОДОТ 2010 – 2020 ГОДИНА**14.1. ЛИСТА НА НОВИ ПРЕНОСНИ ПРОЕКТИ И ОБЈЕКТИ ЗА РЕКОНСТРУКЦИЈА**

Земајќи ги предвид сите промени кои се предвидени во периодот од 2010 до 2020 година од аспект на изградба на нови објекти во електроенергетскиот систем на Република Македонија и во соседните системи (нови интерконективни поврзувања во регионот, приклучувањата на нови потрошувачи и производители на преносната мрежа на Република Македонија како и веќе усвоената ревитализација на објектите од преносната мрежа), од анализите на електроенергетскиот систем произлегоа решенија кои треба да се имплементираат во преносната мрежа на Република Македонија за да се обезбеди сигурно и доверливо работење на електроенергетскиот систем. Во табела 65 се дадени новите преносни проекти кои би требало да влезат во погон во периодот 2011 – 2020 и после 2020 година, како и објектите за реконструкција според планот на операторот на преносната мрежа.

табела 65. Листа на нови преносни проекти и објекти за реконструкција за период 2011 – 2020 и после 2020 година

Година на влегување во погон	Опис на проектот	Проценета вредност [EUR]
2011	Реконфигурација на мрежата во полошкиот регион - реконструкција на 110 kV ДВ-и на патек Вруток - Тетово - реконструкција и изградба на 110 kV ДВ ТС Скопје 1 - ТС Југохром - ТС Тетово 1	7,328,872 1,928,872 5,400,000
	Реконфигурација на мрежата во битолски регион	3,250,000
	Премин на 220 kV ДВ ХЕЦ Вруток - ТС Скопје 1 на 110 kV напонско ниво	600,000
	Замена на постојните спроводници ACSR 150/25 mm ² на 110 kV ДВ ТС Скопје 1 – ТС Куманово 1 со т.н. „топли“ спроводници (hot conductors)	1,000,000
	Ревитализација на 110 kV ДВ ТС Скопје 4 - ТС Велес на делницата од с.Јурумлари до ТС Петровец (должина 5,5 km, ACSR 240/40 mm ²)	550,000
	Изработка на „возен ред за напони“ и оптимално водење на производството на реактивни моќности	-
2012	Ревитализација на 110 kV ДВ ТС Скопје 4 - ТС Велес на делницата од ТС Петровец до ТС Велес (должина 26 km, ACSR 240/40 mm ²)	2,600,000
2013	400 kV интерконективен далекувод ТС Штип - ТС Ниш (RS)	19,200,000
2015	Секционирање на 110 kV собирница во ТС Скопје 1	-
	Компензациони уреди во ТС Охрид 1 (2x25 Mvar)* * оваа инвестиција треба да се реализира доколку во 2015 не се изгради 400/110 kV ТС Охрид	1,500,000
	400 kV интерконективен далекувод ТС Битола 2 - ТС Елбасан (AL)	23,400,000
	400/110 kV ТС Охрид (приклучена на 400 kV интерконективен далекувод ТС Битола 2 - ТС Елбасан (AL))	8,050,000
	Пресекување на 110 kV ДВ ХЕЦ Вруток - ТС Скопје 1 и приклучување со влез-излез во ТС Тетово 2	1,865,000
	Ревитализација на 110 kV ДВ ТС Велес - ТС Овче Поле (ACSR 240/40 mm ²)	2,090,000
2020	400 kV интерконективен далекувод ТС Скопје 5 - Косово	6,500,000
	Компензациони уреди во ТС Кочани (2x25 Mvar) (по изградба на 400/110 kV ТС Охрид да се префрлат од ТС Охрид 1 во ТС Кочани)	300,000
	Ревитализација на 110 kV ДВ ТС Овче Поле - ТС Штип (ACSR 240/40 mm ²)	1,790,000
	Ревитализација на 110 kV ДВ ТС Штип - ТС Пробиштип (ACSR 240/40 mm ²)	2,520,000
	400/110 kV ТС Куманово (приклучена на 400 kV интерконективен далекувод ТС Штип - ТС Ниш (RS)) - влез-излез 400 kV приклучок на интерконективен далекувод ТС Штип - ТС Ниш (RS) - расплет на 110 kV ДВ-и во кумановскиот регион	10,000,000
по 2020	110 kV ДВ ТС Горче Петров - ТС Скопје 1	1,110,000
Вкупна проценета вредност на проектите		93,653,872

Во горната листа не се вклучени инвестициите за приклучоците на новите електроенергетски објекти (110/x kV трансформаторски станици за производителите и потрошувачите), ниту трошоците потребни за ревитализација на примарната и секундарната опрема во постојните трансформаторски станици.

14.2. ИНВЕСТИЦИСКИ ПЛАН

За да се предвиди инвестициската вредност на проектите, разгледани се цените на чинење на проектите кои веќе се во реализација односно кои се реализирани во скоро време во преносната мрежа на Република Македонија како и во соседните преносни системи.

Во табела 3 се претставени единичните инвестициски цени на чинење на преносните објекти. Врз основа на овие единични инвестициски цени на чинење е изработена проценетата вредност во табела 65. Во табелата се прикажани инвестициските цени на сите нови проекти и објектите за реконструкција за разгледуваниот период од 2010 до 2020 година и подоцна. Вкупната инвестициска вредност се проценува на околу 94 милиони евра.

14.3. КРЕДИТИРАЊЕ НА ПРОЕКТите И КОРИСТЕЊЕ НА СРЕДСТВА ОД ПОТЕНЦИЈАЛНИ ФОНДОВИ

За имплементација на проектите на МЕПСО се потребни финансиски средства кои главно се обезбедуваат од меѓународните финансиски институции – заеми. Финансирањето на инвестициските проекти на МЕПСО од кредитните линии е комбинирано, односно делот од околу 70 % од вредноста на проектот е финансиран од страна на меѓународната финансиска институција, а делот од околу 30 % од вредноста на проектот е финансиран од сопствени средства на МЕПСО.

Преносните проекти и реконструкцијата на постојните објекти се финансираат од повеќе заеми кои МЕПСО ги има склучено со меѓународните финансиски институции:

1. Заем од Европската инвестициска банка (EIB) со вредност од 13 милиони евра за преносни објекти, потпишан во рамките на Електростопанство на Македонија во 2003 година. Во рамките на овој проект е финансирана изградбата на 400/110 kV ТС Скопје 5, 110/35/10 kV ТС Петровец (која е во фаза на имплементација), 110/10 kV ТС Драчево (која е изградена и е пуштена во погон) и двосистемски 110 kV далекувод Вруток – Тетово (чија изградба е во фаза на реализација).
2. Заем од Европската банка за обнова и развој (EBRD) со вредност од приближно 40 милиони евра. Со овој заем беше финансирана целата 400 kV интерконекција Република Македонија – Бугарија, и тоа: со вредност од 9.5 милиони евра за делницата во Република Македонија, 9.5 милиони евра за бугарската делница од интерконекцијата и 10.3 милиони евра за 400/110 kV ТС Штип. Од останатиот дел на заемот, односно со 5.65 милиони евра, се финансира рехабилитацијата на четирите 400/110 kV трансформаторски станици.
3. Заем од Светска Банка (проект ECSEE APL3) со вредност од 20.7 милиони евра е потпишан во 2006 година. Во рамките на овој проект се финансираат:
 - проширувањето на 400/110 kV ТС Скопје 5 (2.72 милиони евра) – кое е завршено во 2008 година,
 - 400 kV интерконективен далекувод од ТС Битола 2 до границата со Грција (3.72 милиони евра) – кој е завршен 2007 година,
 - надградбата и рехабилитацијата на 110/x kV трансформаторски станици (9.244 милиони евра) – во фаза на реализација и
 - двосистемски 110 kV далекувод ТС Битола 3 – ТС Битола 4 (2.44 милиони евра) – во фаза на реализација.

Заемот од Светска Банка ќе се прошири со дополнителни 19 милиони долари со кои ќе се финансира 400 kV интерконективен далекувод од ТС Штип до границата со Србија.

Од друга страна, треба да се напомене дека успешно се искористени донаторски средства од Европската комисија преку инвестициската рамка IPF (Infrastructure Project Facilities), односно сегашна инвестициска рамка WBIF (West Balkan Infrastructure Facilities) за изработка на Студија за оценка на влијанието врз животната средина на 400 kV далекувод од Штип до границата со Србија. Во истата инвестициска рамка, МЕПСО, заедно со електропреносниот систем оператор на Албанија (OST), ќе аплицира за добивање донација на фисибилти студија за 400 kV интерконекција Република Македонија – Албанија.

Финансиските средства во оваа инвестициска рамка WBIF се од меѓународните финансиски институции (EIB, EBRD, Европска комисија) кои се заинтересирани да финансираат енергетски проекти. Во рамките на оваа инвестициска рамка можно е да се обезбедат средства за изработка на: пре-фисибилити студии, фисибилити студии, студии за оценка на влијанието на проектот врз животната средина, основни проекти, како и припрема на тендерска документација и во фазата на имплементација на проектот.

14.4. НАЦИОНАЛНА И МЕЃУНАРОДНА РЕГУЛАТИВА ЗА ИМПЛЕМЕНТАЦИЈА НА ПРЕНОСНИТЕ ПРОЕКТИ

14.4.1. Процедура за финансирање на проектите

Обврска на МЕПСО е да подготвува годишна инвестициска програма за годината што следи, односно годишна инвестициска програма за наредните три години и истите да ги достави до Регулаторната комисија за енергетика. Тригодишниот инвестициски план треба да се совпадне со инвестицискиот план кој е дел од Студијата. Во годишната инвестициска програма покрај трошоците за соодветните инвестициски проекти се дефинираат и изворот на финансирање на трошоците (сопствени средства, заем, донација и др.).

Капиталните проектите на МЕПСО за кои се потребни меѓународни средства за финансирање треба да бидат поддржани и од Министерството надлежно за енергетика. Овие проекти исто така се презентираат и во Програмата за јавни инвестиции на Владата на Република Македонија во која се прикажува потребата од финансирање од меѓународни финансиски институции.

Но, за да започне постапката за преговори со соодветните банки, МЕПСО треба, најпрво, да побара одобрување за задолжување од Владата на Република Македонија (во согласност со Законот за јавен долг), за да може Министерството за финансии за соодветниот капитален проект да започне преговори со најповолната меѓународна финансиска институција за добивање заем.

Меѓународните финансиски институции имаат свои внатрешни процедури за одобрување на заем и имплементација на проект. На слика 169 е прикажан циклусот на имплементација на проект од Светска Банка. Процедурата за одобрување на заемот, односно реализацијата заклучно со фаза 5, може да трае и до 2 години.

слика 169. Циклус на имплементација на проекти финансирани од Светска Банка



Извор: Светска Банка

Циклусот за имплементација на проекти финансирани од Светска Банка се состои од 8 фази.

Во првата фаза – *Поддршка на стратегијата на државата*, банката подготвува и дава консултантска поддршка за одредена област за да помогне во надминување на недостатокот на потребните финансиските средства во државата.

Во втората фаза – *Идентификација на проектите*, се идентификуваат проектите кои ја подобруваат стратегијата на државата и имаат финансиска, економска, социолошка и еколошка поддршка, и се анализираат развојните стратегии.

Во третата фаза – *Подготовка на документацијата*, банката припрема насока и дава консултации за финансиската поддршка на проектот, додека барателот на финансиските средства подготвува студии и потребна документација во согласност со барањата на банката.

Во четвртата фаза – *Оценка на проектот*, банката го проценува економскиот, техничкиот, институционалниот, финансискиот, еколошкиот и социолошкиот аспект на проектот и изработува документ за оценка на проектот.

Во петтата фаза – *Преговори и оценка на одборот на директори*, банката и барателот се согласуваат за условите на заемот (кредитот) и проектот со подготвената документација се доставува на одобрување до одборот на директори на банката.

Во шестата фаза – *Имплементација и контрола на изведбата на проектот*, барателот го имплементира проектот, а банката врши надзор на веродостојноста на примената на кредитот земајќи ги предвид економичноста, ефикасноста и ефективноста.

Во седмата фаза – *Завршување на проектот*, банката изработува завршен извештај за имплементација на проектот заради проценка на искористените финансиски средства од страна на барателот.

Во осмата фаза – *Проценка на завршениот проект*, независен оддел за проценка од банката прави извештај за ревизија и проценка на проектот.

14.5. ПРОЦЕДУРА ЗА ИМПЛЕМЕНТАЦИЈА НА ПРОЕКТите

Во продолжение е скицирана процедурата за имплементација на проект. Детален опис на целата процедура може да се види во Прилог Г.

14.5.1. Инвестициски план

Инвестицискиот план кој произлегува од оваа Студија и кој треба да биде потврден од страна на Регулаторната комисија за енергетика претставува основа за започнување на реализација на преносните проекти и подобрување на постојните објекти на преносната мрежа во краткорочниот, односно среднорочниот и долгорочниот период на планирање.

14.5.2. Фисибилити студија

Со дефинирање на преносните проекти во инвестицискиот план се пристапува кон подготовка на фисибилити студија за соодветниот проект. Фисибилити студиите за интерконективните проекти се изработуваат заеднички во договор со соседните систем-оператори.

Фисибилити студијата треба да ги содржи техно-економските анализи на соодветниот проект за повеќе предложени алтернативни коридори/локации, економска валоризација на предложените варијанти, фисибилност на предлог-решението како и почетна оценка на влијанието врз животната средина.

14.5.3. Услови за просторно планирање

Со потврдување на оправданоста на проектот со фисибилити студијата, во која се дефинира коридорот/локацијата на објектот од предлог-решението, се пристапува кон потврдување на коридорот во согласност со просторниот план на Република Македонија и урбанистичките планови на соодветните општини каде е лоциран преносниот проект.

Во согласност со Законот за просторно и урбанистичко планирање до Министерството за животна средина и просторно планирање се доставува барање за добивање на услови за планирање на просторот. Агенцијата за планирање на просторот ги изработува Условите за планирање на просторот, но ако станува збор за минување во урбаниот опфат на општините тогаш е потребно да се добие план од урбанистичкиот опфат од општините. Врз основа на издадените Услови за планирање на просторот од страна на Агенцијата за планирање на просторот, Министерството за животна средина и просторно планирање го издава Решението за услови за планирање на просторот.

14.5.4. Студија за оцена на влијанието врз животната средина

Во согласност со Законот за животна средина до Министерството за животна средина и просторно планирање се доставува известување за намера за изградба на преносниот проект. Министерството издава решение со кое се утврдува потребата од оцена на влијанието на проектот врз животната средина и се дефинира обемот на студијата.

Студијата за оцена на влијанието на проектот врз животната средина е задолжителна за преносните далекуводи кои се со должина поголема од 15 km и со напонско ниво еднакво или поголемо од 110 kV. Изработката на задолжителната студија е еден од условите и од меѓународните финансиски институции. Изработената студија се објавува и е достапна за јавноста во рок од 30 дена (овој рок е ист со барањата на Светска Банка, додека EBRD бара 120 дена). По рокот треба да се одржи јавната расправа. Во зависност од опфатот на просторот на објектот можно е да се одржат и повеќе јавни расправи.

По објавување на извештајот за соодветност на студијата за оцена на влијанието врз животната средина во дневен весник, Министерството го издава решението за согласност на студијата за оцена на влијанието на проектот врз животната средина.

14.5.5. Решение за локациски услови

За добивање на решение за локациски услови, во согласност со Законот за просторно и урбанистичко планирање, е потребно МЕПСО до Министерството за транспорт и врски да достави:

- доказ за сопственост на градежното земјиште,
- елаборат за нумерички податоци за недвижности,
- државна урбанистичка планска документација.

Решението за локациски услови за електропреносните објекти во случај кога се задоволени сите барања треба да се донесе во рок од 30 дена од страна на Министерството за транспорт и врски и има правосилна важност од една година, во кој период МЕПСО треба да обезбеди одобрение за градење.

Решението за локациски услови ќе се добие само откако МЕПСО ќе ги реши имотно-правните односи за проектот и има договори за потребното земјиште.

14.5.6. Одобрение за градење

Во согласност со Законот за градење, за добивање на одобрението за градење, е потребно МЕПСО да достави до Министерството за транспорт и врски:

- решение за локациски услови,
- изработен и ревидиран основен проект со сите елаборати,
- изработен и ревидиран проект за пристапни патишта,
- студија за оценка на влијанието врз животната средина со решение за согласност,
- доказ од јавната книга за запишување на правата на недвижностите – имотен лист со запишано право на сопственост.

Во рок од 6 месеци откако одобрението за градење станало правосилно, инвеститорот мора да ја започне изградбата на проектот.

14.5.7. Изградба на проектот

Подготовката на тендерската документација ќе биде во согласност со барањата на соодветната финансиска институција која го финансира проектот и/или националната регулатива (Законот за јавни набавки).

Во фазата на градба на лице место е присутен и надзорниот инженер кој претходно е избран од правното лице кое врши надзор над изградбата.

Обврска на изведувачот е по изведбата на приклучокот да изработи проект на изведена состојба.

Во зависност од големината на преносниот објект се разликува и времетраењето на градба на објектот.

14.5.8. Одобрение за употреба

Во согласност со Законот за градење, кон барањето за издавање на одобрение за употреба МЕПСО поднесува:

- проект за изведена состојба,
- завршен извештај од надзорниот инженер,
- извадок од јавната книга за запишување на правата на недвижностите (имотен лист).

Министерството за транспорт и врски по приемот на барањето за издавање на одобрение за употреба треба да изврши технички преглед на градбата. Техничкиот преглед на градбата го врши посебна комисија која констатира дали има одредени недостатоци кои мораат да бидат отстранети за да може да се издаде одобрение за употреба.

По издавањето на одобрение за употреба од Министерството за транспорт и врски, изведувачот и инвеститорот вршат примопредавање на градежниот објект.

Надлежниот орган за запишување на правата на недвижности, градежниот објект ќе го запише во јавната книга, ако за градбата има одобрение за употреба со проект на изведена состојба.

14.6. ПРЕПОРАКИ ЗА МЕНАЏИРАЊЕ НА ПРОЕКТИТЕ

Најголема неизвесност во однос на реализација на преносните проекти е завршување на постапката за решавање на имотно-правни односи по должината на коридорот/локацијата на далекуводот/трансформаторската станица. Поради ова уште во самиот зачеток на избор на коридорот/локацијата ќе треба да се земе предвид сопственоста на земјиштето. Исто така, при проектирање на далекуводи проектантите треба да водат сметка при изработка на основниот проект да ги лоцираат столбните места на земјиште кое е во државна сопственост, односно да ги лоцираат на меѓа помеѓу два соседни сопственици. Со оваа постапка е можно да се добие подолг коридор. Меѓутоа, многу повеќе би се скратило времето за откуп на земјиштето било да станува збор за трајна или временна експропријација.

Согледувајќи го времетраењето на постапките кои треба да се спроведат во имплементацијата на проектите, а земајќи предвид дека секоја активност треба да биде спроведена во согласност со Законот за јавни набавки, менаџерите треба да водат сметка за подобро организирање на постапките при имплементација на проектите. Тоа значи дека навремено ќе треба да се реализираат јавните набавки за изработка на целокупната пропратна техничка документација која треба да биде изработена за еден проект. Како една од можностите кои ги нуди Законот за јавни набавки е и склучување на рамковни договори, кои може да се имплементираат токму за изработка на соодветна техничка документација. На овој начин се крати времетраењето на подготвителните работи при реализација на проектот.

Од друга страна, добро е да се следат можностите за пристап кон фондовите од кои може да се добие донација за подготовка на соодветна техничка документација или за имплементација на проектите.

Во зависност од потребата за добивање на заеми од меѓународните финансиски институции, МЕПСО навремено треба да ја започне постапката за задолжување и добивање на заеми за имплементација на капиталните проекти. Најдобро е постапката да се иницира уште во фазата на изработка на фисибилити студија, бидејќи и самото времетраење на одобрување на заемот е приближно 2 години.

Проектите од инвестицискиот план за периодот 2011 – 2020 година треба навремено да започнат со реализација за да може да бидат активирани во предвидените години, со што ќе се овозможи да не доцни решавањето на детектираните проблеми во преносната мрежа на Република Македонија.

15. SAF ИЗВЕШТАИ

15.1. КРИТЕРИУМ ЗА АДЕКВАТНОСТ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИ СИСТЕМ

Преку оценката на доверливоста на електроенергетскиот систем се утврдува дали системот може да ги задоволи потребите на пазарот за електрична енергија и моќност, на сите места на користење, во било кое време, со прифатливи стандарди. Оценката на *доверливоста* на електроенергетскиот систем се дефинира според два основни и функционални критериума – *адекватноста* и *сиѓурноста*, при што:

- Критериумот за *адекватноста* се применува за оценување на способноста на електроенергетскиот систем да ги снабдува вкупните потреби на електрична енергија и моќност на потрошувачите, запазувајќи ги номиналните и граничните вредности на погонските променливи во различни режими на работа, имајќи ги предвид планираните и непредвидените испади на системските елементи.
- Критериумот за *сиѓурноста* се применува за оценување на способноста на електроенергетскиот систем да издржи ненадејни пореметувања, или да издржи неконтролирани раздвојувања во случај на одредени поголеми пореметувања.

Адекватноста на електроенергетскиот систем се анализира преку адекватноста на производството и адекватноста на преносната мрежа.

Адекватноста на производството е проценка на инсталирана моќност за производството заради задоволување на оптоварувањето во електроенергетскиот систем. Прогнозата на адекватноста на производството е со цел да се идентификуваат можни проблеми и потребите за нови производни објекти.

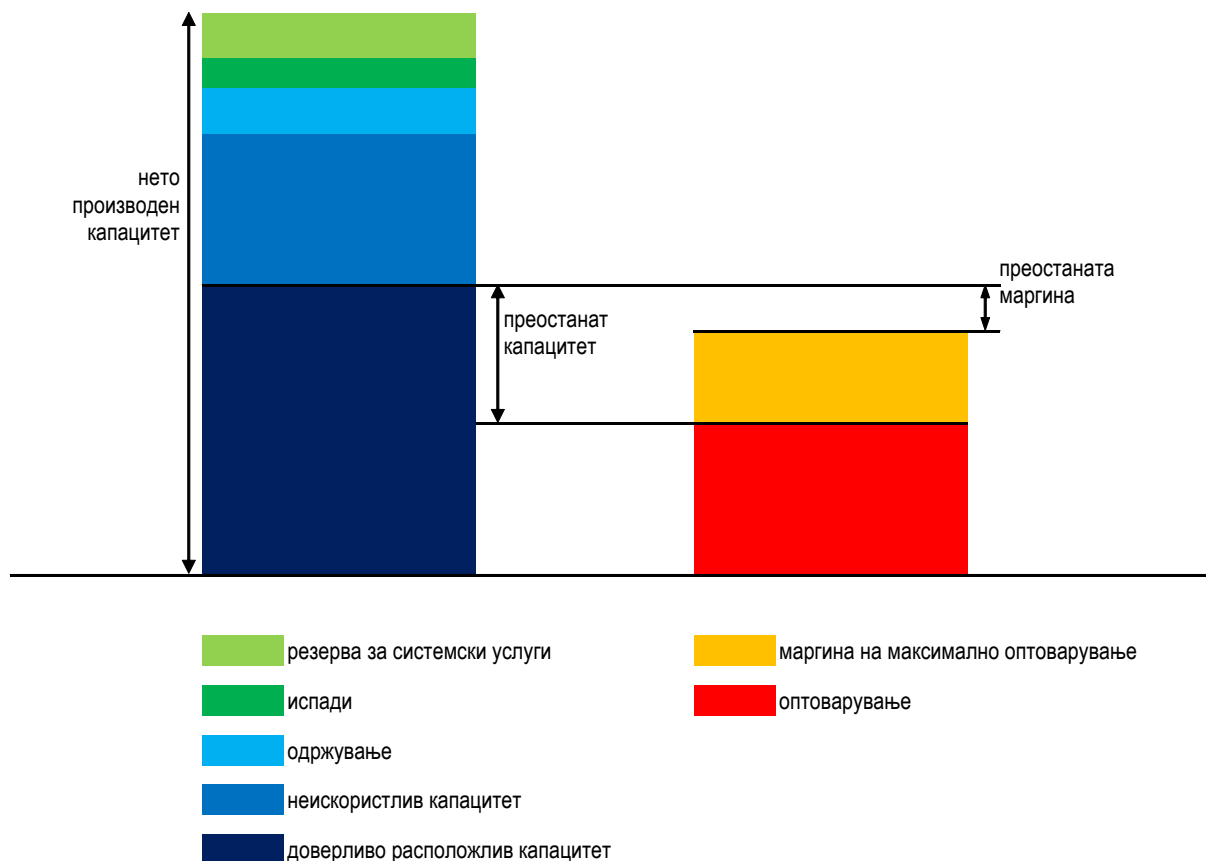
Адекватноста на преносната мрежа е проценка на капацитетот на мрежата за реализација на тековите на моќности кои се резултат на интеракциите меѓу оптоварувањето и производството. Прогнозата на адекватноста на преносната мрежа е со цел да се идентификуваат потенцијалните загушувања, како и потребите од зајакнувања и градба на нови преносни водови во мрежата.

Адекватноста на електроенергетскиот систем е мерка за способноста на системот да ги снабдува потрошувачите на електрична енергија во сите нормални работни режими во кои работи системот, претпоставувајќи стандардни работни услови.

Во оваа потпоглавје се изложени завршните заклучоци во однос на адекватноста на електроенергетскиот систем. Билансите на електрична енергија и моќност од глава 4, заедно со резултатите за преносните капацитети за анализираниот период, се прикажани во облик дефиниран од ENTSO-E, и тоа како *Прогноза за адекватноста на системот* – SAF (System Adequacy Forecast).

SAF извештаите се изработени само за референтното сценарио во коешто е предвидено секоја година оптоварувањето на потрошувачите да се зголемува за 3%. Сите констатации важат за услови на влажна хидрологија, кога сите хидроелектрични центри во системот се на располагање. За други хидролошки услови системот ќе има намалена адекватност.

слика 170. Илустрација за билансот на моќности според SAF



15.2. ПОИМИ ВО SAF ИЗВЕШТАИТЕ

Поимите употребени во SAF извештаите се илустрирани на слика 170 и објаснети во продолжение. За подетални информации може да се користи (8).

15.2.1. Нерасположлив капацитет

Нерасположливиот капацитет е дел од нето производниот капацитет кој не е на располагање на производителот – поради различни ограничувања на производството на електричната централа.

Нерасположливиот капацитет се прикажува преку неколку компоненти:

- неискористлив капацитет,
- одржување и нега,
- нерасположлив капацитет за покривање испади,
- резерви за системски услуги.

Неискористливиот капацитет

При изработката на SAF извештајот за електроенергетскиот систем на Република Македонија, *неискористливиот капацитет* ја опфаќа редукцијата на нето производниот капацитет поради неколку ограничувања:

- Ограничувања заради горивото.

Ограничување на излезната моќност заради лошиот квалитет на горивото кај термоелектричните централи, се јавува во зимскиот и летниот период:

- Блок РЕК Битола 25 MW,
 - ТЕЦ Осломеј 10 MW,
 - ТЕЦ Неготино 10 MW.
- Ограничување заради други надворешни фактори:
- Хидроелектрични центри со регулацијата на водата заради наводнување.
Делот од водите на акумулацијата Тиквеш се користи за наводнување на тиквешкиот регион па од тие причини е земно дека 29 MW во ХЕЦ Тиквеш се неискористливи во летниот период .
 - Електрични центри со ограничувања на производството заради термички услови.
Поголем дел од електричните центри не можат да ја постигнат номиналната моќност заради ограничувањата во термодинамичкиот циклус од зголемените надворешни температури. Овие ограничувања се јавуваат само во летниот период, и тоа:
 - Блок РЕК Битола 5 MW,
 - ТЕЦ Осломеј 15 MW,
 - ТЕЦ Неготино 5 MW.
- Ограничувања поради расположливост на примарниот извор на енергија:
- Проточни центри со вообичаено низок сезонски доток на вода.
Имајќи предвид дека ХЕЦ Бошков Мост е проточна централа со еднодневна акумулација на вода, се очекува дека во зимскиот период ќе има мал доток на вода, односно една производна единица од 34 MW ќе остане неискористена.
 - Ветерни електрични центри со сезонски недостаток на ветер.
Во однос на ветерните електрични центри е претпоставено дека е нерасположлива вкупната инсталирана моќност, а во Студијата се разгледува посебно сценарио коешто ја зема предвид стохастичката природа на ветерот.

Одржување и нега

Одржување и нега подразбира закажана и организирана нерасположливост на дел од инсталираната моќност заради редовни проверки и сервисирање.

По еден агрегат во ТЕЦ Битола е нерасположлив во летниот период заради нега и одржување. Имајќи предвид дека еден блок од ТЕЦ Битола е од ред на големина 200 MW, истата нерасположливост се јавува во летниот период.

Нерасположлив капацитет за покривање испад

Испад се смета принудна нерасположливост на производниот објект, непланиран настан кој не е предвиден во програмата за одржување и нега.

Резервите за системски услуги не ги вклучуваат долгорочните резерви чија активација е после 1 час. Долгорочните резерви се користат за надминување на потенцијалните испади. Дел од овие резерви всушност се користат за покривање на испадите и се вбројуваат во компонентата *нерасположлив капацитет за покривање испад*.

Во согласност со стандардите и методологијата под непланиран испад се смета испадот на најголемата производна единица во системот. Најголема производна единица во електроенергетскиот систем на Република Македонија е еден блок на ТЕЦ Битола (околу 200 MW).

Поради малата инсталирана моќност на хидроелектричните центри во електроенергетскиот систем, испадот нема можност да се покрие преку системски услуги обезбедени од сопствени системски резерви. Поради тоа, само 100-тина MW од резервите се распределени помеѓу електричните центри во системот; оваа компонента е зададена во категоријата резерви за системски услуги. Преостанатиот дел од 100 MW се обезбедува со ангажирање на еден блок (еден парен котел) од ТЕЦ Неготино, или таа моќност се покрива од увоз. Во 2020 година поради зголемената инсталирана моќност на нови хидроелектрични центри, системските услуги може целосно да се задоволат од домашни производни објекти. Така, делот од резервите којшто до 2015 година е лоциран во категоријата *нерасположлив капацитет* за покривање испад, во 2020 година се наоѓа во соодветната категорија на резерви за системски услуги.

Резерви за системски услуги

Резервите за системски услуги се дел од нето производниот капацитет потребен за балансирање на моќноста и фреквенцијата во реално време, регулација на напоните итн. Овие функции се во надлежност на МЕРСО со цел запазување на сигурноста на системот во траење од 1 час. Резервите за системски услуги опфаќаат:

- резерва за примарна регулација,
- резерва за секундарна регулација и
- резерва за терциерна регулација.

Во согласност со методологијата за распределба на резервата за примарна регулација на ниво на ENTSO-E, МЕРСО е должен да обезбеди примарна регулација од 8 MW. Големината на секундарната регулација се определува на ниво на блок и МЕРСО е должен да обезбеди 50 MW во зимскиот период, додека во летниот период треба да изнесува 35 MW. Се очекува резервите за примарна и секундарна регулација да растат во согласност со стапката на пораст на оптоварувањето. Резервата за терциерна регулација изнесува 60 MW, односно во хидроелектричните центри се чува резерва за покривање на дел од потребниот капацитет при испад на најголемиот блок во системот. Имајќи предвид дека во 2020 година се очекува дека ќе влезат во погон поголем број на хидроелектрични центри, потребите за терциерна регулација може целосно да бидат распределени во хидроелектричните центри. Токму од тие причини во 2020 година терциерната регулација изнесува 160 MW.

15.2.2. Доверливо расположлив капацитет

Нето произведен капацитет на електрична централа е максималната нето активна моќност која централата може да ја произведува континуирано за подолг период на работа при нормални услови. Под „нето“ се подразбира разликата меѓу вкупниот произведен капацитет на генераторот, од една страна, и оптоварувањето на помошната опрема и загубите во блок-трансформаторите, од друга страна. „Нормални услови на работа“ за термоелектричните центри подразбираат просечни надворешни услови (временски прилики, клима) и целосна расположливост на горивото. „Нормални услови на работа“ за ветерните и хидроелектричните центри се однесува на вообичаена максимална расположливост на примарната енергија, т.е. оптимални услови на ветер и хидрологија. Нето производниот капацитет на системот е збир на индивидуалните нето производни капацитети на сите електрични центри поврзани на преносната мрежа.

Доверливо расположливиот капацитет на системот е разлика меѓу нето производниот капацитет и нерасположливиот капацитет, 15.2.1.

Доверливо расположливиот капацитет е делот од нето производниот капацитет кој е на располагање за покривање на оптоварувањето во референтниот режим кој се анализира.

15.2.3. Преостанат капацитет – RC

Преостанатиот капацитет – RC (Remaining Capacity) на системот е разлика меѓу доверливо расположливиот капацитет (објаснет во потпоглавје 15.2.2) и оптоварувањето во референтниот режим кој се анализира.

Адекватноста на производство на електроенергетскиот систем се прогнозира преку вредноста на преостанатиот капацитет, пресметана за нормални услови на работа, во референтниот режим кој се анализира. Кога преостанатиот капацитет е *позитивен* $RC > 0$, тоа значи дека одредена количина од инсталираната моќност *останува* на располагање во системот и ќе може да се *извезува* од системот. Кога преостанатиот капацитет е *негативен* $RC < 0$, тоа значи дека *недостига* инсталирана моќност во системот и ќе треба да се *увезува* одредено количество на моќност.

Прогнозата на адекватноста на преносната мрежа се врши со споредба на преостанатиот капацитет RC и прекуграничниот преносен (интерконекциски) капацитет NTC. Кога преостанатиот капацитет е *позитивен* $RC > 0$ и *помал од извозниот капацитет* $RC < NTC$, тоа значи дека инсталираната моќност што е слободна во системот може да се *извезува* кон соседните електроенергетски системи. Кога преостанатиот капацитет е *негативен* $RC < 0$ и *според апсолутна вредност е помал од увозниот капацитет* $|RC| < NTC$, тоа значи дека недостигот на моќност за задоволување на оптоварувањето може да се *увезува* од соседните електроенергетски системи.

15.3. ОЦЕНКА НА АДЕКВАТНОСТА НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИОТ СИСТЕМ

Според анализите илустрирани на слика 171, слика 172 и прикажани во табела 66, табела 67, електроенергетскиот систем на Република Македонија го исполнува критериумот за адекватност.

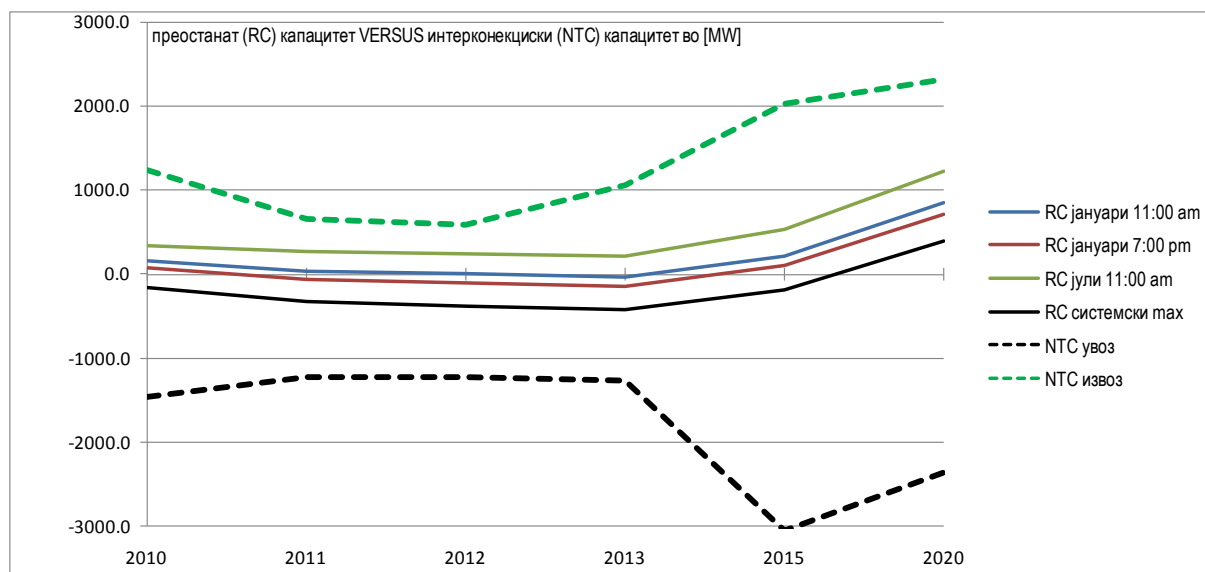
За разгледуваниот период производството само делумно го исполнува критериумот за адекватност.

Преостанатиот капацитет во режимите на системски максимум е негативен и за двата планови за развој на нови електрични централи. Единствено во 2020 година во напредниот план за развој на нови електрични централи (план А), во електроенергетскиот систем може да се јават вишоци до 400 MW кои може да се *извезуваат* кон соседните системи. За сите други години, електроенергетскиот систем на Република Македонија во режимите на системски максимум не може да обезбеди доволно моќност од националните производни објекти, туку треба да *увезува* моќност за задоволување на потребите на потрошувачите. Во следните 2 – 3 години, адекватноста опаѓа, за потоа да почне да расте, така што го постигнува денешното ниво на адекватност (2010 година) во 2015 година. Во 2020 година, во зависност од реализацијата на проектите за ХЕЦ Чебрин, ХЕЦ Галиште и ТЕЦ Битола 4, адекватноста на производството може да биде задоволена (план А) или повторно да се јави потреба од увоз на моќност (план С).

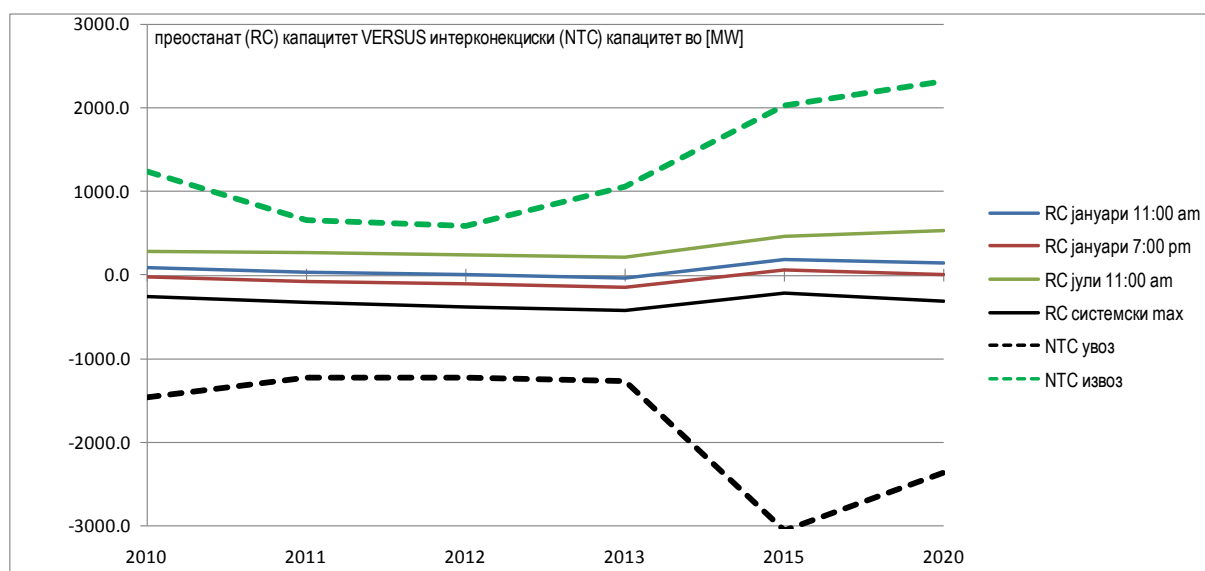
Генерално, коментарите за режимот со системски максимум важат и за зимските режими со врвни оптоварувања (3^{-та} среда во јануари во 11:00 и 19:00 часот). Со оглед на пониското оптоварување во референтните временски точки во однос на системскиот максимум, се проценува дека системот ќе биде избалансиран при што може да се јават потреби од увоз до 100 MW.

За летниот режим на врвни оптоварувања производството го исполнува критериумот за адекватност за целиот разгледуван период и за двата развојни планови на нови електрични централи. Во летниот период може да се јават вишоци на производство од 200 MW до над 1000 MW, во зависност од разгледуваната година и планот за развој на производните објекти.

слика 171. Адекватност на електроенергетски систем, сценарио РЗ%-А



слика 172. Адекватност на електроенергетски систем, сценарио РЗ%-С



За разгледуваниот период преносната мрежа го исполнува критериумот за адекватност.

Ако развојот на преносната мрежа ги следи дефинираните планови, во целост и на доверлив и сигурен начин ќе може да ги задоволи потребите на производителите и потрошувачите на електрична енергија. Притоа, прекуграничните преносни можности на Република Македонија се такви да може да ги поддржат сите увозни или извозни трансакции на електрична енергија кон/надвор од Република Македонија, а истовремено се овозможува непречен транзит на електрична енергија низ регионот.

табела 66. SAF извештај за биланс на моќности – BEST ESTIMATE – план А, напреден развој

Држава	МК				МК				МК				МК				МК				МК			
Национален индекс на репрезентативност (%)	100%				100%				100%				100%				100%				100%			
Сценарио за производство	Best-Estimate A				Best-Estimate A				Best-Estimate A				Best-Estimate A				Best-Estimate B				Best-Estimate A			
Национални податоци за биланс на моќност (позитивни нето вредности во MW)	2010				2011				2012				2013				2015				2020			
	Јануари 11:00 am	Јануари 7:00 pm	Јули 11:00 am	Системски max	Јануари 11:00 am	Јануари 7:00 pm	Јули 11:00 am	Системски max	Јануари 11:00 am	Јануари 7:00 pm	Јули 11:00 am	Системски max	Јануари 11:00 am	Јануари 7:00 pm	Јули 11:00 am	Системски max	Јануари 11:00 am	Јануари 7:00 pm	Јули 11:00 am	Системски max	Јануари 11:00 am	Јануари 7:00 pm	Јули 11:00 am	Системски max
Нето произведен капацитет според примарна енергија																								
1 Нуклеарна енергија																								
2 Фосилни горива (2A+2B+2C+2D+2E+2F)	1213.0	1213.0	1213.0	1213.0	1213.0	1213.0	1213.0	1213.0	1213.0	1213.0	1213.0	1213.0	1213.0	1213.0	1213.0	1213.0	1513.0	1513.0	1513.0	1513.0	1813.0	1813.0	1813.0	1813.0
2A Лиенит	725.0	725.0	725.0	725.0	725.0	725.0	725.0	725.0	725.0	725.0	725.0	725.0	725.0	725.0	725.0	725.0	725.0	725.0	725.0	725.0	1025.0	1025.0	1025.0	1025.0
2B Камен јаглен																								
2C Гас	290.0	290.0	290.0	290.0	290.0	290.0	290.0	290.0	290.0	290.0	290.0	290.0	290.0	290.0	290.0	290.0	590.0	590.0	590.0	590.0	590.0	590.0	590.0	590.0
2D Мазут	198.0	198.0	198.0	198.0	198.0	198.0	198.0	198.0	198.0	198.0	198.0	198.0	198.0	198.0	198.0	198.0	198.0	198.0	198.0	198.0	198.0	198.0	198.0	198.0
2E Мешани горива																								
2F Недефинирани фосилни горива																								
3 Обновливи извори (различни од хидро) (3A+3B+3C)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	50.0	50.0	50.0	50.0	150.0	150.0	150.0	150.0
3A Ветерна енергија																	50.0	50.0	50.0	50.0	150.0	150.0	150.0	150.0
3B Соларна енергија																								
3C Недефинирани ОИЕ																								
4 Хидро енергија (4A+4B+4C+4D+4E)	536.0	536.0	536.0	536.0	572.0	572.0	572.0	572.0	572.0	572.0	572.0	572.0	572.0	572.0	572.0	572.0	640.0	640.0	640.0	640.0	1222.0	1222.0	1222.0	1222.0
4A Аккумуляциони ХЕЦ	536.0	536.0	536.0	536.0	572.0	572.0	572.0	572.0	572.0	572.0	572.0	572.0	572.0	572.0	572.0	572.0	572.0	572.0	572.0	572.0	766.0	766.0	766.0	766.0
4B Проточни ХЕЦ																	68.0	68.0	68.0	68.0	123.0	123.0	123.0	123.0
4C Пумпно-аккумуляциони ХЕЦ																					333.0	333.0	333.0	333.0
4D Мешани пумпно-аккумуляциони ХЕЦ																								
4E Недефинирани ХЕЦ																								
5 Недефинирани извори на енергија																								
6 Нето произведен капацитет (6=1+2+3+4+5)	1749.0	1749.0	1749.0	1749.0	1785.0	1785.0	1785.0	1785.0	1785.0	1785.0	1785.0	1785.0	1785.0	1785.0	1785.0	1785.0	2203.0	2203.0	2203.0	2203.0	3185.0	3185.0	3185.0	3185.0
7 Неискористлив капацитет	95.0	95.0	129.0	95.0	95.0	95.0	129.0	95.0	95.0	95.0	129.0	95.0	95.0	95.0	129.0	95.0	179.0	179.0	179.0	179.0	304.0	304.0	309.0	304.0
8 Одржување и нега			200.0				200.0				200.0				200.0				200.0				200.0	
9 Нерасположлив капацитет за покривање испади	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0				
10 Резерви за системски услуги	118.0	118.0	103.0	118.0	125.3	125.3	108.4	125.3	127.2	127.2	109.9	127.2	129.3	129.3	111.3	129.3	133.5	133.5	114.5	133.5	245.2	245.2	223.1	245.2
11 Нерасположлив капацитет (11=7+8+9+10)	313.0	313.0	532.0	313.0	320.3	320.3	537.4	320.3	322.2	322.2	538.9	322.2	324.3	324.3	540.3	324.3	412.5	412.5	593.5	412.5	549.2	549.2	732.1	549.2
12 Доверливо расположлив капацитет (12=6-11)	1436.0	1436.0	1217.0	1436.0	1464.7	1464.7	1247.6	1464.7	1462.8	1462.8	1246.1	1462.8	1460.7	1460.7	1244.7	1460.7	1790.5	1790.5	1609.5	1790.5	2635.8	2635.8	2452.9	2635.8
13 Оптоварување	1270.4	1364.6	876.2	1596	1427.2	1533.0	984.4	1793.0	1460.7	1568.9	1007.4	1835.0	1495.7	1606.5	1031.6	1879.0	1570.5	1686.9	1083.2	1973.0	1783.0	1915.2	1229.8	2240.0
14 Управливо оптоварување																								
15 Преостанат капацитет (15=12-13+14)	165.6	71.4	340.8	160.0	37.5	68.3	263.2	328.3	2.1	106.2	238.7	372.2	34.9	145.8	213.1	418.3	220.0	103.6	526.3	182.5	852.8	720.6	1223.1	395.8
16 Резервен капацитет (пр. 5% од NGC)																								
17 Маргина на максимално оптоварување																								
18 Референтна маргина за адекватност (18=16+17)																								
Симултан интерконекциски преносен капацитет																								
19 Увозен капацитет	1455.0	1455.0	1455.0	1455.0	1225.0	1225.0	1225.0	1225.0	1230.0	1230.0	1230.0	1230.0	1260.0	1260.0	1260.0	1260.0	3055.0	3055.0	3055.0	3055.0	2355.0	2355.0	2355.0	2355.0
20 Извозен капацитет	1245.0	1245.0	1245.0	1245.0	665.0	665.0	665.0	665.0	590.0	590.0	590.0	590.0	1055.0	1055.0	1055.0	1055.0	2034.0	2034.0	2034.0	2034.0	2325.0	2325.0	2325.0	2325.0

табела 67. SAF извештај за биланс на моќности – CONSERVATIVE – план С, ограничен развој

Држава	МК				МК				МК				МК				МК				МК			
Национален индекс на репрезентативност (%)	100%				100%				100%				100%				100%				100%			
Сценарио за производство	Conservative C				Conservative C				Conservative C				Conservative C				Conservative C				Conservative C			
Национални податоци за биланс на моќност (позитивни нето вредности во MW)	2010				2011				2012				2013				2015				2020			
	Јануари 11:00 am	Јануари 7:00 pm	Јули 11:00 am	Системски max	Јануари 11:00 am	Јануари 7:00 pm	Јули 11:00 am	Системски max	Јануари 11:00 am	Јануари 7:00 pm	Јули 11:00 am	Системски max	Јануари 11:00 am	Јануари 7:00 pm	Јули 11:00 am	Системски max	Јануари 11:00 am	Јануари 7:00 pm	Јули 11:00 am	Системски max	Јануари 11:00 am	Јануари 7:00 pm	Јули 11:00 am	Системски max
Нето произведен капацитет според примарна енергија																								
1 Нуклеарна енергија																								
2 Фосилни горива (2A+2B+2C+2D+2E+2F)	1213.0	1213.0	1213.0	1213.0	1213.0	1213.0	1213.0	1213.0	1213.0	1213.0	1213.0	1213.0	1213.0	1213.0	1213.0	1213.0	1513.0	1513.0	1513.0	1513.0	1403.0	1403.0	1403.0	1403.0
2A Ливнит	725.0	725.0	725.0	725.0	725.0	725.0	725.0	725.0	725.0	725.0	725.0	725.0	725.0	725.0	725.0	725.0	725.0	725.0	725.0	725.0	615.0	615.0	615.0	615.0
2B Камен јаглен																								
2C Гас	290.0	290.0	290.0	290.0	290.0	290.0	290.0	290.0	290.0	290.0	290.0	290.0	290.0	290.0	290.0	290.0	590.0	590.0	590.0	590.0	590.0	590.0	590.0	590.0
2D Мазут	198.0	198.0	198.0	198.0	198.0	198.0	198.0	198.0	198.0	198.0	198.0	198.0	198.0	198.0	198.0	198.0	198.0	198.0	198.0	198.0	198.0	198.0	198.0	198.0
2E Мешани горива																								
2F Недефинирани фосилни горива																								
3 Обновливи извори (различни од хидро) (3A+3B+3C)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	150.0	150.0	150.0	150.0
3A Ветерна енергија																					150.0	150.0	150.0	150.0
3B Соларна енергија																								
3C Недефинирани ОИЕ																								
4 Хидро енергија (4A+4B+4C+4D+4E)	536.0	536.0	536.0	536.0	572.0	572.0	572.0	572.0	572.0	572.0	572.0	572.0	572.0	572.0	572.0	572.0	572.0	572.0	572.0	572.0	889.0	889.0	889.0	889.0
4A Акмулациони ХЕЦ	536.0	536.0	536.0	536.0	572.0	572.0	572.0	572.0	572.0	572.0	572.0	572.0	572.0	572.0	572.0	572.0	572.0	572.0	572.0	572.0	766.0	766.0	766.0	766.0
4B Проточни ХЕЦ																					123.0	123.0	123.0	123.0
4C Пумпно-акмулациони ХЕЦ																								
4D Мешани пумпно-акмулациони ХЕЦ																								
4E Недефинирани ХЕЦ																								
5 Недефинирани извори на енергија																								
6 Нето произведен капацитет (6=1+2+3+4+5)	1749.0	1749.0	1749.0	1749.0	1785.0	1785.0	1785.0	1785.0	1785.0	1785.0	1785.0	1785.0	1785.0	1785.0	1785.0	1785.0	2085.0	2085.0	2085.0	2085.0	2442.0	2442.0	2442.0	2442.0
7 Неискористлив капацитет	95.0	95.0	129.0	95.0	95.0	95.0	129.0	95.0	95.0	95.0	129.0	95.0	95.0	95.0	129.0	95.0	95.0	95.0	129.0	95.0	269.0	269.0	254.0	269.0
8 Одржување и нега			200.0				200.0				200.0				200.0				200.0				200.0	
9 Нерасположлив капацитет за покривање испади	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0				
10 Резерви за системски услуги	118.0	118.0	103.0	118.0	125.3	125.3	108.4	125.3	127.2	127.2	109.9	127.2	129.3	129.3	111.3	129.3	133.5	133.5	114.5	133.5	245.2	245.2	223.1	245.2
11 Нерасположлив капацитет (11=7+8+9+10)	313.0	313.0	532.0	313.0	320.3	320.3	537.4	320.3	322.2	322.2	538.9	322.2	324.3	324.3	540.3	324.3	328.5	328.5	543.5	328.5	514.2	514.2	577.1	514.2
12 Доверливо расположлив капацитет (12=6-11)	1436.0	1436.0	1217.0	1436.0	1464.7	1464.7	1247.6	1464.7	1462.8	1462.8	1246.1	1462.8	1460.7	1460.7	1244.7	1460.7	1756.5	1756.5	1541.5	1756.5	1927.8	1927.8	1764.9	1927.8
13 Отпоставување	1350.0	1450.1	931.1	1696	1427.2	1533.0	984.4	1793.0	1460.7	1568.9	1007.4	1835.0	1495.7	1606.5	1031.6	1879.0	1570.5	1686.9	1083.2	1973.0	1783.0	1915.2	1229.8	2240.0
14 Управливо отпоставување																								
15 Преостанат капацитет (15=12-13+14)	86.0	-14.1	285.9	-260.0	37.5	-68.3	263.2	-328.3	2.1	-106.2	238.7	-372.2	-34.9	-145.8	213.1	-418.3	186.0	69.6	458.3	-216.5	144.8	12.6	535.1	-312.2
16 Резервен капацитет (пр. 5% од NGC)																								
17 Маргина на максимално отпоставување																								
18 Референтна маргина за адекватност (18=16+17)																								
Симултан интерконекциски преносен капацитет																								
19 Увозен капацитет	1455.0	1455.0	1455.0	1455.0	1225.0	1225.0	1225.0	1225.0	1230.0	1230.0	1230.0	1230.0	1260.0	1260.0	1260.0	1260.0	3055.0	3055.0	3055.0	3055.0	2355.0	2355.0	2355.0	2355.0
20 Извозен капацитет	1245.0	1245.0	1245.0	1245.0	665.0	665.0	665.0	665.0	590.0	590.0	590.0	590.0	1055.0	1055.0	1055.0	1055.0	2034.0	2034.0	2034.0	2034.0	2325.0	2325.0	2325.0	2325.0

16. РЕЗИМЕ НА АНАЛИЗИТЕ

16.1. ПЛАНИРАЊЕ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА

Со изработка на Студијата за развој на преносната мрежа на Република Македонија, МЕПСО ја исполнува законски утврдената надлежност за одржување и развивање на преносната мрежа, како и обврските за обезбедување на јавна услуга на сигурен начин, што подразбира сигурно, навремено и квалитетно напојување со електрична енергија по разумна цена на испорака и грижа за заштита на животната средина.

Можно е да се идентификуваат неколку важни несигурности (неизвесности) кои влијаат на планирачката постапка, и кои се иманентни за процесот на прогнозата на оптоварувањето, производството и размената на електрична енергија, локација и големина на новите електрични центри, хидролошките услови, интегрирање на обновливите извори и еволуцијата на пазарот на електрична енергија. Несигурноста во развојните планови во Студијата е земена предвид со поголем број сценарија (multi-scenario analysis).

Од големиот број на разгледани сценарија, во Студијата детално е прикажано 31 сценарио. Генералниот план на развојот на преносната мрежа се одредува врз база на сите испитувани сценарија така што во конечната конфигурација се вклучуваат оние зајакнувања кои се покажале како техно-економски оправдани во што поголем број на сценарија.

Во Студијата е посветено посебно внимание на моделирањето на електроенергетските системи во регионот на југоисточна Европа и опфаќање на пошироко подрачје на регионалната преносна мрежа со симулации на различни пазарни трансакции.

За секоја референтна година за анализа, најпрвин се изработува моделот на преносната мрежа со неколку репрезентативни сценарија, потоа се идентификуваат проблемите и критичните испади, а на крај се дефинираат варијанти за нивно решавање. Помеѓу различните кандидати за зајакнување на мрежата, а кои придонесуваат за надминување на проблемите, се избира оној со минимални инвестициски трошоци за изградба.

16.2. ВЛЕЗНИ ПОДАТОЦИ

Квалитетот на влезните податоци директно влијаат на изнаоѓање соодветни, технички и економски одржливи решенија за развој на преносната мрежа.

Доставувањето на влезните податоци за планирање од страна на сите корисници на преносната мрежа претставува законска обврска. Со оглед на фактот дека се работи за прва студија од ваков тип која ја изработува МЕПСО, фазата на собирање на влезните податоци траеше подолго од предвиденото време. Податоците кои се официјално доставени до МЕПСО од различните корисници не се со исто ниво на детали и квалитет, а дел од бараните податоци кои се однесуваат на некои од директните потрошувачи останаа достапни за изработувачите на Студијата. За податоците кои не беа доставени, изработувачите претпоставија вредности врз основа на досегашното однесување на корисникот.

Посебно внимание е посветено на најновите верзии на документите релевантни за развој на преносната мрежа и електроенергетскиот систем, како што се Стратегија за развој на енергетиката во Република Македонија до 2030 година, Базната студија за обновливи извори на енергија на Република Македонија и Енергетскиот биланс за енергија на Република Македонија за 2010 година.

Како основа за прогнозите на билансите на електрична енергија се користени сценаријата разработени во Стратегијата. Прогнозите се ажурирани со податоците добиени од корисниците на преносната мрежа, од Енергетскиот биланс за 2010 година и најновите сознанија

кои биле на располагање на авторите на оваа Студија. Сите нови производни објекти, кои се предвидени во Стратегијата, детално се моделирани и анализирани во Студијата. Во зависност од предвидувањата и плановите, новите електрични центри се систематизирани во различни планови. Сценаријата за хидролошките услови и регионалните транзити на електрична енергија се дефинирани врз основа на искуствени податоци и праксата од изработка на студии од сличен обем и карактер. За проучување на влијанието на новите ветерни електрични центри се креирани посебни сценарија, при што предвид се земени оние локации за кои досега има изразен интерес од различни инвеститори.

16.3. КАРАКТЕРИСТИКИ НА ТЕКОВНИТЕ СОСТОЈБИ ВО ПРЕНОСНАТА МРЕЖА

Генерално, преносната мрежа работи со задоволителни карактеристики на сигурност, доверливост и безбедност во напојувањето.

Одредени слабости на мрежата се идентификувани во полошкиот и штипскиот регион. Проблемите со високо оптоварени водови во полошкиот регион се последица од старата мрежа и големата потрошувачка со постојан забрзан пораст. За надминување на проблемите во полошкиот регион е во тек реализација на проект за реконфигурација на 110 kV мрежа. Проблемите со ниски напони во штипскиот регион произлегуваат поради недостиг од напонско-реактивна поддршка. Комплетирањето на проектот за новата 400/110 kV TC Штип ги нормализира состојбите.

Напони пониски од номиналниот се јавуваат во западниот дел, иако таму се лоцирани хидроелектричните центри од кои се очекува да обезбедат напонска поддршка во преносната мрежа. Со оптимална ангажираност на реактивните моќности меѓу производните единици се подобруваат напонските прилики и се постигнува намалување на загубите во преносната мрежа за повеќе од 3.5 MW или 11.5% од вкупните загуби во преносната мрежа. Се препорачува МЕПСО да посвети посебно внимание на напонскиот профил во 110 kV мрежа преку соодветно управување со напоните и производството на реактивни моќности од производните единици поврзани на преносната мрежа.

16.4. НАДГРАДБА НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА СО НОВИ ЕЛЕМЕНТИ

16.4.1. Полошки регион

Според усвоените планови на МЕПСО треба да се изврши промена на работното напонско ниво од 220 kV на 110 kV на далекуводот ХЕЦ Вруток – TC Скопје 1 и „згаснување“ на 220 kV напон во преносната мрежа на Република Македонија. Од зафатот се квантифицирани следните ефекти:

- Намалување на загубите на активна моќност и намалување на струите на еднофазни куси врски на 110 kV собирници во ХЕЦ Вруток и TC Скопје 1.
- Работа на 400/110 kV и 220/110 kV трансформатори на исти 110 kV собирници (конфигурација на високонапонските собирници во TC Скопје 1/5) не се препорачува, пред сè поради сложени манипулации, појава на кружни текови на моќност и неможност за регулација на напон.
- Со промената на работниот напон на водот се очекува елиминирање на трошоците за погон и одржување за 220/110 kV трансформатори во ХЕЦ Вруток и TC Скопје 1.
- Промена на работниот напон на водот доведува до зголемена сигурност на работата на преносната мрежа поради намален број на високонапонски елементи на потегот ХЕЦ Вруток – TC Скопје 1.

Полошкиот регион се одликува со најголем пораст на потрошувачката на електрична енергија што доведува до високо оптоварување и проблеми во преносната мрежа после 20-тина

години од реализацијата на проектот за реконфигурација. Долгорочните проблеми едноставно се решаваат со дополнителна реконфигурација на 110 kV мрежа. Најдобро решение е изведба на влез/излез на 110 kV далекувод ХЕЦ Вруток – ТС Скопје 1 во една од трансформаторските станици во тетовскиот регион, со што се формираат врските ХЕЦ Вруток – ТС Тетово 1 (2) и ТС Тетово 1 (2) – ТС Скопје 1. Ова решение ја елиминира потребата од преземање на корективни диспечерски акции при испади, или надградби во мрежата во полошки регион во периодот до 2030 година. Имајќи ја предвид и едноставноста на решението, се препорачува веднаш да се пристапи кон негова реализација.

16.4.2. Охридско-битолски регион

Во охридско-битолски регион се проблематични испадите на потегот: ТС Битола 1 – ТС Битола 4 – ТС Ресен – ТС Охрид 2 – ТС Охрид 1 – ТС Струга – ХЕЦ Глобочица. Со испад на 110 kV далекувод ТС Битола 1 – ТС Битола 4, ТС Битола 4 и ТС Ресен остануваат да се напојуваат преку 110 kV далекувод ХЕЦ Глобочица – ТС Струга, кој се преоптоварува. При овој испад најнизок напон се јавува во ТС Битола 4 и изнесува 0.71 р.и., или 78 kV, а напони пониски од дозволените се јавуваат во ТС Охрид 1, ТС Охрид 2, ТС Ресен и ТС Струга. Проблеми од сличен карактер се јавуваат и при испад на останатите далекуводи од овој регион. Причината за ниските напони е несоодветна топологија на мрежата и недостиг од локална напонско-реактивна поддршка. При наведените испади се појавуваат значителни падови на напон, така што големите производни единици во западниот дел на Република Македонија (ХЕЦ Вруток, ХЕЦ Шпиље и ТЕЦ Битола), поради електричната оддалеченост, не може да ги задржат напоните во дозволените граници. Всушност, проблемот во охридско-битолскиот регион е структурален бидејќи постојат голем број на потрошувачки јазли приклучени на единствена врска меѓу две оддалечени напojни точки.

Започната е изградба на двосистемски 110 kV далекувод ТС Битола 3 – ТС Битола 4 со што се затвора прстен на преносната мрежа во битолскиот регион и се зголемува сигурноста во напојувањето. Со проектот за реконфигурација на мрежата во битолскиот регион зголемена е сигурноста на потегот ТС Битола 2 – ТС Битола 3 – ТС Битола 4. Меѓутоа, проблемите со испади на потегот ТС Ресен – ТС Охрид 2 – ТС Охрид 1 – ТС Струга не се надминати. Проблемите се особено нагласени во услови на максимални оптоварувања и сува хидрологија, кога постои само радијално напојување од преносната мрежа на поголем број на потрошувачки јазли и се јавува недостиг од напонско-реактивна поддршка.

Во недостиг на доволно производство на активна и реактивна моќност во западниот дел од мрежата, единствена корективна акција за надминување на испадите на потегот ТС Струга – ТС Охрид 1 – ТС Охрид 2 – ТС Ресен е редукција на оптоварувањето за стабилизирање на напонскиот профил и тековите на моќност. Со оглед на физичката природа на проблемот и можноста од напонски колапс во овој дел од мрежата, се предлага воведување на автоматика (поднапонска заштита со редукција на оптоварување) за реализација на разгледуваната корективна акција. На идентификуваните проблеми и предложените мерки треба да се посвети посебно внимание при дефинирање на одбранбена стратегија за системот.

За трајно решавање на проблемите се разгледани варијанти за надградба на мрежата, и тоа:

- варијанта 1: Изградба на 400/110 kV трансформаторска станица Охрид,
- варијанта 2: Инсталирање на 110 kV компензаторски уреди во ТС Охрид 1,
- варијанта 3: Изградба на 110 kV далекувод кон охридскиот регион:
 - подваријанта 3-А: 110 kV далекувод ТС Битола 1 – ТС Охрид 3 и
 - подваријанта 3-Б: 110 kV далекувод ТС Сопотница – ТС Охрид 3.

Варијанта 1 има значителни технички и економски предности во однос на другите варијанти. Имајќи ги предвид заложбите на државните институции за интерконективно

поврзување со Албанија и завршување на енергетското поврзување преку Коридорот 8, се препорачува усвојување на варијантата 1. Реализацијата на варијантата 1 зависи од одлуката за изградба на 400 kV интерконективен далекувод ТС Битола 2 – ТС Елбасан. Доколку изградбата се реализира во 2015 година логично е заедно со проектот за интерконекцијата да се изведе и градбата на 400/110 kV ТС Охрид.

Варијантата 2 во која се предвидува инсталирање на компензациски уреди има најмала инвестициска вредност, меѓутоа е среднорочно решение. Со оваа варијанта се регулираат напонските прилики при испади, но не се решава потенцијалното преоптоварување на врската преку која радијално ќе се напојува регионот.

Доколку изградбата на интерконекцијата се одложи после 2015 година, а се регистрира забрзан пораст на оптоварувањето во регионот (помеѓу 2% и 3%), во тој случај е неопходна изведба на варијантата 2 како прва фаза од изведбата на варијантата 1. Всушност, варијантата 2 би претставувала меѓу чекор до реализација на конечно квалитетно решение.

Ако се напушти идејата за поврзување со Албанија, во тој случај како опција за долгорочно решение на проблемите во охридско-преспанскиот регион останува изведба на една од подваријантите 3-А и 3-Б. При избор на подваријанта 3-А, треба детално да се анализира дали врската кон охридски регион треба да се изведе од ТС Битола 1 или ТС Битола 2. Подваријантата 3-Б има лоши технички карактеристики. Во Сопотница ниту има извор, ниту има трансформација 400/110 kV. А врските од Сопотница кон остатокот од преносната мрежа се слаби. Дури тие врски и да се подобрат, Сопотница останува релативно далеку од напојните точки. Накусо, поврзувањето на Охрид со Сопотница, пак, би било формирање контури со повеќе трансформаторски станици. А веќе е констатирано дека таквите решенија се бесперспективни.

Доколку порастот на оптоварувањето се движи околу 1%, проблемите се одлагаат само за неколку години. Главни фактори кои го одредуваат малиот пораст на оптоварувањето се примена на мерки на енергетска ефикасност и зголемени инвестиции во обновливи извори на електрична енергија, дисперзирани во дистрибутивната мрежа. Со оглед на потенцијалните можности за развој на обновливи извори во охридски регион, градбата на дисперзираните мали електрични центри нема битно да влијае врз одлуката за изградба на 400/110 kV трансформаторска станица во Охрид.

Со оглед на комплексноста на можните решенија и досегашните искуства за градба на високонапонски објекти, е потребно преземање на иницијатива за решавање на проблемите во најскоро време, независно од порастот на оптоварувањето во регионот.

16.4.3. Скопски регион

Во краткорочен период, при сува хидрологија, проблематичен е испадот на 110 kV далекувод ТС Ѓ. Петров – ТС Скопје 1 кој предизвикува преоптоварување на 110 kV далекувод ТС Скопје 3 – ТС Скопје 4. Дополнително, се јавува и „огледален“ настан; испадот на ТС Скопје 3 – ТС Скопје 4 предизвикува преоптоварување на ТС Скопје 1 – ТС Ѓ. Петров. Краткорочно, проблемот се надминува со ангажирање на ХЕЦ Козјак (ХЕЦ Св.Петка). Во среднорочен период, овој проблем нема да биде толку изразен поради влегувањето во погон на КОГЕЦ Енергетика, ТС Сарај и секционирањето на 110 kV собирници во ТС Скопје 1.

Во иднина, после 2020 година, проблемот може да се актуелизира поради порастот на оптоварувањето и завршување на работниот век на ТЕЦ Осломеј. За надминување на проблемот согледани се две решенија:

- прераспределба на товарите од високо-оптоварените трансформаторски станици ТС Ѓ. Петров, ТС Козле и ТС Запад во новата ТС Сарај и
- изградба на уште еден 110 kV далекувод ТС Ѓ. Петров – ТС Скопје 1.

Во среднорочниот период, влегувањето во погон на новата КОГЕЦ Енергетика со инсталирана моќност 300 MW (во комплексот на Рудници и Железарница – Скопје), приклучувањето на нови трансформаторски станици и зголемувањето на оптоварувањето во скопскиот регион влијае на прераспределба на моќностите во локалната преносна мрежа. При тоа се воочени проблемите со висока оптовареност на 110 kV далекувод ТЕТО – Скопје 4, намалена сигурност на работа на 110 kV собирници на ТС Скопје 1 и исклучително висока вредност на струите на куси врски во ТС Скопје 1.

Имајќи ги предвид идентификуваните проблеми во скопскиот регион и искуствата во развиените европски мрежи со комплексни трансформаторски станици се препорачува секционирање на 110 kV собирници во ТС Скопје 1. Анализите на различни сценарија покажуваат дека секционирањето е неопходно да се примени во моментот на влегување во погон на КОГЕЦ Енергетика.

16.4.4. Кумановски регион

Иако кумановскиот регион е поврзан со три 110 kV врски со остатокот од преносната мрежа, најголем дел на оптоварувањето се задоволува од скопскиот регион преку 110 kV далекуводи ТС Скопје 1 – ТС Куманово 1 и ТС Скопје 4 – ТС Бунарџик.

Во сегашната состојба на преносната мрежа, испадот на 110 kV далекувод ТС Скопје 4 – ТС Бунарџик предизвикува преоптоварување на далекувод ТС Скопје 1 – ТС Куманово 1. Причина за преоптоварувањето е големиот конзум во кумановскиот регион кој има забрзан пораст. проблемот се актуализира со изградбата на ТИРЗ Бунарџик и приклучок на нова 110/20 kV трансформаторска станица. проблемот со испадот на 110 kV далекувод ТС Скопје 4 – ТС Бунарџик е одлучено да се надмине со замена на постојните спроводници на 110 kV далекувод ТС Скопје 1 – ТС Куманово 1 со т.н. „топли“ спроводници (hot conductors) кои имаат слични механички карактеристики со постојните спроводници но подобрени термички карактеристики, односно зголемено дозволено оптоварување.

После 20-тина години од реализацијата на проектот за замена на спроводниците, повторно се очекуваат слични проблеми; испадот на една од овие врски предизвикува преоптоварување на другата врска. Анализите покажуваат дека најдобро решение е изградба на 400/110 kV трансформаторска станица во кумановски регион. Локацијата на оваа трансформаторска станица треба да биде во источниот дел од поширокото градско подрачје и да се поклопува со локацијата на новата 110/20 kV ТС Куманово 3. Всушност, новата ТС Куманово 3 треба да прерасне во 400/110 kV постројка. Во непосредна близина поминува и коридорот на 400 kV интерконективен далекувод ТС Штип – ТС Ниш, така што приклучокот може да се реализира со влез/излез на оваа интерконекција. Во прва фаза се предвидува инсталирање на еден 400/110 kV трансформатор со номинална моќност од 300 MVA.

16.4.5. Кочанско-штипски регион

Испадот на 110 kV далекувод ТС Кочани – ТС Штип доведува до намалување на напонот под долната гранична вредност во трансформаторските станици кои остануваат радијално напојувани: ТС Кочани, ТС Винаца, ТС Македонска Каменица и ТС Делчево.

Во краткорочен и среднорочен период овој испад нема да биде критичен бидејќи проблемот се надминува со промена на преносниот однос на 400/110 kV трансформатор во ТС Штип.

Долгорочно оваа мерка не може да се примени поради порастот на оптоварувањето. Во недостиг на производни објекти, проблемот со напонско-реактивна поддршка наједноставно се решава со инсталирање на компензаторски уреди во кочански регион, на 110 kV напонско ниво. Анализите на оптимални текови на реактивни моќности покажуваат дека оптимална локација за инсталирање на компензаторски уреди е ТС Кочани.

16.4.6. Валандовско-струмички регион

Испадот на 110 kV далекувод ТС Дуброво – ТС Валандово доведува до преоптоварување на 110 kV далекувод ТС Бучим – ТС Радовиш и намалување на напонот во трансформаторските станици кои остануваат радијално напојувани преку овој далекувод, и тоа: ТС Гевгелија, ТС Нов Дојран, ТС Сушица, ТС Струмица 1 и ТС Струмица 2. Краткорочно, испадот не се смета за критичен бидејќи проблемите може да се надминат со диспечерска акција за промена на преносниот однос на 400/110 kV трансформатор во ТС Штип.

Заслужува да се нагласи дека овој испад долгорочно се разрешува со влегувањето во погон на новата ХЕЦ Градец. Дополнително поволно влијаат и новите ветерни електрични центри кои се планирани во тој регион.

Доколку ХЕЦ Градец не биде во погон во 2020 година, испадот останува критичен и не ќе може да се надмине со диспечерски акции.

За координирано решавање на проблемите со испади и приклучување на новите електрични центри, се препорачува при ревитализација на постојните врски на потегот Дуброво – Валандово – Струмица, новите далекуводи да се изведат како двосистемски.

16.5. ВЛИЈАНИЕ НА РЕГИОНАЛНИТЕ ТРАНЗИТИ

За проучување на влијанието на регионалниот пазар на електрична енергија проучувани се сценарија со карактеристични транзити од 1000 MW во насока исток-запад и север-југ.

Транзитите не влијаат на 110 kV преносна мрежа на Република Македонија, односно оптовареноста на 110 kV елементи и напонскиот профил не се менува. Како последица на зголемените транзити единствено доаѓа до мал пад на напоните.

Значителни промени од околу 20 % има во тековите низ 400 kV интерконекции на електроенергетскиот систем на Република Македонија со соседните системи.

16.6. ИНТЕГРИРАЊЕ НА ВЕТЕРНИ ЕЛЕКТРИЧНИ ЦЕНТРАЛИ

Приклучувањето на ветерните електрични центри може да има значително влијание на перформансите на работата на преносната мрежа, имајќи ја предвид инсталираната моќност и достапната технологија. Градбата на ветерните електрични центри е прашање кое, покрај од природни ресурси и технолошки аспект, зависи и од националната политика, правните и регулаторните мерки за поттикнување на инвестициите во оваа област. Искуството покажува дека во многу европски земји е постигнат значителен напредок во интегрирање на ветерни електрични центри.

За проучување на влијанието на новите ветерни електрични центри креирани се посебни сценарија. Предвид се земени оние локации за кои досега има изразен интерес од различни инвеститори.

Разгледуван е најнеповолен случај за преносната мрежа – кога ветерните електрични центри преземаат реактивна моќност од преносната мрежа. И во ваков случај не се нарушува напонскиот профил во локалната мрежа.

16.7. РЕВИТАЛИЗАЦИЈА И ОДРЖУВАЊЕ НА ДАЛЕКУВОДИ

Во Студијата посебно внимание е посветено на предлог листата за ревитализација на далекуводи. Предложената листа од надлежните служби во МЕРСО (табела 4) е разгледана и извршена е проверка во однос на изборот на пресекот на спроводниците од далекуводите.

Коментарите за поединечните проекти за ревитализација се дадени во поглавјата за соодветните години.

Ако се има предвид дека просечниот животен век на далекуводите е околу 50 години, сите далекуводи изградени до 1970 година, во периодот до 2020 година ќе бидат потенцијални кандидати за ревитализација. Во продолжените се далекуводите кои го исполнуваат овој критериуми, групирани во региони:

- ХЕЦ Вруток – ХЕЦ Шпиље – ХЕЦ Глобочица – ТС Струга – ТС Охрид 2 – ТС Охрид 1 – ТС Ресен – ТС Битола 4 – ТС Битола 1 – ТС Сопотница – ТС Кичево – ТС Осломеј,
- ТС Битола 1 – ТС Прилеп 1,
- ТС Велес – ТС Згрополци – ТС Кавадарци – ХЕЦ Тиквеш,
- ТС Штип 1 – ТС Кочани,
- ТС Скопје 1 – ТС Ѓ. Петров – ТС Скопје 3.

Стручните служби од МЕПСО треба да обрнат посебно внимание на наведените далекуводи. Ревитализација треба да се направи на оние далекуводи за кои се проценува дека им е сериозно нарушена исправноста, доверливоста и сигурноста на работа (технички неисправни, зачестени испади, лоша состојба). Секако дека староста на далекуводите има важна улога при изборот на далекуводите за ревитализација, но клучен фактор е состојбата на далекуводот и неговата улога во преносната мрежа.

Треба да се има предвид дека голем дел од приклучоците на 110/x kV трансформаторски станици се изведени со влез/излез на постојни 110 kV далекуводи, преку двосистемски далекуводни делници. Затоа, при одржување, односно поправка на дефект на еден систем спроводници, на двосистемските делници и на двосистемските далекуводи, е потребно исклучување и на двата система заради создавање на безнапонска состојба. Со ова значително се намалува сигурноста и доверливоста на напојувањето со електрична енергија. Затоа се препорачува стручните служби во МЕПСО во иднина да посветат посебно внимание на овие проблеми, односно на примена на “техниката на работа под напон”. Со оваа техника се овозможува поправка и одржување на системот со грешка, без да се исклучува другиот систем спроводници кај двосистемските делници/далекуводи. Примената на оваа техника значително ќе ја подобри сигурноста и доверливоста на напојувањето со електрична енергија.

16.8. ПРИКЛУЧОЦИ НА НОВИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИ ОБЈЕКТИ

Разгледуваниот начин на приклучување на новите производители и потрошувачи ги задоволуваат техничките критериуми во целиот анализиран период во Студијата. Дополнително, за секој приклучок треба да се изработи детална анализа за влијанието на корисникот на преносната мрежа во посебна студија за приклучок.

Со изградбата на ХЕЦ Чебрин и ХЕЦ Галиште се оформува нов 400 kV јазел во преносната мрежа, разводна постројка РП Мариово. Главната цел на оваа разводна постројка е да ја прифати произведената електрична енергија од ХЕЦ Чебрин и ХЕЦ Галиште и дополнително се отвора можност за евакуација на електричната енергија од потенцијалните ТЕЦ Мариово и/или НЕЦ Мариово.

16.9. НОВИ ИНТЕРКОНЕКТИВНИ ДАЛЕКУВОДИ

Придобивките од интерконекциите се огледуваат преку приходи од: намалување на загуби на електрична енергија, зголемување на прекуграничниот преносен капацитет, пораст на транзити меѓу системите во регионот и порамнување на разликата во цена на електрична енергија во регионот. Покрај наведените генерални придобивки постојат и други позитивни ефекти во прилог на општествените вредности кои тешко финансиски се квантификуваат, како

што се: зголемување на сигурноста на снабдувањето, намалени инвестиции во производни објекти за националните системски резерви, регионален диспечинг и намалени трошоци за производство, како и генерирање на реактивна моќност.

Во 2013 година се планира влегување во погон на 400 kV интерконективен далекувод ТС Штип (МК) – ТС Ниш (RS), како зајакнување на дел од Коридорот 10.

Во 2015 година се очекува реализација на 400 kV интерконективен далекувод ТС Битола 2 (МК) – ТС Елбасан (AL). Интерконективното поврзување помеѓу Република Македонија и Албанија претставува дел од Коридорот 8. Комплетна реализација на проектот за поврзување меѓу Република Македонија и Албанија, како и понатамошно интегрирање на балканскиот и италијанскиот пазар на електрична енергија, ќе овозможи регионални придобивки кои целосно ја оправдуваат инвестицијата.

Оптимистичкото сценарио за развој на Косово предвидува изградба на нова ТЕЦ Ново Косово со инсталирана моќност од околу 2000 MW. Имајќи го предвид оптоварувањето на Косово кое е околу 1400 MW, се очекува да се јават големи вишоци на произведена електрична енергија. За евакуација на вишокот на електрична енергија произведена од ТЕЦ Ново Косово, се наметнува потребата од градба на нови интерконекции од Косово кон соседните системи, на напонско ниво 400 kV. Покрај планираната интерконекција Косово – Тирана, до 2020 година се предвидува и дополнителен 400 kV интерконективен далекувод помеѓу Република Македонија и Косово.

16.10. ПРЕКУГРАНИЧНИ ПРЕНОСНИ КАПАЦИТЕТИ – НТС

Општа карактеристика на електроенергетските системи во регионот е нивната исклучителна меѓусебна зависност, или кажано со други зборови, планираните и остварени меѓудржавни размени на електрична енергија помеѓу два електроенергетски система значително влијаат на тековите на моќност во останатите електроенергетски системи, а особено во соседните системи.

Изградбата на 400 kV преносна мрежа во Албанија, интерконекцијата на Турција кон европскиот електроенергетски систем и реализација на проектите за зајакнување на регионалната преносна мрежа во Грција и Бугарија, имаат големо влијание на зголемување на преносните капацитети во југоисточна Европа за 2011 година. Притоа се воспоставуваат два нови енергетски коридора:

- „јадрански коридор“, од Грција кон Италија по копнен пат и
- „источен коридор“, од Бугарија преку Турција кон Грција и Италија.

Со влегување во погон на новата 400 kV интерконекција кон Србија доаѓа до прераспределба на тековите на моќност. Дополнително, на вредноста на преносните капацитети на мрежата на Република Македонија, влијае и влегувањето во погон на новите далекуводи во околните електроенергетски системи, посебно 400 kV интерконективен далекувод ТЕЦ Марица (BG) – ТС Неа Санта (GR). Регионалните преносни можности се зголемени за околу 300 MW, а вредноста на преносните капацитети на мрежата на Република Македонија се менува: во насока RS-MK капацитетот се зголемува за 100 MW, додека капацитетот во насока BG-MK се намалува за 90 MW.

Со влегување во погон на новиот 400 kV интерконективен далекувод ТС Битола 2 – ТС Елбасан се воспоставува нов прекуграничен преносен капацитет помеѓу Република Македонија и Албанија, а воедно се зголемуваат преносните капацитети на останатите граници на Република Македонија. Големо влијание на преносните капацитети на мрежата на Република Македонија за 2015 година се должи на влегувањето во погон и на следните електроенергетски објекти:

- ТЕЦ Ново Косово (KS) со инсталирана моќност 4x500 MW (почетна инсталирана моќност 500 MW),
- 400 kV интерконективен далекувод ТС Тирана – ТС Лежа (AL) – ТС Ново Косово (KS) и
- новите 400 kV DC подморски кабелски врски кон Италија.

Со комплетирање на двата енергетски коридори 8 (исток-запад) и 10 (север-југ), 400 kV преносна мрежа на Република Македонија прераснува во значаен транзитен центар во регионот на југоисточна Европа.

Влијанието врз преносните капацитети на мрежата на Република Македонија за долгорочен период се должи на влегувањето во погон на следните електроенергетски објекти:

- 400 kV DC интерконективен подморски кабел ТС Тиват (ME) – ТС Виланова (IT) и
- 400 kV интерконективен далекувод ТС Скопје 5 (MK) – ТС Ново Косово (KS).

Прекуграничните преносни можности на Република Македонија во целост ги задоволуваат потребите за увоз на електрична енергија за целиот анализиран период 2010 – 2020 година, а истовремено се овозможува непречен транзит на електрична енергија низ регионот.

16.11. СТРУИ НА КУСИ ВРСКИ

Според анализата на тековната состојба, алармантна е состојбата во ТС Кавадарци, каде вредноста на струјата на куса врска ја надминува расклопната струја на инсталираните прекинувачи во постројките. Струите на куси врски надминуваат повеќе од 80% од расклопната струја на инсталираните прекинувачи во 110 kV постројки во: ТС Скопје 1 (83%), ТС Скопје 4 (82%) и ТС Дуброво (96%). Во ТС Битола 2 опремата има резерва од околу 25%.

Максималните вредности на струите на куси врски за планираната состојба на електроенергетскиот систем за долгорочен период треба да послужат при избор на нова високонапонска опрема која се инсталира во преносната мрежа на Република Македонија. Најголем пораст на струите на куси врски се очекува во охридско-преспанскиот и битолскиот регион. Порастот се должи на новата 400 kV интерконекција кон Албанија и изградба на 400/110 kV трансформаторска станица во Охрид.

16.12. ДИНАМИЧКА СТАБИЛНОСТ

Динамичкиот модел на електроенергетскиот систем на Република Македонија сè уште е во развојна фаза и не е комплетен. Имено, недостига фино нагдување и верификација на динамичкиот модел. Поради тоа, динамичките симулации во оваа Студија имаат само илустративен карактер и служат за генерална проценка на стабилноста на електроенергетски систем.

Пресметките покажуваат дека системот е стабилен при сите испитувани пореметувања. Тоа значи дека преносната мрежа го исполнува критериумот за транзиентна стабилност на системот.

Доколку постојната заштита правилно ја извршува својата функција може да се смета дека кусите врски нема да предизвикаат транзиентна нестабилност на генераторите.

Системот е стабилен и при преодни процеси со средно времетраење во случај на испад на некоја од големите генераторски единици. Електроенергетски систем на Република Македонија е релативно мал во споредба со европскиот енергетски систем. Оттука, само мал дел од недостатокот на моќност се покрива од резервите за примарна регулација кај домашните агрегати (неколку MW), додека остатокот од дебалансот се обезбедува преку интерконективните врски со соседните системи.

16.13. ВИЗИЈА ЗА РАЗВОЈ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА ПОСЛЕ 2020 ГОДИНА

Во фокусот на истражувањата во оваа Студија за развој на преносна мрежа е периодот 2010 – 2020 година. Обработени се неколку референтни години и анализирани се голем број на сценарија, при што се воочени проблеми и предложени се решенија за нивно надминување. Решенијата претставуваат капитални инвестиции од редот на неколку милиони евра и со животен век над 40 години. Секое предложено решение треба да има долгорочна употребна вредност и за предвидениот период да ги задоволува техничките критериуми. Разгледуваните проблеми и понудените решенија во 2015 и 2020 година не може правилно да се оценат доколку не се направи проценка на нивните карактеристики во наредните 10 до 15 години.

Со оглед на релативно долгиот животен век на високонапонската опрема и на придружните уреди, инвестициските одлуки донесени денес, или во блиска иднина, ќе ги одредуваат перформансите на мрежата во декадите што доаѓаат. Затоа, се препорачува развојните приоритети да се водат од стратешката вредност на очекуваните резултати, наместо од краткотрајните локални придобивки.

Во Стратегија за развој на енергетика во Република Македонија до 2030 година се дадени одредени проценки за нови производни објекти кои користат јагленови и нуклеарни ресурси, со недефинирана временска динамика. Во Студијата се дадени одредени насоки за интегрирање на новите производни објекти во преносната мрежа до 2030 година и понатака.

Според планот и визијата за развој на 400 kV преносна мрежа во Република Македонија се формува оптимална структура на мрежата, со по еден 400 kV јазел во секој од потрошувачките региони во државата. На овој начин, преносната дејност постепено ќе се фокусира на 400 kV напонско ниво додека 110 kV мрежа добива локално значење.

17. ЛИТЕРАТУРА

1. **МАНУ.** Стратегија за развој на енергетиката во Република Македонија до 2030 година. Скопје : Министерство за Економија, 2010.
2. **O.A.S.Th. - Organization of Urban Transportation of Thessaloniki.** www.oasth.gr. [online] OASTh, 2009. http://www.oasth.gr/organization/history_eng.php.
3. **Мрежни правила за пренос на електрична енергија.** Скопје : МЕРСО, 2006.
4. **МАНУ.** Базна студија за обновливи извори на енергија на Република Македонија. н.м. : Министерство за економија, 2010.
5. **Енергетски биланс на Република Македонија за 2010 година.** Скопје : Министерство за економија, декември 2009.
6. **Ачкоски, Ристо, и др.** Студија за високонапонска мрежа на Р.Македонија во 2002,2010 и 2020. Скопје : Електротехнички факултет, 2000.
7. **Guidelines for system adequacy forecast data collection.** н.м. : ENTSO-E, 2010.
8. **System adequacy methodology.** н.м. : UCTE, 2009.
9. **Study for integration of wind power plants in the macedonian transmission system.** во подготовка.
10. **Ten year network development plan 2010-2020.** н.м. : ENTSO-E, 2010.
11. **LLC, AWS Truewind.** Wind energy resource atlas and site screening of the Republic of Macedonia. New York : ELEM, 2005.
12. **Јовановска, Елена и Атанасова, Елизабета.** Студија за приклучување на 110 kV преносна мрежа на ТС Бунарџик. Скопје : МЕРСО, 2009.
13. **Наумоски , Климент, Паunosки, Александар и Предраг , Микша.** Анализа на приклучоци на ТЕТО на ЕЕС на РМ. Скопје : МЕРСО, 2007.
14. **Наумоски, Климент и Паunosки, Александар.** Анализа на промена на напонско ниво на 220 kV далекувод Вруток-Скопје. Скопје : МЕРСО, 2007.
15. **UCTE.** Complementary Technical Studies for the Synchronization of the Turkish Power System with the UCTE Power System. April 2007.
16. <http://www.elem.com.mk/mk/HidroPlanirani.asp>. <http://www.elem.com.mk>. [Мрежен]
17. **Наумоски, Климент и Паunosки, Александар.** Студија за приклучување на ХЕЦ Св. Петка на преносната мрежа на Р.М. Скопје : МЕРСО, 2010.
18. **Tehnicki i ekonomski aspekti povezivanja elektroenergetskih sistema Srbije i Makedonije dalekovodom 400 kV Nis – Leskovac – (Vranje) – Skoplje.** Beograd : EKC-Beograd, 2003.
19. **HTSO, ESM, EKC, EPS, EPCG, KESH.** Study for New 400 kV interconnection lines between FYROM-Serbia and Albania-Montenegro. н.м. : Trans-European Energy Networks, February 2005.
20. **Студија за приклучување на 110 kV преносна мрежа на ТС Винаца.** Скопје : МЕРСО, 2006.
21. **Argyriou, Chrysoula.** DG ENER presentation. 2010.
22. **Zachmann, G.** Power to the people of Europe. 2010.
23. **Nicolosi, M.** Wind power integration, negative prices and power system flexibility. 2010.

24. **Berger, Roland.** *On the road of efficiency.* 2010.
25. **Gaventa, Jonathan.** *Opportunities and challenges for a European Supergrid.* 2010.
26. **Јовановска, Елена и Атанасова, Елизабета.** *Студија за приклучок на ТС Драчево на 110 kV преносна мрежа.* Скопје : МЕРСО, 2009.
27. **Наумоски, Климент.** *Студија за избор на оптимално решение за приклучен јазел на новата 400 kV интерконекција кон Србија.* Скопје : МЕРСО, 2007.
28. **Наумоски, Климент и Пауноски, Александар.** *Современи перспективи во развојот на преносната мрежа.* Охрид : ЗЕМАК, 2010.
29. **Наумоски, Климент.** *Пресметка на преносните можности на мрежата како основа за функционирање на регионалните пазари на ЕЕ.* Скопје : ЕТФ-Скопје, 2004.
30. **Буши, Лазо.** *Перспективите на електроенергетиката во Република Македонија.* Струга : ИРИС-Струга, 2005.
31. **Пауноски, Александар.** *Оптимизација на напонско-реактивните прилики во ЕЕС со низок напонски профил.* Скопје : ФЕИТ-Скопје, 2008.
32. —. *Оптимизација на напонско-реактивните прилики во ЕЕС на Македонија.* Скопје : МАКО-ЦИГРЕ, 2007.
33. **Атанасова, Елизабета, Салтировски, Сашо и Наумоски, Климент.** *Избор на пресек на фазните проводници на новите далекуводи во постојан регион.* Скопје : АД ЕСМ, 2003.
34. **Наумоски, Климент, и др.** *Избор на оптимално решение за приклучен јазел на новата 400 kV интерконекција кон Србија.* Охрид : ЗЕМАК, 2008.
35. **Наумоски, Климент, и др.** *Избор на оптимална локација на 400/110 kV регулациони автотрансформатори во ЕЕС на РМ.* Охрид : МАКО-ЦИГРЕ, 2009.
36. **Ачкоски, Ристо К.** *Високонапонски мрежи и системи.* Скопје : ЕТФ, 1995.
37. **Пауноски, Александар и Јовановска, Елена.** *Анализа на приклучок на ТИРЗ-Тешово.* Скопје : МЕРСО, 2009.
38. **Наумоски, Климент и Пауноски, Александар.** *Анализа на преносните можности на регионот после влегувањето во погон на новата 400 kV ДВ Дуброво-Штип-Црвена Могила.* Скопје : МЕРСО, 2009.
39. **Пауноски, Александар.** *Анализа на ЕЕС со помош на алатката PSS/E OPF.* Скопје : МАКО-Цигре, 2007.
40. **EIHP-Zagreb, EKC Belgrade.** *Transmission Network Investment Criteria.* н.м. : SECI, 2007.
41. **EIHP-Zagreb, SECI-Belgrade.** *Study on Uncertainties in SEE Transmission Network and Evaluation of Risk for Future Infrastructure.* н.м. : SECI TSP Project, 2009.
42. **Group, ISTG.** *SECI Regional Electricity Interconnection Planning Study.* 2003.
43. **Mislav Majstrovic, Goran Majstrovic, Davor Bajcs.** *Metode za izbor najpovoljnije lokacije kompenzacijskih uredzaja.* Zagreb : Energetski Institut "Hrvoje Pozar", d.o.o., 2001.
44. **SEETEC, OST, MERPO, TERNA.** *Feasibility Study of the 400 kV Interconnections Macedonia – Albania – Italy.* н.м. : SEETEC Consortium, 2007.
45. **Milenko, Djuric.** *Relejna zastita.* Beograd : Naučna Knjiga, 1991.
46. **ENTSO-E.** *Operation Handbook.* н.м. : ENTSO-E, 2009.

18. ПРИЛОЗИ

18.1. Прилог А

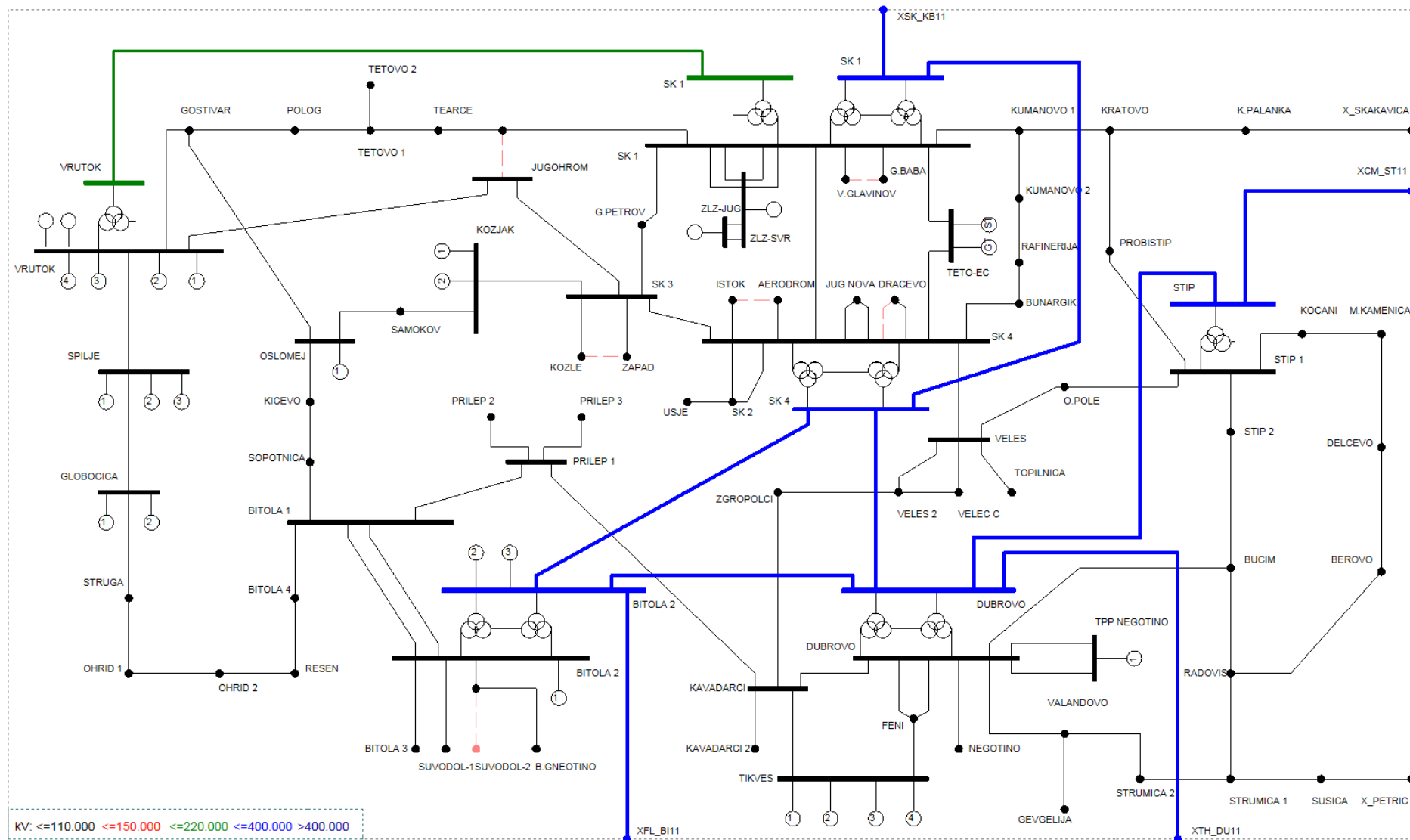
КАРАКТЕРИСТИКИ НА ПРЕНОСНИТЕ ВОДОВИ ВО РЕПУБЛИКА МАКЕДОНИЈА, 2010 ГОДИНА

Преносен вод	Напон [kV]	Тип	Трајно дозволено оптоварување [MVA]	Должина [km]	Година
AERODROM	ISTOK	110 2 x ACSR 360/57 mm2 (работи како едноситемски)	157	1.5	1986
AERODROM	SK 4	110 2 x ACSR 360/57 mm2 (работи како едноситемски)	157	7.0	1980
BEROVO	DELCEVO	110 ACSR 240/40 mm2	123	33.5	1997
BEROVO	RADOVIS	110 ACSR 240/40 mm2	123	38.3	1983
BITOLA 1	BITOLA 2	110 2 x ACSR 240/40 mm2	123	13.0	1981
BITOLA 1	BITOLA 4	110 ACSR 240/40 mm2	123	6.2	1970
BITOLA 1	PRILEP 1	110 ACSR 240/40 mm2	123	33.7	1963
BITOLA 1	SOPOTNICA	110 ACSR 150/25 mm2	93	30.7	1960
BITOLA 2	BITOLA 3	110 2 x ACSR 240/40 mm2 (работи како едноситемски)	123	12.2	1985
BITOLA 2	SUVODOL	110 2 x ACSR 240/40 mm2	123	3.1	1982
BITOLA 2	DUBROVO	400 ACSR 2x490/65 mm2	1218	83.4	1982
BITOLA 2	SK 4	400 ACSR 2x490/65 mm2	1218	113.5	1996
BITOLA 2	XFL_BI11	400 ACSR 2x490/65 mm2	860	17.3	2007
BITOLA 4	RESEN	110 ACSR 240/40 mm2	123	26.2	1970
BUCIM	DUBROVO	110 ACSR 240/40 mm2	123	32.0	1979
BUCIM	RADOVIS	110 ACSR 240/40 mm2	123	10.5	1977
BUCIM	STIP 2	110 ACSR 240/40 mm2	123	21.8	1977
VALANDOVO	GEVGLIJA	110 ACSR 240/40 mm2	123	19.2	1982
VALANDOVO	DUBROVO	110 ACSR 240/40 mm2	123	39.3	1971
VALANDOVO	STRUMICA 2	110 ACSR 150/25 mm2	93	15.6	1971
V.GLAVINOV	G.BABA	110 2 x ACSR 360/57 mm2 (работи како едноситемски)	157	4.0	1980
V.GLAVINOV	SK 1	110 2 x ACSR 360/57 mm2 (работи како едноситемски)	157	1.9	1980
VELES	VELEC C	110 ACSR 150/25 mm2	93	3.0	1973
VELES	O.POLE	110 ACSR 40%240/40+60%150/25 mm2	93	20.9	1960
VELES	SK 4	110 ACSR 240/40 mm2	123	37.4	1953
VELES	TOPILNICA	110 ACSR 240/40 mm2	123	2.3	1972
VELES	TOPILNICA	110 ACSR 240/40 mm2	123	2.4	1972
VELES	VELES 2	110 ACSR 240/40 mm2	123	1.0	2002
VELEC C	VELES 2	110 ACSR 240/40 mm2	123	2.0	2002
VRUTOK	GOSTIVAR	110 ACSR 240/40 mm2	123	8.2	2010
VRUTOK	JUGOHROM	110 ACSR 240/40 mm2	123	43.4	2010
VRUTOK	SPILJE	110 ACSR 240/40 mm2	123	45.6	1964
VRUTOK	SK 1	220 ACSR 360/57 mm2	314	65.2	1972
G.BABA	SK 1	110 2 x ACSR 360/57 mm2 (работи како едноситемски)	157	4.9	1980
GLOBOCICA	SPILJE	110 ACSR 240/40 mm2	123	13.5	1964
GLOBOCICA	STRUGA	110 ACSR 240/40 mm2	123	32.4	1970
GOSTIVAR	OSLOMEJ	110 ACSR 240/40 mm2	123	37.0	2001
GOSTIVAR	POLOG	110 ACSR 240/40 mm2	123	8.8	2010
DELCEVO	M.KAMENICA	110 ACSR 240/40 mm2	123	18.5	1986
DUBROVO	KAVADARCI	110 ACSR 240/40 mm2	123	13.3	1971
DUBROVO	TPP NEGOTINO	110 ACSR 240/40 mm2	123	1.7	1978
DUBROVO	TPP NEGOTINO	110 ACSR 490/65 mm2	391	1.7	1978
DUBROVO	NEGOTINO	110 ACSR 240/40 mm2	123	5.3	1983
DUBROVO	FENI	110 2 x ACSR 2x360/57 mm2	314	19.1	1982
DUBROVO	SK 4	400 ACSR 2x490/65 mm2	1218	82.4	1978
DUBROVO	STIP	400 ACSR 2x490/65 mm2	1218	40.7	2002
DUBROVO	XTH_DU11	400 ACSR 2x490/65 mm2	860	54.7	1978
G.PETROV	SK 1	110 ACSR 240/40 mm2	123	11.1	1959
G.PETROV	SK 3	110 ACSR 240/40 mm2	123	20.8	1959
ZAPAD	KOZLE	110 ACSR 24%240/40+76%360/57 mm2	123	3.8	1977
ZAPAD	SK 3	110 2 x ACSR 240/40 mm2 (работи како едноситемски)	123	0.9	1977
ZLZ-SVR	SK 1	110 2 x ACSR 490/65 mm2	195	2.8	1965
ZLZ-SVR	SK 1	110 2 x ACSR 490/65 mm2	195	2.9	1965
ZLZ-SVR	ZLZ-JUG	110 ACSR 240/40 mm2	123	2.0	-
ZGROPOLCI	KAVADARCI	110 ACSR 240/40 mm2	123	26.2	1967
ZGROPOLCI	VELES 2	110 ACSR 240/40 mm2	123	13.0	1967
ISTOK	SK 4	110 2 x ACSR 360/57 mm2 (работи како едноситемски)	157	7.2	1986
JUG NOVA	SK 4	110 2 x ACSR 240/40 mm2	123	7.0	1996

КАРАКТЕРИСТИКИ НА ПРЕНΟΣНИТЕ ВОДОВИ ВО РЕПУБЛИКА МАКЕДОНИЈА, 2010 година (продолжение)

Преносен вод		Напон [kV]	Тип	Трајно дозволено оптоварување [MVA]	Должина [km]	Година
JUGOHROM	SK 3	110	ACSR 240/40 mm2	123	41.5	1992
JUGOHROM	T-VRSKA	110	ACSR 240/40 mm2	123	0.0	-
KAVADARCI	KAVADARCI 2	110	ACSR 240/40 mm2	123	1.8	1975
KAVADARCI	PRILEP 1	110	ACSR 240/40 mm2	123	44.0	1972
KAVADARCI	TIKVES	110	ACSR 240/40 mm2	123	8.1	1967
KICEVO	OSLOMEJ	110	ACSR 36%240/40+64%150/25 mm2	93	15.0	1960
KICEVO	SOPOTNICA	110	ACSR 150/25 mm2	93	33.3	1960
KOZLE	SK 3	110	2 x ACSR 360/57 mm2 (работи како едноситемски)	157	2.9	1982
KOCANI	M.KAMENICA	110	ACSR 240/40 mm2	123	20.7	1985
KOCANI	STIP 1	110	ACSR 150/25 mm2	93	27.8	1968
KRATOVO	K.PALANKA	110	ACSR 240/40 mm2	123	20.3	1985
KRATOVO	KUMANOVO 1	110	ACSR 150/25 mm2	93	33.5	1973
KRATOVO	PROBISTIP	110	ACSR 150/25 mm2	93	17.5	1973
K.PALANKA	X_SKAKAVICA	110	ACSR 240/40 mm2	123	12.8	1994
KUMANOVO 1	KUMANOVO 2	110	2 x ACSR 240/40 mm2 (работи како едноситемски)	123	4.5	1981
KUMANOVO 1	SK 1	110	ACSR 150/25 mm2	93	25.7	1969
KUMANOVO 2	RAFINERIJA	110	ACSR 240/40 mm2	123	17.0	1990
O.POLE	STIP 1	110	ACSR 20%240/40+80%150/25 mm2	93	17.9	1960
OSLOMEJ	SAMOKOV	110	ACSR 240/40 mm2	123	17.5	1983
OHRID 1	OHRID 2	110	ACSR 240/40 mm2	123	3.5	1996
OHRID 1	STRUGA	110	ACSR 240/40 mm2	123	26.3	1970
OHRID 2	RESEN	110	ACSR 240/40 mm2	123	35.2	1970
POLOG	TETOVO 1	110	ACSR 240/40 mm2	123	18.6	2010
PRILEP 1	PRILEP 2	110	2 x ACSR 240/40 mm2 (работи како едноситемски)	123	1.8	1978
PRILEP 1	PRILEP 3	110	ACSR 240/40 mm2	123	5.5	1988
PROBISTIP	STIP 1	110	ACSR 150/25 mm2	93	25.2	1972
RADOVIS	STRUMICA 1	110	ACSR 240/40 mm2	123	29.8	1977
RAFINERIJA	BUNARGIK	110	ACSR 240/40 mm2	123	17.4	1983
SAMOKOV	KOZJAK	110	ACSR 240/40 mm2	123	22.5	1983
SK 1	SK 4	110	ACSR 240/40 mm2	123	17.0	1981
SK 1	T-VRSKA	110	ACSR 240/40 mm2	123	34.5	1957
SK 2	SK 4	110	ACSR 240/40 mm2	123	4.3	1972
SK 2	SK 4	110	ACSR 360/57 mm2	157	3.0	2000
SK 2	USJE	110	ACSR 150/25 mm2	93	1.8	1971
SK 3	SK 4	110	ACSR 240/40 mm2	123	15.6	1972
SK 3	KOZJAK	110	ACSR 240/40 mm2	123	24.9	1983
SK 4	DRACEVO	110	2 x ACSR 240/40 mm2	123	2.8	2009
SK 4	BUNARGIK	110	ACSR 240/40 mm2	123	7.0	1983
SK 4	SK 1	400	ACSR 2x490/65 mm2	1218	20.0	1978
STIP 1	STIP 2	110	ACSR 240/40 mm2	123	5.4	1977
STRUMICA 1	STRUMICA 2	110	ACSR 240/40 mm2	123	1.9	1988
STRUMICA 1	SUSICA	110	ACSR 240/40 mm2	123	16.9	1979
SUSICA	X_PETRIC	110	ACSR 240/40 mm2	123	11.1	1979
TETOVO 1	TETOVO 2	110	ACSR 240/40 mm2	123	2.5	-
TETOVO 1	TEARCE	110	ACSR 240/40 mm2	123	20.7	1957
TIKVES	FENI	110	2 x ACSR 240/40 mm2 (работи како едноситемски)	123	4.3	1983
TETO-EC	SK 1	110	ACSR 360/57 mm2 + cabel AI 1000 mm2	156	14.8	1998
TETO-EC	SK 4	110	ACSR 360/57 mm2 + cabel AI 1000 mm2	156	9.7	1998
SK 1	XSK_KB11	400	ACSR 2x490/65 mm2	1218	22.7	1978
STIP	XCM_ST11	400	ACSR 2x490/65 mm2	1218	71.3	2009
TEARCE	T-VRSKA	110	ACSR 240/40 mm2	123	3.6	1992

Еднополна шема на преносната мрежа на Република Македонија, 2010 година



18.2. ПРИЛОГ Б

ОПТОВАРУВАЊА ВО 110 kV ЈАЗЛИ ПРИ РЕЖИМОТ СО СИСТЕМСКИ МАКСИМУМ ВО 2010 ГОДИНА

Јазел	Напон [kV]	id	P [MW]	Q [MVar]
AERODROM	110	1	33.6	7.9
BEROVO	110	1	5.7	1.2
BITOLA 1	110	1	10.4	2.6
BITOLA 1	110	2	20.5	2.4
BITOLA 3	110	1	15.0	3.4
BITOLA 3	110	2	11.8	2.6
BITOLA 4	110	1	24.5	5.7
VALANDOVO	110	1	7.9	2.5
VALANDOVO	110	Z	0.5	0.2
V.GLAVINOV	110	1	58.2	17.8
VELES	110	1	5.5	2.3
VELEC C	110	1	7.4	1.3
VELEC C	110	2	12.9	2.7
G.BABA	110	1	29.4	8.7
GEVGELIJA	110	1	23.9	6.2
GLOBOCICA	110	1	6.8	3.1
GOSTIVAR	110	1	22.0	5.5
GOSTIVAR	110	2	29.4	8.1
DELCEVO	110	1	4.9	1.2
G.PETROV	110	1	23.3	5.9
G.PETROV	110	2	25.2	7.4
ZAPAD	110	1	54.2	18.1
ISTOK	110	1	26.1	5.9
JUG NOVA	110	1	26.6	9.1
JUG NOVA	110	2	26.7	7.3
KAVADARCI	110	1	9.8	4.4
KAVADARCI 2	110	1	13.5	2.1
KICEVO	110	1	6.8	1.9
KICEVO	110	2	12.9	4.1
KOZLE	110	1	39.4	10.6
KOCANI	110	1	13.8	2.9
KOCANI	110	2	11.8	2.7
K.PALANKA	110	1	9.0	2.8
KUMANOVO 1	110	1	30.2	9.8
KUMANOVO 1	110	2	21.9	6.8
KUMANOVO 2	110	1	10.1	2.7
KUMANOVO 2	110	2	22.7	6.1
M.KAMENICA	110	1	6.8	1.6
NEGOTINO	110	1	9.2	3.1
O.POLE	110	1	9.7	3.1
OSLOMEJ	110	1	3.1	1.0
OHRID 1	110	1	20.7	5.0

Јазел	Напон [kV]	id	P [MW]	Q [MVar]
OHRID 1	110	2	7.8	1.4
OHRID 2	110	1	10.5	1.6
OHRID 2	110	2	3.4	0.5
POLOG	110	1	22.3	6.3
PRILEP 1	110	1	8.8	2.6
PRILEP 1	110	2	8.6	2.5
PRILEP 2	110	1	20.9	5.9
PRILEP 3	110	1	14.4	1.3
PROBISTIP	110	1	9.9	2.7
RADOVIS	110	1	10.0	2.5
RESEN	110	1	7.6	1.2
SAMOKOV	110	1	2.7	0.4
SK 1	110	1	14.1	3.6
SK 1	110	2	20.9	7.0
SK 1	110	3	21.9	7.3
SK 1	110	Z	0.5	0.2
SK 2	110	1	21.1	6.8
SK 2	110	2	28.4	9.7
SK 3	110	1	5.9	1.4
SK 4	110	1	0.5	0.2
SOPOTNICA	110	1	6.2	2.0
SPIIJE	110	1	11.8	2.8
STIP 1	110	1	6.0	2.6
STIP 1	110	2	0.0	0.0
STIP 2	110	1	26.3	6.2
STRUGA	110	1	22.8	6.3
STRUGA	110	2	7.9	1.6
STRUMICA 1	110	1	14.0	3.4
STRUMICA 1	110	2	10.0	1.5
STRUMICA 2	110	1	13.1	4.1
SUVODOL-1	110	1	9.8	3.9
SUSICA	110	1	7.2	1.2
TETOVO 1	110	1	24.0	4.9
TETOVO 1	110	2	6.7	1.1
TETOVO 1	110	3	29.5	5.9
TETOVO 2	110	1	30.7	6.0
TETOVO 2	110	2	0.0	0.0
B.GNEOTINO	110	1	2.5	1.0
VELES 2	110	1	6.3	1.1
TEARCE	110	1	9.1	2.6
DRACEVO	110	1	14.5	5.8
BUNARGIK	110	1	14.8	5.2
Дистрибуција			1277.2	344.1

Јазел	Напон [kV]	id	P [MW]	Q [MVar]
BUCIM	110	1	12.0	5.0
ZLZ-SVR	110	1	70.0	30.0
ZGROPOLCI	110	1	0.0	0.0
JUGOHRM	110	1	70.0	26.0
RAFINERIJA	110	1	8.3	2.3
TOPILNICA	110	1	0.0	0.0
USJE	110	1	13.0	3.0
FENI	110	1	114.0	35.0
Индустрија			287.3	101.3

Јазел	Напон [kV]	id	P [MW]	Q [MVar]
BT 2 110	15.75	AX	20.0	12.4
BT 2 400	15.75	AX	20.0	12.4
BT 2 400	15.75	AX	20.0	12.4
OSLOMEJ	13.80	AX	10.0	5.7
TPP NEG0	15.75	AX	0.0	0.0
TETO-GT	15.00	AX	7.5	4.5
Сопствени потреби на ТЕЦ			77.5	47.4

18.3. Прилог В

КРАТОК ОПИС НА СТАНДАРДОТ IEC 60909

За пресметките на струите на куси врски се користи стандардот IEC 60909.

Меѓународниот стандард IEC 60909 е изработен од IEC техничкиот комитет 73: Струи на куси врски. Стандардот е првенствено наменет за пресметка на струите на куси врски во нисконапонски и високонапонски трифазни наизменични системи кои работат со номинална фреквенција од 50 или 60 Hz. IEC 60909 воспоставува општа, практична и концизна процедура која доведува до резултати кои се со прифатлива точност. Филозофијата на пресметките со овој стандард е базиран на воспоставување на еквивалентен напонски генератор на местото на куса врска. Овој стандард не исклучува и користење на специјални методи, на пример, методот на суперпозиција, доколку се добиваат резултати барем со истата точност. Методот на суперпозиција ги пресметува струите на куси врски врз основа на претходно претпоставени текови на моќност во системот. Од ова следи дека овој метод не секогаш ги пресметува максималните струи на куси врски. Секако, доколку е потребно да се познаваат напоните во системот после настанувањето на кусата врска, најдобро е да се користи методот на суперпозиција.

Влезни податоци за пресметка на струите на куси врски според овој стандард се номиналните податоци на елементите на системот како и неговата тополошката структура. Може да се прават пресметки за веќе изграден систем како и во фазата на планирање на системот. Генерално можат да се пресметуваат два типа на струи кои се разликуваат по нивната големина, и тоа:

- максимални струи на куси врски кои се потребни за одредување на номиналните параметри на електричната опрема и
- минимални струи на куси врски кои се основа за нагудување на заштитата на елементите на системот.

Пресметката на максималните и минималните струи на куси врски се извршува врз основа на следниве претпоставки:

- за време на траењето на струјата на куса врска нема промена на типот на куса врска која се разгледува (односно за време на траењето на кусата врска трифазната куса врска останува трифазна и еднофазната куса врска останува еднофазна),
- за време на траењето на кусата врска нема промени во мрежата која се разгледува,
- импеданциите на трансформаторите се пресметани за основната позиција на регулационата преклопка,
- отпорноста на лакот не се зема предвид и
- сите попречни адмитанции на водовите, како и неротирачките оптоварувања, освен оние за нулти систем, се занемаруваат.

Методот за пресметка е врз основа на воведување на еквивалентен напонски генератор на местото на куса врска, кој е единствен активен напон во системот. Во сите мрежни еквиваленти, синхроните и асинхроните генератори се заменуваат со нивните внатрешни импеданции. Целокупната пресметка е базирана на теоријата на симетричните компоненти. Во сите случаи е возможно да се одреди струјата на куса врска на одредена локација со помош на споменатиот еквивалентен напонски генератор чиј напон е еднаков на $c \cdot U_n / \sqrt{3}$, каде што U_n е номиналниот напон на местото на куса врска, а c е напонски фактор кој се препорачува да се избере според табела 68.

табела 68. Одредување на напонскиот фактор c

Номинален напон U_n	Напонски фактор c за пресметка на:	
	Максимални струи на куси врски $c_{\max}^{1)}$	Минимални струи на куси врски $c_{\min}$
Среднонапонски мрежи $1 \text{ kV} < U_n < 35 \text{ kV}$	1.10	1.00
Високонапонски мрежи ²⁾ $U_n > 35 \text{ kV}$		
¹⁾ $c_{\max} \cdot U_n$ не смее да го надмине највисокиот погонски напон на опремата U_m ²⁾ Ако не е дефиниран номинален напон тогаш $c_{\max} \cdot U_n = U_m$ или $c_{\min} \cdot U_n = 0.9 \cdot U_m$		

Моделирањето на елементите на системот според овој стандард, е во согласност со општо прифатената теорија за моделирање на елементите при пресметка на струите на куси врски. Важно е да се нагласат условите кои се земаат предвид при пресметка на максималните и минималните струи на куси врски:

- Максимални струи на куси врски:
 - Вредноста на напонскиот фактор, $c_{\max}$, треба да се избере од табела 68 (освен ако не постои национален стандард со кој се определува поинаку).
 - Се избира тополошка конфигурација на системот која доведува до максимални струи на куси врски на местото на куса врска, секако, со максимален придонес на електричните центри и мрежните еквиваленти во големината на струите на куси врски или со усвоено секционирање на мрежата за контрола на струите на куси врски.
 - Кога се користат еквивалентни импеданции за претставување на надворешните мрежи преку мрежни еквиваленти, треба да се усвои минимална еквивалентна импеданција на еквивалентот, што ќе доведе до максимални струи на куси врски.
 - Влијанието на големите мотори треба да се земе предвид.
 - Активните отпорности на водовите треба да се усвојат на температура од 20°C.
- Минимални струи на куси врски:
 - Вредноста на напонскиот фактор, $c_{\min}$, треба да се избере од табела 68 (освен ако не постои национален стандард со кој се определува поинаку).
 - Се избира тополошка конфигурација на системот која доведува до минимални струи на куси врски на местото на куса врска, секако со минимален придонес на електричните центри и мрежните еквиваленти во големината на струите на куси врски.
 - Влијанието на моторите се занемарува.
 - Активните отпорности на водовите (надземни и кабелски) треба да се усвојат за максимална температура:

$$R_L = \left[1 + \alpha \cdot (\theta_e - 20) \right] \cdot R_{L20^\circ\text{C}},$$

каде θ_e е температурата на спроводникот во степени Целзиусови на крајот од траењето на струјата на куса врска.

18.4. Прилог Г

ПРОЦЕДУРА ЗА ИМПЛЕМЕНТАЦИЈА НА ПРОЕКТИТЕ

Инвестициски план

Инвестицискиот план, кој произлегува од оваа Студија и кој треба да биде потврден од страна на Регулаторната комисија за енергетика, претставува основа за започнување на реализација на преносните проекти и подобрување на постојните објекти на преносната мрежа во краткорочниот, односно среднорочниот и долгорочниот период на планирање.

Фисибилити студија

Со дефинирање на преносните проекти во инвестицискиот план се пристапува кон подготовка на фисибилити студија за соодветниот проект. Фисибилити студиите за интерконективните проекти се изработуваат заеднички во договор со соседните систем-оператори.

Фисибилити студијата треба да ги содржи техно-економските анализи на соодветниот проект за повеќе предложени алтернативни коридори/локации, економска валоризација на предложените варијанти, фисибилност на предлог-решението како и почетна оценка на влијанието врз животната средина.

Услови за просторно планирање

Со потврдување на оправданоста на проектот со фисибилити студијата, во која се дефинира коридорот/локацијата на објектот од предлог-решението, се пристапува кон потврдување на коридорот, во согласност со просторниот план на Република Македонија и урбанистичките планови на соодветните општини каде е лоциран преносниот проект.

Во согласност со Законот за просторно и урбанистичко планирање до Министерството за животна средина и просторно планирање се доставува барање за добивање на услови за планирање на просторот. Агенцијата за планирање на просторот ги изработува Условите за планирање на просторот, но ако станува збор за минување во урбаниот опфат на општините, тогаш е потребно да се добие план од урбанистичкиот опфат од општините. Врз основа на издадените Услови за планирање на просторот, од страна на Агенцијата за планирање на просторот, Министерството за животна средина и просторно планирање го издава Решението за услови за планирање на просторот.

Студија за оцена на влијанието врз животната средина

Во согласност со Законот за животна средина, до Министерството за животна средина и просторно планирање се доставува известување за намера за изградба на преносниот проект. Ова известување се објавува на интернет страницата на Министерството.

Со добивањето на известување за намера за изградба на преносниот проект, Министерството утврдува дали е потребна оцена на влијанието на проектот врз животната средина. Оваа постапка е позната како “screening”. Студијата за оцена на влијанието врз животната средина е задолжителна за далекуводите кои се со должина поголема од 15 km и со напонско ниво еднакво или поголемо од 110 kV. Во оваа фаза за одредени случаи Министерството може да одреди дали оцената за влијанието врз животната средина е задолжително или не. Изработката на задолжителната студија за оцена на влијанието врз животната средина е еден од условите и од меѓународните финансиски институции.

Постапката “screening” го определува обемот на оцената на влијанието на проектот врз животната средина, односно ја дефинира содржината на студијата. Министерството го издава решението за обемот на оцената на влијанието на проектот врз животната средина и го објавува на својата интернет страна.

Во изработка на студијата за оцена на влијанието на проектот врз животната средина мора да биде вклучен барем еден експерт за оцена на влијанието врз животната средина од листата експерти.

Изработената студија се доставува до Министерството кое ја објавува на својата интернет страна и ја доставува за консултација и до општините на чии територии се предвидува да биде лоциран објектот или низ кои минува проектот. Студијата е достапна за јавноста во рок од 30 дена (овој рок е ист со барањата на Светска Банка, додека EBRD бара 120 дена) и за време на овој рок секој може до управата за животна средина да достави свое писмено мислење во однос на проектот. Пет дена пред истекување на рокот од 30 дена, државната управа треба да ја одржи јавната расправа. Министерството ја информира јавноста најмалку преку еден дневен весник и локалните радио и ТВ станици за одржување на јавната расправа. Во зависност од опфатот на просторот на објектот можно е да се одржат и повеќе јавни расправи.

Врз основа на доставената студија и мислењата од јавната расправа, во рамките на управата за животна средина се приготвува извештајот за соодветноста на студијата во кој се утврдува дали студијата ги задоволува сите поставени барања пропишани во Законот за животна средина. Извештајот за соодветност на студијата за оценка на влијанието врз животната средина Министерството го издава и го објавува на својата интернет страна и ја известува јавноста преку дневен весник.

Врз основа на студијата за оцена на влијанието на проектот врз животна средина, извештајот за соодветноста на студијата, одржаните јавни расправи и добиените мислења, Министерството го издава решението за согласност за студијата и истото го објавува на својата интернет страна и во еден дневен весник.

Решение за локациски услови

За добивање на решение за локациски услови, во согласност со Законот за просторно и урбанистичко планирање, е потребно МЕРСО до Министерството за транспорт и врски да достави:

- доказ за сопственост на градежното земјиште во согласност со законот,
- имотен лист,
- елаборат за нумерички податоци за недвижности изготвен од трговец поединец – овластен геодет или трговско друштво за геодетски работи,
- услови за планирање на просторот издадени од Министерството за животна средина и просторно планирање,
- одобрена државна урбанистичка планска документација,
- ревизија на државна урбанистичка планска документација,
- решение со кое е одобрена државната урбанистичка планска документација.

Врз основа на веќе добиените услови за планирање на просторот од Министерството за животна средина и просторно планирање (и изработениот и ревидиран основен/идеен проект за далекуводите), започнува со изработка на државната урбанистичка планска документација. Задолжителна е ревизија на државната урбанистичка планска документација и истата се применува откако биде одобрена од Министерството за транспорт и врски и после нејзино картирање на хамер.

Врз основа на ревидираната и усвоена државната урбанистичка планска документација, МЕРСО треба да обезбеди изработка на:

- архитектонско-урбанистички проект чија содржина е дефинирана во Законот за просторно и урбанистичко планирање.

- елаборат за нумерички податоци за недвижности врз чиј основ МЕПСО ги решава имотно-правните работи за земјиштето на кое ќе се гради проектот и при тоа обезбедува соодветен доказ од надлежен орган односно имотен лист.

Во согласност со Законот за експропријација и проектот кој треба да се гради (далекувод или трансформаторска станица) се дефинира различен вид на експропријација, и тоа:

- трајна експропријација – која се применува само за површината што ја зафаќаат столбните места од далекуводот и за локација на трансформаторска станица или
- времена експропријација – со установување на право на службеност, закуп, привремено ограничување на правото на користење и привремено заземање заради вршење на подготвителни работи на земјиштето (привремено сместување на работниците, механизацијата, пристапните патишта) која се применува само за остварување на правото на службеност за пристап до столбните места и по должина на трасата на далекуводот.

Во согласност со националната регулатива, МЕПСО, како инвеститор, ќе мора да го експроприра земјиштето од сите парцели и да направи договори за експроприраното земјиште, пред да побара решение за локациски услови.

Решението за локациски услови за електропреносните објекти, во случај кога се задоволени сите барања, треба да се донесе во рок од 30 дена од страна на Министерството за транспорт и врски а истото има правосилна важност од една година во кој период МЕПСО треба да обезбеди одобрение за градење.

Одобрение за градење

Во согласност со Законот за градење, за добивање на одобрението за градење МЕПСО треба да достави до Министерството за транспорт и врски:

- решението за локациски услови со архитектонско – урбанистички проект,
- изработен и ревидиран комплетен основен проект со сите елаборати со добиена изјава од проектантот и ревидентот заверена од нотар,
- изработен и ревидиран проект за пристапни патишта,
- студија за оцена на влијанието врз животната средина со Решение за согласност за студијата за оцена на влијанието врз животната средина издадено од страна на Министерството за просторно планирање и животна средина или елаборат за заштита на животната средина одобрен од органот за вршење на стручни работи од областа на животната средина во согласност со Законот за животна средина,
- доказ од јавната книга за запишување на правата на недвижностите – имотен лист со запишано право на сопственост,
- согласности за приклучок на објектот на постојна водоводна, канализациона и електроенергетска мрежа,
- потврди или известувања од соодветните институции или јавни претпријатија за постојните и планираните инсталации на локацијата каде ќе се гради објектот.

Комплетниот основен проект треба да биде изработен со соодветните елаборати од кои се задолжителни: елаборатот за заштита при работа, елаборат за заштита од пожар и други елаборати.

Основниот проект треба да биде изработен од лице кое поседува овластување А за проектирање на градби од прва и втора категорија вработено во правно лице кое поседува лиценца А за проектирање во согласност со Законот за градење и во согласност со Правилникот

за содржината на проектите, означувањето на проектот, начинот на заверка на проектот од страна на одговорното лице и начинот на користење на електронски записи.

Задолжителната ревизија на основниот проект треба да биде извршена од лице кое поседува овластување А за вршење на ревизија на градби од прва и втора категорија вработено во правно лице кое поседува лиценца А за вршење ревизија во согласност со Законот за градење и во согласност со Правилникот за содржината и обемот на вршењето на ревизија на проектот, начинот на заверка на ревидираниот проект од страна на ревидентот и начинот на пресметување на надоместокот за извршената ревизија.

Со барањето за добивање одобрение за градење се доставува и студијата за оцена на влијанието врз животната средина со оригинално Решение за согласност за студијата издадено од страна на Министерството за просторно планирање и животна средина.

Во случај кога за проектот е потребен задолжителен елаборат за заштита на животната средина (трансформаторски станици и далекуводи со должина под 15 km), истиот треба да биде одобрен од органот за вршење на стручни работи од областа на животната средина во согласност со Законот за животна средина.

За постојните и планираните инсталации на локацијата каде ќе се гради објектот МЕПСО треба да прибави:

- потврда дека на предметната локација не се евидентирани археолошки остатоци, од Управата за заштита на културно наследство, при Министерството за култура,
- известување за планираните и постојните нафтоводи и продуктоводи од Министерството за економија,
- известување за планираните и постојните инсталации на Министерството за внатрешни работи,
- известување за планираните и постојните инсталации на Министерството за одбрана,
- известување за планираните и постојните објекти на АД ЕЛЕМ,
- известување за планираните и постојните објекти на ЕВН Македонија,
- известување за планираните и постојните гасоводни мрежи и објекти на АД ГА-МА Скопје,
- известување за планираните и постојните водоводни и канализациони мрежи на ЈП за водовод и канализација,
- решение за водостопанска согласност за планираните и постојните објекти на Управата за водостопанство при Министерството за земјоделство, шумарство и водостопанство,
- согласности од Агенцијата за државни патишта, од ЈП Македонски железници, од националните паркови и др.

Министерството за транспорт и врски врз основа на доставената документација изготвува Акт за регулациона, градежна и нивелациска линија.

Министерството доставува еден примерок од основниот проект до локалната самоуправа заради регулирање на надоместок за уредување на градежното земјиште – комуналии. Исто така ги прибавува и согласностите од Дирекцијата за заштита и спасување, Управата за заштита од пожар, Министерството за внатрешни работи, Агенцијата за цивилна воздушна пловидба.

По добивање на комплетната документација и согласности, надлежниот орган во рок од 5 работни дена треба да го издаде Одобрението за градење.

Во рок од 6 месеци откако одобрението за градење станало правосилно, инвеститорот мора да ја започне изградбата на проектот.

Изградба на проектот

Подготовката на тендерската документација ќе биде во согласност со барањата на соодветната финансиска институција која го финансира проектот и/или националната регулатива (Законот за јавни набавки).

Процедурата за избор на најповолен изведувач е следна:

- подготовка на тендерска документација,
- објавување на тендерот,
- отворање на понудите,
- процес на евалуација на понудите,
- одобрување на избраниот понудувач од страна на банката или комисијата од МЕПСО,
- објавување на избраниот понудувач,
- потпишување на договор за градба на објектот со најповолниот понудувач.

Изведувачот на работите и инженерот за изведба, како и правното лице за вршење на надзор со определен надзорен инженер, треба да бидат избрани само доколку поседуваат соодветни лиценци и овластувања во согласност со Законот за градење.

Во согласност со Законот за градење, МЕПСО треба да го пријави отпочнувањето на изградбата до Министерството за транспорт и врски, градежната инспекција и инспекцијата на трудот. Во известувањето МЕПСО треба да ги назначи изведувачите на работите и претходно избраното правно лице за вршење на надзор со определен надзорен инженер (како и промената на изведувачите и надзорот во рок од седум дена од извршената промена).

Во фазата на градба на лице место е присутен и надзорниот инженер кој претходно е избран од правното лице кое врши надзор над изградбата.

Обврска на изведувачот е, по изведбата на приклучокот, да изработи проект на изведена состојба.

Во зависност од големината на преносниот објект се разликува и времетраењето на градба на објектот, но истото не треба да надмине десет години, во согласност со Законот за градење.

Одобрение за употреба

Во согласност со Законот за градење, кон барањето за издавање на одобрение за употреба, инвеститорот поднесува:

- проект за изведена состојба,
- завршен извештај од надзорниот инженер дека градбата е изградена во согласност со проектот и одобрението за градење или потврда од надзорниот инженер дека основниот или изведбениот проект е истовремено проект на изведена состојба и
- извадок од јавната книга за запишување на правата на недвижностите за последната состојба на запишаните права на градбата (имотен лист), заради утврдување на правниот однос во врска со градбата меѓу инвеститорот и сопственикот на земјиштето.

Министерството за транспорт и врски по приемот на барањето за издавање на одобрение за употреба треба да изврши технички преглед на градбата. Техничкиот преглед на градбата го врши комисија во рок од 15 дена од денот на поднесувањето на потполното барање.

Комисијата што врши технички преглед за својата работа составува записник во кој констатира дали има одредени недостатоци кои мораат да бидат отстранети за да може да се издаде одобрение за употреба и дали има недостатоци кои ги нарушуваат основните барања на градбата кои се однесуваат на механичката отпорност, стабилност и сеизмичка заштита и ќе предложи за таа градба да не се издаде одобрение за употреба.

Изведувачот е должен на денот на одржувањето на техничкиот преглед, на комисијата, односно на надзорниот инженер кој треба да изврши технички преглед, да даде на увид:

- решение за упис во Централниот регистар и соодветна лиценца издадена во согласност со закон,
- потврда за определен инженер за изведба и надзорен инженер на градилиштето,
- решение за локациски услови,
- одобрение за градење со основен проект,
- изведбен проект,
- извештај за извршена ревизија од ревидентот,
- градежен дневник и градежна книга,
- доказ за пропишан квалитет за вградените градежни производи,
- акт за обележување на градбата,
- елаборат за заштита при работа,
- комплетни податоци за учесниците во изградбата и друга документација ако со друг закон е пропишана обврска дека изведувачот треба да ја има на градилиштето,
- основниот проект и проектот за изведената состојба, одобрението за градење,
- исправите за докажување на пропишан квалитет на вградените градежни производи.

Министерството за транспорт и врски ќе издаде одобрение за употреба за градбата во рок од 15 дена од денот на извршениот технички преглед, ако комисијата која го извршила техничкиот преглед во записникот констатирала дека градбата може да се даде во употреба. Доколку комисијата при вршењето на техничкиот преглед утврди недостатоци поради кои не може да се даде одобрение за употреба, писмено ќе го известат инвеститорот за нивно отстранување во рок не подолг од 30 дена.

По издавањето на одобрение за употреба од Министерството за транспорт и врски, изведувачот и инвеститорот вршат примопредавање на градежниот објект и за тоа составуваат записник за примопредавање на изведена градба како градежен објект.

Надлежниот орган за запишување на правата на недвижности, градежниот објект ќе го запише во јавната книга ако за таа градба има одобрение за употреба со проект на изведена состојба.