МЕПСО

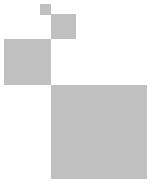
ОДДЕЛ ЗА ИНВЕСТИЦИИ И РАЗВОЈ
СЛУЖБА ЗА СТРАТЕШКО ПЛАНИРАЊЕ И РАЗВОЈНИ АНАЛИЗИ

КОНЦЕПТИ ЗА РАЗВОЈ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА ВО ОДДЕЛНИ РЕГИОНИ ЗА ДОЛГОРОЧЕН ПЕРИОД

- конечна верзија -

EIHP

| Загреб/Скопје | Април 2017|



КОНЦЕПТИ ЗА РАЗВОЈ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА ВО ОДДЕЛНИ РЕГИОНИ ЗА ДОЛГОРОЧЕН ПЕРИОД

АВТОРИ:

Стипе Микулич, дипл.ел.инж.

Д-р Давор Бајс

Д-р Методија Атанасовски

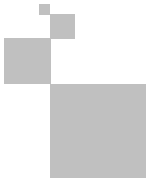
ДИРЕКТОР:

Д-р Горан Граниќ

ENERGETSKI INSTITUT
HRVOJE POŽAR
ZAGREB, SAVSKA CESTA 163

ЕНЕРГЕТСКИ ИНСТИТУТ ХРВОЈЕ ПОЖАР
Савска цеста 163, Загреб
http://www.eihp.hr

Загреб/ Скопје | Април 2017



СОДРЖИНА

СОДРЖИНА I

1 ВОВЕД/ТЕХНИЧКИ СПЕЦИФИКАЦИИ V

2 ОСНОВНИ ТЕХНИЧКИ И ЕНЕРГЕТСКИ КАРАКТЕРИСТИКИ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИОТ СИСТЕМ НА РЕПУБЛИКА МАКЕДОНИЈА1

2.1 ТЕХНИЧКИ КАРАКТЕРИСТИКИ НА ЕЕС НА РЕПУБЛИКА МАКЕДОНИЈА 1
2.1.1 Податоци за електричните централи 1
2.1.2 Изграденост на преносната мрежа 7
2.1.3 Изграденост на дистрибутивната мрежа 11
2.2 ЕНЕРГЕТСКИ КАРАКТЕРИСТИКИ НА ЕЕС НА РЕПУБЛИКА МАКЕДОНИЈА 12
2.2.1 Потрошувачка на електрична енергија 12
2.2.2 Максимално и минимално оптоварување на системот 13
2.2.3 Производство на електрична енергија 15
2.2.4 Размена на електрична енергија и загуби во преносната мрежа 16
2.3 СТАТИСТИКА НА ПОГОНСКИ НАСТАНИ (2006 - 2015) 19
2.3.1 Статистика на погонски настани за мрежата 400 kV и 110 kV 19
2.3.2 Статистика на погонски настани по региони 22
2.3.3 Статистика на погонски настани по далекуводи (МЕПСО) 25

3 СЦЕНАРИЈА ЗА РАЗВОЈ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА НА РЕПУБЛИКА МАКЕДОНИЈА 29

3.1 СЦЕНАРИЈА ЗА ИЗГРАДБА НА НОВИ ЕЛЕКТРични ЦЕНТРАЛИ 31
3.1.1 Сценарио "јаглен, гас" 31
3.1.2 Сценарио "зелено" 34
3.2 СЦЕНАРИЈА НА ПОРАСТ НА ПОТРОШУВАЧКАТА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА 39
3.2.1 Повисока стапка на пораст на потрошувачката на електрична енергија (СЦЕНАРИО А) 41
3.2.2 Пониска стапка на пораст на потрошувачката на електрична енергија (СЦЕНАРИО В) 41
3.3 ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИ БИЛАНСИ 44
3.4 МАКСИМАЛНИ ЗИМСКИ И ЛЕТНИ ОПТОВАРУВАЊА ВО ЕЕС 50
3.4.1 Прогноза на максималните зимски (врвни) оптоварувања во ЕЕС 50
3.4.2 Прогноза на максималните летни оптоварувања во ЕЕС 53
3.4.3 Листа на нови трансформаторски станици и нови интерконективни водови 54
3.4.4 Распределба на максималните оптоварувања на ТС 110/x kV за потребите на развојот на преносната мрежа 56
3.5 ВОЗЕН РЕД НА ЕЛЕКТРИЧНИТЕ ЦЕНТРАЛИ И БИЛАНСИ НА МОЌНОСТ ЗА КАРАКТЕРИСТИЧНИТЕ ЧАСОВИ 64

4 МЕТОДОЛОГИЈА/ОПИС НА ПРЕСМЕТКОВНИТЕ АНАЛИЗИ 68

4.1 ПРЕСМЕТКА НА ТЕКОВИТЕ НА МОЌНОСТ 70
4.2 АНАЛИЗА НА СИГУРНОСТ (КРИТЕРИУМ N-1) 72
4.3 ПРЕСМЕТКА НА МАКСИМАЛНИ СТРУИ НА КУСИ ВРСКИ 73
4.4 ПРЕСМЕТКА НА GTC 74
4.5 ОДРЕДУВАЊЕ НА ЛИСТАТА НА ПРИОРИТЕТИ ЗА РЕВИТАЛИЗАЦИЈА НА ВОДОВИ И ТРАНСФОРМАТОРИ ВО ПРЕНОСНАТА МРЕЖА 76

5 АНАЛИЗА НА РАЗВОЈОТ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА ЗА 2020 ГОДИНА 79

5.1 400 kV МРЕЖА 83
5.2 I СЕВЕРЕН РЕГИОН 85

5.2.1 Оптоварување на преносната мрежа и анализа на сигурност (N-1) ... *85*
5.2.2 Контрола на напонските прилики и регулацијата на реактивната моќност ... *89*
5.2.3 Контролни сценарија на развојот ... *90*
5.3 II СЕВЕРО-ЗАПАДЕН РЕГИОН ... 92
5.3.1 Оптоварување на преносната мрежа и анализа на сигурност (N-1) ... *92*
5.3.2 Контрола на напонските прилики и регулацијата на реактивната моќност ... *93*
5.3.3 Контролни сценарија на развојот ... *94*
5.4 III СЕВЕРО-ИСТОЧЕН РЕГИОН ... 97
5.4.1 Оптоварување на преносната мрежа и анализа на сигурноста (N-1) ... *97*
5.4.2 Контрола на напонските прилики и регулација на реактивната моќност ... *98*
5.4.3 Контролни сценарија на развојот ... *99*
5.5 IV ЈУГО-ЗАПАДЕН РЕГИОН ... 101
5.5.1 Оптоварување на преносната мрежа и анализа на сигурноста (N-1) ... *101*
5.5.2 Контрола на напонските прилики и регулацијата на реактивната моќност ... *102*
5.5.3 Контролни сценарија на развојот ... *103*
5.6 V ЦЕНТРАЛЕН РЕГИОН ... 106
5.6.1 Оптоварување на преносната мрежа и анализа на сигурноста (N-1) ... *106*
5.6.2 Контрола на напонските прилики и регулација на реактивна моќност ... *107*
5.6.3 Контролни сценарија на развојот ... *107*
5.7 VI ЈУГО-ИСТОЧЕН РЕГИОН ... 109
5.7.1 Оптоварување на преносната мрежа и анализа на сигурноста (N-1) ... *109*
5.7.2 Контрола на напонските прилики и регулација на реактивната моќност ... *109*
5.7.3 Контролни сценарија на развојот ... *110*
5.8 ПРЕСМЕТКА НА МАКСИМАЛНИТЕ СТРУИ НА КУСИ ВРСКИ ... 112
5.9 РАБОТА НА СИСТЕМОТ СО ДВОЕН СИСТЕМ НА 400 kV И 110 kV СОБИРНИЦИ (ВКЛУЧЕНО СПОЈНО ПОЛЕ) 117
5.10 ПРЕСМЕТКА НА GTC ... 119
5.11 ЗАКЛУЧОЦИ ЗА 2020 ГОДИНА ... 121

6 АНАЛИЗА НА РАЗВОЈОТ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА ЗА 2025 ГОДИНА ... 126

6.1 400 kV МРЕЖА ... 130
6.2 I СЕВЕРЕН РЕГИОН ... 132
6.2.1 Оптоварување на преносната мрежа и анализа на сигурноста (N-1) ... *132*
6.2.2 Контрола на напонските прилики и регулацијата на реактивната моќност ... *133*
6.2.3 Контролни сценарија на развојот ... *134*
6.2.4 Изградба и приклучок на ТЕТО Зајчев Рид ... *135*
6.3 II СЕВЕРО-ЗАПАДЕН РЕГИОН ... 137
6.3.1 Оптоварување на преносната мрежа и анализа на сигурност (N-1) ... *137*
6.3.2 Контрола на напонските прилики и регулацијата на реактивната моќност ... *138*
6.3.3 Контролни сценарија на развојот ... *139*
6.4 III СЕВЕРО-ИСТОЧЕН РЕГИОН ... 146
6.4.1 Оптоварување на преносната мрежа и анализа на сигурноста (N-1) ... *146*
6.4.2 Контрола на напонските прилики и регулација на реактивната моќност ... *146*
6.4.3 Контролни сценарија на развојот ... *149*
6.5 IV ЈУГО-ЗАПАДЕН РЕГИОН ... 151
6.5.1 Оптоварување на преносната мрежа и анализа на сигурноста (N-1) ... *151*
6.5.2 Контрола на напонските прилики и регулацијата на реактивната моќност ... *152*
6.5.3 Контролни сценарија на развојот ... *152*
6.6 V ЦЕНТРАЛЕН РЕГИОН ... 155
6.6.1 Оптоварување на преносната мрежа и анализа на сигурноста (N-1) ... *155*
6.6.2 Контрола на напонските прилики и регулација на реактивна моќност ... *156*
6.6.3 Контролни сценарија на развојот ... *157*
6.7 VI ЈУГО-ИСТОЧЕН РЕГИОН ... 159
6.7.1 Оптоварување на преносната мрежа и анализа на сигурноста (N-1) ... *159*
6.7.2 Контрола на напонските прилики и регулација на реактивната моќност ... *161*

6.7.3 Контролни сценарија на развојот 163
6.8 ПРЕСМЕТКА НА МАКСИМАЛНИТЕ СТРУИ НА КУСИ ВРСКИ 167
6.8.1 Секционирање на 110 kV собирници 171
6.8.2 Влијание на приклучокот ТЕТО Зајчев Рид на струите на куси врски 172
6.9 ПРЕСМЕТКА НА GTC 175
6.10 ЗАКЛУЧОЦИ ЗА 2025 ГОДИНА 177

7 АНАЛИЗА НА РАЗВОЈОТ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА ЗА 2030 ГОДИНА 182

7.1 400 kV МРЕЖА 186
7.2 I СЕВЕРЕН РЕГИОН 188
7.2.1 Оптоварување на преносната мрежа и анализа на сигурноста (N-1) 188
7.2.2 Контрола на напонските прилики и регулацијата на реактивната моќност 192
7.2.3 Контролни сценарија на развојот 193
7.2.4 Изградба и приклучок на ТЕТО Зајчев Рид 194
7.3 II СЕВЕРО-ЗАПАДЕН РЕГИОН 196
7.3.1 Оптоварување на преносната мрежа и анализа на сигурност (N-1) 196
7.3.2 Контрола на напонските прилики и регулацијата на реактивната моќност 196
7.3.3 Контролни сценарија на развојот 197
7.4 III СЕВЕРО-ИСТОЧЕН РЕГИОН 199
7.4.1 Оптоварување на преносната мрежа и анализа на сигурноста (N-1) 199
7.4.2 Контрола на напонските прилики и регулација на реактивната моќност 200
7.4.3 Контролни сценарија на развојот 200
7.5 IV ЈУГО-ЗАПАДЕН РЕГИОН 202
7.5.1 Оптоварување на преносната мрежа и анализа на сигурноста (N-1) 202
7.5.2 Контрола на напонските прилики и регулацијата на реактивната моќност 203
7.5.3 Контролни сценарија на развојот 204
7.6 V ЦЕНТРАЛЕН РЕГИОН 207
7.6.1 Оптоварување на преносната мрежа и анализа на сигурноста (N-1) 207
7.6.2 Контрола на напонските прилики и регулација на реактивна моќност 207
7.6.3 Контролни сценарија на развојот 208
7.7 VI ЈУГО-ИСТОЧЕН РЕГИОН 210
7.7.1 Оптоварување на преносната мрежа и анализа на сигурноста (N-1) 210
7.7.2 Контрола на напонските прилики и регулација на реактивната моќност 210
7.7.3 Контролни сценарија на развојот 211
7.8 ПРЕСМЕТКА НА МАКСИМАЛНИТЕ СТРУИ НА КУСИ ВРСКИ 214
7.8.1 Секционирање на 110 kV собирници 218
7.8.2 Влијание на приклучокот ТЕТО Зајчев Рид на струите на куси врски 219
7.9 ПРЕСМЕТКА НА GTC 222
7.10 ЗАКЛУЧОЦИ ЗА 2030 ГОДИНА 224

8 АНАЛИЗА НА РАЗВОЈОТ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА ЗА 2040 ГОДИНА 228

8.1 400 kV МРЕЖА 233
8.2 I СЕВЕРЕН РЕГИОН 234
8.2.1 Оптоварување на преносната мрежа и анализа на сигурноста (N-1) 234
8.2.2 Контрола на напонските прилики и регулацијата на реактивната моќност 235
8.2.3 Контролни сценарија на развојот 235
8.2.4 Изградба и приклучок на ТЕТО Зајчев Рид 236
8.3 II СЕВЕРО-ЗАПАДЕН РЕГИОН 237
8.3.1 Оптоварување на преносната мрежа и анализа на сигурност (N-1) 237
8.3.2 Контрола на напонските прилики и регулацијата на реактивната моќност 237
8.3.3 Контролни сценарија на развојот 238
8.3.4 Изградба на нова ТС 400/110 kV во регионот II 240
8.4 III СЕВЕРО-ИСТОЧЕН РЕГИОН 243

8.4.1 Оптоварување на преносната мрежа и анализа на сигурноста (N-1) 243
8.4.2 Контрола на напонските прилики и регулација на реактивната моќност 243
8.4.3 Контролни сценарија на развојот 244
8.5 IV ЈУГО-ЗАПАДЕН РЕГИОН 245
8.5.1 Оптоварување на преносната мрежа и анализа на сигурноста (N-1) 245
8.5.2 Контрола на напонските прилики и регулацијата на реактивната моќност 245
8.5.3 Контролни сценарија на развојот 246
8.6 V ЦЕНТРАЛЕН РЕГИОН 249
8.6.1 Оптоварување на преносната мрежа и анализа на сигурноста (N-1) 249
8.6.2 Контрола на напонските прилики и регулација на реактивна моќност 251
8.6.3 Контролни сценарија на развојот 251
8.7 VI ЈУГО-ИСТОЧЕН РЕГИОН 254
8.7.1 Оптоварување на преносната мрежа и анализа на сигурноста (N-1) 254
8.7.2 Контрола на напонските прилики и регулација на реактивната моќност 256
8.7.3 Контролни сценарија на развојот 256
8.8 ПРЕСМЕТКА НА МАКСИМАЛНИТЕ СТРУИ НА КУСИ ВРСКИ 260
8.8.1 Секционирање на 110 kV собирниците 264
8.9 ПРЕСМЕТКА НА GTC 268
8.10 ЗАКЛУЧОЦИ ЗА 2040 ГОДИНА 270

9 РЕВИТАЛИЗАЦИЈА НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА 276

9.1 ВОДОВИ И ЕНЕРГЕТСКИ ТРАНСФОРМАТОРИ – КАНДИДАТИ ЗА РЕВИТАЛИЗАЦИЈА ПО ПОЕДИНЕЧНИТЕ ВРЕМЕНСКИ ПРЕСЕЦИ 276
9.1.1 Надземни водови/кабли 276
9.1.2 Енергетски трансформатори 279
9.2 ЛИСТА НА ВОДОВИ ЗА РЕВИТАЛИЗАЦИЈА И ПРОЦЕНКА НА ТРОШОЦИТЕ 281
9.2.1 Ревитализација на водови за краткорочна идна состојба (идните три од пет години, до и после 2020 година) 281
9.2.2 Ревитализација на водови за среднорочна идна состојба (идните пет до десет години, до и после 2025 година) 287
9.2.3 Ревитализација на водови за долгорочна идна состојба (идните десет до петнаесет години, до и после 2030 година) 292
9.2.4 Ревитализација на водови за долгорочна идна состојба (идните десет до петнаесет години, до и после 2040 година) 298

10 ЗАКЛУЧОЦИ, КОНЦЕПТИ И ПЛАНОВИ 305

11 ЛИТЕРАТУРА/ПОДЛОГИ 315

ЛИСТА НА СЛИКИ 316

ЛИСТА НА ТАБЕЛИ 323

ПРИЛОГ А – ВЛИЈАНИЕ НА ИЗГРАДБАТА НА НОВИТЕ ОБЈЕКТИ НА ВКУПНИТЕ ЗАГУБИ ВО ПРЕНОСНАТА МРЕЖА 328

1 ВОВЕД/ТЕХНИЧКИ СПЕЦИФИКАЦИИ

Изработката на студијата „Концепти за развој на преносната мрежа во одделните региони за долгорочен период“ претставува ажурирање на плановите за развој на електроенергетскиот систем (ЕЕС), како обврска на МЕПСО во согласност со правните прописи во Република Македонија (РМ). Имено, треба да се усогласи долгорочната визија за развојот на идната 400 kV и 110 kV преносна мрежа во ЕЕС на РМ, со очекуваната промена на оптоварувањето, земајќи ги предвид актуелните развојни планови на ЕВН - Македонија, Електрани на Македонија (ЕЛЕМ), како и приклучокот на нови корисници на преносната мрежа (новите директни потрошувачи и новите производители на електрична енергија (ЕЕ)).

Студијата е изработена со користење на детерминистичкиот пристап со повеќе сценарија во рамките на кој се анализираат можните работни состојби во иднина со занемарување на веројатноста на нивната појава. Сценаријата се дефинирани согласно променливите како што се временскиот пресек (2020, 2025, 2030 и 2040 година), изградбата на електрични централи, оптоварувањето на системот, хидрологијата, ангажираноста на електричните централи кои користат обновливи извори на енергија (ОИЕ) (посебно ветерни електрични централи (ВЕЦ)), изградбата на електрични централи на дистрибутивната мрежа итн. Преку анализата на повеќе сценарија целта е да се задоволат следните основни принципи:

- Постигнување на задоволителна сигурност во снабдувањето на потрошувачите на ЕЕ на територијата на РМ;
- Постигнување на задоволителна расположливост и капацитет на македонската преносна мрежа за несметано случување на активностите на сите учесници на пазарот на ЕЕ (производители, трговци и снабдувачи, како и други субјекти);
- Овозможување приклучок на нови корисници на преносната мрежа под еднакви, транспарентни и недискриминаторски услови;
- Интеграција на електричните централи кои користат ОИЕ.

Идната конфигурација на преносната мрежа на ЕЕС на РМ треба да биде доволно флексибилна и еластична, за да овозможи исполнување на сите претходно наведени принципи со што помала несигурност. За ова да се обезбеди, потребно е:

- Континуирано да се вложува во ревитализација, односно замена и реконструкција на дотраените елементи на преносната мрежа;
- Да се вложува во изградба на нови објекти на преносната мрежа (водови, трансформатори (ТР), инфраструктурата за информатичка технологија, итн.) врз основа на критериумите пропишани во Мрежните правила;
- Да се вложува во зафати кои ќе овозможат подобро искористување на постоечките и изградба на нови неопходни прекугранични капацитети;
- Да се користат модерни технологии во преносот на ЕЕ, како што е примената на нови спроводници со мал провес при ревитализација и зголемување на преносната моќ на постоечките далекуводи (ДВ), можно вградување на уреди базирани на енергетска електроника (FACTS), можно вградување на енергетски трансформатори со попречна регулација (управување на тековите на активни моќности), итн.
- Постојано унапредување и усовршување на сопствените човечки ресурси заради обврзувачкото учество во европските процеси под закрила на ENTSO-E и учество во други меѓународни организации (CIGRE, IEEE и др.).

Најголемите ризици во успешната реализација на претходно наброените принципи и планирани активности се неизвесните текови во стопанството на РМ, просторно - планските ограничувања и еколошките барања, несигурностите поврзани со изградбата на нови производни постројки и неизвесноста со стабилното и доволното финансирање за сите потребни активности.

II. ТЕХНИЧКИ СПЕЦИФИКАЦИИ

Концепти за развој на преносната мрежа во одделните региони за долгорочен период

Техничка спецификација за набавка на услуги

1. Вовед

Планирањето на електроенергетскиот и преносниот систем 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. Резултат се развојни планови и студии со издржана визија за развој на мрежата, во краткорочни и долгорочни временски рамки.

Според Законот за енергетика МЕПСО како Оператор на електропреносниот систем е одговорен за долгорочно планирање на развојот на електропреносниот систем. Во 2011 година МЕПСО изработи Студија за развој на преносниот систем за наредните 10 години, „Студија за развој на преносната мрежа на Република Македонија во периодот 2010 – 2020 година".

Според Мрежните правила за пренос на електрична енергија, МЕПСО има обврска редовно да ги ажурира своите развојни планови за да може да го следи развојот на останатите субјекти во енергетскиот сектор и да може да одговори на барањата на постојните и новите корисници. Одделни влезни податоци во процесот на планирање, како прогнозата на оптоварувањето, зависат од политичките, социо-економските, демографските и климатските промени. Со цел да се избегне предимензионирање/поддимензионирање на мрежата, потребно е овој тип на податоци редовно да се ажурираат така што ќе бидат во чекор со најновите случувања и промени во земјата и регионот.

Изминатиов период има промени во развојните планови на дистрибутивната компанија ЕВН Македонија и на компанијата за производство на електрична енергија, ЕЛЕМ. Неопходно е да се направи увид на постојната состојба и да се усогласи развојот на преносната мрежа со развојот на ЕВН Македонија и ЕЛЕМ.

Неопходно е да се дефинира јасен концепт, начела и стратегија за развојот на 110 kV и 400 kV напонско ниво и улогата на одделни водови во преносот на електрична енергија.

Потребно е да се дефинира долгорочна визија за идната топологија на 400 kV преносна мрежа во Македонија и да се идентификуваат главните 400 kV напојни јазли во земјата, по региони.

Потоа, во различни региони од преносната мрежа, потребно е да се препознаат оптималната конфигурација на 110 kV водови кои вршат преносна функција во регионот. Истовремено, да се препознаат 110 kV водови со локална функција за снабдување на електрична енергија, кои ја губат преносната улога.

На тој начин, треба да се добие визија за развој на преносната мрежа со минимален број на преносни елементи (водови и трансформаторски станици).

За таа цел АД МЕПСО има потреба од **Студија со концепти за развој на преносната мрежа во одделни региони за долгорочен период (Студија),** во која:

- ќе се ревидираат постојните подлоги за прогноза на електрична енергија и моќност за наредниот период,
- ќе се направи ревизија на постојниот план за ревитализација на преносните елементи,
- планирањето на 110 kV преносна мрежа да се усогласи со развојните планови на ЕВН Македонија и ЕЛЕМ,

- 110 kV преносна мрежа ќе се анализира, реконфигурира и надградува по региони.

Студијата да ги опфати следните теми:

- Ревизија на билансот на електрична енергија и моќност за разгледуваниот период.
- Преглед на развојните планови на ЕВН Македонија и ЕЛЕМ .
- Дефинирање на мрежни модели и сценарија.
- Мрежни анализи, издвојување на потенцијални проблемите и предлог решенија за нивно надминување.
- Дефинирање на концепт и визија за развој на 400 kV преносна мрежа и 110 kV преносна мрежа по региони.
- Резиме со листа на предлози за изградба на нови, како и ревитализација на постојните елементи на преносната мрежа.

2. Опис на услугите

2.1. Обем на работа

1. Ревизија на подлогите кои се влезни податоци во Студијата

Студијата треба да направи ревизија на постојните подлоги за планирање:

- Прогноза на потрошувачка на електрична енергија и моќност на корисниците (дистрибутивни и индустриски потрошувачи директно приклучени на преносна мрежа).
- Податоци за постојните и нови електрични централи (пензионирање на објекти, планирана надградба или намалување на производството, типови на гориво, локација, динамика на градба и сл.).
- Прогноза на билансот на електрична енергија и моќност (анализа на потенцијалните вишоци/недостатоци на електрична енергија и моќност и проценка на размената со соседните системи).

2. Усогласување на развојните подлоги и планови со корисниците на преносниот систем

Неопходно е да се направи увид на постојната состојба и да се усогласи развојот на преносната мрежа со развојот на ЕВН Македонија и ЕЛЕМ. Да се идентификува во кои проекти има временско задоцнување во реализацијата, каде има целосно откажување на инвестиции и кои се нови планирани инвестиции.

Усогласување на развојните подлоги и планови со останатите корисници на преносниот систем: потрошувачи директно приклучени на преносната мрежа, дирекција за технолошки индустриски развојни зони, соседни оператори на преносниот систем, планови на ENTSO-E, итн.

3. Модели на преносна мрежа

Моделите на преносната мрежа потребно е да се изработат во формат и ниво на детали погоден за пресметка на наизменични текови на моќност и анализа на куса врска. За да се опфати електричното влијание и на соседните системи, потребно е да се користи поширок модел. Имајќи ја предвид формата на влезните податоци и типот на пресметките на софтверскиот пакет PSS/E, или еквивалентно, кој се користи во МЕПСО за анализа и планирање на преносната мрежа, се предвидува изработка на интегрален регионален модел со ниво на детали погоден за сите видови пресметки:

- Модел на комплетната преносна мрежа на Македонија (110 kV – 400 kV), вклучувајќи ги сите генератори и соодветните блок-трансформатори приклучени на преносната мрежа и 110/x kV трансформатори.
- Модел на преносната мрежа на регионот од Југоисточна Европа.

Притоа, за моделирање на регионот од ЈИЕ ќе се користи најсоодветниот модел кој ќе биде на располагање (SECI TSP модел, и/или ENTSO-E референтен модел), прилагоден за потребите на Студијата.

4. Дефинирање на сценарија

Несигурноста во развојните планови, односно неизвесностите во прогнозите, се предлага да се земе предвид со анализа на поголем број сценарија (multi-scenario analysis). Неизвесности кои ќе се земат предвид со овој пристап се следни:

- пораст на оптоварувањето,
- локација и големина на новите електрични централи,
- варијација на хидролошките услови, што се одразува на варијација на потребите од увоз или извоз на моќност,
- регионални транзити на моќност во различни правци,
- интегрирање на ОИЕ.
-

5. Мрежни анализи

Студијата се базира на следните анализи:

- баланс на електрична енергија и моќност,
- анализи на текови на моќности и напони (Load Flow),
- пресметка на GTC – преносни можности меѓу одделни региони во преносната мрежа на Македонија, како и прекугранични преносни капацитети,
- контрола на напонски прилики и регулација на реактивна моќност (OPF),
- пресметка на големината на струите на куси врски.

Анализите во детали ќе ја третираат преносната мрежа по однапред дефинирани региони во Македонија.

6. Заклучоци, концепти и планови

Со претходно споменатите типови на анализи се проверува дали има нарушување на техничките критериуми при анализа на сценаријата. По идентификација на проблемите се предлагаат можните решенија.

Резултат се развојни планови со издржана визија за развој на мрежата.

Временската рамка за имплементација на решенијата може да биде краткорочна (наредни три години), среднорочна (наредни пет години) или долгорочна (наредни десет години)

Концептите за развој на преносната мрежа да се систематизирани по одделни конзумни подрачја односно региони.

2.2. Подлоги

При изработка на Студијата, како подлоги,Носителот на набавката треба да ги користи следните документи:

- Стратешки документи
  - *Стратегија за развој на енергетскиот сектор на Република Македонија до 2035 година.*
  - *Стратегија за искористување на обновливите извори на енергија во Република Македонија до 2020 година, Министерство за економија, 2010, Скопје.*
  - Енергетски биланси на Република Македонија за изминатите години.

- Стратешки развојни планови на ЕВН Македонија и ЕЛЕМ.
- *Студија за развој на преносната мрежа на Република Македонија за периодот 2010-2020.*
- Европската асоцијација на преносни систем-оператори (ENTSO-E):
- *The Ten-Year Network Development Plan 2016.*
- *Regional Investment Plan 2015(Common Planning Study).*
- Национална регулатива:
- *Мрежни правила за пренос на електрична енергија*, (Службен весник на РМ бр. 12/2015).
- *Закон за енергетика*, (Службен весник на РМ бр. 16/2011, 136/2011, 79/2013, 164/2013, 41/2014, 151/2014 и 33/2015).
- *Правила за пазар на електрична енергија*, (Службен весник на РМ бр. 38/2014, 57/14 и 103/2014).
- Останати меѓународни или национални документи и студии, по предлог на Носителот на набавката или на барање на АД МЕПСО.
- Сите извештаи и документи кои се на располагање и се во интерес на изработка на Студијата.
- Податоци за преносната мрежа: мрежни модели за стационарна состојба, работни режими, карактеристики на оптоварување.

Зависно од моментот за реализација на активностите, Носителот на набавката треба да ја користи финалната верзија, или пак последната нацрт верзија, на наведените документи. Доколку Носителот на набавката не ги поседува горенаведените документи, по негово барање МЕПСО ќе ги стави на располагање.

2 ОСНОВНИ ТЕХНИЧКИ И ЕНЕРГЕТСКИ КАРАКТЕРИСТИКИ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИОТ СИСТЕМ НА РЕПУБЛИКА МАКЕДОНИЈА

Во оваа глава е направен основен преглед на постоечката состојба на изграденост на ЕЕС на РМ, со акцент на објектите на преносната мрежа. За изминатиот период од 2009 до 2015 година, прикажани се и основните показатели на потрошувачката на ЕЕ, максималното и минималното оптоварување на системот и размената на ЕЕ. Дополнително е дадена и статистика на погонски настани, односно нерасположливоста на 400 kV и 110 kV водови на преносната мрежа.

2.1 ТЕХНИЧКИ КАРАКТЕРИСТИКИ НА ЕЕС НА РЕПУБЛИКА МАКЕДОНИЈА

2.1.1 Податоци за електричните централи

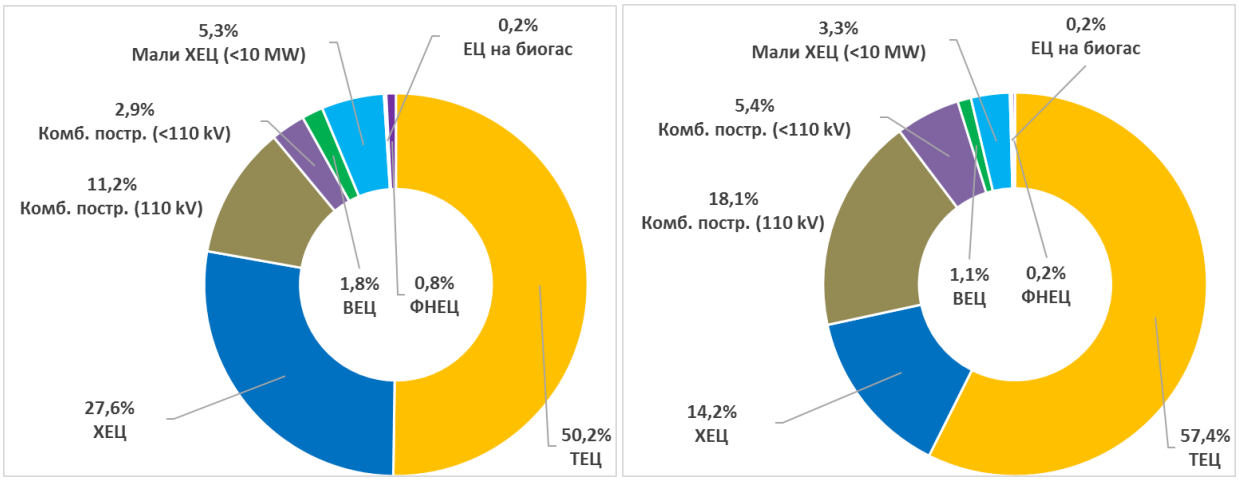
Електричната енергија во ЕЕС на РМ се произведува во термоелектрични централи (ТЕЦ), хидроелектрични централи (ХЕЦ), комбинирани постројки за производство на електрична и топлинска енергија (термоелектрични централи – топлани ТЕТО), една ВЕЦ, фотонапонски електрични централи (ФНЕЦ) и електрични централи на биомаса/биогас. Согласно податоците од МЕПСО, вкупната инсталирана моќност на електричните централи во РМ во 2015 година изнесувала 2055 MW.

Согласно податоците од МЕПСО, во вкупните производни капацитети, ТЕЦ учествуваат со 50,2 % и со вкупна инсталирана моќност (1032 MW), големите ХЕЦ со 27,6 % (567 MW), комбинираните електрични централи со 14,1 % (230 + 60 MW), малите ХЕЦ со 5,3 % (108,6 MW), додека останатите електрични централи имаат вкупно учество помало од 2 % во вкупната инсталирана моќност. Учеството во вкупното годишно проектирано производство на електричните централи е: ТЕЦ (57,4 %), комбинираните (23,5 %) и ХЕЦ (14,2 %, проектирано производство за нормална хидрологија), додека останатите видови произведуваат околу 5 %. (Табела 2.1 и Слика 2.1).

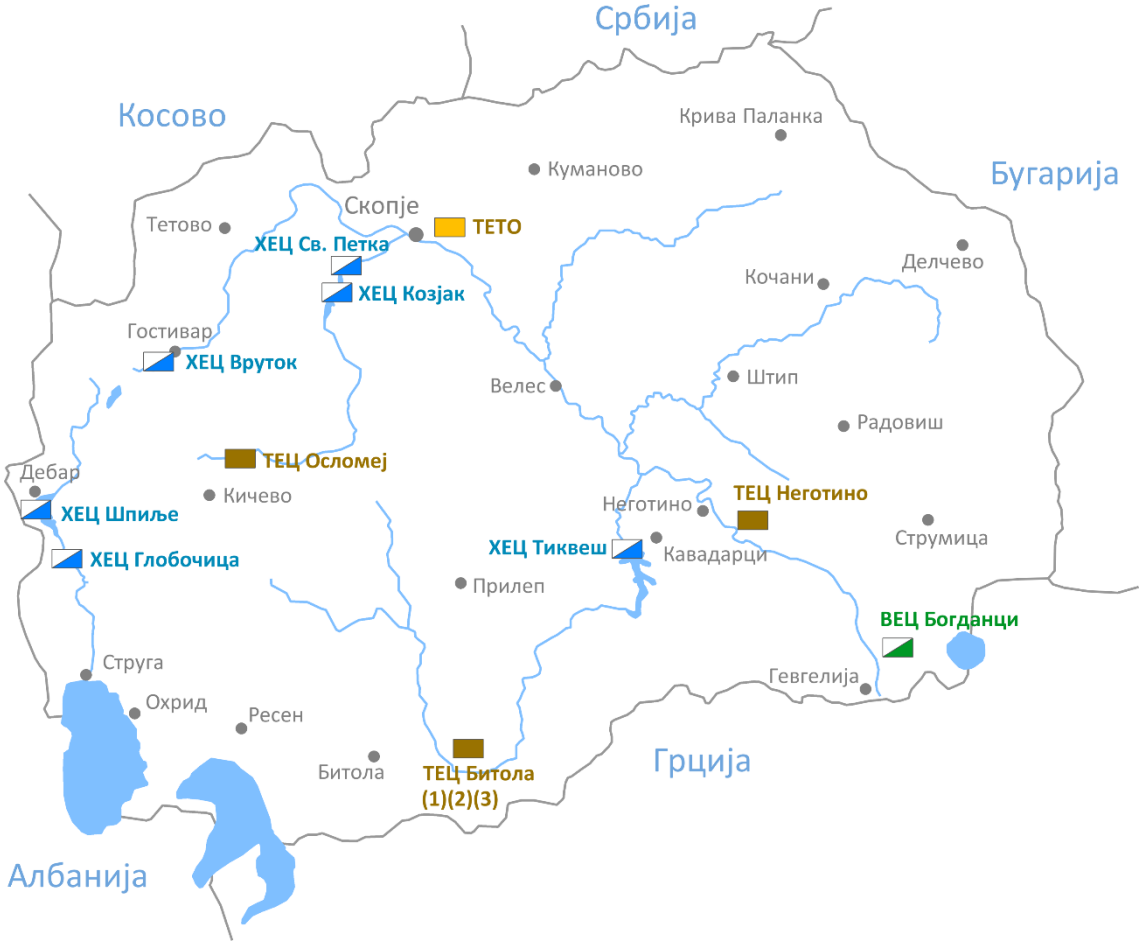
Табела 2.1 Инсталирана моќност и проектирано годишно производство на електричните централи во РМ (извор: МЕПСО)

Производен објект	Инсталирана моќност		Просечната годишно производство	
	[MW]	[%]	[GWh]	[%]
Термоелектрични централи	1032	50,2%	5068	57,4%
Хидроелектрични централи	567	27,6%	1254	14,2%
Комбинирани постројки (110 kV)	230	11,2%	1600	18,1%
Комбинирани постројки (<110 kV)	60	2,9%	480	5,4%
Ветерни електрични централи	36,8	1,8%	100	1,1%
Мали хидроелектрични централи (<10 MW)	108,6	5,3%	289	3,3%
Електрични централи на биогас	4,0	0,2%	17	0,2%
Фотонапонски електрични централи	16,7	0,8%	21	0,2%
ВКУПНО	**2.055**	**100,0%**	**8.829**	**100,0%**

Од вкупно 2055 MW инсталирана моќност на електричните централи во ЕЕС на РМ, 68 % од инсталираната моќност (1398 MW) се приклучени на мрежата 110 kV, 23 % од моќноста (468 MW) е приклучена на мрежата 400 kV, додека производството на останатите 9% од инсталираната моќност (189 MW) е приклучено на среднонапонската мрежа. Просторната положба на постоечките електрични централи во РМ кои се приклучени на преносната мрежа, прикажан е на следната слика (Слика 2.2).



Слика 2.1 Учество во инсталираната моќност (лево) и во проектирано годишното производство (десно) на поединечните типови на електрични централи во РМ



Слика 2.2 Мапа на постоечки постројки за производство на ЕЕ приклучени на преносната мрежа

ТЕЦ

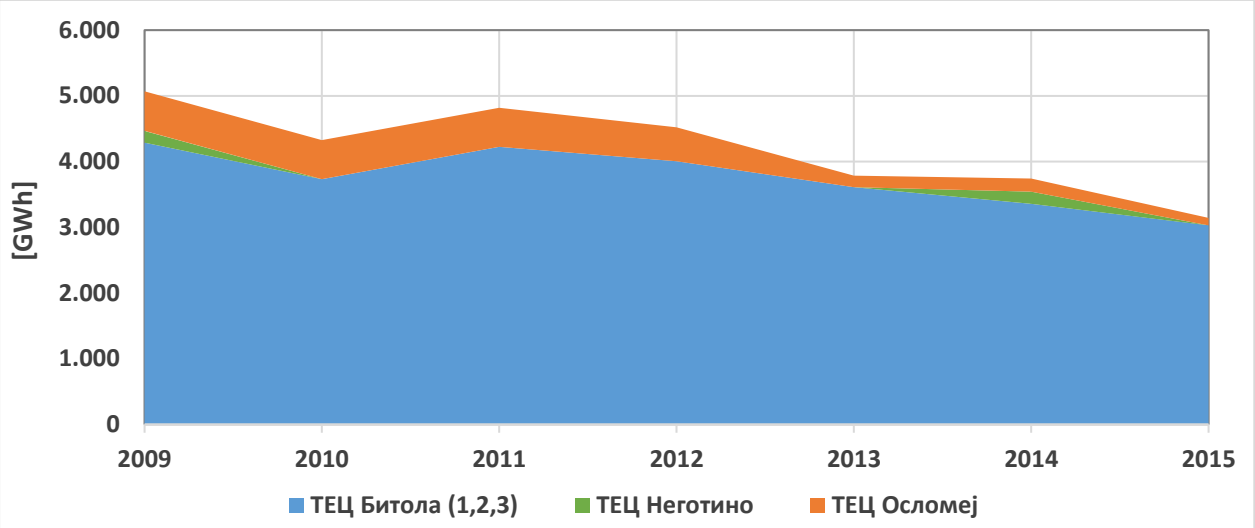
Вкупната инсталирана моќност на поголемите ТЕЦ во ЕЕС на РМ изнесува 1032 MW (Табела 2.2) од кои две ТЕЦ како гориво користат јаглен (Битола, Осломеј) и една која користи мазут (Неготино). Сите ТЕЦ се приклучени на преносната мрежа и тоа на 110 kV (Битола 1, Осломеј, Неготино) и 400 kV (Битола 2, Битола 3). Заради високите трошоци за производство, предизвикани од високата цена

на мазутот, последните десетина години ТЕЦ Неготино е вообичаено надвор од работа и служи како резерва.

ТЕЦ се во доминантна сопственост на Електрани на Македонија (ЕЛЕМ), освен ТЕЦ Неготино која е во сопственост на посебно акционерско друштво (АД ТЕЦ Неготино). Во изминатиот период 2009 - 2015 година, ТЕЦ просечно произведувале 4,2 TWh/годишно, доминантно од страна на ТЕЦ Битола (просечно производство од 3,75 TWh/годишно) (Слика 2.3). Производството на ТЕЦ од 2011 година, континуирано опаѓа, првенствено заради намалувањето на производството на ТЕЦ Битола и ТЕЦ Осломеј.

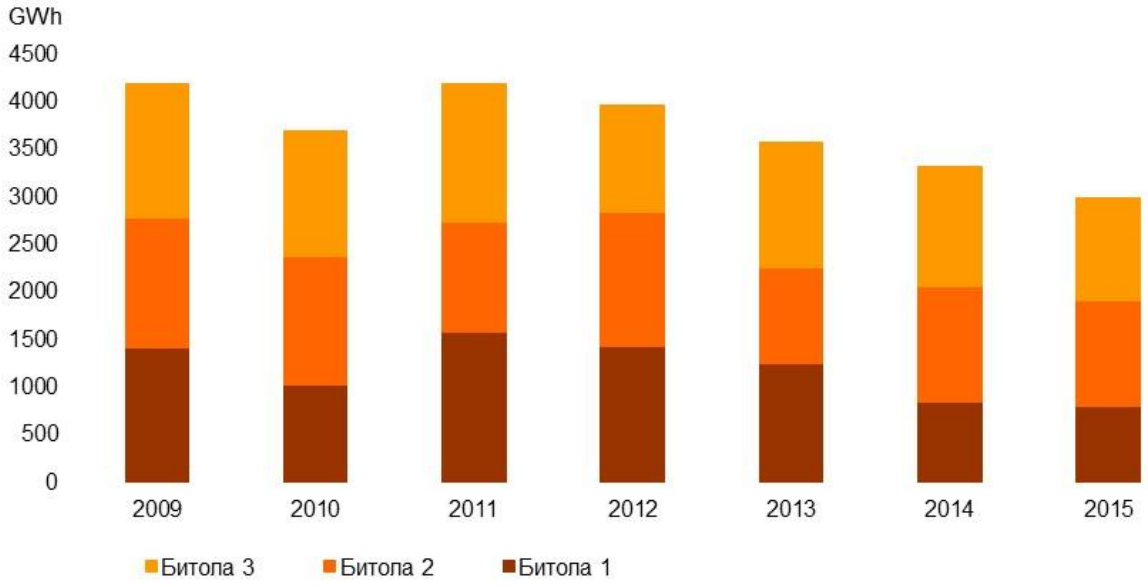
Табела 2.2 Основни податоци за ТЕЦ (извор: МЕПСО)

ТЕЦ	Инсталирана моќност [MW]	Нето производство [GWh]	Година на пуштање	Работни саати	Основно гориво	Енергетска вредност на горивото
Битола 1	234	1467	1982	7768	јаглен	7908
Битола 2	234	1467	1984	7733	јаглен	7908
Битола 3	234	1467	1988	7770	јаглен	7908
Осломеј	120	550	1980	7256	јаглен	7667
Неготино	210	117	1978	7852	мазут	40190
ВКУПНО	**1032**	**5068**				



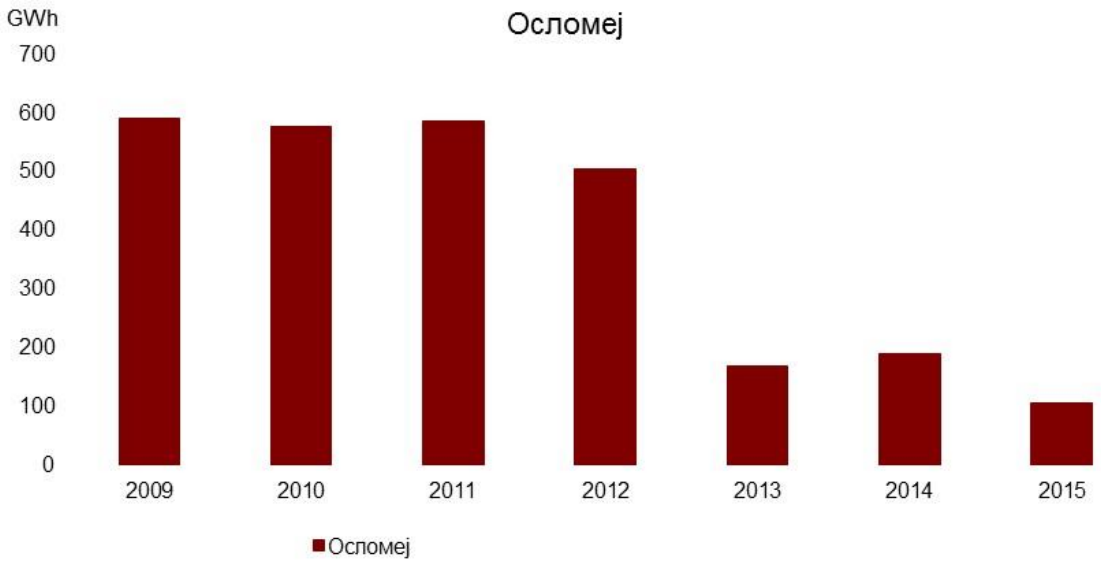
Слика 2.3 Годишно производство на ТЕЦ во периодот 2009 - 2015 (извор: МЕПСО)

Следната слика го прикажува производството на ЕЕ на трите блока во ТЕЦ Битола, во периодот 2009 – 2015 година. Сликата покажува видливо намалување на годишното производство на трите блока во ТЕЦ Битола во периодот после 2011 година. Главната причина за оваа состојба е користењето јаглен со многу полош квалитет и калорична моќ во однос на претходниот период. Лошиот квалитет на јагленот и неговата ниска калорична моќ резултира со значително зголемување на користењето на мазут во производството на ЕЕ, со цел одржување на работните параметри за производство на ТЕЦ Битола на граница блиска до техничкиот минимум на блоковите. Исто така во периодот после 2011 година се спроведува интензивна ревитализација на котлите за блоковите 2 и 3, која требаше да резултира со постигнување на проектираното годишно производство со моментално користениот јаглен. Меѓутоа, податоците за производството во 2015 година, покажуваат дека зголемувањето на производството не е постигнато и дека ревитализацијата не ги дала посакуваните ефекти.



Слика 2.4 Годишно производство на ТЕЦ Битола во периодот 2009 – 2015 (извор: МЕПСО)

Производството на ТЕЦ Осломеј после 2008 година, кога е постигнато рекордно производство од 661,4 GWh, започнува да опаѓа поради исцрпувањето на резервите од јаглен и после 2012 година годишното производство паднало под 200 GWh, а во 2015 година производството изнесувало 106,5 GWh. Со оглед на тоа што рудникот во близината на електричната централата е веќе исцрпен, одреден период се носени помали количини на јаглен од ТЕЦ Битола, но ТЕЦ Осломеј не е повеќе во состојба да го постигне проектираното производство.



Слика 2.5 Годишно производство на ТЕЦ Осломеј во периодот 2009 – 2015 (извор: МЕПСО)

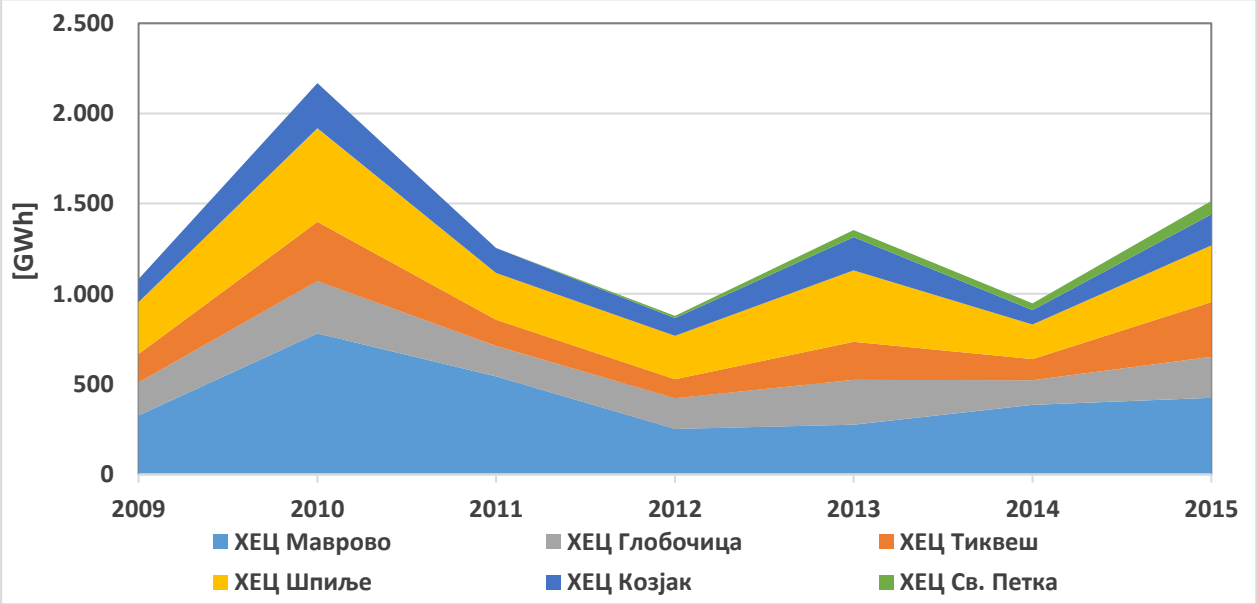
ХЕЦ

Во рамките на ЕЕС на РМ се наоѓаат осум ХЕЦ во сопственост на ЕЛЕМ, со инсталирани моќности од 13 MW до 166 MW. Во минатиот период 2009 - 2015 година, ХЕЦ просечно произведувале 1,25 TWh/годишно. Вкупната инсталирана моќност на ХЕЦ поголеми од 10 MW во ЕЕС на РМ изнесува 567 MW (Табела 2.3). На преносната мрежа 110 kV, приклучени се шест ХЕЦ (Вруток, Глобочица,

Тиквеш, Шпиље, Св.Петка и Козјак), додека на дистрибутивната мрежа се приклучени ХЕЦ Равен и ХЕЦ Врбен[1]. Повеќето ХЕЦ се од акумулациски тип.

Табела 2.3 Основни податоци за ХЕЦ во сопственост на ЕЛЕМ (извор: МЕПСО)

ХЕЦ	Број на агрегати	Инсталирана моќност [MW]	Нето производство [GWh]	Година на пуштање	Тип на ел.централа	Волумен 10^6 m^3
Врутоk	4	166	300	1957/1973	акумулациона	277
Равен	3	22	33	1959/1973	проточна	
Врбен	2	13	30	1959	проточна	
Глобочица	2	42	191	1965	акумулациона	15
Тиквеш	4	116	184	1968/1981	акумулациона	272
Шпиље	3	84	300	1970	акумулациона	212
Св.Петка	2	37	66	2012	акумулациона	-
Козјак	2	88	150	2004	акумулациона	260
ВКУПНО	**22**	**567**	**1254**			



Слика 2.6 Годишно производство на ХЕЦ приклучени на мрежата 110 kV во периодот 2009 - 2015 (извор: МЕПСО)

Вообичаеното производство на ХЕЦ изнесува околу 1600 GWh за влажна хидролошка година, околу 1200 GWh за нормална, а околу 800 GWh за сува хидролошка година. Во 2010 година е постигнато рекордно годишно производство на ХЕЦ од 2185 GWh, заради екстремно поволната хидрологија. Во разгледуваниот период 2009 - 2015 година, две години биле хидролошки исклучително поволни (2010 и 2015), две до три години биле карактеристични по нормалната хидрологија (2009, 2011, 2013), додека две години (2012, 2014) можеме да ги означиме како хидролошки суви години. Годишното производство на ХЕЦ во разгледуваниот период било помеѓу 887 GWh и 2185 GWh.

[1] ХЕЦ Врбен и ХЕЦ Равен се приклучени на 35 kV, меѓутоа се дел од хидросистемот Врутоk и ЕЕ ја пласираат преку 35 kV-ните собирници во ХЕЦ Врутоk и затоа се класифицираат како големи ХЕЦ (ХЕЦ Маврово).

Комбинирани постројки

Во рамките на ЕЕС на РМ се наоѓаат три термоелектрични централи - топлани кои произведуваат топлинска и ЕЕ во комбиниран процес. Најголема е ТЕ-ТО со моќност 230 MW, приклучена на мрежата 110 kV во Скопје. Останатите комбинирани постројки имаат моќност по 30 MW (Когел, ЕЛЕМ Енергетика) и се приклучени на дистрибутивната мрежа. Вообичаеното годишно производство на ТЕ-ТО е помеѓу 200 GWh и 340 GWh, додека ЕЛЕМ Енергетика произведува околу 7-8 GWh, а КОГЕЛ Север околу 1-4 GWh [8].

Вкупното проектирано годишно производство на комбинираните постројки изнесува 2080 GWh (ТЕТО 1600 GWh, ЕЛЕМ Енергетика 240 GWh, Когел 240 GWh), што значи дека овие постројки произведуваат многу помала количина на ЕЕ, во однос на она што било предвидено при нивната изградба.

ВЕЦ

Првата и до сега единствена ВЕЦ во РМ е изградена и пуштена во работа 2014 година. ВЕЦ Богданци е лоцирана на југоистокот на земјата и се состои од 16 Siemens ветротурбини со поединечна моќност од 2,3 MW, сместени на столбови со висина 80 m, што дава вкупна инсталирана моќност од 36,8 MW. ВЕЦ Богданци е приклучена на мрежата 110 kV, а производството се инјектира во преносната мрежа преку радијален вод Богданци - Валандово. ВЕЦ Богданци се планира да се прошири до вкупна моќност од 60 MW.

Согласно податоците на МЕПСО, ВЕЦ Богданци произвела во 2015 година 120,8 GWh ЕЕ, што дава многу висока вредност на еквивалентниот број на часови работа годишно со максимална моќност од 3281 часа и укажува на исклучително поволната локација на оваа ВЕЦ. Со одлуката за повластени тарифи од 2013 година, Владата на РМ дефинирала дека ќе го поттикнува производството од ВЕЦ со вкупна моќност од 65 MW до крајот на 2016 година, вкупна моќност од 100 MW до крајот на 2020 година и 150 MW до крајот на 2025 година [10].

Мали ХЕЦ

Согласно податоците на МЕПСО, моќноста на старите и новите мали ХЕЦ изнесува 109 MW, од кои 51 MW во старите мали ХЕЦ (вклучувајќи ги ХЕЦ Калиманци и ХЕЦ Матка) и 58 MW во новите мали ХЕЦ (31.12.2015).

Согласно доставени податоци од МЕПСО, заклучно со 31. 12. 2015 година, во ЕЕС се изградени 58 мали ХЕЦ со вкупна моќност 57,948 MW со повластена тарифа. Малите ХЕЦ годишно произведуваат помеѓу 150 и 250 GWh ЕЕ [8], од кои новите мали ХЕЦ произведуваат околу 100 GWh/годишно (производството во 2015 година изнесува 108,645 GWh).

Електрични централи на биогас

Согласно доставените податоци од МЕПСО, во рамките на ЕЕС на РМ заклучно со 31. 12. 2015 година се наоѓаат 2 ТЕЦ на биогас со вкупна инсталирана моќност од 3,999 MW. Поединечните моќности на овие електрични централи изнесуваат од 999 kW и 3000 kW.

Со одлуката за повластени тарифи од 2013 година, Владата на РМ дефинирала дека ќе го поттикнува производството од електрични централи на биогас со вкупна моќност од 6 MW [10]. Согласно податоците на МЕПСО, во 2015 година електричните централи на биогас произвеле 17,7 GWh ЕЕ.

ФНЕЦ

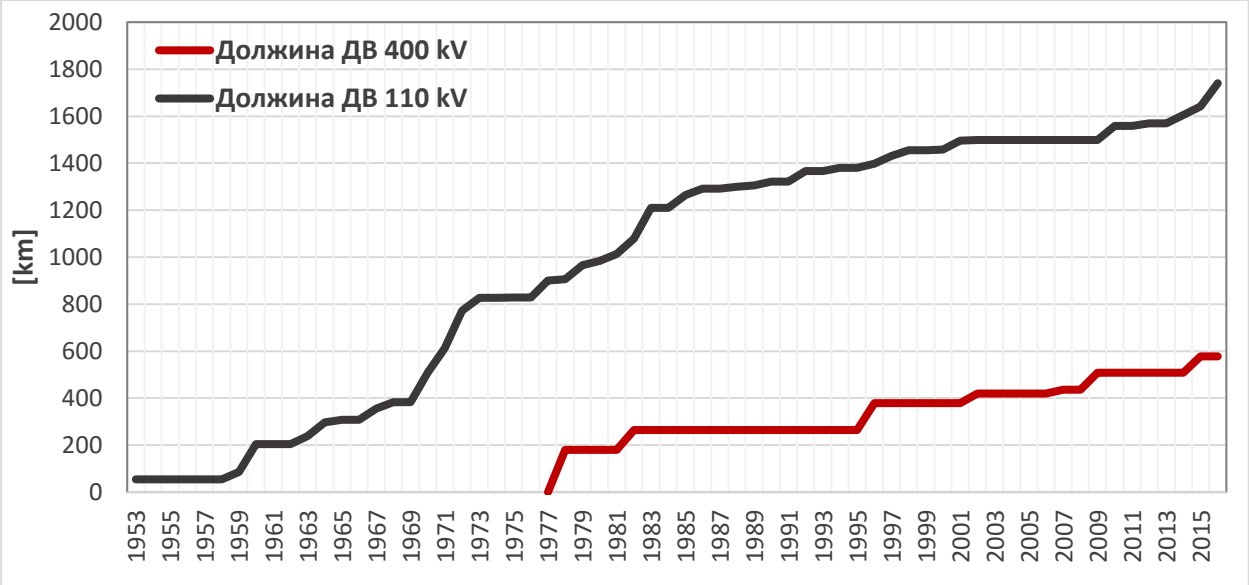
Спрема податоците на МЕПСО, вкупната инсталирана моќност на ФНЕЦ заклучно со 31. 12. 2015 година изнесувала 16,7 MW, од кои 3,65 MW ФНЕЦ со моќност до 50 kW и 13 MW со моќност од 50 kW до 1000 kW. Вкупно во работа биле 101 разгледувани постројки од овој тип.

Со одлуката за повластени тарифи од 2013 година, Владата на РМ дефинирала дека ќе го поттикнува производството од ФНЕЦ (со единечна моќност до 50 kW) до вкупна моќност од 4 MW и ФНЕЦ (со единечна моќност од 50 kW до 1 MW) до вкупна моќност од 14 MW [9]. Сите ФНЕЦ се во приватна сопственост. Спрема податоците на МЕПСО од 2015 година, ФНЕЦ произвеле вкупно 21,8 GWh ЕЕ.

2.1.2 Изграденост на преносната мрежа

Преку македонската преносна мрежа, која се состои од далекуводи и трансформаторски станици (ТС) со напонско ниво од 400 kV-и и 110 kV-и, меѓусебно се поврзани поголемите електрични централи (ТЕЦ, ХЕЦ, и моментално една ВЕЦ), потрошувачите кои се директно напојувани од преносната мрежа и дистрибутивните мрежи 35 kV, 20 kV, 10 kV, 6 kV и 0,4 kV. Во мрежата постојат и два водови 220 kV кои се врска со Косово, но веќе подолго време се надвор од работа (МЕПСО има одлука напонското ниво 220 kV да се напушти и не е веќе во употреба).

Кога се разгледува староста на преносната мрежа во РМ, може да се заклучи дека во просек 1 km вод 400 kV е изграден во 1993 година (просечна старост 23 години), додека во просек 1 km вод 110 kV е изграден во 1981 година (просечна старост 35 години). Имено, изградбата на преносната мрежа 110 kV во РМ започнала во 50-тите години на минатиот век, додека изградбата на мрежата 400 kV започнала во 70-тите години на минатиот век. Историскиот развој на вкупната изграденост на преносната мрежа во РМ, прикажан е на сликата (Слика 2.7). Прикажаните податоци се однесуваат на сите преносни водови во РМ за кои се достапни податоци, независно од сопственоста на водовите (МЕПСО, ЕЛЕМ, ЕВН, директни потрошувачи).



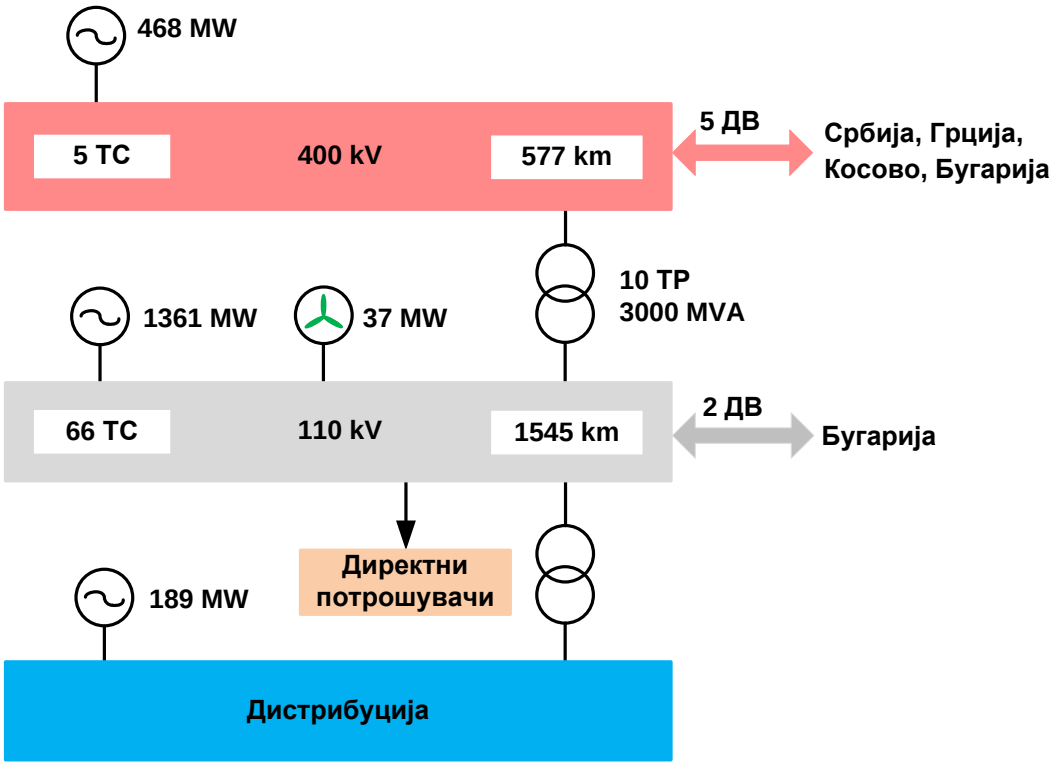
Слика 2.7 Историски преглед на изградбата на водовите на преносната мрежа во РМ

Денес на подрачјето на РМ се изградени 12 водови на напонско ниво 400 kV, од кои за 577 km е надлежен МЕПСО и преку 115 водови на напонско ниво 110 kV, од кои за 1545 km е надлежен МЕПСО. Изградени се и 5 ТС 400/110 kV со вкупно 10 мрежни (интерконективни) енергетски трансформатори со вкупна инсталирана моќност од 3000 MVA. Со ЕЕС на РМ се управува од диспечерски центар кој е сместен во Скопје. Функциите на пренос на ЕЕ, водење на ЕЕС и оператор

на пазарот на ЕЕ ги извршува МЕПСО. Основните податоци за изграденоста на преносната мрежа која е во сопственост на МЕПСОО, прикажани се во табелата (Табела 2.4), додека блок шемата на ЕЕС на РМ е дадена на сликата (Слика 2.8).

Табела 2.4 Вкупна должина на далекуводите и основни податоци за трансформаторските станици во ЕЕС на РМ (извор: МЕПСО)

Преносни водови			
Напонско ниво	400 kV	110 kV	Вкупно
Должина [km]	577	1545	2122
Трансформаторски станици			
Преносен однос	400/110 kV/kV	110/X kV/kV	Вкупно
Број на ТС	5	66	71
Број на трансформатори	9 + 1	-	10
Инсталирана моќност (MVA)	3000	-	3000

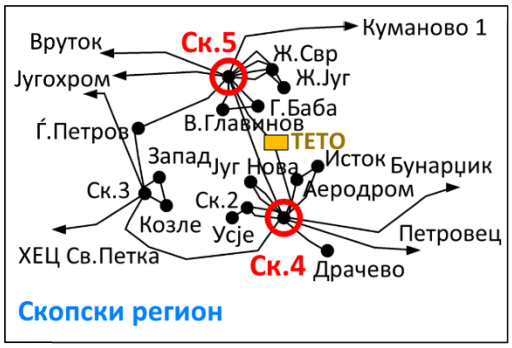


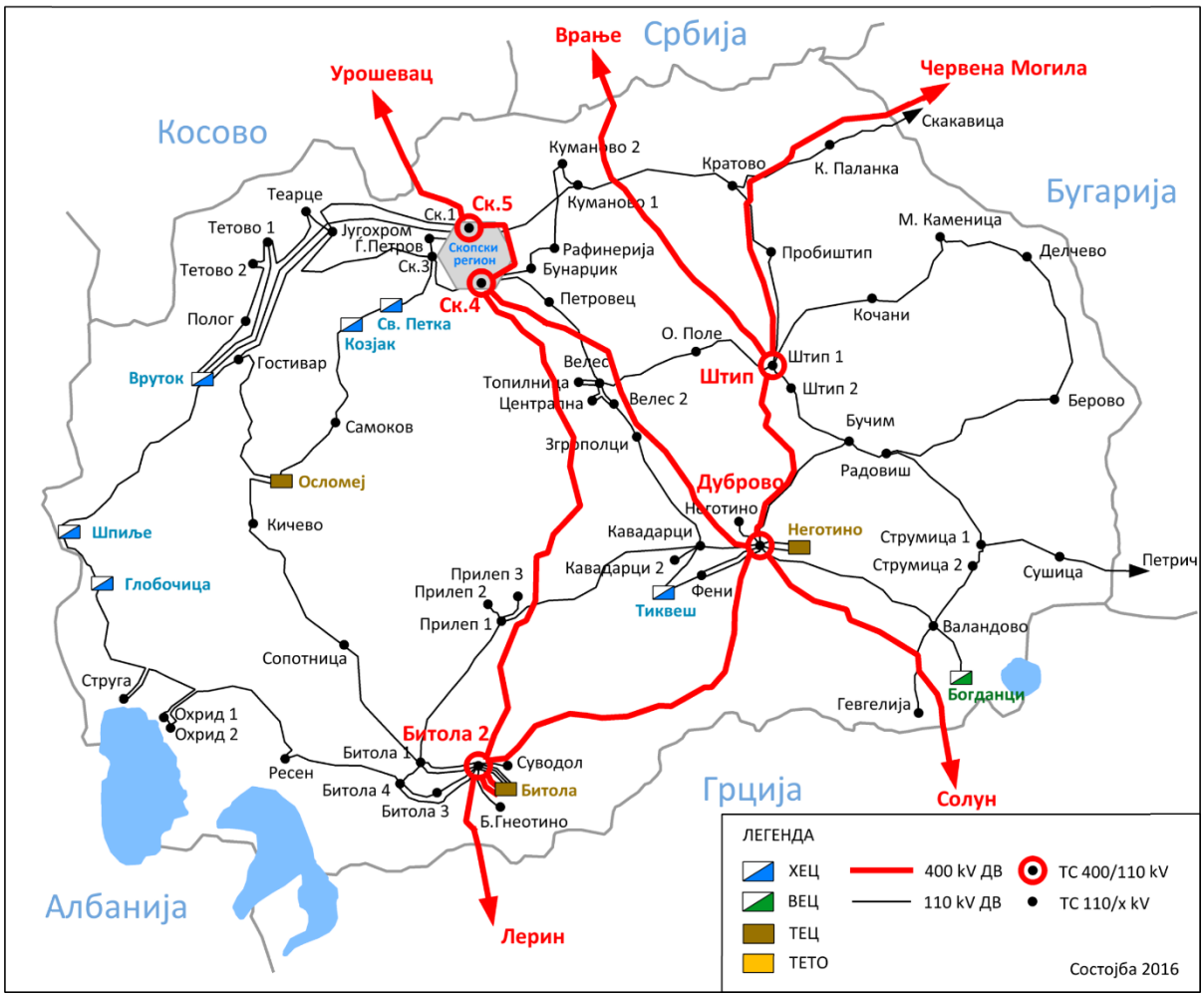
Слика 2.8 Блок шема на постоечкиот ЕЕС на РМ (2016 година)

Македонскиот преносен систем е цврсто поврзан со соседните системи на Бугарија, Србија, Косово и Грција преку пет водови 400 kV, од кои секој има трајно дозволено оптоварување од околу 1300 MVA. Со секоја соседна земја, освен со Албанија, ЕЕС на РМ е поврзан со еден вод 400 kV, а со Грција е поврзан со два такви водови (Табела 2.5). Новата врска 400 kV со Албанија (ДВ Битола - Охрид - Елбасан) е планирана за изградба во краткорочен период. Покрај интерконективните водови 400 kV, изградени се и два водови 110 kV помеѓу РМ и Бугарија, но ти е се најчесто надвор од работа. Постоечката состојба на изграденост на преносната мрежа во РМ е прикажана на сликата (Слика 2.9), со посебно издвоено поширокото подрачје на градот Скопје.

Табела 2.5 Интерконективни водови во РМ

Интерконективни водови			Тип на спроводници	Должина во РМ [km]	Година
Србија	400 kV	ТС Штип 1 - ТС Врање	ACSR 2x490/65 mm^2	70,2	2015
Грција	400 kV	ТС Битола 2 - ТС Мелити	ACSR 2x490/65 mm^2	17,3	2007
	400 kV	ТС Дуброво - ТС Солун	ACSR 2x490/65 mm^2	54,7	1978
Косово	400 kV	ТС Скопје 5 - ТС Косово Б	ACSR 2x490/65 mm^2	22,7	1978
Бугарија	400 kV	ТС Штип 1 - ТС Црвена Могила	ACSR 2x490/65 mm^2	71,3	2009
	110 kV	ТС К. Паланка - ТС Скакавица	ACSR 240/40 mm^2	12,8	1994
	110 kV	ТС Сушица - ТС Петрич	ACSR 240/40 mm^2	11,1	1979

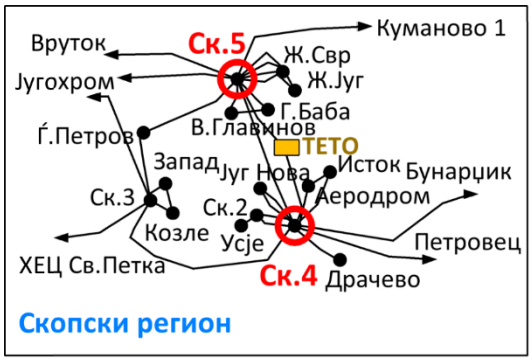


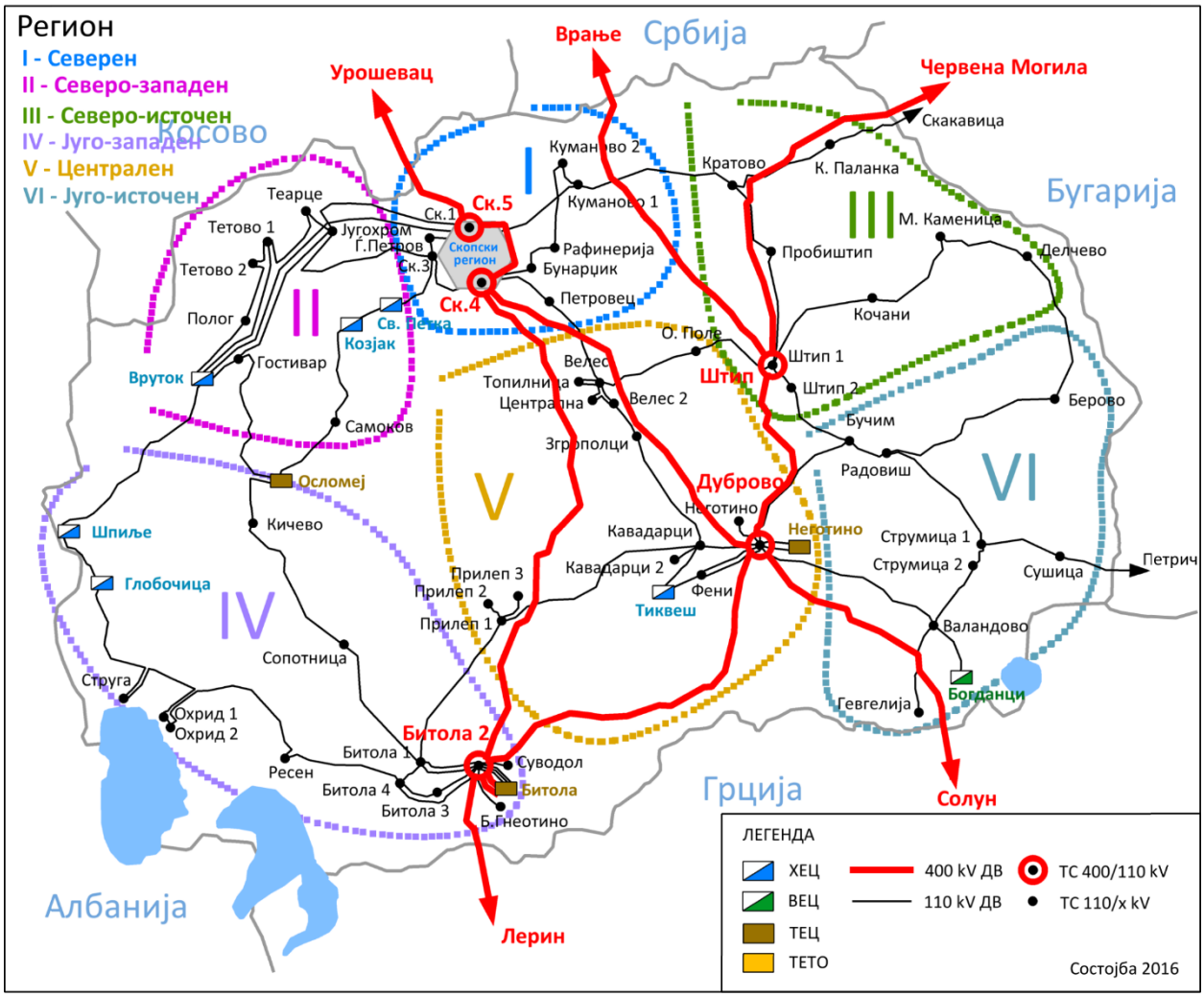


Слика 2.9 Преносна мрежа на ЕЕС на РМ (состојба 2016)

Заради истакнување на одредени специфичности на секое подрачје, преносната мрежа е поделена на 6 региони (Слика 2.10):

- I Северен регион
- II Северо-западен регион
- III Северо-источен регион
- IV Југо-западен регион
- V Централен регион
- VI Југо-источен регион





Слика 2.10 Региони на преносната мрежа на РМ (состојба 2016)

2.1.3 Изграденост на дистрибутивната мрежа

Дистрибутивната мрежа во РМ во најголем дел е сопственост на ЕВН Македонија. Мал дел на мрежата е сопственост на ЕЛЕМ Енергетика, лоцирана во Железарата во Скопје. Дистрибутивната мрежа се состои од надземни водови и кабли 110 kV, 35 kV, 10(20) kV, 6 kV и 0,4 kV, како и ТС 110/x kV, 35/10 kV и 10(20)/0,4 kV. Вкупната должина на дистрибутивната мрежа е околу 27 илјади km.

Спрема податоците на Регулаторната комисија за енергетика (РКЕ) [8], на дистрибутивната мрежа вкупно се приклучени нешто помалку од 700.000 потрошувачи, од кои 37 се приклучени на мрежата 35 kV, 716 се приклучени на 10 kV, 10 се приклучени на 6 kV, додека останатите се приклучени на нисконапонската мрежа од 0,4 kV. Вкупниот број на домаќинства во РМ е 622.172. Во вкупната потрошувачка на ЕЕ во РМ во 2014 и 2015 година во вредност од околу 7 TWh, дистрибутивните потрошувачи учествувале со околу 5 TWh, што е 71,5 % од вкупната потрошувачка.

Табела 2.6 Процентуално учество на секоја категорија на потрошувачи во вкупната потрошувачка на ЕЕ во 2014 и 2015 година [8,9]

Р. Бр.	Потрошувачи	Процентуално учество (%)
1	Приклучени на преносната мрежа (110 kV)	28,55
2	35 kV потрошувачи	1,48
3	35 kV потрошувачи директно приклучени	0,05
4	10 kV потрошувачи	10,61
5	Домаќинства	43,76
6	I тарифен степен	5,39
7	II тарифен степен	8,67
8	Јавно осветлување	1,50
9	Вкупно	**100,00**

Р. Бр.	Потрошувачи	Процентуално учество (%)
1	Приклучени на преносната мрежа (110 kV)	24,39
2	35 kV потрошувачи	1,52
3	35 kV потрошувачи директно приклучени	0,05
4	10 kV потрошувачи	10,83
5	Домаќинства	45,85
6	I тарифен степен	6,44
7	II тарифен степен	9,42
8	Јавно осветлување	1,50
9	Вкупно	**100,00**

Загубите во дистрибутивната мрежа во периодот 2012 – 2015 се движеле во вредности од 1107 GWh, 990 GWh, 914 GWh и 903 GWh, што е просечно околу 19 % од потрошувачката на дистрибутивната мрежа.

2.2 ЕНЕРГЕТСКИ КАРАКТЕРИСТИКИ НА ЕЕС НА РЕПУБЛИКА МАКЕДОНИЈА

2.2.1 Потрошувачка на електрична енергија

Во периодот од 1990 година потрошувачката на ЕЕ во РМ бележи континуиран раст, но во 2009 година после почетокот на глобалната економска криза во светот, дошло до пад на потрошувачката на ЕЕ во РМ, повторно се бележи пораст во 2011 година, а потоа континуирано опаѓање до последната разгледувана година (2015).

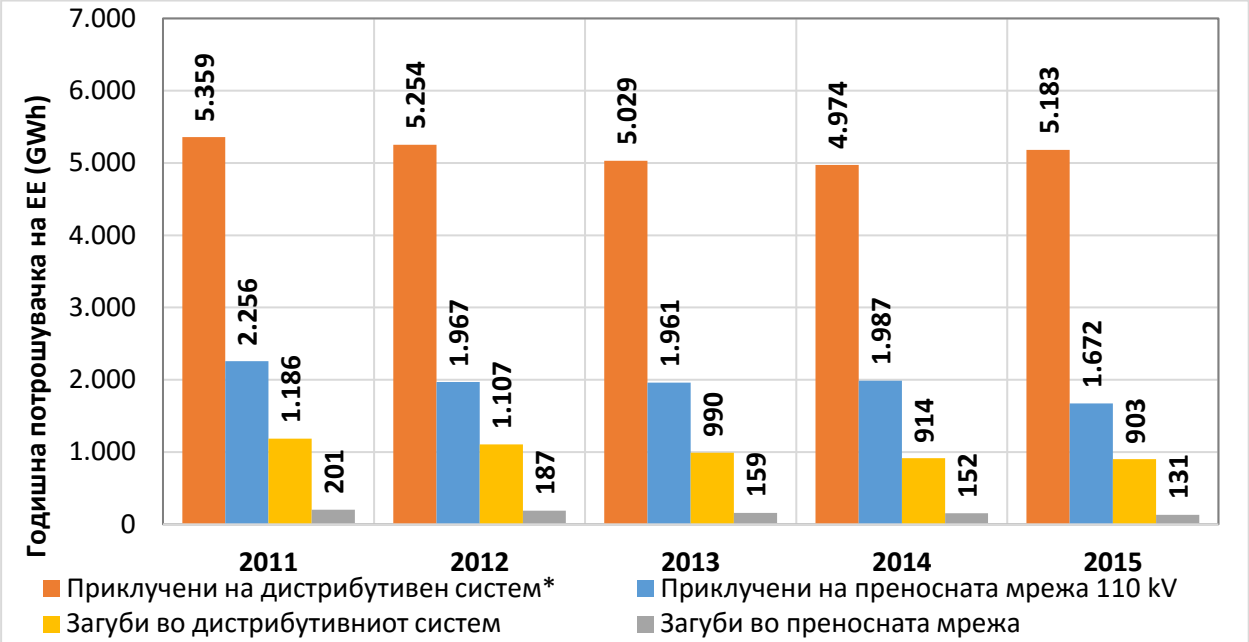
Вкупната потрошувачка на ЕЕ во РМ, во периодот 2011 до 2015 година, вклучувајќи ги загубите во мрежите, континуирано опаѓала од вредност 9 TWh во 2011 до 7,9 TWh во 2015 година. Континуирано се намалувале загубите во преносната и дистрибутивната мрежа од 1,4 TWh во 2011 година до 1 TWh во 2015 година (намалување од 354 GWh во разгледуваниот период), потрошувачката на ЕЕ бележи намалување од страна на директно приклучените потрошувачи на мрежата 110 kV (намалување од 2,3 TWh до 1,7 TWh, односно вкупно намалување од 584 GWh), како и кај потрошувачите приклучени на дистрибутивната мрежа (намалување од 5,4 TWh до 5,2 TWh, односно вкупно намалување од 176 GWh).

Табела 2.7 Годишна потрошувачка на ЕЕ во периодот 2011 – 2015 во РМ (извор: РКЕ)

Бр.	Потрошувачи	Годишна потрошувачка на електрична енергија (GWh)				
		2011	*2012*	*2013*	*2014*	*2015*
1	Приклучени на преносната мрежа 110 kV	2.255,60	1.967,31	1.961,39	1.986,90	1.671,52
2	Приклучени на дистрибутивен систем*	5.359,45	5.253,63	5.028,90	4.974,43	5.182,89
3	Загуби во преносната мрежа	200,77	186,79	159,21	152,22	130,54
4	Загуби во дистрибутивниот систем	1.186,41	1.107,27	990,31	914,23	902,83
ВКУПНА ПОТРОШУВАЧКА НА ЕЕ (GWh)		**9.002,23**	**8.514,99**	**8.139,81**	**8.027,78**	**7.887,78**

* + сопствената потрошувачка на постројките во сопственост на МЕПСО

Доколку се разгледува годишната потрошувачка на ЕЕ од страна на сите потрошувачи приклучени на 110 kV и дистрибутивната мрежа, а без загубите во преносот и дистрибуцијата, таквата потрошувачка се намалила од 7,6 TWh во 2011 година на 6,9 TWh во 2015 година (пад од 10 % за разгледуваниот период, односно во апсолутни бројки 760 GWh), при што ниту една година не е забележан пораст на вкупната потрошувачка.



* + сопствената потрошувачка на постројките во сопственост на МЕПСО

Слика 2.11 Годишна потрошувачка на ЕЕ во периодот 2011 – 2015 по поединечните категории на потрошувачката

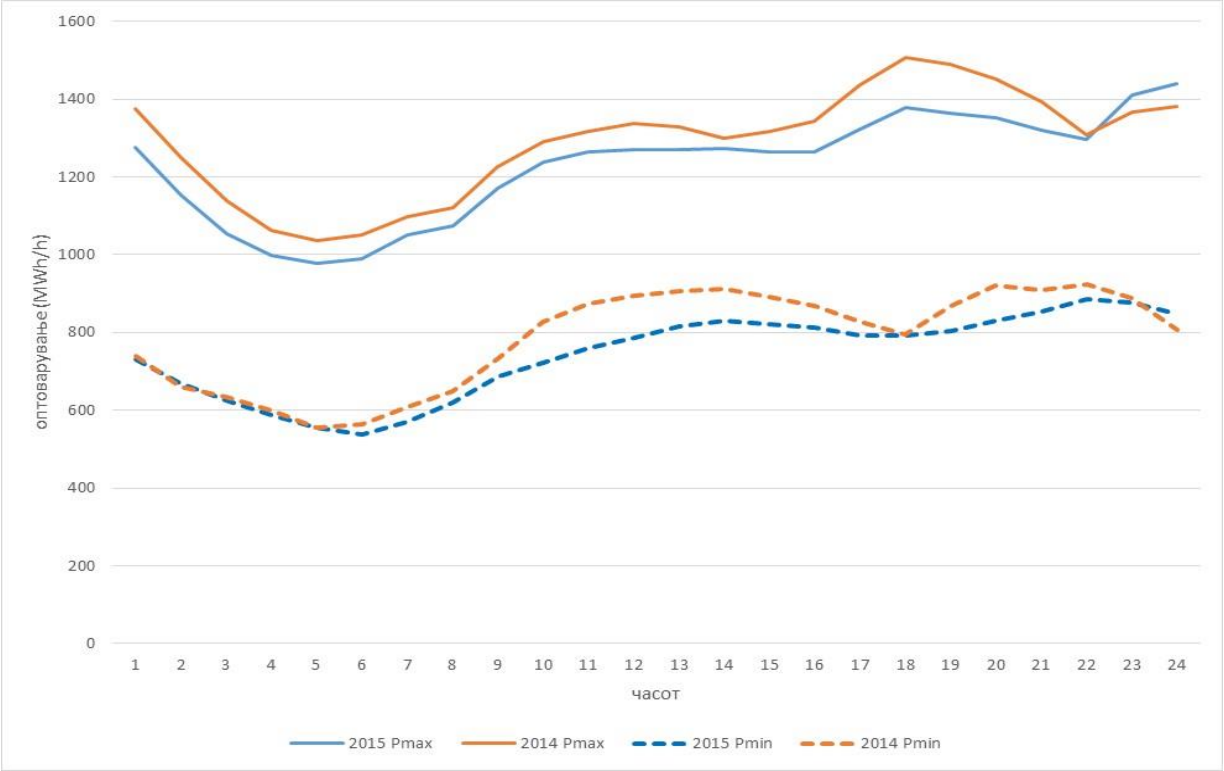
Спрема тоа, вкупната потрошувачка (излез) на ЕЕ во РМ опаѓа првенствено поради намалувањето на потрошувачката на директно приклучените потрошувачи (големата индустрија), делумно и заради намалувањето на потрошувачката на останатите потрошувачи приклучени на дистрибутивната мрежа, но и заради намалувањето на загубите во дистрибутивната и преносната мрежа. Важно е да се напомене дека во последните две години (2014 и 2015), се забележани различни трендови во потрошувачката на директните и дистрибутивните потрошувачи (кај едните опаѓа додека кај другите расте потрошувачката и обратно).

2.2.2 Максимално и минимално оптоварување на системот

За да се утврдат карактеристиките на потрошувачката на ЕЕ на часовна основа, користени се податоци за часовните оптоварувања во системот во 2014 и 2015 година (во MWh/h) доставени од страна на МЕПСО. Во 2014 година е постигнат системски максимум на оптоварување од 1507 MW. Врвното оптоварување е регистрирано на 31 декември во 18 часот. Во 2015 година е постигнат системски максимум на оптоварување од 1439 MW. Врвното оптоварување е регистрирано на 8 јануари 2015 година во 24 часот. Месечните максимални оптоварувања за месеците јануари и февруари биле блиску до постигнатото врвно оптоварување во декември, додека во периодот 6 – 9 месец, месечните максимуми биле под 70 % од врвното оптоварување.

Минималното оптоварување во вредност од 555 MW во системот е регистрирано на 14 септември 2014 година во 5 часот, односно во вредност од 530 MW на 2 јуни 2015 година во 6 часот. Односот на минималното и максималното годишно оптоварување на системот во двете години бил 0,3683, што укажува на голема варијација помеѓу вредностите на часовните оптоварувања на системот на годишна основа.

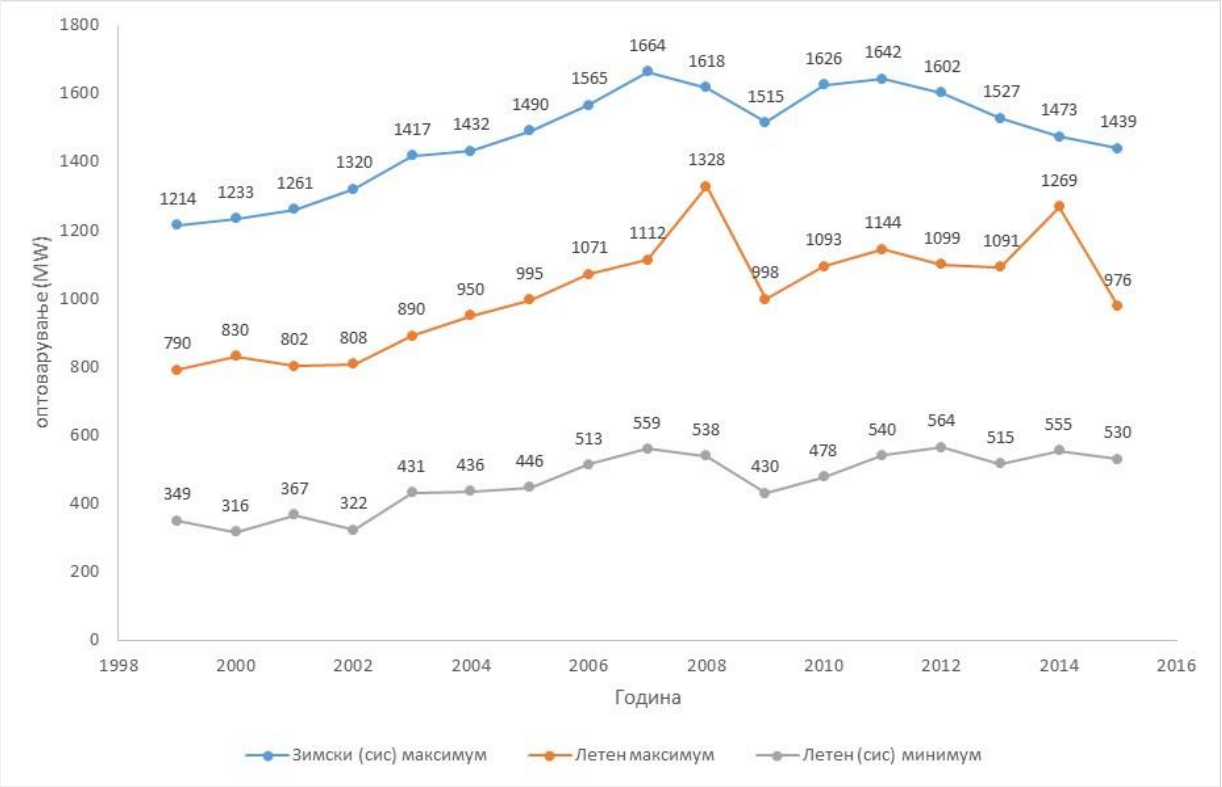
Дневните часовни оптоварувања за деновите кога се постигнати годишниот максимум (31. 12. 2014; 8. 1. 2015) и минимумот на оптоварување (14. 9. 2014; 2. 6. 2015), укажуваат на дневна варијација на оптоварувањето од неколку стотина MW (370 MW до 470 MW).



Слика 2.12 Дневен дијаграм на оптоварување во денот на настанување на максималното оптоварување и минималното оптоварување во 2014 и 2015 година

Дневните криви на оптоварување за деновите на настанување на максималното и минималното оптоварување во 2014 и 2015 година покажуваат дека заради укинувањето на дневната ниска тарифа, дошло до пораст на часовната потрошувачка во ноќниот период, со што дневниот максимум е поместен од 18 – 20 часот на периодот после 22 часот.

Податоците на МЕПСО за вредностите на карактеристичните оптоварувања во системот во периодот 1999 – 2015 година се прикажани на сликите во продолжение. Сите разгледувани нивоа на оптоварување бележеле континуиран раст до 2008 година, по што доаѓа до значителни варијации во зголемувањето/намалувањето на оптоварувањето.



Слика 2.13 Карактеристични оптоварувања во системот во периодот 1999 – 2015 година (извор: МЕПСО)

2.2.3 Производство на електрична енергија

Табелите и сликите во продолжение, го прикажуваат вкупното производство на ЕЕ во РМ за последниот петгодишен период, заедно со производството во поединечните типови на електрични централи (ТЕЦ, ХЕЦ, ВЕЦ, приклучени на дистрибутивната мрежа). Како што е очигледно од прикажаните податоци, производството на ТЕЦ во разгледуваниот период континуирано се намалувало (од околу 4,9 TWh до 3,3 TWh, што е опишано во 2.1.1), додека производството на ХЕЦ се менувало помеѓу вредностите од 0,9 TWh (2012 и 2014) до 1,5 TWh во 2015 година.

Заради зголемување на инсталираната моќност во малите електрични централи кои се приклучени на дистрибутивната мрежа, дошло до пораст на вкупното производство на таквите електрични централи од 163 GWh до околу 350 GWh, а исто така заради изградбата на првата ВЕЦ во РМ, производството дополнително пораснало за 120 GWh.

Табела 2.8 Годишно производство на ЕЕ во РМ во периодот 2011 – 2015 (извор: РКЕ)

Бр.	Електрични централи	Годишна производство на ЕЕ (GWh)				
		2011	*2012*	*2013*	*2014*	*2015*
1	ТЕЦ	4.850,1	4.755,8	4.083,4	3.696,2	3.270,5
2	ХЕЦ	1.267,9	887,5	1.362,5	958,2	1.528,3
3	ВЕЦ	0,0	0,0	0,0	70,4	120,8
4	Производство на дистриб. мрежа	168,2	163,3	230,6	257,5	351,9
ВКУПНА ПРОИЗВОДСТВО НА ЕЕ (GWh)		**6.286,1**	**5.806,6**	**5.676,5**	**4.982,3**	**5.271,5**

Првенствено, поради значителното намалување на годишното производство на ТЕЦ, вкупното производство на ЕЕ во РМ континуирано опаѓа во периодот 2011 – 2014, за во 2015 година да се забележи пораст на вкупното производство од 360 GWh, што е очигледно поради исклучително поволната хидрологија, како и порастот на инсталираната моќност на ВЕЦ и другите електрични централи на ОИЕ приклучени на дистрибутивната мрежа.

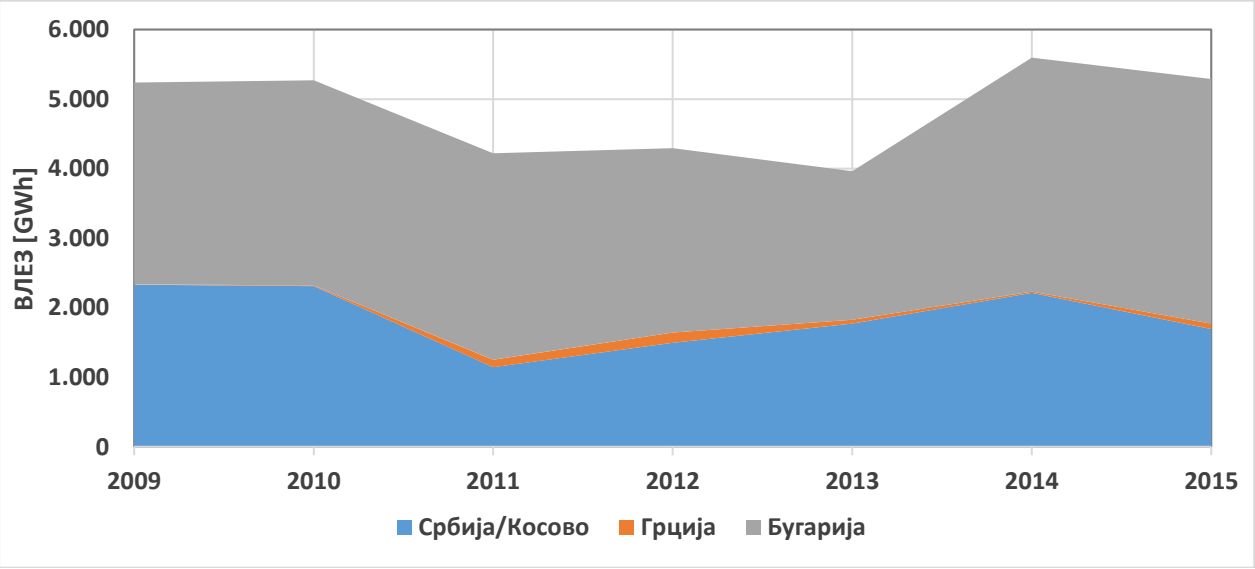
2.2.4 Размена на електрична енергија и загуби во преносната мрежа

Од сликите во продолжение, кои го прикажуваат вкупниот влез и вкупниот излез на ЕЕ во/од ЕЕС на РМ во периодот 2009 до 2015 година, се гледа дека РМ вообичаено увезува ЕЕ од насока на Србија/Косово и Бугарија, а транзитира ЕЕ во насока на Грција. Просечниот влез на ЕЕ во разгледуваниот период изнесува 4,8 TWh (2,9 TWh од насока на Бугарија и 1,9 TWh од насока на Србија/Косово), додека просечниот излез на ЕЕ изнесува 2,5 TWh, во најголем дел спрема Грција. Македонија во разгледуваниот период увезувала од 1,4 TWh до 3 TWh, односно просечно годишно 2,3 TWh.

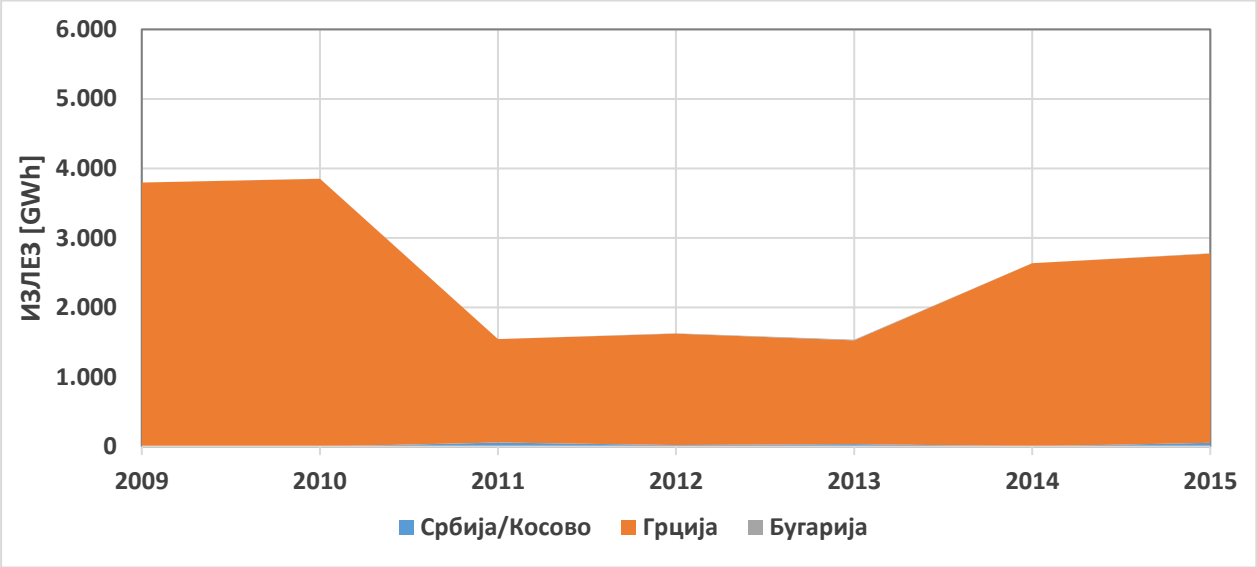
Табела 2.9 Влез, излез и увоз на ЕЕ во ЕЕС на РМ во периодот 2009 - 2015 (извор: МЕПСО)

БИЛАНС НА ПРЕНОСНА МРЕЖА (GWh)								ПРОСЕЧНА
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
Србија/Косово	2.330,4	2.309,3	1.143,3	1.496,1	1.770,2	2.212,9	1.694,6	1.851,0
Грција	6,1	8,0	108,4	147,1	54,2	19,2	74,1	59,6
Бугарија	2.901,0	2.954,1	2.970,5	2.652,8	2.139,9	3.363,6	3.520,3	2.928,9
Синхрона работа (ВЛЕЗ)	**5.237,5**	**5.271,4**	**4.222,3**	**4.296,1**	**3.964,2**	**5.595,7**	**5.289,0**	**4.839,4**
Србија/Косово	3,4	0,3	58,4	22,6	36,1	5,4	55,9	26,0
Грција	3.796,2	3.850,7	1.487,7	1.603,7	1.490,9	2.630,4	2.720,4	2.511,4
Бугарија	0,0	0,2	0,0	0,4	8,9	0,0	1,6	1,6
Синхрона работа (ИЗЛЕЗ)	**3.799,6**	**3.851,2**	**1.546,1**	**1.626,7**	**1.536,0**	**2.635,8**	**2.777,9**	**2.539,0**
РАЗМЕНА*	**1.437,9**	**1.420,2**	**2.676,2**	**2.669,3**	**2.428,3**	**2.959,8**	**2.511,1**	**2.300,4**

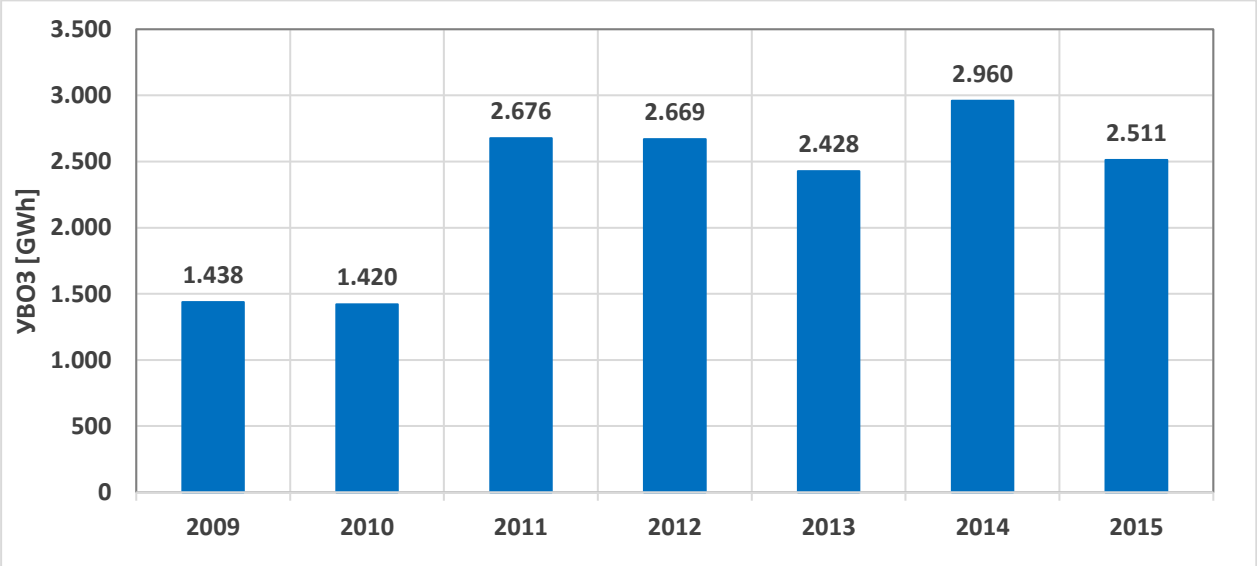
* увоз (+), извоз (-)



Слика 2.14 Вкупен влез на ЕЕ од соседните ЕЕС-и во периодот 2009 - 2015 (извор: МЕПСО)



Слика 2.15 Вкупен излез на ЕЕ спрема соседните ЕЕС-и во периодот 2009 - 2015 (извор: МЕПСО)



Слика 2.16 Увоз на ЕЕ во ЕЕС на РМ во периодот 2009 - 2015 (извор: МЕПСО)

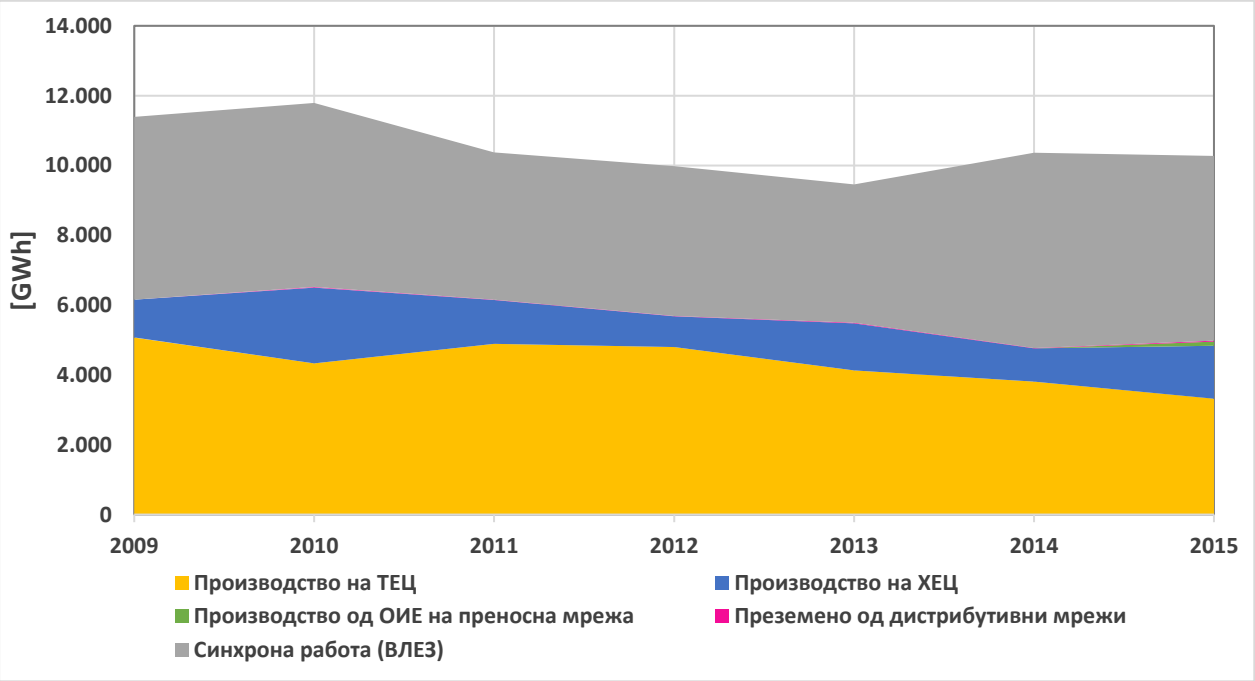
Во периодот од 1990 до 2015 година, вкупниот увоз на ЕЕ во ЕЕС на РМ значително се зголемил (од 115 GWh во 1990 до 2,5 TWh во 2015 година), а увозот посебно бележел раст во периодот 2001 – 2015 година. Во периодот од 1990 година, потрошувачката на ЕЕ во РМ растела со просечна стапка од околу 1,8 %/годишно, а порастот на потрошувачката не е пратен со соодветна изградба на нови електрични централи. Недостатокот на домашно производство е надополнет со изградбата на новите интерконективни водови (спрема Грција 2007, Бугарија 2009 и Србија 2015 година), како и интерни водови 400 kV, кои овозможија високи нивоа на увоз на ЕЕ во ЕЕС на РМ, но и транзити на ЕЕ спрема Грција. Истовремено во поширокиот регион е започнат процес на воспоставување на пазар на ЕЕ, со што ангажираноста на домашните електрични централи условена е и со економски параметри, односно нивото на увозот зависи и од односот на цената на ЕЕ која може да се набави од увоз и цената на ЕЕ произведена од домашните електрични централи, посебно ТЕЦ.

Вкупниот пренос на ЕЕ во РМ во периодот од 2009 до 2015 година, изнесувал од 9,5 TWh до 11,8 TWh, односно просечно 10,5 TWh/годишно. Вкупниот пренос се состои од производството на ТЕЦ, ХЕЦ и ВЕЦ приклучени на преносната мрежа, ЕЕ превземена во преносната мрежа од

дистрибутивната мрежа, и вкупниот влез на ЕЕ во македонскиот преносен систем (Табела 2.10, Слика 2.17).

Табела 2.10 Пренесена ЕЕ во ЕЕС на РМ во периодот 2009 - 2015 (извор: МЕПСО)

БИЛАНС НА ПРЕНОСНА МРЕЖА (GWh)								ПРОСЕЧНА
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
Производство на ТЕЦ	5.069	4.332	4.894	4.802	4.128	3.811	3.318	**4.336**
Производство на ХЕЦ	1.083	2.168	1.254	877	1.353	948	1.516	**1.314**
Производство од ОИЕ на преносна мрежа	0	0	0	0	0	0	121	**17**
Преземено од дистрибутивни мрежи	0	20	4	7	13	10	26	**12**
Синхрона работа (ВЛЕЗ)	5.238	5.271	4.222	4.296	3.964	5.596	5.289	**4.839**
ЕЕ од домашно производство и увоз	**11.389**	**11.792**	**10.374**	**9.982**	**9.458**	**10.365**	**10.269**	**10.519**



Слика 2.17 Вкупен пренос на ЕЕ во ЕЕС на РМ во периодот 2009 - 2015 (извор: МЕПСО)

Загубите во преносната мрежа во периодот 2009 - 2015 се движеле од 131 GWh до 204 GWh, просечно 172 GWh/годишно. Изразени во проценти од вкупното производство и размена, просечно загубите на ЕЕ изнесувале 2,15 %, додека изразени во проценти во однос на вкупниот пренос на ЕЕ (производство + влез во ЕЕС од соседните системи) просечните загуби изнесувале 1,64 % од вкупната пренесена ЕЕ (распон од 1,27 % до 1,94 %).

Табела 2.11 Загуби во преносната мрежа во периодот 2009 - 2015 (извор: МЕПСО)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	ПРОСЕЧНА
Загуби во преносна мрежа (GWh)	172,5	204,4	200,8	186,8	159,2	151,2	130,5	172,20
% (загуби)/(произведена + размена)	2,27%	2,57%	2,27%	2,24%	2,01%	1,96%	1,74%	2,15%
% (загуби)/(произведена + ВЛЕЗ)	1,51%	1,73%	1,94%	1,87%	1,68%	1,46%	1,27%	1,64%

2.3 СТАТИСТИКА НА ПОГОНСКИ НАСТАНИ (2006 - 2015)

Статистиката на погонски настани во преносната мрежа на ЕЕС на РМ ја прати појавата на испади на елементите на преносната мрежа во одреден временски период. За потребите на студијата се анализирани испадите на 400 kV и 110 kV високонапонските водови, а самиот испад претставува присилен настан при кој водот од состојба во работа преминува во состојба надвор од работа. За анализата не се земаат предвид настаните кои резултирале со успешно автоматско повторно вклучување (успешно АПВ), односно преодни пореметувања кои не довеле до состојба водот да биде надвор од работа.

Со статистиката на погонските настани (СПН) се опфатени водовите на територијата на РМ независно од сопственоста, иако посебно се прикажани резултатите за водовите во сопственост на МЕПСО. За СПН анализата МЕПСО ги достави следниве влезни податоци: вкупен број (N) и вкупно траење (h) на испадот на поединечен надземен вод и/или кабел 400 kV и 110 kV за едногодишни периоди од 2006 до 2015 година.

Како главен резултат на СПН анализата е просечната расположливост, односно просечната нерасположливост, искажана преку следните показатели:

- Просечна фреквенција на испад [1/ год.]
- Просечно траење на испад [h/испад]
- Вкупна нерасположливост [h/годишно]

Резултатите за нерасположливоста за целата преносна мрежа се искажуваат групирано по напонски нивоа (400 kV и 110 kV) и по региони (само водови 110 kV). Заради поквалитетна споредба на резултатите, нерасположливоста на преносната мрежа по напонските нивоа и региони се изразува по изграден далекувод [1/ДВ] и по должина на водовите [1/100 km]. Добиените резултати за поединечната нерасположливост на водовите на преносната мрежа во сопственост на МЕПСО се користат како влезен податок при одредувањето на листата на приоритети при ревитализацијата на преносната мрежа. Поделбата на преносната мрежа по региони е даден на сликата (Слика 2.10).

2.3.1 Статистика на погонски настани за мрежата 400 kV и 110 kV

За разгледуваниот период од 2006 до 2015 година, вкупниот број на присилни испади на далекуводите 400 kV во преносната мрежа на РМ изнесувал 7,4 испади годишно со просечно траење од 1,44 часови. Разгледувано по далекувод, секој вод 400 kV во просек испаѓал 0,9 пати годишно, а просечната нерасположливост на вод 400 kV изнесувала 1,25 часови годишно. Веројатноста за испад на вод 400 kV во РМ изнесувала 0,14 промили (‰) годишно, односно просечната расположливост по вод 400 kV изнесувала високи 99,986%.

За истото разгледувано подрачје, вкупниот број на присилни испади во мрежата 110 kV е повеќе пати поголем и во просек изнесувал 211,2 испади годишно со просечно траење на еден испад од 7,87 часови. Разгледувано по далекувод, секој вод 110 kV во просек испаѓал 1,9 пати годишно, а просечната нерасположливост на вод 110 kV изнесувала 16,48 часови годишно. Веројатноста за испад на одреден вод 110 kV во РМ изнесувала 1,88 промили (‰) годишно, односно просечна нерасположливост по вод 110 kV изнесувала 99,812%. Основните показатели за нерасположливоста на преносната мрежа на РМ се прикажани во табелата (Табела 2.12).

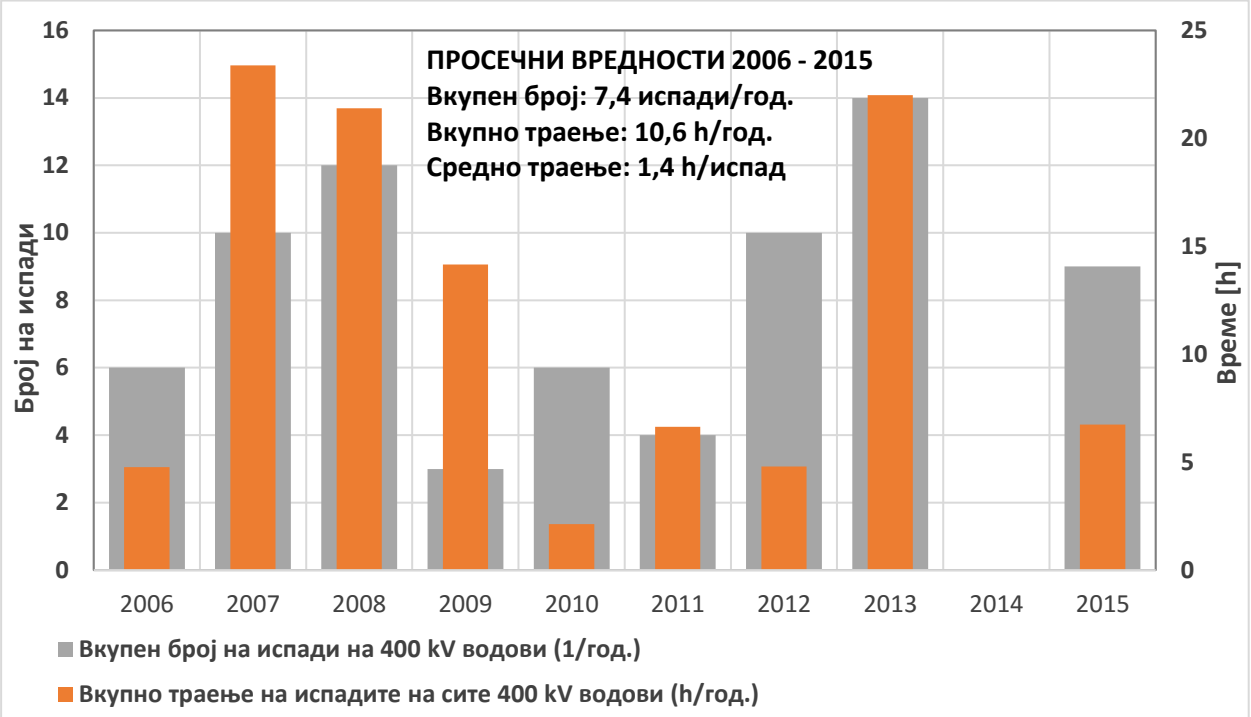
Табела 2.12 Основни показатели за нерасположливоста на преносната мрежа на РМ (2006 - 2015)

Р. бр.	Показател	Единица	Вод		
			400 kV	110 kV	Вкупно
1	Број на далекуводи*	Парче	10	115	125
2	Должина*	Km	576,2	1749,6	2325,8
3	Број на испади	1/год.	7,4	211,2	218,6
4	Фреквенција на испади	1/ДВ.год.	0,9	1,9	1,8
5		1/100 km.год.	1,5	12,3	9,9
6	Вкупно траење на сите испади	h/год.	10,60	1862,66	1873,26
7	Средно траење на испад	h/испад	1,44	7,87	7,62
8	Нерасположливост	h/ДВ.год.	1,25	16,48	15,43
9		h/100 km.год.	2,24	108,61	86,06
10	Веројатност за испад	‰/ДВ	0,14	1,88	1,76
11		‰/100 km	0,26	12,40	9,82
12	Расположливост	%/ДВ	99,986	99,812	99,824
13		%/100 km	99,974	98,760	99,018

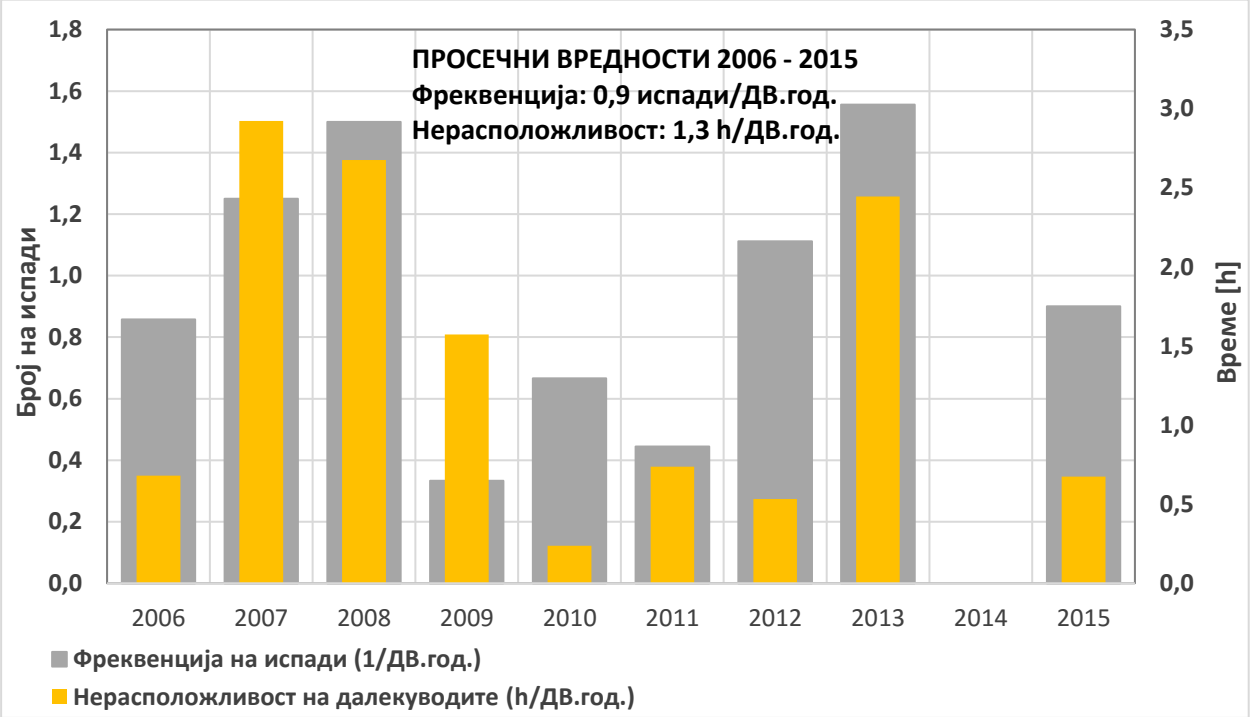
* Состојба на изграденост од 2015 година за водовите (независно од сопственоста) за кои е достапна СПН.

За разгледуваниот период (2006 - 2015) може да се заклучи дека мрежата 400 kV по единица изграден далекувод [1/ДВ] имала скоро 13 пати поголема расположливост од мрежата 110 kV. Разликата дополнително се зголемува во корист на мрежата 400 kV, ако показателите за нерасположливост се разгледуваат по единица должина изградени водови [1/100 km]. Спрема единица должина изграден далекувод, мрежата 400 kV има дури 48 пати поголема расположливост од мрежата 110 kV. Ваква разлика во најголем дел е последица на неколку испади во мрежата 110 kV во текот на 2008 година со подолго траење на нерасположливоста (на пример во случај на рушење на столбови потребно е значително време до повторно воспоставување на работна состојба на далекуводот).

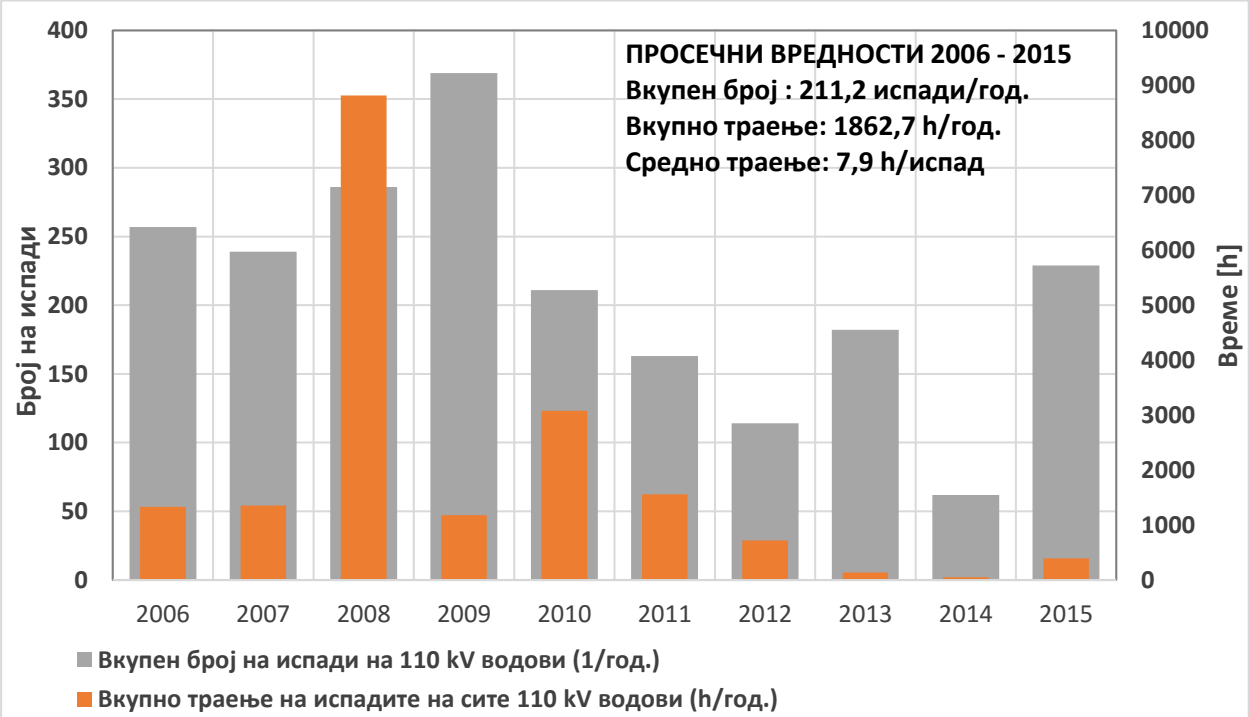
Така, во текот на 2008 година вкупната нерасположливост на само три водови 110 kV (ДВ 110 Ќ. Петров - Скопје 1, ДВ 110 kV Скопје 2 - Скопје 4 и ДВ 110 kV Скопје 3 - Скопје 4) изнесувала преку 7400 часови. Како последица на тие испади, вкупната нерасположливост на целата мрежа 110 kV во разгледуваниот период е влошена дури за 40%. Спротивно од 2008 година, во текот на 2014 година воопшто немало присилни испади на водови 400 kV (успешното АПВ не се зема предвид), додека во мрежата 110 kV биле изразено малку. Основните показатели на нерасположливоста на мрежата 400 kV и 110 kV во РМ графички се прикажани на сликите (Слика 2.18, Слика 2.19, Слика 2.20, Слика 2.21).



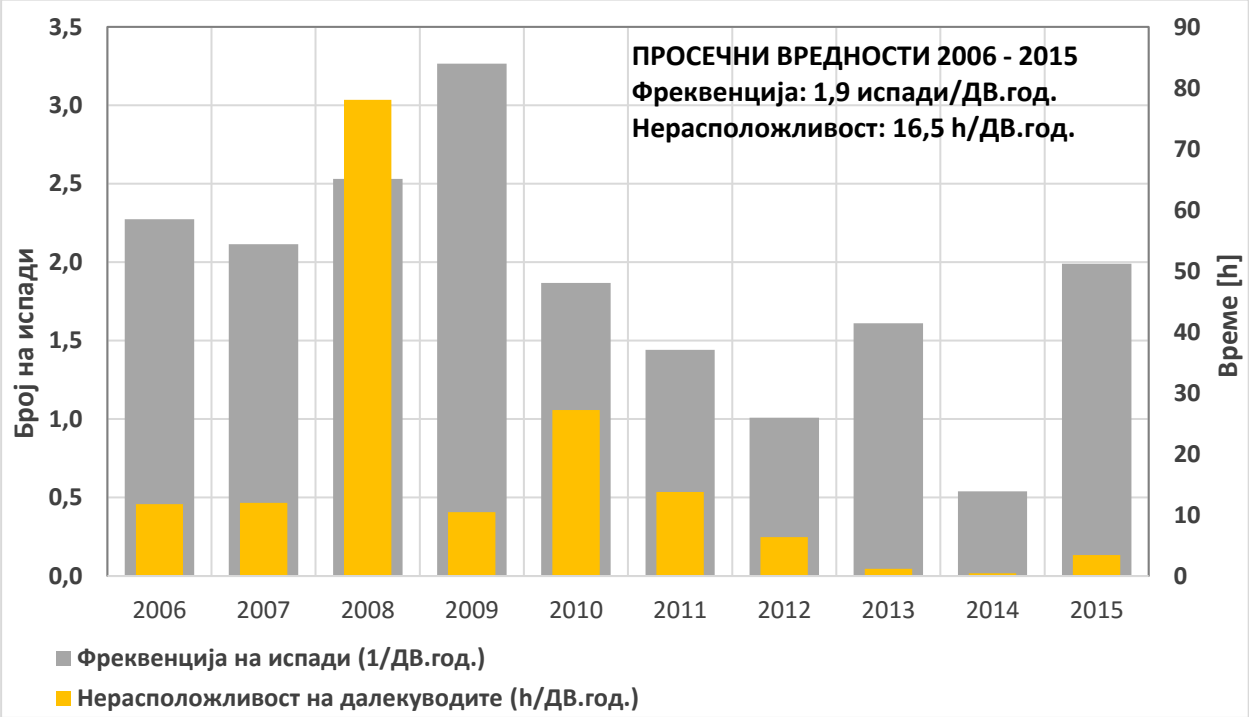
Слика 2.18 Вкупен број и траење на испадите на водовите 400 kV (2006 - 2015)



Слика 2.19 Фреквенција и траење на испади на водовите 400 kV (2006 - 2015)



Слика 2.20 Вкупен број и траење на испадите на водовите 110 kV (2006 - 2015)



Слика 2.21 Фреквенција и траење на испади на водовите 110 kV (2006 - 2015)

2.3.2 Статистика на погонски настани по региони

Со групирање на погонските настани на водовите 110 kV спрема карактеристичните области, добиени се резултатите за СПН по дефинираните региони во РМ. Во релативната споредба помеѓу регионите за разгледуваниот период 2006 - 2015, најголема расположливост (најмала нерасположливост) на водовите 110 kV е карактеристична за Регионот IV - Југо-Запад. Воедно регионот IV е и регион со најголем број на вкупни испади годишно (просечно 59,3 испади/годишно),

но за предметните испади е типично краткото траење (средното траење по испад е 2,1 h). Заради тоа во разгледуваниот период 2006 – 2015 просечната расположливост на далекуводите 110 kV во регионот IV изнесувала 99,912%, односно секој вод бил нерасположлив во просек 7,7 часови годишно.

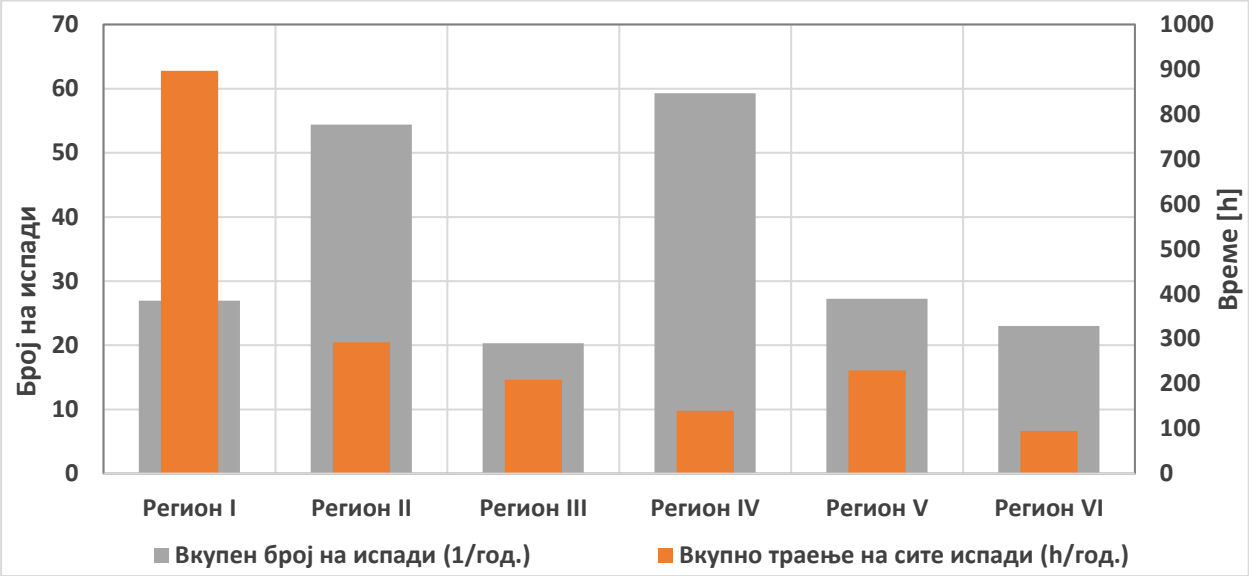
Најмалата просечна расположливост (најголема нерасположливост) на водовите 110 kV е карактеристична за регионот I - Север. Во однос на другите региони, предметниот регион I го карактеризира најголем број на изградени далекуводи, најмала просечна должина на водовите 110 kV (8,6 km/ДВ) и најмал број на испади по далекувод годишно (0,7 испади/ДВ.год.). Наспроти малиот просечен број на испади, последица на најголемата нерасположливост се неколкуте испади во 2008 година кои имале значително траење (пример долготрајни поправки после рушење на столбови) и ја зголемиле просечната нерасположливост на водовите 110 kV на целиот регион за преку 80%. За разгледуваниот период 2006 – 2015 на областа на регионот I во просек се случиле 27 испади годишно со просечно траење од 24,5 часови. Просечната расположливост на водовите 110 kV во регионот I изнесувала 99,723%, односно секој вод во просек бил нерасположлив 24,2 часови годишно.

Расположливоста на водовите 110 kV во останатите региони се наоѓаат во рамките на вредностите кои се прикажани за регионите IV и I, а преглед на СПН за периодот 2006 – 2015 по региони е прикажан во табелата (Табела 2.13) и на сликите (Слика 2.22, Слика 2.23, Слика 2.24).

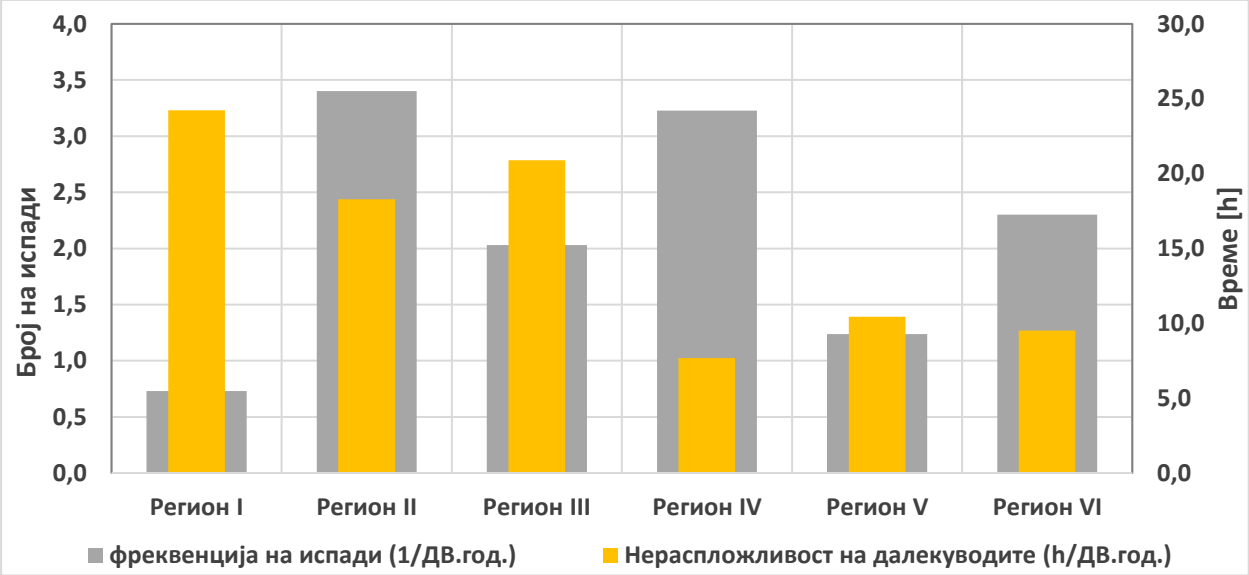
Табела 2.13 Основен показатели за нерасположливоста на преносната мрежа 110 kV по региони (2006 - 2015)

Р. Бр.	Показател	Единица	Регион					
			I	II	III	IV	V	VI
1	Број на далекуводи*	Парче	37	16	10	20	22	10
2	Должина*	km	317,3	381,1	203,5	392,3	240,8	214,6
3	Број на испади	1/год	27,0	54,4	20,3	59,3	27,2	23,0
4	Фреквенција на испади	1/ДВ.год	0,7	3,4	2,0	3,2	1,2	2,3
5		1/100 km.год.	8,5	14,3	10,0	16,3	11,3	10,7
6	Вкупно траење на испади	h/год.	896,64	292,45	208,87	139,93	229,65	95,12
7	Средно траење на испад	h/испад	24,53	6,12	11,83	2,12	8,78	3,33
8	Нерасположливост	h/ДВ.год.	24,23	18,28	20,89	7,67	10,44	9,51
9		h/100 km.год.	282,59	76,73	102,64	38,74	95,37	44,32
10	Веројатност за испад	‰/ДВ	2,77	2,09	2,38	0,88	1,19	1,09
11		‰/100 km	32,26	8,76	11,72	4,42	10,89	5,06
12	Расположливост	%/ДВ	99,723	99,791	99,762	99,912	99,881	99,891
13		%/100 km	96,774	99,124	98,828	99,558	98,911	99,494

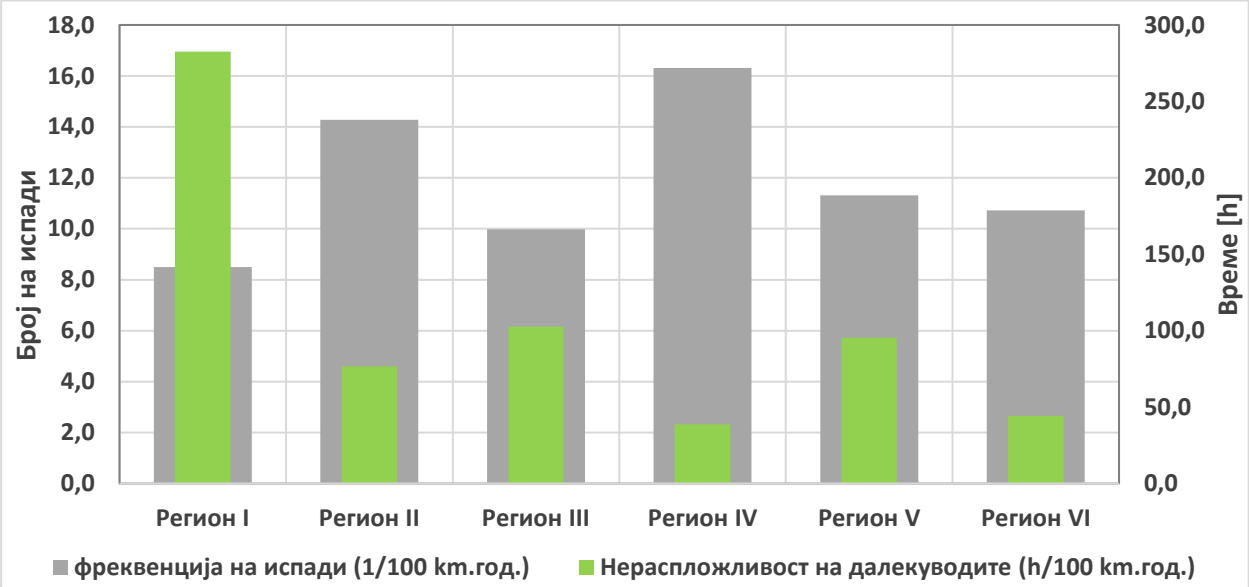
* Состојба на изграденост од 2015 година за водовите (независно од сопственоста) за кои е достапна СПН.



Слика 2.22 Вкупен број и траење на испадите на водовите 110 kV по региони (2006 - 2015)



Слика 2.23 Фреквенција и траење на испадите на водовите 110 kV по региони (2006 - 2015) (1/2)



Слика 2.24 Фреквенција и траење на испадите на водовите 110 kV по региони (2006 - 2015) (2/2)

2.3.3 Статистика на погонски настани по далекуводи (МЕПСО)

Статистиката на погонски настани по поединечните водови 400 kV и 110 kV се користи во методологијата за одредување на листата на приоритети за ревитализација на преносната мрежа. Ревитализацијата се однесува на комплетна замена на водот заради истекот на животниот век и/или замена на делови со кои можат да се подобрат неговите технички карактеристики (пример замена на спроводници со поголем пресек или замена на спроводниците и останатите електрични делови на водот со ист пресек доколку состојбата на столбовите е задоволителна).

За да се креира листата на водови кои треба да се ревитализираат, потребно е да се оцени постоечката состојба на водовите. Постоечката состојба на водовите се одредува преку повеќе критериуми, а еден од критериумите е оценката на техничката исправност на водот, за што се користат статистичките податоци за испадите на водовите. Бидејќи листата на приоритети за ревитализација се однесува само на водовите кои се сопственост на МЕПСО, во продолжение табеларно се прикажани основните технички податоци за поединечните водови и соодветните основни показатели за нерасположливоста за периодот 2006 – 2015.

Табела 2.14 Основни технички податоци и СПН на водовите 400 kV (2006 - 2015)

Напон [kV]	Преносен вод		Должина [km]	Година	Фреквенција [1/год.]	Траење [h/испад]	Нерасположливост [h/год.]
400	BITOLA 2	SK 4	113,5	1996	0,9	2,58	2,32
400	DUBROVO	XTH_DU11	54,7	1978	1,4	1,56	2,19
400	STIP	XCM_ST11	71,3	2009	0,6	3,49	2,00
400	SK 5	XKB_SK11	22,7	1978	1,6	1,24	1,99
400	DUBROVO	SK 4	82,4	1978	1,3	1,33	1,73
400	BITOLA 2	DUBROVO	83,4	1982	0,6	1,14	0,68
400	BITOLA 2	XFL_BI11	17,3	2007	0,7	0,21	0,14
400	DUBROVO	STIP	40,7	2002	0,3	0,40	0,12
400	SK 4	SK 5	20,0	1978	0,3	0,16	0,05
400	STIP	XVR_ST11	70,2	2015	0,0	0,00	0,00

Табела 2.15 Основни технички податоци и СПН на водовите 110 kV во регион I (2006 - 2015)

Напон [kV]	Преносен вод		Должина [km]	Година	Фреквенција [1/год.]	Траење [h/испад]	Нерасположливост [h/год.]
110	SK 3	SK 4	15,6	1972	1,5	185,67	278,50
110	SK 2	SK 4	4,3	1972	1,4	198,37	277,72
110	G.PETROV	SK 1	11,1	1959	0,8	236,74	189,39
110	SK 1	MILADINOVCI	17,0	1971	2,7	26,29	70,98
110	KRATOVO	KUMANOVO 1	33,5	1973	2,8	11,43	32,02
110	KUMANOVO 1	SK 1	25,7	2015	1,7	3,02	5,14
110	SK 1	MILADINOVCI	17,0	1971	0,5	10,06	5,03
110	SK 1	SK 4	17,0	1953	2,0	2,38	4,77
110	SK 4	PETROVEC	11,0	1953	1,2	2,75	3,18
110	G.PETROV	SK 3	20,8	1959	1,1	0,86	0,94
110	SK 4	BUNARGIK	7,0	1983	1,1	0,85	0,94
110	KUMANOVO 1	KUMANOVO 2	4,5	1981	0,7	0,87	0,61
110	KUMANOVO 2	RAFINERIJA	17,0	1990	1,0	0,24	0,24
110	SK 4	DRACEVO	2,8	1989	0,8	0,19	0,15
110	RAFINERIJA	BUNARGIK	17,4	1983	0,6	0,24	0,14
110	SK 2	SK 4	3,0	2000	0,5	0,21	0,10
110	SK 4	DRACEVO	2,8	1989	0,1	0,35	0,03
110	TETO-EC	SK 4	9,7	1998	0,1	0,17	0,02
110	TETO-EC	SK 1	14,8	1998	0,1	0,08	0,01

Табела 2.16 Основни технички податоци и СПН на водовите 110 kV во регион II (2006 - 2015)

Напон [kV]	Преносен вод		Должина [km]	Година	Фреквенција [1/год.]	Траење [h/испад]	Нерасположливост [h/год.]
110	GOSTIVAR	OSLOMEJ	37,0	2001	3,2	30,60	97,92
110	TEARCE	JUGOHROM	3,5	1992	3,4	10,83	36,82
110	VRUTOK	SK 1	65,2	1972	8,7	4,01	34,87
110	SK1	JUGOHROM	31,2	2016	2,8	12,39	34,68
110	GOSTIVAR	JUGOHROM	43,4	2010	6,3	3,04	19,16
110	TETOVO 1	TEARCE	20,3	2016	2,6	7,08	18,40
110	VRUTOK	GOSTIVAR	8,2	2010	3,4	3,72	12,66
110	VRUTOK	POLOG	8,8	2010	1,3	6,77	8,80
110	OSLOMEJ	SAMOKOV	17,5	1983	3,2	2,50	8,01
110	SAMOKOV	KOZJAK	22,5	1983	4,1	1,12	4,60
110	SK 3	SV.PETKA	18,9	1983	3,8	0,36	1,38
110	KOZJAK	SV.PETKA	10,4	2012	3,2	0,37	1,18
110	TETOVO 1	TETOVO 2	2,5	-	0,2	5,53	1,11
110	JUGOHROM	SK 3	41,5	1992	4,3	0,18	0,78
110	VRUTOK	TETOVO 1	31,6	2016	0,2	0,05	0,01
110	POLOG	TETOVO 2	15,0	2016	0,0	0,00	0,00

Табела 2.17 Основни технички податоци и СПН на водовите 110 kV во регион III (2006 - 2015)

Напон [kV]	Преносен вод		Должина [km]	Година	Фреквенција [1/год.]	Траење [h/испад]	Нерасположливост [h/год.]
110	DELCEVO	M.KAMENICA	18,5	1986	0,7	91,15	63,80
110	PROBISTIP	STIP 1	25,2	1972	3,7	11,77	43,55
110	K.PALANKA	X_SKAKAVICA	12,8	1994	1,6	24,54	39,26
110	KRATOVO	PROBISTIP	17,5	1973	4,7	7,67	36,07
110	BEROVO	DELCEVO	33,5	1997	1,5	5,66	8,48
110	BUCIM	STIP 2	21,8	1977	1,4	5,45	7,63
110	KRATOVO	K.PALANKA	20,3	1985	3,7	1,35	5,00
110	KOCANI	M.KAMENICA	20,7	1985	1,0	4,92	4,92
110	KOCANI	STIP 1	27,8	1968	1,8	0,07	0,12
110	STIP 1	STIP 2	5,4	1977	0,2	0,15	0,03

Табела 2.18 Основни технички податоци и СПН на водовите 110 kV во регион IV (2006 - 2015)

Напон [kV]	Преносен вод		Должина [km]	Година	Фреквенција [1/год.]	Траење [h/испад]	Нерасположливост [h/год.]
110	VRUTOK	SPILJE	45,6	1964	6,8	6,39	43,44
110	BITOLA 1	PRILEP 1	33,7	1963	11,2	2,45	27,43
110	GLOBOCICA	SPILJE	13,5	1964	3,8	4,24	16,13
110	BITOLA 2	SUVODOL	3,1	1982	1,0	7,83	7,83
110	BITOLA 1	SOPOTNICA	30,7	1960	3,8	1,81	6,88
110	BITOLA 1	BITOLA 2	13,0	1981	2,2	2,41	5,31
110	KICEVO	SOPOTNICA	33,3	1960	3,9	1,24	4,84
110	BITOLA 1	BITOLA 4	6,2	1970	1,7	2,73	4,65
110	GLOBOCICA	STRUGA	32,4	1970	4,0	1,01	4,02
110	BITOLA 4	RESEN	26,2	1970	2,1	1,84	3,86
110	BITOLA 2	BITOLA 3	12,2	1985	1,5	2,22	3,33
110	OHRID 2	RESEN	35,2	1970	3,6	0,60	2,16
110	OHRID 1	STRUGA	26,3	1970	2,5	0,36	0,90
110	OHRID 1	OHRID 2	3,5	1996	0,5	1,45	0,72
110	KICEVO	OSLOMEJ	15,0	1960	2,0	0,22	0,45
110	BITOLA 4	BITOLA 3	14,0	2014	1,5	0,21	0,31
110	BITOLA 1	BITOLA 2	13,0	1981	0,4	0,12	0,05
110	BITOLA 2	BITOLA 4	21,4	2014	0,0	0,00	0,00

Табела 2.19 Основни технички податоци и СПН на водовите 110 kV во регион V (2006 - 2015)

Напон [kV]	Преносен вод		Должина [km]	Година	Фреквенција [1/год.]	Траење [h/испад]	Нерасположливост [h/год.]
110	KAVADARCI	PRILEP 1	44,0	1972	4,2	24,38	102,40
110	ZGROPOLCI	KAVADARCI	26,2	1967	2,1	18,68	39,23
110	VELES	PETROVEC	26,4	1953	3,0	2,76	8,39
110	O.POLE	STIP 1	17,9	1960	2,7	3,05	8,24
110	ZGROPOLCI	VELES 2	13,0	1967	1,9	3,58	6,81
110	DUBROVO	FENI	19,1	1982	1,9	2,15	4,08
110	TIKVES	FENI	4,3	1983	0,8	3,70	2,96
110	VELES	O.POLE	20,9	1960	2,0	1,11	2,22
110	DUBROVO	KAVADARCI	13,3	1971	0,7	0,63	0,44
110	PRILEP 1	PRILEP 3	5,5	1988	0,3	1,38	0,42
110	PRILEP 1	PRILEP 2	1,8	1978	0,7	0,55	0,39
110	KAVADARCI	TIKVES	8,1	1967	0,8	0,37	0,30
110	VELES	VELES 2	1,0	2002	0,2	0,75	0,15
110	DUBROVO	FENI	19,1	1982	0,4	0,22	0,09
110	VELES	TOPILNICA	2,3	1972	0,0	0,00	0,00
110	VELES	TOPILNICA	2,4	1972	0,0	0,00	0,00

Табела 2.20 Основни технички податоци и СПН на водовите 110 kV во регион VI (2006 - 2015)

Напон [kV]	Преносен вод		Должина [km]	Година	Фреквенција [1/год.]	Траење [h/испад]	Нерасположливост [h/год.]
110	SUSICA	X_PETRIC	11,1	1979	2,3	16,82	38,68
110	VALANDOVO	DUBROVO	39,3	1971	7,2	4,91	35,36
110	STRUMICA 1	STRUMICA 2	1,9	1988	0,9	7,65	6,88
110	RADOVIS	STRUMICA 1	29,8	1977	1,3	3,97	5,16
110	BEROVO	RADOVIS	38,3	1983	3,0	0,90	2,69
110	STRUMICA 1	SUSICA	16,9	1979	1,4	1,91	2,67
110	BUCIM	DUBROVO	32,0	1979	1,5	1,15	1,72
110	VALANDOVO	STRUMICA 2	15,6	1971	3,1	0,36	1,11
110	BUCIM	RADOVIS	10,5	1977	0,4	0,59	0,24

3 СЦЕНАРИЈА ЗА РАЗВОЈ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА НА РЕПУБЛИКА МАКЕДОНИЈА

Во оваа глава се дефинирани и опишани сите сценарија за развој на преносната мрежа во РМ за кои се спроведени пресметковни анализи, кои методолошки се опишани во следната глава (Глава 4). Во продолжение се опишани сценаријата за изградба на нови електрични централи, електроенергетските биланси, сценаријата на пораст на максималното зимско и летно оптоварување на системот, планот за изградба на нови интерконективни далекуводи и трансформаторските станици и возниот ред и билансот на моќности за карактеристичните работни состојби.

Сите разгледувани сценарија за развојот на преносната мрежа на РМ разгледуваат четири временски пресеци (2020, 2025, 2030 и 2040 година) и две сценарија за изградба на електричните централи („јаглен, гас“ и „зелено“), а согласно порастот на оптоварувањето можат да се поделат на референтно сценарио и контролни сценарија за развојот на преносната мрежа на РМ. Референтното сценарио претпоставува повисока стапка на пораст на максималното зимско оптоварување (Сценарио А), додека контролните сценарија претпоставуваат пониска стапка на пораст на максималното зимско оптоварување (Сценарио В) и максималното летно оптоварување на преносната мрежа.

Сценаријата за развојот на преносната мрежа се дефинирани во однос на:

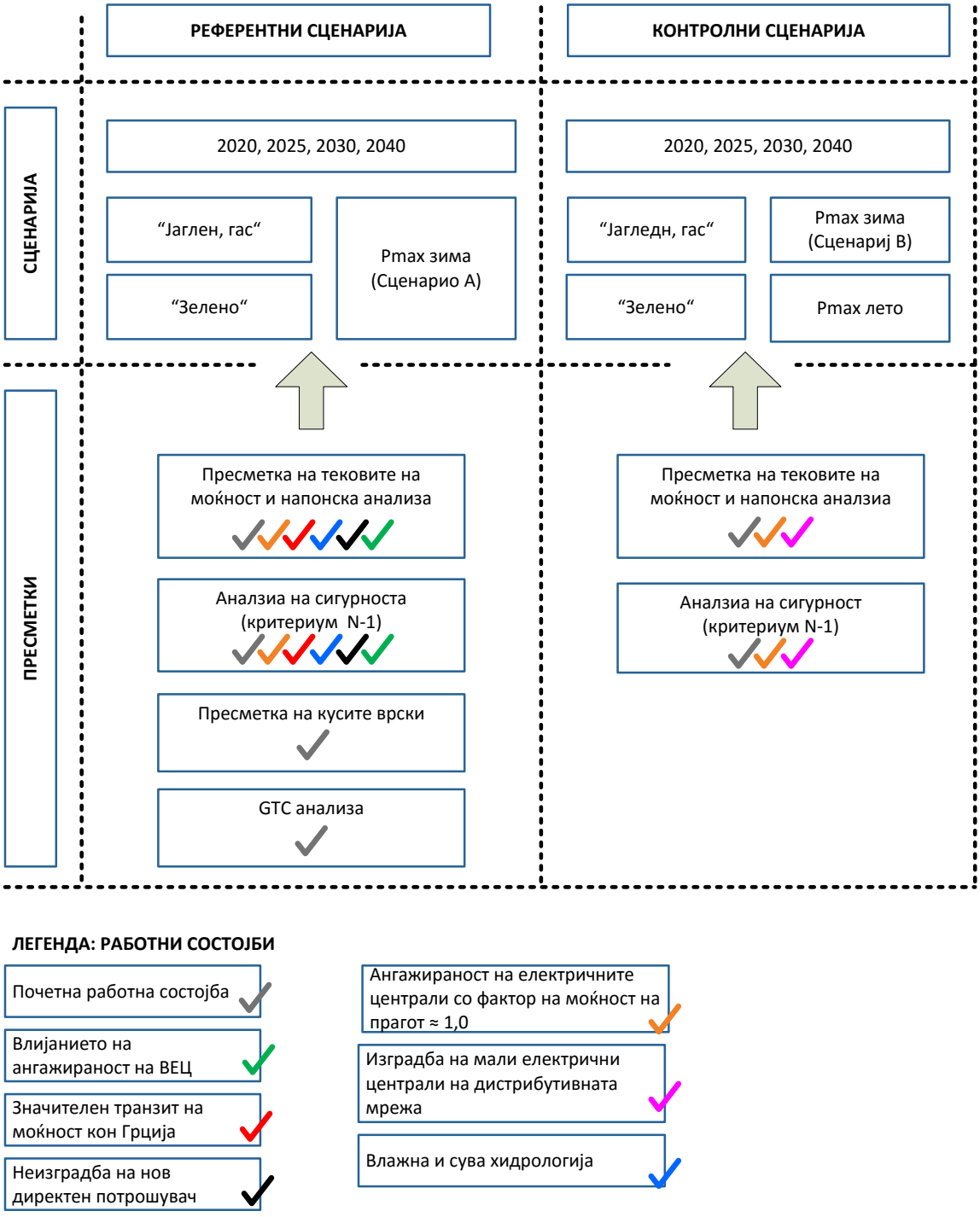
a) Временски периоди (се разгледуваат четири временски пресеци):
   - 2020 година
   - 2025 година
   - 2030 година и
   - 2040 година
b) Изградба на електрични централи (се разгледуваат две основни сценарија за изградба на новите електрични централи):
   - Сценарио „јаглен, гас“ и
   - Сценарио „зелено“
c) Пораст на оптоварувањето на преносната мрежа
   - Максимално зимско оптоварување (Сценарио А) – Референтно сценарио
   - Максимално зимско оптоварување (Сценарио В) – Контролно сценарио
   - Максимално летно оптоварување - Контролно сценарио

Во договор со МЕПСО, развојот на преносната мрежа се дефинира во однос на почетната работна состојба, додека заради контрола се проверуваат и специфичните работни состојби. За почетна работна состојба се претпоставени нормални хидролошки услови, ТЕЦ се високо ангажирани (постоечките ТЕЦ од 90% до 100% моќност, новите ТЕЦ со 100% моќност), додека ВЕЦ се ангажирани со моќност која одговара на просечна очекувана ангажираност (25% од инсталираната моќност). Специфичните работни состојби се однесуваат на посебни состојби во системот при кои може да дојде до нарушување на неговата сигурност. Затоа сценаријата за развој се вкупно анализирани за следните работни состојби:

- Почетна работна состојба (нормална хидрологија, висока ангажираност на ТЕЦ, просечна ангажираноста на ВЕЦ)
- Ангажираност на електричните централи со фактор на моќност на прагот ≈ 1,0
- Влажна и сува хидрологија
- Изградба на мали електрични централи приклучени на дистрибутивната мрежа
- Неизградба на нов директен потрошувач
- Влијанието на максималната ангажираност на ВЕЦ

- Значителни транзити на моќност кон Грција

Анализата на сите работни состојби секогаш се спроведува на ниво на системот, но описот на резултатите од анализите е регионално условен. Така, влијанието на хидрологијата се опишува само во регионите каде се изградени ХЕЦ, ангажираност на ВЕЦ само во регионите каде се изградени ВЕЦ и слично. За потребите на Студијата анализирани се вкупно 24 различни сценарија за развојот на преносната мрежа и спроведени се вкупно 208 пресметковни анализи на ниво на системот. Приказот на сценаријата и спроведени анализи е даден на сликата (Слика 3.1).



Слика 3.1 Листа на сите сценарија и спроведени анализи за потребите на развојот на преносната мрежа на РМ

3.1 СЦЕНАРИЈА ЗА ИЗГРАДБА НА НОВИ ЕЛЕКТРИЧНИ ЦЕНТРАЛИ

3.1.1 Сценарио "јаглен, гас"

Во разгледуваното сценарио за изградба на нови електрични централи во ЕЕС на РМ, планирана е изградба на нови електрични централи со високо калоричен јаглен како работно гориво и изградба на ТЕТО (ТЕЦ - топлана) Зајчев Рид на подрачјето на Скопје, со излегување од работа на постоечките блокови ТЕЦ Битола 1, ТЕЦ Битола 2, ТЕЦ Осломеј, ТЕЦ Неготино и ТЕТО. Понатаму, се планира изградба на повеќе нови ХЕЦ, кои се опишани во продолжение на ова поглавје, како и умерена изградба на нови електрични централи на ОИЕ приклучени на преносната мрежа (ВЕЦ) и дистрибутивната мрежа (мали ХЕЦ, ФНЕЦ, електрични централи на биомаса и електрични централи на биогас). Планот за изградба на новите електрични централи, како и излегувањето од работа на постоечките блокови во ТЕЦ, даден е во табелите во продолжение и на сликите (Слика 3.2, Слика 3.3).

Табела 3.1 План за изградба на ТЕЦ („јаглен, гас“ сценарио)

Име на ТЕЦ	Гориво	Инсталирана моќност на прагот (MW)	Проектирано годишно производство (GWh)	Година на влегување во работа
ТЕЦ Осломеј	Високо калоричен јаглен	120	824	2020
ТЕЦ Неготино	Високо калоричен јаглен/гас	300	2000	2025
ТЕЦ Битола 4	Високо калоричен јаглен/лигнит	300	2000	2030
ТЕТО З. Рид	Гас	230	1600	2025-2035

Табела 3.2 План за излегувањето од работа на ТЕЦ („јаглен, гас“ сценарио)

Име на ТЕЦ	Гориво	Инсталирана моќност на генераторот (MW)	Просечно годишно производство (GWh)	Година на излегување од работа
ТЕЦ Осломеј	Лигнит	120	550	2019
ТЕЦ Неготино	Мазут	210	117	2025
ТЕЦ Битола 1	Лигнит	234	1467	2035
ТЕЦ Битола 2	Лигнит	234	1467	2040
ТЕТО	Гас	230	270	2040

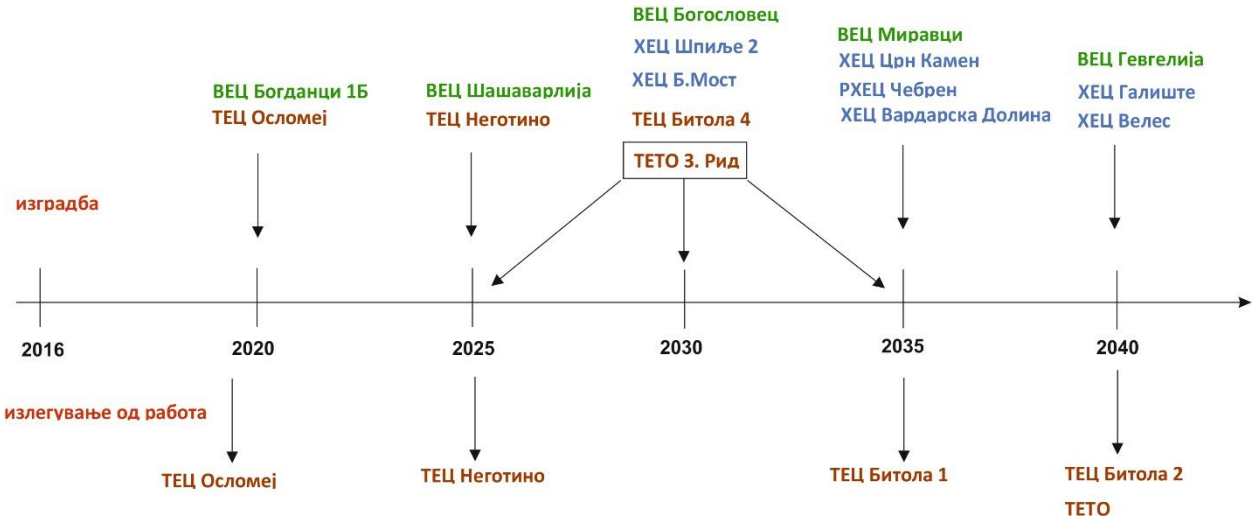
Табела 3.3 План за изградба на ХЕЦ („јаглен, гас“ сценарио)

Име на ХЕЦ	Гориво	Инсталирана моќност (MW)	Проектирано годишно производство (GWh)	Година на влегување во работа
ХЕЦ Б.Мост	Акумулациона	68	117	2030
ХЕЦ Шпиље 2	Акумулациона	30	30	2030
Реверзибилна ХЕЦ (РХЕЦ) Чебрен	Пумпно - акумулациона	333	840	2035
ХЕЦ Црн Камен*	Акумулациона	8,4	105	2035
ХЕЦ Вардарска Долина	Проточна	176,8	115	2035
ХЕЦ Галиште	Акумулациона	193	263	2040
ХЕЦ Велес	Акумулациона	93	300	2040

* Ја опфаќа и изградбата на новата акумулација „Луково поле“ со што ќе се зголеми производството на целиот хидросистем Маврово (ХЕЦ Врбен, ХЕЦ Врутоk, ХЕЦ Равен и новата ХЕЦ Црн Камен) за 105 GWh.

Табела 3.4 План за изградба на електрични централи на ОИЕ („јаглен, гас“ сценарио)

Тип	Име на ЕЦ	Вкупна инсталирана моќност (MW)	Година
мали ХЕЦ, нови (кумулативно)		32	2020
		42	2025 - 2040
ВЕЦ, нови и постоечки (поединечно)	ВЕЦ Богданци 1А	37	2015
	ВЕЦ Богданци 1Б	13	2020
	ВЕЦ Шашаварлија	28	2025 - 2030
	ВЕЦ Богословец	22	
	ВЕЦ Миравци	30	2035. - 2040
	ВЕЦ Гевгелија	20	
ФНЕЦ, нови и постоечки (кумулативно)		31	2020
		32	2025 - 2040
Биомаса, нови (кумулативно)		16	2020 - 2040
Биогас, нови и постоечки (кумулативно)		10	2020 - 2040

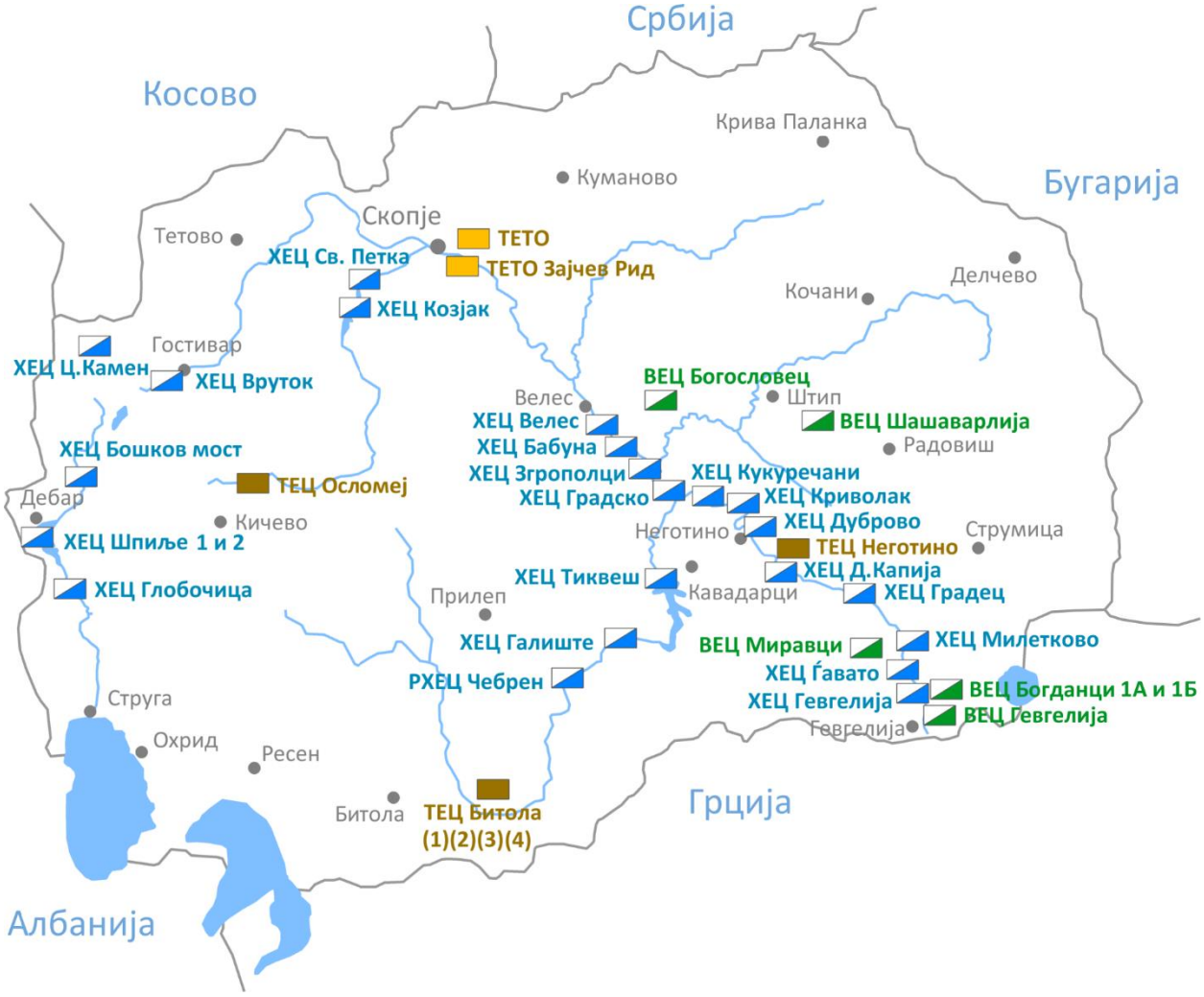


Слика 3.2 Динамика на влегувањето во работа и излегувањето од работа на ТЕЦ, ХЕЦ и ВЕЦ во ЕЕС на РМ („јаглен, гас“ сценарио)

Проектот „Вардарска Долина“ предвидува енергетско искористување на течението на реката Вардар со сите најзначајни притоки. По течението на Вардар односно на потегот од Скопје до границата со Грција, во должина од 200 km, планирана е изградба на 12 ХЕЦ на различни локации. Од предвидените електрични централи, поголеми се ХЕЦ Велес со предвидено производство од 300 GWh и ХЕЦ Градец со предвидено производство од 257 милиони kWh. Останатите помали ХЕЦ (Табела 3.5) се каскадно распоредени по течението на реката, со предвидено производство од 60 до 130 милиони kWh, во зависност од локацијата и протокот на вода [19].

Табела 3.5 Проточни ХЕЦ во рамките на Вардарска Долина [19]

ХЕЦ	Инсталирана моќност по агрегат (MW)	Пресметана инсталирана моќност (MW)	Среден годишен проток на локацијата (m3/s)	Средно годишно производство (MWh)
БАБУНА	9,0	17,3	80,5	51957
ЗГРОПОЛЦИ	8,8	16,9	79,9	50347
ГРАДСКО	8,8	16,9	109,1	63722
КУКУРЕЧАНИ	8,8	16,9	136,4	77541
КРИВОЛАК	8,8	16,9	136,5	77603
ДУБРОВО	8,8	16,9	136,3	77478
Д. КАПИЈА	12,7	24,4	137,7	112107
МИЛЕТКОВО	8,7	16,7	141,9	79685
ЃАВАТО	8,7	16,7	145,7	81841
ГЕВГЕЛИЈА	8,8	16,6	148,0	84148
ВКУПНО (MW)	**91,9**	**176,2**		**756429**

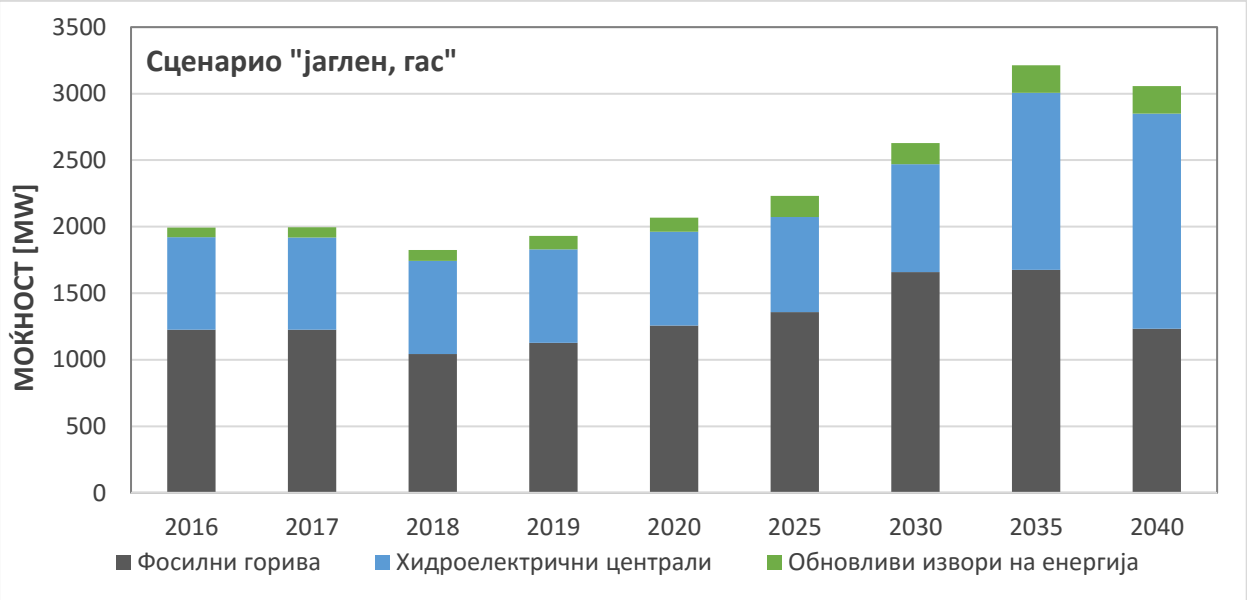


Слика 3.3 Локации на постоечките и планираните електрични централи во преносната мрежа на РМ („јаглен, гас“ сценарио)

Зависно од користеното гориво, вредноста на вкупната инсталирана моќност на електричните централи во разгледуваното сценарио (со претпоставка за изградба на ТЕТО 3. Рид во 2035 година), прикажана е на следната табела и слика.

Табела 3.6 Инсталирана моќност (MW) на електричните централи во РМ („јаглен, гас“ сценарио)

Сценарио	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2035	2040
Електрични централи на фосилни горива	1227	1227	1044	1127	1257	1359	1659	1676	1233
Електрични централи на ОИЕ	72	77	83	102	106	158	158	208	208
Хидроелектрични централи	694	692	699	702	705	714	812	1330	1616



Слика 3.4 Инсталирана моќност (MW) на електричните централи во РМ („јаглен, гас“ сценарио)

3.1.2 Сценарио "зелено"

Во ова разгледувано сценарио за изградба на нови електрични централи во ЕЕС на РМ, планирана е изградба на нова ТЕЦ Осломеј со високо калоричен јаглен како работно гориво, како и изградба на ТЕТО 3. Рид на подрачјето на Скопје, со излегување од работа на постоечките блокови ТЕЦ Битола 1, ТЕЦ Битола 2, ТЕЦ Битола 3, ТЕЦ Осломеј, ТЕЦ Неготино и ТЕТО.

Понатаму, се планира изградба на повеќе нови ХЕЦ согласно табелата во продолжение и интензивна изградба на нови електрични централи на ОИЕ, приклучени на преносната мрежа (ВЕЦ) и дистрибутивната мрежа (мали ХЕЦ, ФНЕЦ, електрични централи на биомаса и биогас). Планот на изградба на новите електрични централи, како и излегувањето од работа на постоечките блокови во ТЕЦ, прикажани се во табелите во продолжение и на сликите (Слика 3.5, Слика 3.6).

Табела 3.7 План за изградба на ТЕЦ („зелено“ сценарио)

Име на ТЕЦ	Гориво	Инсталирана моќност на прагот (MW)	Проектирано годишно производство (GWh)	Година на влегување во работа
ТЕЦ Осломеј	Високо калоричен јаглен	120	824	2025
ТЕТО 3. Рид	Гас	230	1600	2035

Табела 3.8 План за излегување од работа на ТЕЦ („зелено“ сценарио)

Име на ТЕЦ	Гориво	Инсталирана моќност на генераторот (MW)	Просечно годишно производство (GWh)	Година на излегување од работа
ТЕЦ Осломеј	Лигнит	120	550	2018
ТЕЦ Неготино	Мазут	210	117	2025
ТЕЦ Битола 1	Лигнит	234	1467	2035
ТЕЦ Битола 2	Лигнит	234	1467	2035
ТЕЦ Битола 3	Лигнит	234	1467	2040
ТЕТО	Гас	230	270	2040

Табела 3.9 План за изградба на ХЕЦ („зелено“ сценарио)

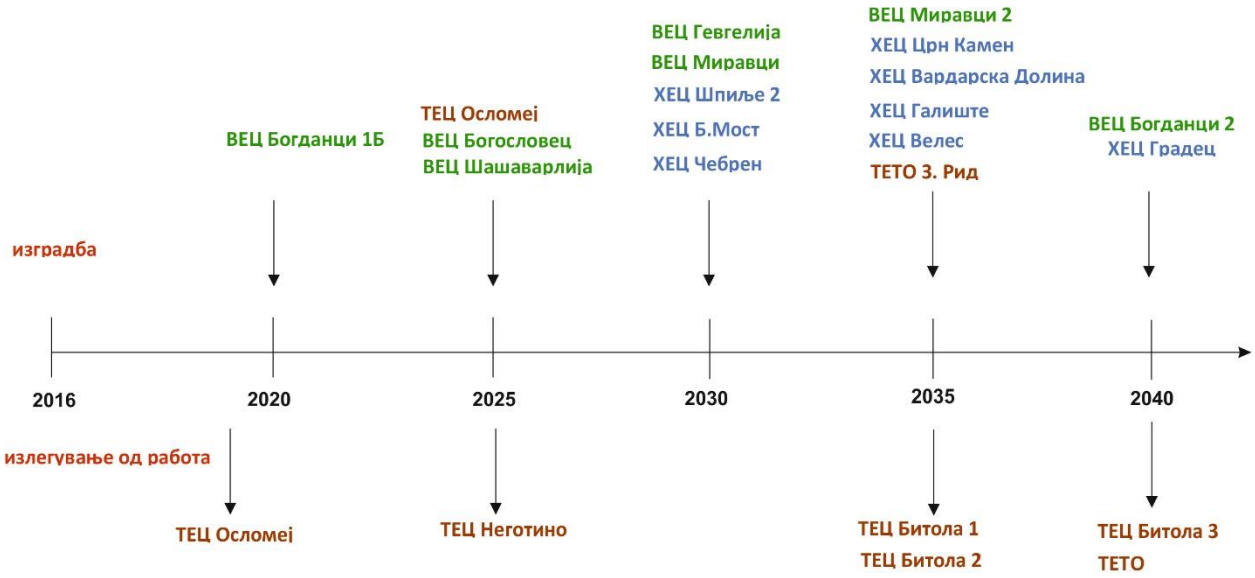
Име на ХЕЦ	Гориво	Инсталирана моќност (MW)	Проектирано годишно производство (GWh)	Година на влегување во работа
ХЕЦ Б. Мост	Акумулациона	68	117	2030
ХЕЦ Шпиље 2	Акумулациона	30	30	2030
ХЕЦ Чебрен	Акумулациона	333	340	2030
ХЕЦ Црн Камен*	Акумулациона	8,4	105	2035
ХЕЦ Вардарска Долина	Проточна	176,8	115	2035
ХЕЦ Галиште	Акумулациона	193	263	2035
ХЕЦ Велес	Акумулациона	93	300	2035
ХЕЦ Градец	Акумулациона	55	252	2040

* Ја опфаќа и изградбата на новата акумулација „Луково поле“ со што ќе се зголеми производството на целиот хидросистем Маврово (ХЕЦ Врбен, ХЕЦ Врутоκ, ХЕЦ Равен и новата ХЕЦ Црн Камен) за 105 GWh.

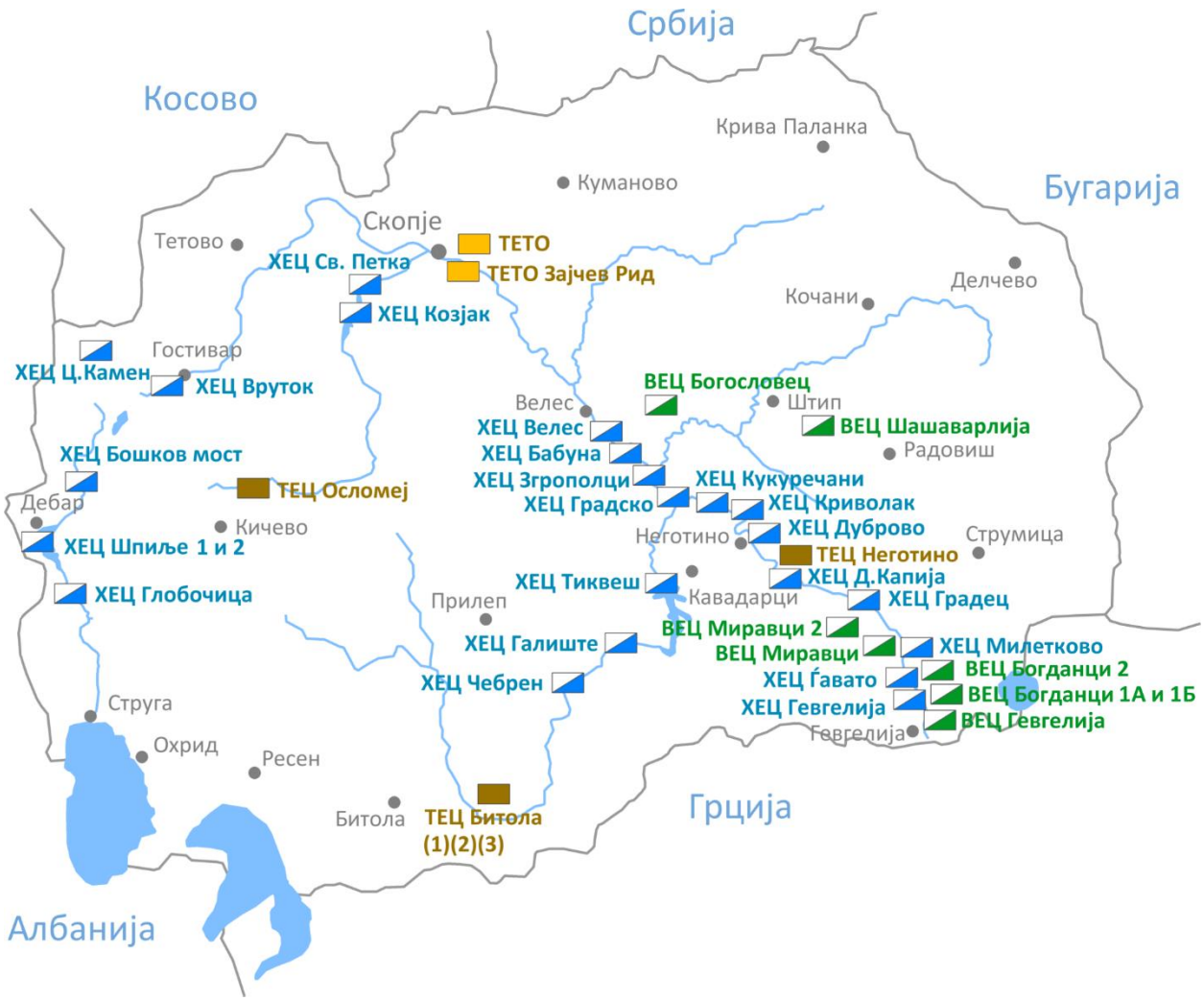
Табела 3.10 План за изградба на електрични централи на ОИЕ („зелено“ сценарио)

Тип	Име на електрична централа	Вкупна инсталирана моќност (MW)	Година
мали ХЕЦ, нови (кумулативно)		32	2020
		42	2025
		46	2030
		50	2035
		54	2040
ВЕЦ, нови и постоечки (поединечно)	ВЕЦ Богданци 1А	37	2015
	ВЕЦ Богданци 1Б	13	2020
	ВЕЦ Шашаварлија	28	2025
	ВЕЦ Богословец	22	
	ВЕЦ Миравци	30	2030
	ВЕЦ Гевгелија	20	
	ВЕЦ Миравци 2	50	2035
	ВЕЦ Богданци 2	50	2040
ФНЕЦ, нови и постоечки (кумулативно)		31	2020
		40	2025
		50	2030
		60	2035
		80	2040

Тип	Име на електрична централа	Вкупна инсталирана моќност (MW)	Година
Биомаса, нови (кумулативно)		16	2020
		18	2025
		20	2030
		22	2035
		26	2040
Биогас, нови и постоечки (кумулативно)		17	2020
		20	2025
		23	2030
		27	2035
		30	2040



Слика 3.5 Динамика на влегувањето во работа и излегувањето од работа на ТЕЦ, ХЕЦ и ВЕЦ во ЕЕС на РМ („зелено“ сценарио)



Слика 3.6 Локации на постоечките и планираните електрични централи на преносната мрежа во РМ („зелено“ сценарио)

Зависно од користеното гориво, вредноста на вкупната инсталирана моќност на електричните централи во разгледуваното сценарио е прикажана на следната табела и слика.

Табела 3.11 Инсталирана моќност (MW) на електричните централи во РМ („зелено“ сценарио)

Сценарио	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2035	2040
Електрични централи на фосилни горива	1227	1227	914	1127	1127	1059	1059	863	420
Електрични централи на ОИЕ	72	77	83	104	113	178	243	309	386
Хидроелектрични централи	694	692	699	702	705	714	1149	1625	1684

Слика 3.7 Инсталирана моќност (MW) на електричните централи во РМ („зелено“ сценарио)

3.2 СЦЕНАРИЈА НА ПОРАСТ НА ПОТРОШУВАЧКАТА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА

Прогнозата на потрошувачката на ЕЕ во РМ е превземена од литературата [1], во која детално се опишани влезните претпоставки за прогнозата и користената методологија.

Прогнозата на годишната потрошувачка на ЕЕ се разликува за иста разгледувана стапка на пораст и зависи од анализираното сценарио за изградба на електричните централи, бидејќи во сценариото „јаглен, гас“ е планирана изградба на пумпно - акумулациона ХЕЦ Чебрен, која влегува во работа 2035 година, поради која се зголемува вкупната годишна потрошувачка на ЕЕ во ЕЕС на РМ за вредноста на ЕЕ потребна за пумпен режим на работа на оваа реверзибилна ХЕЦ (РХЕЦ).

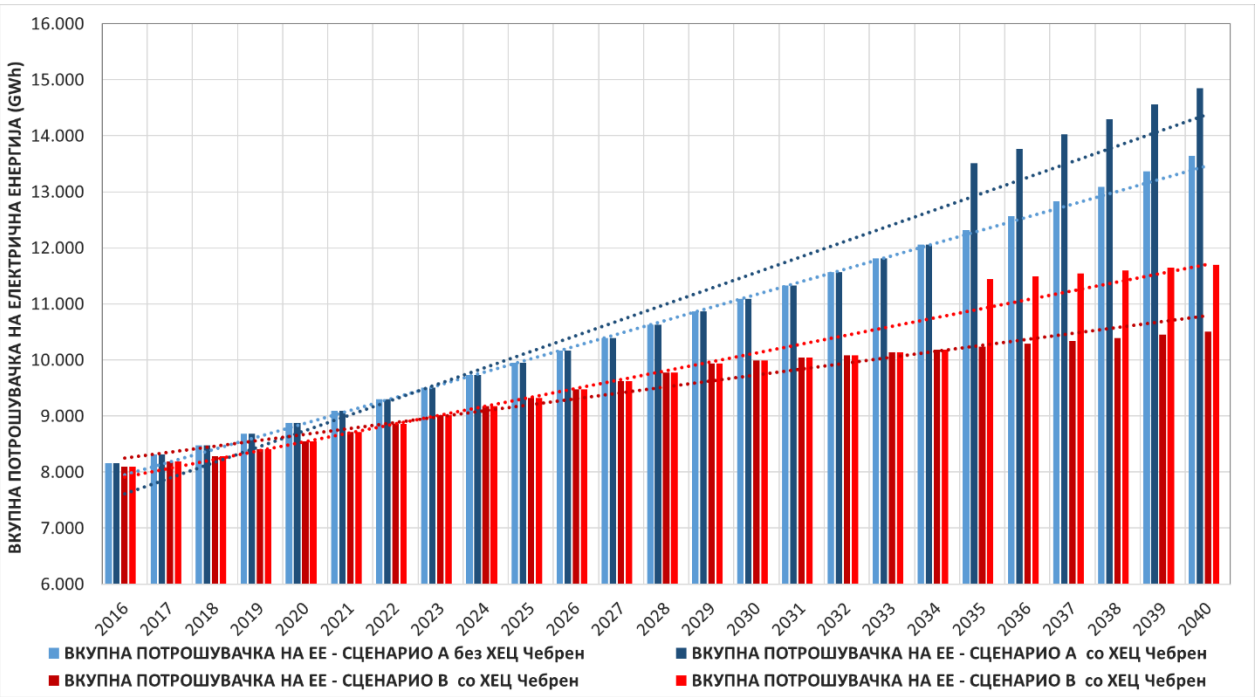
За двете сценарија на пораст на потрошувачката на ЕЕ, зависно од разгледуваното сценарио за изградба на новите електрични централи, односно зависно од изградбата на РХЕЦ Чебрен (сценарио на производството "јаглен, гас") или ХЕЦ Чебрен (сценарио на производството „зелено“), вкупната потрошувачка на ЕЕ се разликува единствено во периодот 2035 – 2040 година кога е претпоставена во работа новата РХЕЦ Чебрен во сценариото на производството "јаглен, гас".

Прогнозата на порастот на потрошувачката на ЕЕ е извршена со претпоставката на задржување на постоечкото ниво (од 2015 година) на потрошувачката на директно приклучените потрошувачи на преносната мрежа (1,7 TWh). Потенцијалните нови директно приклучени (индустриски) потрошувачи се анализирани посебно при согледувањето на развојот на преносната мрежа, со сумирање на нивната максималната моќност со прогнозираното ниво на врвното оптоварување на системот.

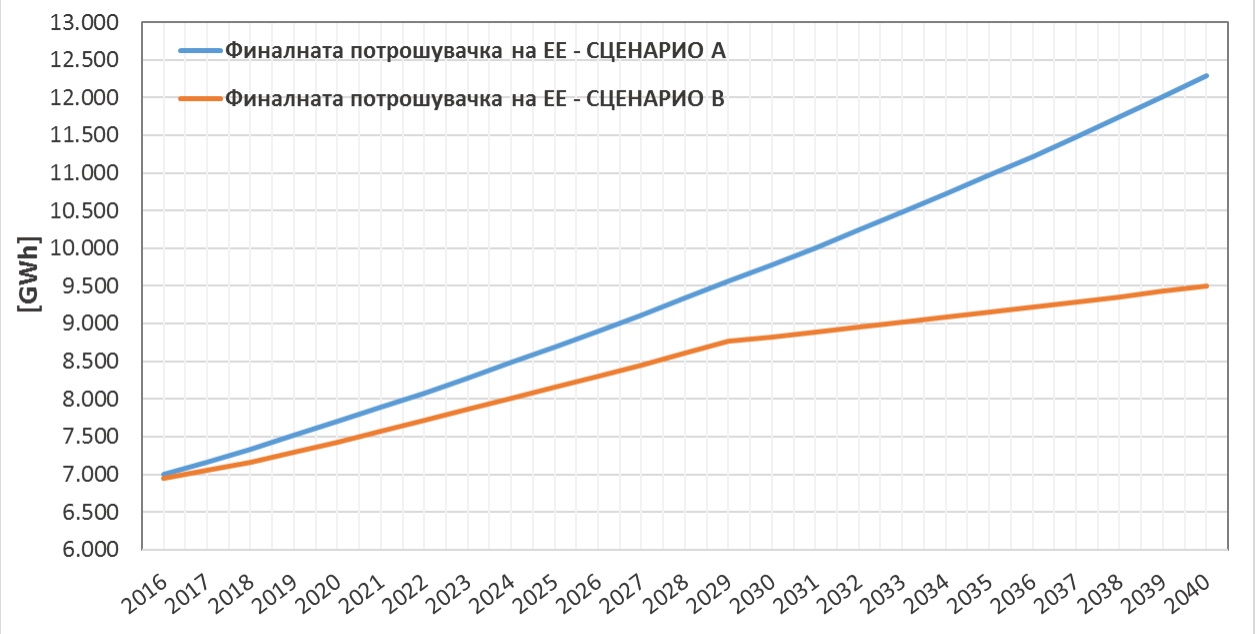
Прогнозата за двете сценарија е извршена со земање предвид на предвидениот пораст на БДП со вредности 3,7 % за 2016 година и 4,0 % за 2017 и 2018 година (спрема прогнозата на Светска Банка) и 4,5 % за секоја година до 2040 година. Сценаријата со повисока и пониска стапка на пораст на потрошувачката се дефинирани со земање предвид на различни коефициенти на еластичноста на дистрибутивната потрошувачка, што е детално опишано во литературата [1].

Во сценариото А, еластичноста на дистрибутивната потрошувачка се движи од вредност 0,76 и постепено се намалува до 0,6 во 2040 година (1 % пораст на БДП доведува до 0,76 %, односно 0,6 % пораст на потрошувачката на ЕЕ на дистрибутивните потрошувачи), додека во сценариото В, еластичностите се дефинираат од вредност 0,5 % во постоечката состојба, до 0,2 % во 2040 година (1 % пораст на БДП доведува до 0,5 %, односно 0,2 % пораст на потрошувачката на ЕЕ на дистрибутивните потрошувачи). Анализираните годишни стапки на пораст на дистрибутивната потрошувачка на ЕЕ во РМ, согласно изложеното изнесуваат:

Година	Сценарио А: Повисока стапка на пораст	Сценарио В: Пониска стапка на пораст
2020	3,1 %	2,5 %
2025	3,0 %	2,3 %
2030	2,8 %	0,9 %
2035	2,7 %	0,9 %
2040	2,7 %	0,9 %



Слика 3.8 Прогноза на вкупната потрошувачка на ЕЕ до 2040 година



Слика 3.9 Прогноза на финалната потрошувачка на ЕЕ (без загубите, сопствената потрошувачка на ЕЕ на МЕПСО и ЕЕ за пумпна работа на РХЕЦ)

3.2.1 Повисока стапка на пораст на потрошувачката на електрична енергија (СЦЕНАРИО А)

Во сценариото со повисока стапка на пораст на потрошувачката на ЕЕ, прогнозирано е дека вкупната потрошувачка на ЕЕ, вклучувајќи ги загубите во преносната и дистрибутивната мрежа, сопствената потрошувачка на МЕПСО и ЕЕ потребна за пумпна работа на пумпно - акумулационите ХЕЦ, расте од вредност 7,9 TWh во 2015 година, на следните вредности (Табела 3.12):

8,9 TWh во 2020 година,
9,9 TWh во 2025 година,
11,1 TWh во 2030 година,
12,3 TWh во 2035 година (13,5 TWh ако е изградена РХЕЦ Чебрен), и
13,6 TWh во 2040 година (14,8 TWh ако е изградена РХЕЦ Чебрен).

Разгледувајќи ја само финалната потрошувачка на ЕЕ од страна на директно приклучените потрошувачи и дистрибутивните потрошувачи, без загубите во мрежата, сопствената потрошувачка на МЕПСО и ЕЕ потребна за пумпање на водата во РХЕЦ, вкупната потрошувачка во ова сценарио расте од 6,9 TWh на:

7,7 TWh во 2020 година,
8,7 TWh во 2025 година,
9,8 TWh во 2030 година,
11,0 TWh во 2035 година и
12,3 TWh во 2040 година.

3.2.2 Пониска стапка на пораст на потрошувачката на електрична енергија (СЦЕНАРИО В)

Во сценариото со пониска стапка на пораст на потрошувачката на ЕЕ, прогнозирано е дека вкупната потрошувачка на ЕЕ, вклучувајќи ги загубите во преносната и дистрибутивната мрежа, сопствената потрошувачка на МЕПСО и ЕЕ потребна за пумпна работа на РХЕЦ, расте од вредност 7,9 TWh во 2015 година, на следните вредности (Табела 3.13):

8,6 TWh во 2020 година,
9,3 TWh во 2025 година,
10,0 TWh во 2030 година,
10,2 TWh во 2035 година (11,4 TWh ако е изградена РХЕЦ Чебрен) и
10,5 TWh во 2040 година (11,7 TWh ако е изградена РХЕЦ Чебрен).

Разгледувајќи ја само финалната потрошувачка на ЕЕ од страна на директно приклучените потрошувачи и дистрибутивните потрошувачи, без загубите во мрежата, сопствената потрошувачка на МЕПСО и ЕЕ потребна за пумпање на водата на РХЕЦ, вкупната потрошувачка во ова сценарио расте од 6,9 TWh на:

7,4 TWh во 2020 година,
8,2 TWh во 2025 година,
8,8 TWh во 2030 година,
9,1 TWh во 2035 година и
9,5 TWh во 2040 година.

Табела 3.12 Прогноза на вкупната потрошувачка на ЕЕ во ЕЕС на РМ (сценарио А)

Потрошувачи	Потрошувачка во иднина (GWh)												
	2016	*2017*	*2018*	*2019*	*2020*	*2021*	*2022*	*2023*	*2024*	*2025*	*2026*	*2027*	*2028*
Приклучени на преносната мрежа 110 kV	1.672	1.672	1.672	1.672	1.672	1.672	1.672	1.672	1.672	1.672	1.672	1.672	1.672
Приклучени на дистрибутивен систем	5.328	5.490	5.657	5.850	6.032	6.219	6.412	6.611	6.816	7.019	7.227	7.442	7.663
Загуби во преносната мрежа	162	161	160	163	167	175	178	181	186	191	196	200	205
Сопствената потрошувачка на постројките во сопственост на МЕПСО	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Загуби во дистрибутивниот систем	999	992	988	995	1.010	1.033	1.037	1.045	1.054	1.064	1.073	1.078	1.084
Потрошувачка на електрична енергија за пумпен режим на РХЕЦ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ВКУПНА ПОТРОШУВАЧКА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА (со ХЕЦ Чебрен)	**8.161**	**8.315**	**8.477**	**8.681**	**8.881**	**9.099**	**9.300**	**9.509**	**9.729**	**9.946**	**10.168**	**10.393**	**10.625**
ВКУПНА ПОТРОШУВАЧКА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА (со РХЕЦ Чебрен)	8.161	8.315	8.477	8.681	8.881	9.099	9.300	9.509	9.729	9.946	10.168	10.393	10.625

Потрошувачи	Потрошувачка во иднина (GWh)											
	2029	*2030*	*2031*	*2032*	*2033*	*2034*	*2035*	*2036*	*2037*	*2038*	*2039*	*2040*
Приклучени на преносната мрежа 110 kV	1.672	1.672	1.672	1.672	1.672	1.672	1.672	1.672	1.672	1.672	1.672	1.672
Приклучени на дистрибутивен систем	7.891	8.111	8.337	8.570	8.809	9.054	9.299	9.550	9.808	10.073	10.345	10.624
Загуби во преносната мрежа	210	215	220	225	230	235	241	246	252	258	264	270
Сопствената потрошувачка на постројките во сопственост на МЕПСО	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Загуби во дистрибутивниот систем	1.091	1.094	1.097	1.099	1.100	1.101	1.100	1.097	1.094	1.090	1.085	1.079
Потрошувачка на електрична енергија за пумпен режим на РХЕЦ	0	0	0	0	0	0	0 (1.200)	0 (1.200)	0 (1.200)	0 (1.200)	0 (1.200)	0 (1.200)
ВКУПНА ПОТРОШУВАЧКА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА (со ХЕЦ Чебрен)	**10.863**	**11.092**	**11.326**	**11.566**	**11.811**	**12.063**	**12.312**	**12.566**	**12.826**	**13.093**	**13.366**	**13.645**
ВКУПНА ПОТРОШУВАЧКА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА (со РХЕЦ Чебрен)	10.863	11.092	11.326	11.566	11.811	12.063	13.512	13.766	14.026	14.293	14.566	14.845

Табела 3.13 Прогноза на вкупната потрошувачка на ЕЕ во ЕЕС на РМ (сценарио В)

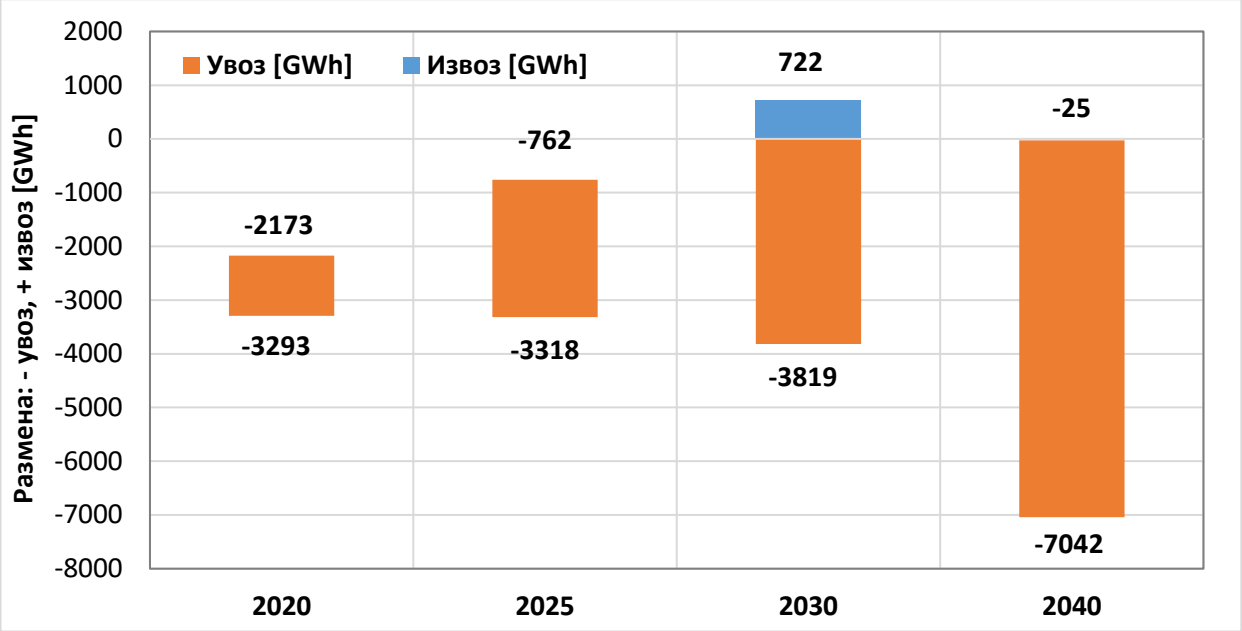
Потрошувачи	Потрошувачка во иднина (GWh)												
	2016	*2017*	*2018*	*2019*	*2020*	*2021*	*2022*	*2023*	*2024*	*2025*	*2026*	*2027*	*2028*
Приклучени на преносната мрежа 110 kV	1.672	1.672	1.672	1.672	1.672	1.672	1.672	1.672	1.672	1.672	1.672	1.672	1.672
Приклучени на дистрибутивен систем	5.278	5.383	5.491	5.615	5.754	5.896	6.042	6.191	6.345	6.487	6.633	6.783	6.935
Загуби во преносната мрежа	161	159	157	158	161	168	170	172	176	179	183	186	189
Сопствената потрошувачка на постројките во сопственост на МЕПСО	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Загуби во дистрибутивниот систем	989	973	959	955	963	979	977	978	981	983	985	983	981
Потрошувачка на електрична енергија за пумпен режим на РХЕЦ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ВКУПНА ПОТРОШУВАЧКА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА (со ХЕЦ Чебрен)	**8.101**	**8.187**	**8.279**	**8.401**	**8.550**	**8.716**	**8.862**	**9.014**	**9.174**	**9.322**	**9.473**	**9.623**	**9.778**
ВКУПНА ПОТРОШУВАЧКА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА (со РХЕЦ Чебрен)	8.101	8.187	8.279	8.401	8.550	8.716	8.862	9.014	9.174	9.322	9.473	9.623	9.778

Потрошувачи	Потрошувачка во иднина (GWh)											
	2029	*2030*	*2031*	*2032*	*2033*	*2034*	*2035*	*2036*	*2037*	*2038*	*2039*	*2040*
Приклучени на преносната мрежа 110 kV	1.672	1.672	1.672	1.672	1.672	1.672	1.672	1.672	1.672	1.672	1.672	1.672
Приклучени на дистрибутивен систем	7.091	7.155	7.219	7.284	7.350	7.416	7.483	7.550	7.618	7.687	7.756	7.826
Загуби во преносната мрежа	192	194	195	197	198	199	201	202	204	205	207	208
Сопствената потрошувачка на постројките во сопственост на МЕПСО	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Загуби во дистрибутивниот систем	980	965	950	934	918	902	885	868	850	832	814	795
Потрошувачка на електрична енергија за пумпен режим на РХЕЦ	0	0	0	0	0	0	0 (1.200)	0 (1.200)	0 (1.200)	0 (1.200)	0 (1.200)	0 (1.200)
ВКУПНА ПОТРОШУВАЧКА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА (со ХЕЦ Чебрен)	**9.936**	**9.987**	**10.037**	**10.088**	**10.138**	**10.190**	**10.241**	**10.293**	**10.345**	**10.397**	**10.449**	**10.502**
ВКУПНА ПОТРОШУВАЧКА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА (со РХЕЦ Чебрен)	9.936	9.987	10.037	10.088	10.138	10.190	11.441	11.493	11.545	11.597	11.649	11.702

3.3 ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИ БИЛАНСИ

Во литературата [1] се одредени електроенергетските биланси за различни сценарија на производството и потрошувачката во ЕЕС на РМ до 2040 година, а со тоа и за сценаријата кои се анализирани во оваа студија. Скратените прикази на билансите за анализираните сценарија се дадени во продолжение (Табела 3.14 - Табела 3.17). За потребите на оваа студија во вкупниот биланс на ЕЕ не се вклучени новите директни потрошувачи кои се приклучуваат на мрежата 110 kV (неизвесност на изградбата!), но тие се земаат предвид во билансот на моќност и при анализите на преносната мрежа. Прикажаните биланси за сценариото на производството „јаглен, гас“, претпоставуваат изградба на ТЕТО 3. Рид во 2035 година.

Електроенергетските биланси за разгледуваните сценарија се изработени на тој начин што разликата помеѓу вкупната прогнозирана потрошувачка (излез на ЕЕ од ЕЕС на РМ) и производството, се покрива со увоз на ЕЕ на годишно ниво, односно со извоз ако производството е поголемо од потрошувачката. Од табелите јасно се гледа дека за анализираните сценарија возможно е да се очекуваат следните нивоа на годишна размена на ЕЕ во разгледуваните години (нивото на увозот во 2015 година изнесувало 2,7 TWh), прикажани на сликата (Слика 3.10).



Слика 3.10 Очекувана размена на ЕЕ (GWh) во РМ (без новите директни потрошувачи на преносната мрежа)

Помалите вредности на увозот односно можниот извоз на ЕЕ во 2030 година одговараат на пониската стапка на пораст на потрошувачката и сценариото на изградба на електричните централи „јаглен, гас“, додека повисоките нивоа на увоз одговараат на повисоката стапка на пораст на потрошувачката и сценариото на изградба на електричните централи „зелено“.

Табела 3.14 Скратен приказ на електроенергетските биланси (сценарио на производството „јаглен, гас“, сценарио на потрошувачката А)

Категорија	БИЛАНС во иднина (GWh)												
	2016	*2017*	*2018*	*2019*	*2020*	*2021*	*2022*	*2023*	*2024*	*2025*	*2026*	*2027*	*2028*
Производство	5.985	5.856	5.728	5.516	6.377	6.462	6.432	6.412	6.410	8.560	8.568	8.561	8.559
Размена	2.176	2.460	2.749	3.165	2.504	2.637	2.868	3.097	3.319	1.386	1.600	1.832	2.066
Вкупна расположлива електрична енергија	8.161	8.315	8.477	8.681	8.881	9.099	9.300	9.509	9.729	9.946	10.168	10.393	10.625
Загуби	1.161	1.153	1.148	1.159	1.177	1.208	1.215	1.226	1.240	1.255	1.268	1.278	1.289
Сопствената потрошувачка на постројките во сопственост на МЕПСО	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Потрошувачка	6.999	7.161	7.328	7.521	7.703	7.890	8.084	8.283	8.488	8.690	8.899	9.113	9.334
Потрошувачка на електрична енергија за пумпен режим на РХЕЦ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
БИЛАНС	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

Категорија	БИЛАНС во иднина (GWh)											
	2029	*2030*	*2031*	*2032*	*2033*	*2034*	*2035*	*2036*	*2037*	*2038*	*2039*	*2040*
Производство	8.560	10.708	9.668	9.667	9.667	9.667	12.492	11.114	11.114	11.114	11.114	11.677
Размена	2.304	384	1.658	1.898	2.144	2.396	1.019	2.653	2.913	3.180	3.452	3.169
Вкупна расположлива електрична енергија	10.863	11.092	11.326	11.566	11.811	12.063	13.512	13.766	14.026	14.293	14.566	14.845
Загуби	1.300	1.309	1.317	1.324	1.330	1.336	1.340	1.344	1.346	1.348	1.349	1.349
Сопствената потрошувачка на постројките во сопственост на МЕПСО	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Потрошувачка	9.562	9.782	10.008	10.241	10.480	10.726	10.970	11.221	11.479	11.744	12.016	12.295
Потрошувачка на електрична енергија за пумпен режим на РХЕЦ	0	0	0	0	0	0	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200
БИЛАНС	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

Табела 3.15 Скратен приказ на електроенергетските биланси (сценарио на производството „јаглен, гас“, сценарио на потрошувачката В)

Категорија	БИЛАНС во иднина (GWh)												
	2016	*2017*	*2018*	*2019*	*2020*	*2021*	*2022*	*2023*	*2024*	*2025*	*2026*	*2027*	*2028*
Производство	5.985	5.856	5.728	5.516	6.377	6.462	6.432	6.412	6.410	8.560	8.568	8.561	8.559
Размена	2.116	2.332	2.551	2.885	2.173	2.253	2.430	2.602	2.764	762	905	1.062	1.219
Вкупна расположлива електрична енергија	8.101	8.187	8.279	8.401	8.550	8.716	8.862	9.014	9.174	9.322	9.473	9.623	9.778
Загуби	1.150	1.132	1.116	1.114	1.124	1.147	1.147	1.150	1.157	1.162	1.167	1.168	1.170
Сопствената потрошувачка на постројките во сопственост на МЕПСО	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Потрошувачка	6.949	7.055	7.163	7.286	7.425	7.567	7.713	7.863	8.016	8.159	8.305	8.454	8.607
Потрошувачка на електрична енергија за пумпен режим на РХЕЦ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
БИЛАНС	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

Категорија	БИЛАНС во иднина (GWh)											
	2029	*2030*	*2031*	*2032*	*2033*	*2034*	*2035*	*2036*	*2037*	*2038*	*2039*	*2040*
Производство	8.560	10.708	9.668	9.667	9.667	9.667	12.492	11.114	11.114	11.114	11.114	11.677
Размена	1.377	-722	369	420	471	522	-1.051	379	431	483	535	25
Вкупна расположлива електрична енергија	9.936	9.987	10.037	10.088	10.138	10.190	11.441	11.493	11.545	11.597	11.649	11.702
Загуби	1.172	1.159	1.145	1.131	1.116	1.101	1.086	1.070	1.054	1.037	1.021	1.003
Сопствената потрошувачка на постројките во сопственост на МЕПСО	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Потрошувачка	8.763	8.827	8.891	8.956	9.022	9.088	9.154	9.222	9.290	9.358	9.427	9.497
Потрошувачка на електрична енергија за пумпен режим на РХЕЦ	0	0	0	0	0	0	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200
БИЛАНС	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

Табела 3.16 Скратен приказ на електроенергетските биланси (сценарио на производството „зелено“, сценарио на потрошувачката А)

Категорија	БИЛАНС во иднина (GWh)												
	2016	*2017*	*2018*	*2019*	*2020*	*2021*	*2022*	*2023*	*2024*	*2025*	*2026*	*2027*	*2028*
Производство	5.985	5.856	5.523	5.531	5.588	5.673	5.643	5.623	5.621	6.627	6.636	6.629	6.626
Размена	2.176	2.460	2.954	3.150	3.293	3.426	3.657	3.886	4.108	3.318	3.532	3.764	3.998
Вкупна расположлива електрична енергија	8.161	8.315	8.477	8.681	8.881	9.099	9.300	9.509	9.729	9.946	10.168	10.393	10.625
Загуби	1.161	1.153	1.148	1.159	1.177	1.208	1.215	1.226	1.240	1.255	1.268	1.278	1.289
Сопствената потрошувачка на постројките во сопственост на МЕПСО	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Потрошувачка	6.999	7.161	7.328	7.521	7.703	7.890	8.084	8.283	8.488	8.690	8.899	9.113	9.334
Потрошувачка на електрична енергија за пумпен режим на РХЕЦ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
БИЛАНС	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

Категорија	БИЛАНС во иднина (GWh)											
	2029	*2030*	*2031*	*2032*	*2033*	*2034*	*2035*	*2036*	*2037*	*2038*	*2039*	*2040*
Производство	6.627	7.273	5.074	5.073	5.073	5.073	7.559	6.134	6.134	6.134	6.134	6.603
Размена	4.236	3.819	6.252	6.492	6.738	6.990	4.753	6.432	6.693	6.959	7.232	7.042
Вкупна расположлива електрична енергија	10.863	11.092	11.326	11.566	11.811	12.063	12.312	12.566	12.826	13.093	13.366	13.645
Загуби	1.300	1.309	1.317	1.324	1.330	1.336	1.340	1.344	1.346	1.348	1.349	1.349
Сопствената потрошувачка на постројките во сопственост на МЕПСО	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Потрошувачка	9.562	9.782	10.008	10.241	10.480	10.726	10.970	11.221	11.479	11.744	12.016	12.295
Потрошувачка на електрична енергија за пумпен режим на РХЕЦ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
БИЛАНС	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

Табела 3.17 Скратен приказ на електроенергетските биланси (сценарио на производството „зелено“, сценарио на потрошувачката В)

Категорија	БИЛАНС во иднина (GWh)												
	2016	*2017*	*2018*	*2019*	*2020*	*2021*	*2022*	*2023*	*2024*	*2025*	*2026*	*2027*	*2028*
Производство	5.985	5.856	5.523	5.531	5.588	5.673	5.643	5.623	5.621	6.627	6.636	6.629	6.626
Размена	2.116	2.332	2.756	2.870	2.962	3.042	3.219	3.391	3.553	2.695	2.837	2.995	3.152
Вкупна расположлива електрична енергија	8.101	8.187	8.279	8.401	8.550	8.716	8.862	9.014	9.174	9.322	9.473	9.623	9.778
Загуби	1.150	1.132	1.116	1.114	1.124	1.147	1.147	1.150	1.157	1.162	1.167	1.168	1.170
Сопствената потрошувачка на постројките во сопственост на МЕПСО	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Потрошувачка	6.949	7.055	7.163	7.286	7.425	7.567	7.713	7.863	8.016	8.159	8.305	8.454	8.607
Потрошувачка на електрична енергија за пумпен режим на РХЕЦ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
БИЛАНС	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

Категорија	БИЛАНС во иднина (GWh)											
	2029	*2030*	*2031*	*2032*	*2033*	*2034*	*2035*	*2036*	*2037*	*2038*	*2039*	*2040*
Производство	6.627	7.273	5.074	5.073	5.073	5.073	7.559	6.134	6.134	6.134	6.134	6.603
Размена	3.309	2.714	4.963	5.014	5.065	5.116	2.683	4.159	4.211	4.263	4.315	3.899
Вкупна расположлива електрична енергија	9.936	9.987	10.037	10.088	10.138	10.190	10.241	10.293	10.345	10.397	10.449	10.502
Загуби	1.172	1.159	1.145	1.131	1.116	1.101	1.086	1.070	1.054	1.037	1.021	1.003
Сопствената потрошувачка на постројките во сопственост на МЕПСО	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Потрошувачка	8.763	8.827	8.891	8.956	9.022	9.088	9.154	9.222	9.290	9.358	9.427	9.497
Потрошувачка на електрична енергија за пумпен режим на РХЕЦ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
БИЛАНС	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

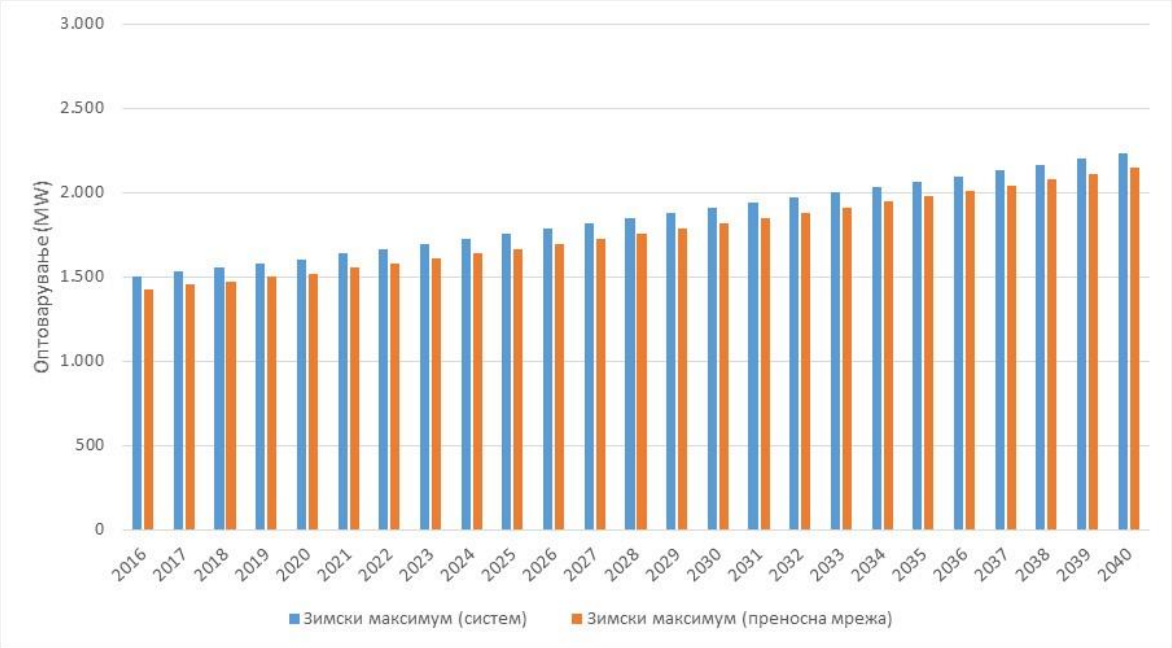
Од прикажаните електроенергетски биланси може да се изведат неколку важни заклучоци, поврзани со планирањето на развојот на преносната мрежа во РМ:

- Во случај на изградба на нови ТЕЦ на јаглен и гас, се очекува пониско ниво на увоз на ЕЕ во ЕЕС на РМ, а зависно од стапката на пораст на потрошувачката евентуално ќе биде возможен и извоз на ЕЕ на годишно ниво,
- Доколку се реализира планираната изградба на нови ТЕЦ на јаглен и гас, веројатно нема да се јави потреба за дополнително зајакнување на македонските интерконекции со соседните системи од аспект на обезбедување на сигурност во снабдувањето на потрошувачите. Евентуално, таква потреба може да се појави заради пазарни причини (доколку во регионот биде возможно да се купи ЕЕ со пониска цена од цената на производството на електричните централи во РМ или доколку преносната мрежа на РМ биде изложена на големи транзити заради состојбите на регионалниот пазар на ЕЕ),
- Во случај развојот на производните капацитети во РМ да е базиран на ОИЕ, реално е да се очекува многу висок увоз на ЕЕ заради кој ќе се зголеми оптоварувањето и степенот на искористување на македонските интерконективни водови и евентуално може да се појави потреба за изградба на нови интерконекции и/или зајакнување на интерната преносна мрежа.

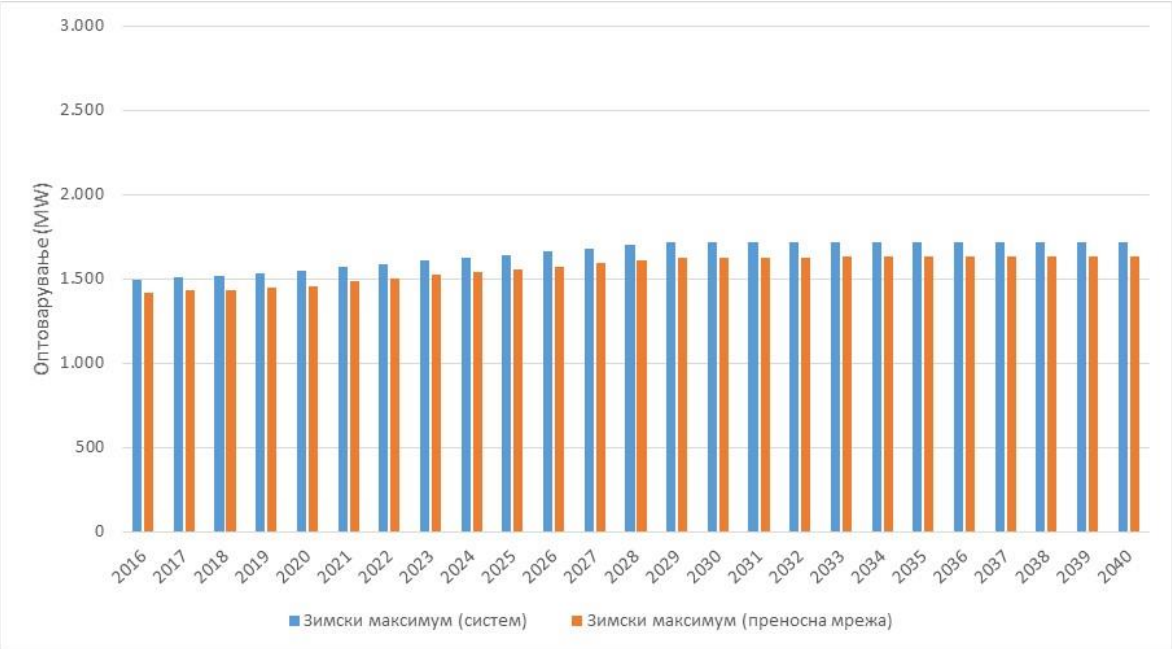
3.4 МАКСИМАЛНИ ЗИМСКИ И ЛЕТНИ ОПТОВАРУВАЊА ВО ЕЕС

3.4.1 Прогноза на максималните зимски (врвни) оптоварувања во ЕЕС

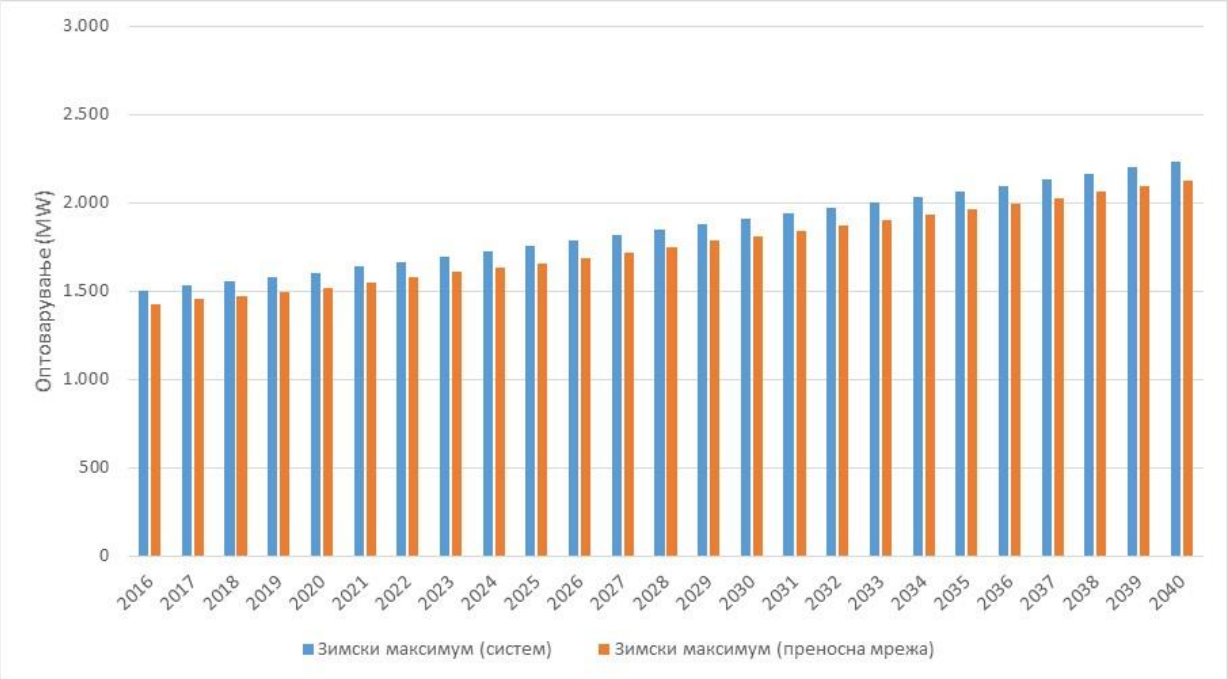
Прогнозата на порастот на максималното зимско (врвно) оптоварување во ЕЕС на РМ е извршена во [1], без новите индустриски потрошувачи (со вкупна моќност од 184 MW), зависно од годишната потрошувачка на ЕЕ и прогнозираниот фактор на оптоварување, при што системскиот максимум и максимумот на оптоварувањето на ниво на преносната мрежа се разликуваат за ангажираноста на електричните централи приклучени на дистрибутивната мрежа во часот на настанување на максималното оптоварување.



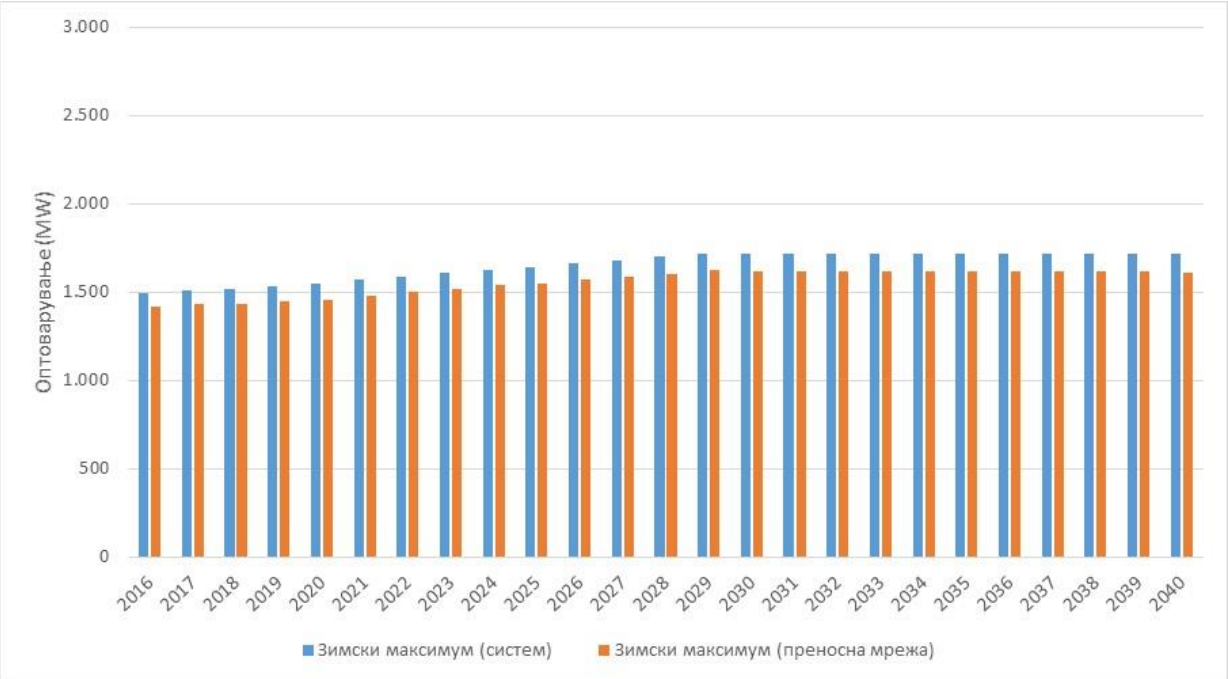
Слика 3.11 Прогноза на врвното оптоварување во периодот 2016 – 2040 (ПОТРОШУВАЧКА: сценарио А, ПРОИЗВОДСТВО: сценарио „јаглен, гас“)



Слика 3.12 Прогноза на врвното оптоварување во периодот 2016 – 2040 (ПОТРОШУВАЧКА: сценарио В, ПРОИЗВОДСТВО: сценарио „јаглен, гас“)



Слика 3.13 Прогноза на врвното оптоварување во периодот 2016 – 2040 (ПОТРОШУВАЧКА: сценарио А, ПРОИЗВОДСТВО: сценарио „зелено“)



Слика 3.14 Прогноза на врвното оптоварување во периодот 2016 – 2040 (ПОТРОШУВАЧКА : сценарио В, ПРОИЗВОДСТВО: сценарио „зелено“)

Прогнозата на системските врвни оптоварувања е изведена со претпоставка дека постоечкиот фактор на оптоварување со вредност 60,94 % (просечна вредност во периодот 2011 – 2015), постепено ќе се зголемува до 2040 година, кога ќе изнесува 69,74 %.

Согласно претходната претпоставка се прогнозирани следниве вредности на врвното оптоварување на ниво на ЕЕС (системскиот максимум за 2015 година изнесувал 1439 MW, а историскиот максимум на оптоварување на ниво на ЕЕС е забележан во 2011 година со вредност 1642 MW):

- За повисоката стапка на пораст на потрошувачката (Слика 3.11):

1604 MW во 2020 година,
1753 MW во 2025 година,
1907 MW во 2030 година и
2234 MW во 2040 година.

- За пониската стапка на пораст на потрошувачката (Слика 3.12):

1544 MW во 2020 година,
1643 MW во 2025 година,
1717 MW во 2030 година и
1719 MW во 2040 година.

Понатаму, претпоставено е дека вредностите на врвното оптоварување на ниво на ЕЕС не зависат од изградбата на нови електрични централи, а со тоа ни од можната изградба на РХЕЦ Чебрен за која се претпоставува дека не би пумпала вода од долниот во горниот базен, односно не би трошела ЕЕ во часот на настанување на врвното оптоварување на системот (вообичаено пумпниот режим на работа на овој тип електрични централи се случува во текот на ноќните часови кога има вишоци на ЕЕ во периодот на ниски оптоварувања во ЕЕС).

Вредностите на максималното оптоварување на ниво на преносната мрежа ќе зависат од разгледуваното сценарио за изградба на нови електрични централи, бидејќи во двете разгледувани сценарија се разликува големината на изградба на електричните централи приклучени на дистрибутивната мрежа, а со тоа и нивната ангажираност во часот на настанување на врвното оптоварување во системот. Максималните оптоварувања на ниво на преносната мрежа (вклучувајќи ги загубите во преносната мрежа) се прогнозирани на следниве вредности:

- За повисоката стапка на пораст на потрошувачката и сценарио на производството „јаглен, гас“:

1519 MW во 2020 година,
1665 MW во 2025 година,
1818 MW во 2030 година и
2145 MW во 2040 година.

- За пониската стапка на пораст на потрошувачката и сценарио на производството „јаглен, гас“:

1459 MW во 2020 година,
1555 MW во 2025 година,
1628 MW во 2030 година и
1631 MW во 2040 година.

- За повисоката стапка на пораст на потрошувачката и сценарио на производството „зелено“:

1515 MW во 2020 година,
1659 MW во 2025 година,
1809 MW во 2030 година и
2123 MW во 2040 година.

- За пониската стапка на пораст на потрошувачката и сценарио на производството „зелено“:

1455 MW во 2020 година,
1549 MW во 2025 година,
1619 MW во 2030 година и
1608 MW во 2040 година.

Согласно прикажаните прогнози на максималното оптоварување на ниво на преносната мрежа, кое е релевантно за изработка на планот на развојот на преносната мрежа, видливо е дека врвните оптоварувања многу малку се разликуваат зависно од разгледуваното сценарио за изградба на нови електрични централи, иако во сценариото „зелено“ е претпоставена интензивна изградба на електрични централи на ОИЕ. Причина за ова е релативно ниската прогнозирана ангажираност на ВЕЦ и електричните централи приклучени на дистрибутивната мрежа во часот на настанувањето на врвното оптоварување на системот, па нема поголема разлика во вредностите на максималните оптоварувања на ниво на преносната мрежа во двете разгледувани сценарија на производството (разликите се помали од 20 MW).

Од овие причини, планот за развој на преносната мрежа ќе се дефинира со оглед на прогнозираните врвни оптоварувања независно од сценариото за изградба на електричните централи, а кои се со претходно наведените вредности за повисоката стапка на пораст на потрошувачката и сценариото на производството „јаглен, гас“ (1519 MW во 2020 година до 2145 MW во 2040 година, без новите индустриски потрошувачи). Проверката на планот за развојот и осетливоста на резултатите ќе се спроведе со врвните оптоварувања на системот кои одговараат на пониската стапка на пораст на потрошувачката и сценариото на производството „зелено“ (од 1455 MW во 2020 година до 1608 MW во 2040 година, без новите индустриски потрошувачи).

Табела 3.18 Вредности на прогнозираното врвно оптоварување на ниво на преносната мрежа без новите индустриски потрошувачи

Временски пресек	P_{max} (MW)*	P_{max-2} (MW)**
2020	1519	1455
2025	1665	1549
2030	1818	1619
2040	2145	1608

* врвно оптоварување на ниво на преносната мрежа (без новите индустриски потрошувачи).

** врвно оптоварување на ниво на преносната мрежа (без новите индустриски потрошувачи).

3.4.2 Прогноза на максималните летни оптоварувања во ЕЕС

Планот на развојот на преносната мрежа се одредува врз основа на прогнозираните зимски максимални оптоварувања (врвни оптоварувања), со проверка на условите во преносната мрежа во часот на настанување на максималното летно оптоварување во ЕЕС на РМ. Вредностите на максималните летни оптоварувања во ЕЕС на РМ се движат во распонот од 66 % до 86 % од максималното зимско оптоварување (разгледуван период 2009 – 2015 година), со просечна вредност од 74,25 % P_{max} во последните пет години (2011 – 2015). Максималните летни оптоварувања најчесто се забележани во јули, некаде во попладневните часови помеѓу 14 и 15 h.

Користејќи ја софтверската алатка опишана во [1], за повисоката стапка на пораст на оптоварувањето (СЦЕНАРИО А), одредени се прогнозираните вредности на летните максимални оптоварувања, како што е прикажано во следната табела.

Табела 3.19 Вредности на прогнозираното максимално летно оптоварување без новите индустриски потрошувачи (сценарио со повисока стапка на пораст на оптоварувањето, СЦЕНАРИО А)

Временски пресек	$P_{max\ лето}$ (MW)***
2020	1130
2025	1253
2030	1371
2040	1617

*** врвно летно оптоварување на ниво на преносната мрежа (без новите индустриски потрошувачи).

Вредностите на оптоварувањата на системот кои се наведени во претходните табели (Табела 3.18, Табела 3.19) претставуваат основните вредности со кои се планира развојот на преносната мрежа, на нив се додава оптоварувањето на новите потрошувачи (мрежата 110 kV), како што е опишано во продолжение.

3.4.3 Листа на нови трансформаторски станици и нови интерконективни водови

МЕПСО достави листа на новите ТС и интерконективни водови за разгледуваниот период до 2030 година. Новите ТС вклучуваат дистрибутивни ТС 110/x kV кои преземаат оптоварување од постоечките ТС, додека новите индустриски ТС ќе претставуваат ново (дополнително) оптоварување во системот. Вкупната сумарна моќност на приклучок на новите индустриски потрошувачи на мрежата изнесува 184 MW. Во периодот до 2030 година, предвидена е изградба нови дистрибутивни ТС 110/x kV, согласно табелата (Табела 3.20).

Табела 3.20 План за изградба на нови дистрибутивни ТС 110/x kV

Име на ТС	Инсталирана моќност	Оптоварување	Година на приклучување на преносната мрежа
	[MVA]	[MW]	
ТС 110/35/10(20) kV Централна - нова (1)	120	40	2019
ТС 110/35/10(20) kV Централна - нова (2)		20	
ТС 110/20/10 kV Зајчев Рид (1)	80	40	2020
ТС 110/20/10 kV Зајчев Рид (2)		20	
ТС 110/10(20) kV Кисела Вода	80	20	2025
ТС 110/10(20) kV Дебар	40	12	2025
ТС 110/10(20) kV Сарај	40	20	2030
ТС 110/10(20) kV Гостивар 2	40	20	2030
ТС 110/10(20) kV Охрид 4 (Еразмо)	40	20	2030

Трансформаторската станица 110/35/10(20) kV Централна – нова ќе преземе оптоварување од постоечките ТС Југ Нова 20 MW, од Козле и Запад по 10 MW, а дополнителни 20 MW ќе претставува дополнителен товар од приклучокот за новиот корисник Лимак.

Трансформаторската станица 110/20/10 kV Зајчев Рид ќе преземе оптоварување од постоечките ТС Васил Главинов и Ѓорче Петров по 20 MW, а дополнителни 20 MW ќе претставува приклучокот за нови потрошувачи според ДУП Касарна Илинден.

Трансформаторската станица 110/10(20) kV Кисела Вода ќе преземе оптоварување од 20 MW од постоечката ТС Југ Нова.

Трансформаторската станица 110/10(20) kV Дебар ќе го преземе во целост оптоварувањето од постоечката ТС Шпиље.

Трансформаторската станица 110/10(20) kV Сарај ќе преземе оптоварување од 20 MW од постоечката ТС Ѓорче Петров.

Трансформаторската станица 110/10(20) kV Гостивар 2 ќе преземе оптоварување од 20 MW од постоечката ТС Гостивар.

Трансформаторската станица 110/10(20) kV Охрид 4 (Еразмо) ќе преземе оптоварување од постоечките ТС Охрид 1 и ТС Струга, по 10 MW од секоја.

Приклучувањето на новите индустриски потрошувачи на преносната мрежа 110 kV преку шест нови ТС (вкупна моќност 184 MW) е предвидено според динамика како што е прикажано во табелата (Табела 3.21).

Табела 3.21 План на изградба на новите индустриски ТС 110/x kV

Име на ТС	Оптоварување	Потрошувачка	Година на приклучување на преносната мрежа
	[MW]	[GWh]	
Неокази	19	58,99	2020
Иловица	60	424,56	2025
Жабени	20	100	2025
Желино	15	67,5	2025
Сардич	50	350	2030
Неокази	20	100	2030
Вкупно	**184**	**1101,1**	**2020 - 2030**

Кранфилд Фаундри ќе биде леарница за челик, која ќе опфаќа топење на отпадниот челик, негово лиење и производство на челични производи. Приклучокот на Кранфилд Фаундри ќе биде на новата ТС Неокази која кон преносната мрежа ќе се приклучи со влез – излез на постојниот 110 kV ДВ ТС Штип – ТС Пробиштип. Во ТС ќе има инсталирано два енергетски трансформатори со привидна моќност од по 20 MVA, со преносен однос 110/20 kV/kV. Во 2030 година треба да се моделира дополнително оптоварување од 20 MW.

Приклучокот на рудникот за бакар Еуромакс на преносната мрежа ќе биде со два нови приклучни далекуводи од ново изградената ТС Иловица (со 2x50 MVA енергетски трансформатори со преносен однос 110/10 kV) кон постојните ТС Берово и ТС Сушица. Едниот енергетски трансформатор во ТС Иловица ќе се користи во нормален режим на работа, а вториот трансформатор би се користел како ладна резерва. Трансформаторската станица Жабени и ТС Желино ќе се градат за потребите на напојување на новите индустриски зони, додека ТС Сардич ќе се гради за потребите на рударскиот комплекс за бакар и други минерални суровини.

Од новите интерконективни водови, до 2020 година се планира изградба на нов интерконективен вод 400 kV со Албанија, ДВ 400 kV Битола 2 - Елбасан и ТС 400/110 kV Охрид (приклучена на 400 kV интерконективен далекувод ТС Битола 2 - ТС Елбасан). Зависно од плановите за развој на нови производствени комплекси на Косово, во долгорочен период до 2040 година можно е поврзување на ЕМ со Косово со нов интерконективен вод 400 kV.

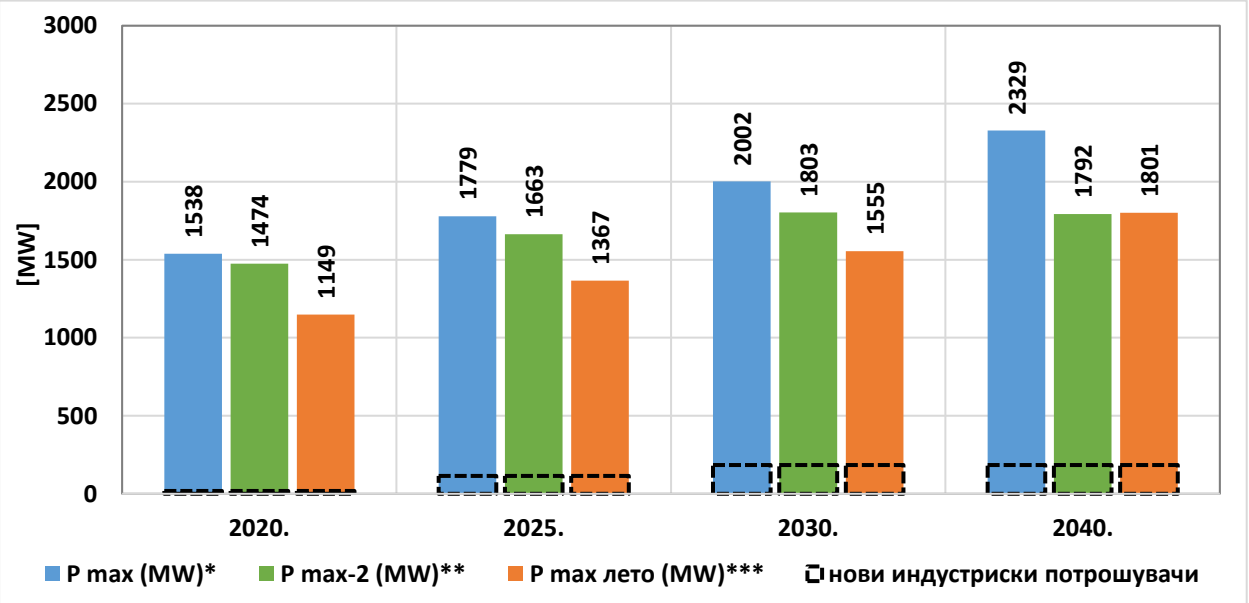
3.4.4 Распределба на максималните оптоварувања на ТС 110/x kV за потребите на развојот на преносната мрежа

При анализата на влијанието на изградбата на новите директно приклучени потрошувачи на преносната мрежа 110 kV врз работата на целата преносна мрежа, на претходно дефинираните врвни оптоварувања (Табела 3.18, Табела 3.19) се додава вредноста на максималното оптоварување на секој нов директен потрошувач, со цел проверка на работните услови во преносната мрежа и задоволување на критериумот за сигурност. Прогнозираните врвни оптоварувања на ЕЕС на РМ за кои се врши планирање на развојот на преносната мрежа, со вклучени сите нови индустриски и дистрибутивни потрошувачи, прикажани се во следната табела и слика.

Табела 3.22 Вредности на прогнозираното врвно оптоварување на ниво на преносната мрежа согласно кои се изведува планирањето на развојот на преносната мрежа (со вклучени сите нови потрошувачи)

Временски пресек	P_{max} (MW)*	P_{max-2} (MW)**	$P_{max\ лето}$ (MW)***
2020	1538	1474	1149
2025	1779	1663	1367
2030	2002	1803	1555
2040	2329	1792	1801

* врвно оптоварување на ниво на преносната мрежа релевантно за изработка на планот за развој на преносната мрежа.
** врвно оптоварување на ниво на преносната мрежа релевантно за контрола на планот за развој на преносната мрежа.
*** врвно летно оптоварување на ниво на преносната мрежа релевантно за контрола на планот за развој на преносната мрежа.



* врвно оптоварување на ниво на преносната мрежа релевантно за изработка на планот за развој на преносната мрежа.
** врвно оптоварување на ниво на преносната мрежа релевантно за контрола на планот за развој на преносната мрежа.
*** врвно летно оптоварување на ниво на преносната мрежа релевантно за контрола на планот за развој на преносната мрежа.

Слика 3.15 Вредности на прогнозираното врвно оптоварување на ниво на преносната мрежа согласно кои се изведува планирањето на развојот на преносната мрежа (со вклучени сите нови потрошувачи)

Распределбата на врвното оптоварување на поединечните ТС 110/x kV е изведено врз основа на нивното учество во вкупното врвно оптоварување на системот за 2015 година, согласно податоците добиени од IDSpecto, со уважување на планот на изградба на новите ТС 110/x kV и предвиденото преземање на оптоварување од постоечките ТС (Табела 3.23, Табела 3.24). Реактивното оптоварување на поединечните ТС претпоставено е со вредност која одговара на факторот на моќност кој е забележан за секоја ТС во часот на настанување на врвното оптоварување за 2015 година, додека за новите ТС претпоставен е фактор на моќност од 0,95. Со сина боја во табелата се означени ТС кои ја напојуваат дистрибутивната мрежа, додека со црвена боја се означени ТС кои ги напојуваат големите индустриски потрошувачи директно приклучени на преносната мрежа 110 kV. Имињата на ТС се превземени од PSS/E моделот доставен од страна на МЕПСО.

Во Табела 3.23 е прикажана распределбата на врвното оптоварување во планирачкиот период до 2040 година, по анализираните временски пресеци (2020, 2025, 2030 и 2040 година), на поединечните ТС за сценариото со повисока стапка на пораст на потрошувачката и оптоварувањето (СЦЕНАРИО А), додека во Табела 3.24 е прикажана распределбата на оптоварувањата за сценариото со пониска стапка на пораст на потрошувачката и оптоварувањето (СЦЕНАРИО В).

Табела 3.23 Распределба на врвното оптоварување на ниво на преносната мрежа на поединечните ТС 110/x kV во сценариото на пораст на потрошувачката А (со вклучени новите ТС 110/x kV)

ТС	2020		2025		2030		2040	
	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
AERODROM 110,00	42,0	6,5	46,7	7,3	51,6	8,1	62,2	9,7
BEROVO 110,00	4,9	0,0	5,4	0,0	6,0	0,0	7,2	0,0
BITOLA 1 110,00	18,9	3,6	21,0	4,1	23,2	4,5	27,9	5,4
BITOLA 3 110,00	37,7	6,2	41,9	7,0	46,4	7,7	55,9	9,2
BITOLA 4 110,00	30,0	5,8	33,5	6,4	36,9	7,1	44,5	8,6
BUCIM 110,00	15,0	5,8	15,0	5,8	15,0	5,8	15,0	5,8
VALANDOVO 110,00	6,6	1,7	7,3	1,8	8,1	2,0	9,7	2,4
V.GLAVINOV 110,00	48,4	9,2	56,0	10,7	64,0	12,3	81,1	15,5
VELES 110,00	5,9	1,4	6,5	1,5	7,3	1,7	8,8	1,9
VELEC C 110,00	25,9	2,8	28,8	3,1	31,8	3,4	38,3	4,1
G.BABA 110,00	35,8	6,5	39,8	7,3	43,9	8,0	53,0	9,6
GEVGELIJA 110,00	20,6	3,3	23,0	3,6	25,3	4,0	30,6	4,9
GLOBOCICA 110,00	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4
GOSTIVAR 110,00	46,7	5,3	51,8	6,0	37,8	4,4	49,6	5,7
DELCEVO 110,00	4,2	0,9	4,7	1,0	5,2	1,1	6,2	1,3
G.PETROV 110,00	32,5	5,5	38,3	6,5	24,9	4,3	38,0	6,5
ZAPAD 110,00	50,6	11,5	57,3	13,0	64,4	14,7	79,5	18,1
ZLZ-SVR 110,00	12,1	17,0	12,1	17,0	12,1	17,0	12,1	17,0
ZGROPOLCI 110,00	2,0	1,4	2,0	1,4	2,0	1,4	2,0	1,4
ISTOK 110,00	28,7	4,7	31,9	5,2	35,3	5,7	42,4	6,9
JUG NOVA 110,00	13,1	1,8	0,0	0,0	1,1	0,2	9,2	1,3
JUG NOVA 110,00	32,6	6,4	33,6	6,8	40,1	8,0	48,3	9,5
JUGOHROM 110,00	27,2	16,6	27,2	16,6	27,2	16,6	27,2	16,6
KAVADARCI 110,00	4,0	1,8	4,5	1,9	4,9	2,1	6,0	2,6
KAVADARCI 2 110,00	17,5	3,3	19,4	3,6	21,4	4,0	25,9	4,8
KICEVO 110,00	21,1	3,3	23,4	3,6	25,9	4,0	31,2	4,9
KOZLE 110,00	35,0	6,4	40,0	7,4	45,2	8,4	56,5	10,4
KOCANI 110,00	19,0	2,7	21,1	3,0	23,3	3,3	28,1	4,0
K.PALANKA 110,00	8,2	2,8	9,0	3,1	10,0	3,5	12,1	4,2

ТС	2020		2025		2030		2040	
	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
KUMANOVO 1 110,00	51,9	10,9	57,7	12,2	63,8	13,4	76,8	16,2
KUMANOVO 2 110,00	30,8	6,3	34,2	7,1	37,8	7,8	45,7	9,4
M.KAMENICA 110,00	6,0	1,9	6,7	2,1	7,5	2,3	9,0	2,8
NEGOTINO 110,00	8,8	1,8	9,7	2,1	10,8	2,3	12,9	2,8
O.POLE 110,00	8,8	1,5	9,8	1,6	10,8	1,8	13,0	2,1
OSLOMEJ 110,00	3,6	4,7	4,0	5,2	4,4	5,7	5,3	6,9
OHRID 1 110,00	27,0	4,1	30,1	4,6	23,4	3,6	30,3	4,6
OHRID 2 110,00	18,2	2,3	20,2	2,6	22,4	2,9	27,0	3,5
POLOG 110,00	21,7	3,9	24,0	4,4	26,5	4,9	32,0	5,8
PRILEP 1 110,00	19,1	3,7	21,3	4,1	23,5	4,5	28,4	5,5
PRILEP 2 110,00	20,5	0,7	22,8	0,8	25,1	0,9	30,3	1,1
PRILEP 3 110,00	16,8	2,0	18,7	2,2	20,6	2,4	24,9	3,0
PROBISTIP 110,00	8,7	2,3	9,6	2,6	10,7	2,9	12,9	3,5
RADOVIS 110,00	7,9	0,0	8,8	0,0	9,6	0,0	11,7	0,0
RAFINERIJA 110,00	1,5	0,1	1,5	0,1	1,5	0,1	1,5	0,1
RESEN 110,00	6,8	1,7	7,6	1,8	8,4	2,0	10,0	2,5
SAMOKOV 110,00	0,3	0,1	0,3	0,1	0,4	0,1	0,4	0,2
SK 1 110,00	44,1	8,5	49,1	9,4	54,3	10,4	65,4	12,6
SK 2 110,00	28,1	4,8	31,2	5,3	34,5	5,9	41,6	7,1
SK 3 110,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SOPOTNICA 110,00	1,4	0,7	1,6	0,8	1,7	0,9	2,0	1,0
SPILJE 110,00	9,2	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
STIP 1 110,00	8,1	1,9	9,0	2,1	9,9	2,3	12,0	2,8
STIP 2 110,00	22,4	3,0	24,9	3,3	27,5	3,7	33,1	4,4
STRUGA 110,00	31,8	5,4	35,4	6,0	29,4	5,1	37,4	6,4
STRUMICA 1 110,00	21,2	3,4	23,6	3,8	26,1	4,2	31,4	5,1
STRUMICA 2 110,00	11,0	1,0	12,3	1,1	13,5	1,2	16,3	1,4
SUVODOL-1 110,00	3,4	3,2	3,4	3,2	3,4	3,2	3,4	3,2
SUSICA 110,00	4,9	0,0	5,4	0,0	6,0	0,0	7,2	0,0
TETOVO 1 110,00	66,6	11,7	74,0	12,9	81,8	14,3	98,6	17,2
TETOVO 2 110,00	31,6	6,7	35,1	7,5	38,8	8,3	46,7	9,9
TOPILNICA 110,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
USJE 110,00	5,2	1,9	5,2	1,9	5,2	1,9	5,2	1,9
FENI 110,00	105,3	34,0	105,3	34,0	105,3	34,0	105,3	34,0
B.GNEOTINO 110,00	2,4	2,6	2,4	2,6	2,4	2,6	2,4	2,6
VELES 2 110,00	5,8	0,7	6,4	0,7	7,1	0,8	8,6	1,0
PETROVEC 110,00	12,5	2,6	14,0	3,0	15,5	3,3	18,6	4,0
TEARCE 110,00	8,2	1,1	9,0	1,2	10,0	1,3	12,1	1,6
DRACEVO 110,00	21,1	3,6	23,4	4,0	25,9	4,4	31,2	5,4
BUNARGIK 110,00	18,3	3,0	20,3	3,3	22,5	3,7	27,1	4,4
НОВИ ТС - дистрибуција								
ЦЕНТРАЛНА – НОВА (1)	40,0	13,2	40,0	13,2	40,0	13,2	40,0	13,2
ЦЕНТРАЛНА – НОВА (2)	20,0	6,6	20,0	6,6	20,0	6,6	20,0	6,6
ЗАЈЧЕВ РИД (1)	40,0	13,2	40,0	13,2	40,0	13,2	40,0	13,2
ЗАЈЧЕВ РИД (2)	20,0	6,6	20,0	6,6	20,0	6,6	20,0	6,6
КИСЕЛА ВОДА	-	-	20,0	6,6	20,0	6,6	20,0	6,6
ДЕБАР	-	-	10,2	3,4	11,3	3,7	13,6	4,5
САРАЈ	-	-	-	-	20,0	6,6	20,0	6,6
ГОСТИВАР 2	-	-	-	-	20,0	6,6	20,0	6,6
ОХРИД 4 (ЕРАЗМО)	-	-	-	-	20,0	6,6	20,0	6,6

ТС	2020		2025		2030		2040	
	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
НОВИ ТС - индустрија 110 kV								
НЕОКАЗИ	19,0	6,6	19,0	6,6	39,0	13,2	39,0	13,2
ИЛОВИЦА	-	-	60,0	20,0	60,0	20,0	60,0	20,0
ЖАБЕНИ	-	-	20,0	6,6	20,0	6,6	20,0	6,6
ЖЕЛИНО	-	-	15,0	5,0	15,0	5,0	15,0	5,0
САРДИЧ	-	-	-	-	50,0	16,5	50,0	16,5

СУМАРНО	2020		2025		2030		2040	
	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
ДИСТРИБУЦИЈА	1313	251	1456	282	1606	319	1926	377
ИНДУСТРИЈА (постоечки)	174	83	174	83	174	83	174	83
ИНДУСТРИЈА (нови)	19	7	114	38	184	61	184	61
ЗАГУБИ (проценка)	32	-	35	-	38	-	45	-
ВКУПНО ОПТОВАРУВАЊЕ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА	**1538**	340	**1779**	403	**2002**	463	**2329**	520

Табела 3.24 Распределба на врвното оптоварување на ниво на преносната мрежа на поединечните ТС 110/x kV во сценариото на пораст на потрошувачката B (со вклучени новите ТС 110/x kV)

ТС	2020		2025		2030		2040	
	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
AERODROM 110,00	40,0	6,2	43,0	6,7	45,2	7,1	44,8	7,0
BEROVO 110,00	4,7	0,0	5,0	0,0	5,3	0,0	5,3	0,0
BITOLA 1 110,00	18,0	3,5	19,4	3,7	20,3	3,9	20,1	3,9
BITOLA 3 110,00	35,9	5,9	38,6	6,4	40,7	6,7	40,4	6,7
BITOLA 4 110,00	28,6	5,5	30,8	5,9	32,4	6,2	32,1	6,2
BUCIM 110,00	15,0	5,8	15,0	5,8	15,0	5,8	15,0	5,8
VALANDOVO 110,00	6,2	1,6	6,7	1,7	7,1	1,8	7,0	1,8
V.GLAVINOV 110,00	45,2	8,7	50,0	9,5	53,7	10,2	53,1	10,1
VELES 110,00	5,6	1,3	6,0	1,4	6,3	1,5	6,3	1,5
VELEC C 110,00	24,6	2,6	26,5	2,8	27,8	3,0	27,6	3,0
G.BABA 110,00	34,1	6,2	36,6	6,7	38,5	7,0	38,2	7,0
GEVGELIJA 110,00	19,7	3,1	21,1	3,3	22,2	3,5	22,0	3,5
GLOBOCICA 110,00	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
GOSTIVAR 110,00	44,4	5,2	47,8	5,5	30,7	3,6	30,3	3,5
DELCEVO 110,00	4,0	0,8	4,3	0,9	4,6	0,9	4,5	0,9
G.PETROV 110,00	30,0	5,2	33,8	5,7	17,0	2,9	16,6	2,8
ZAPAD 110,00	47,7	10,8	52,0	11,9	55,3	12,5	54,7	12,4
ZLZ-SVR 110,00	12,1	17,0	12,1	17,0	12,1	17,0	12,1	17,0
ZGROPOLCI 110,00	2,0	1,4	2,0	1,4	2,0	1,4	2,0	1,4
ISTOK 110,00	27,4	4,4	29,4	4,8	30,9	5,0	30,6	5,0
JUG NOVA 110,00	11,5	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
JUG NOVA 110,00	31,0	6,1	27,8	5,5	31,2	6,2	30,7	6,1
JUGOHROM 110,00	27,2	16,6	27,2	16,6	27,2	16,6	27,2	16,6
KAVADARCI 110,00	3,8	1,7	4,1	1,8	4,3	1,9	4,3	1,9
KAVADARCI 2 110,00	16,6	3,1	17,9	3,4	18,8	3,5	18,6	3,5
KICEVO 110,00	20,1	3,1	21,6	3,3	22,7	3,5	22,6	3,5
KOZLE 110,00	32,8	6,0	36,0	6,6	38,4	7,1	38,0	7,0

ТС	2020		2025		2030		2040	
	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
KOCANI 110,00	18,1	2,6	19,5	2,8	20,4	2,9	20,3	2,9
K.PALANKA 110,00	7,8	2,7	8,4	2,9	8,8	3,0	8,7	3,0
KUMANOVO 1 110,00	49,3	10,4	53,1	11,2	55,8	11,8	55,4	11,7
KUMANOVO 2 110,00	29,3	6,0	31,5	6,5	33,2	6,8	32,9	6,8
M.KAMENICA 110,00	5,7	1,8	6,2	1,9	6,5	2,0	6,5	2,0
NEGOTINO 110,00	8,4	1,8	9,0	1,9	9,4	2,0	9,3	2,0
O.POLE 110,00	8,4	1,4	9,0	1,5	9,4	1,6	9,4	1,6
OSLOMEJ 110,00	3,4	4,4	3,7	4,8	3,9	5,0	3,8	5,0
OHRID 1 110,00	25,7	3,9	27,6	4,2	19,4	2,9	19,2	2,9
OHRID 2 110,00	17,3	2,2	18,6	2,4	19,6	2,5	19,4	2,5
POLOG 110,00	20,6	3,7	22,2	4,0	23,3	4,3	23,1	4,2
PRILEP 1 110,00	18,2	3,5	19,6	3,8	20,6	4,0	20,5	4,0
PRILEP 2 110,00	19,5	0,7	21,0	0,8	22,1	0,8	21,9	0,8
PRILEP 3 110,00	16,0	1,9	17,2	2,1	18,1	2,1	18,0	2,1
PROBISTIP 110,00	8,3	2,2	8,9	2,4	9,3	2,5	9,2	2,5
RADOVIS 110,00	7,5	0,0	8,1	0,0	8,5	0,0	8,4	0,0
RAFINERIJA 110,00	1,5	0,1	1,5	0,1	1,5	0,1	1,5	0,1
RESEN 110,00	6,4	1,7	6,9	1,8	7,3	1,8	7,3	1,8
SAMOKOV 110,00	0,3	0,1	0,3	0,1	0,3	0,1	0,3	0,1
SK 1 110,00	42,0	8,1	45,2	8,7	47,6	9,1	47,2	9,0
SK 2 110,00	26,8	4,6	28,7	4,9	30,3	5,2	30,0	5,2
SK 3 110,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SOPOTNICA 110,00	1,3	0,7	1,4	0,7	1,5	0,7	1,5	0,7
SPILJE 110,00	8,8	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
STIP 1 110,00	7,7	1,8	8,3	1,9	8,8	2,0	8,7	2,0
STIP 2 110,00	21,3	2,8	22,9	3,0	24,1	3,2	23,9	3,2
STRUGA 110,00	30,3	5,2	32,6	5,5	24,5	4,2	24,3	4,2
STRUMICA 1 110,00	20,2	3,3	21,7	3,5	22,9	3,7	22,7	3,7
STRUMICA 2 110,00	10,5	0,9	11,3	1,0	11,9	1,1	11,8	1,0
SUVODOL-1 110,00	3,4	3,2	3,4	3,2	3,4	3,2	3,4	3,2
SUSICA 110,00	4,7	0,0	5,0	0,0	5,3	0,0	5,3	0,0
TETOVO 1 110,00	63,4	11,1	68,1	12,0	71,7	12,5	71,1	12,4
TETOVO 2 110,00	30,1	6,4	32,3	6,8	33,9	7,2	33,7	7,2
TOPILNICA 110,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
USJE 110,00	5,2	1,9	5,2	1,9	5,2	1,9	5,2	1,9
FENI 110,00	105,3	34,0	105,3	34,0	105,3	34,0	105,3	34,0
B.GNEOTINO 110,00	2,4	2,6	2,4	2,6	2,4	2,6	2,4	2,6
VELES 2 110,00	5,5	0,6	5,9	0,7	6,2	0,7	6,2	0,7
PETROVEC 110,00	12,0	2,5	12,8	2,7	13,5	2,9	13,4	2,8
TEARCE 110,00	7,8	1,0	8,4	1,1	8,8	1,2	8,7	1,1
DRACEVO 110,00	20,1	3,4	21,6	3,7	22,7	3,9	22,6	3,8
BUNARGIK 110,00	17,4	2,8	18,7	3,0	19,6	3,2	19,5	3,2
НОВИ ТС - дистрибуција								
ЦЕНТРАЛНА – НОВА (1)	40,0	13,2	40,0	13,2	40,0	13,2	40,0	13,2
ЦЕНТРАЛНА – НОВА (2)	20,0	6,6	20,0	6,6	20,0	6,6	20,0	6,6
ЗАЈЧЕВ РИД (1)	40,0	13,2	40,0	13,2	40,0	13,2	40,0	13,2
ЗАЈЧЕВ РИД (2)	20,0	6,6	20,0	6,6	20,0	6,6	20,0	6,6
КИСЕЛА ВОДА	-	-	20,0	6,6	20,0	6,6	20,0	6,6
ДЕБАР	-	-	9,5	3,4	9,9	3,7	9,8	3,7
САРАЈ	-	-	-	-	20,0	6,6	20,0	6,6

ТС	2020		2025		2030		2040	
	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
ГОСТИВАР 2	-	-	-	-	20,0	6,6	20,0	6,6
ОХРИД 4 (ЕРАЗМО)	-	-	-	-	20,0	6,6	20,0	6,6
НОВИ ТС - индустрија 110 kV								
НЕОКАЗИ	19,0	6,6	19,0	6,6	39,0	13,2	39,0	13,2
ИЛОВИЦА	-	-	60,0	20,0	60,0	20,0	60,0	20,0
ЖАБЕНИ	-	-	20,0	6,6	20,0	6,6	20,0	6,6
ЖЕЛИНО	-	-	15,0	5,0	15,0	5,0	15,0	5,0
САРДИЧ	-	-	-	-	50,0	16,5	50,0	16,5

СУМАРНО	2020		2025		2030		2040	
	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
ДИСТРИБУЦИЈА	1252	240	1344	262	1413	285	1402	283
ИНДУСТРИЈА (постоечки)	174	83	174	83	174	83	174	83
ИНДУСТРИЈА (нови)	19	7	114	38	184	61	184	61
ЗАГУБИ (проценка)	29	-	31	-	32	-	32	-
ВКУПНО ОПТОВАРУВАЊЕ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА	**1474**	330	**1663**	383	**1803**	429	**1792**	427

Распределбата на максималното летно оптоварување на поединечните ТС 110/x kV е изведено аналогно на распределбата на врвното оптоварување, врз основа на IDSpecto датотеката која го опишува часот на настанување на летниот максимум на оптоварување во 2015 година (21.07. во 14 h) со вредност од 931 MW и е прикажана во следната табела за целиот период на планирање (Табела 3.25). Оптоварувањата на новите ТС во дистрибутивната мрежа се претпоставени во вредност од 75 % од оптоварувањето при зимски максимум.

Табела 3.25 Распределба на максималното летно оптоварување на ниво на преносната мрежа на поединечните ТС 110/x kV во сценариото на пораст на потрошувачката А (со вклучени новите ТС 110/x kV)

ТС	2020		2025		2030		2040	
	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
AERODROM 110,00	25,3	4,9	28,8	5,5	32,0	6,2	38,8	7,5
BEROVO 110,00	5,2	1,6	5,9	1,7	6,6	1,9	8,1	2,4
BITOLA 1 110,00	9,0	5,7	10,3	6,5	11,5	7,3	13,9	8,9
BITOLA 3 110,00	22,0	7,9	25,1	8,9	27,9	9,9	33,9	12,1
BITOLA 4 110,00	11,4	3,2	12,8	3,7	14,3	4,1	17,4	5,0
BUCIM 110,00	12,5	3,5	12,5	3,5	12,5	3,5	12,5	3,5
VALANDOVO 110,00	10,4	6,4	11,8	7,3	13,1	8,2	16,0	9,8
V.GLAVINOV 110,00	19,4	5,3	24,0	6,6	28,4	7,9	37,6	10,4
VELES 110,00	3,8	1,8	4,3	2,1	4,8	2,3	5,7	2,9
VELEC C 110,00	16,0	4,3	18,2	4,9	20,2	5,4	24,6	6,6
G.BABA 110,00	27,6	9,4	31,3	10,8	34,9	12,0	42,3	14,5
GEVGELIJA 110,00	24,0	7,9	27,2	8,8	30,3	9,9	36,8	12,0
GLOBOCICA 110,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
GOSTIVAR 110,00	23,4	5,2	26,5	5,9	15,0	3,3	21,3	4,8
DELCEVO 110,00	4,9	2,7	5,5	3,1	6,2	3,4	7,5	4,2
G.PETROV 110,00	13,0	4,8	16,7	6,0	5,6	2,0	13,0	4,8
ZAPAD 110,00	30,7	12,7	35,8	14,9	40,7	16,9	51,0	21,2
ZLZ-SVR 110,00	12,4	17,9	12,4	17,9	12,4	17,9	12,4	17,9

ТС	2020		2025		2030		2040	
	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
ZGROPOLCI 110,00	2,0	1,4	2,0	1,4	2,0	1,4	2,0	1,4
ISTOK 110,00	19,1	6,8	21,8	7,7	24,2	8,6	29,4	10,4
JUG NOVA 110,00	16,3	5,6	5,8	2,0	9,8	3,4	18,1	6,3
JUG NOVA 110,00	30,6	12,6	34,8	14,3	38,7	15,9	47,0	19,4
JUGOHROM 110,00	48,0	7,9	48,0	7,9	48,0	7,9	48,0	7,9
KAVADARCI 110,00	4,4	4,3	5,0	4,9	5,5	5,5	6,7	6,7
KAVADARCI 2 110,00	18,9	8,1	21,5	9,2	23,9	10,3	29,1	12,4
KICEVO 110,00	15,0	5,2	17,1	5,9	19,1	6,6	23,1	8,0
KOZLE 110,00	24,9	6,8	29,2	8,0	33,2	9,1	42,0	11,5
KOCANI 110,00	25,0	9,5	28,5	10,9	31,7	12,1	38,6	14,7
K.PALANKA 110,00	7,3	3,7	8,3	4,2	9,2	4,7	11,2	5,6
KUMANOVO 1 110,00	34,3	17,4	39,0	19,6	43,4	21,9	52,7	26,6
KUMANOVO 2 110,00	16,1	6,4	18,4	7,3	20,4	8,2	24,8	9,8
M.KAMENICA 110,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
NEGOTINO 110,00	9,2	4,1	10,5	4,6	11,7	5,2	14,2	6,2
O.POLE 110,00	8,1	3,4	9,1	3,9	10,2	4,4	12,4	5,3
OSLOMEJ 110,00	1,3	2,4	1,4	2,8	1,6	3,1	1,9	3,8
OHRID 1 110,00	19,2	6,1	21,8	6,9	17,0	5,3	22,2	7,0
OHRID 2 110,00	12,6	4,0	14,3	4,5	15,9	5,0	19,3	6,0
POLOG 110,00	8,3	3,0	9,4	3,4	10,5	3,8	12,8	4,7
PRILEP 1 110,00	11,3	6,6	12,9	7,5	14,3	8,4	17,4	10,2
PRILEP 2 110,00	12,1	1,3	13,7	1,5	15,3	1,7	18,6	2,0
PRILEP 3 110,00	9,9	3,6	11,3	4,1	12,6	4,5	15,3	5,5
PROBISTIP 110,00	9,7	5,0	11,1	5,7	12,3	6,4	15,0	7,8
RADOVIS 110,00	7,2	1,7	8,2	1,8	9,1	2,0	11,1	2,5
RAFINERIJA 110,00	1,0	0,0	1,0	0,0	1,0	0,0	1,0	0,0
RESEN 110,00	9,1	2,1	10,3	2,4	11,5	2,7	14,0	3,3
SAMOKOV 110,00	0,4	0,3	0,5	0,3	0,5	0,4	0,7	0,4
SK 1 110,00	25,0	9,2	28,3	10,5	31,5	11,7	38,3	14,2
SK 2 110,00	16,8	6,8	19,1	7,8	21,2	8,7	25,7	10,5
SK 3 110,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SOPOTNICA 110,00	3,5	2,3	4,0	2,6	4,4	2,9	5,4	3,6
SPILJE 110,00	7,4	2,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
STIP 1 110,00	18,3	9,2	20,9	10,5	23,2	11,7	28,2	14,1
STIP 2 110,00	9,8	2,8	11,2	3,2	12,4	3,6	15,1	4,3
STRUGA 110,00	25,9	9,5	29,5	10,9	25,5	9,4	32,5	12,0
STRUMICA 1 110,00	20,2	8,4	22,9	9,6	25,6	10,7	31,1	13,0
STRUMICA 2 110,00	10,3	2,5	11,7	2,8	13,0	3,2	15,8	3,9
SUVODOL-1 110,00	4,3	6,6	4,3	6,6	4,3	6,6	4,3	6,6
SUSICA 110,00	5,4	1,3	6,1	1,5	6,8	1,7	8,3	2,0
TETOVO 1 110,00	35,4	12,9	40,3	14,7	44,9	16,3	54,5	19,8
TETOVO 2 110,00	16,8	6,6	19,1	7,5	21,2	8,4	25,7	10,2
TOPILNICA 110,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
USJE 110,00	8,7	2,4	8,7	2,4	8,7	2,4	8,7	2,4
FENI 110,00	91,5	28,1	91,5	28,1	91,5	28,1	91,5	28,1
B.GNEOTINO 110,00	4,7	5,9	4,7	5,9	4,7	5,9	4,7	5,9
VELES 2 110,00	5,0	0,9	5,7	1,0	6,4	1,1	7,8	1,4
PETROVEC 110,00	9,3	3,6	10,6	4,1	11,9	4,6	14,4	5,5
TEARCE 110,00	7,6	3,1	8,7	3,6	9,6	4,0	11,7	4,8
DRACEVO 110,00	13,6	4,7	15,5	5,2	17,2	5,9	20,8	7,1

ТС	2020		2025		2030		2040	
	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
BUNARGIK 110,00	24,8	6,9	28,2	7,8	31,4	8,7	38,1	10,5
НОВИ ТС - дистрибуција								
ЦЕНТРАЛНА – НОВА (1)	30,0	9,9	30,0	9,9	30,0	9,9	30,0	9,9
ЦЕНТРАЛНА – НОВА (2)	15,0	5,0	15,0	5,0	15,0	5,0	15,0	5,0
ЗАЈЧЕВ РИД (1)	30,0	9,9	30,0	9,9	30,0	9,9	30,0	9,9
ЗАЈЧЕВ РИД (2)	15,0	5,0	15,0	5,0	15,0	5,0	15,0	5,0
КИСЕЛА ВОДА	-	-	15,0	5,0	15,0	5,0	15,0	5,0
ДЕБАР	-	-	8,4	2,7	9,3	3,0	11,3	3,7
САРАЈ	-	-	-	-	15,0	5,0	15,0	5,0
ГОСТИВАР 2	-	-	-	-	15,0	5,0	15,0	5,0
ОХРИД 4 (ЕРАЗМО)	-	-	-	-	15,0	5,0	15,0	5,0
НОВИ ТС - индустрија 110 kV								
НЕОКАЗИ	19,0	6,6	19,0	6,6	39,0	13,2	39,0	13,2
ИЛОВИЦА	-	-	60,0	20,0	60,0	20,0	60,0	20,0
ЖАБЕНИ	-	-	20,0	6,6	20,0	6,6	20,0	6,6
ЖЕЛИНО	-	-	15,0	5,0	15,0	5,0	15,0	5,0
САРДИЧ	-	-	-	-	50,0	16,5	50,0	16,5

СУМАРНО	2020		2025		2030		2040	
	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
ДИСТРИБУЦИЈА	922	337	1043	381	1159	425	1400	514
ИНДУСТРИЈА (постоечки)	185	74	185	74	185	74	185	74
ИНДУСТРИЈА (нови)	19	7	114	38	184	61	184	61
ЗАГУБИ (проценка)	23	-	25	-	27	-	32	-
ВКУПНО ОПТОВАРУВАЊЕ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА	**1149**	418	**1367**	493	**1555**	560	**1801**	649

Оптоварувањата на ТС 110/x kV кои се наведени во претходните табели (Табела 3.23, Табела 3.24, Табела 3.25), релевантни се за сите пресметковни анализи на преносната мрежа. Во почетните прогнози на максималното оптоварување на ниво на преносната мрежа, претпоставена е релативно ниска прогнозирана ангажираност на електричните централи кои се приклучени на дистрибутивната мрежа во часот на настанување на врвното оптоварување, со што се останува на страната на сигурност.

Сепак, во сценариото „зелено“ до 2040 година околу 170 MW на нови електрични централи (мали ХЕЦ, ФНЕЦ, биомаса, биогас) ќе се приклучат на дистрибутивната мрежа, со што би се намалило оптоварувањето на ТС 110/x kV на ниво на преносната мрежа при нивна висока ангажираност. Затоа, во релевантните сценарија дополнително ќе се провери влијанието на значителната ангажираност на новите електрични централи кои ќе се приклучат на дистрибутивната мрежа на долгорочниот развој на преносната мрежа.

3.5 ВОЗЕН РЕД НА ЕЛЕКТРИЧНИТЕ ЦЕНТРАЛИ И БИЛАНСИ НА МОЌНОСТ ЗА КАРАКТЕРИСТИЧНИТЕ ЧАСОВИ

Билансите на моќност за разгледуваните часови на настанување на зимското максимално (врвно) и летното максимално оптоварување, изработени се врз основа методологијата опишана во [1], со користење на софтверската алатка опишана во истата студија.

Во билансите на моќност, одредена е вкупната часовна потрошувачка (оптоварување на ниво на преносната мрежа во MWh/h), вкупното часовно производство на електричните централи во ЕЕС на РМ (ТЕЦ, ХЕЦ, ВЕЦ и електричните централи приклучени на дистрибутивната мрежа), часовната размена со соседните системи, вкупната расположлива моќност (енергија во разгледуваниот час), како и загубите во преносната мрежа за разгледуваниот час.

Прогнозираната ангажираност на електричните централи приклучени на преносната мрежа во разгледуваните сценарија е прикажана во табелите (Табела 3.26, Табела 3.27). Ангажираноста на електричните централи не зависи од разгледуваното сценарио на пораст на потрошувачката и оптоварувањето во ЕЕС на РМ, туку само зависно од потрошувачката односно оптоварувањето се менуваат размените со соседните системи.

Во договор со МЕПСО за почетниот возен ред на електричните централи, претпоставени се нормални хидролошки услови, додека ТЕЦ се ангажирани скоро со максималната моќност (постоечките ТЕЦ од 90% до 100% моќност, новите ТЕЦ со 100% моќност). Во зададениот возен ред, ВЕЦ се ангажирани со просечната очекуваната ангажирана моќност, односно со 25% од инсталираната моќност. Сите дополнителни пресметковни анализи за влијанието на промената на ангажираноста на електричните централи на развојот на преносната мрежа ќе се изведат преку анализите на специфичните работни состојби во рамките на секое сценарио (подсценарио), како што следи:

- Влијание на значителната ангажираност на електричните централи кои се приклучени на дистрибутивната мрежа со што се намалува оптоварувањето на преносната мрежа (ТС 110/x kV).
- Влијание на максималната ангажираност на ВЕЦ на преносната мрежа за да се провери можноста за евакуација (инјектирање) на целокупното производство на сите ВЕЦ.
- Влијание на сувата и влажната хидрологија на развојот на преносната мрежа.

Табела 3.26 Прогнозирана ангажираност на ТЕЦ, ХЕЦ и ВЕЦ во часот на настанување на врвното оптоварување на системот (MW)

ТЕЦ	Сценарио на производството „јаглен, гас“				Сценарио на производството „зелено“			
	2020	2025	2030	2040	2020	2025	2030	2040
Битола 1	0	0	0	0	0	0	0	0
Битола 2	203	203	203	0	203	203	203	0
Битола 3	203	203	203	203	203	203	203	0
Осломеј	0	0	0	0	0	0	0	0
Неготино	0	0	0	0	0	0	0	0
ТЕТО	211	211	211	0	211	211	211	0
ТЕЦ Битола 4	0	0	300	300	0	0	0	0
ТЕТО 3. Рид	0	0	0	230	0	0	0	230
ТЕЦ Неготино	0	300	300	300	0	0	0	0
ТЕЦ Осломеј	120	120	120	120	0	120	120	120
ВКУПНО ТЕЦ	**738**	**1038**	**1338**	**1153**	**618**	**738**	**738**	**350**

ХЕЦ	Сценарио на производството „јаглен, гас“				Сценарио на производството „зелено“			
	2020	2025	2030	2040	2020	2025	2030	2040
ХЕЦ Маврово	156	156	156	156	156	156	156	156
ХЕЦ Тиквеш	81	81	81	81	81	81	81	81
ХЕЦ Глобочица	36	36	36	36	36	36	36	36
ХЕЦ Шпиље	63	63	63	63	63	63	63	63
ХЕЦ Козјак	71	71	71	71	71	71	71	71
ХЕЦ Св.Петка	31	31	31	31	31	31	31	31
ХЕЦ Б.Мост	0	0	51	51	0	0	51	51
ХЕЦ Чебрен	0	0	0	251	0	0	251	251
ХЕЦ Галиште	0	0	0	146	0	0	0	146
ХЕЦ Градец	0	0	0	0	0	0	0	42
ХЕЦ Велес	0	0	0	70	0	0	0	70
ХЕЦ Црн Камен	0	0	0	6	0	0	0	6
ХЕЦ Шпиље 2	0	0	30	30	0	0	30	30
ХЕЦ Вардарска Долина	0	0	0	133	0	0	0	133
ВКУПНО ХЕЦ	**438**	**438**	**519**	**1125**	**438**	**438**	**770**	**1167**

ВЕЦ	Сценарио на производството „јаглен, гас“				Сценарио на производството „зелено“			
	2020	2025	2030	2040	2020	2025	2030	2040
ВЕЦ Богданци 1А	9	9	9	9	9	9	9	9
ВЕЦ Богданци 1Б	3	3	3	3	3	3	3	3
ВЕЦ Шашаварлија	0	7	7	7	0	7	7	7
ВЕЦ Богословец	0	0	6	6	0	6	6	6
ВЕЦ Миравци	0	0	0	8	0	0	8	8
ВЕЦ Гевгелија	0	0	0	5	0	0	5	5
ВЕЦ Миравци 2	-	-	-	-	0	0	0	13
ВЕЦ Богданци 2	-	-	-	-	0	0	0	13
ВКУПНО ВЕЦ	**13**	**20**	**25**	**38**	**13**	**25**	**38**	**63**

ВКУПНО	**1188**	**1495**	**1882**	**2316**	**1068**	**1201**	**1545**	**1580**

Табела 3.27 Прогнозирана ангажираност на ТЕЦ, ХЕЦ и ВЕЦ во часот на настанување на летното максимално оптоварување (MW)

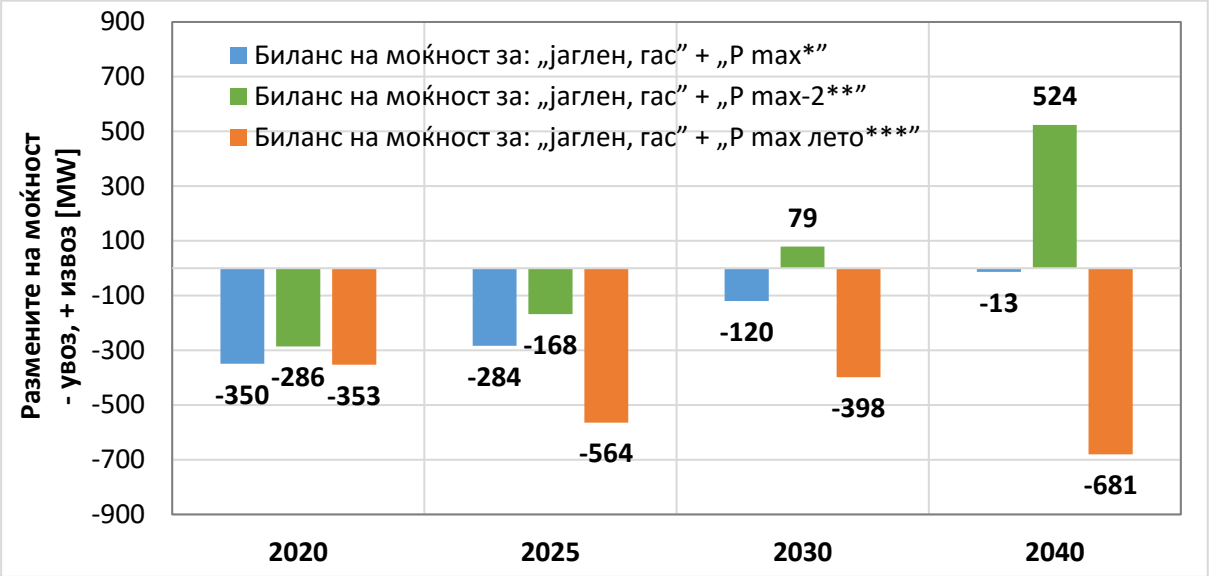
ТЕЦ	Сценарио на производството „јаглен, гас“				Сценарио на производството „зелено“			
	2020	2025	2030	2040	2020	2025	2030	2040
Битола 1	203	203	203	0	203	203	203	0
Битола 2	203	203	203	0	203	203	203	0
Битола 3	0	0	0	0	0	0	0	0
Осломеј	0	0	0	0	0	0	0	0
Неготино	0	0	0	0	0	0	0	0
ТЕТО	0	0	0	0	0	0	0	0
ТЕЦ Битола 4	0	0	300	300	0	0	0	0
ТЕТО З. Рид	0	0	0	0	0	0	0	0
ТЕЦ Неготино	0	0	0	0	0	0	0	0
ТЕЦ Осломеј	120	120	120	120	0	120	120	120
ВКУПНО ТЕЦ	**527**	**527**	**827**	**420**	**407**	**527**	**527**	**120**

ХЕЦ	Сценарио на производството „јаглен, гас“				Сценарио на производството „зелено“			
	2020	2025	2030	2040	2020	2025	2030	2040
ХЕЦ Маврово	118	118	118	118	118	118	118	118
ХЕЦ Тиквеш	23	23	23	23	23	23	23	23
ХЕЦ Глобочица	20	20	20	20	20	20	20	20
ХЕЦ Шпиље	39	39	39	39	39	39	39	39
ХЕЦ Козјак	40	40	40	40	40	40	40	40
ХЕЦ Св.Петка	17	17	17	17	17	17	17	17
ХЕЦ Б.Мост	0	0	30	30	0	0	30	30
ХЕЦ Чебрен	0	0	0	148	0	0	148	148
ХЕЦ Галиште	0	0	0	86	0	0	0	86
ХЕЦ Градец	0	0	0	0	0	0	0	24
ХЕЦ Велес	0	0	0	41	0	0	0	41
ХЕЦ Црн Камен	0	0	0	4	0	0	0	4
ХЕЦ Шпиље 2	0	0	18	18	0	0	18	18
ХЕЦ Вардарска Долина	0	0	0	79	0	0	0	79
ВКУПНО ХЕЦ	**257**	**257**	**305**	**663**	**257**	**257**	**453**	**687**

ВЕЦ	Сценарио на производството „јаглен, гас“				Сценарио на производството „зелено“			
	2020	2025	2030	2040	2020	2025	2030	2040
ВЕЦ Богданци 1А	9	9	9	9	9	9	9	9
ВЕЦ Богданци 1Б	3	3	3	3	3	3	3	3
ВЕЦ Шашаварлија	0	7	7	7	0	7	7	7
ВЕЦ Богословец	0	0	6	6	0	6	6	6
ВЕЦ Миравци	0	0	0	8	0	0	8	8
ВЕЦ Гевгелија	0	0	0	5	0	0	5	5
ВЕЦ Миравци 2	-	-	-	-	0	0	0	13
ВЕЦ Богданци 2	-	-	-	-	0	0	0	13
ВКУПНО ВЕЦ	**13**	**20**	**25**	**38**	**13**	**25**	**38**	**63**

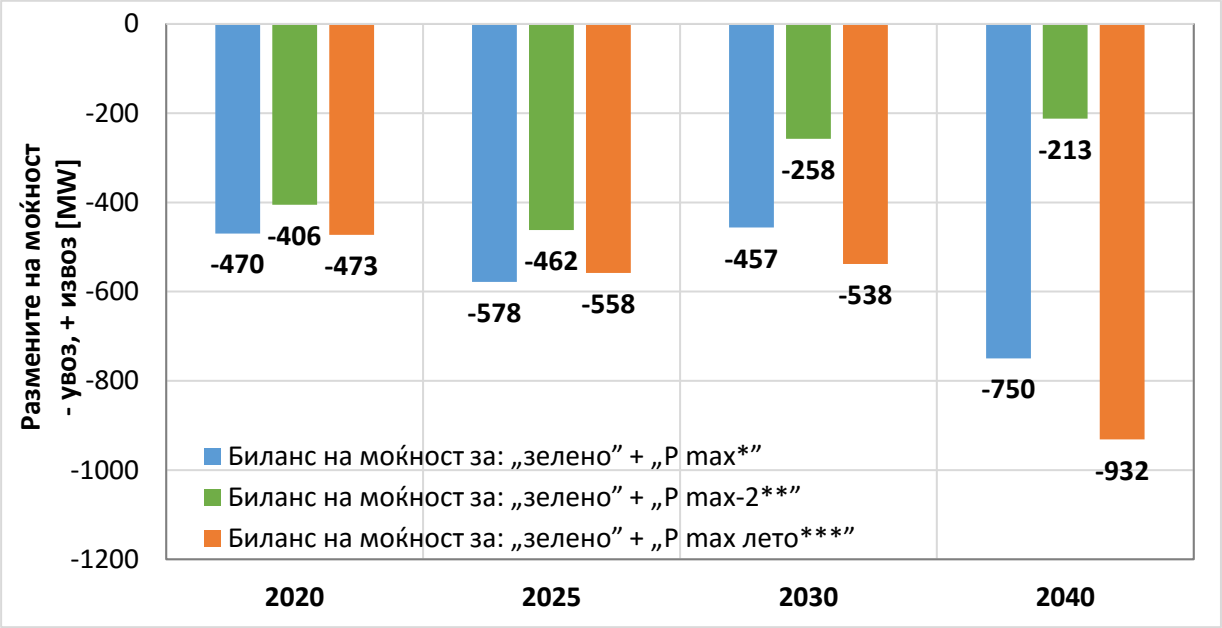
ВКУПНО	**796**	**803**	**1157**	**1121**	**676**	**809**	**1017**	**870**

Земајќи ги предвид оптоварувањата на системот кои се релевантни за изградбата на преносната мрежа (Табела 3.22) и ангажираноста на електричните централи (Табела 3.26, Табела 3.27), на следните слики (Слика 3.16, Слика 3.17) е прикажан вкупниот биланс на моќност на ниво на преносната мрежа за карактеристичните часови на зимско и летно максимално оптоварување. Негативните вредности претставуваат увоз на моќност, додека позитивните вредности претставуваат извоз на моќност.



* врвно оптоварување на ниво на преносната мрежа релевантно за изработка на планот за развој на преносната мрежа.
** врвно оптоварување на ниво на преносната мрежа релевантно за контрола на планот за развој на преносната мрежа.
*** врвно летно оптоварување на ниво на преносната мрежа релевантно за контрола на планот за развој на преносната мрежа.

Слика 3.16 Биланси на моќност за карактеристичните часови за сценариото „јаглен, гас" и трите релевантни сценарија за максималното оптоварување („P_{max}" „P_{max-2}" и „$P_{max\ лето}$")



* врвно оптоварување на ниво на преносната мрежа релевантно за изработка на планот за развој на преносната мрежа.
** врвно оптоварување на ниво на преносната мрежа релевантно за контрола на планот за развој на преносната мрежа.
*** врвно летно оптоварување на ниво на преносната мрежа релевантно за контрола на планот за развој на преносната мрежа.

Слика 3.17 Биланси на моќност за карактеристичните часови за сценариото „зелено" и трите релевантни сценарија за максималното оптоварување („P_{max}" „P_{max-2}" и „$P_{max\ лето}$")

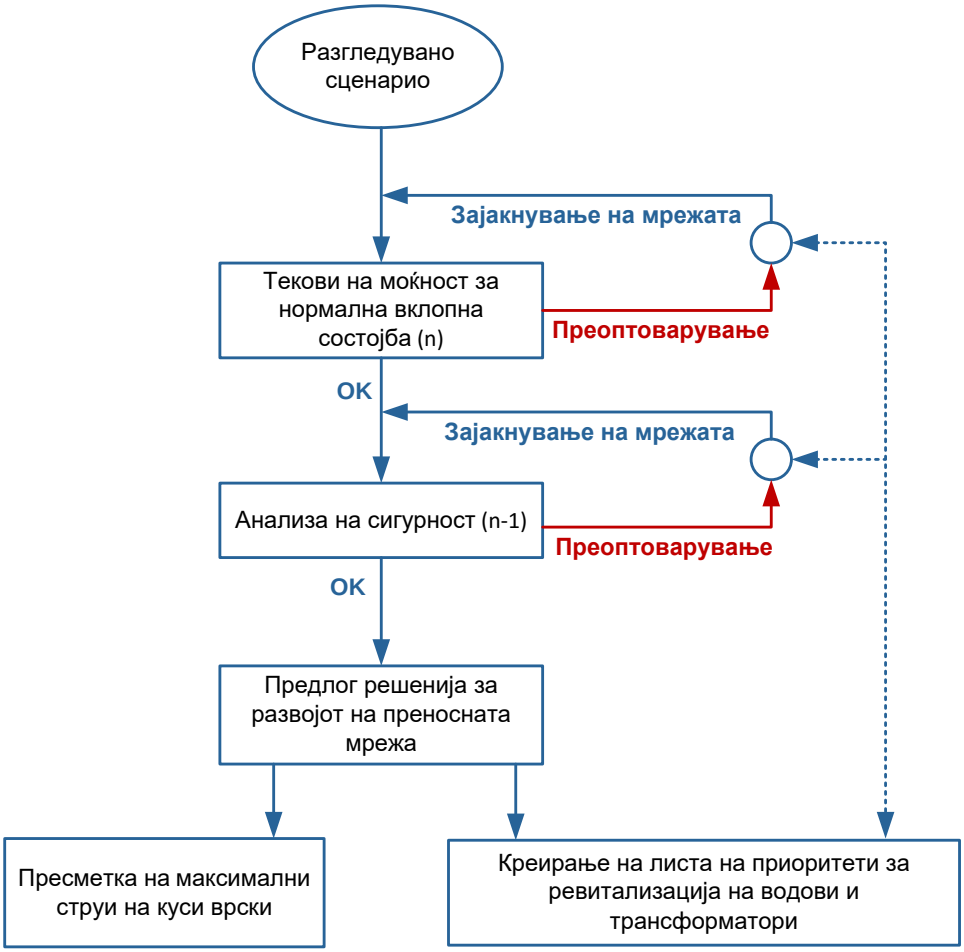
4 МЕТОДОЛОГИЈА/ОПИС НА ПРЕСМЕТКОВНИТЕ АНАЛИЗИ

Во претходната глава (Глава 3) се дефинирани сите сценарија за развојот на преносната мрежа на РМ, додека во оваа глава се дефинира методологијата и описот на пресметковните анализи врз основа на кои се одредува потребниот развој на преносната мрежа на РМ.

Целта на планирањето на работата на ЕЕС е одржување на однапред дефинирано ниво (што повисоко) на сигурност во напојувањето и доверливоста на електроенергетските објекти и постројки. Притоа се води сметка, основните оперативни параметри на преносната мрежа да се во рамките на дозволените вредности, односно елементите на преносната мрежа да се оптоварени во рамките на нивните дозволени термички вредности, напоните да се во пропишаните граници и струите на куса врска да се помали од расклопната моќност на прекинувачите. Дополнително, при исклучување на еден елемент на преносната мрежа, односно при настанувањето на големи или мали пореметувања во рамките на ЕЕС, системот мора да ја зачува стабилноста, односно не смее да дојде до каскадни исклучувања на останатите елементи на преносната мрежа и/или губење на напојувањето на потрошувачите и/или губење на производството на производителите.

Во фазата на планирање, за да се обезбеди максимална сигурност на системот, за сите разгледувани сценарија на развојот на преносната мрежа на ЕЕС на РМ се спроведуваат следниве пресметки (Слика 4.1), согласно кои се предлага развојот на преносната мрежа:

- Пресметка на тековите на моќност,
- Анализа на сигурноста (критериум n-1),
- Пресметка на кусите врски и
- Пресметка на GTC (Grid Transfer Capability).



Слика 4.2 Дијаграм на текот на спроведувањето на пресметките за разгледуваните сценарија

Дополнително во рамките на планот за развој на преносната мрежа за секоја разгледувана година треба да се направи листа на водови и енергетски трансформатори, кои се на крајот од својот животен век и кои треба да се ревитализираат. На тој начин ќе се направи листа на приоритети за ревитализација на објектите, а методологијата на ревитализација ја зема предвид староста на објектите, техничката исправност, историјата на нерасположливоста и системското значење на објектот, согласно детализиот опис во следното поглавје.

Сите анализи (пресметка на тековите на моќност, анализа на сигурноста и пресметката на кусите врски) се спроведуваат на компјутерски пресметковни модели со помош на програмскиот пакет Siemens PSS/E (анг. *Power System Simulator for Engineering*), а пресметките се спроведуваат на целокупниот модел на македонската преносна мрежа заедно со ENTSO-E опкружувањето кое е моделирано со SECI моделите. Конечните резултати од сите анализи се потребните зајакнувања на преносната мрежа за поединечните сценарија, а прикажувањето на резултатите е врз основа на приказ на зајакнувањето на мрежата по региони.

Главните насоки во врска со зајакнувањето на преносната мрежа по региони, ќе зависат првенствено од доминантната функција на мрежата 110 kV. Зајакнувањата ќе се дефинираат врз основа на базичните техно - економски анализи и ќе ги земаат предвид специфичностите на зафатите во секој регион. Можно е дел од мрежата 110 kV во одреден регион да ја изгуби главната функција на пренос на ЕЕ и да биде во функција на напојување на одредениот регион. Исто така, за одредени региони ќе биде оправдана изградба на водови 400 kV и нови ТС 400/110 kV, додека во други региони ќе биде оправдано да се ревитализираат/изградат нови водови 110 kV, затворање на 110 kV контури (јамки) и слично. Како основни принципи за зајакнувањето на преносната мрежа по региони, возможни се некои од следниве решенија:

- Изградба на нови ТС 400/110 kV
- Изградба на нови водови 400 kV и/или надградба на постоечките водови 110 kV на напонско ниво 400 kV
- Изградба на двосистемски водови 110 kV со вградување на типски спроводници со минималното дозволено оптоварување (MVA)
- Затворање на 110 kV контури во рамките на одреден регион
- Ограничување на бројот на ТС 110/x kV по 110 kV контура, како и ограничување на бројот на ТС 110/x kV кои смеат да бидат приклучени на ист радијално напојуван вод 110 kV

4.1 ПРЕСМЕТКА НА ТЕКОВИТЕ НА МОЌНОСТ

Во сите разгледувани сценарија при анализа на нормалната работна (вклопна) состојба (во работа се сите елементи на преносната мрежа), како и при анализа на сигурноста (критериумот n-1), не смее да дојде до преоптоварување на некој елемент на преносната мрежа. Степенот на термичко оптоварување на водовите и трансформаторите се однесува на нивното дозволено струјно оптоварување (A) кај водовите, односно струјното и напонското оптоварување (MVA) кај трансформаторите. Доколку во одредено сценарио, со пораст на оптоварувањето или со приклучок на нови електрични централи и/или потрошувачи, доаѓа до струјно преоптоварување на мрежата, треба да се предложи решение за елиминација на преоптоварувањето. Дозволените вредности на струјното оптоварување (A), зависат од избраниот тип на спроводник, а кај реконструкција и изградба на нови водови пропишани се општи насоки за развојот на преносната мрежа, согласно Мрежните правила [2]:

- За изградба на водови 400 kV се користи тип на спроводник ACSR (Al/Fe) 2x490/65 mm^2.
- За напојување на подрачја каде не е предвидена изградба на напојни јазли 400 kV, се градат двосистемски водови 110 kV со тип на спроводник ACSR 240/40 mm^2.
- За изградба на нови едносистемски водови 110 kV се користи тип на спроводник ACSR 240/40 mm^2.
- За изградба на нови водови 110 kV во регионот на Скопје се користи тип на спроводник ACSR 360/57 mm^2.
- За изградба на нови кабелски водови (КВ) 110 kV се користи тип на спроводник XLPE Al 1000 mm^2.

За пресметка на оптоварувањата во преносната мрежа, дефинирано е трајно дозволеното оптоварување на водовите (MVA и A) за карактеристичните типови на спродоводници, како што е прикажано во табелата (Табела 4.1), која ја достави МЕПСО како влезен податок за изработка на студијата. Дозволено оптоварување на енергетскиот кабел зависи од начинот на негово полагање (формација триаголник или рамнина), како и од начинот на заземјување на неговиот плашт. За потребите на студијата се претпоставува полагање на каблите во формација триаголник (потребна е помала ширина на кабелската траса, помала импеданција, се останува на страна на сигурноста). Доколку бидат потребни специфични барања за кабелот (поголема трајно дозволена моќност, поголема импеданција) ќе се предложи полагање на кабелот во формација рамнина.

Табела 4.1 Дозволено оптоварување (MVA и A) за типичните пресеци на спроводниците (извор МЕПСО)

Напонско ниво	Тип на спроводник	Номинална моќност (MVA)	Дозволено струјно оптоварување (A)
400 kV	ACSR 2x490/65 mm^2	1330	1920
110 kV	ACSR 2x360/57 mm^2	314	1648
110 kV	ACSR 360/57 mm^2	157	824
110 kV	ACSR 2x240/40 mm^2	246	1294
110 kV	ACSR 240/40 mm^2	123	647
110 kV	ACSR 150/25 mm^2	93	488
110 kV	AAAC-Z 324 mm^2	149	780
110 kV	Кабел Al 1000 mm^2 (триаголник)	(171) (156)*	(900) (820)*
110 kV	Кабел Al 1000 mm^2 (рамнина)	(181) (137)*	(950) (720)*
110 kV	Кабел Al 1600 mm^2 (триаголник)	(209) (182)*	(1095) (955)*
110 kV	Кабел Al 1600 mm^2 (рамнина)	(222) (155)*	(1165) (815)*

* (Заземјување на кабелскиот плашт со преплетување) (Заземјување на кабелскиот плашт на краевите на кабелот).

При изборот на спроводници за ревитализација и изградба на нови водови, критериумот за избор е минималниот трошок и затоа предност имаат стандардните ACSR спроводници. Во случај да се покаже потреба за спроводници со поголема преносна моќ, ќе се разгледа можноста за користење на AAAC-Z спроводници *(анг.. All Aluminium Alloy Conductors Z-shaped)*, кои во однос на еквивалентните ACSR спроводници се одликуваат со подобар однос цврстина/маса, поголема преносна моќ, помал провес и поголема отпорност на корозија, но и во просек 15% повисока цена.

За потребите на Студијата е оправдано да се користат спроводници со поголема преносна моќ, доколку оптоварувањето на некој преоптоварен вод (нормална работна состојба или критериум со испаднат елемент N-1) за иден временски пресек (2025, 2030 и 2040) е поголемо од 80 - 90% од преносната моќ на спроводникот со стандарден пресек. На пример, доколку некој вод 110 kV е со спроводници ACSR 150/25 mm^2 (93 MVA), но во 2040 година се преоптоварува односно неговото оптоварување е 115 MVA, тогаш при планирањето за ревитализација е оправдано да се користат спроводници со поголема преносна моќ (AAAC-Z 324 mm^2, 149 MVA). Имено, бидејќи вредноста од 115 MVA е поголема од 90% од преносната моќ на стандардниот спроводник 110 kV ACSR 240/40 mm^2 (123 MVA), затоа не е оправдано да се планира ревитализација на водот со користење на спроводници кои за кратко време ќе бидат многу оптоварени (преку 80 - 90%).

На ист начин се разгледуваат напонските состојби. Согласно мрежните правила, напоните на преносната мрежа мораат да бидат во рамките на дозволените вредности. Членот 36 на Мрежните правила, за потребите на планирање на преносната мрежа, дефинира дека напоните мораат да бидат во рамките на дозволените вредности, како што следи:

- 380 kV - 420 kV за 400 kV напонско ниво, односно ± 5%
- 99 k V - 121 kV за 110 kV напонско ниво, односно ± 10 %

4.2 АНАЛИЗА НА СИГУРНОСТ (КРИТЕРИУМ N-1)

Критериумот (n-1) е критериум за техничка сигурност кој се користи при водењето на работата, планирањето на развојот и изградбата на преносната мрежа. За случајот кога е нерасположлива една единица на системот (вод, трансформатор, генератор), преносната мрежа мора да ја задржи сигурноста, односно не смее да дојде до понатамошно термичко преоптоварување на гранките (водови, трансформатори), што може да предизвика каскадно исклучување на елементите. Исто така, напоните во преносната мрежа треба да останат во рамките на дозволените вредности.

Во резултатите за анализа на сигурноста се прикажуваат гранките кои се преоптоварени (оптоварени преку 100%) и јазлите чии напони се надвор од дозволените граници, но се прикажуваат и гранките кои имаат високо оптоварување (преку 90%) како индикатор за идно преоптоварување. Доколку дојде до наведените работни состојби, кои резултираат со загуба на напојувањето на одредено подрачје, критериумот (n-1) не е задоволен и треба да се предложи решение за задржување на техничката сигурност на системот.

За сценаријата во 2020 година, преоптоварувањата во преносната мрежа на РМ не возможно да се решаваат со изградба и/или реконструкција на преносната мрежа, бидејќи реално е многу кратко времето за да се изградат нови објекти. Затоа, преоптоварувањата (критериум N-1) во 2020 година ќе се отстрануваат преку редиспечинг на електричните централи и/или диспечерски мерки за растоварување на системот. За сите временски пресеци (2020, 2025, 2030 и 2040 година) ќе се проверат можностите на диспечерските мерки при елиминирањето на преоптоварувањата, но предлозите за изградба на нови објекти и/или ревитализација на постоечките се предлага дури за среднорочен период (2025) и долгорочен период (2030 и 2040). Кај анализата на можните мерки за решавање на критични ситуации, замената на спроводниците и зголемувањето на преносната моќ можат да се разгледуваат само за водови до 30-35 години на старост. Ако водот е постар од наведеното, потребно е да се планира изградба на нов елемент кој ќе го реши проблемот со преоптоварувањето.

Во доставените модели одредени постоечки 110 kV водови се исклучени, со што одредени ТС 110/x kV се напојувани радијално. Тоа првенствено се однесува на водовите кои се во надлежност на дистрибуцијата. Согласно приниципите на работа на дистрибутивната мрежа, таквите водови и понатака ќе останат исклучени, а ТС кои се приклучени радијално ќе се стават во јамка (контура) во 110 kV мрежа само ако е тоа системски оправдано.

4.3 ПРЕСМЕТКА НА МАКСИМАЛНИ СТРУИ НА КУСИ ВРСКИ

Пресметката на кусите врски се однесува на одредување на максималните вредности струите на кусите врски во ТС 400 kV и 110 kV во преносната мрежа на ЕЕС на РМ, согласно IEC стандардот IEC 60909. Пресметката се спроведува за карактеристична симетрична куса врска (трифазна куса врска) и карактеристична несиметрична куса врска (еднофазна куса врска). Како основни резултати за секој јазол при пресметката на максималните струи на куси врски се наведуваат:

- Почетна струја на трифазна куса врска I_{k3}'' (ефективна вредност на наизменичната компонента на струјата на трифазна куса врска за суптранзиентен период);
- Почетна струја на еднофазна куса врска I_{k1}'' (ефективна вредност на наизменичната компонента на струјата на еднофазна куса врска за суптранзиентен период);

Главната цел на пресметката на максималните струи на куси врски е димензионирање на идните постројки (примарната опрема), каде со помош на максималната струја на куса врска се одредува горната граница на напрегањата при куси врски согласно кои треба да се димензионира опремата во високонапонските постројки. Со оглед што животниот век на електроенергетските објекти е повеќе десетици години, треба да се земат предвид долгорочните планови за изградба и придонесот на идните објекти на напрегањата при куси врски на опремата која се вградува „денес“. Со користење на стандардот IEC 60909 се воведуваат одредени упростувања и претпоставки на страната на сигурност. Некои од основните претпоставки кои се земаат предвид со стандардот се следниве:

- За време на траењето на кусата врска нема промена во типот на куса врска (пример трифазната куса врска останува трифазна);
- За време на траењето на кусата врска нема промена во структурата на мрежата која се разгледува;
- Топологијата на мрежата дава најголема вредност на кусата врска (вклучени се сите гранки на преносната мрежа);
- Се применува соодветен напонски фактор (c_{max}=1,1);
- Во пресметката се вклучени сите генератори приклучени на преносната мрежа;
- Директно се заземјени сите неутрални точки на ВН страни (400 kV, 110 kV) на сите трансформатори;
- Не се зема предвид отпорот на електричниот лак;
- Импеданцијата на трансформаторите се пресметува за нулта положба на регулационата преклопка на напонот (прифатливо е со оглед на тоа што е воведен корекционен фактор за мрежните трансформатори);
- Активните отпорности на надземните и кабелските водови се пресметуваат при температура на спроводникот 20°C (минимална вредност на активниот отпор);
- Во системот со директен редослед се занемаруваат сите линиски капацитети и попречните адмитанции, како и пасивните (неротирачки) оптоварувања;
- Капацитетите за системот со нулти редослед се занемаруваат во мрежата со директно заземјена неутрална точка (коефициент на земјоспој $\delta \leq 1,4$).

За потребите на Студијата се претпоставува дека во иднина сите постројки на преносната мрежа во РМ ќе бидат изградени/реконструирани на тој начин што прекинувачите ќе се заменат со прекинувачи со стандардна расклопна моќност од 40 kA, која е гранична допуштена вредност. За струите на куса врска кои се поголеми од 40 kA, потребно е да се спроведат одредени мерки за смалување на напрегањата при куса врска, како што е секционирање на собирниците. За да се остане на страната на сигурност, за потребите на студијата се претпоставува примена на секционирање на собирниците, ако струите на куса врска преминат 90% од 40 kA (36 kA).

4.4 ПРЕСМЕТКА НА GTC

Пресметката на GTC (*Grid Transfer Capability*) тесно е поврзана со ENTSO-E препораките за изработка на „cost-benefit“ анализи при планирањето на изградбата на нови објекти во преносната мрежа. Согласно ENTSO-E препораките, важноста за изградба на нов објект се вреднува преку неговото влијание на промената на GTC на одредена граница. При изградба на повеќе објекти, тие можат меѓусебно да се споредуваат, вреднуваат и рангираат на листа на приоритети токму преку влијанието на промената на GTC.

Општо GTC е дефиниран како максимална моќност која може да се пренеси преку дефинирана граница без појава на загушување во мрежата, земајќи го предвид и критериумот N-1. За разлика од NTC (анг. *Net Transfer Capacity*), границата кај GTC е со пошироко значење и може да биде државна граница, замислена граница во рамките на државата, граница помеѓу пазарни области, граница каде вообичаено се појавува загушување и слично. При пресметката на GTC се користи метода на редиспечинг на производството (ΔE) за да се создадат дополнителни текови на моќност на границата. Во областа од едната страна на границата се зголемува производството („извор“), додека во областа од другата страна на границата се намалува производството („понор на моќност“), што како последица предизвикува зголемување на тековите на моќност на самата граница. Постапката се продолжува се додека не биде загрозена стабилноста и сигурноста на системот (критериум N-1).

Согласно препораки на ENTSO-E [15], влијанието на нов објект (пример изградба на вод 400 kV) на GTC се разгледува како разлика на тековите на моќност на разгледуваната граница (ΔGTC) помеѓу две состојби на загушување во преносната мрежа. Првата состојба се однесува на преносната мрежа без новиот објект, а втората состојба се однесува на преносната мрежа со веќе изграден новиот објект. Во двата случаи за пресметка на загушувањето се користи метода на редиспечинг на производството помеѓу соседните области за да се зголемат тековите на моќност на споменатата граница.

За потребите на Студијата нема да се прави пресметка на GTC за вреднување на проектите, туку ќе се одредува вкупниот GTC за одредена насока на моќноста и ΔGTC на одредените граници помеѓу почетната работна состојба и работната состојба со максимално можен редиспечинг (ΔE) за зададената насока. Пресметката на GTC се спроведува за доминантната насока на пренос на ЕЕ: СЕВЕР-ЈУГ, ЈУГ-СЕВЕР, ИСТОК-ЗАПАД и ЗАПАД- ИСТОК. За пресметка на максималната вредност на GTC, редиспечингот се прилагодува зависно од разгледуваната граница, како што е прикажано во табелата (Табела 4.2).

Табела 4.2 Редиспечинг на електричните централи за пресметка на GTC на границите на РМ

Граница	**Насока**	
	СЕВЕР → ЈУГ	**ЈУГ → СЕВЕР**
Македонија/Србија + Косово	**RO + RS** (Извор) → **MK + GR** (Понор)	**GR + MK** (Извор) → **RO + RS** (Понор)
Македонија/Грција	**RO + RS + MK** (Извор) → **GR** (Понор)	**GR (**Извор) → **MK + RO + RS** (Понор)

Граница	**Насока**	
	ИСТОК → ЗАПАД	**ЗАПАД → ИСТОК**
Македонија/Бугарија	**RO + BG** (Извор) → **MK + AL + IT** (Понор)	**IT + AL + MK** (Извор) → **RO + BG**
Македонија/Албанија	**RO + BG + MK** (Извор) → **AL + IT** (Понор)	**IT + AL** (Извор) → **MK + RO + BG** (Понор)

За доминантна насока на пренос на моќноста СЕВЕР – ЈУГ, редиспечингот се спроведува на следниот начин:

- Северната граница (Македонија/Србија + Косово): производството на електричните централи се зголемува во Романија и Србија, со истовремено намалување на ангажираноста на електричните централи во Македонија и Грција.
- Јужната граница (Македонија/Грција): производството на електричните централи се зголемува во Романија, Србија и Македонија, со истовремено намалување на ангажираноста на електричните централи во Грција.

За доминантна насока на пренос на моќноста ЈУГ – СЕВЕР, редиспечингот се спроведува на следниот начин:

- Северната граница (Македонија/Србија + Косово): производството на електричните централи се зголемува во Грција и Македонија, со истовремено намалување на ангажираноста на електричните централи во Романија и Србија.
- Јужната граница (Македонија/Грција): производството на електричните централи се зголемува во Грција, со истовремено намалување на ангажираноста на електричните централи во Македонија, Романија и Србија.

За доминантна насока на пренос на моќноста ИСТОК – ЗАПАД, редиспечингот се спроведува на следниот начин:

- Источната граница (Македонија/Бугарија): производството на електричните централи се зголемува во Романија и Бугарија, со истовремено намалување на ангажираноста на електричните централи во Македонија, Албанија и Италија.
- Западната граница (Македонија/Албанија): производството на електричните централи се зголемува во Романија, Бугарија и Македонија, со истовремено намалување на ангажираноста на електричните централи во Албанија и Италија.

За доминантна насока на пренос на моќноста ЗАПАД – ИСТОК, редиспечингот се спроведува на следниот начин:

- Источната граница (Македонија/Бугарија): производството на електричните централи се зголемува во Италија, Албанија и Македонија, со истовремено намалување на ангажираноста на електричните централи во Романија и Бугарија.
- Западна граница (Македонија/Албанија): производството на електричните централи се зголемува во Италија и Албанија, со истовремено намалување на ангажираноста на електричните централи во Македонија, Романија и Бугарија.

Постапката на редиспечинг на производството (ΔE) се спроведува се додека оптоварувањата и напоните во мрежата 400 kV се во рамките на дозволените граници и тоа за нормална вклопна состојба и за критериумот N-1 (се разгледуваат исклучувања на гранки 400 kV во цела Југоисточна Европа).

4.5 ОДРЕДУВАЊЕ НА ЛИСТАТА НА ПРИОРИТЕТИ ЗА РЕВИТАЛИЗАЦИЈА НА ВОДОВИ И ТРАНСФОРМАТОРИ ВО ПРЕНОСНАТА МРЕЖА

Ревитализацијата на постоечките водови на преносната мрежа (надземни и кабелски водови) се однесува или на комплетна замена на водот заради истекот на животниот век и/или замена на делови од него кои можат да ги подобрат неговите технички карактеристики (пример замена на спроводникот со поголем пресек или замена на спроводниците и останатите компоненти на водот со ист пресек, доколку состојбата на столбовите е задоволителна).

Ревитализацијата на трансформаторите подразбира замена на комплетниот трансформатор, било заради неговата старост или лоши работни карактеристики, било заради вградување на трансформатор со поголема номинална привидна моќност.

Со опишаната методологија во продолжение, опфатени се само надземните водови 400 kV и 110 kV, кабелските водови 110 kV и енергетските трансформатори 400/110 kV, кои треба да се ревитализираат заради одржување на високото ниво на доверливост на системот, односно оние објекти во мрежата кои заради старост или незадоволителни работни карактеристики треба со ревитализацијата да им се подобри расположливоста и работната подготвеност.

Водовите кај кои заради идните работни услови треба да се зголеми преносната моќност, на пример со замена на спроводници, односно трансформаторите кои заради идните работни услови треба да се заменат со нови со поголема привидна моќност, не се вклучени во оваа методологија и тие се разгледуваат преку пресметките на тековите на моќности и (n-1) критериумот.

Исто така, со оваа методологија не се вклучени помалите активности за ревитализација (на пример замена на изолаторски членови кај надземните водови, замена на заштитно јаже и слично), како и вообичаените и редовните поголеми активности на одржување од типот на премачкување со антикорозивна заштита и поправка на столбовите, кои треба редовно да се спроведуваат и не бараат големи финансиски средства.

За потребите на ревитализацијата на преносната мрежа во РМ, ќе се креира листа на надземни водови кои треба да се ревитализираат, односно листа на кабелски водови и трансформатори кои треба да се заменат, со одредена динамика согласно повеќе критериуми. Критериумите вклучуваат оценка на постоечката состојба на водот и неговата улога и значење во рамките на ЕЕС.

Критериумите кои вклучуваат оценка на постоечката состојба на водот или трансформаторот, се:

- Староста на водот или трансформаторот,
- Оценката на техничката исправност,
- Расположливоста на водот во минатиот период.

Критериумите кои го разгледуваат системското значење на водот, се:

- Оптоварувањето на водот (во % од максимално дозволената струја или привидната моќност) при врвното оптоварување на ЕЕС, кога сите гранки на системот се расположливи,
- Најголемото оптоварување на водот (во % од максимално дозволената струја или привидната моќност) при врвното оптоварување на ЕЕС, кога една гранка на системот е нерасположлива,
- Зачувување на (n-1) сигурноста при врвно оптоварување во ЕЕС во случај кога разгледуваниот вод е трајно надвор од работа.

Како кандидати за ревитализација во разгледуваниот временски пресек (2020, 2025, 2030, 2040) се земаат предвид сите надземни водови 400 kV и 110 kV, кабелските водови 110 kV и енергетските

трансформатори 400/110 kV, на кои во разгледуваниот временски пресек им истекува животниот век од:

- 50 години за надземните и кабелските водови и
- 50 години за големите енергетски трансформатори.

За секој кандидат за ревитализација се врши бодирање со однапред воспоставени критериуми, на следниов начин:

Оценка на постоечката состојба (максимално 3 бодови)

a) По критериумот за старост: на најстариот вод му се доделува 1 бод, на секој од останатите кандидати им се доделува бод еднаков на коефициентот на старост на разгледуваниот вод и староста на најстариот вод.
b) По критериумот за техничка исправност (под техничка неисправност се сметаат карактеристиките на водот кои краткорочно ја загрозуваат неговата доверлива работа, на пример бетонските столбови кај надземните водови, недостаток на заштитно јаже и слично): 1 бод за сите технички неисправни водови, 0 бодови за сите технички исправни водови.
c) По критериумот на нерасположливост на водот во минатиот период: на водот со најголема нерасположливост заради присилни прекини (испади) во минатото, му се доделува 1 бод, на секој од останатите водови му се доделува бод еднаков на коефициентот на неговата нерасположливост заради присилни испади и најголемата разгледувана нерасположливост заради присилни испади.

Оценка на улогата и значењето во ЕЕС (максимално 3 бодови)

d) По критериумот за оптоварување при (n) расположливост на мрежата: на најоптовареният вод при врвно оптоварување во ЕЕС со сите расположливи гранки во мрежата, му се доделува 1 бод, на секој од останатите кандидати му се доделува бод еднаков на коефициентот на оптоварување на разгледуваниот вод и најголемото оптоварување на вод. Оптоварувањето на водот се разгледува во проценти од максималната дозволена струја за водот во нормален погон.
e) По критериумот за оптоварување при (n-1) расположливост на мрежата: на најоптовареният вод при врвно оптоварување во ЕЕС со испад на една гранка (онаа гранка која доведува до најголемо оптоварување на разгледуваниот вод) му се доделува 1 бод, на секој од останатите кандидати му се доделува бод еднаков на коефициентот на оптоварување на разгледуваниот вод и најголемото оптоварување на вод во (n-1) режим на работа. Оптоварувањето на водот се разгледува во проценти од максималната дозволена струја за водот во нормален погон.
f) По критериумот за трајна нерасположливост на вод: на водот чија трајна нерасположливост доведува до неисполнување на (n-1) критериумот, му се доделува 1 бод, на сите останати водови им се доделува 0 бодови.

Проценката на системското значење се изведува врз основа на пресметката на тековите на моќност и анализата на сигурноста (критериум n-1) за она сценарио за изградба на нови електрични централи и повисоката стапка на оптоварувањето, кои доведуваат до најголеми оптоварувања на разгледуваните водови во работни услови карактеристични по врвното оптоварување на системот.

Проверката на системското значење спрема критериумот на трајна нерасположливост се однесува на анализа на сигурноста за случај кога разгледуваниот вод не се ревитализира и излегува од работа. Доколку со излегувањето од работа на разгледуваниот вод, критериумот n-1 не е задоволен (во однос на почетната состојба тоа е критериум n-2), тогаш водот има големо системско значење по прашање на сигурноста.

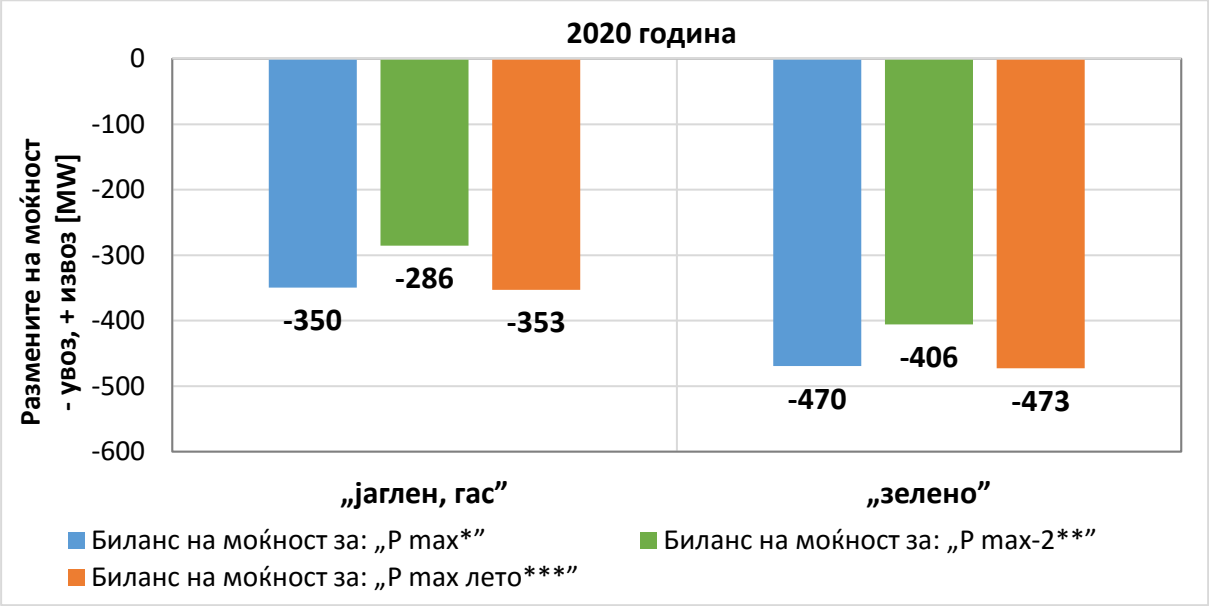
Со споменатите критериуми и начинот на бодирање, максималниот број на бодови за секој кандидат за ревитализација изнесува 6, а листата на приоритети за ревитализација се дефинира за секој временски пресек, врз основа на опаѓачки број на бодови од сите разгледувани категории (прв на листата е водот со најголем број на бодови, последен на листата е оној со најмал број на бодови).

Во конечната листа на водови за ревитализација во рамките на разгледуваниот временски пресек, вклучени се оние кандидати кои имаат најмалку 3 бода (за краткорочниот временски пресек 2020 година, границата е поставена на 3,6 бодови, бидејќи не е реално дека МЕПСО ќе изведе ревитализација на поголем број на водови во идните 3 до 5 години), односно онолку бодови колку ќе се дефинира во договор со МЕПСО (од кои задолжително по 1 бод за критериумот за техничка исправност или 1 бод за критериумот за трајна нерасположливост за водот), додека останатите кандидати влегуваат во постапка на вреднување по критериумите за следниот временски пресек.

На секој критериум возможно е да се придружи и одреден тежински фактор, со што на одредени критериуми би се дала поголема важност во однос на другите критериуми (на пример критериумот за техничка исправност или критериумот за трајна нерасположливост).

5 АНАЛИЗА НА РАЗВОЈОТ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА ЗА 2020 ГОДИНА

Во оваа глава се изложени сите пресметковни анализи кои се релевантни за развојот на преносната мрежа за 2020 година (P_{max} 1538 MW, P_{max-2} 1474 MW, $P_{max\ лето}$ 1149 MW). Плановите за изградба на преносната мрежа (МЕПСО), проектираното зголемување на оптоварувањата, возниот ред на електричните централи и билансите на системот, детално се објаснети во претходната глава (Глава 3). Билансите на моќност за референтното и контролните сценарија за 2020 година, прикажани се и на сликата (Слика 5.1), од која јасно се гледа дека нема значителни разлики во билансите на моќност помеѓу разгледуваните сценарија, а за сите сценарија е карактеристичен увозот на моќност за потребите на ЕЕС на РМ.



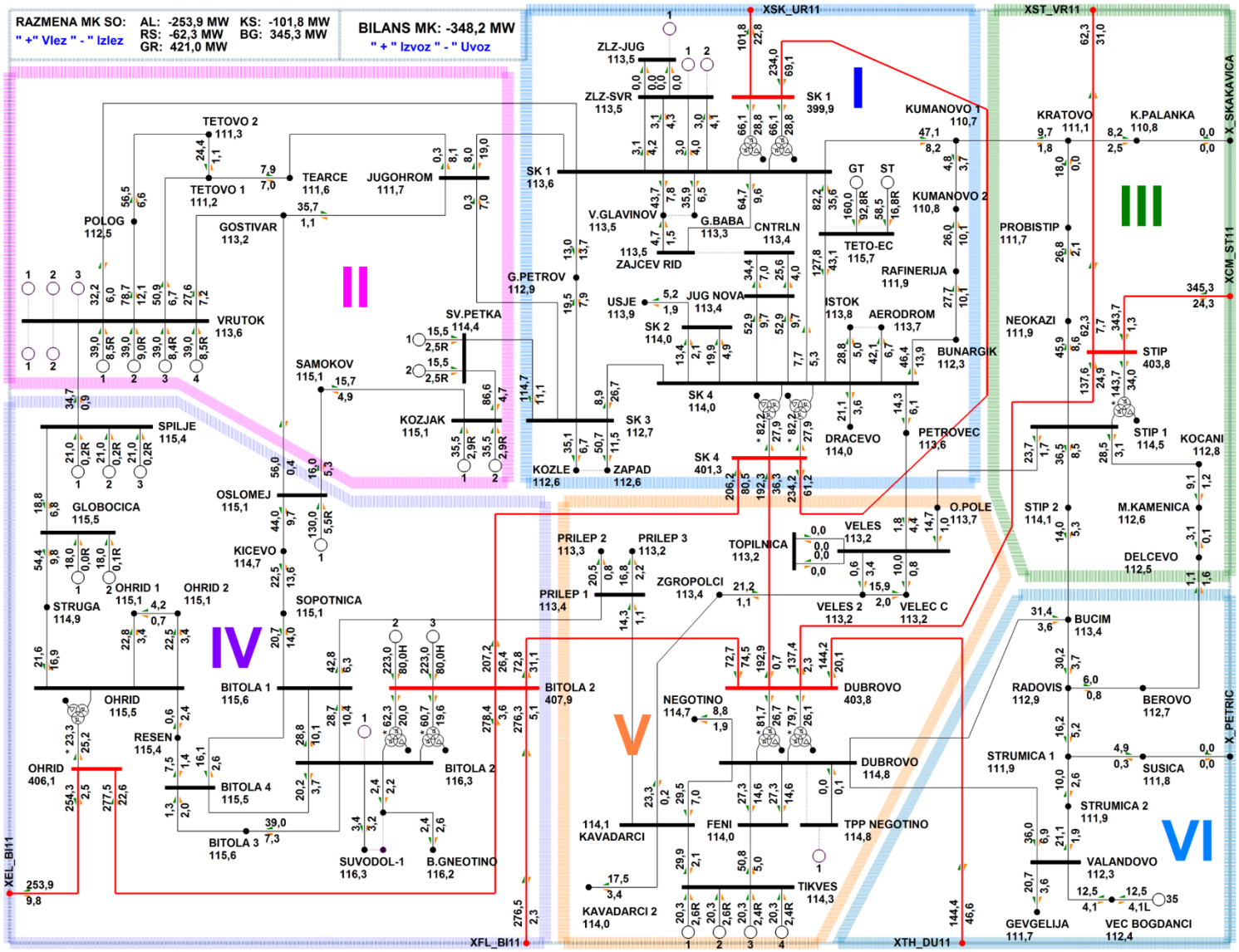
* врвно оптоварување на ниво на преносната мрежа релевантно за изработка на планот за развој на преносната мрежа.
** врвно оптоварување на ниво на преносната мрежа релевантно за контрола на планот за развој на преносната мрежа.
*** врвно летно оптоварување на ниво на преносната мрежа релевантно за контрола на планот за развој на преносната мрежа.

Слика 5.1 Билансите на моќност за карактеристичните часови за сценариото „јаглен, гас" и „зелено" и трите релевантни сценарија за максималното оптоварување („P_{max}" „P_{max-2}" и „$P_{max\ лето}$") – 2020 година

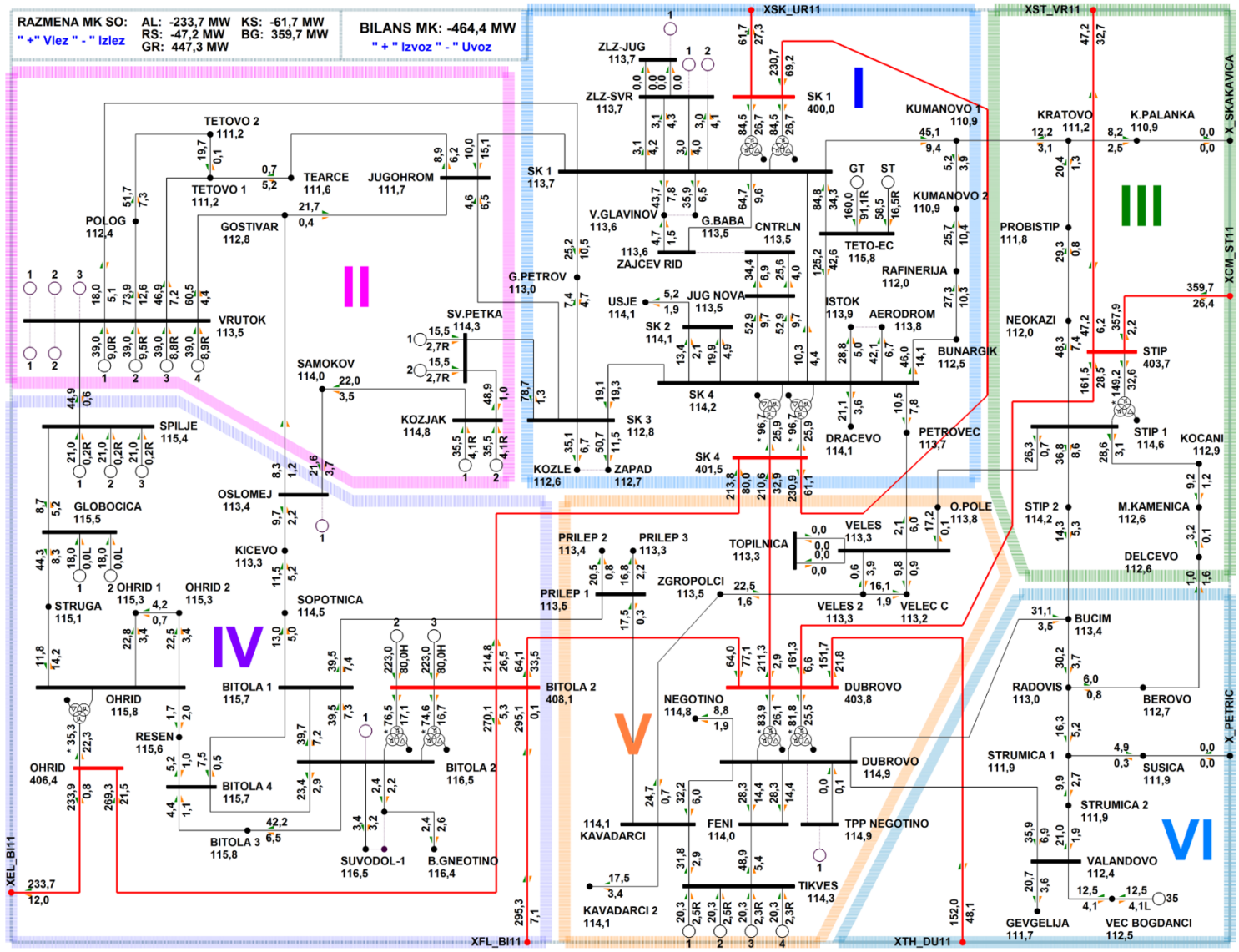
Главна разлика помеѓу сценаријата „јаглен, гас" и „зелено" е во изградбата на ТЕЦ Осломеј, додека изградбата на останатите нови објекти во преносната мрежа е иста во двете сценарија. Графичкиот приказ на изградбата на новите објекти во преносната мрежа е даден на следната слика (Слика 5.2). Резултатите од сите спроведени анализи за 2020 година прво се опишани во целата мрежа 400 kV, а потоа за мрежата 110 kV за секој регион поединечно. На крајот се спроведени пресметки на максималните струи на куси врски и GTC анализата, заедно со заклучоците за 2020 година.

Слика 5.2 Планирана изградба на нови објекти во преносната мрежа до 2020 година (почетна состојба)

На сликите (Слика 5.3, Слика 5.4) се прикажани тековите на моќност и напонските услови за целата преносна мрежа со посебно истакнати регионите на мрежата 110 kV, додека во наредните поглавја регионите се анализирани посебно.



Слика 5.3 Текови на моќности и напонски услови за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценариото „јаглен, гас“ – 2020 година



Слика 5.4 Текови на моќности и напонски услови за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценариото „зелено“ – 2020 година

5.1 400 kV МРЕЖА

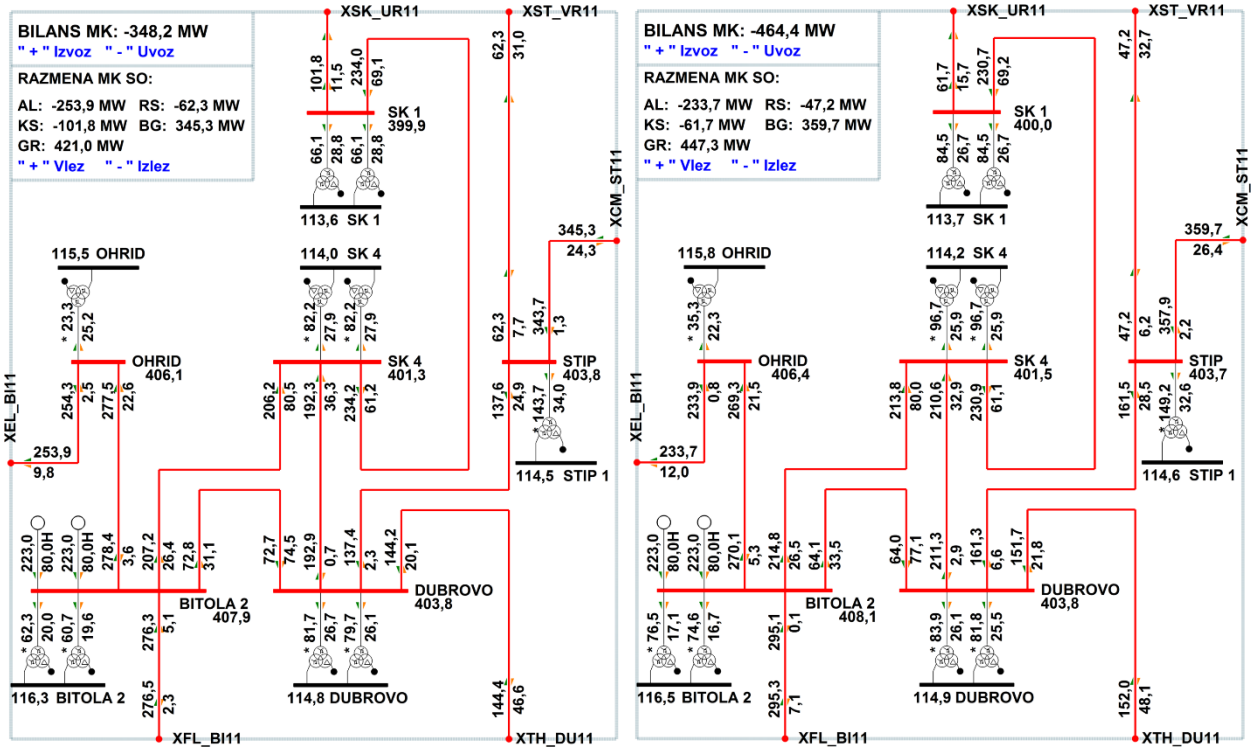
До 2020 година во мрежата 400 kV на РМ е планирана изградба на нов интерконективен ДВ 400 kV Битола 2 - Елбасан (Албанија), заедно со нова ТС 400/110 kV Охрид (1 x 300 MVA). Со изградбата на новиот интерконективен вод 400 kV помеѓу Македонија и Албанија се очекуваат доминантна насока на тековите на моќности од Македонија кон Албанија, што го потврдуваат и пресметките на тековите на моќности за референтните сценарија на развојот за нормалната работна состојба (Слика 5.5).

За анализата на развојот на преносната мрежа во 2020 година се користат официјалните SECI модели (МЕПСО) во кои транзитните текови на моќност се разликуваат во однос на постоечката состојба. До сега вообичаена насока на транзитите во мрежата 400 kV на РМ била од Бугарија, Србија и Косово кон Грција. Согласно службените SECI модели, во 2020 година е претпоставена значителна изградба на производни објекти во Грција, поради што насоката на тековите на моќност е од Грција кон Македонија во референтните модели за 2020 година, а не обратно.

Вкупниот влез на моќност во РМ во 2020 година од Бугарија и Грција изнесува 766 MW за сценариото „јаглен, гас“ и 807 MW за сценариото „зелено“, со тоа што 45% од моќноста влегува од Бугарија, а 55% од Грција. Транзитот на моќност кон Србија, Косово и Албанија изнесува вкупно 418 MW за сценариото „јаглен, гас“ и 343 MW за сценариото „зелено“.

Сите пресметки покажаа дека во 2020 година сите водови во мрежата 400 kV на РМ се ниско оптоварени, најоптоварен вод е ДВ 400 kV Штип - Ч. Могила (Бугарија) (оптоварување 27%). Поголема вредност на оптоварувањето е карактеристична за енергетскиот трансформатор 400/110 kV во ТС Штип (оптоварување 51% за сценариото „зелено“), кој истовремено е и најоптоварена гранка за нормалната работна состојба.

Пресметките на анализите на сигурност (критериум N-1) покажаа дека независно од сценариото за изградба на нови електрични централи, во регионалната мрежа 400 kV нема критични исклучувања, кои би предизвикале преоптоварување на мрежата 400 kV во РМ, а сите напони се во рамките на дозволените граници. За критериумот N-1 најголемо оптоварување настанува за случајот на исклучување на ДВ 400 kV Дуброво - Штип. Заради исклучување на интерниот вод 400 kV, моќностите се пренасочуваат во мрежата 110 kV и се зголемува оптоварувањето на енергетскиот трансформатор 400/110 kV во ТС Штип од 51% на 63% за сценариото „зелено“.



Слика 5.5 400 kV МРЕЖА – Текови на моќности и напонски состојби за нормална работна состојба при врвно зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (слика десно) – 2020 година

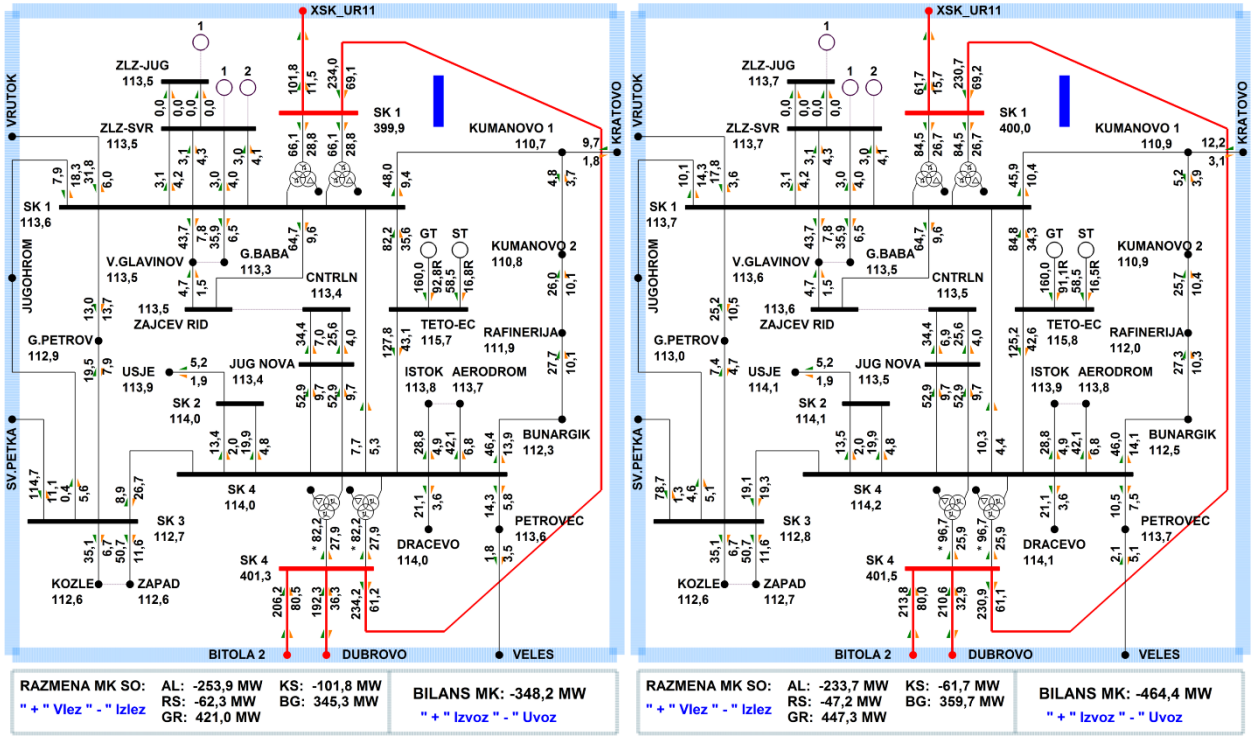
5.2 I СЕВЕРЕН РЕГИОН

До 2020 година во регионот I е планирана изградба на ТС 110/20/10 kV Зајчев Рид и ТС 110/35/10(20) kV Централна Нова заедно со енергетските кабли за приклучок 2 x КВ 110 kV Југ Нова – Централна Нова, КВ 110 kV В.Главинов – Зајчев Рид, КВ 110 kV Зајчев Рид - СК1 и КВ 110 kV Зајчев Рид - Централна Нова (исклучен во нормална работна состојба). За изградбата на новите 110 kV кабли, претпоставено е користење на едножилни кабли со пресек Al 1600 mm^2, положени во формација триаголник со преносна моќ 209 MVA (заземјување на кабелскиот плашт со преплетување) (МЕПСО).

Во регионот I е предвидена реконструкција на ДВ 110 kV СК4 - Петровец (1953 година, 123 MVA) и ДВ 110 kV Петровец - Велес (1953 година, 123 MVA). Извршената реконструкција[2] ќе се земе предвид во пресметковните анализи после 2020 година.

5.2.1 Оптоварување на преносната мрежа и анализа на сигурност (N-1)

Независно од сценариото за изградба на електричните централи, оптоварувањето на сите гранки и напоните на јазлите на преносната мрежа во регионот I за нормална работна состојба се во дозволените граници (Слика 5.6). Најоптоварена гранка во регионот I е ДВ 110 kV ТЕТО - СК4 (Оптоварување 83% заради високата ангажираност на ТЕТО).



Слика 5.6 РЕГИОН I – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) – 2020 година

Пресметките на анализата на сигурност (критериум N-1) покажаа дека независно од сценариото за изградба на електричните централи, во регионот I критичен испад е ДВ/КВ 110 kV СК4 – ТЕТО, кој

[2] МЕПСО уште нема донесено одлука дали при реконструкцијата ќе користи стандардни 110 kV спроводници (ACSR 240/40 mm^2, 123 MVA) или спроводници со поголема преносна моќ (AAAC-Z 324 mm^2, 149 MVA).

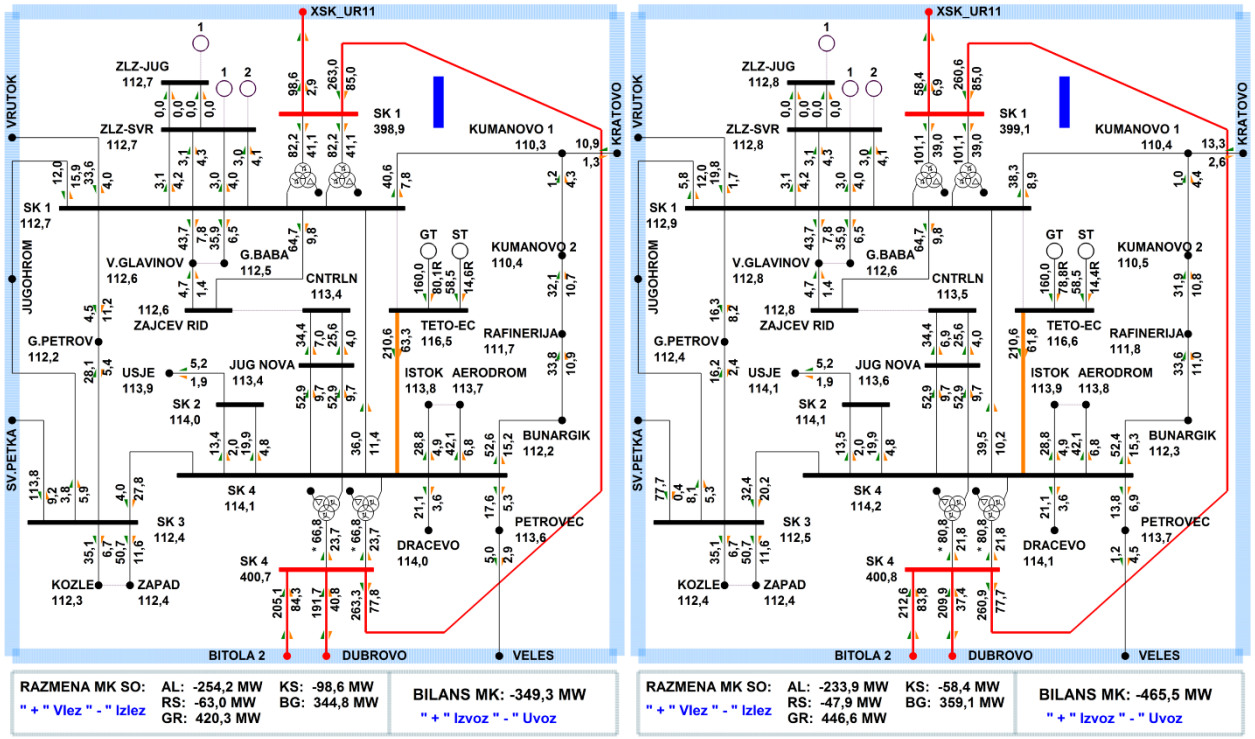
предизвикува преоптоварување на ДВ/КВ 110 kV СК1 - ТЕТО и обратно, испад на ДВ/КВ 110 kV СК1 - ТЕТО предизвикува преоптоварување на ДВ/КВ 110 kV СК4 - ТЕТО (Табела 5.1, Слика 5.7). Со понатамошно исклучување на преоптоварените 110 kV водови (критериум N-2) доаѓа до губење на производството на ТЕТО (заради исклучувањето на водовите преку кои е поврзана во системот), но без други преоптоварувања во преносната мрежа 110 kV.

Проблемот на преоптоварувањето на 110 kV врската СК1 - ТЕТО - СК4 (работна состојба N-1) не е предизвикан со зголемувањето на оптоварувањето во системот, туку со високиот ангажман на ТЕТО. Затоа, неговото решавање нема системско значење, но има значење за сигурноста на евакуацијата на производството на ТЕТО.

Табела 5.1 РЕГИОН I – Резултати од анализата на сигурноста (N-1) при максималното зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ – 2020 година

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Опт. [%] или Напон [kV] "јаглен, гас"	"зелено"
ДВ/КВ 110 kV SK4 – ТЕТО	ДВ/КВ 110 kV SK1 - ТЕТО	156 MVA	**132%**	**131%**
ДВ/КВ 110 kV SK1 – ТЕТО	ДВ/КВ 110 kV SK4 - ТЕТО	156 MVA	**134%**	**134%**
ДВ 110 kV Kumanovo - SK1		156 MVA	91%	89%
ТР1 400/110 kV SK4		156 MVA	93%	93%
ТР2 400/110 kV SK4		156 MVA	93%	93%
ДВ 110 kV Gostivar – Oslomej	ДВ 110 kV SK3 - Sv. Petka	156 MVA	91%	52%

Испадот на ДВ/КВ 110 kV СК1 - ТЕТО и преоптоварувањето на ДВ/КВ 110 kV СК4 - ТЕТО и обратно (Слика 5.7), карактеристичен е за сите анализирани сценарија во студијата, за целиот разгледуван период. Корисникот на преносната мрежа (производителот ТЕТО) го прифатил ризикот дека испадот на еден од двата водови 110 kV за приклучок, ќе доведе до намалување на производството или испад на генераторите во електричната централа. Во периодот од 2006 до 2016 година несаканата нерасположливост на ДВ/КВ 110 kV СК1 - ТЕТО изнесувала 0,01 h/годишно, а нерасположливоста на ДВ/КВ 110 kV СК4 - ТЕТО изнесувала 0,02 h/годишно, што значи ризикот бил изразено мал.



Слика 5.7 РЕГИОН I – Текови на моќност и напонски прилики за случај на испад на ДВ/КВ 110 kV СК1 - ТЕТО при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) – 2020 година

Сепак, во случај на испад на еден од двата водови 110 kV за приклучок, ТЕТО има имплементирано оперативна процедура за намалување на производството на ниво на граничната вредност еднаква на трајно дозволеното оптоварување на 110 kV водот (156 MVA) кој останал во работа. Неодамна корисникот покренал процедура за изградба на нова кабелска 110 kV врска ТЕТО - СК4 (тип на кабел Al 1000 mm^2 со должина ≈ 9 km), која ќе биде трет приклучен вод за евакуација на производството на електричната централа. Новиот КВ 110 kV СК4 - ТЕТО ќе се земе предвид во анализите за 2025 година, при што мора да се води сметка за начинот на полагање на кабелот и заземјувањето на кабелскиот метален плашт (електричната заштита на кабелот), како што е анализирано во продолжение.

Покрај наведеното преоптоварување, исклучувањето и на други гранки (пример трансформаторот 400/110 kV во ТС Скопје 4) предизвикува високо оптоварување на ДВ/КВ 110 kV СК4 - ТЕТО (преку 90%), но сите наведени случаи се директна последица на високата ангажираност на ТЕТО, а не на зголемувањето на оптоварувањето на системот. Во случајот на испад на ДВ 110 kV Гостивар - Осломеј, високо се оптоварува и ДВ 110 kV СК3 - Св.Петка (преку 90%), што е карактеристично само за сценариото „јаглен, гас“, односно при изградба и висок ангажман на ТЕЦ Осломеј. Во случај кога ТЕЦ Осломеј не би се изградила, високото оптоварување на разгледуваниот вод не е присутно при N-1 работната состојба. Овде проблемот само е наведен, а детална анализа е направена подолу во оваа студија (регион II), бидејќи високото оптоварување на ДВ 110 kV СК3 - Св.Петка (критериум N-1) преминува во преоптоварување за случајот на влажна хидрологија (висока ангажираност на ХЕЦ).

Нормалната работна состојба на преносната мрежа за регионот I подразбира исклучени одредени водови 110 kV (пример ДВ 110 kV Козле -Запад, ДВ 110 kV Исток - Аеродром и слично), поради што некои ТС се напојуваат радијално и критериумот N-1 е задоволен само за случај на работа на исклучените 110 kV водови.

На областа која ја зафаќа регионот I, две ТС (ТС Усје и ТС Драчево) радијално се приклучени на мрежата 110 kV и немаат задоволен критериум N-1. Во случај на испад на радијален вод ќе дојде до прекин на напојувањето на потрошувачите кои се приклучени на разгледуваната ТС, без да биде загрозена сигурноста на останатиот дел од системот. Корисниците кои се радијално приклучени на преносната мрежа, согласни се со режим на работа без задоволен критериум N-1, а во студијата нивното ставање (вмрежување) во контура ќе се предложи само ако е тоа системски оправдано (МЕПСО).

Полагање на нов КВ 110 kV ТЕТО - СК4

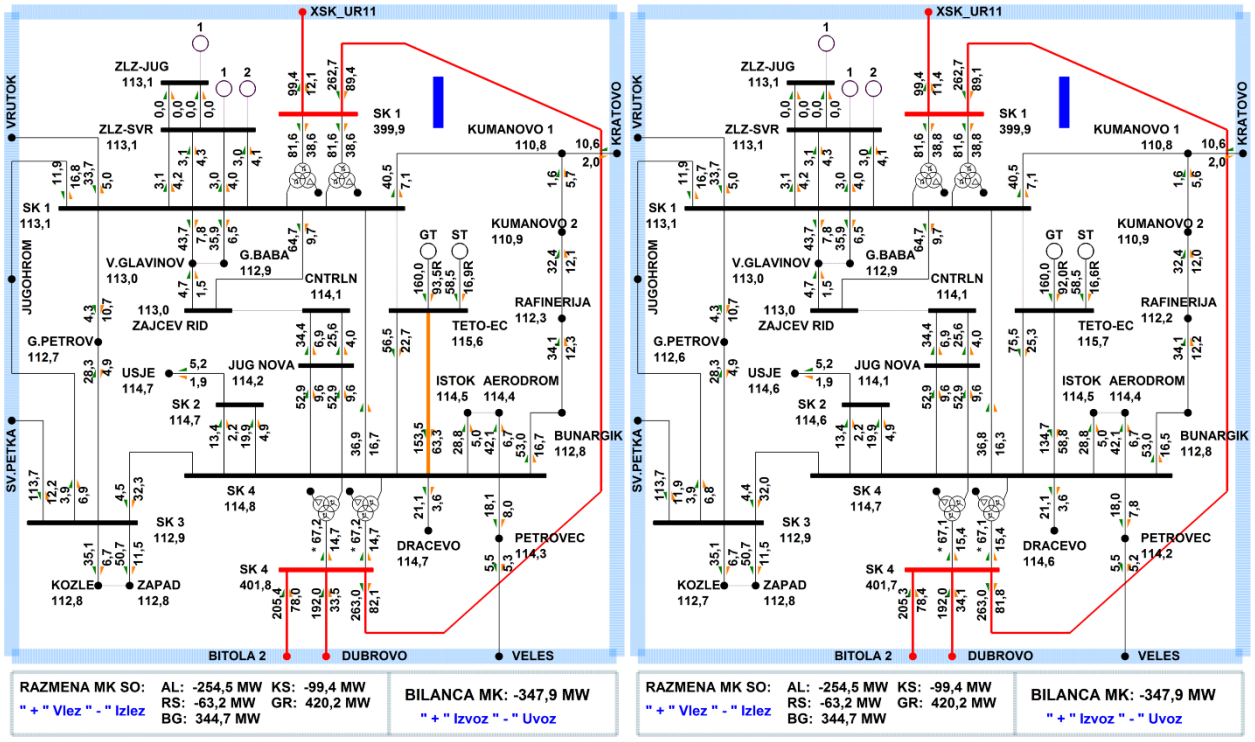
Начинот на полагање на високонапонски кабел значително влијае на неговата импеданција и преносна моќ. Три едножилни високонапонски кабли положени во рамнина имаат околу 50% поголема импеданција од три едножилни кабли положени во формација триаголник. Освен самото полагањето на кабелот, на преносната моќ на кабелот влијае и начинот на заземјување на металниот плашт на кабелот [16].

Новиот КВ 110 kV СК4 - ТЕТО (Al 1000 mm^2 со должина ≈ 9 km) ќе биде во паралелна работа со постоечкиот ДВ/КВ 110 kV СК4 - ТЕТО (ACSR 360/57 mm^2 со должина 5,9 km + Al 1000 mm^2 со должина 3,8 km). Заради нивната разлика во импеданции ќе дојде и до нерамномерна распределба на тековите на моќности низ нив, што е критично за критериумот N-1.

Ако новиот КВ 110 kV ТЕТО - СК4 (тип на спроводници Al 1000 mm^2) се положи во формација триаголник, а кабелскиот метален плашт се заземји на двата краја на кабелот *(анг. both-ends bonding)*, преносната моќ на кабелот е 156 MVA и за случај на исклучување на ДВ/КВ 110 kV СК1 - ТЕТО ќе дојде до негово преоптоварување (102%), иако тополошки гледано критериумот N-1 е задоволен, како што е прикажано на сликата лево (Слика 5.8). Преоптоварувањето (критериум N-1) се случува заради големата разлика во импеданциите на паралелните водови. Имено, при полагање на кабелот во формација триаголник, неговата импеданција е 2,7 пати помала од импеданцијата на постоечкиот ДВ /КВ 110 kV СК1 - ТЕТО.

Импеданцијата за директен систем за одреден тип на полагање (пример триаголник) е еднаква независно од начинот на заземјување на кабелскиот метален плашт и согласно тоа тековите на моќност за формацијата триаголник прикажани на сликата лево (Слика 5.8) се еднакви за двата типа на заземјување на кабелскиот метален плашт. Доколку кабелскиот метален плашт на КВ 110 kV ТЕТО - СК4 (тип на спроводници Al 1000 mm^2) се заземји со преплетување *(анг. cross-bonding)*, тогаш кабелот за формација триаголник ќе има поголема преносна моќ (171 MVA) и за критериум N-1 ќе биде високо оптоварен (94%).

За да се намали разликата во оптоварувањето на паралелните 110 kV водови помеѓу СК4 и ТЕТО, препорака е новиот кабел (Al 1000 mm^2) да се положи во формација рамнина со заземјување на металниот плашт со методот на преплетување (181 MVA). Со полагање на кабелот во формација рамнина, неговата импеданција би била 1,8 пати помала од импеданцијата на постоечкиот ДВ /КВ 110 kV СК1 - ТЕТО. Со тоа истовремено би се намалила нерамномерната распределба на тековите на моќности и би се обезбедила доволна преносна моќ за потребите на евакуација на производството на ТЕТО (критериум N-1), како што е прикажано на сликата десно (Слика 5.8). За полагање на кабелот во формација рамнина, потребно е да се заземји кабелскиот метален плашт со преплетување, бидејќи во спротивно за заземјување на плаштот за електрична заштита на кабелот на неговите два краја, преносната моќ би била значително помала (137 MVA), што би предизвикало преоптоварување (критериум N-1) и покрај рамномерната распределба на тековите на моќности.

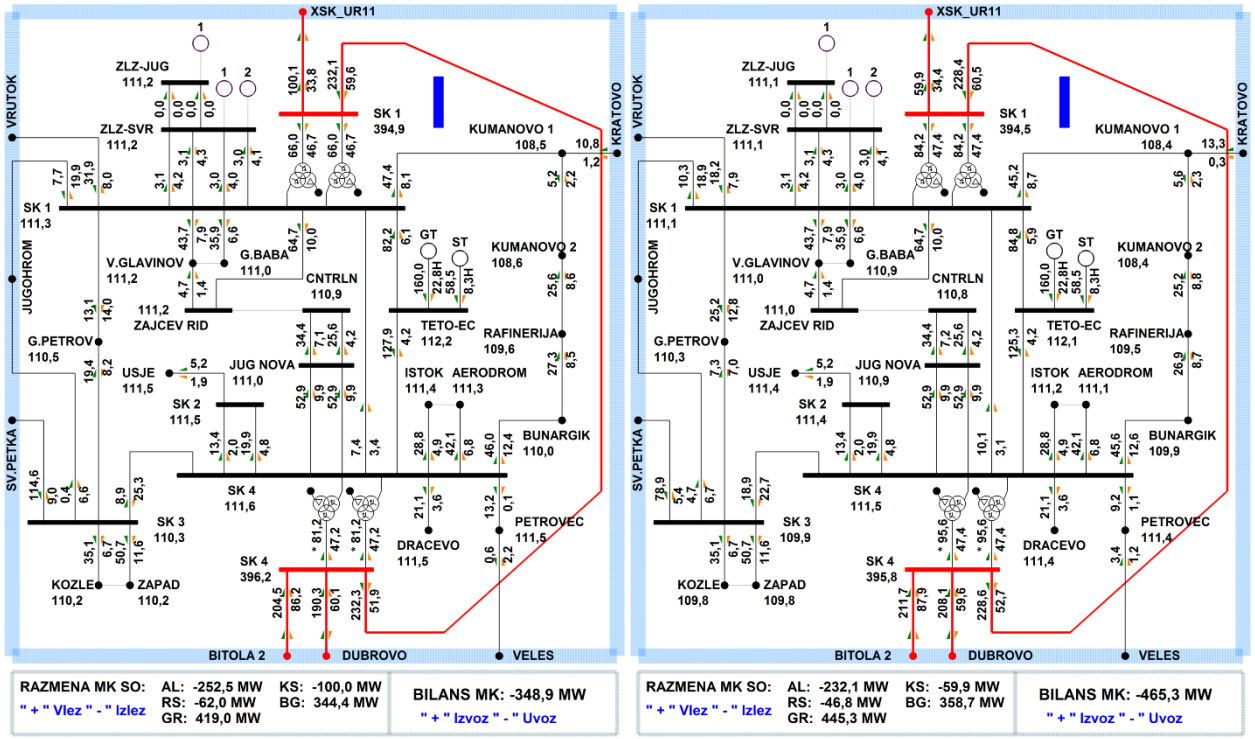


Слика 5.8 РЕГИОН I – Текови на моќност и напонски прилики за случај на испад на ДВ /КВ 110 kV СК1 - ТЕТО при изграден нов КВ 110 kV ТЕТО - СК4 со пресек Al 1000 mm² положен во формација триаголник (слика лево) и формација рамнина (слика десно) - 2020 година

5.2.2 Контрола на напонските прилики и регулацијата на реактивната моќност

Сите пресметки на тековите на моќност се спроведени на тој начин што генераторите на генераторските собирници одржуваат номинален напон (1 p.u.), поради што е значителен придонесот на електричните централи во одржувањето на напоните во преносната мрежа. За случајот кога електричните централи работат во режим на производство на чисто активна моќност, без придонес кон регулацијата на напоните преку генерирање/трошење на реактивна моќност (фактор на моќност на прагот на електричните централи ≈ 1,0)[3], напоните на јазлите во преносната мрежа во регионот I се пониски, но сепак и понатаму во рамките на дозволените граници (Слика 5.9). Истото важи и за пресметката на анализата на сигурност, напоните во мрежата се пониски, но се во дозволените граници.

[3] Вредностите на реактивната моќност на сликите се однесуваат на ангажманот на генераторот со кој се покрива реактивната моќност за потребите на сопствената потрошувачка на електричните централи и блок трансформаторите.



Слика 5.9 РЕГИОН I - Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) без придонес на електричните централи во регулацијата на напонот – 2020 година

Негативното влијание на ангажираноста на електричните централи без придонес кон регулацијата на напоните се отсликува преку зголемувањето на загубите во преносната мрежа, што е очекувана последица. Зголемувањето на загубите во целата преносна мрежа изнесува околу 3% до 4% (зависно од разгледуваното сценарио). Гледано од аспект на минимални загуби и оптимални напони во преносната мрежа, пожелно е електричните централи активно да учествуваат во регулацијата на напоните и тековите на реактивна моќност, дури и кога напоните се во рамките на дозволените граници.

5.2.3 Контролни сценарија на развојот

Претходно беа прикажани основните анализи на референтното сценарио за развој на преносната мрежа (максимално зимско оптоварување - сценарио А со изградба на електричните централи спрема сценариото „јаглен, гас“ и „зелено“). Во продолжение се изложени контролните анализи за проверка на добиените резултати.

Сценарио со пониска стапка на пораст на оптоварувањето (Сценарио В)

Максималното зимско оптоварување во 2020 година согласно сценариото В изнесува 1474 MW, што е само 64 MW помало од максималното зимско оптоварување за сценариото А (1538 MW). Независно од сценариото „јаглен, гас“ или „зелено“ нема значителни разлики во резултатите за тековите на моќност и напонските прилики во регионот I (нормална работна состојба и критериумот N-1) помеѓу референтното сценарио А и контролното сценарио В за 2020 година.

Максимално летно оптоварување

Максималното летно оптоварување за 2020 година изнесува 1149 MW, што е 389 MW помалку од максималното зимско оптоварување при сценариото А (1538 MW). Независно од сценариото „јаглен, гас“ или „зелено“, како и придонесот на електричните централи во регулацијата на напоните (фактор на моќност на прагот на електричните централи ≈ 1,0), оптоварувањето на сите

гранки и напоните на јазлите во преносната мрежа за регионот I за нормална работна состојба и критериумот N-1 се во рамките на дозволените граници.

Изградба на мали електрични централи приклучени на дистрибутивната мрежа

Ангажираноста на ново изградените електрични централи приклучени на дистрибутивната мрежа во 2020 година (мали ХЕЦ, биомаса и биогас) го намалува максималното зимско оптоварување на ниво на преносната мрежа за околу 30 MW (сценарио „јаглен, гас“), односно за околу 60 MW (сценариото „зелено“). Анализите покажаа дека намалувањето на максималното зимско оптоварување (Сценарио А и Сценарио В) за 60 MW во 2020 година нема значајно влијание на оптоварувањето на гранките и напоните на јазлите во преносната мрежа во регионот I за нормална работна состојба и критериумот N-1.

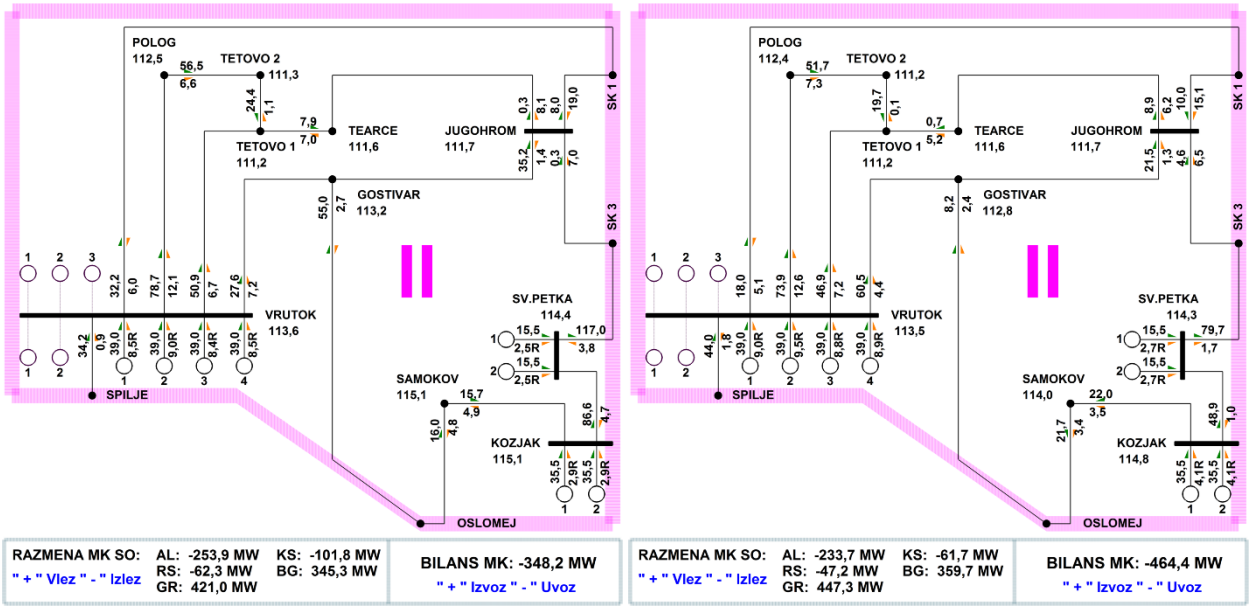
За контрола на максималниот летно оптоварување земени се предвид и ФНЕЦ приклучени на дистрибутивната мрежа (со претпоставка дека максималното летно оптоварување настанува во текот на денот). Ангажираноста на ново изградените електрични централи приклучени на дистрибуција (мали ХЕЦ, ФНЕЦ, биомаса и биогас) го намалува максималното летно оптоварување на ниво на преносната мрежа за околу 40 MW (сценарио „јаглен, гас“), односно за околу 70 MW (сценарио „зелено“). Анализите покажаа дека намалувањето на максималното летно оптоварување за 70 MW нема значајно влијание на оптоварувањето на гранките и напоните на јазлите во преносната мрежа во регионот I за нормална работна состојба и критериумот N-1.

5.3 II СЕВЕРО-ЗАПАДЕН РЕГИОН

Во регионот II до 2020 година не е планирана изградба на нови објекти на преносната мрежа.

5.3.1 Оптоварување на преносната мрежа и анализа на сигурност (N-1)

Независно од сценариото за изградба на електричните централи, оптоварувањето на сите гранки и напоните на јазлите на преносната мрежа во регионот II за нормална работна состојба се во дозволените граници (Слика 5.10). Најоптоварена гранка во регионот II е ДВ 110 kV СК3 - Св.Петка (Оптоварување 72%, но само за сценариото „јаглен, гас“ заради ангажираноста на ТЕЦ Осломеј). ТЕЦ Осломеј ќе биде во работа во најголем дел од годината, што значи за нормална работна состојба ДВ 110 kV СК3 - Св.Петка ќе биде константно значително оптоварен (големи загуби!).

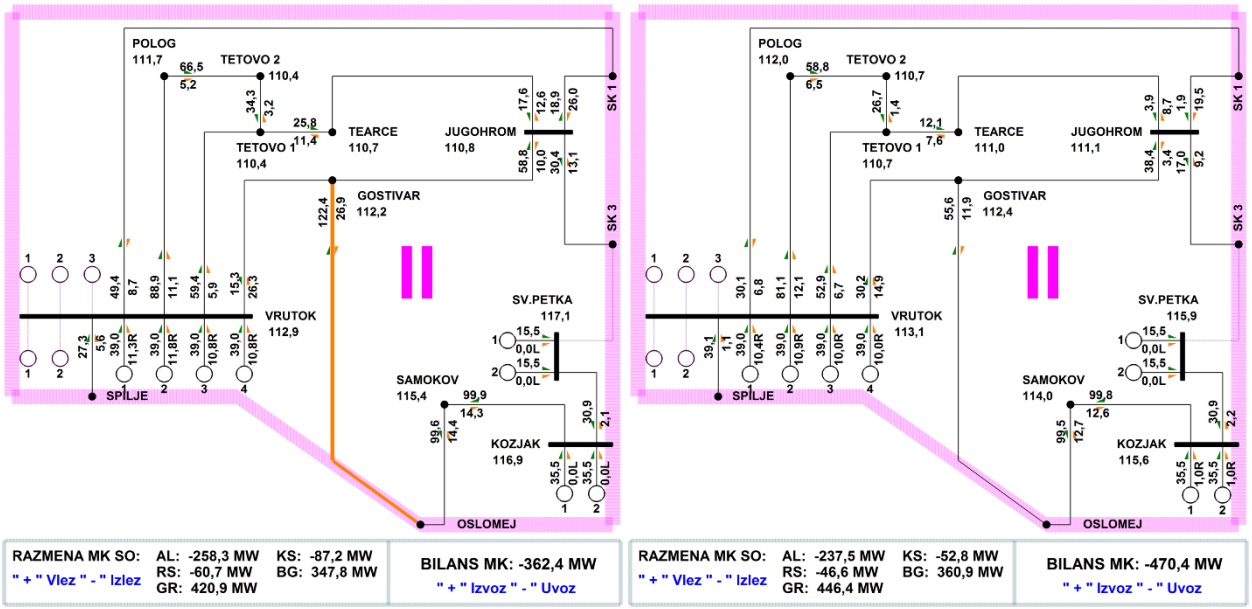


Слика 5.10 РЕГИОН II – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) – 2020 година

Пресметките на анализата на сигурност (критериум N-1) покажаа дека за сценариото за изградба на електричните централи „јаглен, гас“, заради високата ангажираност на ТЕЦ Осломеј доаѓа до високо оптоварување (преку 90%) и во еден случајна до гранично оптоварување (100%) во преносната мрежа 110 kV во регионот II (Табела 5.2). При испад на ДВ 110 kV СК3 - Св.Петка доаѓа до гранично оптоварување ДВ 110 kV Гостивар - Осломеј (100%), но само за случајот на сценариото „јаглен, гас“ (Слика 5.11).

Табела 5.2 РЕГИОН II – Резултати од анализата на сигурноста (N-1) при максималното зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ – 2020 година

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување	Опт. [%] или Напон [kV]	
		[MVA] или [kV]	"јаглен, гас"	"зелено"
ДВ 110 kV SK3 - Sv. Petka	ДВ 110 kV Gostivar – Oslomej	123 MVA	**100%**	45%
ДВ 110 kV Vrutok - Tetovo 1	ДВ 110 kV Vrutok – Polog	123 MVA	90%	84%
ДВ 110 kV Gostivar - Oslomej	ДВ 110 kV Kozjak - Sv. Petka	123 MVA	92%	42%
	ДВ 110 kV SK3 - Sv. Petka	157 MVA	91%	52%



Слика 5.11 РЕГИОН II – Текови на моќност и напонски прилики за случај на испад на ДВ 110 kV СКЗ - Св.Петка при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) – 2020 година

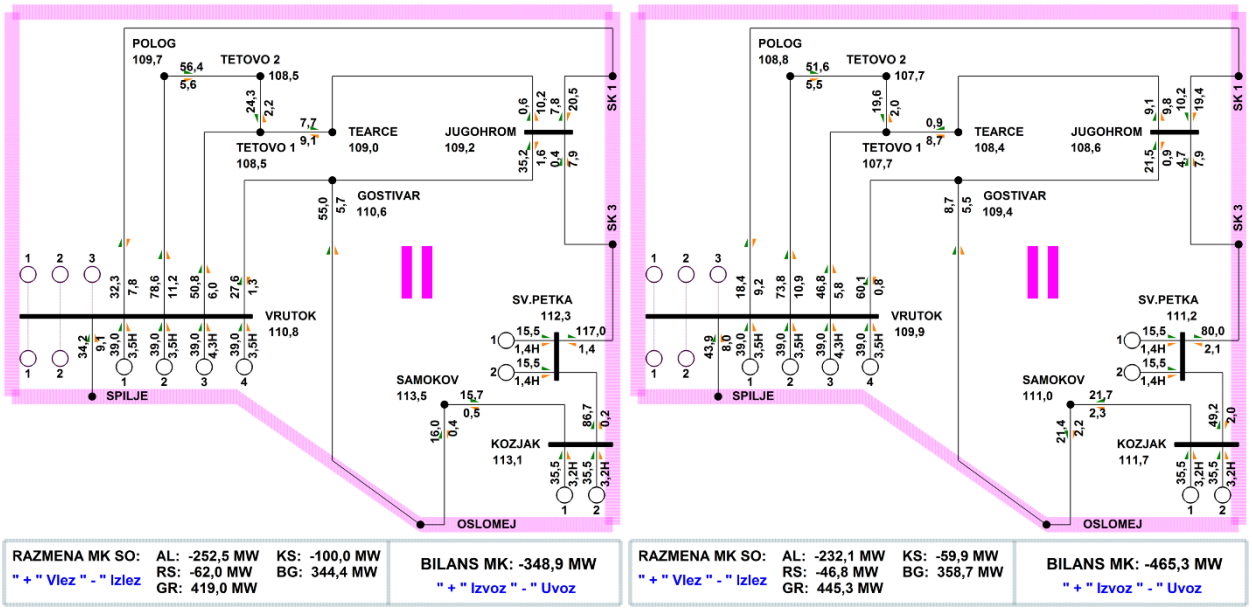
При испад на ДВ 110 kV СКЗ - Св.Петка, евакуацијата на производството на ХЕЦ Св.Петка и ХЕЦ Козјак оди преку 110 kV врска Св.Петка - Козјак – Самоков – Осломеј каде заедно со високата ангажираност на ТЕЦ Осломеј предизвикува преоптоварување на ДВ 110 kV Гостивар -Осломеј. За случајот на понатамошно исклучување на преоптовареният ДВ 110 kV Гостивар - Осломеј (критериум N-2) доаѓа до преоптоварување на 110 kV врска Осломеј - Кичево - Сопотница - Битола 1 во регионот IV и конечно испад (губење) на производството на ТЕЦ Осломеј. Сценариото „зелено“ претпоставува изградба на ТЕЦ Осломеј веќе во 2025 година, што повторно ќе доведе до иста ситуација како и во сценариото „јаглен, гас“ во 2020 година.

Во краткорочен период разгледуваното преоптоварување на ДВ 110 kV Гостивар - Осломеј возможно е да се елиминира со намалување на производството (ХЕЦ Св.Петка , ХЕЦ Козјак и/или ТЕЦ Осломеј). Можните долгорочни решенија на проблемот се опишани покасно во поглавјата каде истовремено се анализира влажна хидрологија (висока ангажираност на ХЕЦ) и максимална ангажираност на ТЕЦ Осломеј, што дополнително ја загрозува сигурноста во работата во регионот II.

5.3.2 Контрола на напонските прилики и регулацијата на реактивната моќност

За случајот кога електричните централи работат во режим на производство на чисто активна моќност (фактор на моќност на прагот на електричната централа ≈ 1,0) напоните на поединечните јазли 110 kV во регионот II се под 110 kV, но и понатаму се во рамките на дозволените граници (Слика 5.12). Истото важи и за пресметката на анализата на сигурност (критериум N-1), напоните на јазлите во преносната мрежа се во рамките на дозволените граници.

Како што беше веќе претходно коментирано, пониски напони на јазлите во преносната мрежа ги зголемуваат загубите во неа во вредност од 3% до 4% (зависно од разгледуваното сценарио). Гледано од аспект на минимални загуби и оптимални напони во преносната мрежа, пожелно е електричните централи активно да учествуваат во регулацијата на напоните и тековите на реактивна моќност, дури и кога напоните се во рамките на дозволените граници.



Слика 5.12 РЕГИОН II - Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) без придонес на електричните централи во регулацијата на напонот – 2020 година

5.3.3 Контролни сценарија на развојот

Сценарио со пониска стапка на пораст на оптоварувањето (Сценарио В)

Заради малите разлики во оптоварувањето помеѓу референтното сценарио А и контролното сценарио В за 2020 година, нема значителна разлика во резултатите за тековите на моќности и напонските прилики за преносната мрежа во регионот II (нормална работна состојба и критериум N-1).

Максимално летно оптоварување

Независно од сценариото „јаглен, гас“ или „зелено“ како и при придонесот на електричните централи во регулацијата на напоните (фактор на моќност на прагот на електричните централи ≈ 1,0), оптоварувањето на сите гранки и напоните на јазлите во преносната мрежа за регионот II за нормална работна состојба и критериумот N-1 се во рамките на дозволените граници.

Изградба на мали електрични централи приклучени на дистрибутивната мрежа

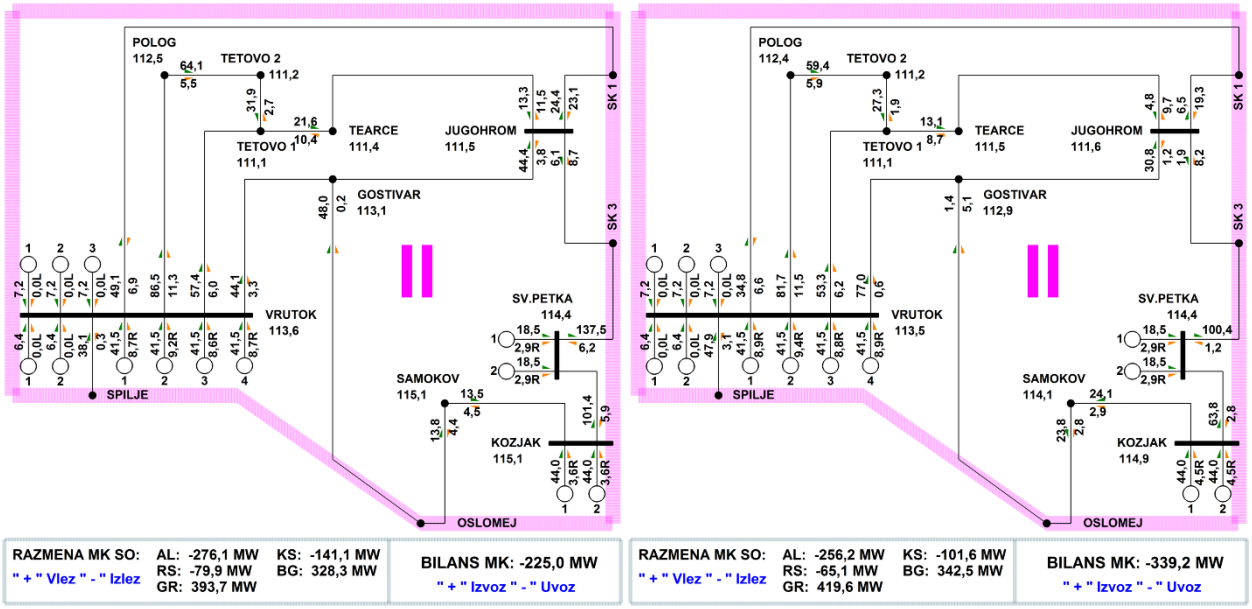
Приклучувањето на електричните централи на дистрибутивната мрежа ги намалува оптоварувањата на ТС 110/х. Анализите покажаа дека намалувањето на максималното зимско оптоварување (Сценарио А и Сценарио В) за 60 MW во 2020 година и максималното летно оптоварување за 70 MW во 2020 година нема значително влијание на оптоварувањето на гранките и напоните на јазлите во преносната мрежа во регионот II за нормална работна состојба и критериумот N-1.

Влажна и сува хидрологија

Во регионот II се изградени три ХЕЦ (ХЕЦ Вруток (заедно со ХЕЦ и ХЕЦ Равен), ХЕЦ Козјак и ХЕЦ Св.Петка). За влажна хидролошка година е претпоставена максимална ангажираност на ХЕЦ во сите региони (вкупно 567 MW), со што се проверува можноста за евакуација на вкупната моќност произведена од сите ХЕЦ при максимално зимско оптоварување. Повеќето македонски ХЕЦ се од акумулационен тип и затоа и при сува хидролошка година се очекува нивна значителна ангажираност во моментот на настанување на максималното зимско оптоварување. Сепак, заради

сигурност проверена е и работната состојба за сува хидрологија со намалена ангажираност на ХЕЦ (вкупно 213 MW) при максималното зимско оптоварување.

За нормална работна состојба при максимална и минимална ангажираност на ХЕЦ (влажна и сува хидрологија) оптоварувањето на гранките на преносната мрежа и напоните на јазлите во неа во регионот II се во рамките на дозволените граници. Како што се и очекува „потежок“ случај за преносната мрежа во регионот II е сценариото „јаглен, гас“ (изградба на ТЕЦ Осломеј) при максимална ангажираност на сите ХЕЦ. Во нормалната работна состојба најоптоварен вод 110 kV во регионот II е ДВ 110 kV СК3 - Св.Петка (оптоварување 84% при изградена ТЕЦ Осломеј), како што е прикажано на сликата (Слика 5.13). Минималната ангажираност на ХЕЦ (сува хидрологија) при максималното зимско оптоварување не е критичен случај за сигурноста на преносната мрежа во регионот II и затоа нема понатаму да се разгледува.



Слика 5.13 РЕГИОН II – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) при максимална ангажираност на ХЕЦ (влажна хидрологија) – 2020 година

Анализата на сигурноста (критериум N-1) покажа дека максималната ангажираност на ХЕЦ со изградена ТЕЦ Осломеј, дополнително ги зголемува вредностите на преоптоварувањата и високите оптоварувањата на водовите 110 kV во регионот II, кои беа забележани и при нормална хидрологија. Заради изградба на ТЕЦ Осломеј (сценарио „јаглен, гас“) и високата ангажираност на ХЕЦ се зголемува преоптоварувањето на ДВ 110 kV Гостивар -Осломеј (за случај на испад на ДВ 110 kV СК3 - Св.Петка) од 100% на 104%, а дополнително се преоптоварува и ДВ 110 kV Кичево - Осломеј (109%) во регионот IV што не беше случај за нормална хидрологија. Вреди да се спомене и обратната ситуација, за случај на испад на ДВ 110 kV Гостивар - Осломеј се преоптоварува врската 110 kV Козјак - Св.Петка – Скопје 3 (100%) заради високата ангажираност на ХЕЦ. Дополнителен проблем кој произлегува од истовремената висока ангажираност на ТЕЦ Осломеј и ХЕЦ е прекинот на врската 110 kV Осломеј - Кичево - Сопотница - Битола 1, поради што високо се оптоварува врската 110 kV Козјак - Св.Петка – Скопје 3. Резултатите на анализата на сигурност (критериум N-1) за влажна хидрологија се прикажани во следната табела (Табела 5.3).

Табела 5.3 РЕГИОН II – Резултати од анализата на сигурноста (N-1) при максимално зимско преоптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ со максимална ангажираност на ХЕЦ (влажна хидрологија) – 2020 година

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Опт. [%] или Напон [kV] "јаглен, гас"	"зелено"
ДВ 110 kV SK3 - Sv. Petka	ДВ 110 kV Gostivar – Oslomej	123 MVA	**104%**	50%
	ДВ 110 kV Oslomej – Samokov	123 MVA	96%	96%
	ДВ 110 kV Samokov – Kozjak	123 MVA	97%	97%
ДВ 110 kV Gostivar - Oslomej	ДВ 110 kV Kozjak - Sv. Petka	123 MVA	**100%**	50%
	ДВ 110 kV SK3 - Sv. Petka	157 MVA	**101%**	62%
ДВ 110 kV Kičevo - Oslomej	ДВ 110 kV Kozjak - Sv. Petka	123 MVA	97%	56%
	ДВ 110 kV SK3 - Sv. Petka	157 MVA	99%	67%
ДВ 110 kV Bitola 1 - Sopotnica	ДВ 110 kV Kozjak - Sv. Petka	123 MVA	90%	49%
	ДВ 110 kV SK3 - Sv. Petka	157 MVA	93%	61%
ДВ 110 kV Kičevo - Sopotnica	ДВ 110 kV Kozjak - Sv. Petka	123 MVA	90%	49%
	ДВ 110 kV SK3 - Sv. Petka	157 MVA	93%	61%
ДВ 110 kV Vrutok - Tetovo 1	ДВ 110 kV Vrutok – Polog	123 MVA	99%	93%
ДВ 110 kV Globočica - Struga	ДВ 110 kV Vrutok – Špilje	123 MVA	90%	90%

Во сите разгледувани сценарија, истовремената висока ангажираност на ХЕЦ и ТЕЦ Осломеј предизвикува високо оптоварување и преоптоварување на водовите 110 kV во регионот II, од кои најкритични случаи се ДВ 110 kV Св.Петка - СК3 и ДВ 110 kV Гостивар - Осломеј. Како што е претходно наведено, во краткорочен период сите гранични случаи на високо оптоварување и преоптоварување можат да се решат со намалување на производството на електричните централи во предметниот регион. Долгорочното решение на проблемот со преоптоварувањето на ДВ 110 kV Гостивар - Осломеј и ДВ 110 kV СК3 - Св.Петка за критериумот N-1 се разгледува преку два проекти (МЕПСО):

1. Изградба на ДВ 110 kV ХЕЦ Козјак - СК 3

Со изградба на нов далекувод 110 kV кон Скопје би се намалила високата оптовареност на ДВ 110 kV СК3 - Св.Петка и би се елиминирало критичното пренасочување на производството на ХЕЦ Козјак, ХЕЦ Св. Петка и ТЕЦ Осломеј за критериумот N-1 (испад на ДВ 110 kV СК3 - Св. Петка). Заради непристапниот терен и недостатокот на слободен простор во постројката 110 kV Св. Петка, во студијата не се разгледува изградба на втор далекувод 110 kV помеѓу СК3 и Св.Петка, туку се разгледува изградба на ДВ 110 kV ХЕЦ Козјак - СК3. На еден дел од трасата (од ХЕЦ Козјак до ХЕЦ Матка) 110 kV вод е веќе изграден, но работи под напон 10 kV. Пресметковната анализа на изградбата на нов ДВ 110 kV ХЕЦ Козјак - СК3 ќе се спроведе за 2025, 2030 и 2040 година.

2. Изградба на ДВ 110 kV ХЕЦ Шпиље (ХЕЦ Бошков Мост) - ТЕЦ Осломеј

Втората опција за решавање на проблемот е поврзана со изградбата на ХЕЦ Бошков Мост (2030 година) и расплетот на новите водови за нејзин приклучок: ДВ 110 kV ХЕЦ Бошков Мост - ХЕЦ Шпиље, ХЕЦ Бошков Мост - ХЕЦ Врутоk (влез/излез на постоечкиот ДВ 110 kV ХЕЦ Шпиље - ХЕЦ Врутоk) и ХЕЦ Бошков Мост - ТЕЦ Осломеј. Пресметковните анализи за идните години (2025, 2030 и 2040) ќе послужат за проверка на приклучокот на ХЕЦ Бошков Мост и ХЕЦ Шпиље 2 и влијанието на изградбата на новите водови 110 kV на решавањето на проблемот со преоптоварувањето на ДВ 110 kV Гостивар - Осломеј и ДВ 110 kV СК3 - Св.Петка за критериумот N-1.

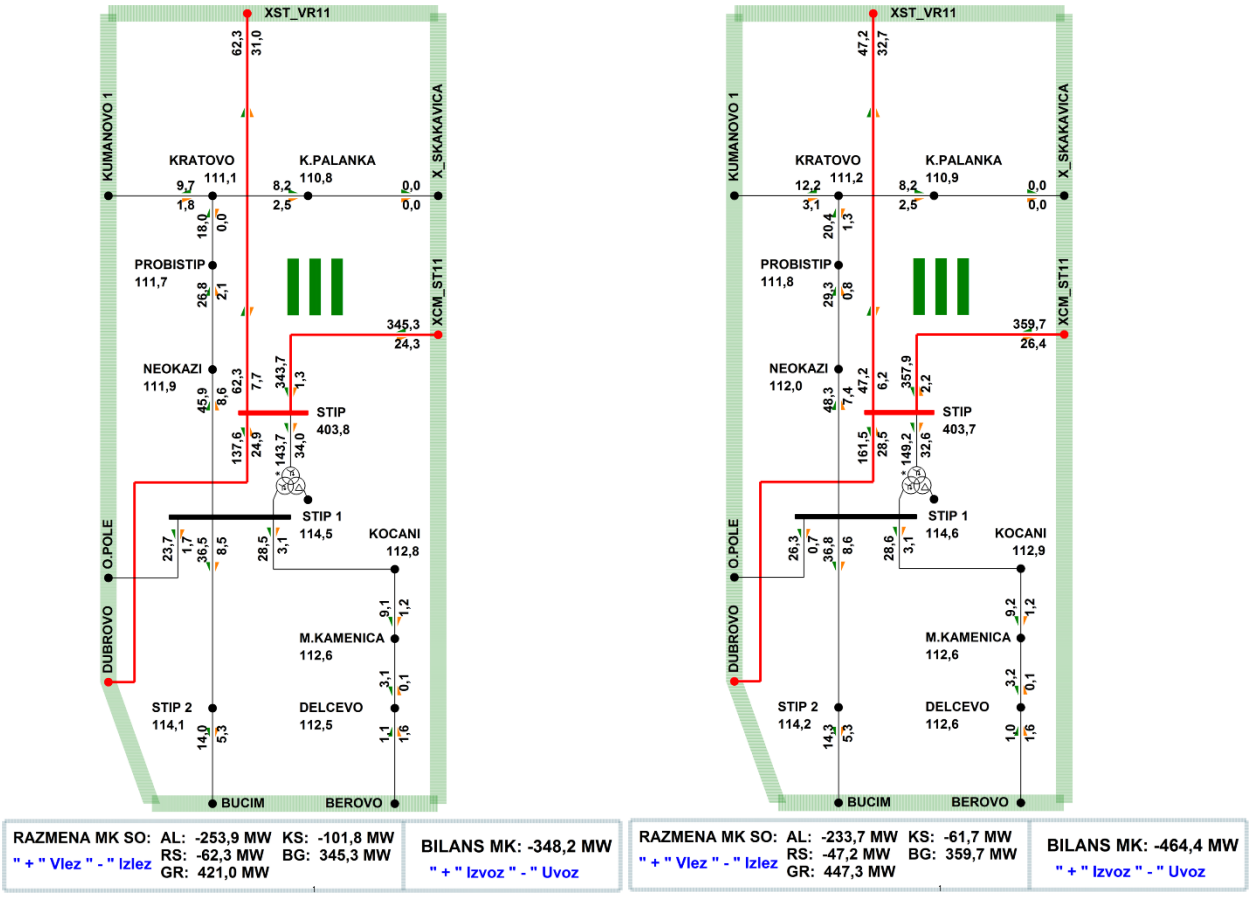
5.4 III СЕВЕРО-ИСТОЧЕН РЕГИОН

Во регионот III до 2020 година е планирана изградба на ТС 110/20 kV Неокази, која ќе се приклучи на принципот влез/излез на постоечкиот ДВ 110 kV Штип 1 - Пробиштип. Во ТС 110/20 kV Неокази ќе се приклучи директниот потрошувач Кранфилд со моќност 19 MW.

Во регионот III е предвидена реконструкција на ДВ 110 kV Штип 1 - Пробиштип (1972 година, 93 MVA) и ДВ 110 kV О. Поле - Штип 1 (1960 година, 93 MVA). Извршените реконструкција[4] ќе се земат предвид во пресметковните анализи после 2020 година.

5.4.1 Оптоварување на преносната мрежа и анализа на сигурноста (N-1)

Независно од изградбата на електричните централи, за нормална работна состојба оптоварувањето на сите гранки и напоните на јазлите во регионот III од преносната мрежа се во дозволените граници (Слика 5.14). Најоптоварена гранка во регионот III е ДВ 110 kV Штип 1 - Неокази (оптоварување 52% за сценариото „зелено“).



Слика 5.14 РЕГИОН III – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) – 2020 година

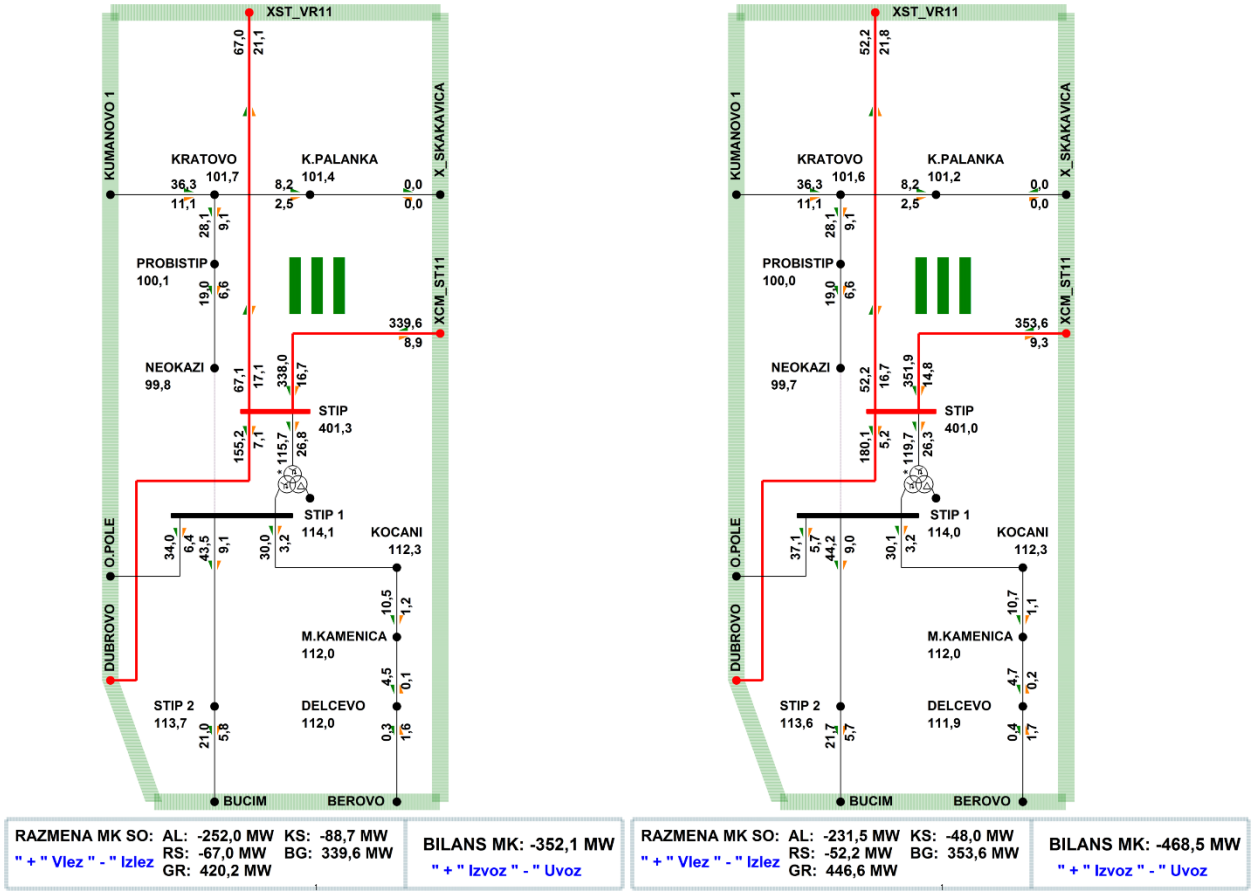
[4] МЕПСО се уште нема донесено одлука дали при реконструкцијата ќе користи стандардни 110 kV спроводници (ACSR 240/40 mm^2, 123 MVA) или спроводници со поголема преносна моќ (AAAC-Z 324 mm^2, 149 MVA).

Пресметката на анализата на сигурност (критериум N-1) покажа дека независно од сценариото за изградба на електричните централи, во регионот III нема критични испади кои предизвикуваат преоптоварување во мрежата, а сите напони на јазлите се во дозволените граници.

5.4.2 Контрола на напонските прилики и регулација на реактивната моќност

Во регионот III нема електрични централи приклучени на преносната мрежа кои би учествувале во регулацијата на напоните и тековите на реактивна моќност. За случајот кога електричните централи во остатокот на системот работат во режим со фактор на моќност ≈ 1 (на праг на електричната централа), напоните на поединечните јазли 110 kV во регионот III и понатаму се во дозволените граници за нормална работна состојба и критериум N-1. Сепак, потребно е посебно да се истакне испадот на ДВ 110 kV Штип 1 – Неокази, после кој јазлите 110 kV ТС Неокази, ТС Пробиштип, ТС Кратово и ТС К. Паланка се напојуваат од електрично далечните ТС 400/110 kV Скопје 4 и ТС 400/110 kV Скопје 5 и напоните им се приближуваат до граничната ниска вредност (99 kV), како што е прикажано на сликата (Слика 5.15). Втор карактеристичен испад во регионот III е исклучувањето на ДВ 110 Кочани - Штип 1, кој исто така предизвикува значително намалување на напоните. Тоа се случува бидејќи се отвора 110 kV контура, а радијално се напојуваат повеќе јазли 110 kV (ТС Кочани, ТС М. Каменица, ТС Делчево и ТС Берово).

Со зголемување на оптоварувањето на системот, реално е да се очекува дека споменатите испади ќе станат критични, бидејќи напоните ќе паднат под 99 kV (критериум N-1). Краткорочно решение за многу ниските напони во регионот III се диспечерските мерки за регулација на напоните со помош на мрежните енергетски трансформатори 400/110 kV. Во постоечката преносна мрежа во РМ, трансформаторот 400/110 kV во ТС Штип и двата трансформатори во 400/110 kV ТС Скопје 5 имаат можност за подолжна регулација на напоните под оптоварување (On Load Tap Changer OLTC) со опсег на регулација на страната 400 kV од -10x1,25% (350 kV) до +6x1,25% (430 kV). За ситуациите кога доаѓа до многу ниски напони, прво треба да се провери можноста за нивно елиминирање со диспечерски мерки, а дури потоа да се прибегне кон долгорочни мерки за зајакнување на преносната мрежа.



Слика 5.15 РЕГИОН III – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) без придонес на електричните централи во регулацијата на напоните со исклучен ДВ 110 kV Штип 1 - Неокази – 2020 година

5.4.3 Контролни сценарија на развојот

Сценарио со пониска стапка на пораст на оптоварувањето (Сценарио В)

Согласно малата разлика во оптоварувањето за референтното сценарио А и контролното сценарио В за 2020 година, нема значителна разлика во резултатите за тековите на моќности и напонските прилики во регионот III од преносната мрежа (нормална работна состојба и критериум N-1).

Максимално летно оптоварување

Независно од сценариото „јаглен, гас“ или „зелено“, оптоварувањата на сите гранки во преносната мрежа во регионот III за нормална работна состојба се во рамките на дозволените граници. За критериум N-1 (испади на ДВ 110 kV Кочани - Штип 1 и ДВ 110 kV Штип 1 - Неокази) напоните на крајот на радијалните гранки паѓаат за околу 10 kV, односно на вредност 100 kV -101 kV, но се уште се во рамките на дозволените вредности. Согласно претходно наведеното, за подобрување на напонските прилики при разгледуваните испади, возможно е да се користат диспечерски мерки за подолжна регулација на напоните со мрежните енергетски трансформатори 400/110 во ТС Штип и ТС Скопје 5.

Изградба на мали електрични централи приклучени на дистрибутивната мрежа

Анализите покажаа дека намалувањето на максималното зимско оптоварување (Сценарио А и Сценарио В) за 60 MW во 2020 година и максималното летно оптоварување за 70 MW во 2020 во година, нема значително влијание на оптоварувањето на гранките и напоните на јазлите во регионот III од преносната мрежа за нормална работна состојба и критериум N-1.

Неизградба на нов директен потрошувач

Приклучокот на новите директни потрошувачи во одредена мерка е неизвесен и затоа се изведува контролна анализа за развојот на преносната мрежа без изградбата на ТС 110/20 kV Неокази и без приклучок на новиот директен потрошувач Кранфилд (19 MW). Бидејќи ТС Неокази се приклучува на принципот влез/излез на постоечкиот 110 kV вод, отсуството на нејзината изградба и приклучокот на ТС Неокази не би се одразило негативно на оптоварувањето на гранките и напоните на јазлите во регионот III од преносната мрежа.

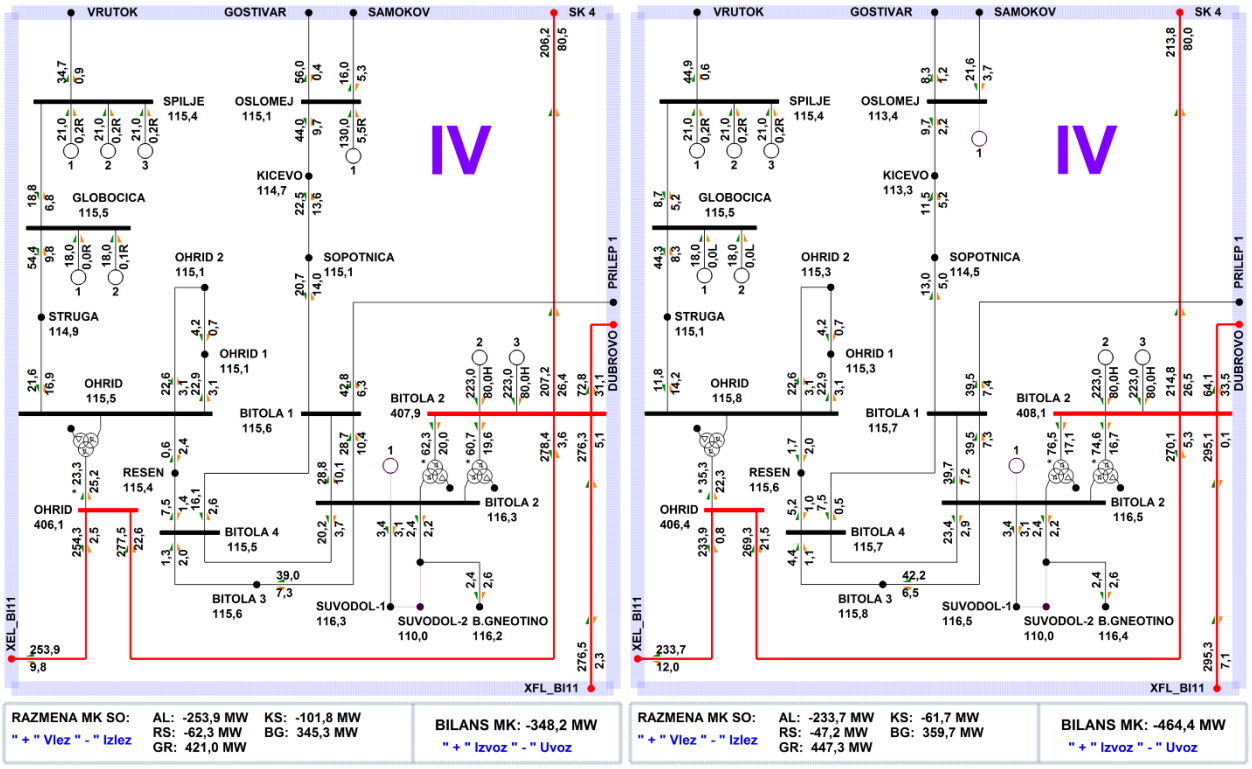
5.5 IV ЈУГО-ЗАПАДЕН РЕГИОН

До 2020 година во регионот IV е планирана изградба на нов интерконективен ДВ 400 kV ТС Битола 2 - Елбасан (Албанија), заедно со нова ТС 400/110 kV Охрид (1 x 300 MVA) и расплет на постоечките водови 110 kV ДВ 110 kV Охрид 1 - Струга и ДВ 110 kV Охрид 2 - Ресен. Производен објект кој е планиран во овој регион е изградба на нов блок ТЕЦ Осломеј (120 MW на прагот), но само во сценариото „јаглен, гас“, додека истиот блок не е предвиден до 2020 година за сценариото „зелено“.

Во регионот IV во тек е реконструкција на ДВ 110 kV Битола 1 - Прилеп 1 (123 MVA, 1963 година). Извршената реконструкција[5] ќе се земе предвид во пресметковните анализи после 2020 година.

5.5.1 Оптоварување на преносната мрежа и анализа на сигурноста (N-1)

Независно од сценариото за изградба на електричните централи, за нормална работна состојба оптоварувањето на сите гранки и напоните на јазлите во регионот IV од преносната мрежа се во дефинираните граници (Слика 5.16). Најоптоварена гранка во регионот IV е ДВ 110 kV Кичево - Осломеј (оптоварување 46%, но само за сценариото „јаглен, гас“ заради ангажираноста на ТЕЦ Осломеј).



Слика 5.16 РЕГИОН IV – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) – 2020 година

Пресметките за анализата на сигурност (критериум N-1) покажаа дека независно од сценариото за изградба на електричните централи, во регионот IV нема критични испади кои можат да предизвикаат преоптоварувања во мрежата, а сите напони се во рамките на дозволените граници.

[5] МЕПСО се уште нема донесено одлука дали при реконструкцијата ќе користи стандардни 110 kV спроводници (ACSR 240/40 mm^2, 123 MVA) или спроводници со поголема преносна моќ (AAAC-Z 324 mm^2, 149 MVA).

Претходно беше покажано дека во регионот II е проблематично исклучувањето на ДВ 110 kV СК3 - Св.Петка за случајот на изградба на ТЕЦ Осломеј. Исклучувањето на истиот вод предизвикува пренасочување на евакуацијата на производството н ТЕЦ Осломеј, поради што во регионот IV доаѓа до високо оптоварување на ДВ 110 kV Кичево - Осломеј (91%), како што е прикажано во табелата (Табела 5.4). Високото оптоварување на ДВ 110 kV Кичево - Осломеј ќе премине во преоптоварување за случајот на влажна хидрологија (висока ангажираност на ХЕЦ).

Во регионот IV, ТС Суводол има задоволен критериум N-1 само за случај на работа на водовите 110 kV кои инаку се исклучени во нормална работна состојба. ТС Б. Гнеотино е приклучена радијално на преносната мрежа 110 kV и за неа не е задоволен критериумот N-1. Во случај на испад на радијалниот вод ќе дојде до прекин на напојувањето на потрошувачите кои се приклучени на споменатата ТС, без да се загрози сигурноста на остатокот на системот. Корисниците кои се радијално приклучени на преносната мрежа, согласни се со режим на работа без задоволен критериум N-1, а во студијата нивното ставање во контура ќе се предложи само доколку за тоа има системска оправданост (МЕПСО).

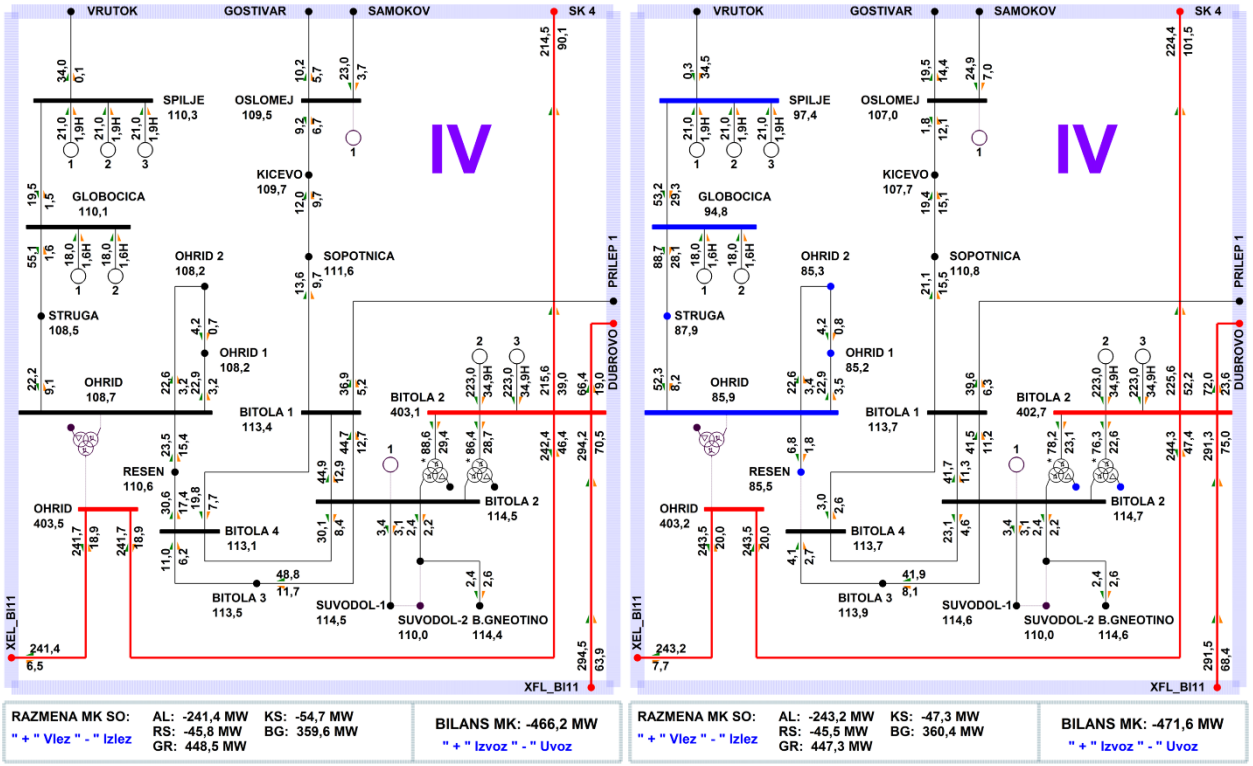
Табела 5.4 РЕГИОН IV – Резултати од анализата на сигурноста (N-1) при максималното зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ – 2020 година

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Опт. [%] или Напон [kV]	
			"јаглен, гас"	"зелено"
ДВ 110 kV SK3 - Sv. Petka	ДВ 110 kV Kičevo - Oslomej	93 MVA	91%	42%

5.5.2 Контрола на напонските прилики и регулацијата на реактивната моќност

За случајот кога електричните централи работат во режим на производство на чисто активна моќност (фактор на моќност на прагот на централите ≈ 1,0), напоните на 110 kV јазли во регионот IV се во дозволените граници. Истото важи и за пресметката на анализата на сигурноста (критериум N-1). Значително подобрување на напонските прилики во мрежата 110 kV во регионот IV е последица на изградбата на новиот напоен јазол ТС 400/110 kV Охрид.

На слика (Слика 5.17) е симулирана преносната мрежа без изградена ТС 400/110 kV Охрид, на тој начин што е исклучен ТР 400/110 kV Охрид. За оваа работна состојба и за случајот на испад на ДВ 110 kV Ресен - Битола 4 (критериум N-1 без изградена ТС 400/110 kV Охрид), напоните во мрежата 110 kV се далеку под дозволените вредности, со очекуван напонски колапс и прекин на напојувањето на потрошувачите и купувачите на производството на ХЕЦ. Заради сигурност во напојувањето во регионот IV, нужно е електричните централи активно да учествуваат во регулацијата на напоните и тековите на реактивна моќност, посебно до изградбата на ТС 400/110 kV Охрид [17].



Слика 5.17 РЕГИОН IV – Текови на моќност и напонски прилики при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценариото „зелено“ без придонесот на електричните централи во регулацијата на напоните со исклучен ТР 400/110 kV Охрид (слика лево) и со исклучен ДВ 110 kV Ресен - Битола 4 (слика десно) – 2020 година

5.5.3 Контролни сценарија на развојот

Сценарио со пониска стапка на пораст на оптоварувањето (Сценарио В)

Заради малите разлики во оптоварувањето помеѓу референтното сценарио А и контролното сценарио В, за 2020 година нема значителни разлики во резултатите од тековите на моќности и напонските прилики во регионот IV од преносната мрежа (нормална работна состојба и критериум N-1).

Максимално летно оптоварување

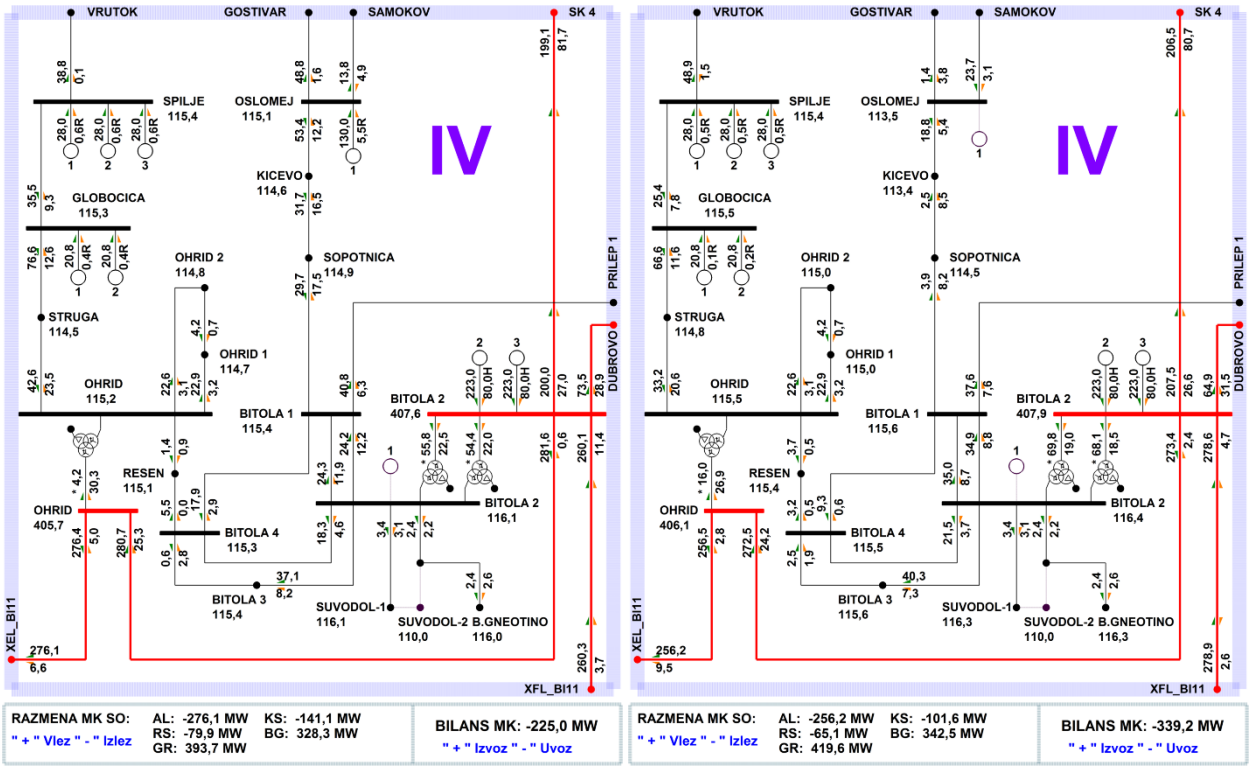
Независно од сценариото „јаглен, гас“ или „зелено“, како и придонесот на електричните централи во регулацијата на напоните (фактор на моќност на праг на електричните централи ≈ 1,0), оптоварувањето на сите гранки и напоните во јазлите во регионот IV за нормална работна состојба и критериум N-1 се во дозволените граници. Наведениот заклучок вреди само ако до 2020 година се изгради ТС 400/110 kV Охрид. Во спротивно напонскиот колапс во мрежата 110 kV (критериум N-1) е можен при максимално летно оптоварување на ист начин како што е симулирано на претходната слика.

Изградба на мали електрични централи приклучени на дистрибутивната мрежа

Анализите покажаа дека намалувањето на максималното зимско оптоварување (Сценарио А и Сценарио В) за 60 MW во 2020 година и на максималното летно оптоварување за 70 MW во 2020 година, нема значително влијание на оптоварувањето на гранките и напоните на јазлите во регионот IV од преносната мрежа за нормална работна состојба и критериум N-1.

Влажна и сува хидрологија

Во регионот IV постојат две ХЕЦ (Шпиље и Глобочица). За влажна хидролошка година претпоставена е максимална ангажираност на ХЕЦ во сите региони (вкупно 567 MW), со што се проверува можноста за евакуација на вкупно производство на сите ХЕЦ во текот на максимално зимско оптоварување.



Слика 5.18 РЕГИОН IV - Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) со максимална ангажираност на ХЕЦ (влажна хидрологија) – 2020 година

За нормална работна состојба при максимална и минимална ангажираност на ХЕЦ (влажна и сува хидрологија), оптоварувањата на сите гранки и напоните во јазлите во регионот IV од преносната мрежа се во дозволените граници. „Потежок“ случај во регионот IV е сценариото „јаглен, гас“ (изградба на ТЕЦ Осломеј) со максимална ангажираност на сите ХЕЦ. Во нормална работна состојба најоптоварен вод 110 kV во регионот IV е ДВ 110 kV Струга - Глобочица (оптоварување 60% со изградена ТЕЦ Осломеј), како што е прикажано на сликата (Слика 5.18). Минималната ангажираност на ХЕЦ (сува хидрологија) при максимално зимско оптоварување не е критичен случај за сигурноста на преносната мрежа во регионот IV и затоа понатаму нема да се разгледува.

Анализата на сигурноста (критериум N-1) покажа дека максималната ангажираност на ХЕЦ со изградена ТЕЦ Осломеј предизвикува преоптоварување на ДВ 110 kV Кичево - Осломеј. Заради изградбата на ТЕЦ Осломеј (сценариото „јаглен, гас“) и висока ангажираност на ХЕЦ, преоптоварувањето на ДВ 110 kV Кичево - Осломеј (за случај на испад на ДВ 110 kV СК3 - Св.Петка) изнесува 109%, додека истиот испад за нормална хидрологија предизвикува високо оптоварување на ДВ 110 kV Кичево - Осломеј во вредност од 91%.

Како што беше анализирано во регионот II, проблемот краткорочно може да се надмине со намалување на ангажираноста на електричните централи (ХЕЦ Козјак, ХЕЦ Св.Петка и/или ТЕЦ Осломеј), но долгорочно решението на овој проблем треба да се разгледа преку варијантата за

изградба на нов ДВ 110 kV Козјак -СК3, изградба на ДВ 110 kV ХЕЦ Шпиље (ХЕЦ Бошков Мост) - ТЕЦ Осломеј или преку реконструкција ДВ 110 kV Кичево - Осломеј со користење на соодветни спроводници.

Реконструкција 110 kV ДВ ТЕЦ Осломеј - ТС Кичево - ТС Сопотница - ТС Битола 1

Постоечкиот ДВ 110 kV ТЕЦ Осломеј - Кичево - Сопотница - Битола 1 е изграден во 1960 година (тип на спроводници ACSR 150/25 mm^2, 93 MVA) и затоа природно му следи реконструкција. МЕПСО се уште нема донесено одлука дали при реконструкцијата ќе се користат стандардни 110 kV спроводници (ACSR 240/40 mm^2, 123 MVA) или ќе се користат спроводници со поголема преносна моќ (AAAC-Z 324 mm^2, 149 MVA). Доколку понатамошните пресметки во студијата (2025, 2030 и 2040) покажат дека ДВ 110 kV Кичево - Осломеј се преоптоварува преку 80 - 90% од 123 MVA ревитализацијата е оправдано да се изведе со користење на спроводници со поголема преносна моќ (AAAC-Z 324 mm^2, 149 MVA).

Табела 5.5 РЕГИОН IV - Резултати од анализата на сигурност (N-1) при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ со максимална ангажираност на ХЕЦ (влажна хидрологија) – 2020 година

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување	Опт. [%] или Напон [kV]	
		[MVA] или [kV]	"јаглен, гас"	"зелено"
ДВ 110 kV SK3 - Sv. Petka	ДВ 110 kV Kičevo - Oslomej	93 MVA	**109%**	60%
	ДВ 110 kV Kičevo - Sopotnica	93 MVA	89%	41%
ДВ 110 kV Kozjak - Sv. Petka	ДВ 110 kV Kičevo - Oslomej	93 MVA	95%	45%
ДВ 110 kV Vrutok - Špilje	ДВ 110 kV Globočica - Struga	123 MVA	90%	90%
ДВ 110 kV Globočica - Struga	ДВ 110 kV Vrutok - Špilje	123 MVA	90%	90%

Високите оптоварувања на ДВ 110 kV Вруток -Шпиље и ДВ 110 kV Глобочица - Струга (критериум N-1), меѓусебно се условени со високата ангажираност на ХЕЦ и за постоечката топологија не можат да преминат 90%. Резултатите од анализата на сигурноста (критериум N-1) за влажна хидрологија се прикажани во табелата (Табела 5.5).

5.6 V ЦЕНТРАЛЕН РЕГИОН

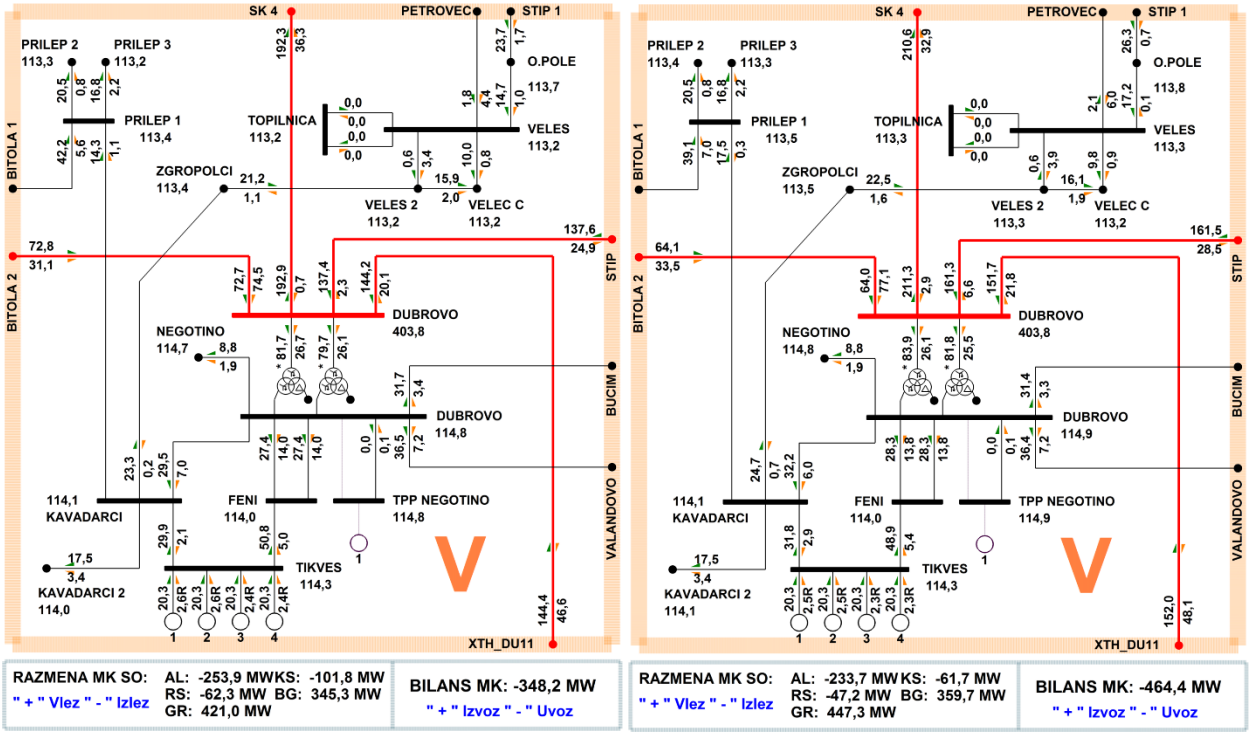
До 2020 година во регионот V не е планирана изградба на нови објекти во преносната мрежа, но во тек е реконструкција на следните водови:

- ДВ 110 kV Битола 1 - Прилеп 1 (1963 година, 123 MVA),
- ДВ 110 kV Велес - О. Поле (1960 година, 93 MVA),
- ДВ 110 kV О. Поле - Штип 1 (1960 година, 93 MVA) і
- ДВ 110 kV Петровец - Велес (1953 година, 123 MVA).

Извршените реконструкции[6] ќе се земат предвид во пресметковните анализи после 2020 година.

5.6.1 Оптоварување на преносната мрежа и анализа на сигурноста (N-1)

Независно од сценариото за изградба на електричните централи, за нормална работна состојба, оптоварувањето на сите гранки и напоните на јазлите во преносната мрежа во регионот V од преносната мрежа се во дозволените граници (Слика 5.19). Најоптоварена гранка во регионот V е ДВ 110 kV Тиквеш - Фени (оптоварување 40% за сценарио „јаглен, гас“).



Слика 5.19 РЕГИОН V – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) – 2020 година

Пресметките на анализата на сигурност (критериум N-1) покажаа дека независно од сценариото за изградба на електричните централи, во регионот V нема критични исклучувања кои предизвикуваат преоптоварување во мрежата, а сите напони во јазлите се во дозволените граници.

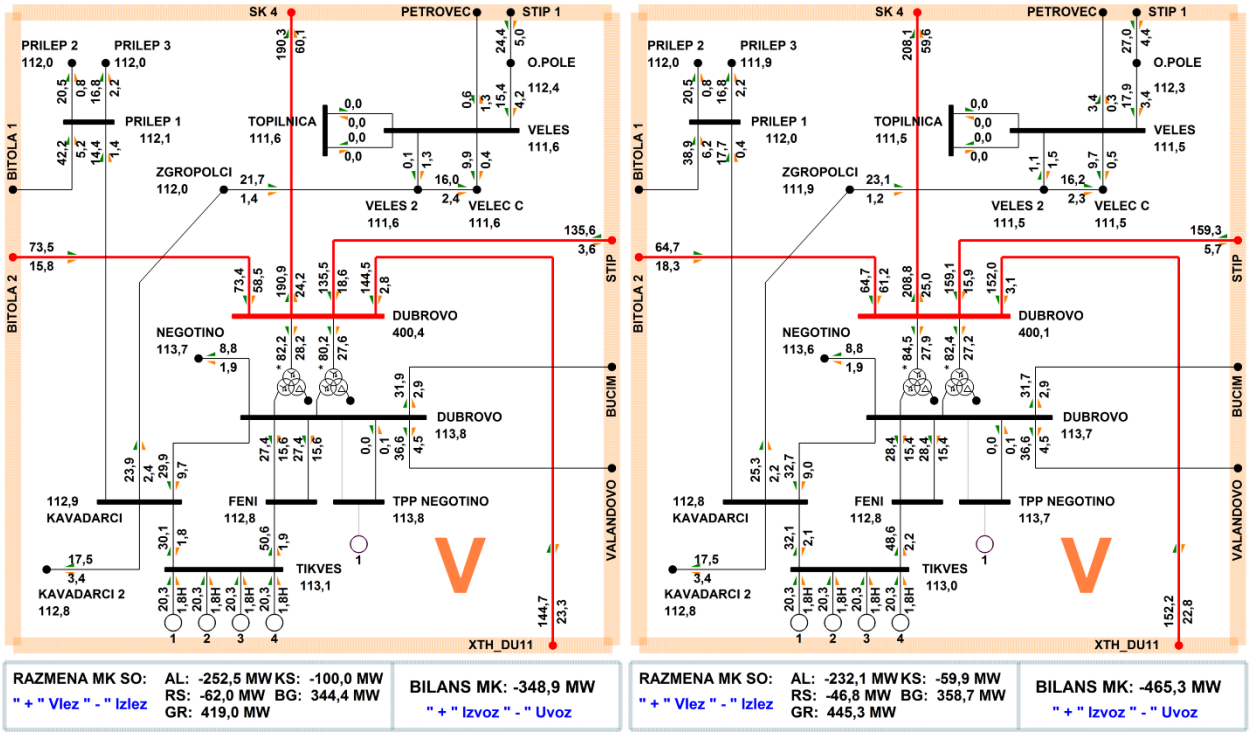
Во регионот V четири ТС (ТС Неготино, ТС Кавадарци 2, ТС Прилеп 2 и ТС Прилеп 3) се приклучени радијално на преносната мрежа 110 kV и за нив не е задоволен критериумот N-1. Во случај на испад на радијалниот вод ќе дојде до прекин на напојувањето на потрошувачите кои се приклучени на

[6] МЕПСО се уште нема донесено одлука дали при реконструкцијата ќе користи стандардни 110 kV спроводници (ACSR 240/40 mm², 123 MVA) или спроводници со поголема преносна моќ (AAAC-Z 324 mm², 149 MVA).

споменатата ТС, без да се загрози сигурноста на остатокот на системот. Корисниците кои се радијално приклучени на преносната мрежа, согласни се со режим на работа без задоволен критериум N-1, а во студијата нивното ставање во контура ќе се предложи само доколку за тоа има системска оправданост (МЕПСО).

5.6.2 Контрола на напонските прилики и регулација на реактивна моќност

За случајот кога електричните централи работат во режим на производство на чисто активна моќност (фактор на моќност на прагот на електричните централи ≈ 1,0), напоните на јазлите 110 kV во регионот V се во дозволените граници (Слика 5.20). Истото важи и за пресметката на анализата на сигурност.



Слика 5.20 РЕГИОН V – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) без придонес на електричните централи во регулацијата на напоните – 2020 година

5.6.3 Контролни сценарија на развојот

Сценарио со пониска стапка на пораст на оптоварувањето (Сценарио В)

Заради малите разлики во оптоварувањето помеѓу референтното сценарио А и контролното сценарио В, за 2020 година нема значителни разлики во резултатите од тековите на моќности и напонските прилики во регионот V од преносната мрежа (нормална работна состојба и критериум N-1).

Максимално летно оптоварување

Независно од сценариото „јаглен, гас“ или „зелено“, како и придонесот на електричните централи во регулацијата на напоните, оптоварувањето на сите гранки и напоните во преносната мрежа во регионот V за нормална работна состојба и критериум N-1 се во дозволените граници.

Изградба на мали електрични централи приклучени на дистрибутивната мрежа

Анализите покажаа дека намалувањето на максималното зимско оптоварување (Сценарио А и Сценарио В) за 60 MW во 2020 година и на максималното летно оптоварување за 70 MW во 2020 година, нема значително влијание на оптоварувањето на гранките и напоните на јазлите во регионот V од преносната мрежа за нормална работна состојба и критериум N-1.

Влажна и сува хидрологија

Во регионот V постои ХЕЦ Тиквеш. За нормална работна состојба и критериум N-1 со максимална и минимална ангажираност на ХЕЦ (влажна и сува хидрологија), оптоварувањето на преносната мрежа и напоните на јазлите во регионот V се во дозволените граници.

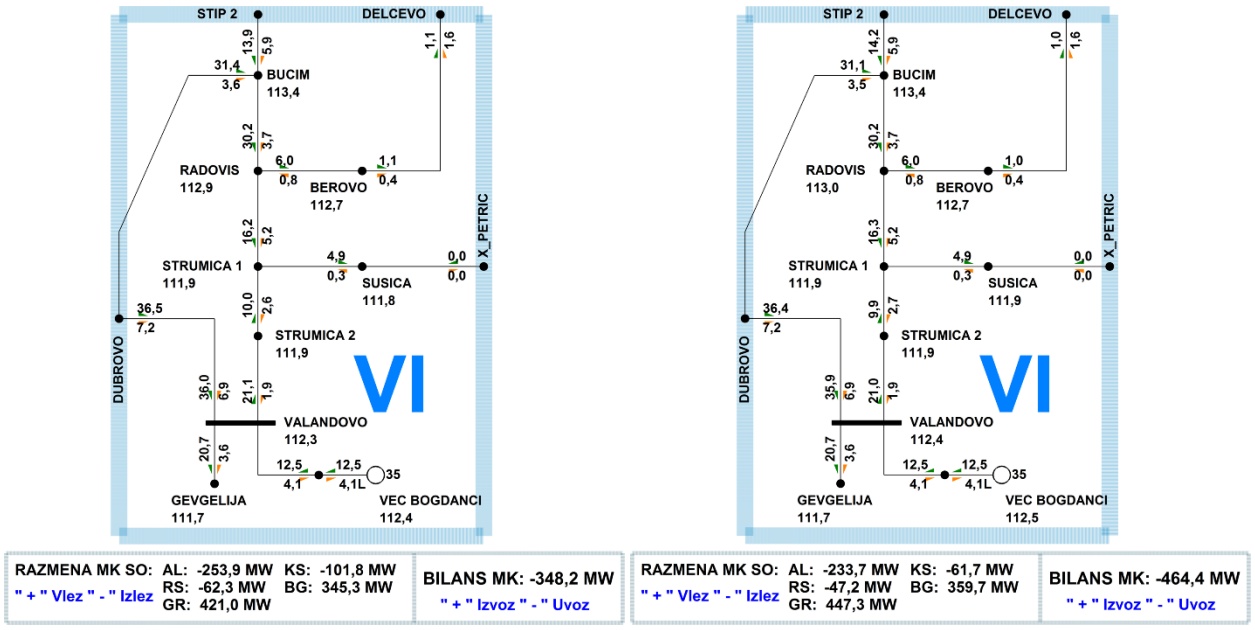
Влијанието на максималната ангажираност на ХЕЦ Тиквеш се одразува само преку високото оптоварување на ДВ 110 kV Тиквеш - Фени (90%) за случајот на испад на ДВ 110 kV Тиквеш - Кавадарци и обратно. Високото оптоварување на споменатите водови 110 kV е последица на евакуацијата на моќноста на ХЕЦ Тиквеш и за постоечката топологија не може да премине 90%.

5.7 VI ЈУГО-ИСТОЧЕН РЕГИОН

Во регионот VI до 2020 година е планирана втората фаза на изградбата на ВЕЦ Богданци со дополнителни 13 MW, со што вкупната моќност на ВЕЦ Богданци ќе изнесува 50 MW.

5.7.1 Оптоварување на преносната мрежа и анализа на сигурноста (N-1)

Независно од сценариото за изградба на електричните централи, за нормална работна состојба оптоварувањето на сите гранки и напоните на јазлите во регионот VI од преносната мрежа се во дефинираните граници (Слика 5.21). Најоптоварена гранка во регионот VI е ДВ 110 kV Валандово - Дуброво (оптоварување 29%).



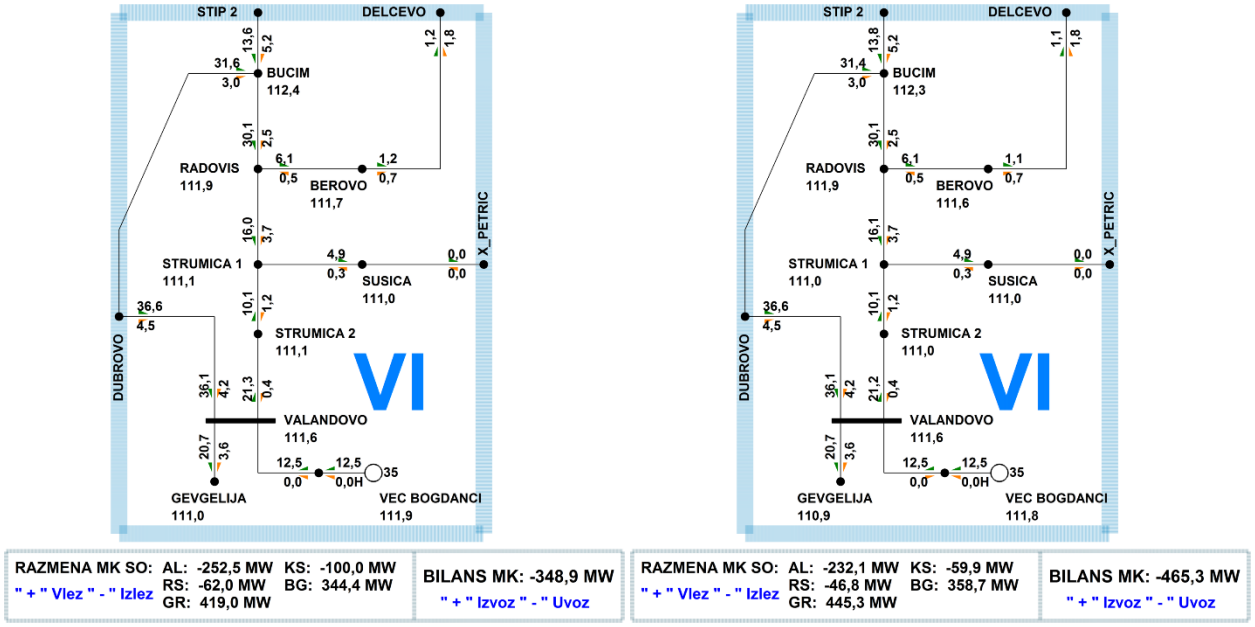
Слика 5.21 РЕГИОН VI – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) – 2020 година

Пресметките на анализата на сигурност (критериум N-1) покажаа дека независно од сценариото за изградба на електричните централи, во регионот VI нема критични испади кои предизвикуваат преоптоварување во мрежата, а сите напони на јазлите со во дозволените граници.

Во регионот VI две ТС (ТС Гевгелија и ВЕЦ Богданци) се приклучени радијално на преносната мрежа 110 kV и за нив не е задоволен критериумот N-1. Во случај на испад на радијалниот вод ќе дојде до прекин на напојувањето на потрошувачите (ТС Гевгелија) и прекин на производството (ВЕЦ Богданци), без да се загрози сигурноста на остатокот на системот. Корисниците кои се радијално приклучени на преносната мрежа, согласни се со режим на работа без задоволен критериум N-1, а во студијата нивното ставање во контура ќе се предложи само доколку за тоа има системска оправданост (МЕПСО).

5.7.2 Контрола на напонските прилики и регулација на реактивната моќност

За случајот кога електричните централи работат во режим на производство на чисто активна моќност (фактор на моќност на прагот на електричните централи ≈ 1,0), напоните на јазлите во 110 kV мрежа во регионот VI се во дозволените граници (Слика 5.22). Истото важи и за анализата на критериумот N-1.



Слика 5.22 РЕГИОН VI – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) без придонес на електричните централи во регулацијата на напоните – 2020 година

5.7.3 Контролни сценарија на развојот

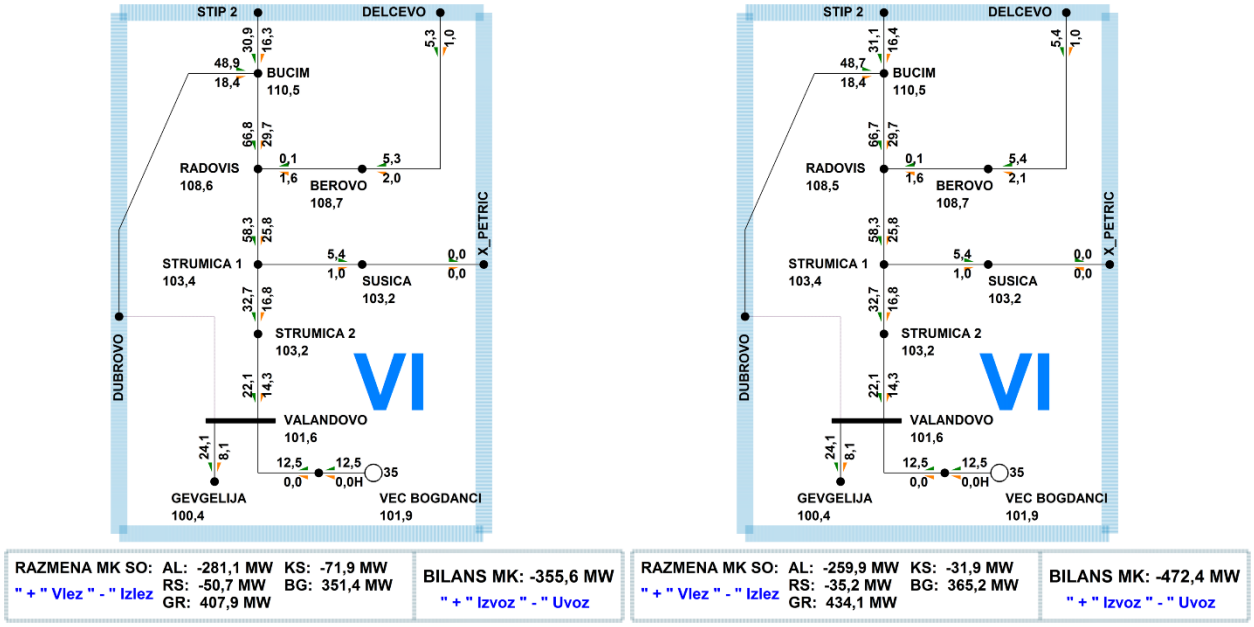
Сценарио со пониска стапка на пораст на оптоварувањето (Сценарио В)

Заради малите разлики во оптоварувањето помеѓу референтното сценарио А и контролното сценарио В, за 2020 година нема значителни разлики во резултатите од тековите на моќности и напонските прилики во регионот V од преносната мрежа (нормална работна состојба и критериум N-1).

Максимално летно оптоварување

При максимално летно оптоварување во регионот VI, многу ниски напони се присутни кај ТС Гевгелија за случајот на исклучување на ДВ 110 kV Валандово - Дуброво и тоа само кога електричните централи не придонесуваат во регулацијата на напоните. Со исклучување на споменатиот вод, ТС Гевгелија се напојува преку друга радијална 110 kV врска Радовиш - Струмица 1 - Струмица 2 - Валандово – Гевгелија, поради што напоните паѓаат под 99 kV, како што е прикажано на сликата (Слика 5.23).

Наведениот испад ќе стане критичен со идното зголемување на оптоварувањето на системот, бидејќи напоните ќе паднат под 99 kV (критериум N-1). Краткорочно решение на проблемот е диспечерската мерка со користење на подолжната регулација на напонот со промена на преносниот однос на енергетскиот трансформатор 400/110 kV во ТС Штип, како и регулација на реактивната моќност на ВЕЦ Богданци во зависност од нејзината моментална ангажираност, што ќе биде предмет на анализа во следните разгледувани идни години (2025, 2030 и 2040).



Слика 5.23 РЕГИОН VI – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (слика десно) без придонес на електричните централи во регулацијата на напоните со исклучен ДВ 110 kV Валандово - Дубровo – 2020 година

Изградба на мали електрични централи приклучени на дистрибутивната мрежа

Анализите покажаа дека намалувањето на максималното зимско оптоварување (Сценарио А и Сценарио В) за 60 MW во 2020 година и на максималното летно оптоварување за 70 MW во 2020 година, нема значително влијание на оптоварувањето на гранките и напоните на јазлите во регионот IV од преносната мрежа за нормална работна состојба и критериум N-1.

Ангажираност на ВЕЦ (евакуација на моќноста)

Со максимална и нулта ангажираност на ВЕЦ Богданци (50 MW) оптоварувањето на гранките и напоните на јазлите во преносната мрежа во регионот VI се во дозволените граници за нормална работна состојба и критериум N-1.

5.8 ПРЕСМЕТКА НА МАКСИМАЛНИТЕ СТРУИ НА КУСИ ВРСКИ

Пресметката на максималните струи на куси врски е изведена согласно стандардот IEC 60909, кој меѓу другото претпоставува вклученост на сите објекти во преносната мрежа, вклучувајќи ги и сите електрични централи кои се приклучени на преносната мрежа, како и сите водови кои се изградени, но во нормална работна состојба се исклучени. Пресметката се спроведува за карактеристична симетрична куса врска (трифазна куса врска) и карактеристична несиметрична куса врска (еднофазна куса врска) на собирниците 400 kV и 110 kV во сите постројки на преносната мрежа во РМ.

Согласно добиените резултати за 2020 година (Табела 5.6), максималната вредност на кусата врска во преносната мрежа на РМ не преоѓа 40 kA, но на собирниците 110 kV во постројките ТС Скопје 1 и ТС Скопје 4 ја преоѓа граничната вредност од 36 kA[7] (90% од 40 kA), кога од аспект на сигурност на системот оправдано е да се примени секционирање на собирниците.

Табела 5.6 Максимални струи на трифазна и еднофазна куса врска на 400 kV и 110 kV собирници во преносната мрежа во РМ за 2020 година

Јазол	U [kV]	СЦ. "ЈАГЛЕН, ГАС" IEC 60909	
		3-СКВ [kA]	1-СКВ [kA]
BITOLA 2	400	22,7	20,5
DUBROVO	400	20,4	17,3
OHRID	400	13,1	11,1
SK 1	400	15,4	14,5
SK 4	400	16,6	15,7
STIP	400	16,1	13,7
AERODROM	110	19,1	17,5
B.GNEOTINO	110	9,8	8,0
BEROVO	110	3,9	3,1
BITOLA 1	110	19,3	16,1
BITOLA 2	110	27,4	32,3
BITOLA 3	110	14,1	11,0
BITOLA 4	110	17,0	14,3
BUCIM	110	9,7	7,4
BUNARGIK	110	9,7	8,3
CNTRLN	110	29,2	32,6
DELCEVO	110	3,6	3,1
DRACEVO	110	22,7	18,7
DUBROVO	110	28,6	31,9
FENI	110	17,2	15,2
G.BABA	110	23,0	22,1
G.PETROV	110	13,4	11,7
GEVGELIJA	110	3,6	3,6
GLOBOCICA	110	6,5	6,3
GOSTIVAR	110	10,3	9,8
ISTOK	110	19,0	17,1
JUG NOVA	110	28,9	31,9
JUGOHROM	110	10,8	11,2
K.PALANKA	110	3,3	2,9
KAVADARCI	110	16,2	14,1
KAVADARCI 2	110	13,8	11,4
KICEVO	110	6,5	5,5

Јазол	U [kV]	СЦ. "ЗЕЛЕНО" IEC 60909	
		3-СКV [kA]	1-СКВ [kA]
BITOLA 2	400	22,6	20,4
DUBROVO	400	20,3	17,3
OHRID	400	13,0	11,1
SK 1	400	15,3	14,4
SK 4	400	16,4	15,7
STIP	400	16,0	13,7
AERODROM	110	18,9	17,4
B.GNEOTINO	110	9,7	8,0
BEROVO	110	3,9	3,1
BITOLA 1	110	19,0	16,0
BITOLA 2	110	27,2	32,1
BITOLA 3	110	14,0	11,0
BITOLA 4	110	16,9	14,3
BUCIM	110	9,7	7,4
BUNARGIK	110	9,6	8,3
CNTRLN	110	28,9	32,4
DELCEVO	110	3,6	3,1
DRACEVO	110	22,5	18,6
DUBROVO	110	28,6	31,9
FENI	110	17,2	15,1
G.BABA	110	22,7	22,0
G.PETROV	110	13,3	11,6
GEVGELIJA	110	3,6	3,6
GLOBOCICA	110	6,5	6,3
GOSTIVAR	110	9,6	9,4
ISTOK	110	18,9	17,1
JUG NOVA	110	28,6	31,6
JUGOHROM	110	10,5	11,0
K.PALANKA	110	3,3	2,9
KAVADARCI	110	16,2	14,1
KAVADARCI 2	110	13,8	11,4
KICEVO	110	5,4	4,6

[7] Претпоставка за потребите на Студијата со која е на страната на сигурност. Границата е поставена на 36 kA (90% од 40 kA) со услов постројката да е димензионирана за 40 kA.

Јазол	U [kV]	СЦ. "ЈАГЛЕН, ГАС" IEC 60909	
		3-СКВ [kA]	1-СКВ [kA]
KOCANI	110	5,0	4,6
KOZJAK	110	8,2	8,3
KOZLE	110	13,0	12,2
KRATOVO	110	5,4	4,7
KUMANOVO 1	110	9,1	9,5
KUMANOVO 2	110	8,4	8,3
M.KAMENICA	110	3,9	3,4
MILADINOVCI	110	11,3	8,0
NEGOTINO	110	15,0	11,8
NEOKAZI	110	6,4	6,3
O.POLE	110	8,6	6,9
OHRID	110	13,8	14,9
OHRID 1	110	8,7	8,1
OHRID 2	110	8,7	8,0
OSLOMEJ	110	9,5	10,3
PETROVEC	110	12,7	10,8
POLOG	110	8,6	8,2
PRILEP 1	110	6,7	6,0
PRILEP 2	110	6,2	5,5
PRILEP 3	110	5,5	4,7
PROBISTIP	110	6,0	5,7
RADOVIS	110	7,6	6,1
RAFINERIJA	110	8,4	7,3
RESEN	110	8,6	6,6
SAMOKOV	110	7,2	6,3
SK 1	110	33,2	**39,1**
SK 2	110	24,7	23,8
SK 3	110	15,0	14,7
SK 4	110	33,3	**38,1**
SOPOTNICA	110	6,1	4,6
SPILJE	110	6,8	6,9
STIP 1	110	16,1	17,5
STIP 2	110	12,2	11,0
STRUGA	110	7,5	6,3
STRUMICA 1	110	5,5	5,9
STRUMICA 2	110	5,5	5,9
SUSICA	110	3,5	3,1
SUVODOL	110	22,6	21,9
SV.PETKA	110	8,9	8,3
TEARCE	110	9,6	9,1
TETO-EC	110	22,6	22,2
TETOVO 1	110	8,3	8,6
TETOVO 2	110	8,0	8,1
TIKVES	110	15,9	14,7
TOPILNICA	110	9,0	8,6
TPP NEGOTINO	110	26,4	28,4
USJE	110	19,2	16,9
V.GLAVINOV	110	29,7	33,3
VALANDOVO	110	6,2	6,2
VEC BOGDANCI	110	4,6	4,4
VELEC C	110	9,0	8,5
VELES	110	9,7	9,3
VELES 2	110	9,5	9,0
VRUTOK	110	12,2	13,6
ZAJCEV RID	110	30,9	35,6
ZAPAD	110	14,0	13,7
ZGROPOLCI	110	8,4	6,7
ZLZ-JUG	110	25,7	25,1
ZLZ-SVR	110	30,2	31,7

Јазол	U [kV]	СЦ. "ЗЕЛЕНО" IEC 60909	
		3-СКV [kA]	1-СКВ [kA]
KOCANI	110	5,0	4,6
KOZJAK	110	7,7	7,9
KOZLE	110	12,7	12,0
KRATOVO	110	5,4	4,7
KUMANOVO 1	110	9,1	9,4
KUMANOVO 2	110	8,4	8,3
M.KAMENICA	110	3,9	3,4
MILADINOVCI	110	11,3	8,0
NEGOTINO	110	14,9	11,8
NEOKAZI	110	6,4	6,3
O.POLE	110	8,6	6,9
OHRID	110	13,8	14,9
OHRID 1	110	8,7	8,1
OHRID 2	110	8,7	8,0
OSLOMEJ	110	6,7	6,3
PETROVEC	110	12,6	10,8
POLOG	110	8,4	8,0
PRILEP 1	110	6,7	6,0
PRILEP 2	110	6,2	5,5
PRILEP 3	110	5,5	4,7
PROBISTIP	110	6,0	5,7
RADOVIS	110	7,6	6,1
RAFINERIJA	110	8,4	7,3
RESEN	110	8,6	6,6
SAMOKOV	110	6,1	5,5
SK 1	110	32,8	**38,7**
SK 2	110	24,5	23,7
SK 3	110	14,6	14,5
SK 4	110	32,9	**37,8**
SOPOTNICA	110	5,7	4,4
SPILJE	110	6,7	6,9
STIP 1	110	16,1	17,5
STIP 2	110	12,1	11,0
STRUGA	110	7,5	6,3
STRUMICA 1	110	5,5	5,9
STRUMICA 2	110	5,5	5,9
SUSICA	110	3,5	3,1
SUVODOL	110	22,4	21,8
SV.PETKA	110	8,4	8,1
TEARCE	110	9,4	9,0
TETO-EC	110	22,5	22,1
TETOVO 1	110	8,1	8,4
TETOVO 2	110	7,8	8,0
TIKVES	110	15,9	14,7
TOPILNICA	110	9,0	8,6
TPP NEGOTINO	110	26,3	28,4
USJE	110	19,1	16,9
V.GLAVINOV	110	29,4	33,0
VALANDOVO	110	6,2	6,2
VEC BOGDANCI	110	4,6	4,4
VELEC C	110	9,0	8,5
VELES	110	9,6	9,3
VELES 2	110	9,5	9,0
VRUTOK	110	11,7	13,2
ZAJCEV RID	110	30,5	35,3
ZAPAD	110	13,7	13,5
ZGROPOLCI	110	8,4	6,7
ZLZ-JUG	110	25,5	25,0
ZLZ-SVR	110	29,8	31,5

Сепак, пресметката на максималните струи на куси врски (IEC 60909) е релевантна за димензионирање на постројките на преносната мрежа и треба да се разликува од работните струи на куси врски. Големите струи на кусите врски на собирниците 110 kV во ТС Скопје 1 и ТС Скопје 4 се добиени за пресметка на максималните струи на куси врски за 2020 година, кога во работа се сите објекти на преносната мрежа, а ангажирани се скоро 2000 MW во електричните централи во РМ, додека ангажираноста на електричните централи при максимално зимско оптоварување е на ниво од околу 1200 MW.

Затоа е спроведена и контролна пресметка на струите на куси врски, со истите претпоставки како во стандардот IEC 60909, но за нормална работна состојба (исклучени се одредени водови 110 kV, како на пример КВ 110 kV Зајчев Рид – Централна Нова), со ангажираност на електричните централи за референтното сценарио „јаглен, гас“ (околу 1200 MW) и „зелено“ (околу 1070 MW), како што е наведено во табелата (Табела 3.26). Добиените резултати за струите на куси врски за 2020 година за нормална работна состојба и очекуваната ангажираност на електричните централи се дадени во табелата (Табела 5.7).

Табела 5.7 Струи на трифазна и еднофазна куса врска на 400 kV и 110 kV собирниците во преносната мрежа на РМ за нормална работна состојба и очекувана ангажираност на електричните централи за 2020 година

		СЦ. "ЈАГЛЕН, ГАС"		Δ IEC 60909		СЦ. "ЗЕЛЕНО"		Δ IEC 60909	
Јазол	U [kV]	3-СКВ [kA]	1-СКВ [kA]	3-СКВ [%]	1-СКВ [%]	3-СКВ [kA]	1-СКВ [kA]	3-СКВ [%]	1-СКВ [%]
BITOLA 2	400	21,1	19,1	-7%	-7%	21,0	19,1	-7%	-7%
DUBROVO	400	19,0	16,1	-7%	-7%	18,9	16,0	-7%	-7%
OHRID	400	12,7	10,8	-3%	-2%	12,7	10,8	-3%	-2%
SK 1	400	14,6	13,9	-5%	-4%	14,5	13,8	-5%	-4%
SK 4	400	15,7	15,1	-5%	-4%	15,5	15,0	-6%	-4%
STIP	400	15,5	13,3	-4%	-3%	15,4	13,2	-4%	-3%
AERODROM	110	13,3	11,6	-30%	-34%	13,2	11,5	-30%	-34%
B.GNEOTINO	110	9,1	7,6	-6%	-5%	9,1	7,6	-6%	-5%
BEROVO	110	3,8	3,1	-2%	-1%	3,8	3,1	-2%	-1%
BITOLA 1	110	17,3	15,0	-10%	-7%	17,1	14,8	-10%	-7%
BITOLA 2	110	23,1	26,5	-16%	-18%	22,9	26,3	-16%	-18%
BITOLA 3	110	13,0	10,5	-8%	-5%	12,9	10,5	-8%	-5%
BITOLA 4	110	15,5	13,5	-9%	-6%	15,4	13,4	-9%	-6%
BUCIM	110	9,3	7,2	-4%	-3%	9,3	7,2	-4%	-3%
BUNARGIK	110	9,4	8,2	-3%	-2%	9,4	8,1	-3%	-2%
CNTRLN	110	17,3	16,6	-41%	-49%	17,2	16,6	-41%	-49%
DELCEVO	110	3,5	3,1	-1%	-1%	3,5	3,1	-1%	-1%
DRACEVO	110	20,5	17,5	-9%	-6%	20,3	17,5	-9%	-6%
DUBROVO	110	23,9	26,1	-16%	-18%	23,9	26,1	-17%	-18%
FENI	110	15,4	14,1	-10%	-7%	15,4	14,1	-11%	-7%
G.BABA	110	15,6	14,5	-32%	-34%	15,5	14,5	-32%	-34%
G.PETROV	110	12,8	10,9	-5%	-7%	12,6	10,8	-5%	-7%
GEVGELIJA	110	3,4	3,4	-7%	-6%	3,4	3,4	-7%	-6%
GLOBOCICA	110	6,1	6,0	-6%	-4%	6,1	6,0	-6%	-4%
GOSTIVAR	110	9,7	9,4	-6%	-4%	9,0	9,0	-6%	-4%
ISTOK	110	13,1	10,6	-31%	-38%	13,0	10,6	-31%	-38%
JUG NOVA	110	18,0	17,2	-38%	-46%	17,8	17,2	-38%	-46%
JUGOHROM	110	10,3	10,8	-4%	-3%	10,0	10,6	-5%	-3%
K.PALANKA	110	3,2	2,7	-1%	-8%	3,2	2,7	-1%	-8%
KAVADARCI	110	14,8	13,3	-9%	-6%	14,8	13,3	-9%	-6%
KAVADARCI 2	110	12,8	10,9	-7%	-5%	12,7	10,8	-7%	-5%
KICEVO	110	6,4	5,4	-2%	-1%	5,3	4,5	-2%	-1%
KOCANI	110	4,9	4,6	-1%	-1%	4,9	4,6	-1%	-1%
KOZJAK	110	7,7	7,9	-6%	-4%	7,2	7,5	-7%	-5%
KOZLE	110	11,6	10,6	-11%	-13%	11,3	10,5	-11%	-13%
KRATOVO	110	5,4	4,5	-1%	-3%	5,4	4,5	-1%	-3%
KUMANOVO 1	110	8,9	9,3	-2%	-1%	8,9	9,3	-2%	-2%
KUMANOVO 2	110	8,3	8,2	-2%	-1%	8,3	8,2	-2%	-1%

Јазол	U [kV]	СЦ. "ЈАГЛЕН, ГАС" 3-СКВ [kA]	СЦ. "ЈАГЛЕН, ГАС" 1-СКВ [kA]	Δ IEC 60909 3-СКВ [%]	Δ IEC 60909 1-СКВ [%]
M.KAMENICA	110	3,8	3,4	-1%	-1%
MILADINOVCI	110	10,7	7,7	-6%	-3%
NEGOTINO	110	13,6	10,9	-9%	-7%
NEOKAZI	110	6,4	6,2	-1%	-1%
O.POLE	110	8,5	6,8	-2%	-1%
OHRID	110	13,6	14,7	-2%	-2%
OHRID 1	110	8,6	8,1	-1%	-1%
OHRID 2	110	8,6	8,0	-1%	-1%
OSLOMEJ	110	9,1	10,0	-4%	-3%
PETROVEC	110	12,1	10,5	-4%	-3%
POLOG	110	8,1	7,9	-6%	-4%
PRILEP 1	110	6,5	5,9	-3%	-2%
PRILEP 2	110	6,1	5,5	-3%	-2%
PRILEP 3	110	5,3	4,7	-2%	-1%
PROBISTIP	110	5,9	5,6	-1%	-1%
RADOVIS	110	7,2	5,9	-4%	-3%
RAFINERIJA	110	8,3	7,2	-2%	-1%
RESEN	110	8,4	6,5	-2%	-1%
SAMOKOV	110	6,9	6,2	-4%	-2%
SK 1	110	28,1	33,0	-15%	-16%
SK 2	110	22,2	22,0	-10%	-8%
SK 3	110	14,4	14,3	-4%	-3%
SK 4	110	28,9	33,6	-13%	-12%
SOPOTNICA	110	5,9	4,5	-2%	-1%
SPILJE	110	6,3	6,6	-7%	-5%
STIP 1	110	15,7	17,1	-3%	-2%
STIP 2	110	11,8	10,8	-3%	-2%
STRUGA	110	7,3	6,2	-2%	-1%
STRUMICA 1	110	5,1	5,6	-7%	-6%
STRUMICA 2	110	5,1	5,5	-7%	-6%
SUSICA	110	3,4	3,0	-5%	-3%
SUVODOL	110	17,0	14,3	-25%	-35%
SV.PETKA	110	8,4	8,1	-5%	-3%
TEARCE	110	9,2	8,9	-4%	-3%
TETO-EC	110	21,2	21,3	-6%	-4%
TETOVO 1	110	7,9	8,3	-5%	-3%
TETOVO 2	110	7,6	7,8	-5%	-3%
TIKVES	110	14,3	13,7	-10%	-7%
TOPILNICA	110	8,8	8,5	-3%	-2%
TPP NEGOTINO	110	20,6	19,9	-22%	-30%
USJE	110	17,7	16,0	-8%	-5%
V.GLAVINOV	110	24,3	26,8	-18%	-20%
VALANDOVO	110	5,5	5,4	-11%	-12%
VEC BOGDANCI	110	4,0	3,4	-14%	-23%
VELEC C	110	8,8	8,3	-3%	-2%
VELES	110	9,4	9,1	-3%	-2%
VELES 2	110	9,2	8,9	-3%	-2%
VRUTOK	110	11,1	12,7	-9%	-7%
ZAJCEV RID	110	24,8	28,0	-20%	-21%
ZAPAD	110	13,4	13,1	-5%	-4%
ZGROPOLCI	110	8,1	6,6	-3%	-2%
ZLZ-JUG	110	22,3	21,7	-13%	-13%
ZLZ-SVR	110	25,7	27,3	-15%	-14%

Јазол	U [kV]	СЦ. "ЗЕЛЕНО" 3-СКВ [kA]	СЦ. "ЗЕЛЕНО" 1-СКВ [kA]	Δ IEC 60909 3-СКВ [%]	Δ IEC 60909 1-СКВ [%]
M,KAMENICA	110	3,8	3,4	-1%	-1%
MILADINOVCI	110	10,6	7,7	-6%	-3%
NEGOTINO	110	13,5	10,9	-9%	-7%
NEOKAZI	110	6,4	6,2	-1%	-1%
O,POLE	110	8,5	6,8	-2%	-1%
OHRID	110	13,5	14,7	-2%	-2%
OHRID 1	110	8,6	8,1	-1%	-1%
OHRID 2	110	8,6	8,0	-1%	-1%
OSLOMEJ	110	6,5	6,2	-3%	-2%
PETROVEC	110	12,1	10,5	-5%	-3%
POLOG	110	7,9	7,7	-6%	-4%
PRILEP 1	110	6,5	5,9	-3%	-2%
PRILEP 2	110	6,1	5,4	-3%	-2%
PRILEP 3	110	5,3	4,7	-2%	-1%
PROBISTIP	110	5,9	5,6	-1%	-1%
RADOVIS	110	7,2	5,9	-4%	-3%
RAFINERIJA	110	8,3	7,2	-2%	-1%
RESEN	110	8,4	6,5	-2%	-1%
SAMOKOV	110	5,8	5,4	-4%	-2%
SK 1	110	27,7	32,6	-16%	-16%
SK 2	110	22,0	21,8	-10%	-8%
SK 3	110	14,0	14,1	-4%	-3%
SK 4	110	28,5	33,2	-13%	-12%
SOPOTNICA	110	5,6	4,4	-2%	-1%
SPILJE	110	6,2	6,5	-7%	-5%
STIP 1	110	15,6	17,1	-3%	-2%
STIP 2	110	11,8	10,8	-3%	-2%
STRUGA	110	7,3	6,2	-2%	-1%
STRUMICA 1	110	5,1	5,6	-7%	-6%
STRUMICA 2	110	5,1	5,5	-7%	-6%
SUSICA	110	3,4	3,0	-5%	-3%
SUVODOL	110	16,9	14,3	-25%	-35%
SV,PETKA	110	8,0	7,8	-5%	-4%
TEARCE	110	9,0	8,8	-4%	-3%
TETO-EC	110	21,0	21,1	-7%	-4%
TETOVO 1	110	7,7	8,1	-5%	-4%
TETOVO 2	110	7,4	7,7	-5%	-4%
TIKVES	110	14,3	13,7	-10%	-7%
TOPILNICA	110	8,8	8,5	-3%	-2%
TPP NEGOTINO	110	20,5	19,8	-22%	-30%
USJE	110	17,5	15,9	-8%	-5%
V,GLAVINOV	110	23,9	26,5	-18%	-20%
VALANDOVO	110	5,5	5,4	-11%	-12%
VEC BOGDANCI	110	4,0	3,4	-14%	-23%
VELEC C	110	8,8	8,3	-3%	-2%
VELES	110	9,4	9,1	-3%	-2%
VELES 2	110	9,2	8,9	-3%	-2%
VRUTOK	110	10,6	12,2	-9%	-7%
ZAJCEV RID	110	24,4	27,7	-20%	-21%
ZAPAD	110	13,0	12,9	-5%	-4%
ZGROPOLCI	110	8,1	6,6	-3%	-2%
ZLZ-JUG	110	22,0	21,6	-14%	-14%
ZLZ-SVR	110	25,3	27,0	-15%	-14%

Пресметките покажаа дека за струите на куси врски за нормална работна состојба и очекуваната ангажираност на електричните централи во 2020 година (Табела 5.7), на критичните собирници 110 kV (Скопје 1 и Скопје 4) се значителни, но сепак помали од гранично поставената вредност од 36 kA. На вредностите на струите на куси врски на овие собирници, значително влијание има топологијата на мрежата 110 kV и тоа особено изградбата на КВ 110 kV Зајчев Рид – Централна Нова.

Со изградбата на КВ 110 kV Зајчев Рид – Централна Нова се намалува електричната оддалеченост помеѓу ТС Скопје 4 и ТС Скопје 1. Доколку е вклучен КВ 110 kV Зајчев Рид – Централна Нова, струите на куса врска на собирницата 110 kV на ТС Скопје 1 и ТС Скопје 4 ја надминуваат зададената граница од 36 kA (СК1: Ik3'' 30,7 kA и Ik1'' 36,4 kA/СК4: Ik3'' 31,2 kA и Ik1'' 36,1 kA) и оправдано е да се примени секционирање на собирниците 110 kV. Доколку КВ 110 kV Зајчев Рид – Централна Нова е исклучен, тогаш струите се под 36 kA (Табела 5.7).

Може да се заклучи дека во 2020 година, секционирањето на собирниците во постројката 110 kV ТС Скопје 1 и/или ТС Скопје 4 е нужно како мерка за намалување на напрегањата при куси врски, само ако е вклучен КВ 110 kV Зајчев Рид – Централна Нова и е затворена врската 110 kV Скопје 4 – Југ Нова – Централна Нова – Зајчев Рид – Скопје 1. Односно, за одржување на струјата на куса врска на собирниците 110 kV во ТС Скопје 1 и ТС Скопје 4 под 36 kA, не е потребно да се секционираат собирниците во ТС Скопје 1 и/или ТС Скопје 4 под услов да е исклучен КВ 110 kV Зајчев Рид – Централна Нова, што е воедно и очекувана нормална работна состојба.

5.9 РАБОТА НА СИСТЕМОТ СО ДВОЕН СИСТЕМ НА 400 kV И 110 kV СОБИРНИЦИ (ВКЛУЧЕНО СПОЈНО ПОЛЕ)

Согласно информациите добиени од МЕПСО, сите ТС 400/110 kV во РМ (Скопје 4, Скопје 5, Штип, Дуброво и Битола 2) се опремени со два системи на главни собирници во делот од постројките 400 kV и 110 kV, но работата на овие ТС се води на тој начин што сите далекуводни и трансформаторски полиња се приклучени само на еден систем на собирници на двете напонски нивоа, додека другиот систем служи како резерва. Пример за ова е многу важната постројка 400 kV во ТС 400/110 kV Битола 2, каде двата генератори, двата мрежни трансформатори, двата интерни водови 400 kV и еден интерконективен вод 400 kV, приклучени се само на еден систем на собирници 400 kV. Во случај на испад на предметните собирници 400 kV, доаѓа до истовремено губење на вкупно производство и исклучување на сите водови 400 kV, што би предизвикало делумен или целосен распад на ЕЕС на РМ.

Работата со еден систем на собирници е можен, но флексибилноста и доверливоста на таквиот погон се помали отколку во случајот ако поединечните далекуводни и трансформаторски полиња би се распоредиле (приклучиле) на двата системи на собирници со затворен прекинувач во спојното поле во нормални услови кога не е потребно заради одредени технички причини да се секционира мрежата (на пример заради намалување на струите на куси врски или прераспределба на тековите на моќности). Освен тоа, работата со само еден систем на собирници значи дека во случај на настанување на грешка на собирницата, сите водови и трансформатори приклучени на системот на собирници на кој се случила грешката ќе испаднат од погон и ќе треба потоа да се приклучат на вториот „здрав“ систем на собирници. Испадот на сите водови би можел да ја загрози работата на целата мрежа и да доведе до трошоци заради неиспорачана ЕЕ, кои во случајот на работа со два системи на собирници можат да се намалат со автоматско исклучување на прекинувачот во спојното поле со продолжување на работата на системот на собирници на кој нема грешка и сите полиња кои се приклучени на „здравиот“ систем на собирници (ако на пример во разгледуваната ТС се вградени два или повеќе дистрибутивни трансформатори кои се приклучени на различни системи на собирници и секции на собирници).

При работата со само еден систем на собирници, одредени негови делови можат значително струјно да се оптоваруваат и внатрешните загуби во разгледуваната ТС очекувано благо ќе се зголемат во однос на случајот кога далекуводните и трансформаторските полиња се распоредени на различни системи на собирници, што ќе доведе до помали струјни оптоварувања на одредени делови од собирниците.

Пресметката на тековите на моќност за различни грешки на собирници (нерасположливост на поединечните системи на собирници 110 kV во претходно наведените ТС во случај на работа со само еден систем на собирници во секоја ТС), укажуваат дека до потенцијално преоптоварување би можело да дојде во случајот на испад на собирниците 110 kV во ТС Скопје 4, кој би довел до можно преоптоварување на ДВ 110 kV ТЕТО – Скопје 1, зависно од моменталната ангажираност на ТЕТО и покрај планираната изградба на новиот КВ 110 kV СК4 – ТЕТО до 2025 година. Ако на пример еден вод од ТЕТО кон ТС Скопје 4 би се приклучил на еден систем на собирници, а другиот вод на вториот систем на собирници во ТС Скопје 4, грешката на собирницата на едниот систем не би довела до преоптоварување на ДВ 110 kV ТЕТО – Скопје 1 и испад на електричната централа, доколку преоптовареният вод би бил исклучен со делување на прекуструјната заштита.

За идните временски пресеци (2040), сличен проблем би можел да се појави, поврзан со ТС Дуброво. Грешка на системот на собирници 110 kV би можел да го загрози правецот 110 kV Валандово – Струмица 2 – Струмица 1 во случај на висока изграденост на ВЕЦ и ХЕЦ Градец во разгледуваниот регион. Опасноста од преоптоварување во мрежата 110 kV би била пониска, доколку во работата се води сметка едниот вод 110 kV Валандово – Дуброво да се приклучи на

едниот, а паралелниот нов вод на другиот систем на собирници во ТС Дуброво. Собирничката грешка во ТС Дуброво тогаш би довела до исклучување на сите водови приклучени на таа собирница, но со автоматското исклучување на прекинувачот во спојното поле, минимално би се задржала една врска 110 kV помеѓу ТС Валандово и ТС Дуброво и на тој начин би се намалило оптоварувањето на правецот 110 kV од ТС Валандово кон ТС Струмица.

Користењето на двата системи на собирници во работата е посебно важно кај ТС Скопје 1 во услови на можни големи струи на куси врски на разгледуваните собирници. Бидејќи тогаш е потребно мрежата да се секционира за да се намалат струите на куси врски, истото е можно да се изведе со исклучување на прекинувачот во спојното поле со соодветен распоред на поединечните далекуводни и трансформаторски полиња на поединечните системи на собирници. Зависно од работната состојба и големината на струите на куси врски, мрежата 110 kV не треба секогаш да биде секционирана, туку секционираната и несекционираната работа на мрежата можно е повремено да се изведува со исклучување и вклучување на прекинувачот во спојното поле, зависно од моменталното ниво на струјата на куса врска.

Затоа, авторите предлагаат МЕПСО да изврши подетални анализи за карактеристичните работни состојби (ниво на оптоварување на системот и ангажираност на електричните централи), да го определи оптималниот распоред на далекуводните и трансформаторските полиња во 110 kV ТС опремени со два главни системи на собирници и во иднина да го води погонот со користење на двата системи на собирници.

5.10 ПРЕСМЕТКА НА GTC

Пресметката на GTC е спроведена за двете референтни сценарија на развојот на преносната мрежа („јаглен, гас“ и „зелено“) и доминантни насоки на пренос на електричната енергија: СЕВЕР-ЈУГ, ЈУГ-СЕВЕР, ИСТОК-ЗАПАД и ЗАПАД-ИСТОК. За доминантната насока на преносот на електричната енергија СЕВЕР-ЈУГ и ЈУГ-СЕВЕР се пресметува вкупниот GTC на северната граница помеѓу Србија, Косово и Македонија и на јужната граница помеѓу Македонија и Грција. За доминантна насока на пренос на моќност ИСТОК-ЗАПАД и ЗАПАД-ИСТОК се пресметува вкупниот GTC на источната граница помеѓу Бугарија и Македонија и на западната граница помеѓу Македонија и Албанија.

Резултатите покажаа дека се можни значителни транзити на моќност во регионалната мрежа 400 kV и се повеќе од доволни за потребите на увоз на моќност во РМ. Ограничувањата во преносната мрежа се однесуваат на преоптоварувањето на регионалните водови 400 kV, додека во преносната мрежа во РМ доаѓа до преоптоварување на трансформаторот во 400/110 kV ТС Штип при испад на ДВ 400 kV Дуброво - Штип. Испадот на трансформаторот 400/110 kV во ТС Штип не ја загрозува сигурноста на системот и овој случај не се зема како критичен за регионалните транзити на тековите на моќност.

За насоката СЕВЕР-ЈУГ на северната граница Македонија/Србија + Косово, GTC изнесува 1050 MW - 1090 MW додека GTC на јужната граница Македонија/Грција изнесува 1700 MW - 1750 MW. За насоката ЈУГ-СЕВЕР вредностите изнесуваат 850 MW - 910 MW за границата Македонија/Србија + Косово и 1030 MW - 1070 MW за границата Македонија/Грција, како што е прикажано во табелата (Табела 5.8).

Табела 5.8 Вредности на GTC на дефинираните граници на РМ при зголемување на транзитите на моќност во насока СЕВЕР-ЈУГ и ЈУГ-СЕВЕР за 2020 година

Насока СЕВЕР → ЈУГ	**Сценарио**	**ΔE (редиспечинг)**	**GTC на граница**	
			Граница	**GTC (MW)**
RO + RS → MK + GR	"Јаглен, гас"	3700 MW*	Македонија/Србија + Косово	1090
	"Зелено"	3600 MW*		1050
RO + RS + MK → GR	"Јаглен, гас"	3800 MW**	Македонија/Грција	1750
	"Зелено"	3700 MW**		1700
Испаднат елемент (N-1)		**Критичен елемент**	**Ограничување [MVA] или [kV]**	**Опт. [%] или Напон [kV]**
* ДВ 400 kV Blagoevgrad (BG) - Lagadas (GR)		ДВ 400 kV Dubrovo – Štip	1330 MVA	100%
** ДВ 400 kV N.Santa (GR) - Babaeski (TR)		ДВ 400 kV N.Santa (GR) - M.Iztok (BG)	1330 MVA	100%

Насока ЈУГ → СЕВЕР	**Сценарио**	**ΔE (редиспечинг)**	**GTC на граница**	
			Граница	**GTC (MW)**
GR + MK → RO + RS	"Јаглен, гас"	3400 MW	Македонија/Србија + Косово	910
	"Зелено"	3200 MW		850
GR → MK + RO + RS	"Јаглен, гас"	2500 MW	Македонија/Грција	1070
	"Зелено"	2400 MW		1030
Испаднат елемент (N-1)		**Критичен елемент**	**Ограничување [MVA] или [kV]**	**Опт. [%] или Напон [kV]**
ДВ 400 kV Zemlak (AL) - Kardia (GR)		ДВ 400 kV Bitola (MK) - Lerin (GR)	1330 MVA	100%

За насоката ИСТОК-ЗАПАД на источната граница Македонија/Бугарија, GTC изнесува 520 MW - 530 MW, додека GTC на западната граница Македонија/Албанија изнесува 600 MW - 620 MW. За насоката ЗАПАД-ИСТОК вредностите изнесуваат 660 MW - 670 MW за границата

Македонија/Бугарија, односно 770 MW - 790 MW за границата Македонија/Албанија, како што е прикажано во табелата (Табела 5.9).

Табела 5.9 Вредности на GTC на дефинираните граници на РМ при зголемување на транзитите на моќност во насока ИСТОК-ЗАПАД и ЗАПАД -ИСТОК за 2020 година

Насока ИСТОК → ЗАПАД	**Сценарио**	**ΔE (редиспечинг)**	**GTC на граница**	
			Граница	**GTC (MW)**
RO + BG → MK + AL + IT	"Јаглен, гас"	3400 MW	Македонија/Бугарија	530
	"Зелено"	3400 MW		520
RO + BG + MK → AL + IT	"Јаглен, гас"	3400 MW	Македонија/Албанија	620
	"Зелено"	3300 MW		600
Испаднат елемент (N-1)		**Критичен елемент**	**Ограничување [MVA] или [kV]**	**Опт. [%] или Напон [kV]**
ДВ 400 kV HEC Đerdap (RS) - Bor (RS)		ДВ 400 kV Sofija (BG) - Niš (RS)	1330 MVA	100%
Насока ЗАПАД → ИСТОК	**Сценарио**	**ΔE (редиспечинг)**	**GTC на граница**	
			Граница	**GTC (MW)**
IT + AL + MK → RO + BG	"Јаглен, гас"	> 4400 MW	Македонија/Бугарија	670
	"Зелено"	> 4300 MW		660
IT + AL → MK + RO + BG	"Јаглен, гас"	> 4400 MW	Македонија/Албанија	790
	"Зелено"	> 4300 MW		770
Пресметковно ограничување				
За поголеми вредности на редиспечингот (ΔE) доаѓа до проблеми со конвергенцијата при пресметката на тековите на моќности (критериум N-1)!				

5.11 ЗАКЛУЧОЦИ ЗА 2020 ГОДИНА

Во продолжение се сумирани главните резултати од сите анализи спроведени за 2020 година. На почеток е дадена почетната состојба на преносната мрежа на РМ, со планираната изградба на нови објекти до 2020 година. Со оглед на многу краткото време до 2020 година за реконструкција/изградба на објекти кои до сега не беа вклучени во плановите за развој, конечната состојба на преносната мрежа во РМ во 2020 година (Слика 5.24) е еднаква на почетната состојба. Потенцијалните нарушувања на сигурноста на погонот во 2020 година ќе се решаваат со редиспечинг на производството и/или растеретување на системот, а сите потребни зафати во мрежата како резултат на пресметките (на пример изградба на КВ 110 kV ТЕТО - СК4) се планираат за наредната 2025 година.

400 kV мрежа

Анализите спроведени на референтните и контролните сценарија за 2020 година, покажаа дека независно од сценаријата за изградба на електричните централи, не доаѓа до загрозување на сигурноста на работата на мрежата 400 kV во РМ за нормална работна состојба и критериумот N-1. За критериумот N-1 најголемо оптоварување настанува за случајот на испад на ДВ 400 kV Дуброво - Штип. Заради испадот на интерниот вод 400 kV, дел од моќностите се прераспределуваат во 110 kV мрежа и се зголемува оптоварувањето на трансформаторот 400/110 kV во ТС Штип од 51% на 63% за сценариото „зелено“.

Вообичаена насока на тековите на моќности во мрежата 400 kV во РМ досега била од Бугарија, Србија и Косово кон Грција. Согласно официјалните SECI модели во 2020 е претпоставена значителна изградба на нови производни објекти во Грција, поради што на референтните модели за 2020 година, насоката на тековите на моќности е од Грција кон Македонија, а не обратно.

Ангажираноста на ТЕ-ТО

Во регионот I при евакуација на производството на ТЕТО доаѓа до преоптоварување (критериум N-1) на приклучните водови 110 kV: ДВ 110 kV ТЕТО - СК4 (130%) и ДВ 110 kV ТЕТО - СК1 (133%). Проблемот со преоптоварувањето на едната приклучна врска 110 kV на ТЕТО при единечен испад на другата врска (критериум N-1) не е предизвикано од системот, туку од високата ангажираност на ТЕТО и затоа неговото решавање нема системско значење, но има значење за сигурната евакуација на производството на ТЕТО.

Неодамна корисникот на преносната мрежа (ТЕТО) започна процедура за изградба на нова кабелска врска 110 kV ТЕТО - СК4 (тип на кабел Al 1000 mm^2 со должина ≈ 9 km), кој ќе биде трет приклучен вод за евакуација производството на електричната централа. Новиот КВ 110 kV СК4 - ТЕТО ќе биде во паралелна работа со постоечкиот ДВ/КВ 110 kV СК4 – ТЕТО и поради разликата во импеданциите ќе дојде до нерамномерна распределба на тековите на моќности по водовите (критичен е критериумот N-1). Затоа се препорачува новиот КВ 110 kV ТЕТО - СК4 да се положи во формација рамнина (поголема импеданција!) со заземјување на кабелскиот метален плашт со методот на преплетување (181 MVA).

До изградбата на новиот кабел 110 kV, во случај на испад не еден од двата приклучни водови, ТЕТО има имплементирано оперативна процедура за намалување на производството на електричната централа на ниво на граничната вредност на трајно дозволеното оптоварување на водот 110 kV кој останал во работа (156 MVA). Новиот КВ 110 kV СК4 - ТЕТО ќе се земе предвид при анализите за 2025 година.

Изградба на ТЕЦ Осломеј

Изградбата на ТЕЦ Осломеј во 2020 година за сценариото „јаглен, гас“ доведува до зголемување на тековите на моќност кон Скопје, поради што гранично се преоптоварува (100%) ДВ 110 kV Гостивар

- Осломеј во случај на исклучување на ДВ 110 kV СК3 - Св.Петка . Постоечкиот ДВ 110 kV СК3 - Св.Петка е високо оптоварен (преку 70%) веќе и за нормална работна состојба и затоа претставува „тесно грло“ за евакуацијата на моќноста на електричните централи во оваа област кон Скопје. До 2020 година граничната преоптовареност (критериум N-1) може да се реши со намалување на производството на ТЕЦ Осломеј, ХЕЦ Козјак и ХЕЦ Св.Петка.

Влажна и сува хидрологија

Дополнителен проблем во мрежата 110 kV во регионот I, регионот II и регионот IV се јавува при истовремена максимална ангажираност на ТЕЦ Осломеј и максимална ангажираност ХЕЦ Козјак и ХЕЦ Св.Петка (влажна хидрологија), кога заради евакуацијата на моќноста на производството доаѓа до повеќе критични преоптоварувања (критериум N-1): ДВ 110 kV Гостивар - Осломеј (104%), ДВ 110 kV Козјак - Св.Петка (100%), ДВ 110 kV Св.Петка - СК3 (101%) и ДВ 110 kV Кичево - Осломеј (109%).

Краткорочно сите наведени преоптоварувања можат да се елиминираат со намалување на производството на ТЕЦ Осломеј и ХЕЦ кои влијаат на преоптоварувањата (ХЕЦ Св.Петка и ХЕЦ Козјак). Но, доколку трошоците за редиспечинг би биле големи и доколку анализите на идните состојби (2025, 2030 и 2040) покажат зголемување на преоптоварувањето, оправдано е трајно да се реши наведениот проблем. Во разгледување се три варијанти кои ќе придонесат за решавање на проблемот (МЕПСО):

1. Изградба на ДВ 110 kV ХЕЦ Козјак - СК 3
2. Изградба на ДВ 110 kV ХЕЦ Шпиље (ХЕЦ Бошков Мост) - ТЕЦ Осломеј
3. Реконструкција на ДВ 110 kV ТЕЦ Осломеј - ТС Кичево - ТС Сопотница - ТС Битола 1

Со изградбата на новиот далекувод 110 kV кон Скопје (ДВ 110 kV ХЕЦ Козјак - СК3), би се намалила високата оптовареност на ДВ 110 kV СК3 - Св.Петка и би се елиминирало критичното пренасочување на производството на ХЕЦ Козјак, ХЕЦ Св.Петка и ТЕЦ Осломеј за критериумот N-1. Другата опција за решавање на проблемот е поврзана со изградбата на ХЕЦ Бошков Мост (2030 година) и расплетот на новите далекуводи за нејзин приклучок на ЕЕС. Изградбата на ДВ 110 kV ХЕЦ Козјак - СК3 и/или изградбата на ДВ 110 kV ХЕЦ Шпиље (ХЕЦ Бошков Мост) - ТЕЦ Осломеј, може да влијае и на изборот на спроводници за реконструкцијата на стариот ДВ 110 kV ТЕЦ Осломеј - ТС Кичево - ТС Сопотница - ТС Битола 1 (93 MVA), кој е изграден во 1960 година. Пресметковната анализа на решенијата и нивната споредба ќе се изведе за следните временски пресеци (2025, 2030 и 2040 година).

Контрола на напоните и регулација на реактивната моќност

Доколку електричните централи активно не учествуваат во регулацијата на напоните и тековите на реактивни моќности (фактор на моќност на прагот на електричните централи ≈ 1,0) доаѓа до зголемување на загубите во преносната мрежа и појава на многу ниски напони (критериум N-1) во одредени региони на РМ, но само во текот на максимално летно оптоварување во системот. Вкупното зголемување на загубите во целата преносна мрежа, при фактор на моќност на прагот на централите ≈ 1,0, изнесува 3% до 4% (зависно од разгледуваното сценарио).

Гледано од аспект на квалитетот на напоните, многу е важна изградбата на ТС 400/110 kV Охрид. Без нејзина изградба и без активно учество на електричните централи во регулацијата на напоните, регионот IV е изложен на опасност од напонски колапс и губење на напојувањето на 110 kV мрежа (критериум N-1). Додека не се изгради ТС 400/110 kV Охрид, нужно е електричните централи во регионот IV активно да учествуваат во регулацијата напоните и тековите на реактивни моќности.

Во регионот III и регионот VI, поединечните испади (критериум N-1) предизвикуваат ниски напони блиски до долната гранична вредност (99 kV). Со идното зголемување на оптоварувањето на системот, во овие региони се очекуваат критично ниски напони (под 99 kV). Краткорочно ова може

да се реши со диспечерска акција на регулација на напоните со помош на регулационите мрежни трансформатори 400/110 kV. Во постоечката преносна мрежа на РМ, мрежниот енергетски трансформатор 400/110 kV во ТС Штип и двата во 400/110 kV ТС Скопје 5, имаат можност за подолжна регулација на напоните под оптоварување (OLTC) со опсег на регулацијата на 400 kV страна од -10x1,25% (350 kV) до +6x1,25% (430 kV).

Максимално летно оптоварување

Во текот на максималното летно оптоварување доаѓа до ниски напони (критериум N-1) во регионот III и регионот VI за случајот кога електричните централи се ангажирани со фактор на моќност на прагот на централата ≈ 1,0. Како и претходно, клучна улога за контрола на напоните (критериум N-1) има користењето на подолжната регулација на напоните со мрежниот енергетски трансформатор 400/110 kV во ТС Штип и двата во 400/110 kV ТС Скопје 5. Дополнително напоните во регионот VI можат да се регулираат со ангажирање на ВЕЦ Богданци, што е условено со самата ангажираност на ВЕЦ.

Сценарио со пониска стапка на пораст на оптоварувањето (Сценарио В)

Анализите покажаа дека ова сценарио за 2020 година нема влијание на резултатите од референтните и контролните сценарија за изградба на преносната мрежа.

Изградба на мали електрични централи на дистрибутивната мрежа

Анализите покажаа дека влијанието на изградбата на електричните централи на дистрибутивната мрежа за 2020 година нема влијание на резултатите од референтните и контролните сценарија за изградба на преносната мрежа.

Ангажираност на ВЕЦ (евакуација на моќноста)

Во 2020 година максималната и нулта ангажираност на ВЕЦ Богданци (50 MW) нема негативно влијание на сигурноста на работата на системот за нормална вклопна состојба и критериумот N-1, иако самата електрична централа со приклучокот нема обезбеден критериум N-1.

Радијален приклучок на ТС 110/x kV

Во мрежата 110 kV на РМ неколку ТС 110/x kV се приклучени радијално и немаат задоволен критериум N-1:

- Регион I: ТС Усје и ТС Драчево
- Регион IV: ТС Б. Гнеотино
- Регион V: ТС Неготино, ТС Кавадарци 2, ТС Прилеп 2 и ТС Прилеп 3
- Регион VI: ТС Гевгелија и ВЕЦ Богданци

Во случај на испад на радијален вод ќе дојде до прекин на напојувањето на потрошувачите/производителите, но без да се загрози сигурноста на остатокот од системот. Корисниците кои се радијално приклучени на преносната мрежа, согласни се со режим на работа без задоволен критериум N-1, а во студијата нивното ставање во контура ќе се предложи само ако за тоа има системска оправданост (МЕПСО).

Пресметка на максимални куси врски

Пресметката на максималните струи на куси врски во 2020 година покажа дека, доколку се затвори новата врска 110 kV помеѓу ТС Скопје 1 и ТС Скопје 4 (врска 110 kV СК4 – Југ Нова – Централна Нова – Зајчев Рид – Скопје 1), можат да се очекуваат многу високи вредности на куси врски на собирниците 110 kV во ТС Скопје 1 и ТС Скопје 4 (над 90% од 40 kA). Една од мерките за намалување на струите на куси врски е секционирањето на собирниците. Анализите покажаа дека во 2020 година за одржување на струите на куса врска на собирниците 110 kV во ТС Скопје 1 и ТС Скопје 4 под
36 kA, не е потребно да се секционираат собирниците 110 kV во ТС Скопје 1 и/или ТС Скопје 4, под

услов КВ 110 kV Зајчев Рид – Централна Нова да биде исклучен (надвор од работа), што воедно е и очекувана нормална работна состојба.

GTC анализа

За потребите на студијата е одреден вкупниот GTC за дефинираните насоки на пренос на моќност (СЕВЕР-ЈУГ, ЈУГ-СЕВЕР, ИСТОК-ЗАПАД и ЗАПАД-ИСТОК) на одредените граници на РМ, помеѓу почетната работна состојба и состојбата кога настанува загушување. Резултатите покажаа дека се возможни значителни транзити на моќност во регионалната 400 kV мрежа и тие се повеќе од доволни за увоз на моќност во РМ.

За насоката СЕВЕР-ЈУГ на северната граница Македонија/Србија + Косово GTC изнесува 1050 MW - 1090 MW, додека на јужната граница Македонија/Грција изнесува 1700 MW - 1750 MW. За насоката ЈУГ-СЕВЕР вредностите изнесуваат 850 MW - 910 MW за границата Македонија/Србија + Косово и 1030 MW - 1070 MW за границата Македонија/Грција.

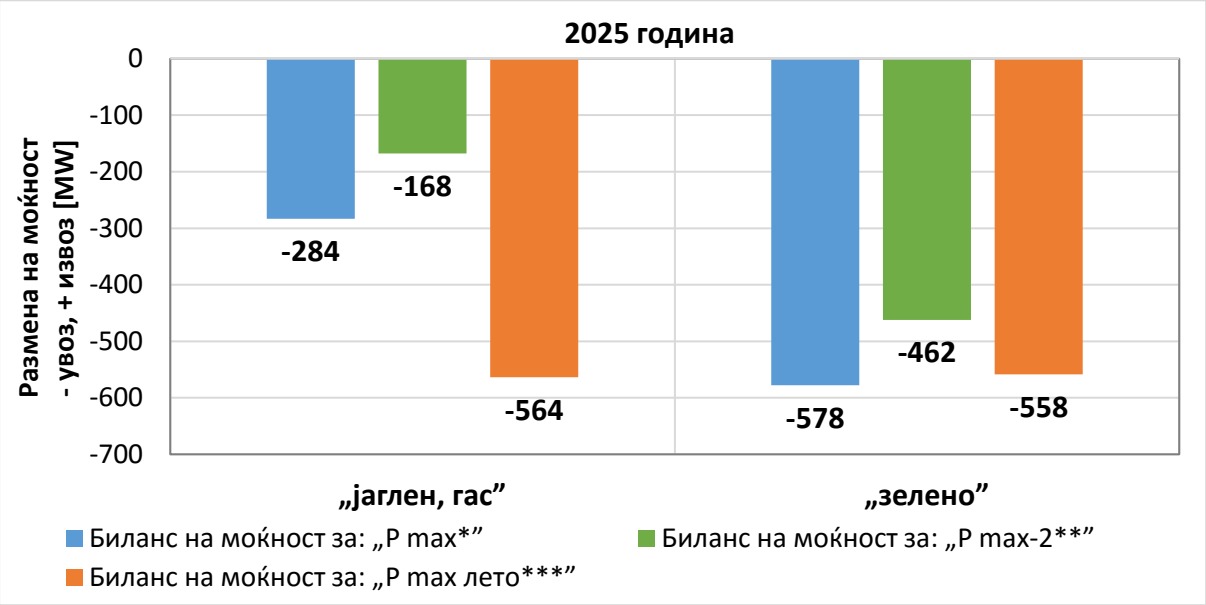
За насоката ИСТОК-ЗАПАД на источната граница Македонија/Бугарија, GTC изнесува 520 MW - 530 MW, додека GTC на западната граница Македонија/Албанија изнесува 600 MW - 620 MW. За насоката ЗАПАД-ИСТОК вредностите изнесуваат 660 MW - 670 MW за границата Македонија/Бугарија и 770 MW - 790 MW за границата Македонија/Албанија.

Ограничувањата во преносната мрежа се однесуваат на преоптоварувањето на регионалните 400 kV водови, додека во преносната мрежа во РМ доаѓа до преоптоварување на трансформаторот во 400/110 kV ТС Штип при испад на ДВ 400 kV Дуброво - Штип. Испадот на трансформаторот 400/110 kV во ТС Штип не ја загрозува сигурноста на системот и овој случај не се зема како критичен за регионалните транзити на тековите на моќност.

Слика 5.24 Изградба на нови објекти во преносната мрежа до 2020 година (конечната состојба)

6 АНАЛИЗА НА РАЗВОЈОТ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА ЗА 2025 ГОДИНА

Во оваа глава се изведени сите пресметки кои се релевантни за развојот на преносната мрежа за 2025 година (P_{max} 1779 MW, P_{max-2} 1663 MW, $P_{max\ лето}$ 1367 MW). Плановите за изградба на преносната мрежа (МЕПСО), проекцијата на порастот на оптоварувањето, возниот ред на електричните централи и билансот на системот, детално се објаснети претходно (Глава 3). Билансот на моќности за референтното и контролните сценарија за 2025 година прикажан е и на сликата (Слика 6.1). Позначителен увоз на моќност е карактеристичен за сценариото „зелено“ при максимално зимско оптоварување, бидејќи ова сценарио не претпоставува изградба на ТЕЦ Неготино, додека летниот увоз е значителен независно од сценариото за изградба на електричните централи.

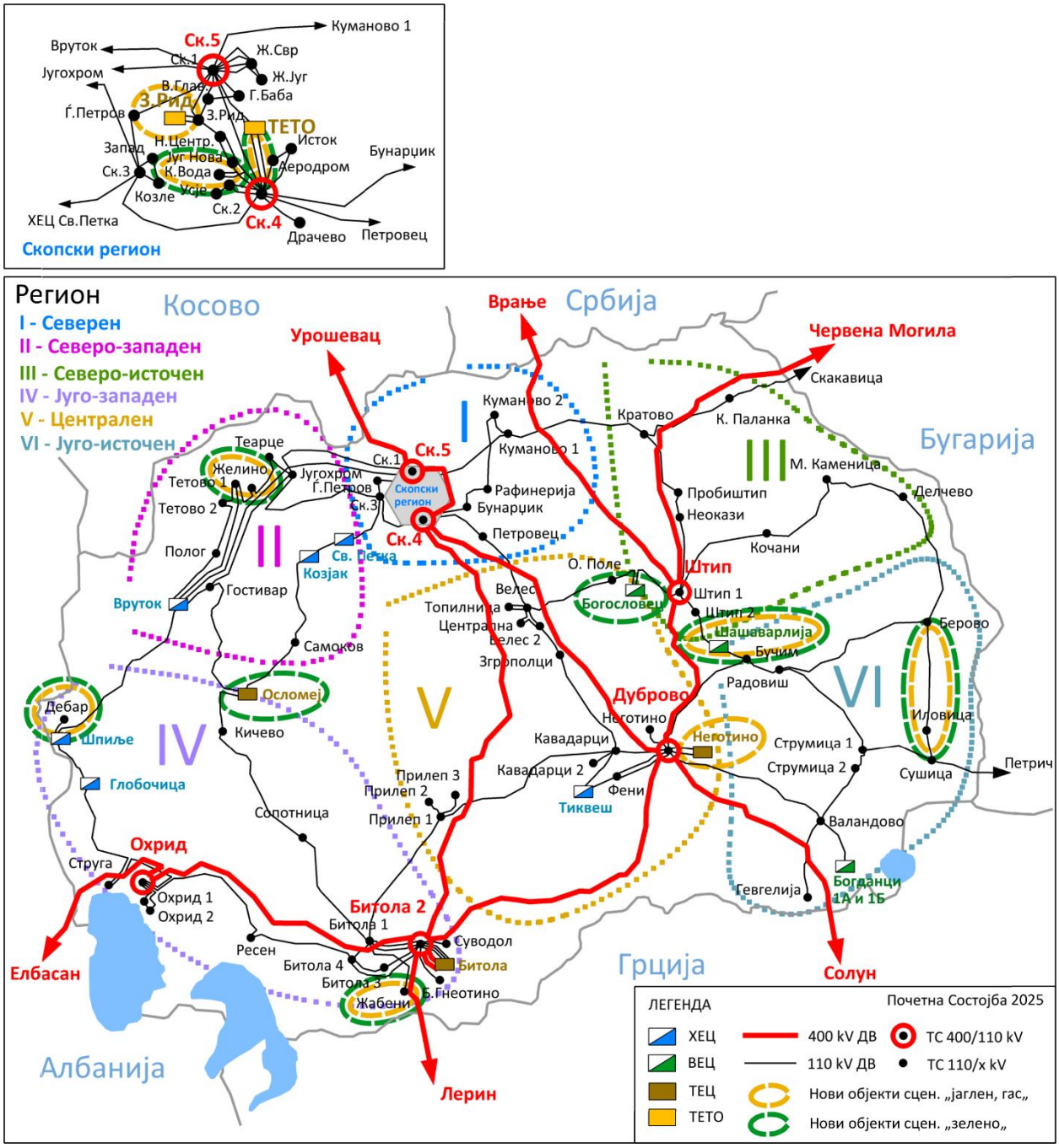


* врвно оптоварување на ниво на преносната мрежа релевантно за изработка на планот за развој на преносната мрежа.
** врвно оптоварување на ниво на преносната мрежа релевантно за контрола на планот за развој на преносната мрежа.
*** врвно летно оптоварување на ниво на преносната мрежа релевантно за контрола на планот за развој на преносната мрежа.

Слика 6.1 Биланс на моќност за карактеристичните часови за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ и трите релевантни сценарија за максималното оптоварување („P_{max}“ „P_{max-2}“ и „$P_{max\ лето}$“) - 2025 година

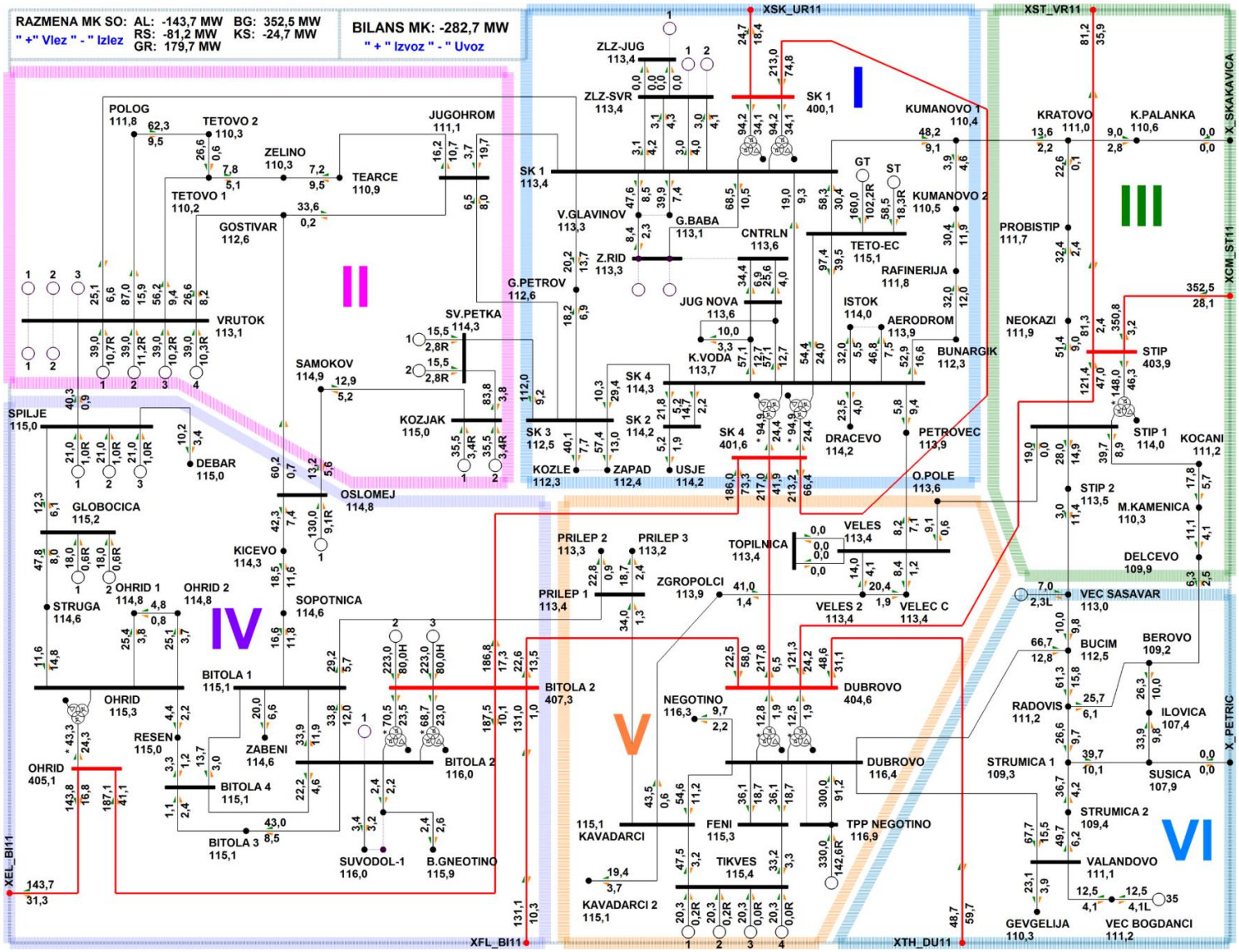
Главната разлика помеѓу сценариото „јаглен, гас“ и сценариото „зелено“ е во изградбата на ТЕЦ Неготино, ВЕЦ Богословец и ТЕТО Зајчев Рид, додека ТЕЦ Осломеј за сценариото „јаглен, гас“ веќе е изграден во претходната анализирана 2020 година. Изградбата на ТЕТО Зајчев Рид се разгледува како дополнителна варијанта во сценариото „јаглен, гас“, бидејќи заради несигурноста на изградбата нејзиното влегување во работа е предвидено во временскиот распон од 2025 до 2035 година.

Изградбата на останатите објекти на преносната мрежа е иста во двете сценарија, како што е прикажано на следната слика (Слика 6.2). Резултатите од сите спроведени анализи за 2025 година прво се опишани за целата мрежа 400 kV, а потоа за мрежата 110 kV во секој регион поединечно. На крајот се спроведени пресметките за максималните струи на куси врски и GTC анализата, со заклучоците за 2025 година.

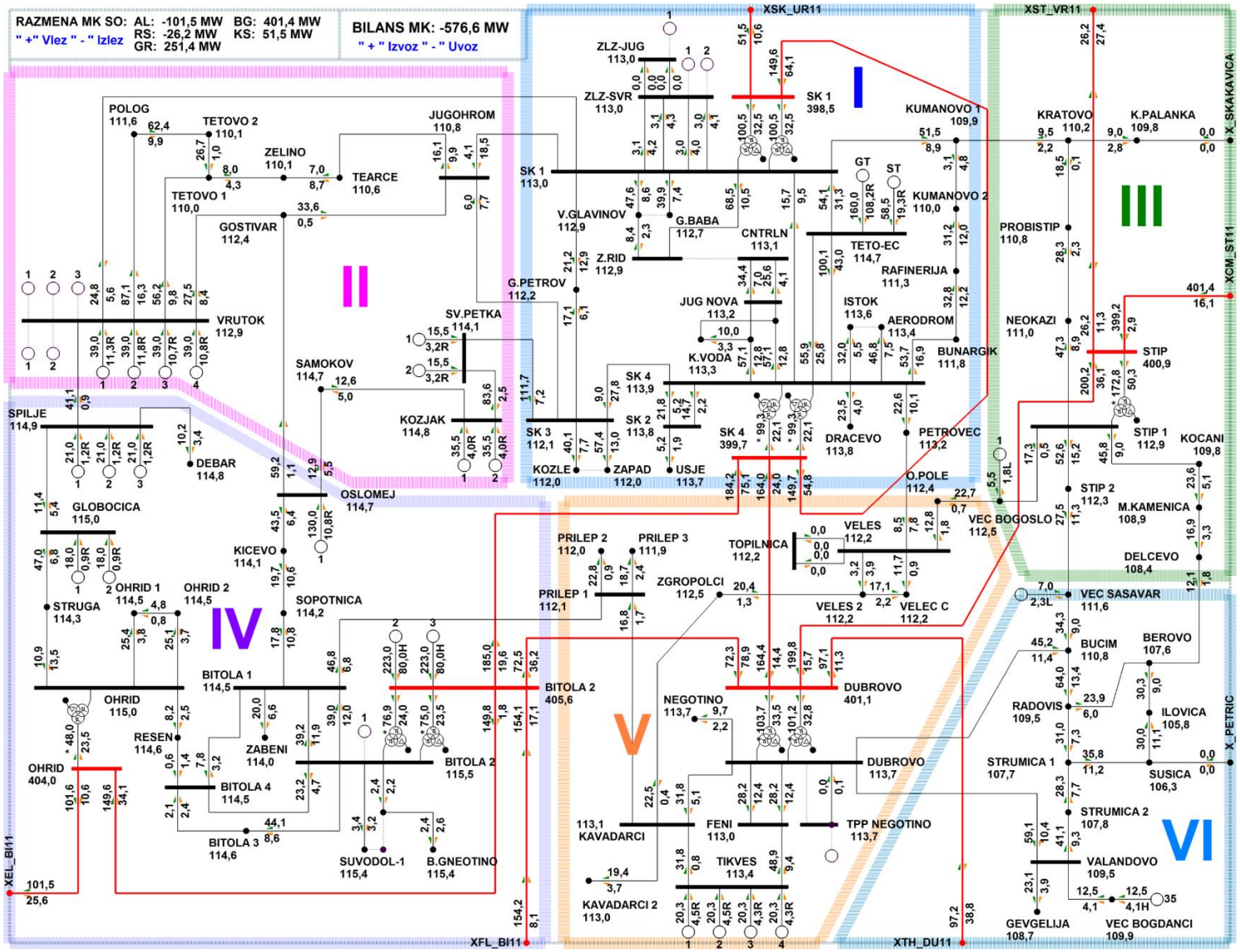


Слика 6.2 Планирана изградба на нови објекти во преносната мрежа до 2025 година (почетна состојба)

На сликите (Слика 6.3, Слика 6.4) прикажани се тековите на моќности и напонските прилики за целата преносна мрежа, со посебно истакнати регионите во мрежата 110 kV, додека во наредните поглавја анализирани се сите региони посебно.



Слика 6.3 Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценариото „јаглен, гас“ - 2025 година



Слика 6.4 Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценариото „зелено“ - 2025 година

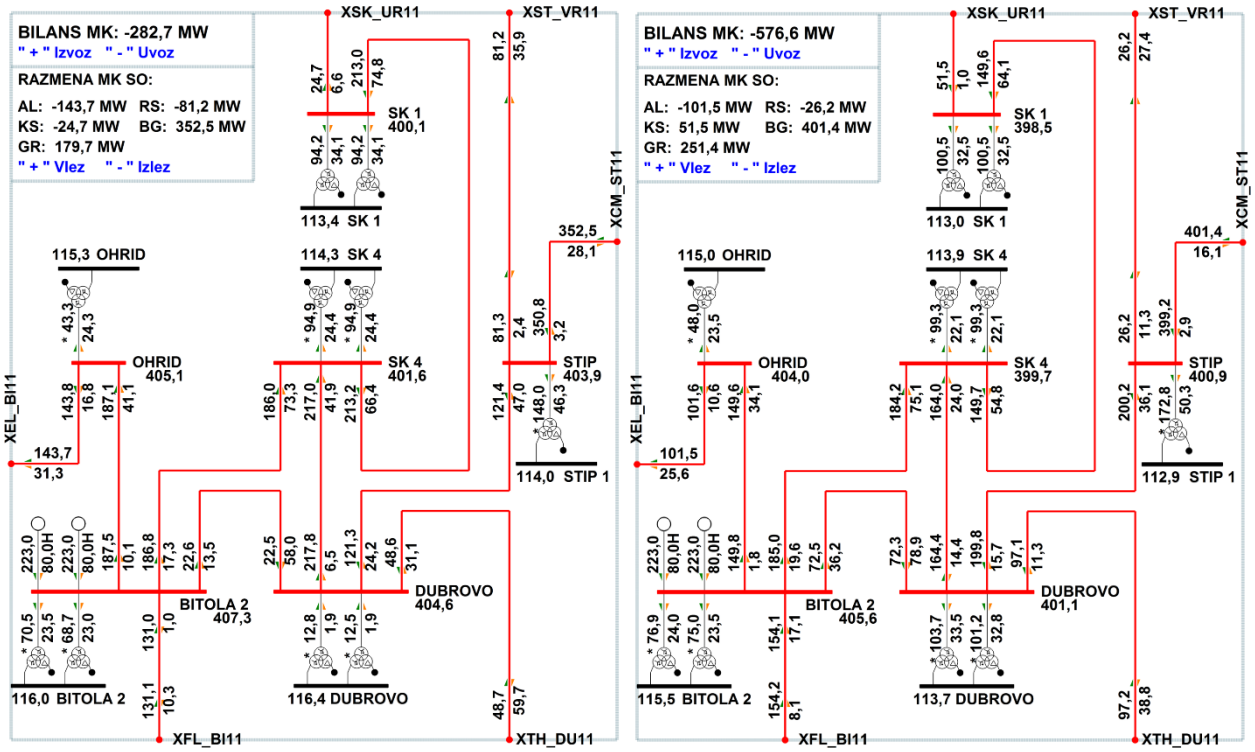
6.1 400 kV МРЕЖА

Во периодот од 2020 до 2025 година не е планирана изградба на нови објекти во мрежата 400 kV на РМ, а за потребите на студијата, приклучокот на новата ТЕЦ Неготино (300 MW) за сценариото „јаглен, гас“ е претпоставен на напонско ниво 110 kV, како што е објаснето во поглавјето за регионот V (ова е на страната на сигурност при проверката на преносната мрежа), но конечниот начин на приклучок ќе се утврди со посебна студија за приклучокот. Во 2025 година и понатаму е карактеристично ниското оптоварување на водовите 400 kV во РМ. Најоптоварен вод е ДВ 400 kV Штип - Ч. Могила (Бугарија) (оптоварување 30% за сценарио “зелено“). Заради увозот на моќност карактеристично е повисокото оптоварување на ТР 400/110 kV Штип (оптоварување 60% за сценарио „зелено“), кој е истовремено и најоптоварена гранка за нормална работна состојба.

Вкупниот влез на моќност во РМ во 2025 година изнесува 532 MW (од Грција и Бугарија) за сценариото „јаглен, гас“ и 704 MW (од Грција, Бугарија и Косово) за сценариото „зелено“. Транзитот на моќностите изнесува вкупно 250 MW (кон Албанија, Косово и Србија) за сценариото „јаглен, гас“ и 128 MW (кон Албанија и Србија) за сценариото „зелено“.

Главната разлика во тековите на моќности во мрежата 400 kV помеѓу двете сценарија „јаглен, гас“ и „зелено“ е во оптоварувањето на 400/110 kV трансформаторот во Дуброво, како што е прикажано на сликата (Слика 6.5). Со изградбата и максималната ангажираност на ТЕЦ Неготино (300 MW на прагот на електричната централа за сценариото „јаглен, гас“), оптоварувањето во мрежата 110 kV во тие региони (регион V, регион VI) се покрива со локалното производство на ТЕЦ Неготино, поради што значително се намалува оптоварувањето на ТР1 и ТР2 400/110 kV во ТС Дуброво, дури има и промена на насоката на моќностите (од 110 kV кон 400 kV), а се намалува и оптоварувањето на ТР 400/110 kV во ТС Штип.

Пресметките за анализата на сигурност (критериум N-1) покажаа дека независно од сценариото за изградба на електричните централи, во регионалната мрежа 400 kV нема критични испади кои би предизвикале преоптоварување во мрежата 400 kV на РМ, а сите напони се во дозволените граници. За критериумот N-1 најголемо оптоварување се јавува за случајот на испад на ДВ 400 kV Дуброво – Штип, кога ТР 400/110 kV во ТС Штип е оптоварен 74% за сценариото „зелено“.



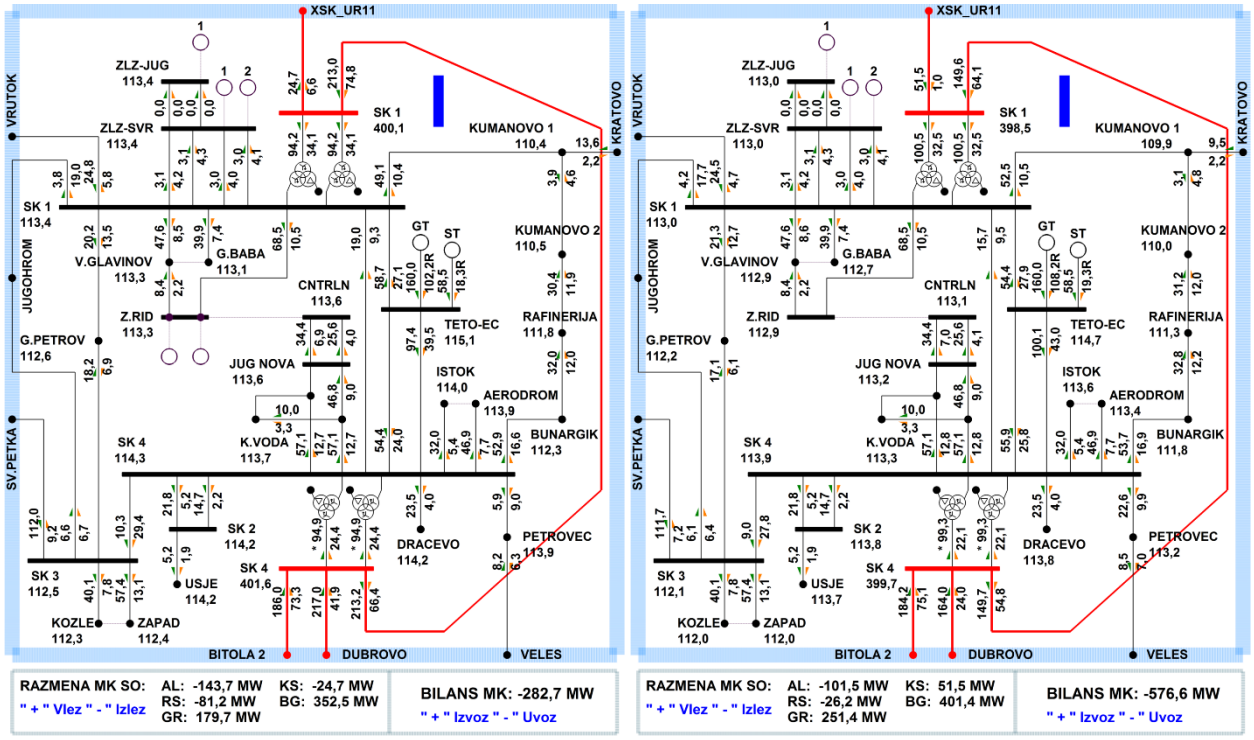
Слика 6.5 400 kV МРЕЖА – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (слика лево) и „зелено“ (слика десно) - 2025 година

6.2 I СЕВЕРЕН РЕГИОН

Во периодот од 2020 до 2025 година во регионот I е планирана изградба на ТС 110/10(20) kV Кисела Вода, која на принципот влез/излез (должина ≈ 0,2 km, ACSR 240/40 mm^2, 123 MVA) ќе се приклучи на постоечките водови 110 kV помеѓу ТС Скопје 4 и ТС Југ Нова. Заради сигурноста на евакуацијата на производството на ТЕТО (критериум N-1) ќе се изгради нов КВ 110 kV СК4 - ТЕТО (должина ≈ 9,0 km, Al 1000 mm^2, положен во формација рамнина и заземјување на електричната заштита (плаштот) со принципот на преплетување) (181 MVA)[8].

6.2.1 Оптоварување на преносната мрежа и анализа на сигурноста (N-1)

Независно од сценариото за изградба на електричните централи, оптоварувањето на сите гранки и напоните на јазлите на преносната мрежа во регионот I за нормална работна состојба се во дозволените граници (Слика 6.6). Најоптоварена гранка во регионот I е ДВ 110 kV СК3 - Св.Петка (оптоварување 70% заради високата ангажираност на ТЕЦ Осломеј).



Слика 6.6 РЕГИОН I – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) – 2025 година

Пресметките на анализата на сигурност (критериум N-1) покажаа дека независно од сценариото за изградба на електричните централи, во регионот I нема критични испади кои предизвикуваат преоптоварување во мрежата, а сите напони се во дозволените граници. Со изградбата на КВ 110 kV СК4 - ТЕТО се елиминирани критичните преоптоварувања (критериум N-1) на постоечките ДВ/КВ 110 kV СК4 - ТЕТО и ДВ/КВ 110 kV СК1 – ТЕТО, кои беа карактеристични за 2020 година. Од високите оптоварувања во преносната мрежа (преку 90%) и понатаму е присутно високото оптоварување на ДВ 110 kV СК3 - Св.Петка за случајот на испад на ДВ 110 kV Гостивар – Осломеј, заради високата ангажираност на ТЕЦ Осломеј (Табела 6.1).

[8] Начинот на полагање е препорака од авторите на студијата, за да се намали разликата во импеданциите помеѓу водовите 110 kV при паралелна работа (критично за критериум N-1).

За разлика од 2020 година, кога високото оптоварување на ДВ 110 kV СК3 - Св.Петка (критериум N-1) било присутно само во сценариото „јаглен, гас“, во 2025 година тоа е присутно во двете сценарија. Високото оптоварување на ДВ 110 kV СК3 - Св.Петка (критериум N-1) преминува во преоптоварување за случајот на влажна хидрологија (висока ангажираност на ХЕЦ), чие решение е детално образложено подолу во студијата (регион II).

Високото оптоварување (критериум N-1) карактеристично е и за главните водови 110 kV преку кои се напојуваат ТС Југ Нова, ТС Централна Нова и ТС Кисела Вода, чие вкупно оптоварување во 2025 година е околу 114 MW. Со испад на еден ДВ 110 kV СК4 - Т-Спој (К. Вода/Југ Нова) со трајно дозволена моќност 123 MVA, високо се оптоваруваат неговите паралелни водови и обратно, како што е прикажано во табелата (Табела 6.1). Предметното високо оптоварување е директна последица од порастот на оптоварувањето и во 2025 година не може да премине 92% за дефинираната работна состојба.

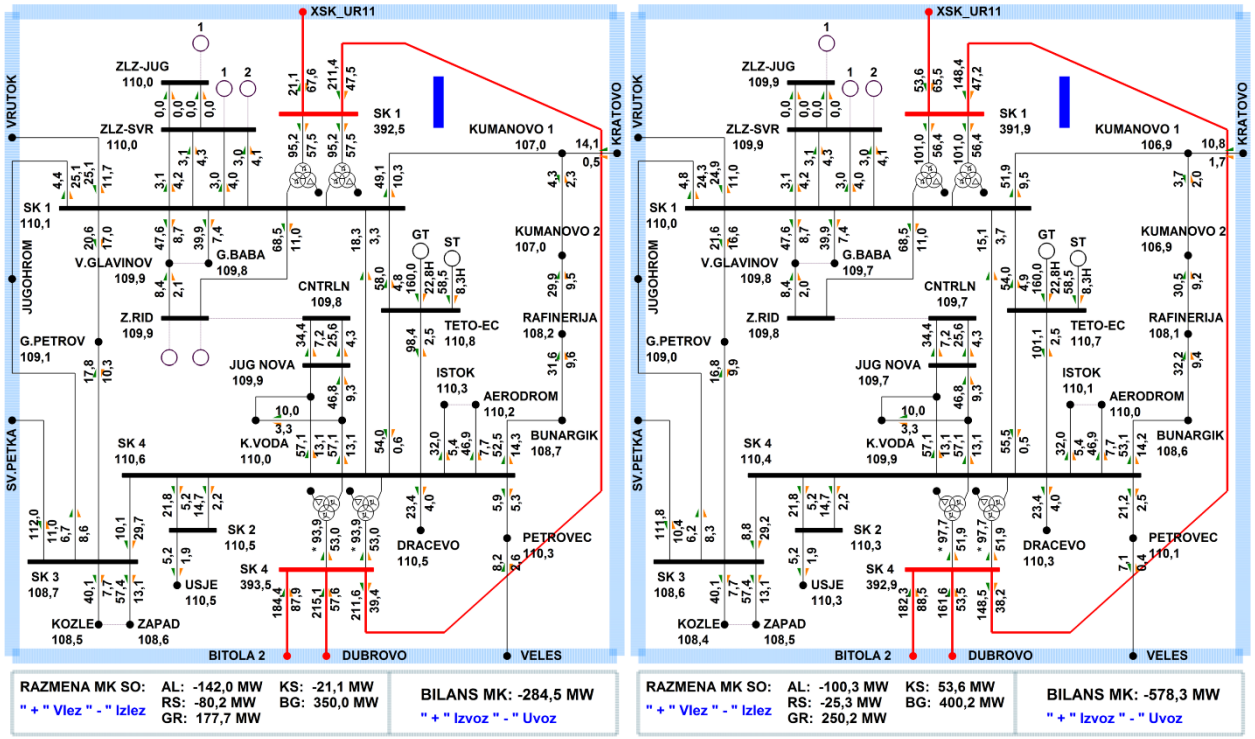
Табела 6.1 РЕГИОН I – Резултати од анализата на сигурноста (N-1) при максималното зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ – 2025 година

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување	Опт. [%] или Напон [kV]	
		[MVA] или [kV]	"јаглен, гас"	"зелено"
ДВ1 110 kV SK4 - T-Spoj*	ДВ2 110 kV SK4 - T-Spoj*	123 MVA	92%	92%
ДВ2 110 kV SK4 - T-Spoj*	ДВ1 110 kV SK4 - T-Spoj*	123 MVA	92%	92%
ДВ 110 kV Gostivar - Oslomej	ДВ 110 kV SK3 - Sv. Petka	157 MVA	91%	90%

* Т-Спој (СК4 – Кисела Вода – Југ Нова)

6.2.2 Контрола на напонските прилики и регулацијата на реактивната моќност

За случајот кога електричните централи работат во режим на производство на чисто активна моќност, (фактор на моќност на прагот на електричните централи ≈ 1,0), напоните на јазлите во преносната мрежа во регионот I се пониски, но сепак и понатаму во рамките на дозволените граници (Слика 6.7). Истото важи и за пресметката на анализата на сигурност (критериумот N-1), напоните во мрежата се пониски, но се во дозволените граници.



Слика 6.7 РЕГИОН I - Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) без придонес на електричните централи во регулацијата на напонот – 2025 година

Негативното влијание на ангажираноста на електричните централи без придонес кон регулацијата на напоните се одразува преку зголемувањето на загубите во преносната мрежа. Зголемувањето на загубите во целата преносна мрежа изнесува околу 6%. Гледано од аспект на минимални загуби и оптимални напони во преносната мрежа, пожелно е електричните централи активно да учествуваат во регулацијата на напоните и тековите на реактивна моќност, дури и кога напоните се во рамките на дозволените граници.

6.2.3 Контролни сценарија на развојот

Претходно беа прикажани основните анализи на референтното сценарио за развој на преносната мрежа (максимално зимско оптоварување - сценарио А со изградба на електричните централи спрема сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“). Во продолжение се изложени контролните анализи за проверка на добиените резултати.

Сценарио со пониска стапка на пораст на оптоварувањето (Сценарио В)

Максималното зимско оптоварување во 2025 година согласно сценариото В изнесува 1663 MW, што е помалку за 116 MW од максималното зимско оптоварување за сценариото А (1779 MW). Во резултатите за тековите на моќност и напонските прилики во регионот I (нормална работна состојба и критериум N-1) нема значителни разлики помеѓу референтното сценарио А и контролното сценарио В за 2025 година. Заради нешто пониското вкупно оптоварување, не доаѓа до високо оптоварување (преку 90%) на ДВ 110 kV СК4 - Т-Спој (К. Вода/Југ Нова) за случајот на испад на неговиот паралелен вод (критериум N-1), што беше случај за сценариото А.

Максимално летно оптоварување

Максималното летно оптоварување за 2025 година изнесува 1367 MW, што е за 412 MW помалку од максималното зимско оптоварување за сценариото А (1779 MW). Независно од сценариото „јаглен, гас“ или „зелено“, како и придонесот на електричните централи во регулацијата на

напоните (фактор на моќност на прагот на електричните централи ≈ 1,0), оптоварувањето на сите гранки и напоните на јазлите во преносната мрежа за регионот I за нормална работна состојба и критериумот N-1 се во рамките на дозволените граници.

Изградба на мали електрични централи приклучени на дистрибутивната мрежа

Ангажираноста на ново изградените електрични централи приклучени на дистрибутивната мрежа во 2025 година (мали ХЕЦ, биомаса и биогас) го намалува максималното зимско оптоварување на ниво на преносната мрежа за околу 35 MW (сценарио „јаглен, гас“), односно за околу 70 MW (сценарио „зелено“), што нема значително влијание на оптоварувањето на гранките и напоните на јазлите во преносната мрежа во регионот I за нормална работна состојба и критериум N-1.

За контрола на максималното летно оптоварување земени се предвид и ФНЕЦ приклучени на дистрибутивната мрежа (со претпоставка дека максималното летно оптоварување настанува во текот на денот). Во текот на 2025 година ангажираноста на нови изградените електрични централи приклучени на дистрибутивната мрежа (мали ХЕЦ, ФНЕЦ, Биомаса и Биогас) го намалува максималното летно оптоварување на ниво на преносната мрежа за околу 55 MW (сценарио „јаглен, гас“), односно за околу 95 MW (сценарио „зелено“), што нема значајно влијание на оптоварувањето на гранките и напоните на јазлите во преносната мрежа во регионот I за нормална работна состојба и критериумот N-1.

6.2.4 Изградба и приклучок на ТЕТО Зајчев Рид

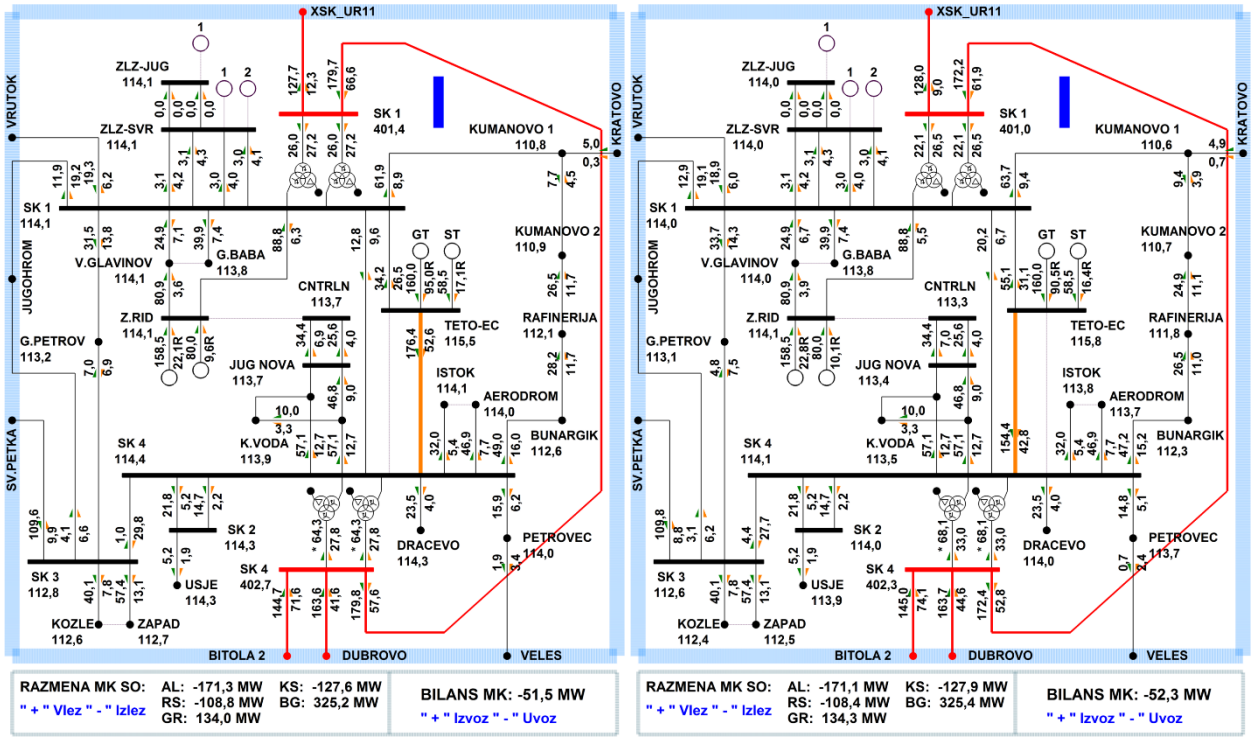
Како дополнителна варијанта на сценариото „јаглен, гас“, анализирана е изградбата и приклучокот на ТЕТО Зајчев Рид (230 MW на прагот на централата) во 2025 година. Приклучокот на електричната централа е претпоставен директно на јазолот 110 kV Зајчев Рид, кој во нормална работна состојба има вклучени две врски 110 kV кон СК4, додека КВ 110 kV Зајчев Рид – Централна Нова е исклучен заради големите струи на куси врски.

Изградбата на ТЕТО Зајчев Рид (230 MW на прагот на централата за сценариото „јаглен, гас“) и максимална ангажираност ја намалува трансформацијата на моќност на сите мрежни енергетски трансформатори 400/110 kV во ТС Скопје 5 и ТС Скопје 4 за околу 200 MW.

Влијанието на приклучокот на ТЕТО Зајчев Рид врз струите на куси врски е анализирано детално, покасно во оваа глава (поглавје 6.8), а овде се изложени само главните заклучоци. Имено, прво е потребно да се одреди вклопната состојба која обезбедува доволно ниски струи на куси врски, а потоа треба да се провери критериумот за сигурност N-1 за тековите на моќности.

Пресметката на струите на куси врски ќе покаже дека за истовремена ангажираност на новата ТЕТО Зајчев Рид и постоечката електрична централа ТЕТО треба истовремено да се секционираат собирниците 110 kV во ТС Скопје 1 и ТС Скопје 4, за да струите на куси врски во сите јазли би биле помали од 36 kA (претпоставка за потребите на студијата!). Доколку предметните собирници не би се секционирале, струите на еднофазна куса врска во јазлите 110 kV во ТС Скопје 1 и ТС Скопје 4 би биле приближно 40 kA и би била загрозена сигурноста на системот.

Освен критичните струи на куси врски, несекционирањето на собирниците 110 kV во ТС Скопје 1 и ТС Скопје 4 ја загрозува сигурноста на работата и критериумот N-1 за тековите на моќности. Со несекционирани собирници 110 kV во ТС Скопје 1 и ТС Скопје 4, при максимална ангажираност на ТЕТО Зајчев Рид, дополнително ќе се зголеми оптоварувањето на паралелните врски 110 kV ТЕТО - ТС Скопје 4, кои ќе се преоптоваруваат за критериумот N-1 (Слика 6.8).



Слика 6.8 РЕГИОН I – Загрозување на сигурноста на системот (критериум N-1) при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценариото „јаглен, гас“ со изградена ТЕТО Зајчев Рид без секционирање на 110 kV собирниците - 2025 година

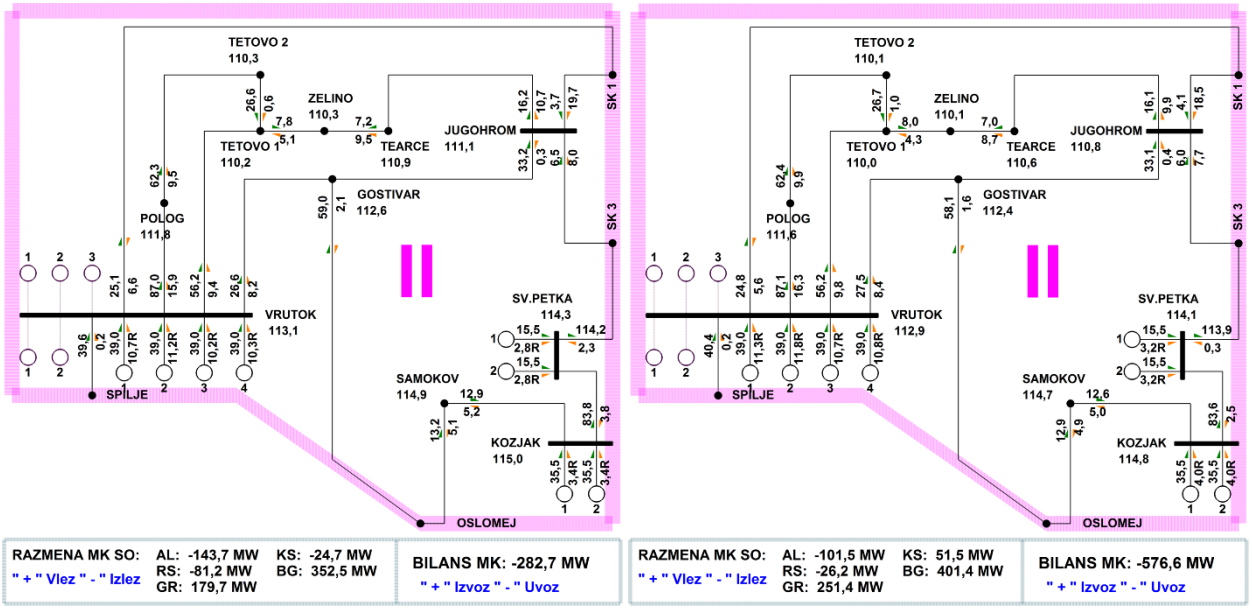
Новата електрична централа ТЕТО Зајчев Рид и постоечката електрична централа ТЕТО не смеат да бидат приклучени на иста секција 110 kV во ТС Скопје 1, заради преголемите струи на куси врски, но и заради загрозување на критериумот N-1 за тековите на моќности. За предложеното секционирање (поглавје 6.8, Слика 6.30), струите на куси врски во сите јазли се задоволително ниски, а истовремената максимална ангажираност на новата ТЕТО Зајчев Рид и постоечката ТЕТО, не ја згрозува сигурноста на системот согласно критериумот N-1. Дополнително, предложениот начин на секционирање овозможува вклучување и на КВ 110 kV Зајчев Рид – Централна Нова (само со ангажираност на ТЕТО Зајчев Рид!), со што се зголемува сигурноста на напојувањето на потрошувачите и евакуацијата на моќноста од ТЕТО Зајчев Рид.

6.3 II СЕВЕРО-ЗАПАДЕН РЕГИОН

Во периодот од 2020 до 2025 година во регионот II е планирана изградба на 110 kV ТС Желино, која ќе се гради за потребите на напојување на новата индустриска зона. Приклучокот на ТС Желино (15 MW, 5 Mvar) ќе се изведе со принципот влез/излез на постоечкиот ДВ 110 kV Тетово 1 - Теарце.

6.3.1 Оптоварување на преносната мрежа и анализа на сигурност (N-1)

Независно од сценариото за изградба на електричните централи, оптоварувањето на сите гранки и напоните на јазлите на преносната мрежа во регионот II за нормална работна состојба се во дозволените граници (Слика 6.9). Најоптоварени гранки во регионот II се ДВ 110 kV Вруток - Полог и ДВ 110 kV СК3 - Св.Петка (оптоварување 70% за двете разгледувани сценарија).



Слика 6.9 РЕГИОН II – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) – 2025 година

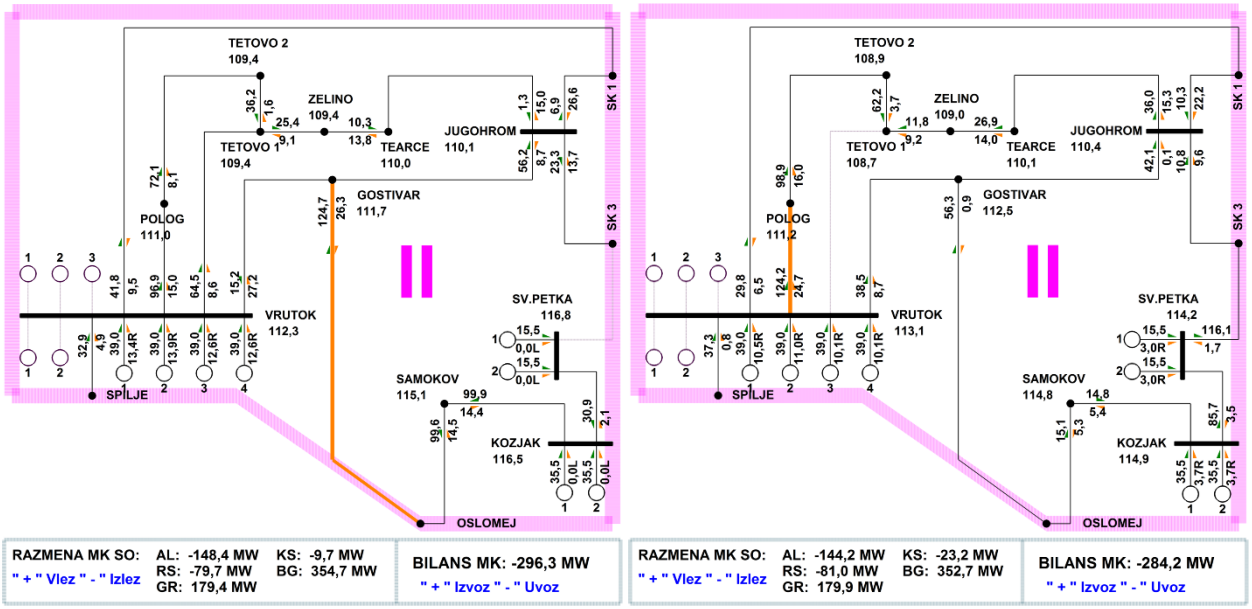
Два различни испади (критериум N-1) предизвикуваат преоптоварување (преку 100%) во преносната мрежа во регионот II (Табела 6.2). Како и во претходната анализирана 2020 година, испадот на ДВ 110 kV СК3 - Св.Петка предизвикува преоптоварување на ДВ 110 kV Гостивар - Осломеј (Слика 6.9), што е последица на изградбата и високата ангажираност на ТЕЦ Осломеј.

Втор критичен случај е испадот на ДВ 110 kV Вруток - Тетово 1 кој предизвикува преоптоварување на ДВ 110 kV Вруток - Полог (Слика 6.9). Со понатамошен испад на ДВ 110 kV Вруток – Полог, би се преоптоварила целата врска 110 kV Југохром – Теарце –Желино – Тетово 1, чие исклучување предизвикува прекин на напојувањето на ТС Теарце, ТС Желино, ТС Тетово 1, ТС Тетово 2 и ТС Полог. Преоптоварувањето е последица на порастот на оптоварувањето во регионот II, а во наредните години се очекува негово понатамошно зголемување (критериум N-1).

Двата разгледувани случаи се краткорочни и можат да се решат со редиспечинг на локалните електрични централи (ХЕЦ Св.Петка , ХЕЦ Козјак и/или ТЕЦ Осломеј за првиот случај и ХЕЦ Вруток за вториот случај), но преоптоварувањата се особено критични за влажна хидрологија и затоа долгорочните решенија се анализирани во продолжение (контролни сценарија).

Табела 6.2 РЕГИОН II – Резултати од анализата на сигурноста (N-1) при максималното зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ – 2025 година

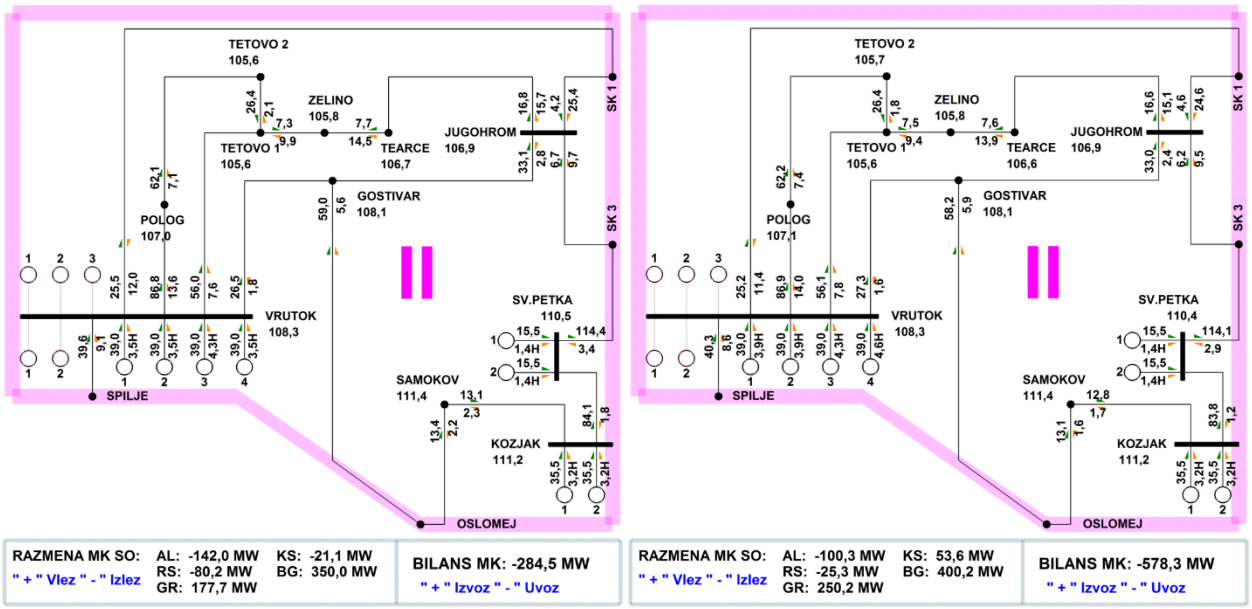
Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Опт. [%] или Напон [kV] "јаглен, гас"	"зелено"
ДВ 110 kV SK3 - Sv. Petka	ДВ 110 kV Gostivar - Oslomej	123 MVA	**102%**	**102%**
ДВ 110 kV Vrutok - Tetovo 1	ДВ 110 kV Vrutok - Polog	123 MVA	**100%**	**101%**
ДВ 110 kV Gostivar - Oslomej	ДВ 110 kV Kozjak - Sv. Petka	123 MVA	92%	91%
	ДВ 110 kV SK3 - Sv. Petka	157 MVA	91%	90%



Слика 6.10 РЕГИОН II – Текови на моќност и напонски прилики при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценариото „јаглен, гас“ за случај на испад на ДВ 110 kV СК3 - Св.Петка (сликата лево) и ДВ 110 kV Вруток - Тетово 1 (сликата десно) – 2025 година

6.3.2 Контрола на напонските прилики и регулацијата на реактивната моќност

За случајот кога електричните централи работат во режим на производство на чисто активна моќност (фактор на моќност на прагот на електричната централа ≈ 1,0) напоните на поединечните 110 kV јазли во регионот II се пониски, но и понатаму се во рамките на дозволените граници (Слика 6.11) за нормална работна состојба и критериум N-1. Од аспект на минимални загуби и оптимални напони во преносната мрежа, пожелно е електричните централи активно да учествуваат во регулацијата на напоните и тековите на реактивна моќност, дури и кога напоните се во дозволените граници.



Слика 6.11 РЕГИОН II - Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) без придонес на електричните централи во регулацијата на напонот – 2025 година

6.3.3 Контролни сценарија на развојот

Сценарио со пониска стапка на пораст на оптоварувањето (Сценарио В)

Како што беше нагласено при анализата на сценариото А, преоптоварувањето на ДВ 110 kV Врутоκ - Полог (критериум N-1) е условено од порастот на оптоварувањето во регионот II, што не е случај во сценариото В, односно за ова сценарио не доаѓа до преоптоварување на ДВ 110 kV Врутоκ - Полог при испад на ДВ 110 kV Врутоκ - Тетово 1. За нивото на оптоварување во сценариото В (1663 MW),предметниот ДВ 110 kV врутоκ - Полог е високо оптоварен (96%) за критериумот N-1.

Максимално летно оптоварување

Независно од сценариото „јаглен, гас“ или „зелено“, како и при придонесот на електричните централи во регулацијата на напоните (фактор на моќност на прагот на електричните централи ≈ 1,0), оптоварувањето на сите гранки и напоните на јазлите во преносната мрежа за регионот II за нормална работна состојба и критериумот N-1 се во рамките на дозволените граници за максимално летно оптоварување (1367 MW).

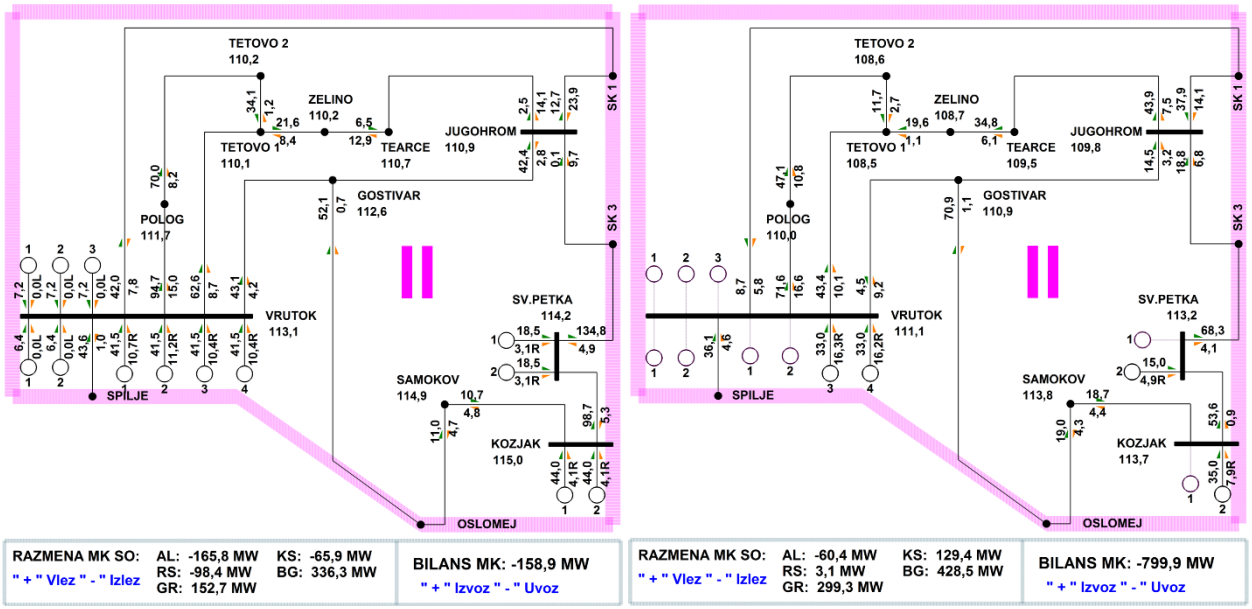
Изградба на мали електрични централи приклучени на дистрибутивната мрежа

Приклучувањето на електричните централи на дистрибутивната мрежа ги намалува оптоварувањата на ТС 110/x. Анализите покажаа дека намалувањето на максималното зимско оптоварување (Сценарио А и Сценарио В) за 70 MW во 2025 година и максималното летно оптоварување за 95 MW во 2025 година има позитивно влијание на намалување на карактеристичните преоптоварувања и високите оптоварувања во регионот II (ДВ 110 kV Врутоκ - Полог за критериум N-1).

Влажна и сува хидрологија

За влажна хидролошка година е претпоставена максимална ангажираност на ХЕЦ во сите региони (вкупно 567 MW), со што се проверува можноста за евакуација на вкупната моќност на производството на сите ХЕЦ при максимално зимско оптоварување. Анализиран е и режимот на работа при сува хидрологија со намалена ангажираност на ХЕЦ (вкупно 213 MW) при максимално зимско оптоварување (за сценарио „зелено“ вкупниот увоз за потребите на РМ изнесува 800 MW).

За нормална работна состојба со максимална и минимална ангажираност на ХЕЦ (влажна и сува хидрологија), оптоварувањата на гранките и напоните на јазлите во преносната мрежа во регионот II се во дозволените граници. „Потежок“ случај за преносната мрежа во регионот II е максималната ангажираност на сите ХЕЦ. Во нормална работна состојба најоптоварен вод 110 kV во регионот II е ДВ 110 kV СК3 - Св.Петка (оптоварување 83%), како што е прикажано на сликата (Слика 6.12). Со оглед на високиот увоз на моќност за сува хидрологија и сценарио „зелено“ (800 MW), минималната ангажираност на ХЕЦ не е критичен случај за сигурноста на преносната мрежа во регионот II и затоа нема понатаму да се разгледува.



Слика 6.12 РЕГИОН II – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ и влажна хидрологија (сликата лево) и за сценарио „зелено“ и сува хидрологија (сликата десно) – 2025 година

Анализата на сигурноста (критериум N-1) покажа (Табела 6.3) дека максималната ангажираност на ХЕЦ и дополнително ги зголемува вредностите на преоптоварувањата и високите оптоварувања на водовите 110 kV во регионот II, кои беа присутни и при анализата за нормална хидрологија. Заради изградбата и ангажираноста на ТС Осломеј и максималната ангажираност на ХЕЦ, се зголемува вредноста на преоптоварувањето на ДВ 110 kV Гостивар - Осломеј (критериум N-1), ДВ 110 kV Вруток - Полог (критериум N-1), а дополнително се преоптоваруваат ДВ 110 kV Козјак - Св.Петка , ДВ 110 kV СК3 - Св.Петка, како и ДВ 110 kV Кичево - Осломеј (107%) во регионот IV, што не беше случај при нормална хидрологија.

Табела 6.3 РЕГИОН II – Резултати од анализата на сигурноста (N-1) при максимално зимско преоптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ со максимална ангажираност на ХЕЦ (влажна хидрологија) – 2025 година

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Опт. [%] или Напон [kV] "јаглен, гас"	"зелено"
ДВ 110 kV SK3 - Sv. Petka	ДВ 110 kV Gostivar - Oslomej	123 MVA	**106%**	**106%**
	ДВ 110 kV Oslomej - Samokov	123 MVA	96%	96%
	ДВ 110 kV Samokov - Kozjak	123 MVA	97%	97%
ДВ 110 kV Gostivar - Oslomej	ДВ 110 kV Kozjak - Sv. Petka	123 MVA	**100%**	99%
	ДВ 110 kV SK3 - Sv. Petka	157 MVA	**101%**	**100%**

ДВ 110 kV Kičevo - Oslomej	ДВ 110 kV Kozjak - Sv. Petka	123 MVA	95%	95%
	ДВ 110 kV SK3 - Sv. Petka	157 MVA	97%	97%
ДВ 110 kV Bitola 1 - Sopotnica	ДВ 110 kV SK3 - Sv. Petka	157 MVA	90%	90%
ДВ 110 kV Kičevo - Sopotnica	ДВ 110 kV SK3 - Sv. Petka	157 MVA	90%	90%
ДВ 110 kV Vrutok - Tetovo 1	ДВ 110 kV Vrutok - Polog	123 MVA	**109%**	**110%**
	ДВ 110 kV Polog - Tetovo 2	123 MVA	90%	90%
ДВ 110 kV Vrutok - Polog	ДВ 110 kV Vrutok - Tetovo 1	123 MVA	98%	98%

Во краткорочен период, сите гранични случаи на високо оптоварување и преоптоварување можат да се решат со намалување на производството на локалните електрични централи. Долгорочните решенија се анализирани во продолжение:

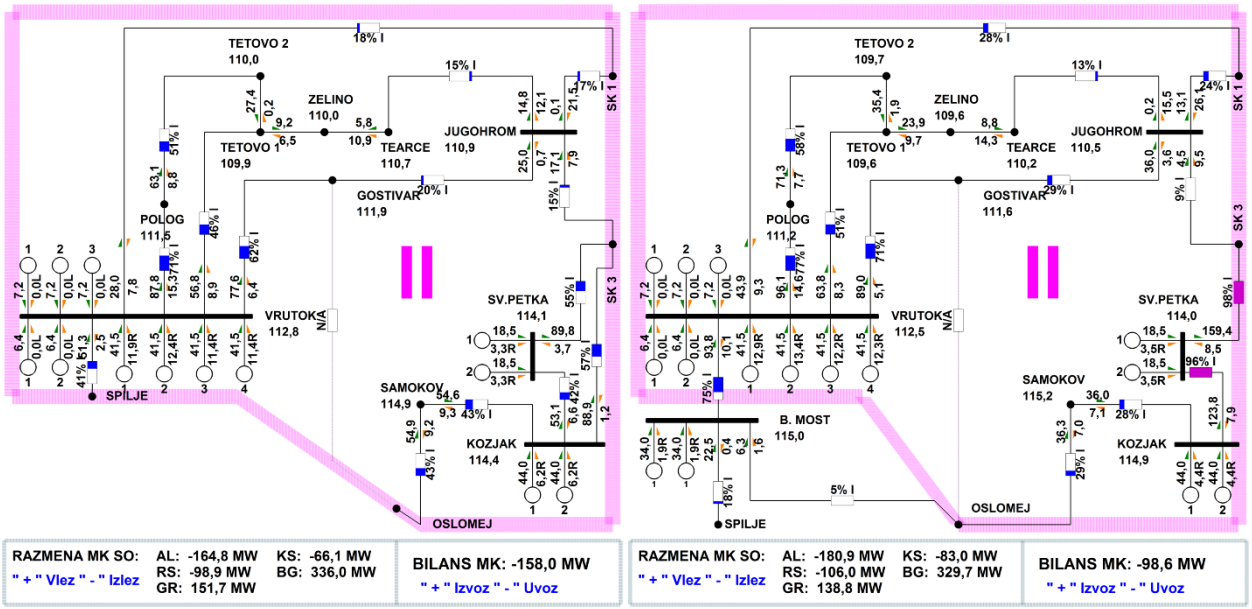
Преоптоварување на ДВ 110 kV Гостивар - Осломеј и ДВ 110 kV СК3 - Св.Петка

Наведените преоптоварувања (критериум N-1) се меѓусебно условени, а нивното решение се разгледува преку споредба на две варијанти за изградба на водови во преносната мрежа:

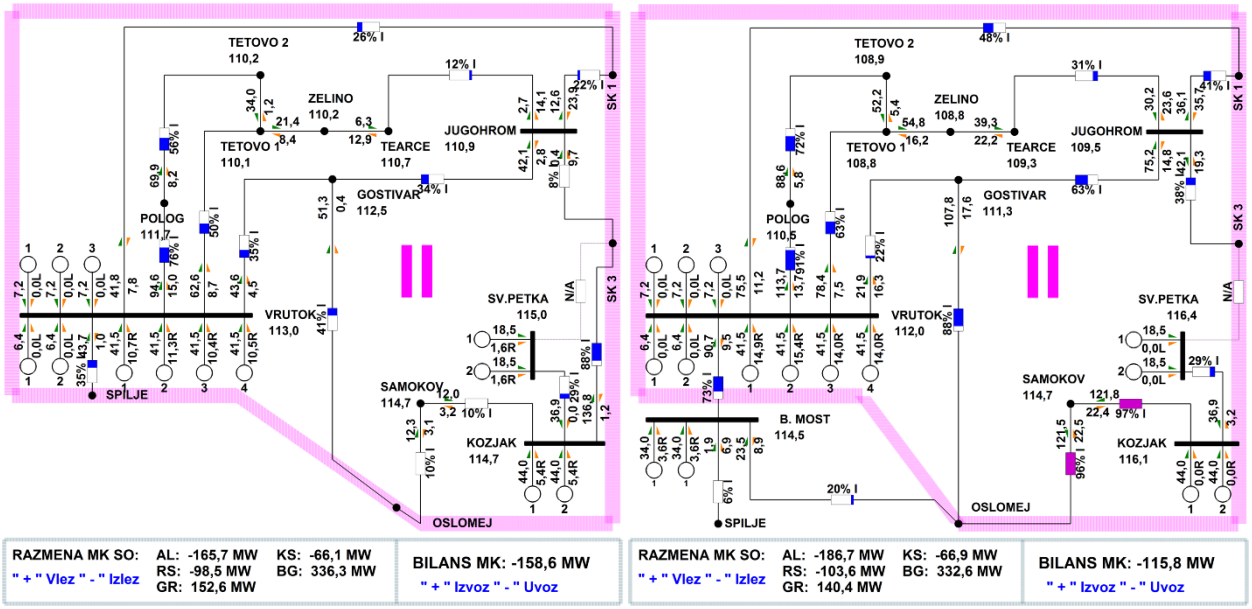
1. **Изградба на ДВ 110 kV ХЕЦ Козјак - СК 3**
2. **Изградба на ДВ 110 kV ХЕЦ Шпиље (ХЕЦ Бошков Мост) - ТЕЦ Осломеј**

Првата варијанта претпоставува изградба на ДВ 110 kV ХЕЦ Козјак - СК3, кој ќе го намали оптоварувањето на високо оптовареният ДВ 110 kV СК3 - Св.Петка и потполно ќе го елиминира критичното пренасочување на производството на ХЕЦ Козјак, ХЕЦ Св.Петка и ТЕЦ Осломеј за критериумот N-1. Втората варијанта на решението претпоставува изградба на нова врска 110 kV помеѓу ХЕЦ Шпиље (ХЕЦ Бошков Мост) и ТЕЦ Осломеј и е тесно поврзана со изградбата и приклучокот на ХЕЦ Бошков Мост (2030 година). За да се споредат двете варијанти на решението на проблемот, претпоставена е изградба на врска 110 kV помеѓу ХЕЦ Шпиље (ХЕЦ Бошков Мост) и ТЕЦ Осломеј веќе во 2025 година.

На сликите во продолжение (Слика 6.13, Слика 6.14) е прикажан случајот при испад на ДВ 110 kV Гостивар - Осломеј и ДВ 110 kV СК3 - Св.Петка за двете варијанти на решението на проблемот. Со изградбата на ДВ 110 kV ХЕЦ Козјак - СК3 во потполност се решава разгледуваниот проблем, додека истото не важи за изградбата на врската 110 kV помеѓу ХЕЦ Шпиље (ХЕЦ Бошков Мост) и ТЕЦ Осломеј, каде и понатаму е присутен проблемот со високите оптоварувања/граничните преоптоварувања во разгледуваниот регион.



Слика 6.13 РЕГИОН II – Споредба на резултатите за сценарио „јален, гас“ со влажна хидрологија и исклучен ДВ 110 kV Гостивар - Осломеј со изграден ДВ 110 kV ХЕЦ Козјак - СК3 (слика лево) и ДВ 110 kV ХЕЦ Шпиље (ХЕЦ Бошков Мост) - ТЕЦ Осломеј (слика десно) – 2025 година



Слика 6.14 РЕГИОН II – Споредба на резултатите за сценарио „јален, гас“ со влажна хидрологија и исклучен ДВ 110 kV СК3 - Св.Петка со изграден ДВ 110 kV ХЕЦ Козјак - СК3 (слика лево) и ДВ 110 kV ХЕЦ Шпиље (ХЕЦ Бошков Мост) - ТЕЦ Осломеј (слика десно) – 2025 година

Преку споредба на резултатите за критериумот N-1 помеѓу двете разгледувани варијанти на решението (Табела 6.4), може да се заклучи дека со изградбата на ДВ 110 kV ХЕЦ Козјак - СК3 долгорочно се решава проблемот на преоптоварување на ДВ 110 kV Гостивар - Осломеј и ДВ 110 kV СК3 - Св.Петка и проблемот на локалните високи оптоварувања. Варијантата со изградба на ДВ 110 kV ХЕЦ Козјак - СК3 позитивно делува и на намалување на загубите во преносната мрежа. За разгледуваниот случај на врвно оптоварување на системот, изградбата на ДВ 110 kV ХЕЦ Козјак - СК3 ги намалува загубите во преносната мрежа за околу 7% (2,6 MW за врвно оптоварување и

влажна хидрологија), додека изградбата на ДВ 110 kV ХЕЦ Шпиље (ХЕЦ Бошков Мост) - ТЕЦ Осломеј[9] нема значително влијание на намалувањето на загубите во преносната мрежа, заради ниската оптовареност при нормална работна состојба.

Табела 6.4 РЕГИОН II – Споредба на резултатите од анализата на сигурност (критериум N-1) за сценариото „јаглен, гас“ и влажна хидрологија за двете варијанти на решението на проблемот со преоптоварувањето на ДВ 110 kV Гостивар - Осломеј и ДВ 110 kV СК3 - Св.Петка - 2025 година

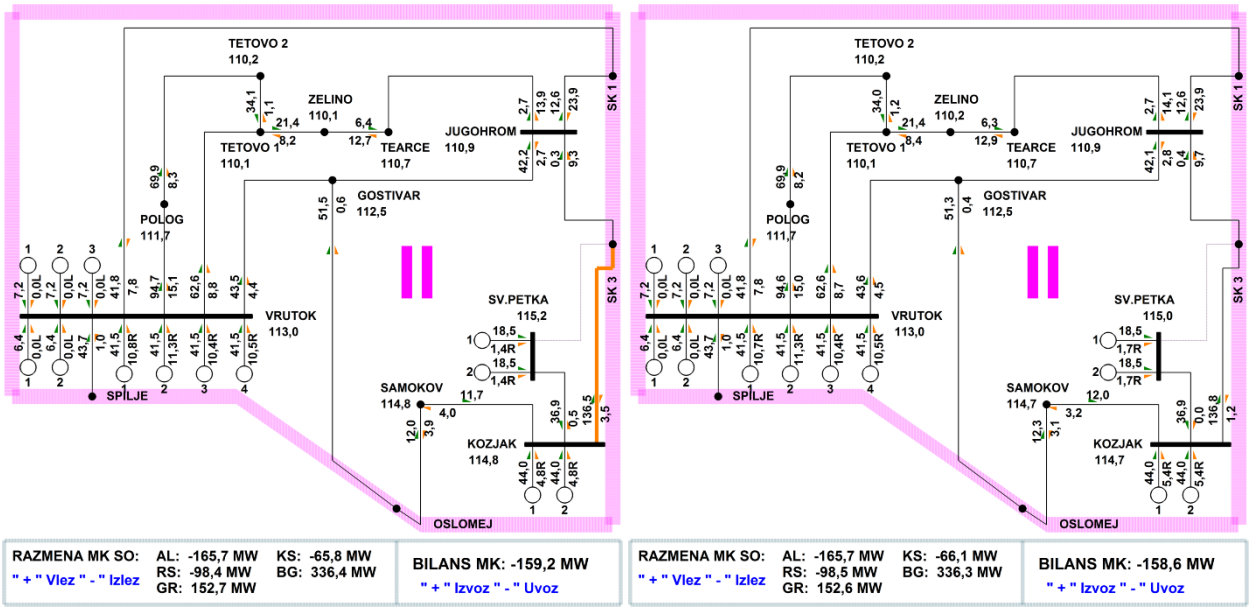
Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување	Опт. [%] или Напон [kV]		
		[MVA] или [kV]	Почетна состојба	R1*	R2**
ДВ 110 kV SK3 - Sv. Petka	ДВ 110 kV Gostivar - Oslomej	123 MVA	**106%**	**41%**	**88%**
	ДВ 110 kV Oslomej - Samokov	123 MVA	96%	10%	96%
	ДВ 110 kV Samokov - Kozjak	123 MVA	97%	10%	97%
ДВ 110 kV Gostivar - Oslomej	ДВ 110 kV Kozjak - Sv. Petka	123 MVA	**100%**	**42%**	**96%**
	ДВ 110 kV SK3 - Sv. Petka	157 MVA	**101%**	**55%**	**98%**
ДВ 110 kV Kičevo - Oslomej	ДВ 110 kV Kozjak - Sv. Petka	123 MVA	95%	41%	99%
	ДВ 110 kV SK3 - Sv. Petka	157 MVA	97%	54%	**100%**
ДВ 110 kV Bitola 1 - Sopotnica	ДВ 110 kV Kozjak - Sv. Petka	123 MVA	86%	36%	93%
	ДВ 110 kV SK3 - Sv. Petka	157 MVA	90%	51%	95%
ДВ 110 kV Kičevo - Sopotnica	ДВ 110 kV Kozjak - Sv. Petka	123 MVA	87%	37%	94%
	ДВ 110 kV SK3 - Sv. Petka	157 MVA	90%	51%	96%

* Решение 1: Изградба на ДВ 110 kV ХЕЦ Козјак - СК3

** Решение 2: Изградба на ДВ 110 kV ХЕЦ Шпиље (ХЕЦ Бошков Мост) - ТЕЦ Осломеј

За изградбата на ДВ 110 kV ХЕЦ Козјак - СК3 (должина ≈ 25 km) мораат да се користат спроводници со поголема трајно дозволена моќност (ACSR 360/57 mm^2, 157 MVA или AAAC-Z 324 mm^2, 149 MVA), бидејќи со користење на стандардните ACSR 240/40 mm^2 (123 MVA) ќе дојде до преоптоварување на ДВ 110 kV ХЕЦ Козјак - СК3 (107%) за случајот на испад на ДВ 110 kV Св.Петка - СК3, како што е прикажано на сликата лево (Слика 6.15). На сликата десно е прикажан истиот случај на испад, но со користење AAAC-Z 324 mm^2 и оптоварување ДВ 110 kV ХЕЦ Козјак - СК3 од 88%.

[9] Споредбата на загубите помеѓу варијантите мора да се изведе за ист биланс на моќност во РМ. За претпоставената изградба на ДВ 110 kV ХЕЦ Шпиље ХЕЦ (Б. Мост) – ТЕЦ Осломеј не е земена предвид ангажираноста на ХЕЦ Бошков Мост.



Слика 6.15 РЕГИОН II – Споредба на резултатите за сценариото „јаглен, гас“ и влажна хидрологија со исклучен ДВ 110 kV СК3 - Св.Петка и изграден ДВ 110 kV ХЕЦ Козјак - СК3 со спроводници ACSR 240/40 mm² (слика лево) и спроводници AAAC-Z 324 mm² (слика десно) - 2025 година

Преоптоварувањето на ДВ 110 kV Гостивар - Осломеј и ДВ 110 kV СК3 - Св.Петка (критериум N-1) е присутно и во референтното и во контролните сценарија. Заради сигурноста на работата на регионот II и за потребите на студијата, изградбата на ДВ 110 kV ХЕЦ Козјак - СК3 се предвидува за конечна состојба во 2025 година.

Преоптоварување на ДВ 110 kV Вруток -Полог

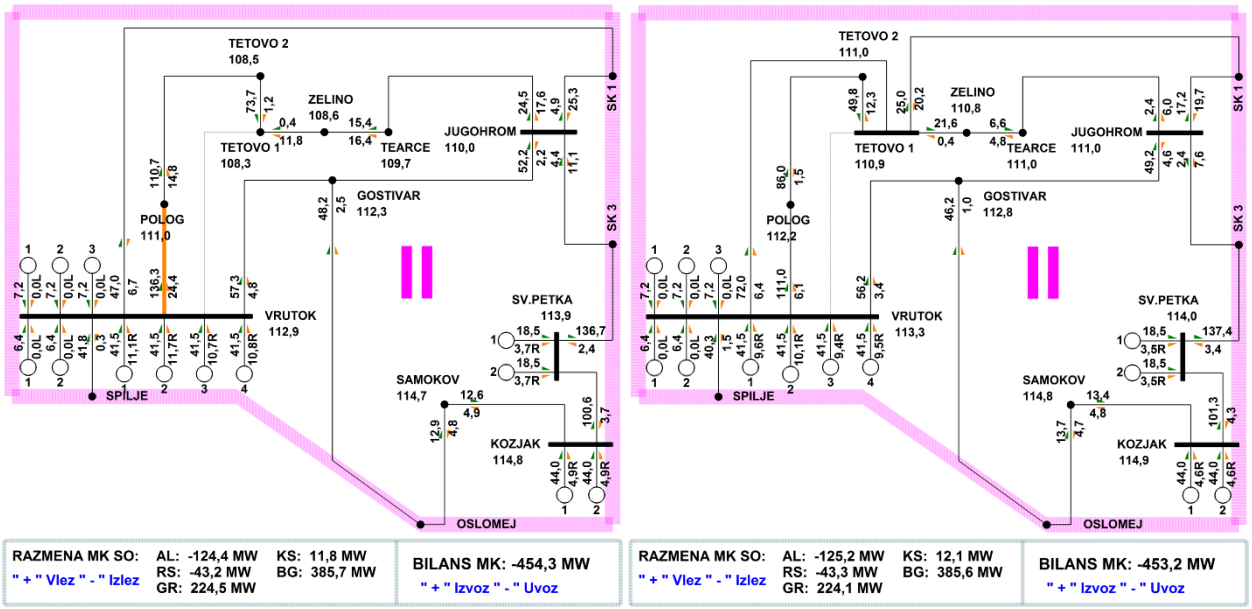
Со минимален зафат во преносната мрежа може да се реши проблемот со преоптоварување на ДВ 110 kV Вруток - Полог (критериум N-1). Со приклучување на постоечкиот ДВ 110 kV Вруток - СК1 во 110 kV ТС Тетово 1 по принципот влез/излез, се создава нова врска 110 kV помеѓу ТС Тетово 1 и ТС Вруток. Пред приклучувањето на споменатиот вод во 110 kV ТС Тетово 1, преоптоварувањето на ДВ 110 kV Вруток - Полог (критериум N-1) би изнесувало 110% (Табела 6.3). После приклучувањето на водот за случајот на испад на постоечкиот ДВ 110 kV Вруток - Тетово 1, оптоварувањето на ДВ 110 kV Вруток - Полог би изнесувало 88% за сценариото „зелено“ со максимална ангажираност на ХЕЦ, како што е прикажано на (Табела 6.5, Слика 6.16).

Преоптоварувањето на ДВ 110 kV Вруток - Полог (критериум N-1) е присутно и во референтното и во контролните сценарија. Заради сигурноста на работата во регионот II и за потребите на студијата, зафатот за приклучување на ДВ 110 kV Вруток - СК1 во 110 kV ТС Тетово 1 се предвидува за конечна состојба за 2025 година.

Табела 6.5 РЕГИОН II – Споредба на резултатите од анализата на сигурноста (критериум N-1) за сценариото „јаглен, гас“ и влажна хидрологија за решение на проблемот со преоптоварување на ДВ 110 kV Вруток - Полог - 2025 година

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Опт. [%] или Напон [kV]	
			Почетна состојба	R*
ДВ 110 kV Vrutok - Tetovo 1	ДВ 110 kV Vrutok - Polog	123 MVA	109%	88%
	ДВ 110 kV Polog - Tetovo 2	123 MVA	90%	69%
ДВ 110 kV Vrutok - Polog	ДВ 110 kV Vrutok - Tetovo 1	123 MVA	98%	70%

* Решение: Влез/Излез на ДВ 110 kV Вруток - СК1 во 110 kV ТС Тетово 1



Слика 6.16 РЕГИОН II – Текови на моќности и напонски прилики за случајот на исклучување на ДВ 110 kV Вруток - Тетово 1 при максимално врвно оптоварување (Сценарио А) со максимална ангажираност на ХЕЦ без (слика лево) и со (слика десно) влез/излез на ДВ 110 kV Вруток - СК1 во ТС Тетово 1 - 2025 година

Неизградба на нов директен потрошувач

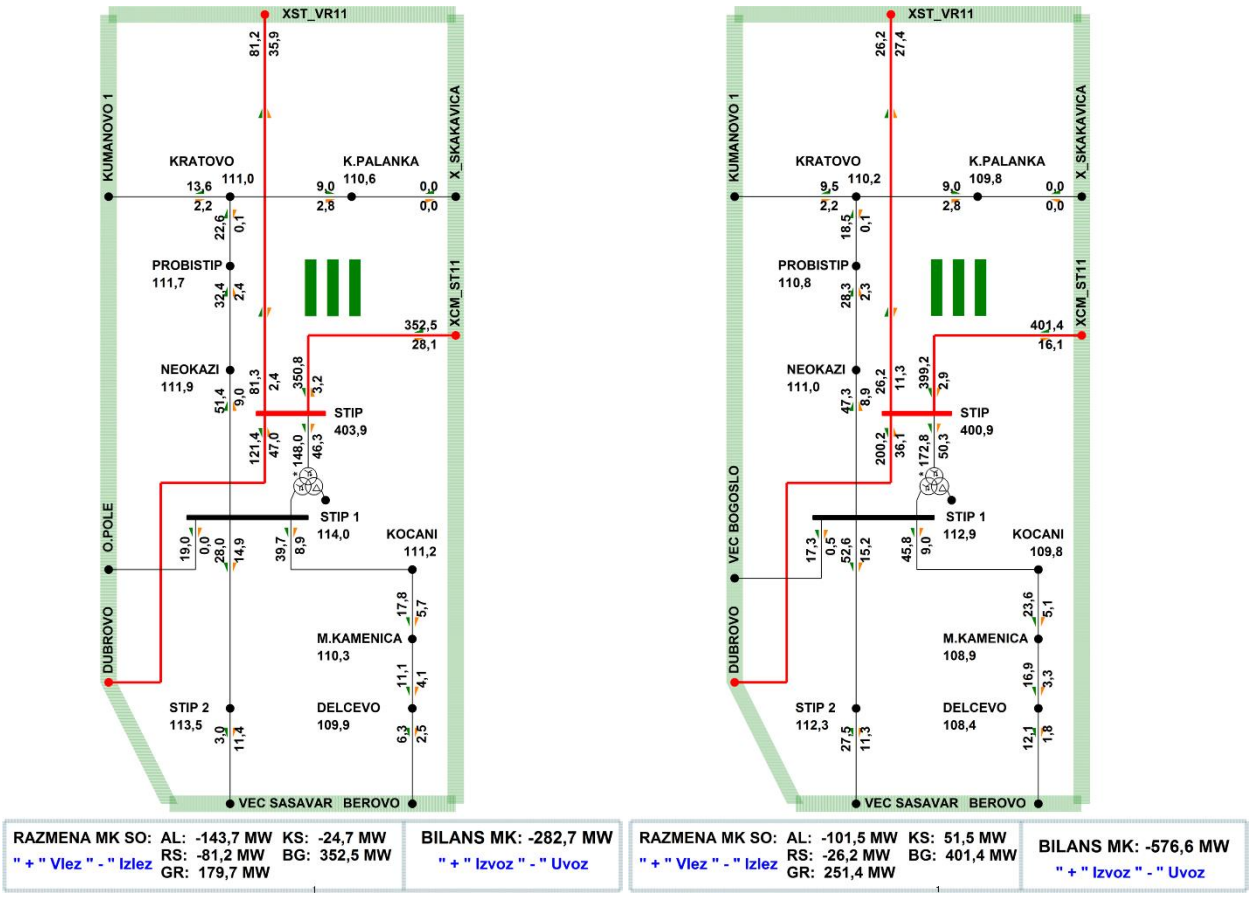
Приклучокот на новите директни потрошувачи во одредена мерка е неизвесен и затоа се изведува анализа на развојот на преносната мрежа без изградба на ТС Желино. Во случај на неизградба на ТС Желино, оптоварувањето во регионот II би се намалило за 15 MW и исклучувањето на ДВ 110 kV Вруток - Тетово 1 нема да доведе до преоптоварување на ДВ 110 kV Вруток – Полог, туку само негово високо оптоварување (96%). Без изградбата на ТС Желино краткорочно може да се одложи приклучувањето на ДВ 110 kV Вруток - СК1 во ТС Тетово 1, кое сепак е нужно заради очекуваниот пораст на оптоварувањето во регионот II.

6.4 III СЕВЕРО-ИСТОЧЕН РЕГИОН

Во регионот III до 2025 година не е планирана изградба на нови објекти на преносната мрежа.

6.4.1 Оптоварување на преносната мрежа и анализа на сигурноста (N-1)

Независно од изградбата на електричните централи, за нормална работна состојба оптоварувањето на сите гранки и напоните на јазлите во регионот III од преносната мрежа се во дозволените граници (Слика 6.17). Најоптоварена гранка во регионот III е ДВ 110 kV Штип 1 - Неокази (оптоварување 54% за сценариото „јаглен, гас“) и ТР 400/110 kV во ТС Штип (оптоварување 60% за сценариото „зелено“ без ТЕЦ Неготино).

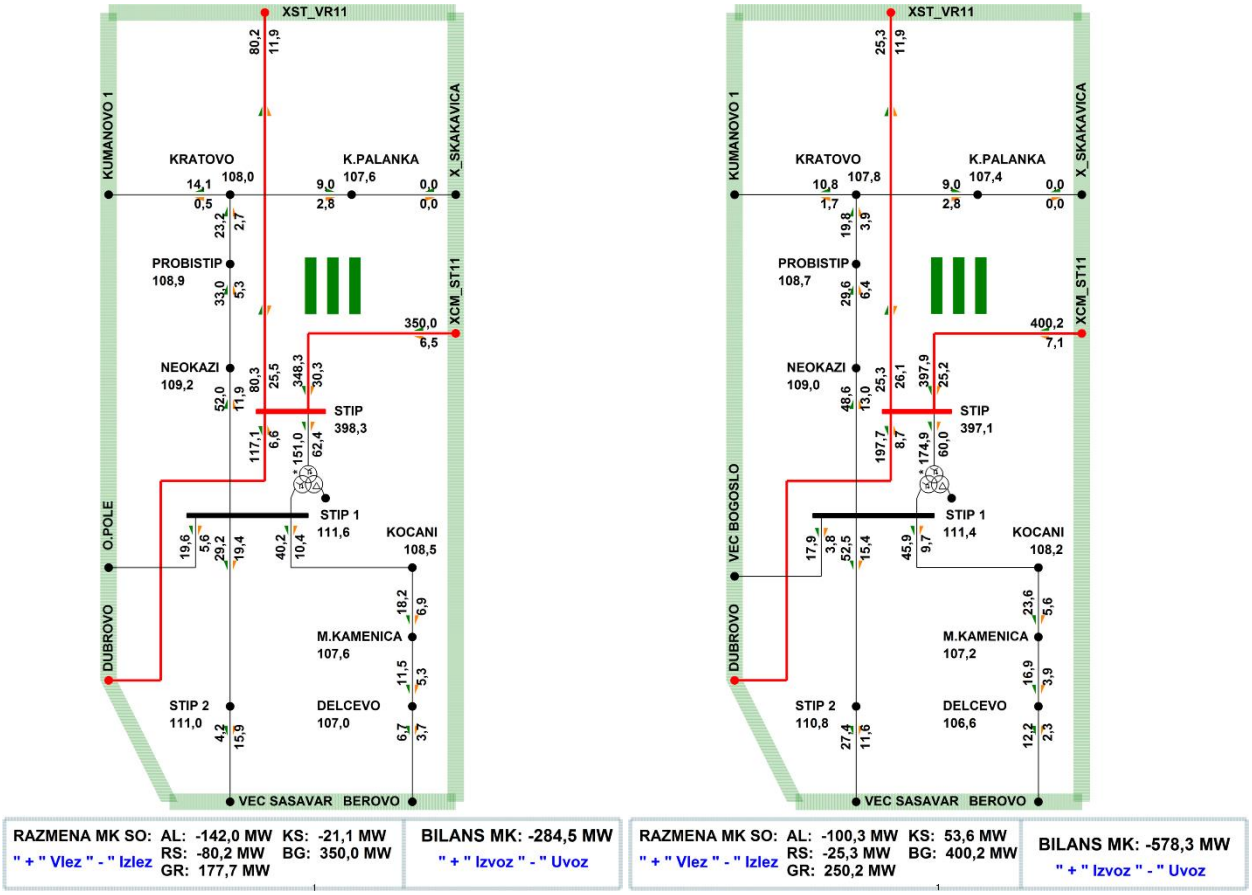


Слика 6.17 РЕГИОН III – Токови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) – 2025 година

Пресметката на анализата на сигурност (критериум N-1) покажа дека независно од сценариото за изградба на електричните централи, во регионот III нема критични испади кои предизвикуваат преоптоварување во мрежата, а сите напони на јазлите се во дозволените граници.

6.4.2 Контрола на напонските прилики и регулација на реактивната моќност

За случајот кога електричните централи во остатокот на системот работат во режим на производство на чисто активна моќност (фактор на моќност на прагот на централите ≈ 1,0), напоните на јазлите 110 kV во регионот III се пониски, но и понатаму се во дозволените граници за нормалната вклопна состојба (Слика 6.18).



Слика 6.18 РЕГИОН III – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) без придонес на електричните централи во регулацијата на напоните - 2025 година

Со фактор на моќност на прагот на електричните централи ≈ 1,0, доаѓа до проблеми со напоните на одредени јазли за критериумот N-1 во 110 kV мрежа во регионот III и регионот VI. Критични испади во регионот III се испадите на гранките кои се инцидентни со јазолот 110 kV во ТС Штип (ТР 400/110 kV во ТС Штип, ДВ 110 kV Штип 1 - Неокази и ДВ 110 kV Штип 1 - Кочани), како што е прикажано во табелата (Табела 6.6). Со испад на споменатите гранки се формираат долги радијални врски 110 kV, поради што ТС и на краевите на тие врски имаат многу ниски напони.

Табела 6.6 РЕГИОН III – Резултати од анализата на сигурност (N-1) при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ без придонес на електричните централи во регулацијата на напоните - 2025 година

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Опт. [%] или Напон [kV] "јаглен, гас"	Опт. [%] или Напон [kV] "зелено"
ДВ 110 kV Kočani - Štip 1	ТС Кочани 110 kV	99 - 121 kV	**97,3**	**96,6**
	ТС М. Каменица 110 kV	99 - 121 kV	**98,1**	**97,4**
ДВ 110 kV Neokazi - Štip 1	ТС Неокази 110 kV	99 - 121 kV	**97,7**	**97,5**
	ТС Пробиштип 110 kV	99 - 121 kV	**97,9**	**97,8**
ТР 400/110 kV Štip	ТС Делчево 110 kV	99 - 121 kV	99,3	**98,4**
	ТС Кочани 110 kV	99 - 121 kV	99,7	**98,8**
	ТС М. Каменица 110 kV	99 - 121 kV	99,4	**98,4**

Многу ниските напони (критериум N-1) се особено критични за сценариото „зелено“, што краткорочно може да се елиминира со користење на регулација на напоните на постоечките мрежни трансформатори 400/110 kV во ТС Скопје 5 и во ТС Штип[10]. Со користење на подолжната регулација на напоните на мрежните ТР 400/110 kV, краткорочно може сите напони да се сведат во дозволените граници. Сепак, оваа диспечерска мерка е оправдана само за регулација на напоните кои се електрично блиску до споменатите трансформатори. Во спротивно, може да дојде до значително зголемување на тековите на реактивни моќности на мрежните ТР 400/110 kV (до ниво на критично оптоварување), што ја загрозува сигурноста на системот. Овој проблем особено ќе се интензивира со зголемување на оптоварувањето на системот, кога заради поголемиот пад на напонот (критериум N-1) потребно е да се променат повеќе положби на регулационите преклопки за постигнување на посакуваните вредности на напоните.

За случајот на испад на ДВ 110 kV Штип 1 – Неокази, многу ниските напони можат краткорочно да се елиминираат со користење на подолжната регулација на напоните на мрежните ТР 400/110 kV во ТС Скопје 5 и тоа со минимална промена на преносниот однос на мрежните енергетски трансформатори. Долгорочно изградбата на нови напојни јазли (пример ТС 400/110 kV Куманово) позитивно би делувала на многу ниските напони за разгледуваниот испад.

Позначително користење на подолжната регулација на ТР 400/110 kV во ТС Штип е карактеристично за испад на ДВ 110 kV Кочани - Штип 1, бидејќи ТС Кочани е електрично „далеку“ од мрежниот ТР 400/110 kV во ТС Штип за разгледуваниот испад. Особено е критичен случајот на испад на трансформаторот ТР 400/110 kV во ТС Штип, бидејќи тогаш целокупните регион III и регион VI се напојуваат од далечните ТС 400/110 kV (вкупно 6 јазли со напон помал од 99 kV). Краткорочно може да се користи диспечерска мерка за регулација на напоните на мрежните ТР 400/110 kV во ТС Скопје 5, но долгорочно е потребно да се разгледаат трајни решенија, што ќе биде анализирано во продолжение. Влијанието на користењето на подолжната регулација на напоните кај мрежните трансформатори 400/110 kV за најкритичните напони во 110 kV мрежата во регионот III (критериум N-1), прикажано е во табелата (Табела 6.7), за неколку положби на регулационата преклопка.

Табела 6.7 РЕГИОН III – Влијание на подолжната регулација на напоните на мрежните ТР 400/110 kV на најкритичните напони (критериум N-1) за сценариото „зелено“ при максимално зимско оптоварување - 2025 година

Испаднат елемент	Најкритичниот Елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Напон [kV] "зелено"	Регулација ТР 400/110 kV Положба	Мрежен ТР
ДВ 110 kV Kočani - Štip 1	ТС Кочани 110 kV	99 - 121 kV	**96,6**	(0) 400/115	ТР во ТС Штип
			98,2	(3) 385/115	
			99,9	(6) 370/115	
			102,3	(10) 350/115	
ДВ 110 kV Štip 1 - Neokazi	ТС Неокази 110 kV	99 - 121 kV	**97,5**	(0) 400/115	ТР1 и ТР2 во ТС Скопје 5
			100,1	(3) 385/115	
			102,8	(6) 370/115	
			106,5	(10) 350/115	
ТР 400/110 kV Štip	ТС Делчево	99 - 121 kV	**98,4**	(0) 400/115	ТР1 и ТР2 во ТС Скопје 5
			99,3	(3) 385/115	
			100,1	(6) 375/115	
			101,3	(10) 350/115	

[10] Во постоечката преносна мрежа во РМ, мрежниот ТР 400/110 kV во ТС Штип и двата мрежни ТР 400/110 kV во ТС Скопје 5 имаат можност за подолжна регулација на напоните под оптоварување (OLTC) со опсег на регулација на 400 kV страна од -10x1,25% (350 kV) до +6x1,25% (430 kV).

6.4.3 Контролни сценарија на развојот

Сценарио со пониска стапка на пораст на оптоварувањето (Сценарио B)

За нивото на оптоварување во сценариото B (1663 MW) нема значителни разлики во резултатите за тековите на моќности и напонските прилики во регионот III од преносната мрежа (нормална работна состојба и критериум N-1) во однос на сценариото A (1779 MW).

Максимално летно оптоварување

За максималното летно оптоварување (1537 MW) во регионот III критични се многу ниските напони во мрежата 110 kV за критериумот N-1 и еден случај на високо оптоварување, како што е прикажано во табелата (Табела 6.8). Како и претходно, со испад на водовите 110 kV кои се поврзани со јазолот 110 kV Штип 1, се создаваат долги радијални врски 110 kV, што предизвикува многу ниски напони во регионот III кои можат да доведат до напонски колапс. При испад на ДВ 110 kV Бучим – Радовиш, значително се оптоварува ДВ 110 kV Кочани - Штип 1 (оптоварување 94%). Постоечкиот ДВ 110 kV Кочани - Штип 1 (ACSR 150/25 mm^2, 93 MVA) е изграден во 1968 година и затоа во периодот кој следи треба да се реконструира[11], со што ќе се елиминира високата оптовареност.

Табела 6.8 РЕГИОН III – Резултати од анализата на сигурноста (N-1) при максимално летно оптоварување за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ - 2025 година

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Опт. [%] или Напон [kV] "јаглен, гас"	Опт. [%] или Напон [kV] "зелено"
ДВ 110 kV Bučim - Radoviš	ДВ 110 kV Kočani - Štip 1	93 MVA	94%	94%
ДВ 110 kV Kočani - Štip 1	ТС Кочани 110 kV	99 - 121 kV	**90,2**	**90,2**
	ТС Делчево 110 kV	99 - 121 kV	**92,0**	**92,0**
	ТС М. Каменица 110 kV	99 - 121 kV	**93,7**	**93,7**
ДВ 110 kV Neokazi - Štip 1	ТС Неокази 110 kV	99 - 121 kV	**97,8**	**98,1**
	ТС Пробиштип 110 kV	99 - 121 kV	**98,0**	**98,4**
ТР 400/110 kV во ТС Штип	ТС Делчево 110 kV	99 - 121 kV	**95,7**	**95,5**
	ТС Кочани 110 kV	99 - 121 kV	**96,0**	**95,8**
	ТС М. Каменица 110 kV	99 - 121 kV	**95,8**	**95,7**
	ТС Неокази 110 kV	99 - 121 kV	**98,8**	**98,7**
	ТС Пробиштип 110 kV	99 - 121 kV	**98,9**	**98,9**

За разлика од референтното сценарио со врвно оптоварување, при максималното летно оптоварување диспечерската мерка со промена на преносниот однос на мрежните ТР 400/110 kV за случајот на испад на ДВ 110 kV Кочани - Штип 1 и ТР 400/110 kV во ТС Штип не е доволна за сведување на напоните во дозволените граници (Табела 6.9). Дополнително, крајните положби на регулационите преклопки доведуваат до преоптоварување на ТР 400/110 kV во ТС Штип, заради преголемите текови на реактивна моќност.

Многу ниските напони за истите критични испади (критериум N-1), истовремено се присутни и во регионот III и регионот VI. Во регионот VI проблемот е поизразен после приклучувањето на рудникот за бакар Еуромакс (60 MW, 20 Mvar). Предложените решенија мораат да го елиминираат проблемот во двата региони и затоа анализата на варијантите на решението се изведени покасно во поглавјето за регионот VI.

[11] Доколку до 2040 година, разгледуваниот вод не се оптовари повеќе од 80 - 90% од 123 MVA, ревитализацијата е оправдано да се изведе со користење на стандардните спроводници ACSR 240/40 mm^2 (123 MVA).

Табела 6.9 РЕГИОН III – Влијание на подолжната регулација на напоните на мрежните ТР 400/110 kV на најкритичните напони (критериум N-1) за сценариото „зелено“ при максимално зимско оптоварување - 2025 година

Испаднат елемент	Најкритичниот елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Напон [kV] "зелено"	Регулација ТР 400/110 kV Положба	Мрежен ТР
ДВ 110 kV Kočani - Štip 1	ТС Кочани 110 kV	99 - 121 kV	**90,2**	(0) 400/115	ТР Штип
			92,0	(3) 385/115	
			94,0	(6) 370/115	
			96,7	(10) 350/115	
ДВ 110 kV Štip 1 - Neokazi	ТС Неокази 110 kV	99 - 121 kV	**98,1**	(0) 400/115	ТР1 и ТР2 СК5
			100,7	(3) 385/115	
			103,4	(6) 370/115	
			107,1	(10) 350/115	
ТР 400/110 kV во ТС Штип	ТС Делчево	99 - 121 kV	**95,5**	(0) 400/115	ТР1 и ТР2 СК5
			96,4	(3) 385/115	
			97,3	(6) 375/115	
			98,4	(10) 350/115	

Изградба на мали електрични централи приклучени на дистрибутивната мрежа

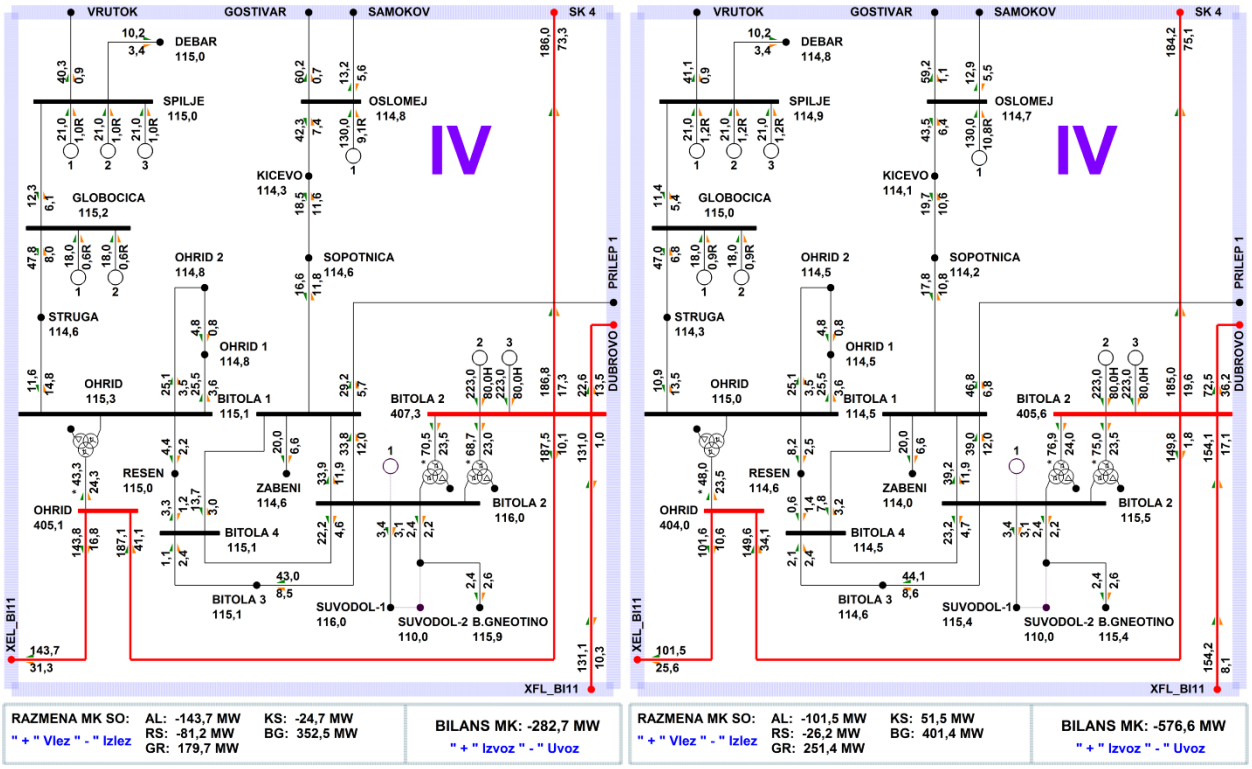
Намалувањето на максималното зимско оптоварување (Сценарио А и Сценарио В) за 70 MW во 2025 година и максималното летно оптоварување за 95 MW во 2025 година, има позитивно влијание на вредноста на критичните напони (критериум N-1). При максималното летно оптоварување многу ниските напони во регионот III за случајот на испад на ДВ 110 kV Кочани - Штип 1 можат да се елиминираат со користење на подолжна регулација на напоните со ТР 400/110 kV во ТС Штип. Сепак тоа е возможно при крајна положба на регулационата преклопка и гранично преоптоварување на ТР 400/110 kV во ТС Штип.

6.5 IV ЈУГО-ЗАПАДЕН РЕГИОН

Во периодот од 2020 до 2025 година, во регионот IV се планира изградба на две ТС 110 kV (ТС Дебар и ТС Жабени). Трансформаторската станица 110/10(20) kV Дебар ќе преземе оптоварување од ТС Шпиље, а ќе се приклучи со радијален ДВ 110 kV Шпиље - Дебар (МЕПСО). Трансформаторската станица Жабени се гради за потребите на новата индустриска зона, а ќе се приклучи на принципот влез/излез на постоечкиот ДВ 110 kV Битола 1 – Р. Грција, кој е надвор од работа (МЕПСО). Планирана е изградба на нов блок во ТЕЦ Осломеј (120 MW на прагот) за сценариото „зелено“, а кој веќе е претходно изграден (2020 година) во сценариото „јаглен, гас“.

6.5.1 Оптоварување на преносната мрежа и анализа на сигурноста (N-1)

Независно од сценариото за изградба на електричните централи, за нормална работна состојба оптоварувањето на сите гранки и напоните на јазлите во регионот IV од преносната мрежа се во дефинираните граници (Слика 6.19). Најоптоварена гранка во регионот IV е ДВ 110 kV Гостивар - Осломеј (оптоварување 47% заради ангажираноста на ТЕЦ Осломеј).

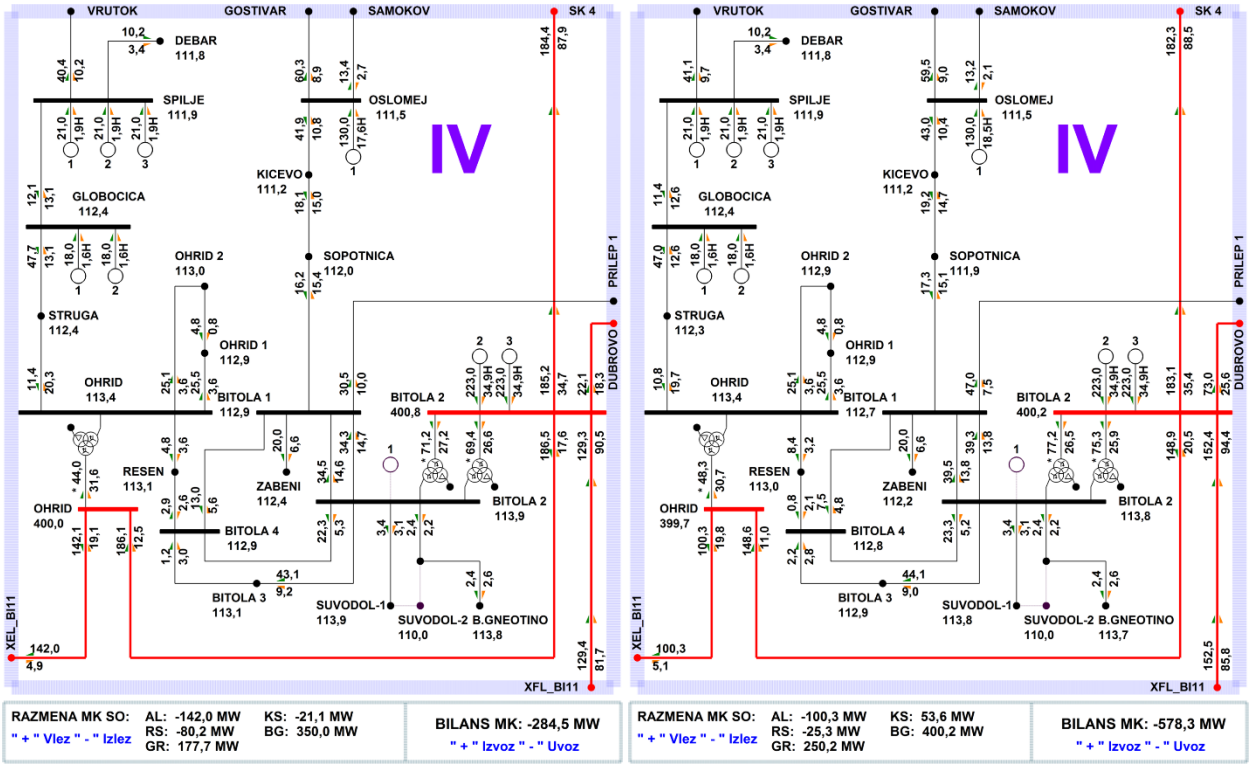


Слика 6.19 РЕГИОН IV – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) – 2025 година

Пресметките за анализата на сигурност (критериум N-1) покажаа дека независно од сценариото за изградба на електричните централи, во регионот IV нема критични испади кои можат да предизвикаат преоптоварувања во мрежата, а сите напони се во рамките на дозволените граници. Претходно е покажано дека во регионот II е проблематичен испадот на ДВ 110 kV СК3 - Св.Петка и пренасочувањето на евакуацијата на производството на ТЕЦ Осломеј. За наведениот случај на испад во регионот IV високо се оптоварува ДВ 110 kV Кичево - Осломеј (90%), што беше карактеристично и во 2020 година. Со изградбата на ДВ 110 kV ХЕЦ Козјак - СК3 во потполност се елиминира ова значително оптоварување.

6.5.2 Контрола на напонските прилики и регулацијата на реактивната моќност

За случајот кога електричните централи работат во режим на производство на чисто активна моќност (фактор на моќност на прагот на централите ≈ 1,0), напоните на јазлите 110 kV во регионот IV се во дозволените граници за нормална работна состојба и критериумот N-1.



Слика 6.20 РЕГИОН IV – Текови на моќности и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (слика лево) и „зелено“ (слика десно) без придонесот на електричните централи во регулацијата на напоните - 2025 година

6.5.3 Контролни сценарија на развојот

Сценарио со пониска стапка на пораст на оптоварувањето (Сценарио В)

За нивото на оптоварување во сценариото В (1663 MW) нема значителни разлики во резултатите од тековите на моќности и напонските прилики во регионот IV од преносната мрежа (нормална работна состојба и критериум N-1) во однос на сценариото А (1779 MW).

Максимално летно оптоварување

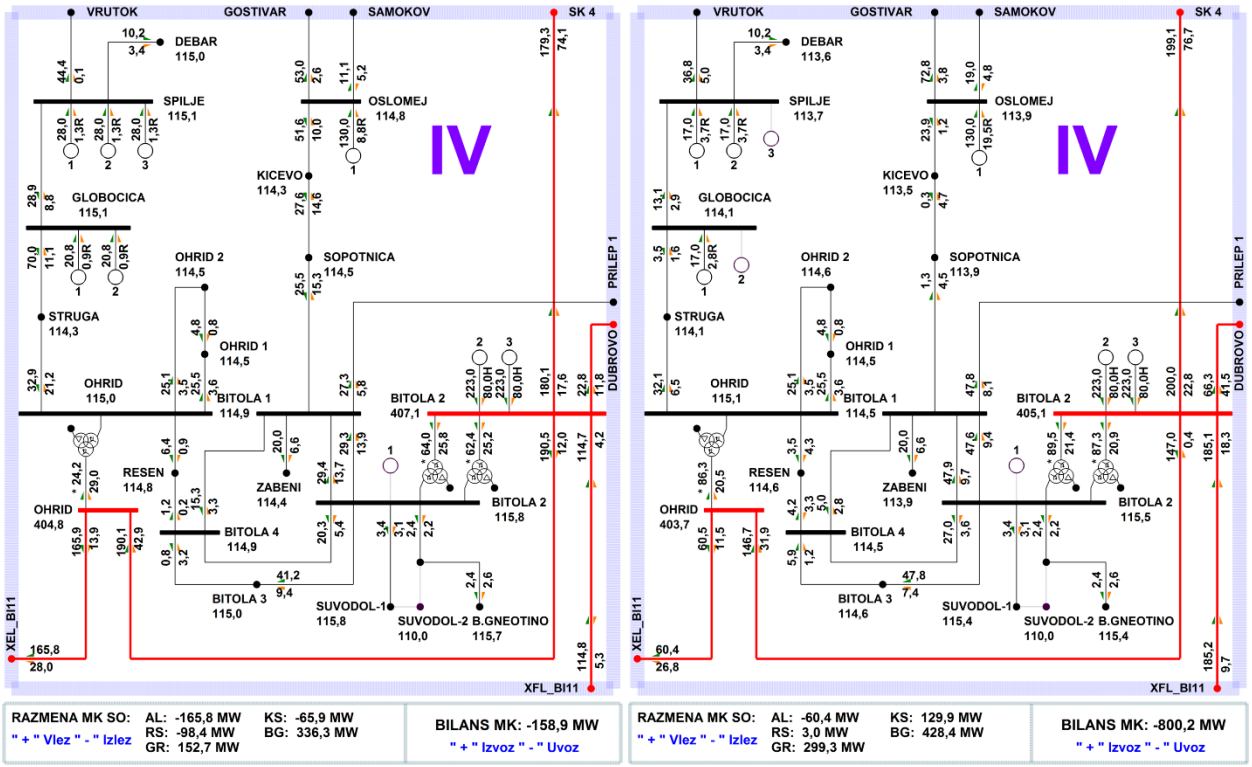
Независно од сценариото „јаглен, гас“ или „зелено“, како и придонесот на електричните централи во регулацијата на напоните (фактор на моќност на праг на електричните централи ≈ 1,0), оптоварувањето на сите гранки и напоните во јазлите во регионот IV за нормална работна состојба и критериум N-1 се во дозволените граници.

Изградба на мали електрични централи приклучени на дистрибутивната мрежа

Анализите покажаа дека намалувањето на максималното зимско оптоварување (Сценарио А и Сценарио В) за 70 MW во 2025 година и на максималното летно оптоварување за 95 MW во 2025 година, нема значително влијание на оптоварувањето на гранките и напоните на јазлите во регионот IV од преносната мрежа за нормална работна состојба и критериум N-1.

Влажна и сува хидрологија

За влажна хидролошка година е претпоставена максимална ангажираност на ХЕЦ во сите региони (вкупно 567 MW), додека за сува хидрологија е претпоставена намалена ангажираност на ХЕЦ (вкупно 213 MW). За нормална работна состојба при максимална и минимална ангажираност на ХЕЦ (влажна и сува хидрологија), оптоварувањата на сите гранки и напоните во јазлите во регионот IV од преносната мрежа се во дозволените граници. Во нормална работна состојба најоптоварен вод во регионот IV е ДВ 110 kV Струга - Глобочица (оптоварување 55% за влажна хидрологија), како што е прикажано на сликата (Слика 6.21).



Слика 6.21 РЕГИОН IV - Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценариото „јаглен, гас“ и влажна хидрологија (слика лево) и за сценарио „зелено“ и сува хидрологија (слика десно) - 2025 година

Исто како и во 2020 година, истовремената максимална ангажираност на ХЕЦ и ТЕЦ Осломеј, заедно со испад на врската 110 kV ДВ СК3 - Св.Петка, предизвикува преоптоварување на ДВ 110 kV Кичево - Осломеј (107%) (Табела 6.10). Проблемот е детално анализиран претходно во студијата (регион II), а долгорочно се решава со изградба на ДВ 110 kV ХЕЦ Козјак - СК3. Една од варијантите за решение на проблемот со преоптоварувањето на ДВ 110 kV Кичево - Осломеј (МЕПСО) е реконструкцијата на целиот ДВ 110 kV ТЕЦ Осломеј - ТС Кичево - ТС Сопотница - ТС Битола 1, како што е анализирано во продолжение.

Табела 6.10 РЕГИОН IV – Резултати од анализата на сигурност (N-1) при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ со максимална ангажираност на ХЕЦ (влажна хидрологија) - 2025 година

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Опт. [%] или Напон [kV]	
			"јаглен, гас"	"зелено"
ДВ 110 kV SK3 - Sv. Petka	ДВ 110 kV Kičevo – Oslomej	93 MVA	**106%**	**107%**
ДВ 110 kV Kozjak - Sv. Petka	ДВ 110 kV Kičevo – Oslomej	93 MVA	92%	93%
ДВ 110 kV Vrutok - Špilje	ДВ 110 kV Globočica - Struga	123 MVA	90%	90%
ДВ 110 kV Globočica - Struga	ДВ 110 kV Vrutok – Špilje	123 MVA	90%	90%

Високата оптовареност на ДВ 110 kV Вруток - Шпиље и ДВ 110 kV Глобочица - Струга (критериум N-1) е меѓусебно условена со високата ангажираност на ХЕЦ и за постоечката топологија не може да премине 90%.

Реконструкција 110 kV ДВ ТЕЦ Осломеј - ТС Кичево - ТС Сопотница - ТС Битола 1

Постоечката врска 110 kV ТЕЦ Осломеј - ТС Кичево - ТС Сопотница - ТС Битола 1 (1960 година, ACSR 150/25 mm^2, 93 MVA) треба да се реконструира заради старост и со тоа ќе се зголеми нејзината трајно дозволена моќност, а ќе се елиминира преоптоварувањето на ДВ 110 kV Кичево - Осломеј. Вредноста на намалувањето на максималното оптоварување на ДВ 110 kV Кичево - Осломеј зависи од изградбата на ДВ 110 kV ХЕЦ Козјак - СК3, што директно влијае на изборот на спроводници за реконструкција на водот.

Доколку се изгради ДВ 110 kV ХЕЦ Козјак - СК3, за реконструкцијата на ДВ 110 kV Кичево – Осломеј е оправдано да се користат стандардни спроводници ACSR 240/40 mm^2 (123 MVA), бидејќи максималното оптоварување на овој вод е 40% (критериум N-1). Доколку не се изгради ДВ 110 kV ХЕЦ Козјак - СК3, тогаш максималното оптоварување на ДВ 110 kV Кичево – Осломеј е 84% (критериум N-1) и тогаш е оправдано за реконструкцијата да се користат спроводници AAAC-Z 324 mm^2 (149 MVA). Споредбата на резултатите од анализата на сигурноста е прикажана во табелата (Табела 6.11).

Табела 6.11 РЕГИОН IV – Резултати од анализата на сигурност (N-1) за сценариото „зелено“ и влажна хидрологија за три варијанти на решавање на проблемот со преоптоварувањето на ДВ 110 kV Кичево - Осломеј - 2025 година

Испаднат елемент	Критичен елемент	Опт. [%] или Напон [kV]			
		Почетна состојба	R1*	R2**	R3***
ДВ 110 kV SK3 - Sv. Petka	ДВ 110 kV Kičevo - Oslomej	**107% од 93 MVA**	84% од 123 MVA	69% од 149 MVA	43% од 123 MVA
ДВ 110 kV Kozjak - Sv. Petka	ДВ 110 kV Kičevo - Oslomej	93% од 93 MVA	73% од 123 MVA	60% од 149 MVA	41% од 123 MVA

* Решение 1: Реконструкција 110 kV врска ТЕЦ Осломеј - Битола 1 (ACSR 240/40 mm^2) без изградба на ДВ 110 kV ХЕЦ Козјак - СК3

** Решение 2: Реконструкција 110 kV врска ТЕЦ Осломеј - Битола 1 (AAAC-Z 324 mm^2) без изградба на ДВ 110 kV ХЕЦ Козјак - СК3

*** Решение 3: Реконструкција 110 kV врска ТЕЦ Осломеј - Битола 1 (ACSR 240/40 mm^2) со изградба на ДВ 110 kV ХЕЦ Козјак - СК3

Неизградба на нов директен потрошувач

Приклучокот на новите директни потрошувачи во одредена мерка е неизвесен и затоа се изведува контролна анализа на развојот на преносната мрежа без изградба на ТС Жабени. Во случај на неизградба на ТС Жабени, оптоварувањето на регионот IV би се намалило за 20 MW, што нема негативно да влијание на сигурноста на работата на преносната мрежа во регионот IV.

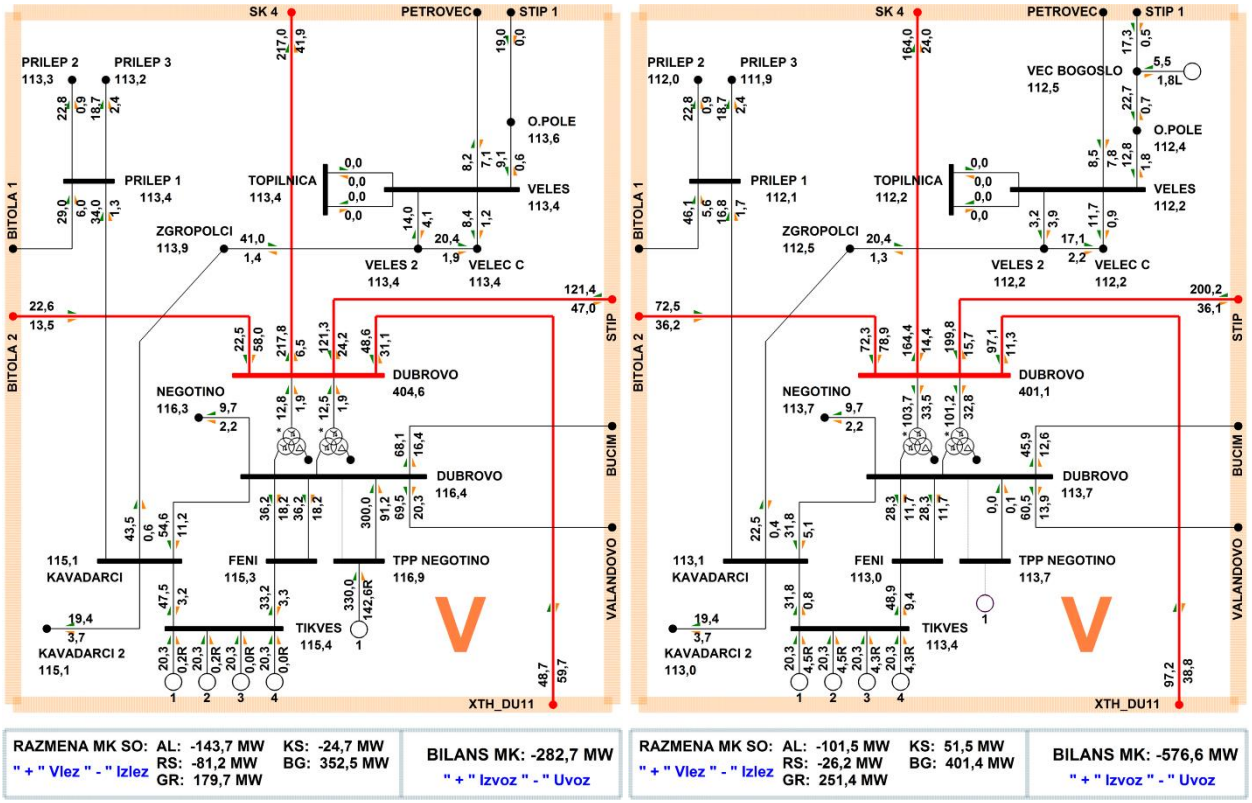
6.6 V ЦЕНТРАЛЕН РЕГИОН

Во периодот од 2020 до 2025 година во регионот V е планирана изградба на ТЕЦ Неготино (300 MW на прагот на централата) за сценариото „јаглен, гас“ и ВЕЦ Богословец (22 MW) за сценариото „зелено“. Новата ТЕЦ Неготино се гради на локацијата на постоечката електрична централа која излегува од работа и за потребите на студијата се задржува истиот начин на приклучок на мрежата 110 kV, иако по моќноста на електричната централа е оправдано да се разгледува приклучок на мрежата 400 kV. Сепак, со приклучок на новата електрична централа во јазол 400 kV во ТС Дуброво, производството во голема мерка би се трансформирало повторно во мрежата 110 kV преку мрежните трансформатори 400/110 kV во ТС Дуброво и затоа со приклучокот на мрежата 110 kV се елиминира еден чекор во трансформацијата на моќноста помеѓу напонските нивоа.

Дополнително со инјектирањето на моќност во јазолот 110 kV Дуброво, се намалува оптоварувањето на ТР 400/110 kV во ТС Штип и може значително да се делува на проблемот со многу ниските напони во регионот VI. Приклучокот на ТЕЦ Неготино на напонско ниво 110 kV има двојно поголемо влијание на намалувањето на високото оптоварување на ТР 400/110 kV во ТС Штип (за случај на испад на ДВ 400 kV Дуброво - Штип) во однос на приклучокот на ТЕЦ Неготино на напонско ниво 400 kV. Со приклучокот на ТЕЦ Неготино на мрежата 110 kV се останува на страната на сигурност при проверката на сигурноста на преносната мрежа, но конечниот начин на приклучок на ТЕЦ Неготино ќе се утврди со посебна студија за приклучокот.

6.6.1 Оптоварување на преносната мрежа и анализа на сигурноста (N-1)

Независно од сценариото за изградба на електричните централи, за нормална работна состојба, оптоварувањето на сите гранки и напоните на јазлите во преносната мрежа во регионот V од преносната мрежа се во дозволените граници (Слика 6.22). Најоптоварена гранка во регионот V е ДВ 110 kV Дуброво - Валандово (оптоварување 56% за сценарио „јаглен, гас“).



Слика 6.22 РЕГИОН V – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) – 2025 година

Главна разлика помеѓу сценариото „јаглен, гас“ и сценариото „зелено“ во регионот V е значителното намалување на оптоварувањето на мрежните ТР 400/110 kV во ТС Дуброво за варијантата на изградба на ТЕЦ Неготино. Пресметките на анализата на сигурност (критериум N-1) покажаа дека за случајот на испад на ДВ 110 kV Бучим – Радовиш доаѓа до пренасочување на тековите на моќности и високо оптоварување на ДВ 110 kV Дуброво - Валандово (Табела 6.12), а важи и обратното.

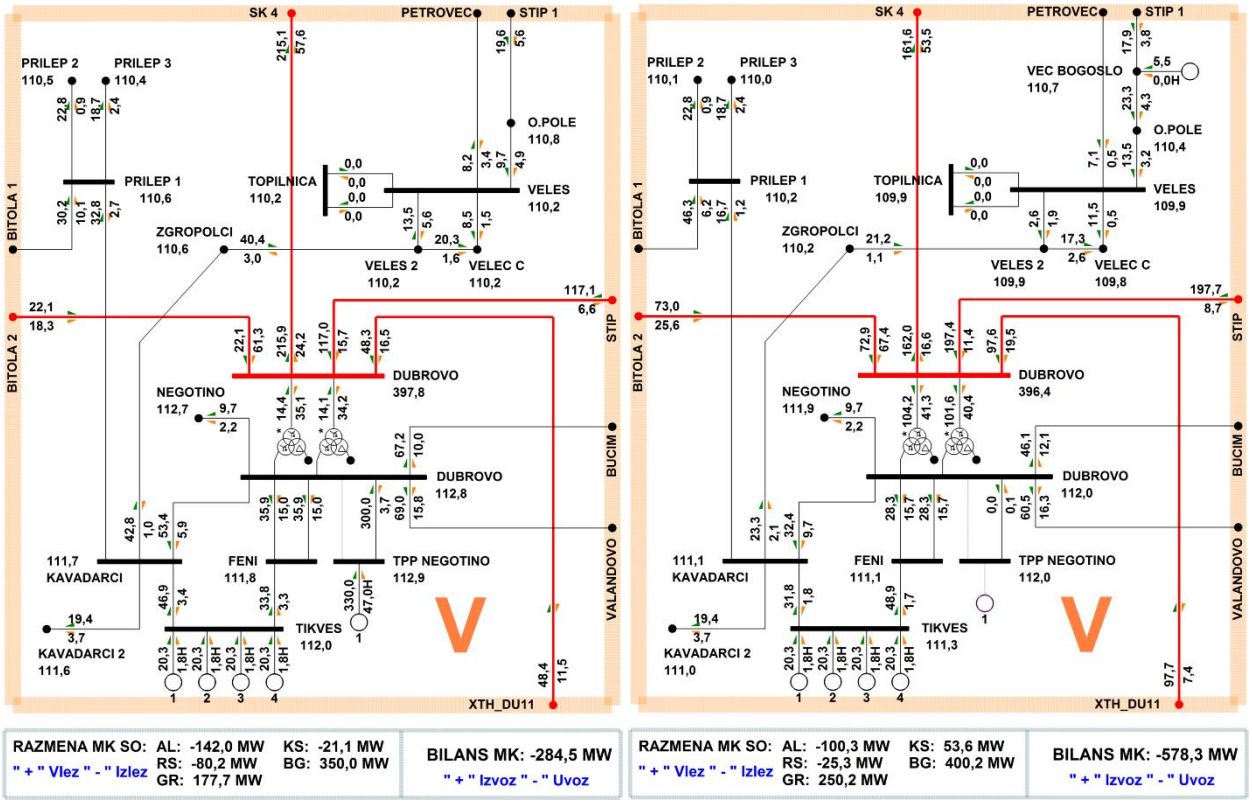
Табела 6.12 РЕГИОН V – Резултатите од анализата на сигурност (N-1) при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ - 2025 година

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Опт. [%] или Напон [kV] "јаглен, гас"	"зелено"
ДВ 110 kV Bučim - Radoviš	ДВ 110 kV Dubrovo - Valandovo	123 MVA	90%	87%

Високото оптоварување на ДВ 110 kV Дуброво – Валандово е директна последица на приклучокот на новиот директен потрошувач во регионот VI (рудникот за бакар Еуромакс: 60 MW, 20 Mvar) и не може да се елиминира со редиспечинг на производството. Напротив, споменатиот високо оптоварен вод ќе стане преоптоварен (критериум N-1), доколку ангажираноста на ВЕЦ Богданци е 0 MW, додека значителната ангажираност на ВЕЦ Богданци го намалува проблемот со високото оптоварување на ДВ 110 kV Дуброво - Валандово. Производството на ВЕЦ е стохастичка променлива и зголемувањето на нејзиното производство не може да биде диспечерска мерка за елиминирање на критичното пореметувања. Проблемот со високото оптоварување на ДВ 110 kV Дуброво - Валандово (критериум N-1) е директно поврзан со регионот VI, поради што неговото решение е анализирано во поглавјето за регионот VI.

6.6.2 Контрола на напонските прилики и регулација на реактивна моќност

За случајот кога електричните централи работат во режим на производство на чисто активна моќност (фактор на моќност на прагот на електричните централи ≈ 1,0), напоните на 110 kV јазлите во регионот V се во дозволените граници (Слика 6.23). Истото важи и за анализата на сигурноста, напоните на јазлите во преносната мрежа се во дозволените граници и за критериумот N-1.



Слика 6.23 РЕГИОН V – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) без придонесот на електричните централи во регулацијата на напоните – 2025 година

6.6.3 Контролни сценарија на развојот

Сценарио со пониска стапка на пораст на оптоварувањето (Сценарио В)

Единствена разлика помеѓу сценариото В (1663 MW) и сценариото А (1779 MW) за регионот V е намалувањето на вредноста на оптоварувањето на ДВ 110 kV Дуброво - Валандово за критериумот N-1. За нивото на оптоварување на системот за сценариото В, се намалува оптоварувањето на ДВ 110 kV Дуброво – Валандово на 85%, при испад на ДВ 110 kV Бучим - Радовиш („јаглен, гас“).

Максимално летно оптоварување

Претходно наведеното високо оптоварување на ДВ 110 kV Дуброво - Валандово за критериумот N-1 (испад на ДВ 110 kV Бучим - Радовиш) ќе премине во преоптоварување (103%) при максимално летно оптоварување, што е и најкритичен случај во регионот V за 2025 година. Дополнително зголемување на преоптоварувањето (113%) настанува, ако не е ангажирана ВЕЦ Богданци (стохастичка променлива!). Решението на проблемот е дадено во поглавјето за регионот VI.

Изградба на мали електрични централи приклучени на дистрибутивната мрежа

Намалувањето на оптоварувањето на системот за 95 MW (сценарио „зелено“), заради изградбата на електричните централи на дистрибутивната мрежа во 2025 година, има позитивно влијание на намалување на преоптоварувањето на ДВ 110 kV Дуброво - Валандово (критериум N-1) за максимално летно оптоварување, но не го решава проблемот.

Со значителната изградба на електричните централи на дистрибутивната мрежа (само за сценариото „зелено“), летното преоптоварување на ДВ 110 kV Дуброво - Валандово (критериум N-1) се намалува од 103% на 90% (ангажираност на ВЕЦ Богданци 12,5 MW), односно од 113% на 101%

(ангажираност на ВЕЦ Богданци 0 MW). Исто како и кај ВЕЦ, ангажираноста на ФНЕЦ е стохастичка променлива и помало производство од очекуваното ќе го намали вкупното позитивно влијание на преносната мрежа.

Влажна и сува хидрологија

Исто како и во 2020 година, максималната ангажираност на ХЕЦ Тиквеш се одразува само преку високото оптоварување на ДВ 110 kV Тиквеш - Фени (90%) за случајот на испад на ДВ 110 kV Тиквеш - Кавадарци и обратно. Високото оптоварување на споменатите водови 110 kV е последица на евакуацијата на моќноста на ХЕЦ Тиквеш и за постоечката топологија не може да премине 90%.

Ангажираност на ВЕЦ (евакуација на моќност)

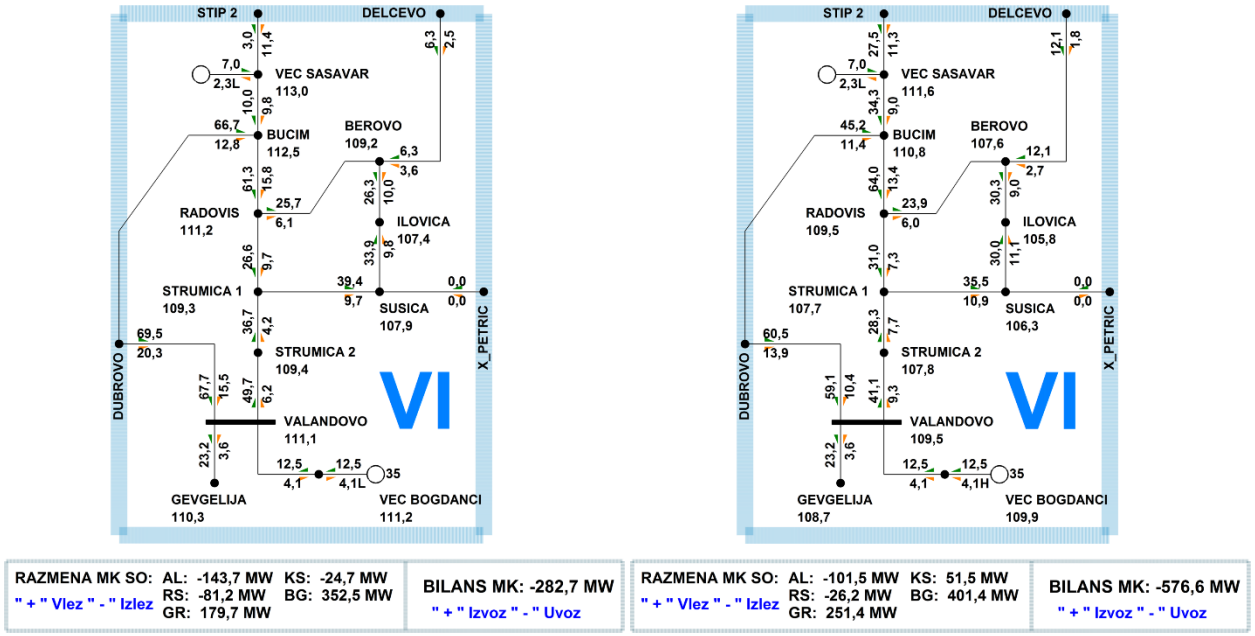
Со максимална и нулта ангажираност на ВЕЦ Богословец (22 MW) за сценариото „зелено“, оптоварувањето на гранките и напоните на јазлите во преносната мрежа во регионот V се во дозволените граници за нормална работна состојба и критериум N-1.

6.7 VI ЈУГО-ИСТОЧЕН РЕГИОН

Во периодот од 2020 до 2025 година, во регионот VI е планирана изградба на нов ДВ 110 kV Берово - Иловица - Сушица (ACSR 240/40 mm^2, 123 MVA) со вкупна должина ≈ 34 km и нова ТС 110/10 kV Иловица. На новата ТС ќе се приклучи рудникот за бакар, нов директен потрошувач Еуромакс (60 MW, 20 Mvar). За двете сценарија на изградба на електричните централи предвидена е изградба на ВЕЦ Шашаварлија (28 MW), која ќе се приклучи на принципот влез/излез на постоечкиот ДВ 110 kV Штип 2 - Бучим (ACSR 240/40 mm^2, 123 MVA).

6.7.1 Оптоварување на преносната мрежа и анализа на сигурноста (N-1)

Независно од сценариото за изградба на електричните централи, за нормална работна состојба оптоварувањето на сите гранки и напоните на јазлите во регионот VI од преносната мрежа се во дефинираните граници (Слика 6.24). Најоптоварена гранка во регионот VI е ДВ 110 kV Дуброво - Валандово (оптоварување 56% за сценариото „јаглен, гас“) и ДВ 110 kV Бучим - Радовиш (оптоварување 53% за сценариото „зелено“).



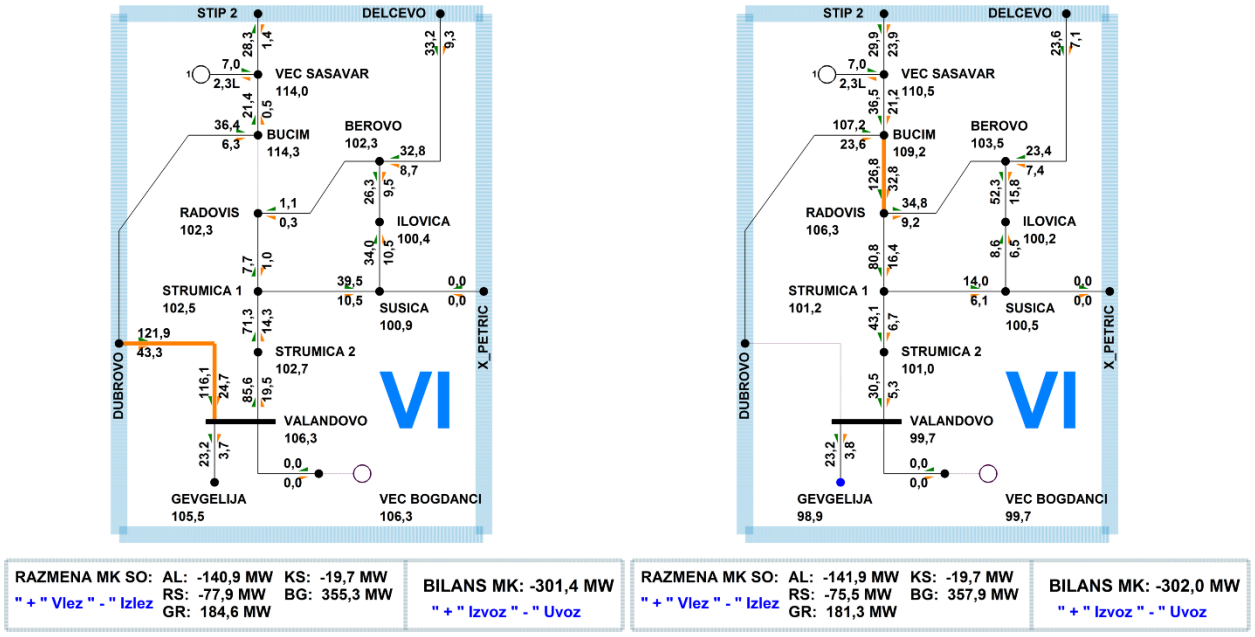
Слика 6.24 РЕГИОН VI – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) – 2025 година

Значително зголемување на оптоварувањата на водовите 110 kV во регионот VI е последица на приклучокот на новиот директен потрошувач Еуромакс (рудник за бакар), поради што максималното оптоварување во регионот VI во 2025 година се зголемува дури за 60% (од 101 MW на 161 MW). Затоа за критериум N-1 доаѓа до високо оптоварување на ДВ 110 kV Дуброво - Валандово, преоптоварување на ДВ 110 kV Бучим – Радовиш и ДВ 110 kV Валандово - Струмица 2, како и многу ниски напони во 110 kV јазол Иловица (Табела 6.13).

Сигурноста на системот дополнително се влошува при ангажираност на ВЕЦ Богданци еднаква на нула. Така, при испад на ДВ 110 kV Бучим – Радовиш доаѓа до гранично преоптоварување на ДВ 110 kV Дуброво - Валандово (100%) и ДВ 110 kV Валандово - Струмица 2 (98%), како на сликата лево (Слика 6.25), а испадот на ДВ 110 kV Дуброво – Валандово предизвикува големо преоптоварување на ДВ 110 kV Бучим – Радовиш (110%) како на сликата десно (Слика 6.2). Преоптоварувањата на ДВ 110 kV Дуброво – Валандово и ДВ 110 kV Бучим – Радовиш се меѓусебно условени (критериум N-1) и дополнително ќе се зголемуваат со порастот на оптоварувањето.

Табела 6.13 РЕГИОН VI – Резултатите од анализата на сигурноста (N-1) при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ - 2025 година

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Опт. [%] или Напон [kV] "јаглен, гас"	"зелено"
ТР 400/110 kV во ТС Штип	ДВ 110 kV Бучим – Dubrovo	123 MVA	94%	85%
ДВ 110 kV Dubrovo - Valandovo	ДВ 110 kV Бучим – Radoviš	123 MVA	**100%**	98%
ДВ 110 kV Bučim - Radoviš	ДВ 110 kV Dubrovo – Valandovo	123 MVA	90%	87%
	ДВ 110 kV Valandovo - Strumica 2	93 MVA	**100%**	95%
	TS Ilovica	99 - 121 kV	101,6	**98,8**



Слика 6.25 РЕГИОН VI – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценариото „јаглен, гас“ без ангажираност на ВЕЦ Богданци со исклучен ДВ 110 kV Бучим - Радовиш (слика лево) и исклучен ДВ 110 kV Дуброво - Валандово (слика десно) - 2025 година

Проблемот со критичните преоптоварувања во регионот VI е повеќе тополошки проблем и долгорочно нема да се реши со употреба на спроводници со поголема трајно дозволена моќност. Не постојат електрични централи во регионот VI со кои преку контролиран редиспечинг (зголемување на производството!) би можело да се елиминираат споменатите преоптоварувања. Во студијата се разгледани четири варијанти на решението за наведениот проблем, а се однесуваат на зајакнувањето на постоечките „тесни грла“ (најоптоварените гранки во регионот VI), заедно со ставањето во контура на ТС Гевгелија:

1. **Изградба на ДВ 110 kV Бучим -Радовиш**
   (должина ≈ 10,5 km, ACSR 240/40 mm^2, 123 MVA)
2. **Изградба на ДВ 110 kV Дуброво - Валандово**
   (должина ≈ 39,5 km, ACSR 240/40 mm^2, 123 MVA)
3. **Изградба на ДВ 110 kV Дуброво - Валандово - Гевгелија**
   (должина ≈ 59,0 km, ACSR 240/40 mm^2, 123 MVA)
4. **Изградба на ДВ 110 kV Дуброво - Валандово - Струмица 2 - Струмица 1**
   (должина ≈ 57,0 km, AAAC-Z 324 mm^2, 149 MVA)

Со изградбата на новиот ДВ 110 kV Бучим - Радовиш се елиминира преоптоварувањето на постоечкиот ДВ 110 kV Бучим - Радовиш (при испад на ДВ 110 kV Дуброво - Валандово), но

решението не е доволно за елиминирање на многу ниските напони во регионот VI и затоа нема понатаму да се разгледува.

За изградба на водовите 110 kV од ТС Дуброво кон ТС Валандово и понатаму кон ТС Струмица или ТС Гевгелија, претпоставена е реконструкција на постоечките едносистемски во двосистемски водови, чиј трошок е прикажан во табелата (Табела 6.14). За разгледуваната 2025 година, доволна е изградбата на двосистемскиот вод 110 kV Дуброво – Валандово, што истовремено е и најевтина варијанта, додека понатамошната изградба кон ТС Гевгелија или ТС Струмица може да се реализира етапно, зависно од потребите на системот.

Во претходната студија за развојот на преносната мрежа на РМ [14], анализирана е изградба на директна врска 110 kV Дуброво - Струмица 2, така што прво да се изгради двосистемски вод 110 kV Дуброво – Валандово, а потоа двосистемски вод Валандово - Струмица 2 и една тројка 110 kV директно да се поврзе на 110 kV ТС Дуброво и ТС Струмица 2, без нејзино воведување во 110 kV ТС Валандово. Покасно во оваа студија (2040 година), анализите ќе покажат дека ваквото решение би ја загрозило сигурноста на системот (критериум N-1) при евакуацијата на моќноста на новите електрични централи (ХЕЦ и ВЕЦ) во регионот VI.

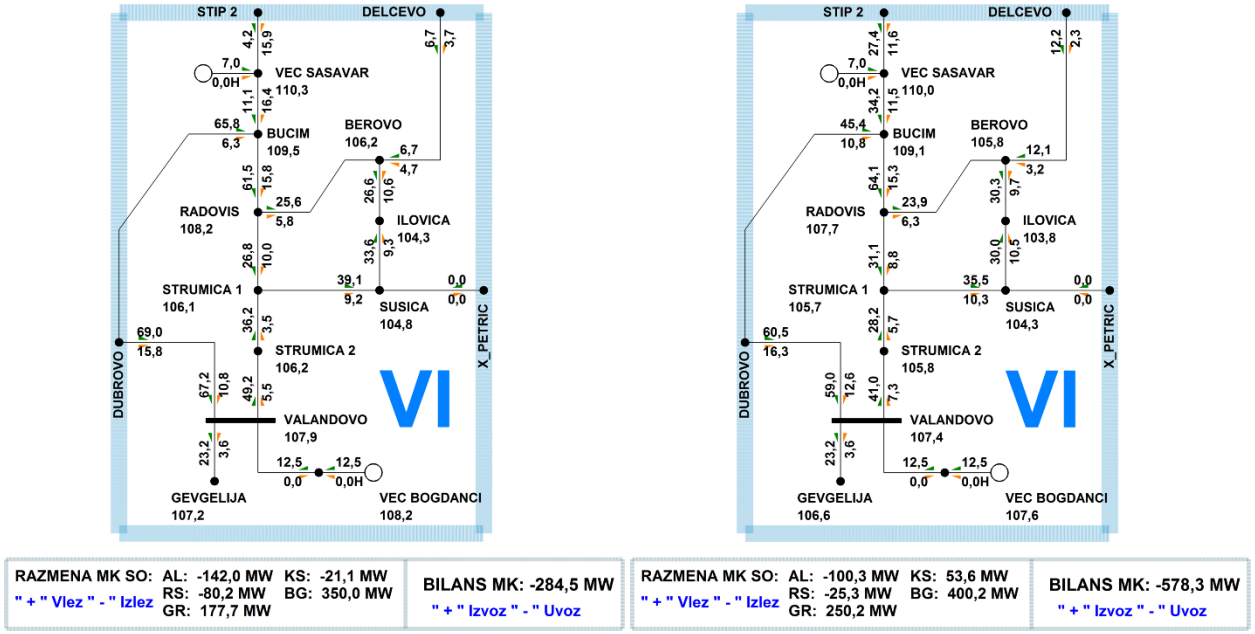
Табела 6.14 РЕГИОН VI – Проценка на трошоците за изградба на новите 110 kV водови во регионот VI заради сигурност на работата на системот (критериум N-1)- 2025 година

Име на водот	Парче [N] Должина [km]	Број на системи	Единечна цена [€/km] [€/MVA]	Вкупно [€]
ДВ 110 kV Дуброво - Валандово (ACSR 240/40 mm²)	39,5	2	120.000	4.740.000
110 kV поле	2	-	250.000	500.000
Вкупно ДВ 110 kV Дуброво - Валандово				**5.240.000**
ДВ 110 kV Дуброво – Валандово - Гевгелија (ACSR 240/40 mm²)	59,0	2	120.000	7.080.000
110 kV поле	2	-	250.000	500.000
Вкупно ДВ 110 kV Дуброво – Валандово - Гевгелија (формација триаголник)				**7.580.000**
ДВ 110 kV Дуброво - Валандово - Струмица 2 - Струмица 1 (AAAC-Z 324 mm²)	57,0	2	140.000	7.980.000
110 kV поле	4	-	250.000	1.000.000
Вкупно ДВ 110 kV Дуброво – Валандово - Струмица 1				**8.980.000**

Покрај меѓусебно условените преоптоварувања на ДВ 110 kV Дуброво - Валандово и ДВ 110 kV Бучим – Радовиш, присутно е и високо оптоварување/преоптоварување на ДВ 110 kV Валандово - Струмица 2 (ACSR 150/25 mm², 93 MVA). Овој вод е изграден во 1971 година и потребно е да се ревитализира (земена на спроводници), за да се елиминираат преоптоварувањата за критериумот N-1. Заради вредноста на оптоварувањето, се препорачува овој вод да се ревитализира со користење на спроводници AAAC-Z 324 mm² (149 MVA).

6.7.2 Контрола на напонските прилики и регулација на реактивната моќност

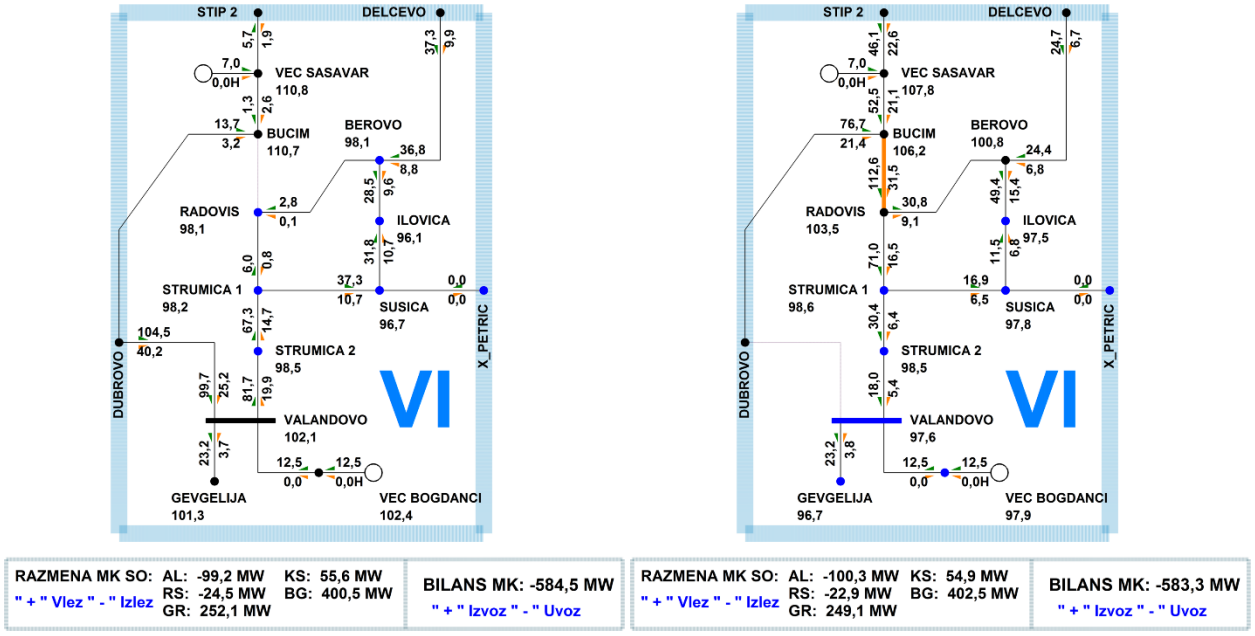
За случајот кога електричните централи работат во режим на производство на чисто активна моќност (фактор на моќност на прагот на електричните централи ≈ 1,0), напоните на јазлите во 110 kV мрежа во регионот VI се во дозволените граници за нормална работна состојба (Слика 6.26).



Слика 6.26 РЕГИОН VI – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) без придонес на електричните централи во регулацијата на напоните – 2025 година

По прашањето на напонските прилики, критична состојба за системот се јавува за критериумот N-1 (особено при сценариото „зелено“) и тоа за три испади: ДВ 110 kV Дуброво - Валандово, ДВ 110 kV Бучим - Радовиш и ТР 400/110 kV во ТС Штип. За максимално зимско оптоварување, многу ниските напони за испадите на ДВ 110 kV Дуброво – Валандово и ДВ 110 kV Бучим - Радовиш (Слика 6.27), можат да се елиминираат со користење на диспечерски мерки со подолжна регулација на напоните со ТР 400/110 kV во ТС Штип. Дополнително, ако ВЕЦ Богданци има ангажираност поголема од 0 MW, таа може да учествува во регулацијата на напоните, но тоа не е диспечерска мерка на која може да се смета секогаш (производството на ВЕЦ е стохастичка променлива).

Многу ниските напони за испад на ТР 400/110 kV во ТС Штип се присутни и во регионот III и во регионот VI, а можат да се елиминираат со користење на подолжната регулација на „далечните“ ТР 400/110 kV во ТС Скопје 5. Сепак, таквото решение треба да се користи внимателно, бидејќи мрежните ТР 400/110 kV во ТС Скопје 5 значително се оптоваруваат со текови на реактивна моќност, што може да ја загрози сигурноста на системот. Препорака е проблемот со многу ниските напони за разгледуваниот испад да се реши локално. Решението на проблемот е дадено во продолжение при максимално летно оптоварување (контролно сценарио), кое е најтежок режим на работа за регионот VI.



Слика 6.27 РЕГИОН VI – Текови на моќност и напонски прилики при максимално летно оптоварување (Сценарио А) за сценариото „зелено“ со исклучен ДВ 110 kV Бучим - Радовиш (слика лево) и исклучен ДВ 110 kV Дуброво - Валандово (слика десно) - 2025 година

6.7.3 Контролни сценарија на развојот

Сценарио со пониска стапка на пораст на оптоварувањето (Сценарио В)

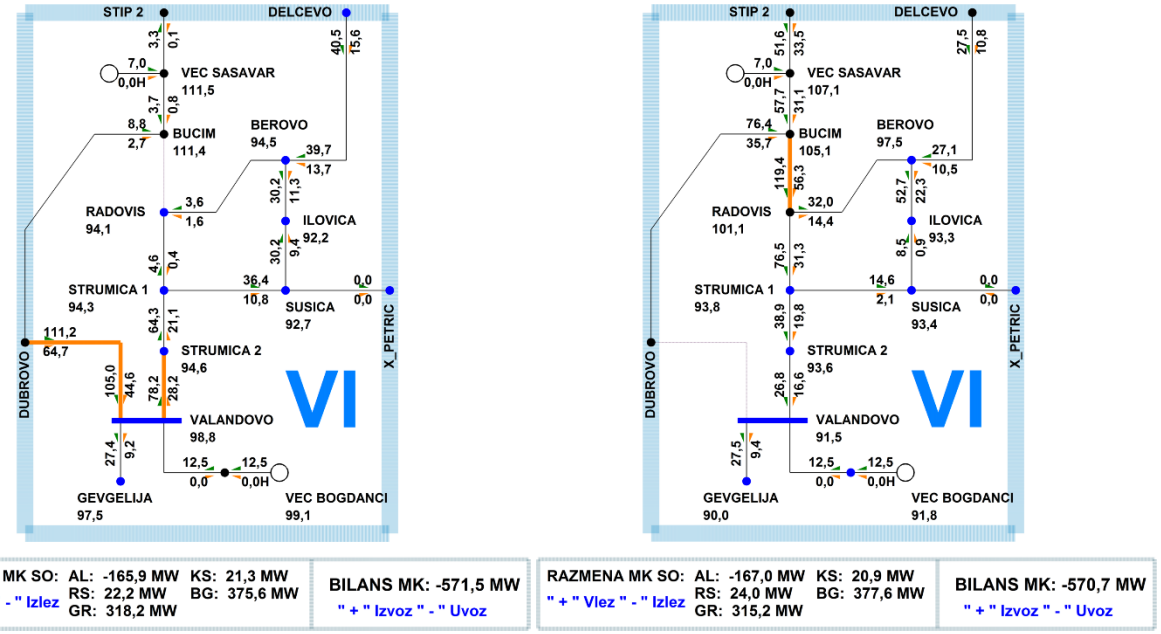
Пониската стапка на пораст на оптоварувањето на системот во сценариото В (1663 MW) ќе ги намали претходно наведените преоптоварувања на водовите (критериум N-1) на ниво на високи оптоварувања. Многу ниските напони во регионот VI и понатаму се присутни за критериумот N-1 и можат да се решат со диспечерски мерки преку подолжна регулација на напоните со мрежните ТР 400/110 kV.

Максимално летно оптоварување

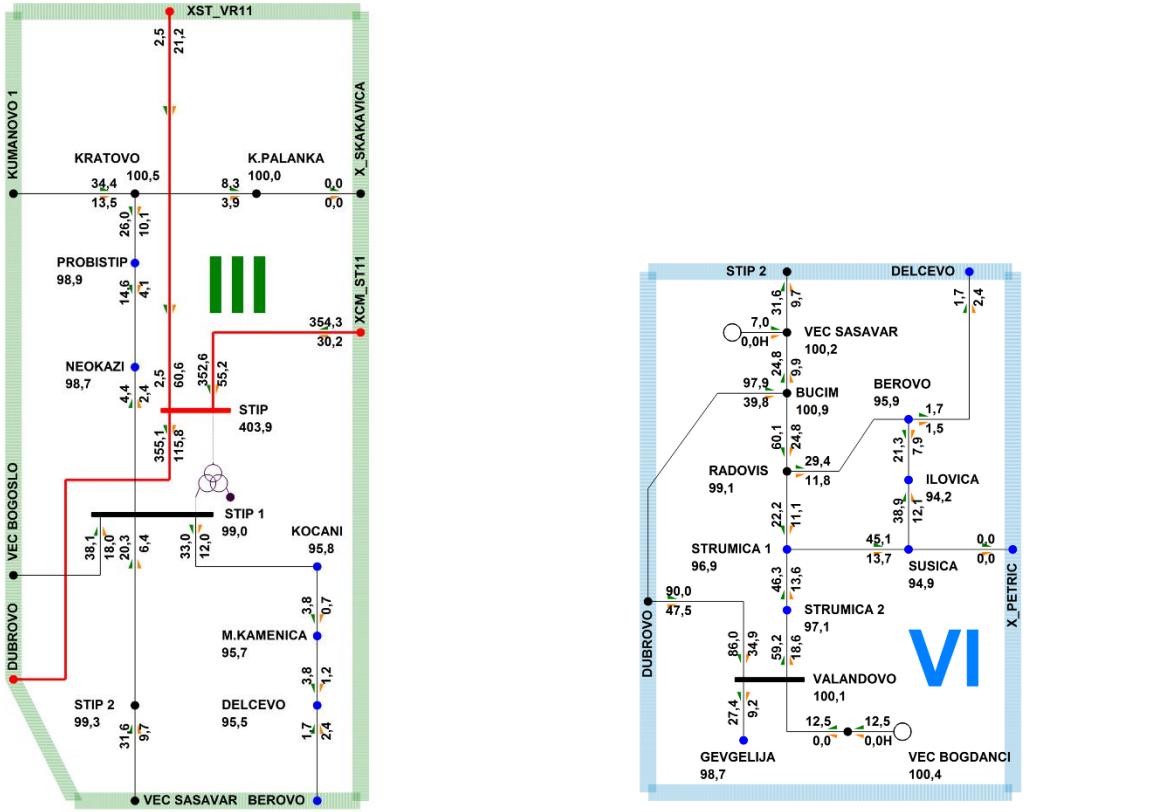
Максималното летно оптоварување претставува најтежок режим на работа за регионот VI по прашањето на преоптоварувањата во мрежата (Табела 6.15) и многу ниските напони (Слика 6.28, Слика 6.29) за критериумот N-1. Исто како и за референтното сценарио, три испади се критични и предизвикуваат најголеми проблеми во регионот VI: ДВ 110 kV Дуброво - Валандово, ДВ 110 kV Бучим - Радовиш и ТР 400/110 kV во ТС Штип. Оптоварувањата се уште повеќе критични доколку ВЕЦ Богданци работи со 0 MW (пример ДВ 110 kV Бучим - Радовиш се преоптоварува блиску до 130%). Решението на проблемот со преоптоварувањата во мрежата во регионот VI веќе беше претходно анализирано, а за потребите на студијата се претпоставува изградба на нов вод 110 kV Дуброво - Валандово.

Табела 6.15 РЕГИОН VI – Преоптоварувања во мрежата за критериумот N-1 при максимално летно оптоварување за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ - 2025 година

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Опт. [%] или Напон [kV] "јаглен, гас"	"зелено"
ТР 400/110 kV во ТС Штип	ДВ 110 kV Bučim - Dubrovo	123 MVA	93%	94%
ДВ 110 kV Dubrovo – Valandovo	ДВ 110 kV Bučim - Radoviš	123 MVA	**116%**	**117%**
ДВ 110 kV Bučim - Radoviš	ДВ 110 kV Dubrovo - Valandovo	123 MVA	**103%**	**103%**
	ДВ 110 kV Valandovo -Strumica 2	93 MVA	**100%**	**100%**



Слика 6.28 РЕГИОН VI – Текови на моќности и напонски прилики при максимално летно оптоварување за сценариото „зелено“ со исклучен ДВ 110 kV Бучим - Радовиш (слика лево) и исклучен ДВ 110 kV Дуброво - Валандово (слика десно) - 2025 година



Слика 6.29 РЕГИОНИ III и VI – Текови на моќности и напонски прилики при максимално летно оптоварување за сценариото „зелено“ со исклучен ТР 400/110 kV во ТС Штип - 2025 година

Решение на проблемот со многу ниските напони во регионот III и регионот VI

За разлика од максималното зимско оптоварување, при максималното летно оптоварување, многу ниските напони во регионите III и VI (критериум N-1) не можат да се решат со диспечерски мерки преку подолжна регулација на напоните со мрежните ТР 400/100 kV, што е потврдено со претходната анализа за регионот III (Табела 6.9). Проблемот со критично ниските напони е последица од приклучокот на новиот директен потрошувач Еуромакс (60 MW, 20 Mvar). Се препорачува новиот директен потрошувач да ја компензира својата реактивна моќност (20 Mvar) на местото на приклучок, со што би се обезбедиле подобри напони во регионот VI и би се намалила потребната моќност за компензација во мрежата 110 kV. Разгледувајќи ги критичните исклучувања во регионот III и регионот VI, разработени се две варијанти како можни решенија на проблемот:

1. Вградување на втор мрежен енергетски ТР 400/110 kV во ТС Штип

Вградувањето на втор мрежен трансформатор го решава проблемот на многу ниските напони, само за специфичниот испад на постоечкиот ТР 400/110 kV во ТС Штип, но не се решава проблемот со многу ниските напони за останатите N-1 случаи (пример испад ДВ 110 kV Кочани - Штип 1 во регионот III).

2. Вградување на компензациони уреди (напонски извори) во 110 kV мрежа во регионот III

Со вградување на компензациони уреди може да се реши проблемот на многу ниски напони за сите критични испади. Покрај изградбата на новиот ДВ 110 kV Дуброво - Валандово за разгледуваната 2025 година, потребно е да се вградат минимум 25 Mvar[12] попречна компензација (напонски извор) во 110 kV ТС Кочани (регион III), за да напоните во регионот III и регионот VI би биле во дозволените вредности и при максимално летно оптоварување (критериум N-1), кога диспечерската мерка со подолжна регулација на напоните со мрежните ТР 400/110 kV не е доволна за сведување на напоните во дозволените граници. Одредувањето на максималната вредност на компензацијата е изведено при изграден нов ДВ 110 kV Дуброво - Валандово и исклучен ДВ 110 kV Кочани - Штип 1 (најкритични напони за критериумот N-1), а проценка на трошоците за разгледуваните варијанти е прикажана во продолжение (Табела 6.16).

Табела 6.16 РЕГИОНИ III и VI – Проценка на трошоците за решенијата на проблемот со многу ниските напони (критериум N-1) - 2025 година

Име на објектот	Моќност [MVA] [Mvar]	Парче	Единечна цена [€/парче] [€/Mvar]	Вкупно [€]
ТР2 400/110 kV во ТС Штип	300	1	2.500.000	2.500.000
400 kV ТР поле	-	1	900.000	900.000
110 kV ТР поле	-	1	250.000	250.000
Вкупно ТР2 400/110 kV во ТС Штип				**3.650.000**
110 kV Попречна компензација	25	1	20.000*	500.000
110 kV поле	-	1	250.000	250.000
Вкупно компензација 110 kV Кочани				**750.000**

* Цената е проценета врз основа на сознанијата на авторите на студијата.

Изградба на мали електрични централи приклучени на дистрибутивната мрежа

Значителната изградба на електричните централи на дистрибутивната мрежа (намалување на оптоварувањето на системот за околу 95 MW за сценариото „зелено“) има позитивно влијание на намалувањето на критичните пореметувања во регионот VI, но не ги решава. Летното оптоварување на ДВ 110 kV Бучим – Радовиш (критериум N-1) се намалува од 116% на 105% (ангажираност на ВЕЦ

[12] Претпоставена е дека попречната компензација во јазолот на приклучок го одржува напонот на ниво од 0,95 p.u.

Богданци од 12,5 MW), односно од 128% на 115% (ангажираност на ВЕЦ Богданци од 0 MW). Исто како и кај ВЕЦ, ангажираноста на ФНЕЦ е стохастичка променлива и помало производство од очекуваното ќе го намали вкупното позитивно влијание на преносната мрежа.

Неизградба на новиот директен потрошувач

Практично сите претходно опишани потребни зафати во регионот VI од преносната мрежа се директна последица од приклучокот на новиот директен потрошувач Еуромакс (60 MW, 20 Mvar). Доколку рудникот на бакар не се изгради, тогаш во 2025 година не е потребна изградба на нов ДВ 110 kV Дуброво - Валандово заради елиминирање на преоптоварувањата во мрежата, како ни вградување на компензационен уред во 110 kV јазол ТС Кочани, бидејќи сите многу ниски напони можат да се елиминираат со диспечерската мерка со подолжна регулација на напоните со мрежниот ТР 400/110 kV во ТС Штип. Сепак, со зголемување на оптоварувањето на системот ќе дојде до истите проблеми во системот, па споменатите мерки ќе бидат потребни покасно во долгорочен период.

Ангажираност на ВЕЦ (евакуација на моќноста)

Максималната ангажираност на ВЕЦ Богданци (50 MW) и ВЕЦ Шашаварлија (28 MW) позитивно влијае на намалувањето на преоптоварувањата кои се присутни во регионот VI (критериум N-1) и со нивно активно учество во регулацијата на напоните потполно се елиминираат сите критични работни состојби. Особено е важна улогата на ВЕЦ Богданци, чија зголемена ангажираност ја подобрува сигурноста на работата во регионот VI од преносната мрежа, но проблемот со ВЕЦ е неможноста за редиспечинг на нивното производство нагоре и затоа на нив не може да се смета како на трајно расположлива диспечерска мерка.

6.8 ПРЕСМЕТКА НА МАКСИМАЛНИТЕ СТРУИ НА КУСИ ВРСКИ

Согласно добиените резултати од пресметката на максималните струи на куси врски (вклучени се сите гранки од преносната мрежа, кои инаку се исклучени, максимална ангажираност на сите електрични централи во РМ) за 2025 година (Табела 6.17), максималната струја на куса врска е поголема од 40 kA во 110 kV јазли ТС Скопје 1 и ТС Скопје 4, додека во 110 kV ТС Зајчев Рид ја преминува вредноста од 36 kA (90% од 40 kA). Пресметката на максималните струи на куси врски (IEC 60909) е релевантна за потребите на димензионирање на постројките и во нормална работна состојба не се очекува појава на така високи вредности на струите на куси врски.

Табела 6.17 Максимални струи на трифазна и еднофазна куса врска на 400 kV и 110 kV собирниците во преносната мрежа во РМ за 2025 година

Јазол	U [kV]	СЦ. "ЈАГЛЕН, ГАС" IEC 60909	
		3-СКВ [kA]	1-СКВ [kA]
BITOLA 2	400	23,6	21,2
DUBROVO	400	21,1	17,8
OHRID	400	13,6	12,1
SK 1	400	16,1	15,0
SK 4	400	17,2	16,3
STIP	400	16,4	13,9
AERODROM	110	19,6	17,5
B.GNEOTINO	110	9,8	8,0
BEROVO	110	5,2	4,6
BITOLA 1	110	19,4	16,5
BITOLA 2	110	27,6	32,5
BITOLA 3	110	14,1	11,1
BITOLA 4	110	17,1	14,5
BUCIM	110	10,3	7,9
BUNARGIK	110	9,8	8,3
CNTRLN	110	30,0	33,5
DEBAR	110	5,8	5,5
DELCEVO	110	4,1	3,5
DRACEVO	110	23,4	19,1
DUBROVO	110	31,0	34,6
FENI	110	17,9	15,5
G.BABA	110	23,4	22,5
G.PETROV	110	13,6	11,3
GEVGELIJA	110	4,5	4,2
GLOBOCICA	110	6,5	6,3
GOSTIVAR	110	10,6	10,0
ILOVICA	110	4,9	5,7
ISTOK	110	19,5	17,3
JUG NOVA	110	29,7	32,7
JUGOHROM	110	11,5	11,7
K.PALANKA	110	3,3	2,7
K.VODA	110	29,0	29,9
KAVADARCI	110	16,7	14,3
KAVADARCI 2	110	14,1	11,5
KICEVO	110	6,6	5,5
KOCANI	110	5,3	4,8
KOZJAK	110	10,5	10,3
KOZLE	110	13,6	12,8
KRATOVO	110	5,6	4,6
KUMANOVO 1	110	9,2	9,5
KUMANOVO 2	110	8,5	8,4
M.KAMENICA	110	4,2	3,7
MILADINOVCI	110	11,4	8,0

Јазол	U [kV]	СЦ. "ЗЕЛЕНО" IEC 60909	
		3-СКV [kA]	1-СКВ [kA]
BITOLA 2	400	23,3	21,0
DUBROVO	400	20,0	16,7
OHRID	400	13,5	12,1
SK 1	400	15,9	14,9
SK 4	400	17,0	16,1
STIP	400	16,0	13,6
AERODROM	110	19,5	17,5
B.GNEOTINO	110	9,8	8,0
BEROVO	110	5,1	4,6
BITOLA 1	110	19,3	16,5
BITOLA 2	110	27,5	32,4
BITOLA 3	110	14,1	11,1
BITOLA 4	110	17,0	14,5
BUCIM	110	10,0	7,8
BUNARGIK	110	9,7	8,3
CNTRLN	110	29,8	33,3
DEBAR	110	5,8	5,5
DELCEVO	110	4,0	3,5
DRACEVO	110	23,3	19,1
DUBROVO	110	25,4	27,5
FENI	110	16,2	14,5
G.BABA	110	23,3	22,4
G.PETROV	110	13,6	11,3
GEVGELIJA	110	4,4	4,2
GLOBOCICA	110	6,5	6,3
GOSTIVAR	110	10,6	10,0
ILOVICA	110	4,8	5,6
ISTOK	110	19,5	17,2
JUG NOVA	110	29,5	32,6
JUGOHROM	110	11,5	11,7
K.PALANKA	110	3,3	2,7
K.VODA	110	28,8	29,8
KAVADARCI	110	15,5	13,6
KAVADARCI 2	110	13,2	11,1
KICEVO	110	6,6	5,5
KOCANI	110	5,2	4,7
KOZJAK	110	10,5	10,3
KOZLE	110	13,5	12,8
KRATOVO	110	5,6	4,6
KUMANOVO 1	110	9,2	9,5
KUMANOVO 2	110	8,5	8,4
M.KAMENICA	110	4,2	3,6
MILADINOVCI	110	11,4	8,0

Јазол	U [kV]	СЦ. "ЈАГЛЕН, ГАС" IEC 60909	
		3-СКВ [kA]	1-СКВ [kA]
NEGOTINO	110	15,6	12,2
NEOKAZI	110	6,7	6,5
O.POLE	110	9,0	7,1
OHRID	110	14,0	15,1
OHRID 1	110	8,8	8,2
OHRID 2	110	8,8	8,1
OSLOMEJ	110	9,8	10,5
PETROVEC	110	12,9	11,0
POLOG	110	9,4	8,6
PRILEP 1	110	6,7	6,0
PRILEP 2	110	6,3	5,6
PRILEP 3	110	5,5	4,8
PROBISTIP	110	6,3	5,8
RADOVIS	110	8,1	6,6
RAFINERIJA	110	8,5	7,3
RESEN	110	8,6	6,7
SAMOKOV	110	7,8	6,7
SK 1	110	34,3	**40,2**
SK 2	110	25,6	24,6
SK 3	110	15,8	15,7
SK 4	110	34,9	**40,4**
SOPOTNICA	110	6,1	4,6
SPILJE	110	6,8	7,0
STIP 1	110	16,8	18,1
STIP 2	110	12,7	11,6
STRUGA	110	7,5	6,3
STRUMICA 1	110	7,3	7,6
STRUMICA 2	110	7,3	7,5
SUSICA	110	5,2	5,5
SUVODOL	110	22,8	21,6
SV.PETKA	110	9,5	8,7
TEARCE	110	10,5	9,7
TETO-EC	110	28,4	30,4
TETOVO 1	110	11,8	12,0
TETOVO 2	110	10,6	10,4
TIKVES	110	16,4	15,0
TOPILNICA	110	9,2	8,7
TPP NEGOTINO	110	28,7	31,3
USJE	110	19,7	17,3
V.GLAVINOV	110	30,5	34,1
VALANDOVO	110	9,3	8,6
VEC BOGDANCI	110	5,9	5,3
VEC BOGOSLO	110	-	-
VEC SASAVAR	110	10,2	8,2
VELEC C	110	9,2	8,6
VELES	110	9,9	9,4
VELES 2	110	9,7	9,2
VRUTOK	110	12,5	13,9
Z.RID	110	31,8	**36,5**
ZABENI	110	8,5	5,6
ZAPAD	110	14,7	14,5
ZELINO	110	10,0	8,8
ZGROPOLCI	110	8,5	6,8
ZLZ-JUG	110	26,3	25,5
ZLZ-SVR	110	31,0	32,4

Јазол	U [kV]	СЦ. "ЗЕЛЕНО" IEC 60909	
		3-СКV [kA]	1-СКВ [kA]
NEGOTINO	110	14,0	11,2
NEOKAZI	110	6,7	6,4
O.POLE	110	7,9	6,4
OHRID	110	13,9	15,1
OHRID 1	110	8,7	8,2
OHRID 2	110	8,8	8,1
OSLOMEJ	110	9,8	10,5
PETROVEC	110	12,7	10,9
POLOG	110	9,4	8,6
PRILEP 1	110	6,7	6,0
PRILEP 2	110	6,2	5,5
PRILEP 3	110	5,4	4,7
PROBISTIP	110	6,2	5,8
RADOVIS	110	7,9	6,5
RAFINERIJA	110	8,5	7,3
RESEN	110	8,6	6,6
SAMOKOV	110	7,8	6,7
SK 1	110	34,0	**40,0**
SK 2	110	25,5	24,5
SK 3	110	15,8	15,6
SK 4	110	34,6	**40,1**
SOPOTNICA	110	6,1	4,6
SPILJE	110	6,8	7,0
STIP 1	110	16,4	17,8
STIP 2	110	12,5	11,4
STRUGA	110	7,5	6,3
STRUMICA 1	110	7,1	7,4
STRUMICA 2	110	7,1	7,4
SUSICA	110	5,1	5,4
SUVODOL	110	22,7	21,5
SV.PETKA	110	9,5	8,7
TEARCE	110	10,4	9,7
TETO-EC	110	28,2	30,3
TETOVO 1	110	11,8	12,0
TETOVO 2	110	10,6	10,4
TIKVES	110	15,1	14,2
TOPILNICA	110	8,8	8,5
TPP NEGOTINO	110	23,0	23,0
USJE	110	19,7	17,3
V.GLAVINOV	110	30,4	34,0
VALANDOVO	110	8,9	8,3
VEC BOGDANCI	110	5,8	5,2
VEC BOGOSLO	110	8,5	6,9
VEC SASAVAR	110	10,0	8,1
VELEC C	110	8,8	8,3
VELES	110	9,4	9,1
VELES 2	110	9,3	8,9
VRUTOK	110	12,5	13,9
Z.RID	110	31,6	**36,3**
ZABENI	110	8,5	5,6
ZAPAD	110	14,7	14,4
ZELINO	110	10,0	8,8
ZGROPOLCI	110	8,2	6,7
ZLZ-JUG	110	26,2	25,5
ZLZ-SVR	110	30,8	32,3

Пресметката на кусите врски за нормална работна состојба е изведена со истите претпоставки со IEC 60909 стандардот, но за очекуваната вклопна состојба (пример исклучен КВ 110 kV Зајчев Рид – Централна Нова) и очекувана ангажираност на електричните централи за референтните сценарија „јаглен, гас“ (околу 1500 MW) и „зелено“ (околу 1200 MW), како што е претходно наведено во табелата (Табела 3.25).

Согласно добиените резултати (Табела 6.18) за 2025 година (нормална работна состојба), струјата на куса врска во 110 kV ТС СК4 е поголема од гранично поставената вредност од 36 kA (Ik3'' 30,7 kA и Ik1'' 36,1 kA) и затоа е оправдано да се примени мерка на секционирање на собирниците 110 kV во ТС Скопје 4, за да се намалат струите на куси врски и да се елиминира загрозувањето на сигурноста на системот. Во претходната студија за развојот на преносната мрежа на РМ [14], за намалување на струите на куси врски во регионот на градот Скопје, препорачано е секционирање на собирниците 110 kV во ТС Скопје 1, но заради изградбата на новиот КВ 110 kV СК4 - ТЕТО (не бил предвиден во [14]) ќе дојде до поголем пораст на струите на куси врски во 110 kV ТС СК4 во однос на 110 kV ТС СК1. Затоа, во 2025 година се препорачува секционирање на собирниците 110 kV во ТС Скопје 4, како што е опишано во следното поглавје.

Табела 6.18 Струи на трифазна и еднофазна куса врска на 400 kV и 110 kV собирниците во преносната мрежа на РМ за нормална работна состојба и очекувана ангажираност на електричните централи за 2025 година

Јазол	U [kV]	СЦ. "ЈАГЛЕН, ГАС" 3-СКВ [kA]	СЦ. "ЈАГЛЕН, ГАС" 1-СКВ [kA]	Δ IEC 60909 3-СКВ [%]	Δ IEC 60909 1-СКВ [%]
BITOLA 2	400	22,2	20,1	-6%	-5%
DUBROVO	400	20,4	17,4	-3%	-2%
OHRID	400	13,2	11,9	-2%	-2%
SK 1	400	15,5	14,5	-4%	-3%
SK 4	400	16,5	15,8	-4%	-3%
STIP	400	16,1	13,7	-2%	-1%
AERODROM	110	13,7	11,8	-30%	-33%
B.GNEOTINO	110	9,2	7,7	-6%	-4%
BEROVO	110	5,1	4,6	-2%	-1%
BITOLA 1	110	17,6	15,5	-9%	-6%
BITOLA 2	110	23,5	27,0	-15%	-17%
BITOLA 3	110	13,1	10,6	-8%	-5%
BITOLA 4	110	15,7	13,7	-8%	-5%
BUCIM	110	10,0	7,6	-3%	-4%
BUNARGIK	110	9,6	8,2	-2%	-1%
CNTRLN	110	17,9	17,4	-40%	-48%
DEBAR	110	5,5	5,3	-6%	-4%
DELCEVO	110	4,0	3,5	-1%	-1%
DRACEVO	110	21,4	18,2	-8%	-5%
DUBROVO	110	29,4	32,9	-5%	-5%
FENI	110	17,2	15,1	-4%	-2%
G.BABA	110	16,0	14,8	-32%	-34%
G.PETROV	110	13,0	11,0	-4%	-3%
GEVGELIJA	110	4,3	4,1	-4%	-3%
GLOBOCICA	110	6,1	6,1	-6%	-4%
GOSTIVAR	110	10,0	9,6	-6%	-4%
ILOVICA	110	4,8	5,6	-2%	-2%
ISTOK	110	13,5	10,8	-31%	-37%
JUG NOVA	110	18,6	18,0	-37%	-45%
JUGOHROM	110	11,0	11,4	-4%	-3%
K.PALANKA	110	3,3	2,7	0%	0%
K.VODA	110	20,4	20,0	-30%	-33%
KAVADARCI	110	16,2	14,0	-3%	-2%
KAVADARCI 2	110	13,7	11,3	-3%	-2%

Јазол	U [kV]	СЦ. "ЗЕЛЕНО" 3-СКВ [kA]	СЦ. "ЗЕЛЕНО" 1-СКВ [kA]	Δ IEC 60909 3-СКВ [%]	Δ IEC 60909 1-СКВ [%]
BITOLA 2	400	21,9	19,9	-6%	-6%
DUBROVO	400	19,3	16,3	-4%	-2%
OHRID	400	13,2	11,9	-2%	-2%
SK 1	400	15,3	14,4	-4%	-3%
SK 4	400	16,3	15,6	-4%	-3%
STIP	400	15,6	13,4	-2%	-1%
AERODROM	110	13,6	11,8	-30%	-33%
B.GNEOTINO	110	9,2	7,6	-6%	-4%
BEROVO	110	5,0	4,5	-2%	-1%
BITOLA 1	110	17,5	15,4	-9%	-6%
BITOLA 2	110	23,3	26,8	-15%	-17%
BITOLA 3	110	13,0	10,5	-8%	-5%
BITOLA 4	110	15,6	13,7	-8%	-5%
BUCIM	110	9,6	7,5	-4%	-4%
BUNARGIK	110	9,5	8,2	-2%	-1%
CNTRLN	110	17,8	17,3	-40%	-48%
DEBAR	110	5,5	5,3	-6%	-4%
DELCEVO	110	4,0	3,5	-1%	-1%
DRACEVO	110	21,3	18,1	-8%	-5%
DUBROVO	110	24,2	26,5	-5%	-4%
FENI	110	15,5	14,2	-4%	-3%
G.BABA	110	15,9	14,7	-32%	-34%
G.PETROV	110	13,0	11,0	-4%	-3%
GEVGELIJA	110	4,2	4,0	-4%	-3%
GLOBOCICA	110	6,1	6,1	-6%	-4%
GOSTIVAR	110	10,0	9,6	-6%	-4%
ILOVICA	110	4,7	5,5	-2%	-2%
ISTOK	110	13,4	10,8	-31%	-37%
JUG NOVA	110	18,5	18,0	-37%	-45%
JUGOHROM	110	11,0	11,4	-4%	-3%
K.PALANKA	110	3,3	2,7	-1%	0%
K.VODA	110	20,3	19,9	-30%	-33%
KAVADARCI	110	14,9	13,3	-4%	-2%
KAVADARCI 2	110	12,8	10,9	-3%	-2%

Јазол	U [kV]	СЦ. "ЈАГЛЕН, ГАС" 3-СКВ [kA]	СЦ. "ЈАГЛЕН, ГАС" 1-СКВ [kA]	Δ IEC 60909 3-СКВ [%]	Δ IEC 60909 1-СКВ [%]
KICEVO	110	6,5	5,4	-2%	-1%
KOCANI	110	5,2	4,7	-1%	-1%
KOZJAK	110	10,0	9,9	-5%	-4%
KOZLE	110	12,1	11,1	-11%	-13%
KRATOVO	110	5,5	4,6	-1%	0%
KUMANOVO 1	110	9,1	9,4	-2%	-1%
KUMANOVO 2	110	8,4	8,3	-1%	-1%
M.KAMENICA	110	4,2	3,6	-1%	-1%
MILADINOVCI	110	10,9	7,8	-5%	-3%
NEGOTINO	110	15,2	11,9	-3%	-2%
NEOKAZI	110	6,7	6,4	-1%	-1%
O.POLE	110	8,9	7,1	-1%	-1%
OHRID	110	13,7	14,9	-2%	-1%
OHRID 1	110	8,7	8,1	-1%	-1%
OHRID 2	110	8,7	8,0	-1%	-1%
OSLOMEJ	110	9,5	10,3	-4%	-3%
PETROVEC	110	12,4	10,7	-4%	-2%
POLOG	110	8,8	8,3	-6%	-4%
PRILEP 1	110	6,6	5,9	-2%	-1%
PRILEP 2	110	6,2	5,5	-2%	-1%
PRILEP 3	110	5,4	4,7	-2%	-1%
PROBISTIP	110	6,2	5,8	-1%	-1%
RADOVIS	110	7,9	6,4	-3%	-2%
RAFINERIJA	110	8,4	7,3	-2%	-1%
RESEN	110	8,4	6,6	-2%	-1%
SAMOKOV	110	7,5	6,6	-3%	-2%
SK 1	110	29,3	34,1	-15%	-15%
SK 2	110	23,3	23,0	-9%	-7%
SK 3	110	15,2	15,2	-4%	-3%
SK 4	110	30,7	**36,1**	-12%	-11%
SOPOTNICA	110	6,0	4,6	-2%	-1%
SPILJE	110	6,3	6,6	-7%	-5%
STIP 1	110	16,4	17,8	-2%	-2%
STIP 2	110	12,4	11,2	-3%	-3%
STRUGA	110	7,4	6,3	-2%	-1%
STRUMICA 1	110	7,0	7,3	-4%	-3%
STRUMICA 2	110	7,0	7,3	-4%	-3%
SUSICA	110	5,1	5,4	-2%	-2%
SUVODOL	110	17,2	14,5	-24%	-33%
SV.PETKA	110	9,1	8,5	-4%	-3%
TEARCE	110	10,0	9,5	-4%	-3%
TETO-EC	110	26,2	28,6	-8%	-6%
TETOVO 1	110	11,1	11,5	-6%	-4%
TETOVO 2	110	10,0	10,0	-5%	-4%
TIKVES	110	15,7	14,5	-5%	-3%
TOPILNICA	110	9,1	8,7	-1%	-1%
TPP NEGOTINO	110	26,2	28,4	-9%	-9%
USJE	110	18,3	16,5	-7%	-5%
V.GLAVINOV	110	25,1	27,6	-18%	-19%
VALANDOVO	110	8,7	7,8	-7%	-9%
VEC BOGDANCI	110	5,3	4,2	-10%	-21%
VEC BOGOSLO	110	-	-	-	-
VEC SASAVAR	110	9,8	7,5	-4%	-9%
VELEC C	110	9,1	8,5	-1%	-1%
VELES	110	9,7	9,3	-2%	-1%
VELES 2	110	9,6	9,1	-2%	-1%
VRUTOK	110	11,5	13,0	-9%	-6%
Z.RID	110	25,6	28,8	-19%	-21%
ZABENI	110	8,1	5,5	-4%	-2%
ZAPAD	110	14,0	13,8	-5%	-4%
ZELINO	110	9,5	8,6	-5%	-3%
ZGROPOLCI	110	8,4	6,7	-1%	-1%
ZLZ-JUG	110	23,0	22,2	-13%	-13%
ZLZ-SVR	110	26,7	28,0	-14%	-14%

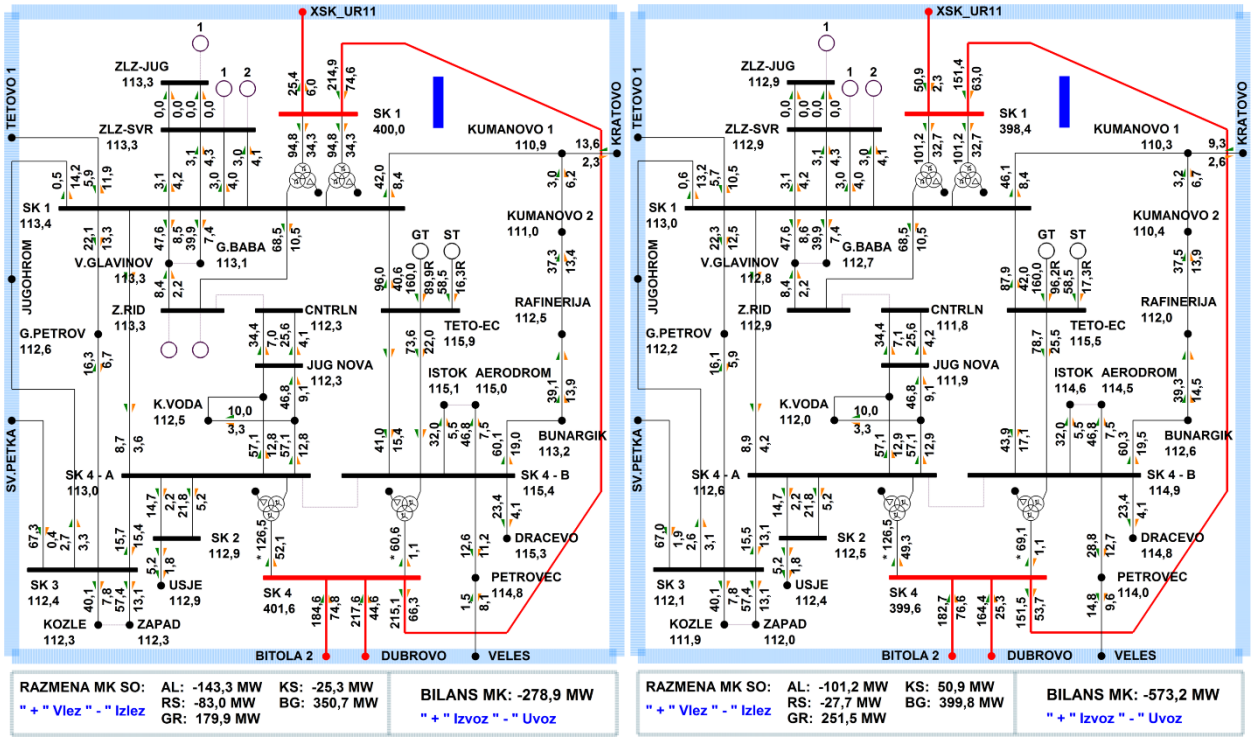
Јазол	U [kV]	СЦ. "ЗЕЛЕНО" 3-СКВ [kA]	СЦ. "ЗЕЛЕНО" 1-СКВ [kA]	Δ IEC 60909 3-СКВ [%]	Δ IEC 60909 1-СКВ [%]
KICEVO	110	6,5	5,4	-2%	-1%
KOCANI	110	5,1	4,7	-1%	-1%
KOZJAK	110	9,9	9,9	-5%	-4%
KOZLE	110	12,0	11,1	-11%	-13%
KRATOVO	110	5,5	4,6	-1%	-1%
KUMANOVO 1	110	9,0	9,4	-2%	-1%
KUMANOVO 2	110	8,4	8,3	-2%	-1%
M.KAMENICA	110	4,2	3,6	-1%	-1%
MILADINOVCI	110	10,8	7,8	-5%	-3%
NEGOTINO	110	13,7	11,0	-3%	-1%
NEOKAZI	110	6,6	6,4	-1%	-1%
O.POLE	110	7,7	6,1	-3%	-5%
OHRID	110	13,7	14,9	-2%	-1%
OHRID 1	110	8,6	8,1	-1%	-1%
OHRID 2	110	8,7	8,0	-1%	-1%
OSLOMEJ	110	9,5	10,3	-4%	-3%
PETROVEC	110	12,2	10,6	-4%	-2%
POLOG	110	8,8	8,3	-6%	-4%
PRILEP 1	110	6,5	5,9	-2%	-1%
PRILEP 2	110	6,1	5,5	-2%	-1%
PRILEP 3	110	5,4	4,7	-2%	-1%
PROBISTIP	110	6,2	5,8	-1%	-1%
RADOVIS	110	7,7	6,3	-3%	-3%
RAFINERIJA	110	8,4	7,3	-2%	-1%
RESEN	110	8,4	6,6	-2%	-1%
SAMOKOV	110	7,5	6,6	-3%	-2%
SK 1	110	29,0	33,9	-15%	-15%
SK 2	110	23,1	22,9	-9%	-7%
SK 3	110	15,1	15,2	-4%	-3%
SK 4	110	30,4	35,8	-12%	-11%
SOPOTNICA	110	6,0	4,6	-2%	-1%
SPILJE	110	6,3	6,6	-7%	-5%
STIP 1	110	15,9	17,3	-3%	-3%
STIP 2	110	12,1	11,0	-3%	-3%
STRUGA	110	7,4	6,2	-2%	-1%
STRUMICA 1	110	6,8	7,2	-4%	-3%
STRUMICA 2	110	6,8	7,1	-4%	-4%
SUSICA	110	5,0	5,3	-3%	-2%
SUVODOL	110	17,1	14,4	-25%	-33%
SV.PETKA	110	9,1	8,5	-4%	-3%
TEARCE	110	10,0	9,5	-4%	-3%
TETO-EC	110	26,0	28,5	-8%	-6%
TETOVO 1	110	11,1	11,5	-6%	-4%
TETOVO 2	110	10,0	10,0	-6%	-4%
TIKVES	110	14,4	13,8	-5%	-3%
TOPILNICA	110	8,6	8,3	-2%	-2%
TPP NEGOTINO	110	20,8	20,1	-10%	-12%
USJE	110	18,2	16,5	-7%	-5%
V.GLAVINOV	110	25,0	27,4	-18%	-19%
VALANDOVO	110	8,3	7,6	-7%	-9%
VEC BOGDANCI	110	5,1	4,1	-11%	-21%
VEC BOGOSLO	110	8,2	6,3	-4%	-8%
VEC SASAVAR	110	9,5	7,4	-5%	-9%
VELEC C	110	8,6	8,2	-2%	-2%
VELES	110	9,2	9,0	-2%	-2%
VELES 2	110	9,0	8,7	-2%	-2%
VRUTOK	110	11,4	13,0	-9%	-6%
Z.RID	110	25,5	28,7	-19%	-21%
ZABENI	110	8,1	5,5	-4%	-2%
ZAPAD	110	14,0	13,8	-5%	-4%
ZELINO	110	9,5	8,6	-5%	-3%
ZGROPOLCI	110	8,1	6,6	-2%	-1%
ZLZ-JUG	110	22,8	22,1	-13%	-13%
ZLZ-SVR	110	26,5	27,9	-14%	-14%

6.8.1 Секционирање на 110 kV собирници

Кај постројките кои се изведени со двоен систем на собирници (посложена изведба), возможна е голема флексибилност во работата на системот, па така може едноставно да се примени методот на секционирање на собирниците. Кај двојниот систем на собирници, секоја гранка (вод, трансформатор) може да се приклучи на еден од двата системи на собирници и секционирањето се изведува со исклучување на спојното поле помеѓу двата системи. Секционирањето е оправдано, кога струите на куси врски се поголеми од расклопната моќност на вградените прекинувачи, што се проверува ден однапред при дефинирањето на возниот ред на системот.

За работната состојба на максимално оптоварување на системот во 2025 година, заради големите струи на куси врски во јазолот 110 kV (СК4) во ТС Скопје 4, се предлага секционирање на собирниците 110 kV во ТС Скопје 4. При секционирањето е важен изборот на гранките кои ќе бидат приклучени на поединечните секции и постојат повеќе начини како е можно да се изведе секционирањето. Покрај намалувањето на струите на куси врски, секционираната мрежа мора да има и исполнет критериум N-1 за пресметката на тековите на моќности. Во студијата е предложено секционирање на собирниците 110 kV во ТС Скопје 4 на тој начин што струите на трифазна и еднофазна куса врска после секционирањето да бидат приближно еднакви во двете секции (110 kV СК4 - А и 110 kV СК4 - В) со задоволена сигурност на системот за критериумот N-1.

Предлогот за секционирање на собирниците 110 kV СК4 е прикажан на следната слика (Слика 6.30), заедно со резултатите од пресметката на тековите на моќности за сценариото „јаглен, гас“ и „зелено“ (максимално зимско оптоварување), а влијанието на секционирањето на 110 kV ТС СК4 на струите на куса врска е прикажано во табелата (Табела 6.19). Дополнителните пресметки за анализата на сигурноста покажаа дека со секционирањето на собирниците 110 kV во ТС СК4 на предложениот начин не се загрозува сигурноста на системот (критериум N-1) во однос на случајот кога 110 kV ТС СК4 не е секционирана.



Слика 6.30 РЕГИОН I – Текови на моќности и напонски прилики з анормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (слика лево) и „зелено“ (слика десно) со секционирани собирници 110 kV СК4 - 2025 година

Согласно добиените резултати (Табела 6.19), секционирањето на собирниците 110 kV во ТС СК4 ги намалува струите на куси врски во 110 kV ТС СК4 за околу 30% - 40% (од почетните вредности во ТС СК4: Ik3'' 30,7 kA, Ik1'' 36,1 kA на новите вредности по секции во ТС СК4(А: Ik3'' 18,7 kA, Ik1'' 20,9 kA и В: Ik3'' 22,1 kA и Ik1'' 25,1 kA), со што е постигнато задоволувачко ниво на струите на куси врски, а истовремено не е загрозена сигурноста на системот (критериум N-1).

Табела 6.19 Влијание на секционирањето на собирниците 110 kV СК4 на намалувањето на струите на куси врски за нормална работна состојба и очекуваната ангажираност на електричните централи - 2025 година

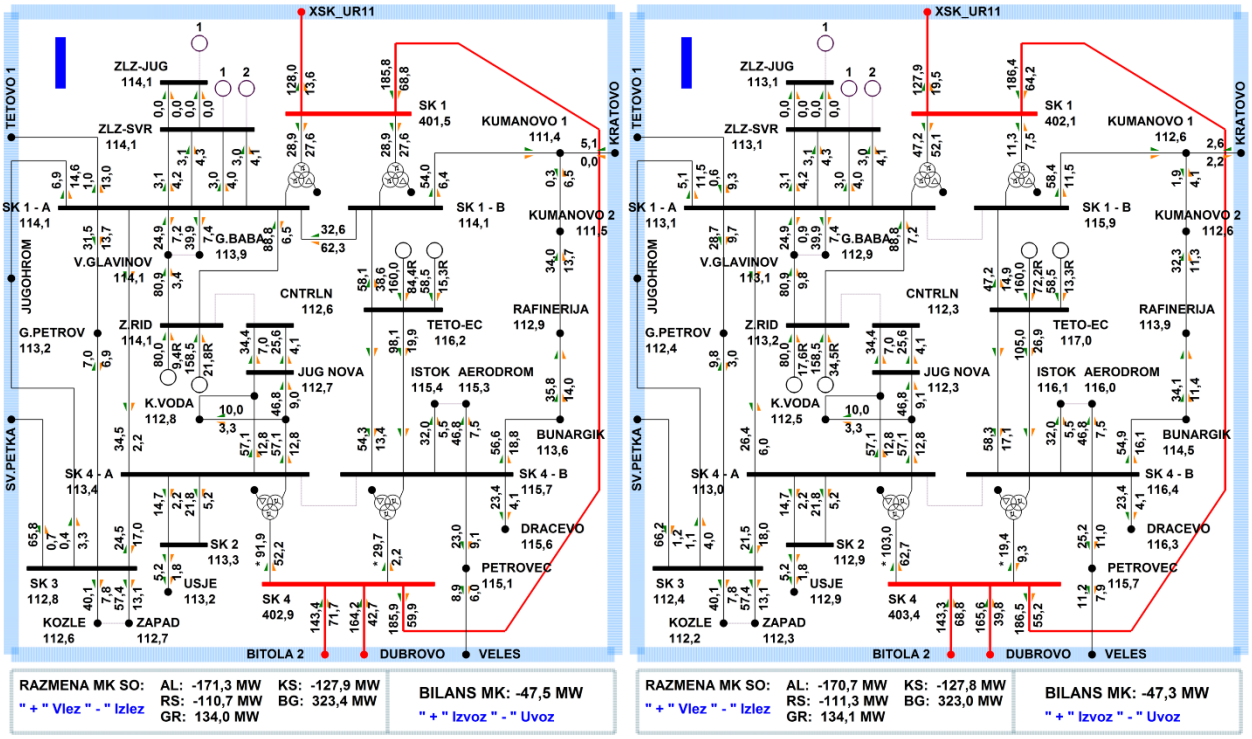
СЦ. "ЈАГЛЕН, ГАС"						СЦ. "ЗЕЛЕНО"					
Јазол	U [kV]	СЕКЦ. 110 kV СК4		Δ ПОЧ. СОСТОЈБА		Јазол	U [kV]	СЕКЦ. 110 kV СК4		Δ ПОЧ. СОСТОЈБА	
		3-СКВ [kA]	1-СКВ [kA]	3-СКВ [%]	1-СКВ [%]			3-СКВ [kA]	1-СКВ [kA]	3-СКВ [%]	1-СКВ [%]
SK 4 - A	110	18,7	20,9	-39%	-42%	**SK 4 - A**	110	18,6	20,8	-39%	-42%
SK 2	110	15,7	16,0	-33%	-30%	SK 2	110	15,6	16,0	-33%	-30%
K.VODA	110	14,3	14,7	-30%	-26%	K.VODA	110	14,3	14,7	-30%	-26%
SK 4 - B	110	22,1	25,1	-28%	-31%	**SK 4 - B**	110	21,8	24,9	-28%	-31%
JUG NOVA	110	13,4	13,8	-28%	-24%	JUG NOVA	110	13,4	13,7	-28%	-23%
USJE	110	13,3	12,7	-28%	-23%	USJE	110	13,2	12,7	-28%	-23%
CNTRLN	110	13,0	13,4	-27%	-23%	CNTRLN	110	13,0	13,4	-27%	-23%
DRACEVO	110	16,8	15,1	-22%	-17%	DRACEVO	110	16,7	15,0	-22%	-17%
TETO-EC	110	21,6	23,8	-17%	-17%	TETO-EC	110	21,5	23,6	-17%	-17%
AERODROM	110	11,6	10,5	-15%	-11%	AERODROM	110	11,6	10,5	-15%	-11%
ISTOK	110	11,5	9,7	-15%	-11%	ISTOK	110	11,4	9,6	-15%	-11%
PETROVEC	110	11,2	10,0	-10%	-7%	PETROVEC	110	11,1	9,9	-10%	-7%
SK 3	110	14,0	14,4	-8%	-6%	SK 3	110	14,0	14,3	-8%	-6%
ZAPAD	110	13,0	13,1	-7%	-5%	ZAPAD	110	13,0	13,1	-7%	-5%
KOZLE	110	11,3	10,6	-6%	-4%	KOZLE	110	11,3	10,6	-6%	-4%
BUNARGIK	110	9,0	7,9	-6%	-4%	BUNARGIK	110	8,9	7,9	-6%	-4%
RAFINERIJA	110	8,1	7,1	-4%	-3%	RAFINERIJA	110	8,0	7,1	-4%	-3%
SV.PETKA	110	8,8	8,3	-3%	-2%	SV.PETKA	110	8,8	8,3	-3%	-2%
KOZJAK	110	9,7	9,7	-3%	-2%	KOZJAK	110	9,6	9,7	-3%	-2%
VELES	110	9,5	9,2	-2%	-1%	VELES	110	9,0	8,8	-2%	-1%
VELES 2	110	9,4	8,9	-2%	-1%	VELES 2	110	8,8	8,6	-2%	-1%
TOPILNICA	110	8,9	8,5	-2%	-1%	TOPILNICA	110	8,4	8,2	-2%	-1%
VELEC C	110	8,9	8,4	-2%	-1%	VELEC C	110	8,4	8,1	-2%	-1%
KUMANOVO 2	110	8,3	8,2	-1%	-1%	KUMANOVO 2	110	8,3	8,2	-1%	-1%
G.PETROV	110	12,9	11,0	-1%	-1%	G.PETROV	110	12,8	10,9	-1%	-1%
SAMOKOV	110	7,4	6,5	-1%	-1%	SAMOKOV	110	7,4	6,5	-1%	-1%
KUMANOVO 1	110	9,0	9,3	-1%	-1%	KUMANOVO 1	110	8,9	9,3	-1%	-1%
ZGROPOLCI	110	8,3	6,7	-1%	-1%	ZGROPOLCI	110	8,0	6,5	-1%	-1%
JUGOHROM	110	10,9	11,3	-1%	-1%	JUGOHROM	110	10,9	11,3	-1%	-1%
O.POLE	110	8,8	7,1	-1%	0%	O.POLE	110	7,6	6,1	-1%	0%
TEARCE	110	10,0	9,4	-1%	0%	TEARCE	110	10,0	9,4	-1%	0%
OSLOMEJ	110	9,4	10,2	-1%	0%	OSLOMEJ	110	9,4	10,2	-1%	0%
SK 1	110	29,2	34,1	0%	0%	SK 1	110	29,0	33,9	0%	0%

6.8.2 Влијание на приклучокот ТЕТО Зајчев Рид на струите на куси врски

Со приклучокот на ТЕТО Зајчев Рид се зголемуваат струите на куси врски во 110 kV ТС СК1 (од почетните вредности за ТС СК1: Ik3'' 29,2 kA, Ik1'' 34,1 kA на новите вредности за ТС СК1: Ik3'' 33,5 kA, Ik1'' 39,6 kA) (Табела 6.19), поради што за истовремена ангажираност на ТЕТО Зајчев Рид и постоечката електрична централа ТЕТО треба да се секционираат собирниците 110 kV во ТС СК1, покрај веќе секционираните собирници 110 kV во ТС СК4. За истовремено секционирање на собирниците 110 kV во ТС СК4 и СК1, мора да биде задоволен критериумот N-1 за пресметката на тековите на моќности.

Предлогот за секционирање на собирниците 110 kV во ТС СК1 е прикажан на сликата (Слика 6.31), а влијанието на секционирањето на 110 kV ТС СК1 на струите на куси врски е прикажано во табелата (Табела 6.19). Секционирањето на собирниците 110 kV во ТС СК1 ги намалува струите на куси врски во 110 kV ТС СК1 околу 30% - 55% (од почетните вредност за ТС СК1: Ik3'' 33,5 kA, Ik1'' 39,6 kA на новите вредности по секции (А: Ik3'' 22,7 kA, Ik1'' 27,7 kV и В: Ik3'' 17,5 kA и Ik1'' 18,2 kA). Дополнителните пресметки за анализата на сигурноста покажаа дека со истовременото

секционирање на собирниците 110 kV во ТС СК1 и СК4 на предложениот начин не се загрозува сигурноста на системот (критериум N-1) во однос на случајот кога 110 kV ТС СК1 не е секционирана.

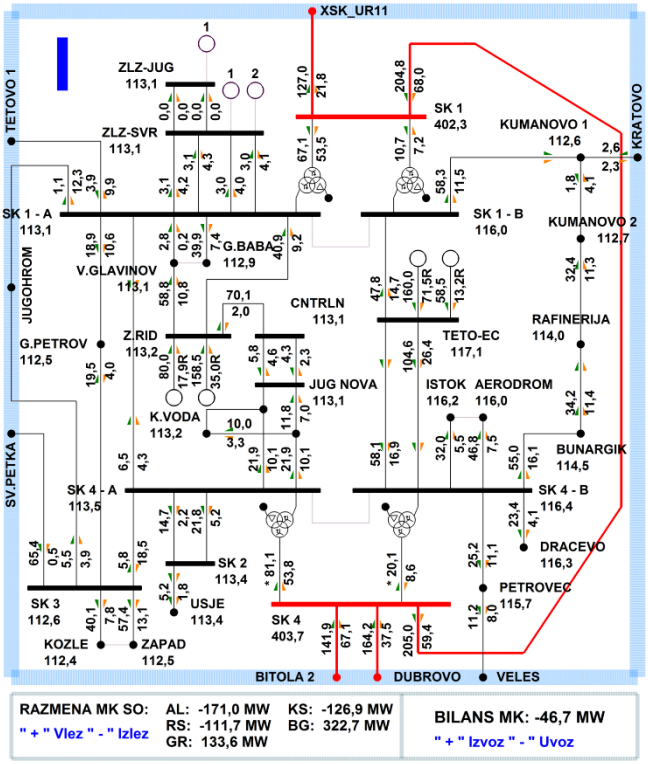


Слика 6.31 РЕГИОН I – Текови на моќности и напонски услови за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) со изградена ТЕТО Зајчев рид без секционирање на собирниците 110 kV во ТС СК1 (слика лево) и со секционирање на собирниците 110 kV во ТС СК1 (слика десно) - 2025 година

Табела 6.20 Влијание на секционирањето на собирниците 110 kV во ТС СК1 на намалувањето на струите на куси врски за нормална работна состојба и со секционирани собирници 110 kV во ТС СК4, при очекувана ангажираност на електричните централи и изградена ТЕТО Зајчев Рид - 2025 година

СЦ. "ЈАГЛЕН, ГАС" + ТЕТО ЗАЈЧЕВ РИД							
Јазол	U [kV]	СЕКЦ. 110 kV СК4		СЕКЦ. 110 kV СК4 и СК1		Δ ПОРАСТ	
		3-СКВ [kA]	1-СКВ [kA]	3-СКВ [%]	1-СКВ [%]	3-СКВ [%]	1-СКВ [%]
SK 1 - B	110	33,5	39,6	17,5	18,2	-48%	-54%
SK 1 - A	110	33,5	39,6	22,7	27,7	-32%	-30%
Z.RID	110	29,9	34,8	21,3	25,7	-29%	-26%
ZLZ-SVR	110	30,1	31,4	21,1	23,5	-30%	-25%
V.GLAVINOV	110	28,9	32,6	20,7	24,4	-28%	-25%
ZLZ-JUG	110	25,5	24,3	18,7	19,3	-26%	-20%
G.BABA	110	17,2	15,6	13,8	13,4	-20%	-14%
TETO-EC	110	22,5	24,5	19,4	21,8	-14%	-11%
SK 4 - B	110	22,8	25,8	20,4	23,5	-11%	-9%
KUMANOVO 1	110	9,2	9,5	8,3	8,8	-10%	-7%
G.PETROV	110	13,5	11,3	11,9	10,4	-12%	-7%
MILADINOVCI	110	11,4	8,0	9,9	7,4	-13%	-7%
KUMANOVO 2	110	8,5	8,3	7,7	7,8	-9%	-6%
DRACEVO	110	17,3	15,3	15,8	14,5	-8%	-5%
JUGOHROM	110	11,2	11,5	10,4	11,0	-7%	-5%
TETOVO 1	110	11,3	11,6	10,6	11,2	-6%	-4%
SK 3	110	14,4	14,7	13,6	14,1	-6%	-4%
TEARCE	110	10,2	9,6	9,6	9,2	-6%	-4%
RAFINERIJA	110	8,2	7,1	7,7	6,9	-6%	-4%
BUNARGIK	110	9,1	8,0	8,5	7,7	-6%	-4%
ZAPAD	110	13,4	13,4	12,6	12,9	-6%	-4%
AERODROM	110	11,9	10,6	11,2	10,2	-6%	-4%
SK 4 - A	110	19,4	21,5	18,5	20,7	-5%	-4%

При изборот на начинот на секционирање на 110 kV ТС СК1, постоечката електрична централа ТЕТО и новата електрична централа ТЕТО Зајчев Рид не смеат да бидат приклучени на иста 110 kV секција во ТС СК1, туку тековите на моќност/струите на куси врски помеѓу нив треба да се затвораат преку мрежните енергетски трансформатори 400/110 kV. Предност на предложеното секционирање на собирниците во ТС Скопје 1 и ТС Скопје 4 е можноста за вклучување на КВ 110 kV Зајчев Рид – Централна Нова (само доколку е ангажирана ТЕТО Зајчев Рид!), кој повеќе не предизвикува критично зголемување на струите на кусите врски, со што се зголемува сигурноста на напојувањето на потрошувачите и евакуацијата на производството на ТЕТО Зајчев Рид. Тековите на моќности и струите на куси врски со вклучен КВ 110 kV Зајчев Рид – Централна Нова, прикажани се во продолжение (Слика 6.32, Табела 6.21).



Слика 6.32 РЕГИОН I – Текови на моќности и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) со изградена ТЕТО Зајчев Рид, секционирани собирници 110 kV во ТС СК1 и СК4 и вклучен КВ 110 kV Зајчев Рид – Централна Нова - 2025 година

Табела 6.21 Влијанието на КВ 110 kV Зајчев Рид – Централна Нова на струите на куси врски со секционирани собирници 110 kV во ТС СК1 и СК4, очекувана ангажираност на електричните централи и изградена ТЕТО Зајчев Рид - 2025 година

СЦ. "ЈАГЛЕН, ГАС" + ТЕТО ЗАЈЧЕВ РИД							
Јазол	U [kV]	СЕКЦ. 110 kV СК4 и СК1		+ КВ 110 kV З.РИД -		Δ ПОРАСТ	
		3-СКВ [kA]	1-СКВ [kA]	3-СКВ [%]	1-СКВ [%]	3-СКВ [%]	1-СКВ [%]
CNTRLN	110	12,9	13,3	23,0	27,4	78%	106%
JUG NOVA	110	13,3	13,7	22,7	26,8	71%	95%
K.VODA	110	14,2	14,7	21,9	24,1	55%	64%
SK 4 - A	110	18,5	20,7	22,8	25,2	24%	22%
Z.RID	110	21,3	25,7	24,3	29,8	14%	16%
SK 2	110	15,5	15,9	18,5	18,3	19%	15%
V.GLAVINOV	110	20,7	24,4	23,2	27,6	12%	13%
USJE	110	13,1	12,6	15,2	14,1	16%	11%
SK 1 - A	110	22,7	27,7	24,8	30,4	9%	10%
ZLZ-SVR	110	21,1	23,5	22,9	25,4	8%	8%
ZLZ-JUG	110	18,7	19,3	20,1	20,5	7%	6%
G.BABA	110	13,8	13,4	14,6	14,0	5%	4%

6.9 ПРЕСМЕТКА НА GTC

Анализите покажаа дека во 2025 година се можни значителни транзити на моќност во регионалната мрежа 400 kV и се повеќе од доволни за потребите на увозот на моќност во РМ. Ограничувањата во преносната мрежа се однесуваат на преоптоварувања на регионалните 400 kV водови. Преоптоварувањето на 400/110 kV во ТС Штип за случајот на испад на ДВ 400 kV Дуброво - Штип не се зема како критично за регионалните транзити на тековите на моќности.

За насоката СЕВЕР-ЈУГ на северната граница Македонија/Србија + Косово, GTC изнесува 920 MW - 940 MW додека GTC на јужната граница Македонија/Грција изнесува 1590 MW - 1620 MW. За насоката ЈУГ-СЕВЕР вредностите изнесуваат 1060 MW - 1130 MW за границата Македонија/Србија + Косово и 1270 MW - 1290 MW за границата Македонија/Грција, како што е прикажано во табелата (Табела 6.22).

Табела 6.22 Вредности на GTC на дефинираните граници на РМ при зголемување на транзитите на моќност во насока СЕВЕР-ЈУГ и ЈУГ-СЕВЕР за 2025 година

Насока СЕВЕР → ЈУГ	**Сценарио**	**ΔE (редиспечинг)**	**GTC на граница**	
			Граница	**GTC (MW)**
RO + RS → MK + GR	"Јаглен, гас"	3000 MW*	Македонија/Србија + Косово	920
	"Зелено"	3100 MW*		940
RO + RS + MK → GR	"Јаглен, гас"	3300 MW**	Македонија/Грција	1590
	"Зелено"	3400 MW**		1620
Испаднат елемент (N-1)		**Критичен елемент**	**Ограничување [MVA] или [kV]**	**Опт. [%] или Напон [kV]**
* ДВ 400 kV Drmno (RS) - Smederevo / BG8 (RS)		ДВ 400 kV Pančevo (RS) - ВЕЦ/Drmno (RS)	1330 MVA	100%
** ДВ 400 kV Zemlak (AL) - Kardia (GR)		ДВ 400 kV Bitola (MK) - Lerin (GR)	1330 MVA	100%

Насока ЈУГ → СЕВЕР	**Сценарио**	**ΔE (редиспечинг)**	**GTC на граница**	
			Граница	**GTC (MW)**
GR + MK → RO + RS	"Јаглен, гас"	4100 MW	Македонија/Србија + Косово	1130
	"Зелено"	3900 MW		1060
GR → MK + RO + RS	"Јаглен, гас"	2500 MW	Македонија/Грција	1290
	"Зелено"	2500 MW		1270
Испаднат елемент (N-1)		**Критичен елемент**	**Ограничување [MVA] или [kV]**	**Опт. [%] или Напон [kV]**
ДВ 400 kV Zemlak (AL) - Kardia (GR)		ДВ 400 kV Bitola (MK) - Lerin (GR)	1330 MVA	100%

За насоката ИСТОК-ЗАПАД на источната граница Македонија/Бугарија, GTC изнесува 370 MW - 380 MW, додека GTC на западната граница Македонија/Албанија изнесува 370 MW. За насоката ЗАПАД-ИСТОК вредностите изнесуваат 720 MW - 730 MW за границата Македонија/Бугарија, односно 820 MW - 900 MW за границата Македонија/Албанија, како што е прикажано во табелата (Табела 6.23).

Табела 6.23 Вредности на GTC на дефинираните граници на РМ при зголемување на транзитите на моќност во насока ИСТОК-ЗАПАД и ЗАПАД -ИСТОК за 2025 година

Насока ИСТОК → ЗАПАД	**Сценарио**	**ΔE (редиспечинг)**	**GTC на граница**	
			Граница	**GTC (MW)**
RO + BG → MK + AL + IT	"Јаглен, гас" "Зелено"	2500 MW 2600 MW	Македонија/Бугарија	380 370
RO + BG + MK → AL + IT	"Јаглен, гас" "Зелено"	2300 MW 2300 MW	Македонија/Албанија	370 370
Испаднат елемент (N-1)		**Критичен елемент**	**Ограничување [MVA] или [kV]**	**Опт. [%] или Напон [kV]**
ДВ 400 kV Drmno (RS) - Smederevo / BG8 (RS)		ДВ 400 kV Pančevo (RS) - ВЕЦ/Drmno (RS)	1330 MVA	100%

Насока ЗАПАД → ИСТОК	**Сценарио**	**ΔE (редиспечинг)**	**GTC на граница**	
			Граница	**GTC (MW)**
IT + AL + MK → RO + BG	"Јаглен, гас" "Зелено"	> 5400 MW > 5200 MW	Македонија/Бугарија	720 730
IT + AL → MK + RO + BG	"Јаглен, гас" "Зелено"	> 5400 MW > 5200 MW	Македонија/Албанија	900 820
Пресметковно ограничување				
За поголеми вредности на редиспечингот (ΔE) доаѓа до проблеми со конвергенцијата при пресметката на тековите на моќности (критериум N-1)!				

6.10 ЗАКЛУЧОЦИ ЗА 2025 ГОДИНА

Предлог конечна состојба на преносната мрежа на РМ за 2025 година е прикажана на сликата (Слика 6.33), а покрај планираната изградба на нови објекти, прикажани се и дополнителните зајакнувања на преносната мрежа. Зајакнувањата се предложени врз основа на пресметките за анализата на сигурност (критериум N-1), а со нивната изградба се елиминираат критичните работни состојби во преносната мрежа на РМ (преоптоварувања во системот, многу ниски напони). Во продолжение накратко се опишани карактеристичните проблеми во преносната мрежа и решенијата за нив за разгледуваната 2025 година.

400 kV мрежа

Анализите спроведени за референтните и контролните сценарија за 2025 година покажаа дека независно од сценариото на изградба на електричните централи, не доаѓа до загрозување на сигурноста на работата на мрежата 400 kV во РМ, за нормална работна состојба и за критериумот N-1. Најоптоварена гранка во мрежата 400 kV е мрежниот ТР 400/110 kV во ТС Штип, чие оптоварување се зголемува од 60% на 74% при испад на ДВ 400 kV Дуброво - Штип (критериум N-1). Во 2025 година и понатаму се карактеристични тековите на моќност од Грција кон Македонија, а не обратно (официјални SECI модели за 2025 година).

Пресметка на максималните струи на куси врски / Изградба на ТЕТО Зајчев Рид

Пресметката на максималните струи на куси врски е тесно поврзана со приклучокот на ТЕТО Зајчев Рид, бидејќи струите на куси врски се најголеми токму во 110 kV ТС СК1 и СК4, помеѓу кои се планира да се приклучи новата електрична централа ТЕТО Зајчев Рид.

Во 2025 година (нормална работна состојба), струите на куси врски во 110 kV ТС СК4 (без изградба на ТЕТО Зајчев Рид) се поголеми од гранично поставената вредност од 36 kA (Ik3'' 30,7 kA и Ik1'' 36,1 kA) и затоа независно од изградбата на ТЕТО Зајчев Рид е оправдано да се примени мерка на секционирање на собирниците 110 kV во ТС Скопје 4 (СК4), со што би се намалиле вредностите на струите на куси врски и би се елиминирало загрозувањето на сигурноста на системот.

Во претходната студија за развој на преносната мрежа на РМ [14], за намалување на струите куси врски во регионот на градот Скопје, препорачано е секционирање на 110 kV јазол СК1, но заради изградбата на новиот КВ 110 kV СК4 - ТЕТО (не бил предвиден во претходната студија [14]!) ќе дојде до поголем пораст на струјата на куса врска во 110 kV јазол СК4 во однос на 110 kV јазол СК1. Затоа за 2025 година се препорачува секционирање на 110 kV собирница во ТС Скопје 4, како што е опишано во студијата.

Изградбата на ТЕТО Зајчев Рид (230 MW) се разгледува како дополнителна варијанта на сценариото „јаглен, гас“, бидејќи нејзиното влегување во работа е предвидено во распонот од 2025 до 2035 година поради несигурност. Најголем проблем со приклучокот на ТЕТО Зајчев Рид е нејзината истовремена максимална ангажираност со максималната ангажираност на постоечката електрична централа ТЕТО. Таквата работна состојба предизвикува критични струи на куси врски и преоптоварувања во преносната мрежа за критериумот N-1.

За работната состојба со максимална ангажираност на двете електрични централи, потребно е истовремено да се секционираат собирниците 110 kV во ТС Скопје 1 (СК1) и во ТС Скопје 4(СК4), со што струите на куси врски во сите јазли би биле помали од 36 kA. Доколку споменатите собирници не се секционираат, струите на еднофазна куса врска во јазлите 110 kV СК1 и СК4 изнесуваат 40 kA, а максималната ангажираност на електричните централи дополнително ќе го зголеми оптоварувањето на паралелните врски 110 kV ТЕТО - СК4, кои ќе се преоптоваруваат за критериумот N-1. Значи, без секционирање е загрозена сигурноста на системот и заради кусите врски и заради критериумот N-1.

При изборот на начинот на секционирање на 110 kV СК1, постоечката електрична централа ТЕТО и новата електрична централа ТЕТО Зајчев Рид не смеат да бидат приклучени на иста 110 kV секција во СК1, туку тековите на моќност/струите на куси врски помеѓу нив треба да се затвораат преку мрежните енергетски трансформатори 400/110 kV. Предложениот начин на секционирање (поглавје 6.8, Слика 6.30) задоволително ги намалува струите на куси врски (< 30 kA) и обезбедува исполнување на критериумот N-1 за тековите на моќности со максимална ангажираност на двете електрични централи. Дополнителна предност на предложеното секционирање на собирниците во ТС Скопје 1 и ТС Скопје 4 е и можноста за вклучување на КВ 110 kV Зајчев Рид – Централна Нова (само доколку е ангажирана ТЕТО Зајчев Рид!), кој повеќе не предизвикува критично зголемување на струите на кусите врски, со што се зголемува сигурноста на напојувањето на потрошувачите и евакуацијата на производството на ТЕТО Зајчев Рид.

Влажна хидрологија / Изградба на ДВ 110 kV ХЕЦ Козјак - СК3 / Реконструкција на ДВ 110 kV Кичево - Осломеј

Проблемот со истовремена ангажираност на ТЕЦ Осломеј и ХЕЦ (ХЕЦ Козјак, ХЕЦ Св. Петка) во регионот II е критичен уште во 2020 година, а предизвикува високо оптоварување/преоптоварување на ДВ 110 kV Гостивар - Осломеј, ДВ 110 kV СК3 - Св. Петка и ДВ 110 kV Кичево - Осломеј (критериум N-1). Главен проблем е „тесното грло“ за евакуација на моќноста кон Скопје, односно високото оптоварување на ДВ 110 kV Св. Петка - СК3 (70% за нормална работна состојба). Решението на проблемот е анализирано преку три основни варијанти (МЕПСО):

1. Изградба на ДВ 110 kV ХЕЦ Козјак - СК3
2. Изградба на ДВ 110 kV ХЕЦ Шпиље (ХЕЦ Бошков Мост) - ТЕЦ Осломеј
3. Реконструкција на 110 kV ДВ ТЕЦ Осломеј - ТС Кичево - ТС Сопотница - ТС Битола 1

Согласно добиените резултати, со изградба на ДВ 110 kV ХЕЦ Козјак - СК3 во потполност се решава разгледуваниот проблем, додека тоа не важи за изградбата на 110 kV врската помеѓу ХЕЦ Шпиље (ХЕЦ Б. Мост) и ТЕЦ Осломеј, каде и понатаму е присутен проблемот со високите оптоварувања/граничните преоптоварувања. Варијантата за изградба на ДВ 110 kV ХЕЦ Козјак - СК3 позитивно делува и на намалувањето на загубите во преносната мрежа (7% или 2,6 MW за максимално оптоварување на системот), бидејќи го растоварува најоптовареният вод во регионите I/II, додека изградбата на ДВ 110 kV ХЕЦ Шпиље (ХЕЦ Бошков Мост) - ТЕЦ Осломеј нема значително влијание на намалувањето на загубите во преносната мрежа, заради ниското оптоварување при нормална работна состојба.

За изградбата на ДВ 110 kV ХЕЦ Козјак - СК3 (должина ≈ 25 km) мораат да се користат спроводници со поголема трајно дозволена моќност (ACSR 360/57 mm^2, 157 MVA или AAAC-Z 324 mm^2, 149 MVA), бидејќи со користење на стандардните ACSR 240/40 mm^2 (123 MVA) ќе дојде до преоптоварување на ДВ 110 kV ХЕЦ Козјак - СК3 (107%) при испад на ДВ 110 kV Св.Петка - СК3.

Реконструкција на 110 kV ДВ ТЕЦ Осломеј - ТС Кичево - ТС Сопотница - ТС Битола 1 го решава само проблемот со преоптоварувањето на ДВ 110 kV Кичево - Осломеј (критериум N-1), а не главната причина за проблемот. Доколку се изгради ДВ 110 kV ХЕЦ Козјак - СК3, за реконструкцијата на ДВ 110 kV Кичево - Осломеј е оправдано да се користат стандардните спроводници ACSR 240/40 mm^2 (123 MVA). Доколку не се изгради ДВ 110 kV ХЕЦ Козјак - СК3, тогаш за реконструкцијата е оправдано да се користат спроводници AAAC-Z 324 mm^2 (149 MVA).

Влажна хидрологија / Влез на постоечкиот ДВ 110 kV Вруток - СК1 во 110 kV ТС Тетово 1 / Изградба на 110 kV ТС Желино

Поради порастот на оптоварувањето во регионот II, изградбата на ТЕЦ Осломеј и значителната ангажираност на ХЕЦ Вруток, во регионот II се преоптоварува ДВ 110 kV Вруток - Полог (110% за испад на ДВ 110 kV Вруток - Тетово 1). Со внесување на постоечкиот ДВ 110 kV Вруток - СК1 во 110

kV ТС Тетово 1, се создава нова врска 110 kV помеѓу ТС Тетово 1 и ТС Вруток и се елиминира преоптоварувањето.

На зајакнувањето на мрежата влијае и динамиката на изградбата на новиот директен потрошувач ТС Желино (15 MW). Без изградба на ТС Желино, краткорочно може да се одложи внесувањето на ДВ 110 kV Вруток - СК1 во ТС Тетово 1, но тоа долгорочно е сепак нужно заради очекуваниот пораст на оптоварувањето во регионот II.

Максимално летно оптоварување / Изградба на ДВ2 110 kV Валандово - Дуброво / Вградување на компензација во 110 kV ТС Кочани / Приклучок на директниот потрошувач Еуромакс

Во регионите III и VI преоптоварувањето на водовите и многу ниските напони (критериум N-1) особено се критични за максимално летно оптоварување и тоа за следните четири испади: испад на ДВ 110 kV Кочани - Штип, ДВ 110 kV Бучим - Радовиш, ДВ 110 kV Дуброво - Валандово и ТР 400/110 kV во ТС Штип. Во 2020 година сите напонски пореметувања во регионите III и VI беше возможно да се елиминираат со подолжната регулација на напоните на мрежните ТР 400/110 kV во ТС Штип и ТС Скопје 5. Со приклучокот на новиот директен потрошувач Еуромакс (60 MW) во 2025 година, оптоварувањето во регионот VI се зголемува дури за 60% и диспечерските мерки за регулација на напоните со енергетските трансформатори при максимално летно оптоварување не се доволни за напоните во регионите III и VI да се сведат во рамките на дозволените вредности.

При максималното летно оптоварување, ДВ 110 kV Бучим - Радовиш (со испад на ДВ 110 kV Дуброво - Валандово) се преоптоварува со вредност 115% од 123 MVA, а доколку не е ангажирана ВЕЦ Богданци (стохастичка променлива!) преоптоварувањето се зголемува дури на 130%. Проблемот со критичните преоптоварувања и многу ниските напони во регионите III и VI е последица на приклучувањето на рудникот за бакар Еуромакс.

За системот да биде сигурен за сите работни состојби во 2025 година се предлага изградба на двосистемски ДВ 110 kV Дуброво - Валандово (реконструкција на постоечкиот вод 110 kV), вградување на компензационен уред (напонски извор) во 110 kV ТС Кочани со минимална моќност 25 Mvar и вградување на спроводници со поголема трајно дозволена моќност (AAAC-Z 324 mm^2 149 MVA) на постоечкиот ДВ 110 kV Валандово - Струмица 2 (ACSR 150/25 mm^2, 93 MVA).

Во претходната студија за развојот на преносната мрежа на РМ [14], анализирана е можноста за изградба на директна 110 kV врска Дуброво - Струмица 2, преку етапна изградба на двосистемската врска 110 kV Дуброво - Валандово - Струмица 2. Покасно во оваа студија, анализите ќе покажат дека ваквото решение би ја загрозило сигурноста на системот (критериум N-1) при евакуацијата на моќноста на новите електрични централи (ХЕЦ и ВЕЦ) во регионот VI.

Предложеното зајакнување на мрежата во регионите III и VI, директно зависи од реализацијата на приклучокот на новиот директен потрошувач Еуромакс. Доколку овој рудник на бакар не се изгради, тогаш во 2025 година не е потребна изградба (односно се одложува потребата за подоцна) на нов ДВ 110 kV Дуброво – Валандово, како ни вградување на компензационен уред во 110 kV јазол ТС Кочани, бидејќи сите многу ниски напони можат да се елиминираат преку диспечерска мерка со користење на подолжната регулација на мрежните трансформатори 400/110 kV. Сепак, со зголемување на оптоварувањето на системот ќе дојде до истите проблеми во системот, па споменатите мерки ќе бидат потребни за долгорочен период.

Сценарио со пониска стапка на пораст на оптоварувањето (Сценарио B)

Сценариото со пониска стапка на пораст на врвното оптоварување за 2025 година има позитивно влијание на намалување на високите оптоварувања/преоптоварување (критериум N-1), особено за регионот I, регионот II, регионот III и регионот VI.

Изградба на мали електрични централи приклучени на дистрибутивната мрежа

Изградбата на малите електрични централи на дистрибутивната мрежа во 2025 година ја намалува вредноста на преоптоварувањата и ги подобрува напоните во регионите III и VI при максимално летно оптоварување (намалување на оптоварувањето на системот за околу 95 MW). Исто како и кај ВЕЦ, ангажираноста на ФНЕЦ во летниот период е стохастичка променлива (облачен ден!) и помалото производство од очекуваното би довело до намалување на позитивниот ефект на преносната мрежа.

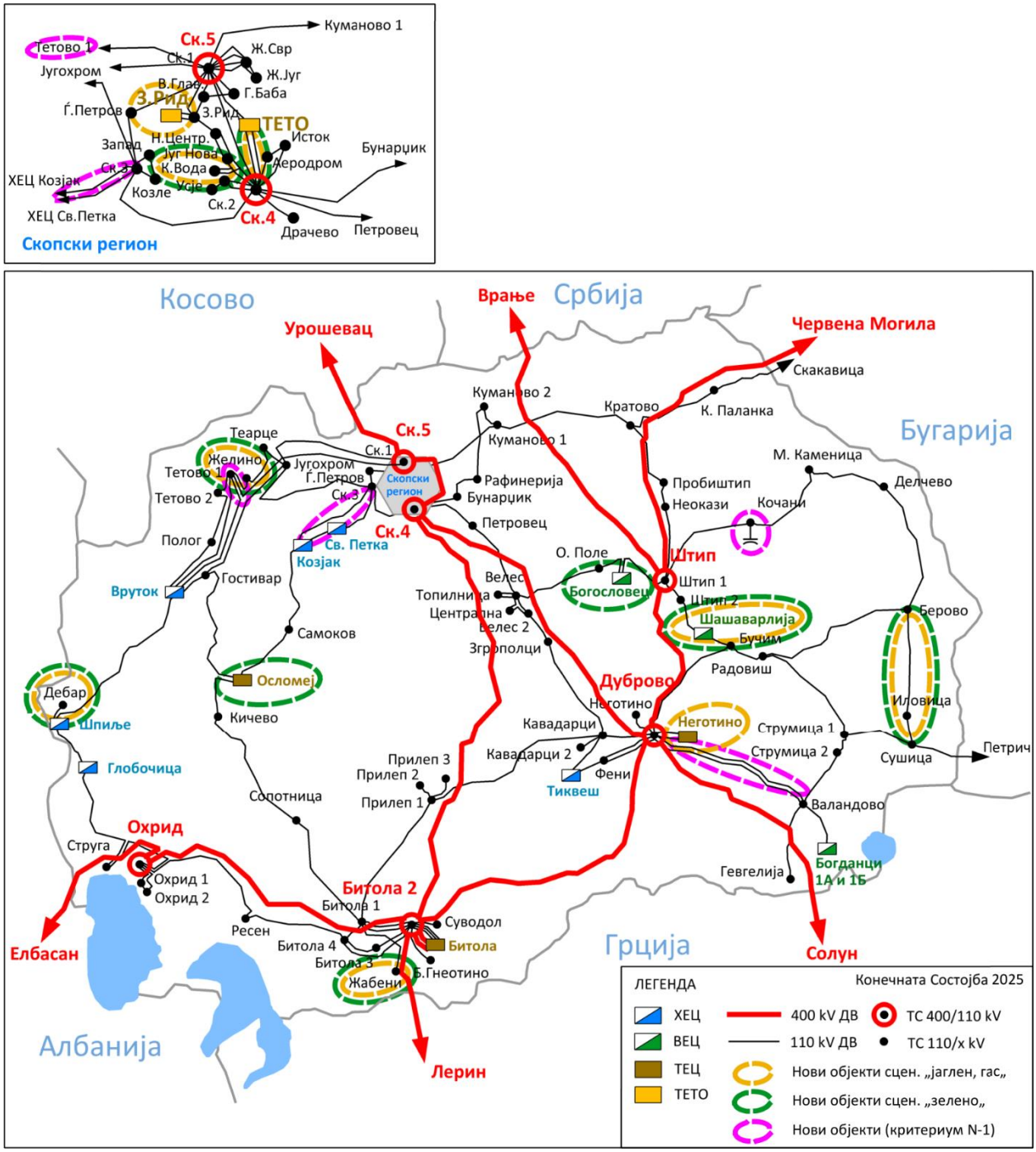
Ангажираност на ВЕЦ (евакуација на моќност)

Максималната и нулта ангажираност на ВЕЦ Богословец (22 MW), ВЕЦ Богданци (50 MW) и ВЕЦ Шашаварлија (28 MW) не ја загрозуваат сигурноста на работата на преносната мрежа. Особено е важна улогата на ВЕЦ Богданци, бидејќи нејзината максимална ангажираност и учество во регулацијата на напоните, ги елиминира преоптоварувањата и многу ниските напони во регионот VI, но проблемот со ВЕЦ е неможноста за редиспечинг на нивното производство нагоре и затоа на нив не може да се смета како на трајна расположлива диспечерска мерка.

GTC анализа

Анализите покажаа дека во 2025 година се можни значителни транзити на моќност во регионалната мрежа 400 kV и се повеќе од доволни за потребите на увозот на моќност во РМ. За насоката СЕВЕР-ЈУГ на северната граница Македонија/Србија + Косово, GTC изнесува 920 MW - 940 MW додека додека GTC на јужната граница Македонија/Грција изнесува 1590 MW - 1620 MW. За насоката ЈУГ-СЕВЕР вредностите изнесуваат 1060 MW - 1130 MW за границата Македонија/Србија + Косово и 1270 MW - 1290 MW за границата Македонија/Грција

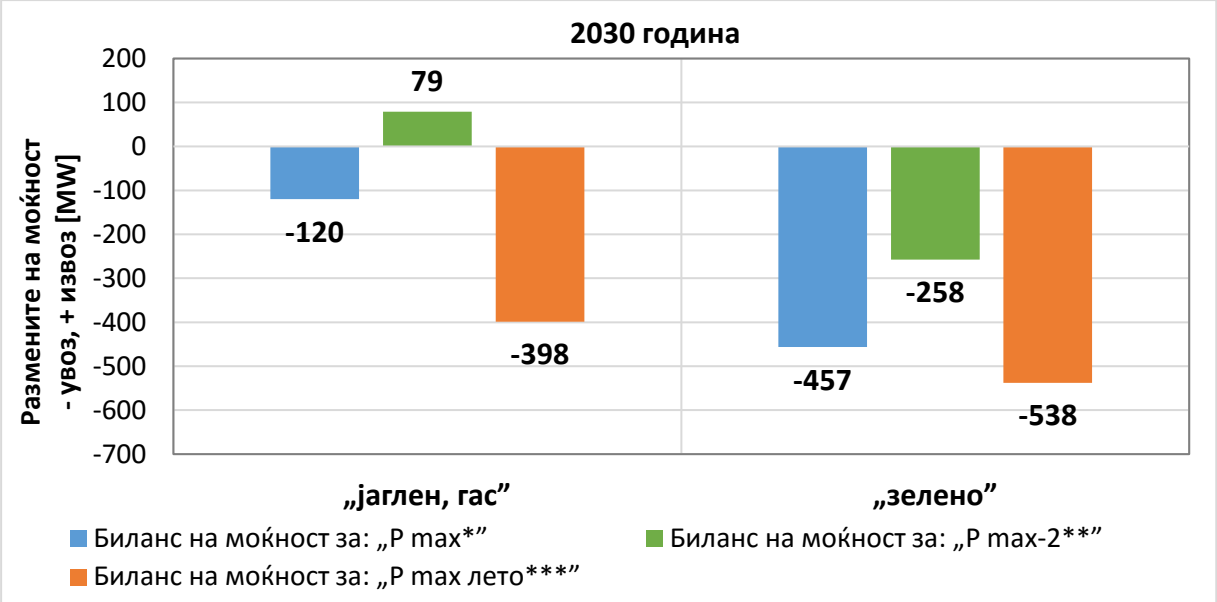
За насоката ИСТОК-ЗАПАД на источната граница Македонија/Бугарија, GTC изнесува 370 MW - 380 MW, додека GTC на западната граница Македонија/Албанија изнесува 370 MW. За насоката ЗАПАД-ИСТОК вредностите изнесуваат 720 MW - 730 MW за границата Македонија/Бугарија, односно 820 MW - 900 MW за границата Македонија/Албанија.



Слика 6.33 Изградба на нови објекти во преносната мрежа до 2025 година (конечна состојба)

7 АНАЛИЗА НА РАЗВОЈОТ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА ЗА 2030 ГОДИНА

Во оваа глава се прикажани сите пресметки кои се релевантни за развојот на преносната мрежа за 2030 година (P_{max} 2002 MW, P_{max-2} 1803 MW, $P_{max\ лето}$ 1555 MW). Плановите за изградба на преносната мрежа (МЕПСО), проекцијата на порастот на оптоварувањето, возниот ред на електричните централи и билансот на системот, детално се објаснети претходно (Глава 3). Билансот на моќности за референтното и контролните сценарија за 2030 година прикажан е на сликата (Слика 7.1). Позначителен увоз на моќност е карактеристичен за сценариото „зелено“ при максимално зимско и летно оптоварување, додека билансот на моќности е позитивен за сценариото „јаглен, гас“ (изградба на ТЕЦ Битола 4) и сценариото со пониска стапка на пораст на оптоварувањето (Сценарио В).



* врвно оптоварување на ниво на преносната мрежа релевантно за изработка на планот за развој на преносната мрежа.

** врвно оптоварување на ниво на преносната мрежа релевантно за контрола на планот за развој на преносната мрежа.

*** врвно летно оптоварување на ниво на преносната мрежа релевантно за контрола на планот за развој на преносната мрежа.

Слика 7.1 Биланс на моќност за карактеристичните часови за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ и трите релевантни сценарија за максималното оптоварување („P_{max}“ „P_{max-2}“ и „$P_{max\ лето}$“) - 2030 година

Главните разлики помеѓу сценариото „јаглен, гас“ и сценариото „зелено“ за 2030 година се следните:

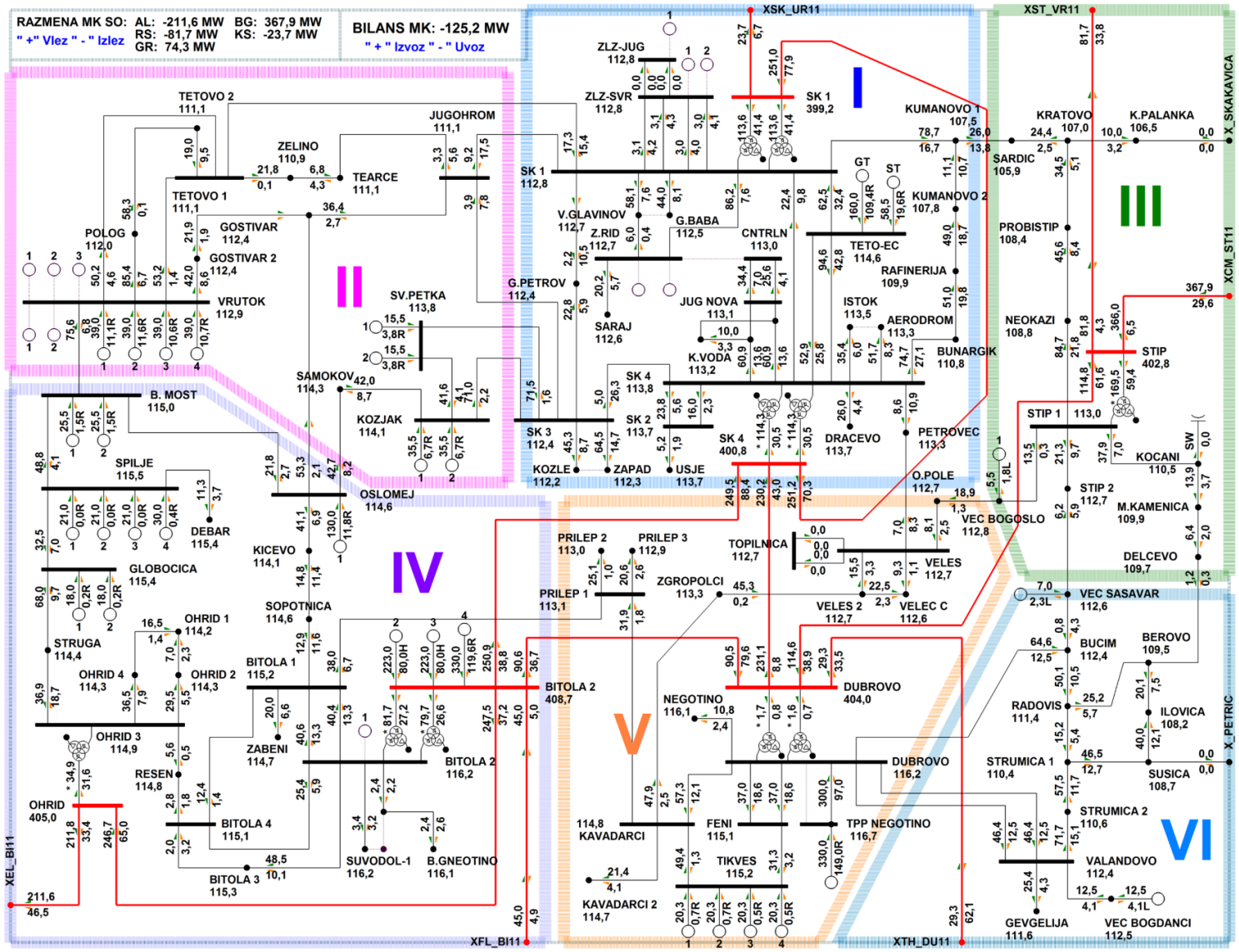
- Изградбата на ТЕЦ Битола 4 (300 MW) и ВЕЦ Богословец (22 MW) е предвидена само во сценариото „јаглен, гас“, а дополнително за тоа сценарио се анализира и изградбата на ТЕТО Зајчев Рид (230 MW), бидејќи заради несигурноста на изградбата нејзиното влегување во работа е предвидено во временскиот распон од 2025 до 2035 година..
- Изградбата ХЕЦ Чебрен (333 MW), ВЕЦ Гевгелија (20 MW) и ВЕЦ Миравци (30 MW) е предвидена само во сценариото „зелено“, додека ВЕЦ Богословец (22 MW) за истото сценарио е веќе изградена во претходно анализираната 2025 година.

Изградбата на останатите објекти во преносната мрежа е иста во двете сценарија, како што е прикажано на следната слика (Слика 7.2). Резултатите од спроведените анализи за 2030 година, прво се опишани за целата мрежа 400 kV, а потоа за мрежата 110 kV за секој регион поединечно.

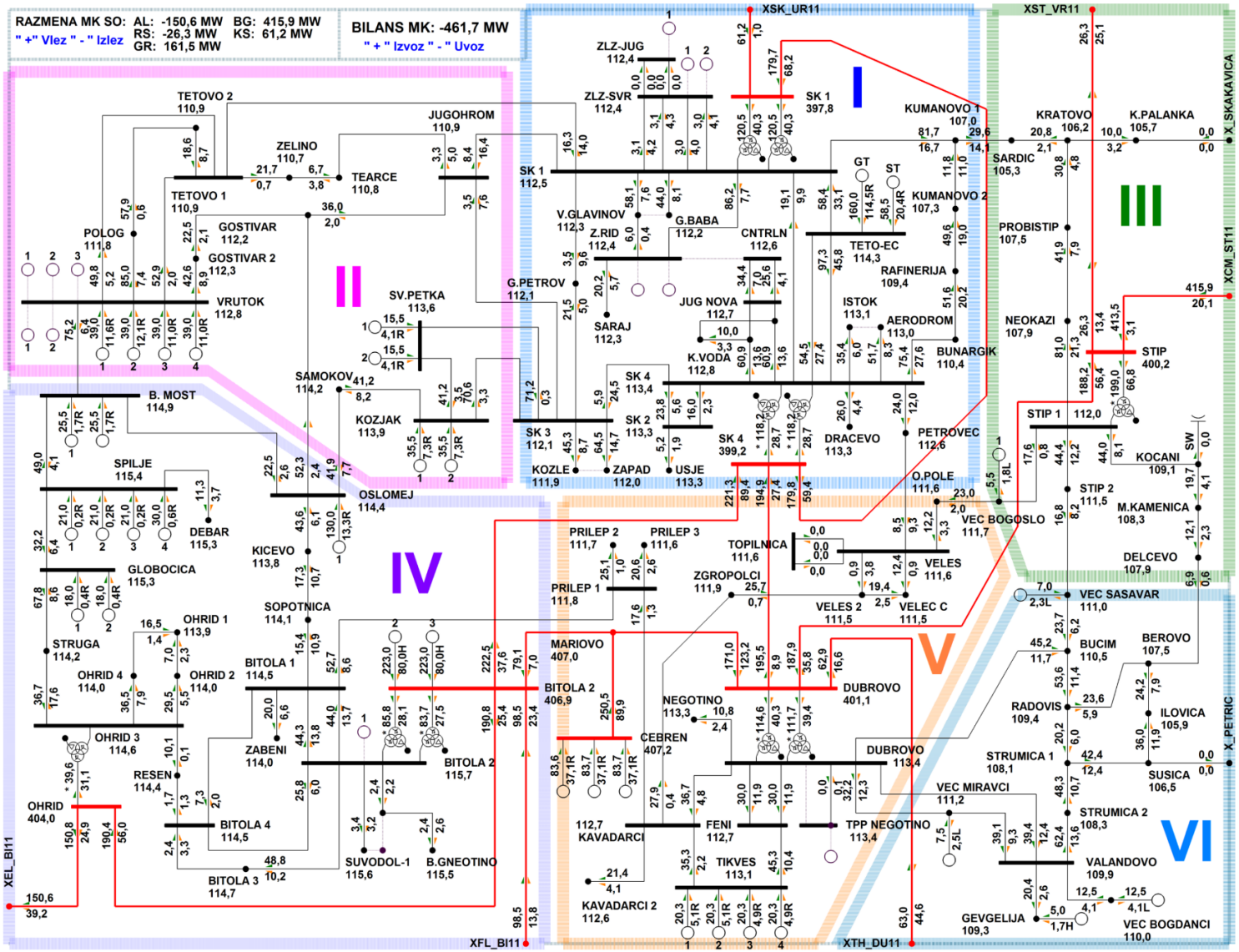
На крајот се спроведени пресметките за максималните струи на куси врски и GTC анализата, со заклучоците за 2030 година.

Слика 7.2 Планирана изградба на нови објекти во преносната мрежа до 2030 година (почетна состојба)

На сликите (Слика 7.3, Слика 7.4) прикажани се тековите на моќности и напонските прилики за целата преносна мрежа, со посебно истакнати регионите во мрежата 110 kV, додека во наредните поглавја анализирани се сите региони посебно.



Слика 7.3 Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценариото „јаглен, гас“ - 2030 година



Слика 7.4 Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценариото „зелено“ - 2030 година

7.1 400 kV МРЕЖА

Во периодот од 2025 до 2030 година е планиран приклучок на ТЕЦ Битола 4 (300 MW) на мрежата 400 kV, но само за сценариото „јаглен, гас“. За сценариото „зелено“ во план е изградба на ХЕЦ Чебрен (333 MW) за чиј приклучок ќе се гради разводната постројка 400 kV Мариово (влез/излез на постоечкиот ДВ 400 kV Дуброво - Битола 2) и новиот ДВ 400 kV Мариово - ХЕЦ Чебрен (должина ≈ 1,5 km, ACSR 2x490/65 mm^2, 1330 MVA).

Во 2030 година и понатаму е карактеристично ниското оптоварување на водовите 400 kV во РМ, така што за нормална работна состојба најоптоварен вод е ДВ 400 kV Штип - Ч. Могила (Бугарија) (оптоварување 31% за сценариото “зелено“). Дополнително, оптоварувањето на ТР 400/110 kV во ТС Штип изнесува значителни 70%, затоа оправдано е да се разгледа можноста за инсталирање на втор мрежен трансформатор ТР 400/110 kV во ТС Штип или изградба на нова ТС 400/110 kV Куманово, која ќе го намали оптоварувањето на ТР 400/110 kV во ТС Штип.

Вкупниот влез на моќност во РМ за 2030 година изнесува 442 MW (од Грција и Бугарија) за сценариото „јаглен, гас“ и 639 MW (од Грција, Бугарија и Косово) за сценариото „зелено“. Транзитот на моќности изнесува вкупно 317 MW (кон Албанија, Косово и Србија) за сценариото „јаглен, гас“ и 177 MW (кон Албанија и Србија) за сценариото „зелено“.

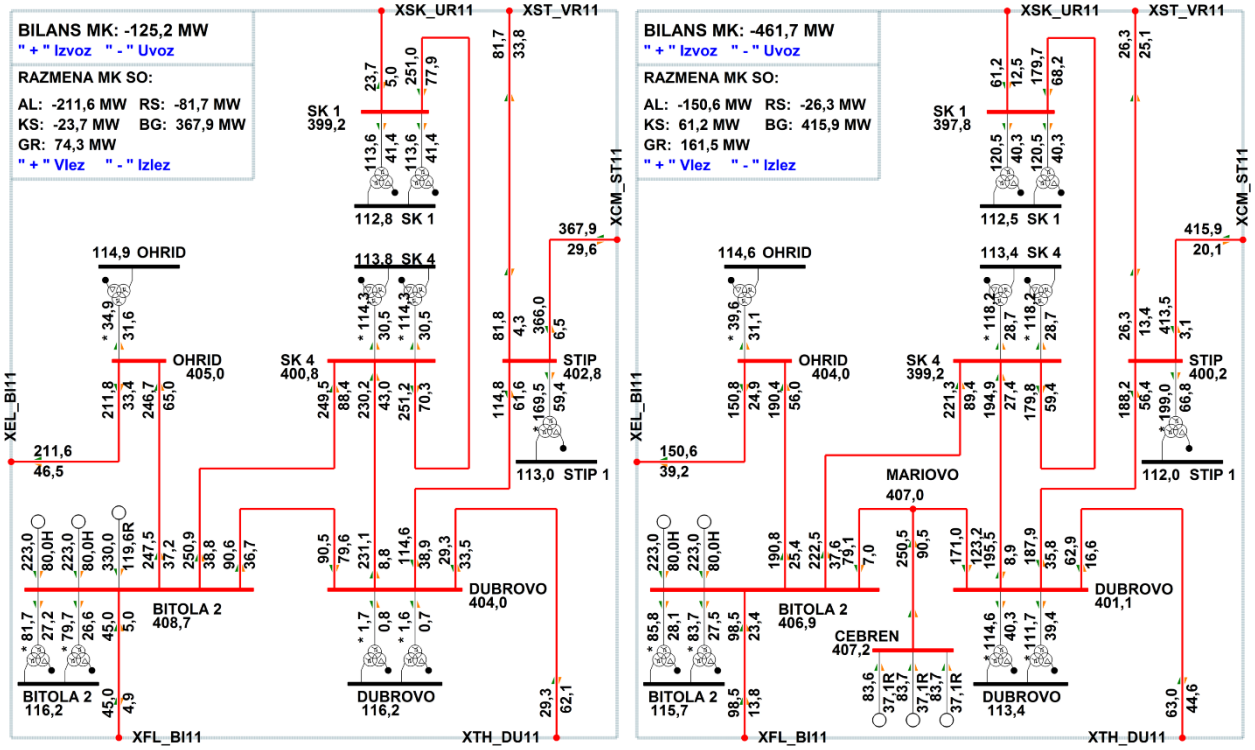
Главната разлика во тековите на моќности во мрежата 400 kV, помеѓу сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ е во оптоварувањето на трансформаторите 400/110 kV во Дуброво (заради изградбата на ТЕЦ Неготино веќе во 2025 година), како и во промената на тековите на моќности во водовите 400 kV заради приклучокот на ТЕЦ Битола 4 и ХЕЦ Чебрен, зависно од разгледуваното сценарио (Слика 7.5). Пресметките за анализата на сигурност (критериум N-1) покажаа дека независно од сценариото за изградба на електричните централи, во регионалната мрежа 400 kV нема критични испади кои би предизвикале преоптоварување во мрежата 400 kV на РМ, а сите напони се во дозволените граници.

За почетната состојба на мрежата 400 kV во РМ, сценариото „зелено“ е понеповолно за критериумот N-1, бидејќи заради неизградбата на ТЕЦ Неготино на мрежата 110 kV и високиот увоз на моќност, мрежниот трансформатор ТР 400/110 kV во ТС Штип е високо оптоварен (82% за случајот на испад на ДВ 400 kV Дуброво - Штип). Наведеното високо оптоварување се елиминира со инсталирање на втор мрежен трансформатор ТР 400/110 kV во ТС Штип или изградба на нова ТС 400/110 kV Куманово.

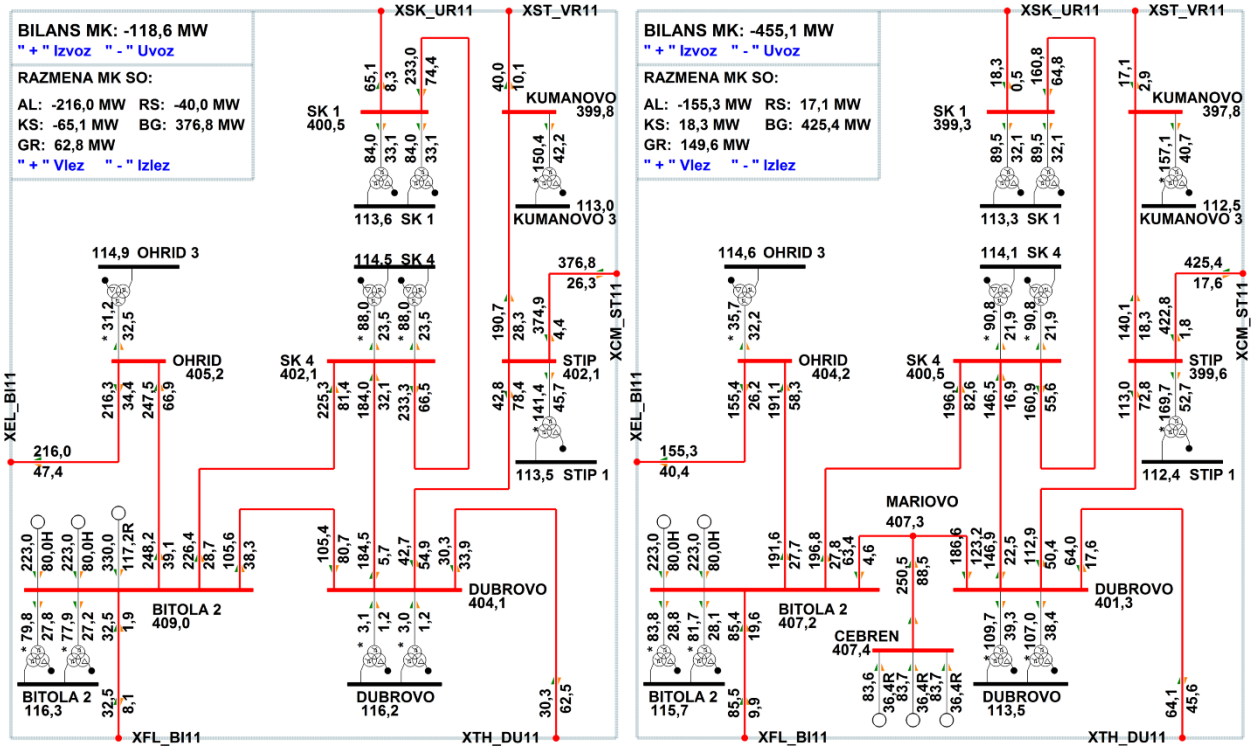
Изградба на ТС 400/110 kV Куманово

Потребата за изградба на ТС 400/110 kV Куманово произлегува од системски потреби во мрежата 110 kV, што е детално анализирано во продолжение (поглавје регион I), додека овде само е прикажано влијанието на изградбата на ТС 400/110 kV Куманово на мрежата 400 kV. Трансформаторската станица 400/110 kV Куманово ќе се изведе како едноставна ТС со еден мрежен ТР 400/110 kV со моќност 300 MVA, а приклучокот на мрежата 400 kV ќе се изведе на принципот влез/излез на постоечкиот ДВ 400 kV Штип - Врање (Србија).

Изградбата на ТС 400/110 kV Куманово го намалува оптоварувањето на мрежните ТР 400/110 kV во ТС Скопје 1 и ТС Скопје 5 за вкупно 110 MW, а на мрежниот ТР 400/110 kV во ТС Штип за околу 30 MW (Слика 7.6). Изградбата на ТС 400/110 kV Куманово има изразено позитивно влијание на намалувањето на загубите во преносната мрежа, кои за максимално зимско оптоварување во ЕЕС ќе бидат помали за околу 6,6 MW, односно 16% помали во однос кога ТС 400/110 kV Куманово не е изградена. Со конечната изградба на сите објекти во мрежата 400 kV за 2030 година за сите сценарија (ТЕЦ Битола 4, ХЕЦ Чебрен и ТС 400/110 kV Куманово) е задоволена сигурноста на системот за нормална работна состојба и критериум N-1.



Слика 7.5 400 kV МРЕЖА – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (слика лево) и „зелено“ (слика десно) - 2030 година



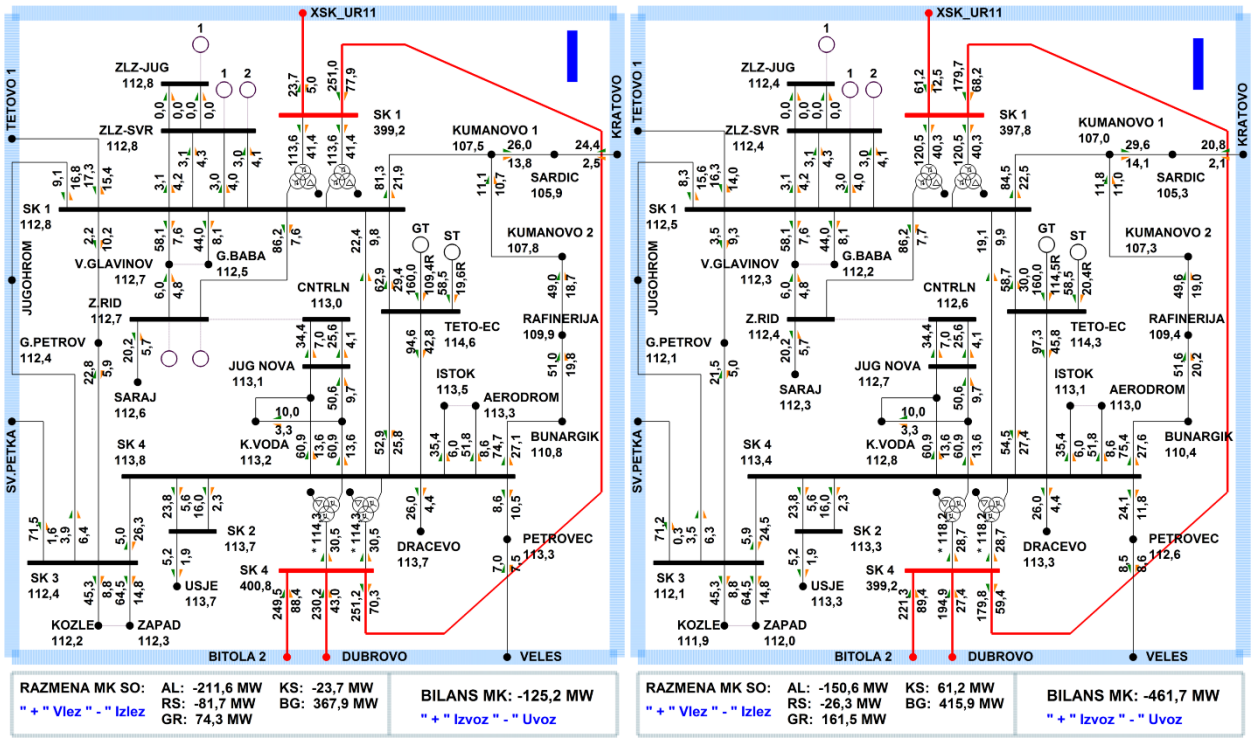
Слика 7.6 400 kV МРЕЖА – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (слика лево) и „зелено“ (слика десно) со изградена ТС 400/110 kV Куманово - 2030 година

7.2 I СЕВЕРЕН РЕГИОН

Во периодот од 2025 до 2030 година во регионот I е планирана изградба на две нови ТС. Првата е нова дистрибутивна ТС 110/10(20) kV Сарај, која со нов кабел 110 kV (должина ≈ 9,0 km, Al 1600 mm^2, 209 MVA) радијално ќе се приклучи на 110 kV ТС Зајчев Рид (МЕПСО). Втората е индустриска 110 kV ТС Сардич (50 MW), која ќе се гради за потребите на рударскиот комплекс, а ќе се приклучи на принципот влез/излез на постоечкиот ДВ 110 kV Куманово 1 - Кратово (должина на водот за приклучок ≈ 6,0 km, ACSR 240/40 mm^2, 123 MVA).

7.2.1 Оптоварување на преносната мрежа и анализа на сигурноста (N-1)

Независно од сценариото за изградба на електричните централи, оптоварувањето на сите гранки и напоните на јазлите на преносната мрежа во регионот I за нормална работна состојба се во дозволените граници (Слика 7.7). Заради зголемувањето на оптоварувањето и приклучокот на новиот директен потрошувач Сардич (50 MW), се зголемува оптоварувањето на водовите 110 kV кон градот Куманово. Затоа ДВ 110 kV СК4 - Бунарџик (64%) е најоптоварен вод во регионот I за нормална работна состојба.



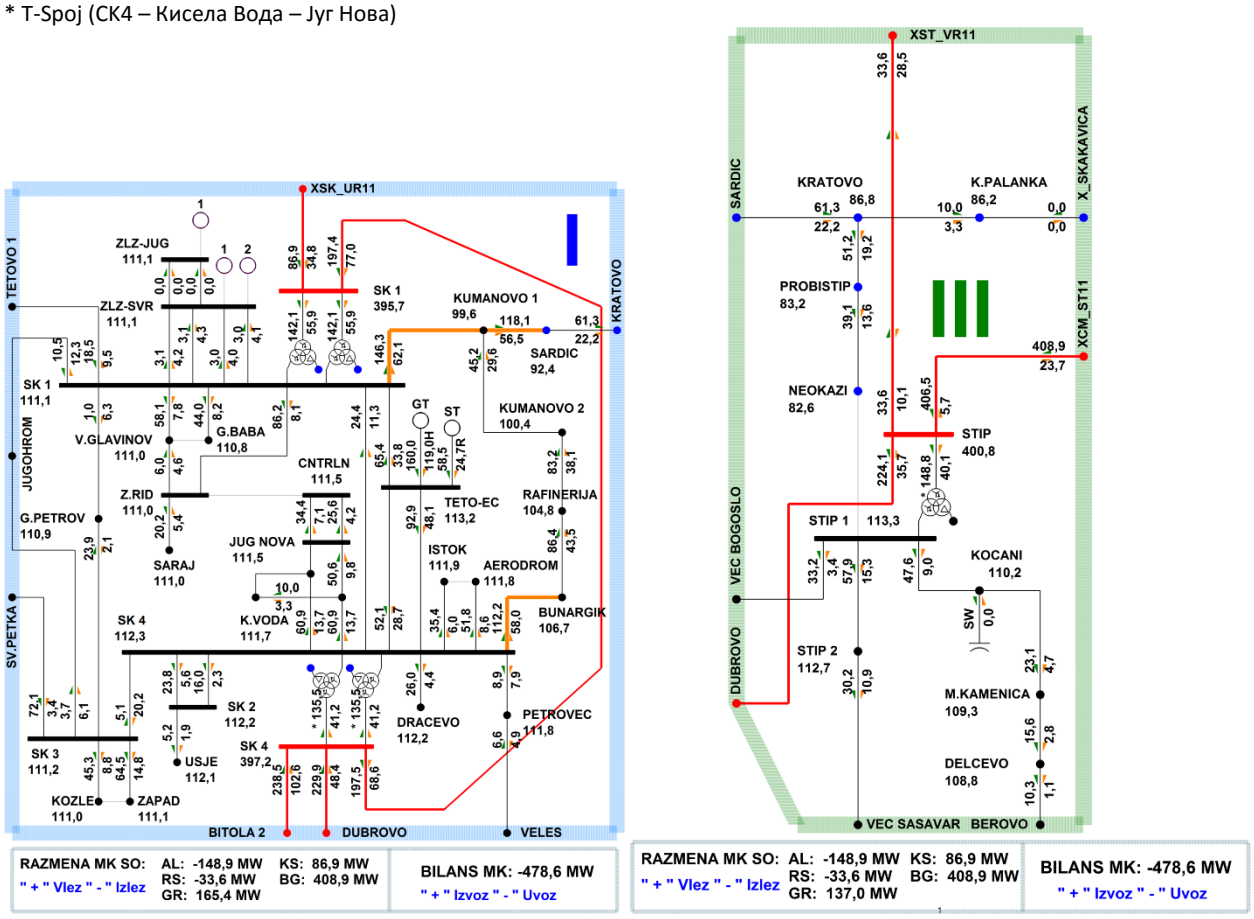
Слика 7.7 РЕГИОН I – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) – 2030 година

На водовите 110 kV помеѓу градовите Скопје - Куманово – Штип приклучени се вкупно 9 ТС 110 kV, чие вкупно оптоварување во 2030 година изнесува 235 MW (зголемување од дури 70 MW, односно 40% во однос на 2025 година). Таквото големо оптоварување се напојува преку три водови 110 kV (ДВ 110 kV СК1 - Куманово 1, ДВ 110 kV СК4 - Бунарџик и ДВ 110 kV Штип 1 - Неокази) и за критериумот N-1 доаѓа до нарушување на сигурноста на системот, како што е прикажано во табелата (Табела 7.1). Најкритичен случај е испадот на ДВ 110 kV Штип 1 – Неокази, кој покрај оптоварувањата на трите 110 kV водови, предизвикува исклучително ниски напони (напонски колапс!) (Слика 7.8) и како последица се случува прекин на напојувањето на сите 235 MW.

Табела 7.1 РЕГИОН I – Резултати од анализата на сигурноста (N-1) при максималното зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ – 2030 година

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Опт. [%] или Напон [kV] "јаглен, гас"	"зелено"
ДВ 110 kV Štip 1 - Neokazi	ДВ 110 kV Kumanovo 1 - SK1	150 MVA	104%	105%
	ДВ 110 kV Kumanovo 1 - Sardič	93 MVA (123 MVA)	155% (117%)	156% (118%)
	ДВ 110 kV SK3 – Bunargik	123 MVA	101%	101%
	ТС 110 kV Неокази	99 - 121 kV	83,3	82,6
	ТС 110 kV Кратово	99 - 121 kV	87,4	86,8
	ТС 110 kV К. Паланка	99 - 121 kV	86,8	86,2
	ТС 110 kV Пробиштип	99 - 121 kV	83,9	83,2
	ТС 110 kV Сардич	99 - 121 kV	93,0	92,4
ДВ 110 kV Kumanovo 1 - SK1	ДВ 110 kV SK4 – Bunargik	123 MVA	115%	118%
	ДВ 110 kV Kumanovo 2 -Rafinerija	123 MVA	96%	98%
	ДВ 110 kV Rafinerija - Bunargik	123 MVA	97%	99%
ДВ 110 kV Kumanovo 1 - Sardič	ДВ 110 kV Štip 1 – Neokazi	123 MVA	103%	104%
	ТС 110 kV Кратово	99 - 121 kV	99,9	98,7
	ТС 110 kV К. Паланка	99 - 121 kV	99,5	98,2
	ТС 110 kV Сардич	99 - 121 kV	96,1	94,8
ДВ 110 kV SK4 - Bunargik	ДВ 110 kV Kumanovo 1 - SK1	150 MVA	101%	104%
КВ 110 kV SK1 - Zajčev Rid	ДВ 110 kV V. Glavinov - SK1	157 MVA	91%	91%
ДВ 1 110 kV SK4 - T-Spoj*	ДВ 2 110 kV SK4 - T-Spoj*	123 MVA	99%	99%
ДВ 2 110 kV SK4 - T-Spoj*	ДВ 1 110 kV SK4 - T-Spoj*	123 MVA	99%	99%

* T-Spoj (СК4 – Кисела Вода – Југ Нова)



Слика 7.8 РЕГИОН I и РЕГИОН III - Текови на моќност и напонски прилики при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценариото „зелено“ со испаднат ДВ 110 kV Штип 1 - Неокази - 2030 година

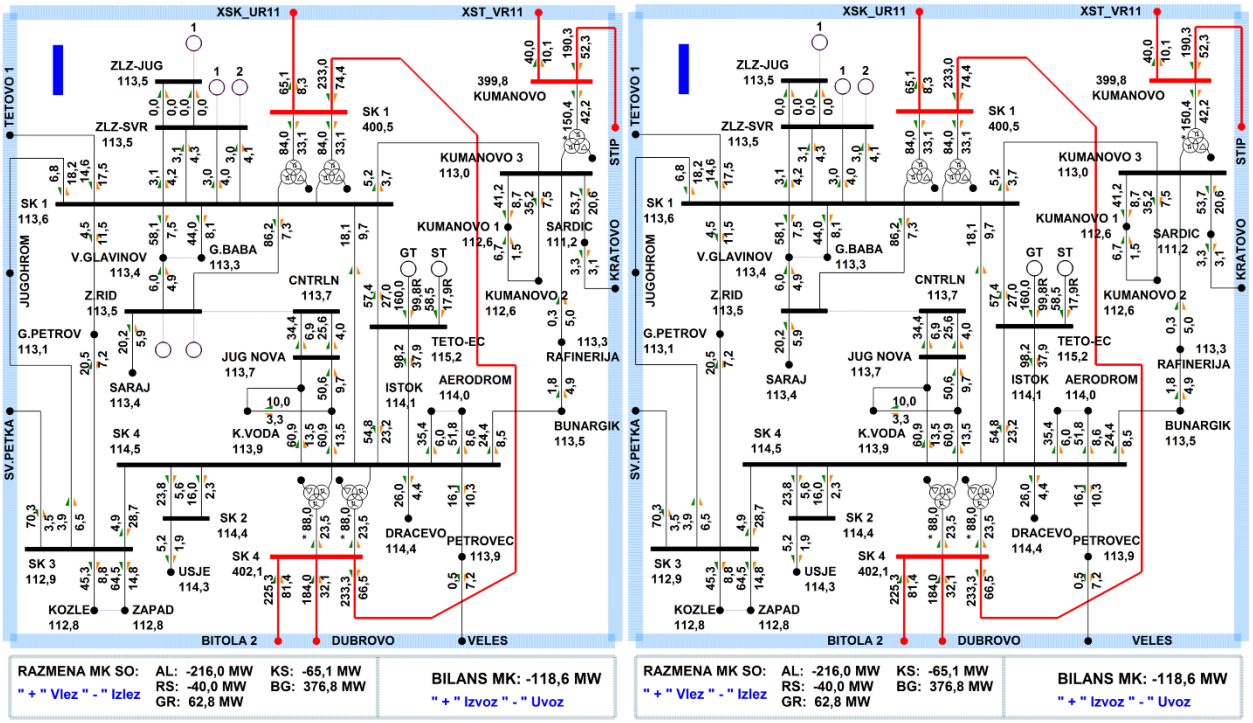
Изградба на ТС 400/110 kV Куманово и расплет на 110 kV водови

Сите претходно наведени преоптоварувања и високи оптоварувања (критериум N-1) се директна последица од приклучокот на новиот директен потрошувач (Сардич 50 MW) и зголемувањето на моќноста на директниот потрошувач Кранфилд (+20 MW) во регионот III. Проблемот со преоптоварувањата можно е да реши или со зајакнување на мрежата 110 kV, кое меѓу другото би опфатило изградба на нов и долг ДВ 110 kV Куманово 1 – Штип, или со изградба на нова ТС 400/110 kV Куманово со расплет на водовите 110 kV во регионот. Двете варијанти на решението веќе се анализирани во претходната студијата за развој на преносната мрежа [14], а согласно инвестиционите трошоци, намалувањето на загубите во преносната мрежа и зголемувањето на сигурноста на работата на системот, оправдано е да се изгради ТС 400/110 kV Куманово.

Трансформаторската станица 400/110 kV Куманово ќе се изведе како едноставна ТС со еден мрежен ТР 400/110 kV со моќност 300 MVA, а приклучокот на мрежата 400 kV ќе се изведе на принципот влез/излез на постоечкиот ДВ 400 kV Штип - Врање (Србија). Истовремено со изградбата на ТС 400/110 kV Куманово, ќе се изведе расплет на водовите 110 kV на тој начин што ќе се формираат нови водови 110 kV [14], како што е прикажано на сликата (Слика 7.9):

- ДВ 110 kV Куманово 3 - СК1
- ДВ 110 kV Куманово 3 - Куманово 1
- ДВ 110 kV Куманово 3 - Куманово 2
- ДВ 110 kV Куманово 3 - Рафинерија
- ДВ 110 kV Куманово 3 - Сардич

За прикажаниот расплет на водовите 110 kV, потребно е да се направи и прераспределба на оптоварувањата помеѓу 110 kV ТС Куманово 1, ТС Куманово 2 и ТС Куманово 3, а со цел долгорочно да се обезбеди задоволување на критериумот N-1. За потребите на студијата е претпоставено дека новата 110 kV ТС Куманово 3 презема 25% од оптоварувањето на постоечките ТС Куманово 1 и ТС Куманово 2.



Слика 7.9 РЕГИОН I – Текови на моќности и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (слика лево) и „зелено“ (слика десно) со изградена ТС 400/110 kV Куманово - 2030 година

Расплетот на водовите 110 kV е изведен согласно претходната студија за развојот на преносната мрежа [14]. Анализите покажаа дека со задржување на постоечкиот ДВ 110 kV Рафинерија - Куманово 2 се обезбедува поголем степен на сигурност за напојување на потрошувачите во ТС Куманово 2 и ТС Куманово 1, бидејќи за нив се обезбедува напојување во случај на нерасположливост на ТС Куманово 3 (пример во случај на грешка на собирниците).

Покрај изградбата на ТС 400/110 kV Куманово, заради приклучокот на новите директни потрошувачи (Сардич 50 MW и Кранфилд 20 MW) потребно е да се заменат спроводниците на ДВ 110 kV Куманово - Сардич и ДВ 110 kV Штип 1 - Неокази со спроводници со поголема трајно дозволена моќност (AAAC-Z 324 mm^2, 149 MVA). Во спротивно, при испад на еден од наведените водови 110 kV, ќе се преоптовари другиот вод (критериум N-1).

Најкритичен случај после изградбата на ТС 400/110 kV Куманово е испадот на ДВ 110 kV Куманово – Сардич, бидејќи напонот во ТС Сардич паѓа под 99 kV (последица на значителното реактивно оптоварување од 16,5 Mvar), што за максимално зимско оптоварување со придонес на електричните централи во регулацијата на напоните, успешно може да се реши со промена на преносниот однос на мрежниот ТР 400/110 kV во ТС Штип и со користење на компензацијата која е вградена во 110 kV ТС Кочани (25 Mvar).

Како заклучок, долгорочното решение на проблемот со преоптоварувањата во регионот I и регионот III (заради приклучокот на новите директни потрошувачи), го вклучува следното:

- Изградба на нова ТС 400/110 kV Куманово (1 x 300 MVA) и приклучок на мрежата 400 kV на принципот влез/излез на постоечкиот ДВ 400 kV Штип - Врање (Србија)
- Расплет на водовите 110 kV согласно претходната студија [14].
- Замена на спроводниците на ДВ 110 kV Куманово - Сардич и ДВ 110 kV Штип 1 - Неокази со спроводници со поголема трајно дозволена моќност (AAAC-Z 324 mm^2, 149 MVA)

Изградбата на ТС 400/110 kV Куманово се предвидува во сите сценарија за развојот на преносната мрежа на РМ за 2030 година, заради значителното влијание на тековите на моќности. Проценката на трошокот за изградба на ТС 400/110 kV Куманово без трошокот за расплет на водовите 110 kV, прикажана е во табелата (Табела 7.2).

Табела 7.2 РЕГИОН I – Проценка на трошокот за изградба на ТС 400/110 kV Куманово без трошокот за расплет на водовите 110 kV - 2030 година

Име на објектот	Парче [N] Должина [km] Моќност [MVA]	Број на системи	Единечна цена [€/km] [€/MVA] [€/парче]	Вкупно [€]
ДВ 2x400 kV (Влез/Излез во ТС Куманово)	0,5	2	320.000	160.000
ТР 400/110 kV во ТС Куманово	300	-	2.500.000	2.500.000
400 kV поле (2 далекуводни, 1 трафо и 1 спојно/мерно)	4	-	900.000	3.600.000
110 kV поле (5 далекуводни, 3 трафо и 1 спојно/мерно)	9	-	250.000	2.250.000
ККО (Командно контролен објект)	1	-	100.000	100.000
Вкупно ТС 400/110 kV Куманово				**8.610.000**

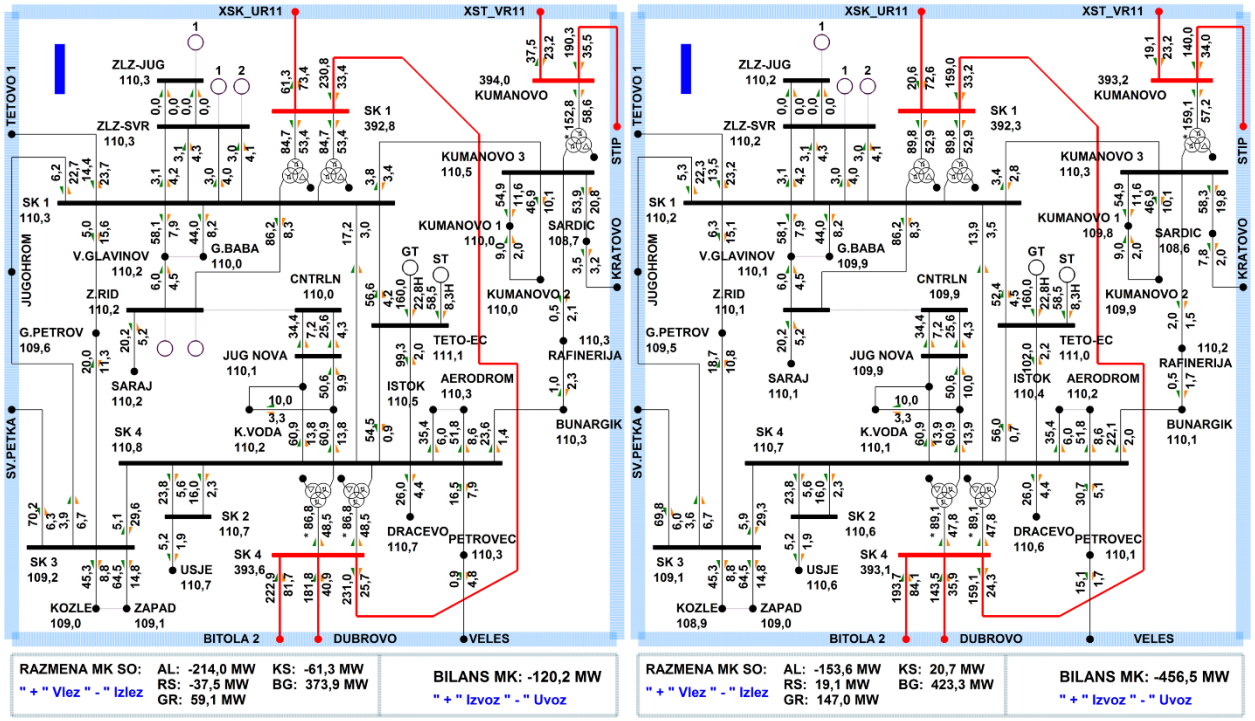
Претходно во табелата (Табела 7.1) е забележано високо оптоварување (критериум N-1) на главните водови 110 kV, преку кои се напојуваат ТС Југ Нова, ТС Централна Нова и ТС Кисела Вода, што веќе е карактеристично и во претходно анализираната 2025 година. Со зголемувањето на вкупното оптоварување на предметните 110 kV ТС во 2030 година од 121 MW, доаѓа до гранични преоптоварувања за критериумот N-1. Со дополнителен пораст на оптоварувањата во периодот

после 2030 година ќе треба да се планира изградба на кабелски водови за критичните испади. Исто така високо се оптоварува ДВ 110 kV В. Главинов - СК1 за случајот на испад на КВ 110 kV Зајчев Рид - СК1, што може да се реши со вклучување на ДВ 110 kV В. Главинов - Г. Баба, кој е исклучен за нормална работна состојба.

7.2.2 Контрола на напонските прилики и регулацијата на реактивната моќност

За случајот кога електричните централи работат во режим на производство на чисто активна моќност, (фактор на моќност на прагот на електричните централи ≈ 1,0), напоните на јазлите во преносната мрежа во регионот I се пониски, но сепак и понатаму во рамките на дозволените граници (Слика 7.10). За критериумот N-1 доаѓа до појава на критично ниски напони (под 99 kV) на крајот од радијалните гранки 110 kV, кои се формираат со испад на ДВ 110 kV Куманово 3 - Сардич и ДВ 110 Неокази - Штип 1, заради големото реактивно оптоварување на новите директни потрошувачи. Како и претходно, со промена на преносниот однос на мрежните ТР 400/110 kV во ТС Куманово и ТС Штип и со користење на постоечките компензациони уреди во ТС Кочани (25 Mvar), сите напони на јазлите можат да се сведат во рамките на дозволените вредности за критериумот N-1.

Користењето на подолжната регулација на напоните со мрежните ТР 400/110 kV предизвикува нивно високо оптоварување (големи текови на реактивна моќност!) и затоа препорака е новите директни потрошувачи (Сардич, Кранфилд) да ја компензираат својата реактивна моќност на местото на приклучок, со што би се добиле подобри напони на јазлите во регионот I и регионот III и не би бил загрозен мрежниот ТР 400/110 kV.



Слика 7.10 РЕГИОН I - Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) без придонес на електричните централи во регулацијата на напонот, со изградена ТС 400/110 kV Куманово – 2030 година

7.2.3 Контролни сценарија на развојот

Претходно беа прикажани основните анализи на референтното сценарио за развој на преносната мрежа (максимално зимско оптоварување - сценарио А со изградба на електричните централи спрема сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“). Во продолжение се изложени контролните анализи за проверка на добиените резултати.

Сценарио со пониска стапка на пораст на оптоварувањето (Сценарио В)

Максималното зимско оптоварување во 2030 година согласно сценариото В изнесува 1803 MW, што е помалку за 199 MW од максималното зимско оптоварување за сценариото А (2002 MW). Покрај пониското вкупно оптоварување и во ова сценарио е потребна изградбата на ТС 400/110 kV Куманово, заради приклучокот на новите директни потрошувачи, а напонските прилики се многу поповолни и поголема е можноста за подолжна регулација на напоните со промена на преносниот однос на мрежните ТР 400/110 kV.

Претходното гранично преоптовареният ДВ 110 kV СК4 - Т-Спој (К. Вода / Југ Нова) за случајот на испад на неговиот паралелен вод (критериум N-1), сега се оптоварува со 90% и можно е дополнително да се одложи изградбата на кабелски водови за предметните водови 110 kV.

Максимално летно оптоварување

При максимално летно оптоварување напонот на јазолот 110 kV ТС Сардич, при испад на ДВ 110 kV Куманово 3 – Сардич, не може да се сведе во рамките на дозволените вредности, а притоа да не се преоптовари ТР 400/110 kV во ТС Штип (големи текови на реактивна моќност заради промената на преносниот однос). За решавање на наведениот проблем можно е или да се изгради нов ДВ 110 kV Куманово 3 - Сардич или да се вгради попречен компензационен уред со минимална моќност од 25 Mvar[13] во 110 kV ТС Сардич (Табела 7.3). Одредувањето на моќноста на компензациониот уред е изведено за максимално летно оптоварување при исклучен ДВ 110 kV Куманово 3 - Сардич, вклучен компензационен уред во 110 kV ТС Кочани (25 Mvar) и нагоден преносен однос на мрежниот ТР 400/110 kV во ТС Штип до граница на високо оптоварување од 90%. Согласно проценката на трошоците за потребите на студијата, избрано е решение со вградување на компензационен уред во 110 kV ТС Сардич.

Табела 7.3 РЕГИОН I – Проценка на трошоците за решение на проблемот со многу ниските напони (критериум N-1) - 2030 година

Име на објектот	Моќност [MVA] Должина [km]	Број на системи / Парче	Единечна цена [€/парче] [€/Mvar]	Вкупно [€]
ДВ 110 kV Куманово 3 – Сардич	14,0	1	80.000	1.120.000
110 kV поле	-	2	250.000	500.000
Вкупно ДВ 110 kV Куманово 3 – Сардич				**1.620.000**
110 kV Попречна компензација	25	1	20.000	500.000
110 kV поле	-	1	250.000	250.000
Вкупно компензација во 110 kV ТС Сардич				**750.000**

Изградба на мали електрични централи приклучени на дистрибутивната мрежа

Ангажираноста на ново изградените електрични централи приклучени на дистрибутивната мрежа во 2030 година (мали ХЕЦ, биомаса и биогас) го намалува максималното зимско оптоварување на ниво на преносната мрежа за околу 45 MW за сценарио „јаглен, гас“ и околу 80 MW за сценариото

[13] Претпоставено е дека попречната компензација во јазолот каде е приклучена го одржува напонот на ниво 0,95 p.u.

„зелено“. Намалувањето на максималното летно оптоварување на ниво на преносна мрежа изнесува околу 65 MW за сценарио „јаглен, гас“ и околу 110 MW за сценариото „зелено“. Предметните намалувања на оптоварувањата имаат позитивно влијание на подрачјето на регионот I (намалување на оптоварувањето на гранките и повисоки напони) за нормална работна состојба и критериум N-1, но не ја одложува изградбата на ТС 400/110 kV Куманово и соодветните зафати (вклучувајќи ги и 25 Mvar во 110 kV ТС Сардич).

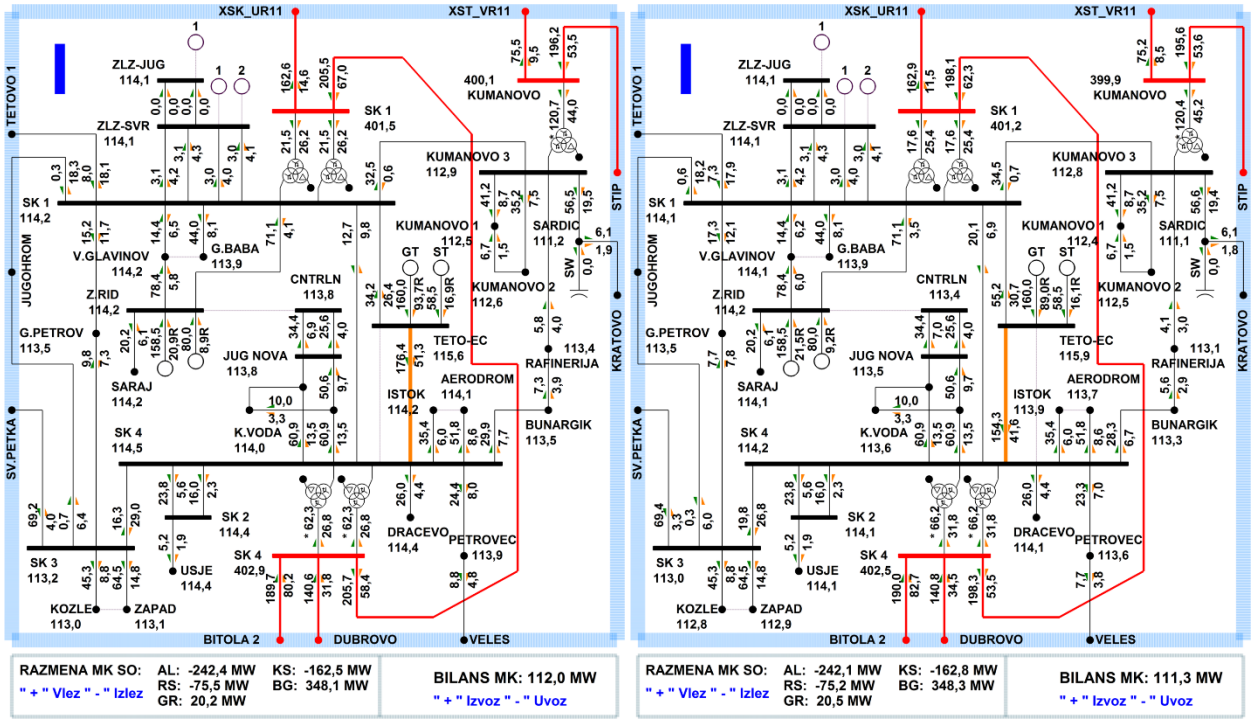
Неизградба на нов директен потрошувач

Изградбата на ТС 400/110 kV Куманово во регионот I е директна последица на порастот на оптоварувањето, заради приклучокот на новиот директен потрошувач во регионот I (Сардич 50 MW), но и заради зголемувањето на моќноста на директниот потрошувач во регионот III (Кранфилд 19 MW + 20 MW). Доколку во 2030 година не дојде до планираниот приклучок на новите директни потрошувачи, сигурноста на системот (критериум N-1) нема да биде загрозена и изградбата на ТС 400/110 kV Куманово може да се одложи за извесен период, како и расплетот на водовите 110 kV. Во тој случај не е потребно вградувањето на спроводници со поголема трајно дозволена моќност во ДВ 110 kV Куманово 3 - Сардич и ДВ 110 kV Штип 1 – Неокази, како и вградувањето на попречната компензација во 110 kV ТС Сардич.

7.2.4 Изградба и приклучок на ТЕТО Зајчев Рид

Заради неизвесноста на изградбата, како дополнителна варијанта на сценариото „јаглен, гас“, анализирана е изградбата и приклучокот на ТЕТО Зајчев Рид (230 MW на прагот на централата) во 2030 година. Приклучокот на електричната централа е претпоставен директно на јазолот 110 kV Зајчев Рид, кој во нормална работна состојба има вклучени две врски 110 kV кон СК4, додека КВ 110 kV Зајчев Рид – Централна Нова е исклучен заради големите струи на куси врски. Изградбата на ТЕТО Зајчев Рид (230 MW на прагот на централата за сценариото „јаглен, гас”) и нејзината максимална ангажираност ја намалува трансформацијата на моќност на сите мрежни ТР 400/110 kV во ТС Скопје 5 и ТС Скопје 4 за околу 180 MW и дополнително 30 MW на мрежниот ТР 400/110 kV во ТС Куманово.

Исто како во претходниот период, за приклучокот на ТЕТО Зајчев Рид во 2030 година треба да се секционираат собирниците 110 kV во ТС Скопје 1 (СК1) при максимално зимско оптоварување, како што е предложено во поглавјето за анализа на струите на куси врски (поглавје 7.8). Практично, новата електрична централа ТЕТО Зајчев Рид и постоечката електрична централа ТЕТО не смеат да бидат приклучени на иста секција 110 kV на СК1, заради преголемите струи на куси врски, но и заради загрозување на критериумот N-1 (гранично преоптоварување од 99%) за тековите на моќност како што е прикажано на сликата (Слика 7.11).



Слика 7.11 РЕГИОН I – Загрозување на сигурноста на системот (критериум N-1) при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценариото „јаглен, гас“ со изградена ТЕТО Зајчев Рид без секционирање на собирниците 110 kV - 2030 година

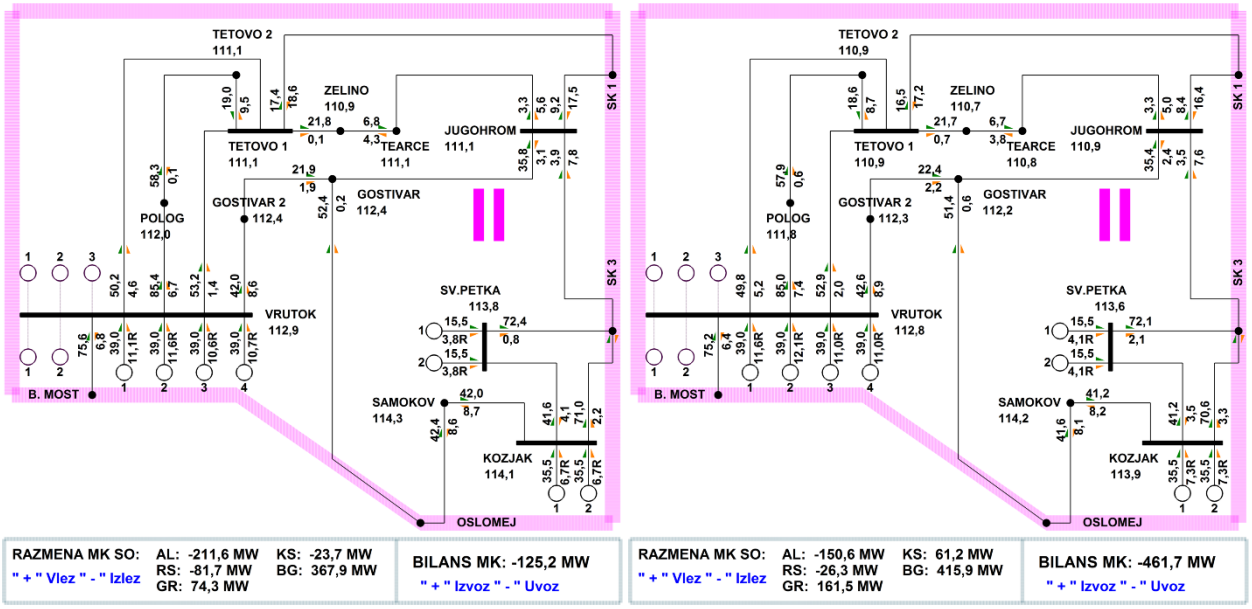
За предложеното секционирање (поглавје 7.8, Слика 7.27), струите на куси врски во сите јазли се задоволително ниски, а истовремено максималната ангажираност на новата ТЕТО Зајчев Рид и постоечката ТЕТО не ја загрозуваат сигурноста на системот согласно критериумот N-1. Дополнително, предложениот начин на секционирање овозможува вклучување на КВ 110 kV Зајчев Рид – Централна Нова (само со ангажираност на ТЕТО Зајчев Рид!), со што се зголемува сигурноста на напојувањето на потрошувачите и евакуацијата на моќноста на ТЕТО Зајчев Рид.

7.3 II СЕВЕРО-ЗАПАДЕН РЕГИОН

Во периодот од 2025 до 2030 година во регионот II е планирана изградба на новата ТС 110/10(20) kV Гостивар 2, која ќе се приклучи со влез/излез на постоечкиот ДВ 110 kV ХЕЦ Врутok - Гостивар.

7.3.1 Оптоварување на преносната мрежа и анализа на сигурност (N-1)

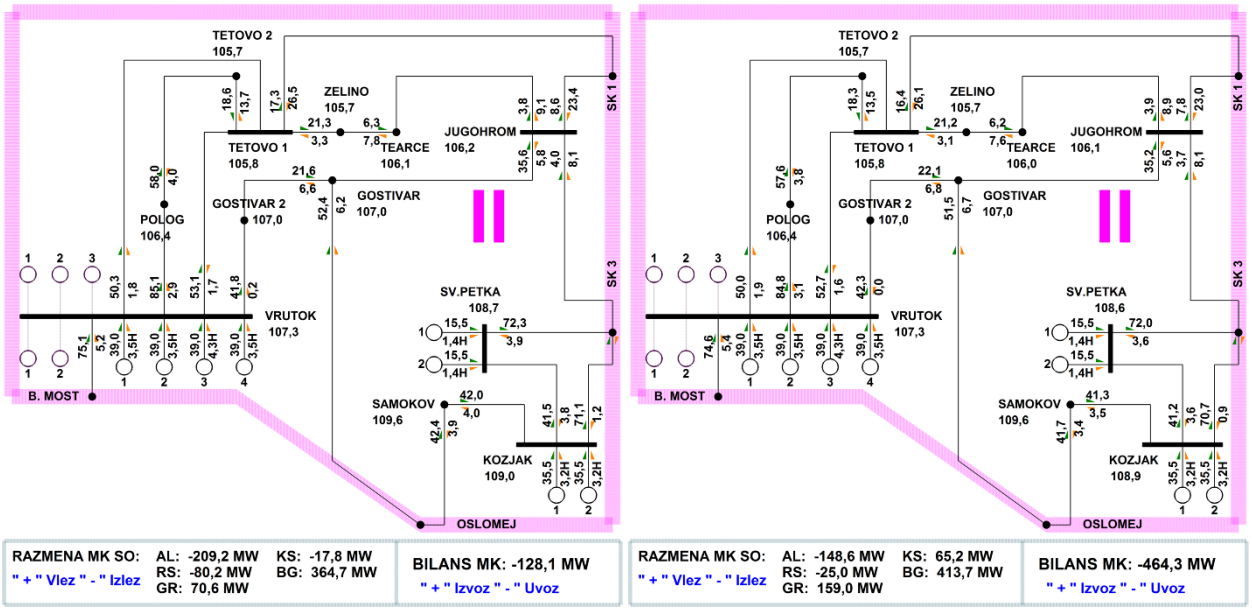
Независно од сценариото за изградба на електричните централи, оптоварувањето на сите гранки и напоните на јазлите на преносната мрежа во регионот II за нормална работна состојба се во дозволените граници (Слика 7.12). Најоптоварени гранки во регионот II е ДВ 110 kV Врутok - Полог, кој е оптоварен околу 68% за двете разгледувани сценарија. За критериумот N-1 ниту една гранка во регионот II не е високо оптоварена (преку 90%), а напоните на сите јазли 110 kV се во рамките на дозволените вредности.



Слика 7.12 РЕГИОН II – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) – 2030 година

7.3.2 Контрола на напонските прилики и регулацијата на реактивната моќност

За случајот кога електричните централи работат во режим на производство на чисто активна моќност (фактор на моќност на прагот на електричната централа ≈ 1,0) напоните на јазлите 110 kV во регионот II се во дозволените граници за нормална работна состојба (Слика 7.13) и критериум N-1.



Слика 7.13 РЕГИОН II - Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) без придонес на електричните централи во регулацијата на напонот – 2030 година

7.3.3 Контролни сценарија на развојот

Сценарио со пониска стапка на пораст на оптоварувањето (Сценарио В)

Оптоварувањето на гранките и напоните на јазлите во преносната мрежа во регионот II (нормална работна состојба и критериум N-1) се во рамките на дозволените граници за сценариото В со пониска стапка на пораст на максималното зимско оптоварување во 2030 година (1803 MW).

Максимално летно оптоварување

Оптоварувањето на гранките и напоните на јазлите во преносната мрежа во регионот II (нормална работна состојба и критериум N-1) се во рамките на дозволените граници за максималното летно оптоварување во 2030 година (1555 MW).

Изградба на мали електрични централи приклучени на дистрибутивната мрежа

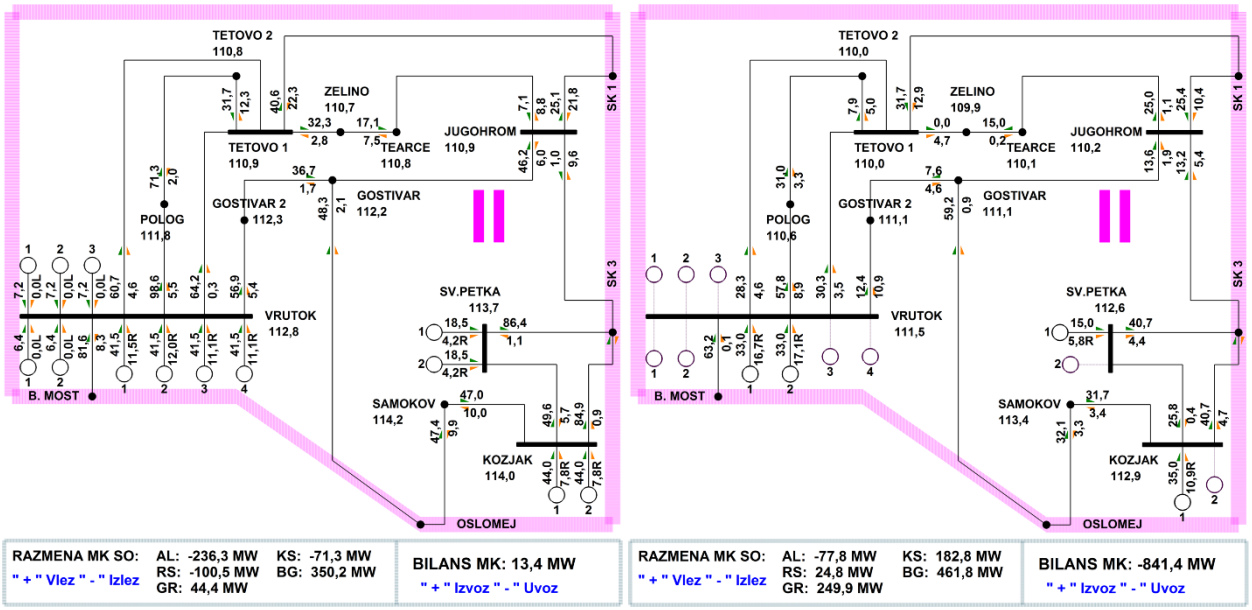
Освен општото позитивно влијание (помало оптоварување на гранките, поголеми напони), намалувањето на оптоварувањето на системот заради новите електрични централи на дистрибутивната мрежа нема значително влијание на регионот II.

Влажна и сува хидрологија

Во периодот од 2025 до 2030 година е планирана изградба на ХЕЦ Бошков Мост (68 MW) и ХЕЦ Шпиље 2 (30 MW) во регионот IV за сценаријата „јаглен, гас“ и дополнително ХЕЦ Чебрен (333 MW) во регионот V за сценариото „зелено“. За влажна хидролошка година е претпоставена максимална ангажираност на ХЕЦ во сите региони (вкупно 665 MW за сценариото „јаглен, гас“ и 998 MW за сценариото „зелено“), со што се проверува можноста за евакуација на вкупната моќност на производството на сите ХЕЦ при максимално зимско оптоварување. Анализирана е и работната состојба за сува хидрологија со намалена ангажираност на ХЕЦ (вкупно 252 MW за сценариото „јаглен, гас“ и 385 MW за сценариото „зелено“) при максимално зимско оптоварување (за сценариото „зелено“ вкупниот увоз за потребите на РМ изнесува околу 840 MW!).

За нормална работна состојба со максимална и минимална ангажираност на ХЕЦ (влажна и сува хидрологија), оптоварувањата на гранките и напоните на јазлите на преносната мрежа во регионот

II се во дозволените граници. „Потежок“ случај за преносната мрежа е максималната ангажираност на сите ХЕЦ, а најоптоварен вод во регионот II е ДВ 110 kV Вруток - Полог (оптоварување 78%), како што е прикажано на сликата лево (Слика 7.14). Покрај високиот увоз на моќност за сува хидрологија и сценариото „зелено“ (околу 840 MW), минималната ангажираност на ХЕЦ сепак не е критичен случај за сигурноста на работата на преносната мрежа во регионот II и затоа понатаму нема да се разгледува.



Слика 7.14 РЕГИОН II – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ и влажна хидрологија (сликата лево) и за сценарио „зелено“ и сува хидрологија (сликата десно) – 2030 година

За критериумот N-1, максималната ангажираност на сите ХЕЦ во регионот II предизвикува високо оптоварување/гранично преоптоварување на ДВ 110 kV СК3 – ХЕЦ Козјак, ДВ 110 kV СК3 - ХЕЦ Св. Петка и ДВ 110 kV Вруток - Полог (Табела 7.4). Предметните случаи на високо оптоварување (критериум N-1) се гранични и присутни се за малку веројатната максимална ангажираност на сите ХЕЦ и затоа не е потребно да се разгледува дополнително зајакнување на мрежата во регионот II за 2030 година, а ќе се разгледува доколку биде потребно во наредниот период (2040 година).

Табела 7.4 РЕГИОН IV - Резултати од анализата на сигурноста (N-1) при максимално зимско преоптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ со максимална ангажираност на ХЕЦ (влажна хидрологија) – 2030 година

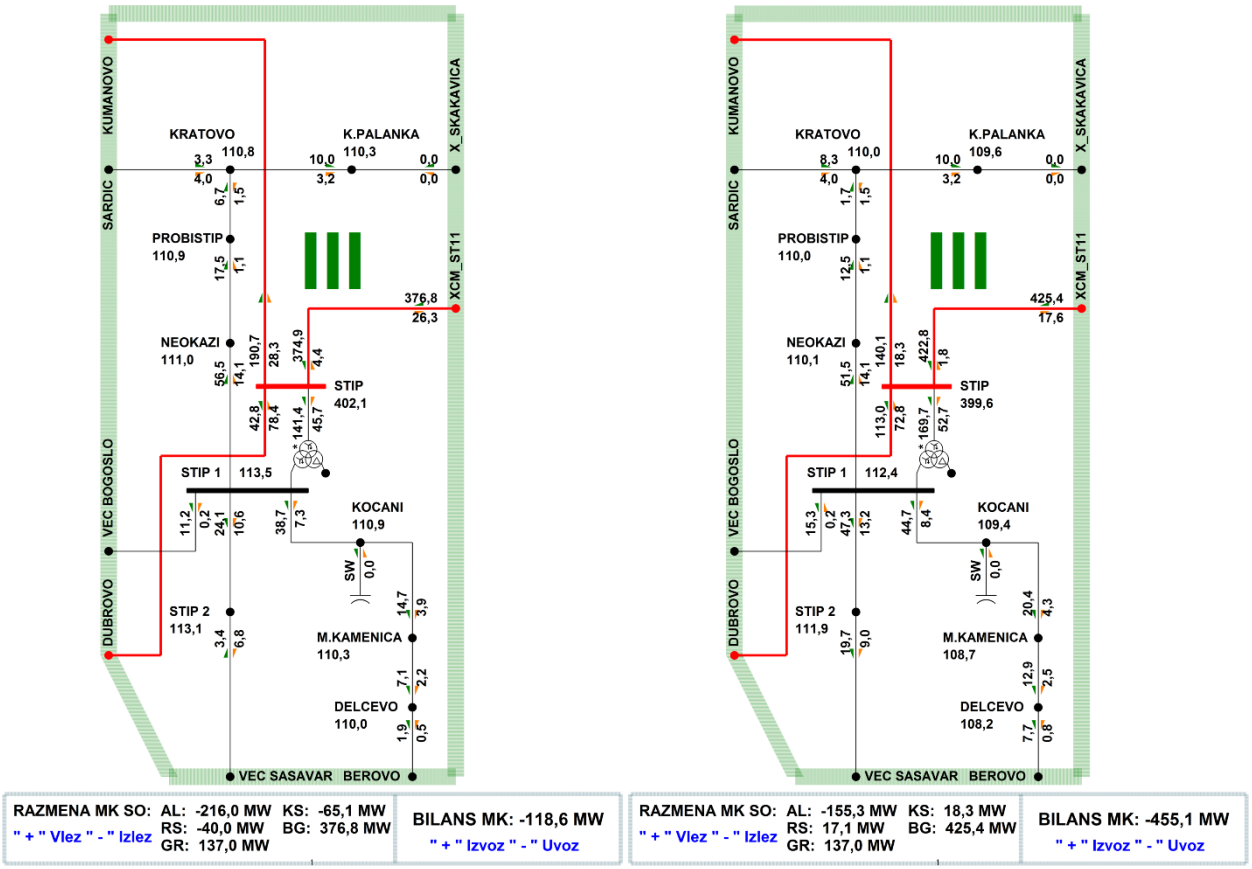
Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Опт. [%] или Напон [kV] "јаглен, гас"	"зелено"
ДВ 110 kV SK3 - HE Kozjak	ДВ 110 kV SK3 - HE Sv. Petka	157 MVA	97%	97%
ДВ 110 kV SK3 - HE Sv. Petka	ДВ 110 kV SK3 - HE Kozjak	149 MVA	91%	91%
ДВ 1 110 kV HE Vrutok - Tetovo 1	ДВ 110 kV HE Vrutok - Polog	123 MVA	98%	98%
ДВ 2 110 kV HE Vrutok - Tetovo 1		123 MVA	99%	99%

7.4 III СЕВЕРО-ИСТОЧЕН РЕГИОН

Во периодот од 2025 до 2030 година во регионот III е планирано зголемување на оптоварувањето од 19 MW на 49 MW во 110 kV ТС Неокази поради приклучок на нови индустриски потрошувачи. Претходно е покажано дека заради приклучокот на новите директни потрошувачи (Сардич, Кранфилд), потребно е да се изгради ТС 400/110 kV Куманово со соодветен расплет на водовите 110 kV, како и да се заменат спроводниците на ДВ 110 kV Штип 1 - Неокази и ДВ 110 kV Куманово 3 - Сардич со спроводници со поголема трајно дозволена моќност (AAAC-Z 324 mm^2, 149 MVA). Дополнително заради многу ниските напони при максимално летно оптоварување (критериум N-1), треба да се вгради компензационен уред во 110 kV ТС Сардич со моќност 25 Mvar, што има позитивно влијание и на напоните во регионот III.

7.4.1 Оптоварување на преносната мрежа и анализа на сигурноста (N-1)

Независно од изградбата на електричните централи, за нормална работна состојба оптоварувањето на сите гранки и напоните на јазлите во регионот III од преносната мрежа се во дозволените граници (Слика 7.15). Најоптоварена гранка во регионот III е ТР 400/110 kV во ТС Штип (59% за сценариото „зелено“).

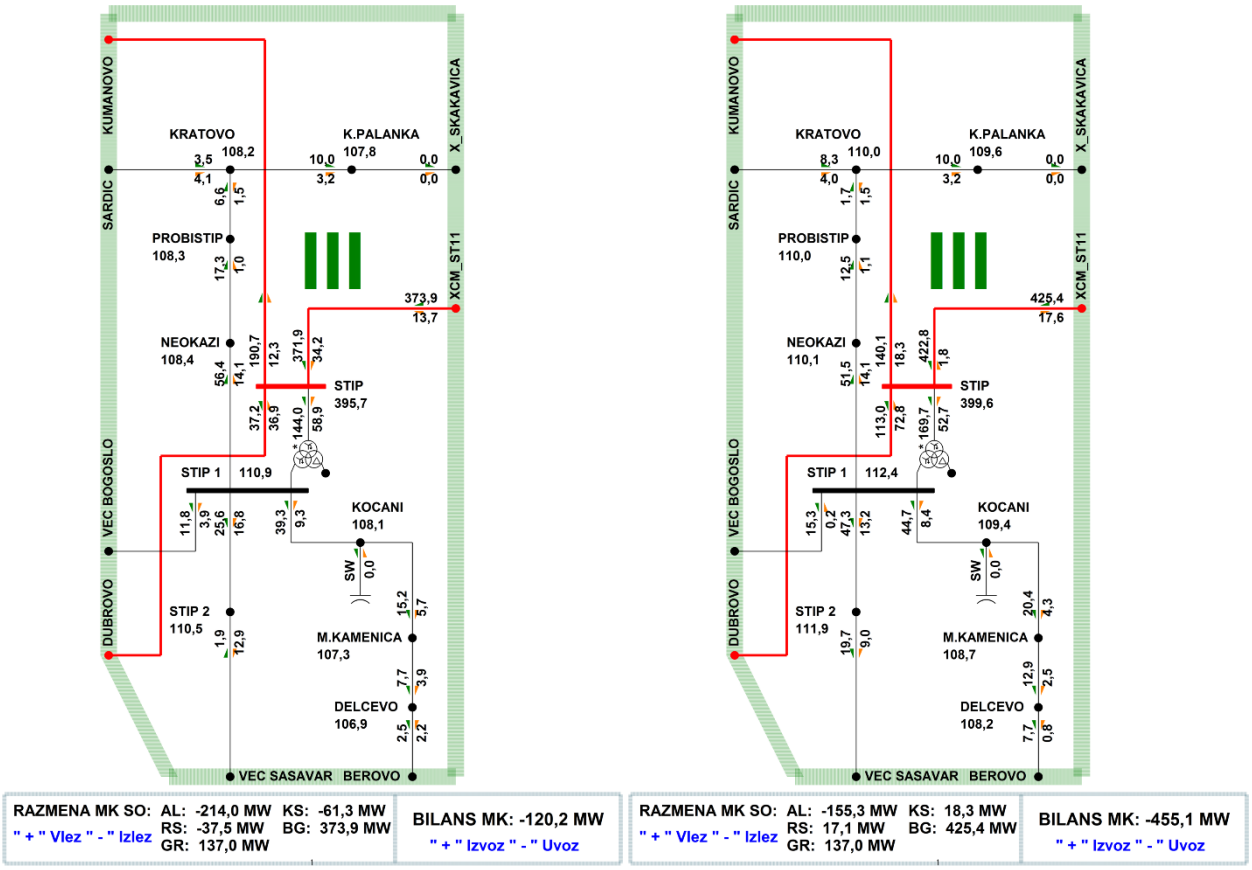


Слика 7.15 РЕГИОН III – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) со изградена ТС 400/110 kV Куманово – 2030 година

После изградбата на ТС 400/110 kV Куманово и сите соодветни зафати, како што е претходно опишано во регионот I вклучувајќи и 25 Mvar компензација во 110 kV ТС Сардич), оптоварувањето на сите гранки и напоните на јазлите во регионот III се во дозволените вредности и за критериумот N-1.

7.4.2 Контрола на напонските прилики и регулација на реактивната моќност

За случајот кога електричните централи во остатокот на системот работат во режим на производство на чисто активна моќност (фактор на моќност на прагот на централите ≈ 1,0), напоните на јазлите 110 kV во регионот III се во дозволените граници за нормална работна состојба (Слика 7.16) и критериум N-1, но само ако се изгради ТС 400/110 kV Куманово со сите соодветни зафати, како што е претходно опишано во регионот I.



Слика 7.16 РЕГИОН III – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) без придонес на електричните централи во регулација на напоните со изградена ТС 400/110 kV Куманово – 2030 година

7.4.3 Контролни сценарија на развојот

Сценарио со пониска стапка на пораст на оптоварувањето (Сценарио В)

Со изградена ТС 400/110 kV Куманово и сите соодветни зафати во регионот I, оптоварувањето на сите гранки и напоните на јазлите во преносната мрежа во регионот III (нормална работна состојба и критериум N-1) се во рамките на дозволените граници за сценариото В со пониска стапка на пораст на максималното зимско оптоварување во 2030 година (1803 MW).

Максимално летно оптоварување

Со изградена ТС 400/110 kV Куманово и сите соодветни зафати во регионот I, оптоварувањето на сите гранки и напоните на јазлите во преносната мрежа во регионот III (нормална работна состојба и критериум N-1) се во рамките на дозволените граници за максималното летно оптоварување во 2030 година (1555 MW).

Изградба на мали електрични централи приклучени на дистрибутивната мрежа

Освен општото позитивно влијание (помало оптоварување на гранките, поголеми напони), намалувањето на оптоварувањето на системот заради новите електрични централи на дистрибутивната мрежа нема значително влијание на регионот III.

Неизградба на нов директен потрошувач

Доколку не се случи предвиденото зголемување на моќноста на новиот директен потрошувач Кранфилд (+20 MW), тогаш во 2030 година не е потребно да се вградуваат спроводници со поголема трајно дозволена моќност (AAAC-Z 324 mm^2, 149 MVA) на ДВ 110 kV Куманово 3 - Сардич и ДВ 110 kV Штип 1 – Неокази, бидејќи предметните водови нема да се преоптоваруваат за критериумот N-1 со вградените стандардни спроводници 110 kV (ASCR 240/40 mm^2 123 MVA).

7.5 IV ЈУГО-ЗАПАДЕН РЕГИОН

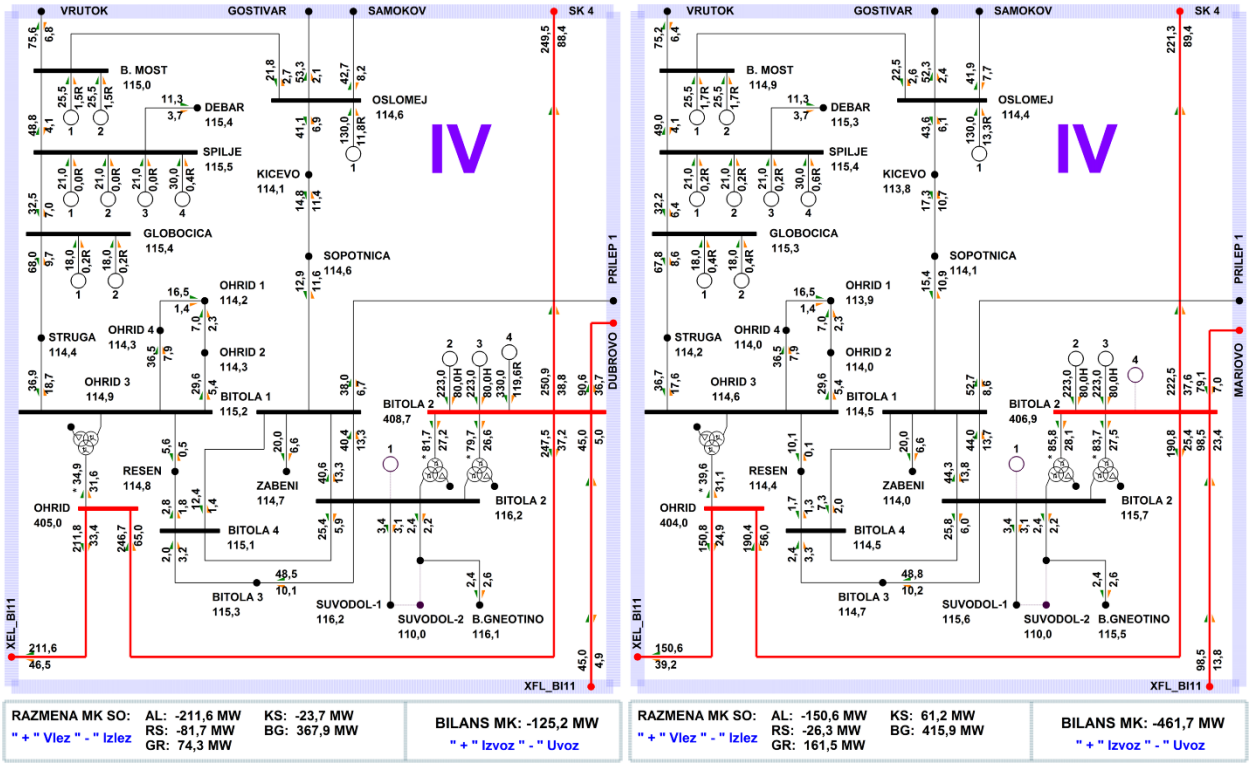
Во периодот од 2025 до 2030 година во регионот IV е планирана изградба на ХЕЦ Бошков Мост (68 MW), ХЕЦ Шпиље 2 (30 MW) и новата дистрибутивна ТС 110/10(20) kV Охрид 4 за двете сценарија на изградба на електричните централи, додека ТЕЦ Битола 4 (300 MW) се планира да се изгради само во сценариото „јаглен, гас“.

За потребите на студијата, новиот блок ТЕЦ Битола 4 ќе се приклучи на мрежата 400 kV преку 400 kV ТС Битола 2, но заради скорешното затворање на постоечкиот блок ТЕЦ Битола 1 (приклучен на мрежата 110 kV) во идната студија за приклучокот треба да се испита и варијантата за приклучок на новиот блок на мрежата 110 kV, со што „производството“ ќе биде електрично поблиску до „потрошувачката“ и ќе се намали оптоварувањето на мрежните ТР 400/110 kV во ТС Битола 2.

Приклучокот на ХЕЦ Бошков Мост ќе се изведе на принципот влез/излез на постоечкиот ДВ 110 kV ХЕЦ Шпиље - ХЕЦ Врутоk и изградба на нов ДВ 110 kV ХЕЦ Бошков Мост - ТЕЦ Осломеј (должина ≈ 40 km, ACSR 240/40 mm^2, 123 MVA) (МЕПСО). ХЕЦ Шпиље 2 претставува четврти агрегат кој ќе се приклучи на постојните собирници 110 kV во ХЕЦ Шпиље. Приклучокот на новата дистрибутивна ТС 110/10(20) kV Охрид 4 ќе се изведе на принципот влез/излез на ДВ 110 kV Охрид 3 - Охрид 1.

7.5.1 Оптоварување на преносната мрежа и анализа на сигурноста (N-1)

Независно од сценариото за изградба на електричните централи, за нормална работна состојба оптоварувањето на сите гранки и напоните на јазлите во регионот IV од преносната мрежа се во дефинираните граници (Слика 7.17). Заради евакуацијата на производството на ХЕЦ, најоптоварена гранка во регионот IV е ДВ 110 kV ХЕЦ Врутоk - ХЕЦ Бошков Мост (оптоварување 60%).



Слика 7.17 РЕГИОН IV – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) – 2030 година

Независно од сценариото за изградба на електричните централи, во регионот IV нема критични испади (критериум N-1) кои предизвикуваат преоптоварување во мрежата, а сите напони на јазлите

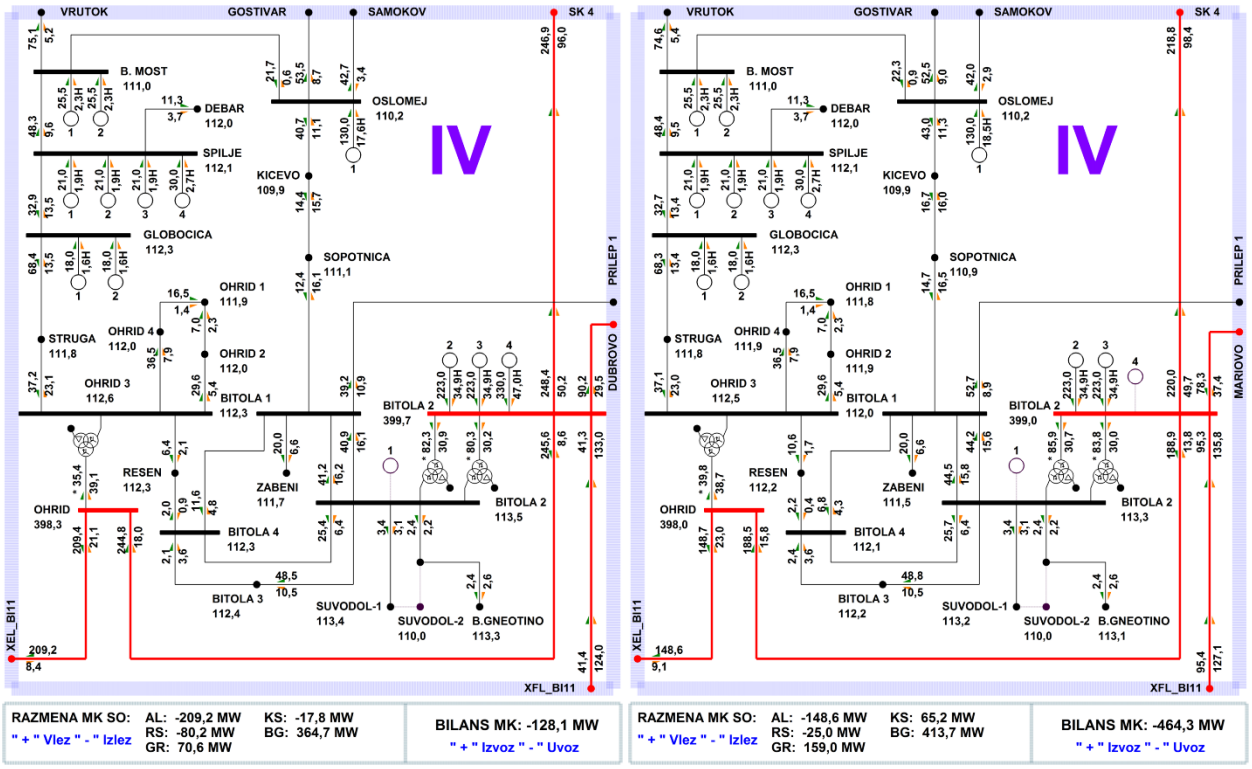
се во дозволените граници. Сепак, заради евакуацијата на производството на ХЕЦ, присутни се гранично високи оптоварувања (околу 90%) за случајот на испад на ДВ 110 kV Глобочица - Струга и ДВ 110 kV ХЕЦ Шпиље - ХЕЦ Б. Мост (Табела 7.5), што може да се елиминира со намалување на производството на ХЕЦ во овој регион.

Табела 7.5 РЕГИОН IV - Резултати од анализата на сигурност (N-1) при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ - 2030 година

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Опт. [%] или Напон [kV] "јаглен, гас"	"зелено"
ДВ 110 kV Globočica – Struga	ДВ 110 kV Špilje - B.Most	123 MVA	91%	91%
	ДВ 110 kV Vrutok - B.Most	123 MVA	89%	89%
ДВ 110 kV Špilje - B. Most	ДВ 110 kV Globočica - Struga	123 MVA	91%	91%

7.5.2 Контрола на напонските прилики и регулацијата на реактивната моќност

За случајот кога електричните централи работат во режим на производство на чисто активна моќност (фактор на моќност на прагот на централите ≈ 1,0), оптоварувањата на гранките и напоните на 110 kV јазли во регионот IV се во дозволените граници за нормална работна состојба. (Слика 7.18). За критериумот N-1 присутни се високи оптоварувања за истите карактеристични испади, кои се наведени во претходната табела.



Слика 7.18 РЕГИОН IV – Текови на моќности и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (слика лево) и „зелено“ (слика десно) без придонесот на електричните централи во регулацијата на напоните - 2030 година

7.5.3 Контролни сценарија на развојот

Сценарио со пониска стапка на пораст на оптоварувањето (Сценарио B)

Високите оптоварувања на водовите (критериум N-1) во регионот IV се последица на евакуацијата на производството на ХЕЦ и затоа сценариото со пониска стапка на пораст на оптоварувањето (сценарио B) нема влијание на главните резултати во регионот IV за критериумот N-1.

Максимално летно оптоварување

Оптоварувањето на сите гранки и напоните на јазлите во преносната мрежа во регионот IV за нормална работна состојба и критериум N-1 при максимално летно оптоварување се во рамките на дозволените вредности за сите разгледувани сценарија.

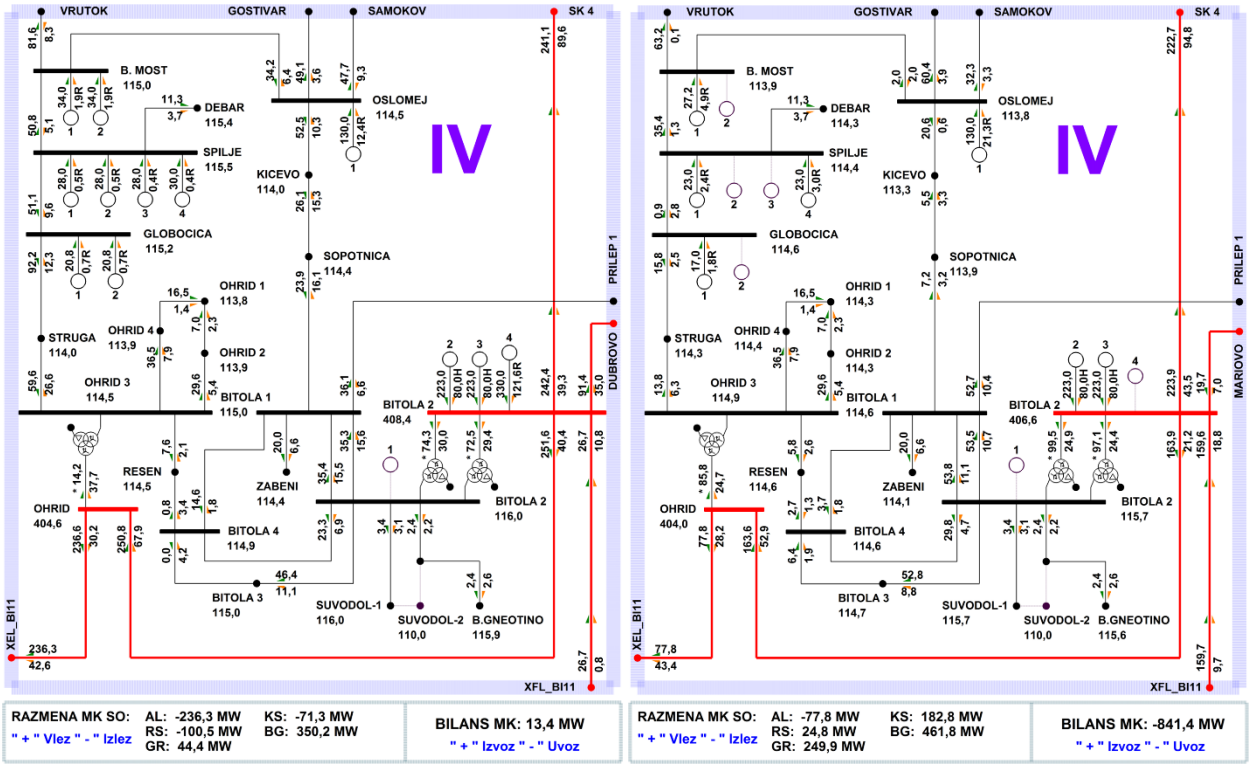
Изградба на мали електрични централи приклучени на дистрибутивната мрежа

Освен општото позитивно влијание (помало оптоварување на гранките, поголеми напони), намалувањето на оптоварувањето на системот заради новите електрични централи на дистрибутивната мрежа нема значително влијание на регионот IV.

Влажна и сува хидрологија

За влажна хидролошка година е претпоставена максимална ангажираност на ХЕЦ во сите региони (вкупно 665 MW за сценариото „јаглен гас“ и 998 MW за сценариото „зелено“), одека за сува хидрологија е претпоставена намалена ангажираност на ХЕЦ (вкупно 252 MW за сценариото „јаглен, гас“ и 385 MW за сценариото „зелено“).

За нормална работна состојба со максимална и минимална ангажираност на ХЕЦ (влажна и сува хидрологија), оптоварувањето на гранките и напоните на јазлите во преносната мрежа во регионот IV се во дозволените граници. „Потежок“ случај за преносната мрежа е максималната ангажираност на ХЕЦ, а најоптоварен вод во регионот IV е ДВ 110 kV Глобочица - Струга (оптоварување 72%), како што е прикажано на сликата лево (Слика 7.19). Покрај високиот увоз за сува хидрологија и сценарио „зелено“ (околу 840 MW), сепак минималната ангажираност на ХЕЦ не е критичен случај за сигурноста на преносната мрежа во регионот IV и затоа натаму нема да се разгледува.



Слика 7.19 РЕГИОН IV - Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценариото „јаглен, гас“ и влажна хидрологија (слика лево) и за сценарио „зелено“ и сува хидрологија (слика десно) - 2030 година

За критериумот N-1, максималната ангажираност на сите ХЕЦ во регионот IV предизвикува преоптоварување на истите водови 110 kV, кои беа високо оптоварени во референтните сценарија: ДВ 110 kV ХЕЦ Шпиље - Б. Мост - ХЕЦ Врутok и ДВ 110 kV Глобочица - Струга (Табела 7.6). Доколку трошоците за редиспечинг на електричните централи би биле значителни, едно од решенијата на проблемот е вградување на спроводници со поголема трајно дозволена моќност (минимално AAAC-Z 324 mm^2, 149 MVA) на водовите кои се преоптоваруваат.

Второ решение на проблемот е реконструкција на делницата 110 kV ХЕЦ Шпиље - ХЕЦ Б. Мост - ХЕЦ Врутok во двосистемски вод 110 kV, при што би се формирала директна врска 110 kV ХЕЦ Шпиље - ХЕЦ Врутok, како и ДВ 110 kV ХЕЦ Шпиље - ХЕЦ Б. Мост и ДВ 110 kV ХЕЦ Б. Мост - ХЕЦ Врутok. Со формирањето на триаголник 110 kV ХЕЦ Шпиље - ХЕЦ Б. Мост - ХЕЦ Врутok, доволно е да се користат стандардни спроводници (ACSR 240/40 mm^2 ,123 MVA) при изградбата на новите двосистемски водови.

Проценката на трошокот за двете решенија е прикажана во табелата (Табела 7.7), а поевтина е варијантата со реконструкција на водовите со вградување на спроводници со поголема трајно дозволена моќност. Сепак, изборот на решението ќе зависи од динамиката на изградбата на ХЕЦ Б. Мост и ХЕЦ Шпиље 2, како и од идните сценарија за развојот на преносната мрежа после планираната изградба на електричните централи.

Важно е да се напомене дека преоптоварувањата не се карактеристични за референтните сценарија, туку за малку веројатното сценарио со максимална ангажираност на сите ХЕЦ и затоа во 2030 година се предлага решавање на проблемот само ако вкупните очекувани трошоци за редиспечингот би биле поголеми од трошоците за решението на проблемот. Во спротивно едно од решенијата треба да се примени тогаш кога природно ќе дојде времето за реконструкција на разгледуваните водови. Делниците на постоечкиот ДВ 110 kV ХЕЦ Шпиље - ХЕЦ Врутok - Глобочица

- Струга изградени се во 1964 и 1970 година и согласно тоа во 2030 година предметниот вод ќе биде стар 66, односно 60 години.

Табела 7.6 РЕГИОН IV - Резултати од анализата на сигурност (N-1) при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ при максимална ангажираност на ХЕЦ - 2030 година

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Опт. [%] или Напон [kV]	
			"јаглен, гас"	"зелено"
ДВ 110 kV Globočica – Struga	ДВ 110 kV Špilje - B.Most	123 MVA	**112%**	**112%**
	ДВ 110 kV Vrutok - B.Most	123 MVA	**104%**	**104%**
ДВ 110 kV Špilje - B.Most	ДВ 110 kV Globočica - Struga	123 MVA	**112%**	**112%**
	ДВ 110 kV Struga - Ohrid 3	123 MVA	91%	91%
ДВ 110 kV Vrutok - B.Most	ДВ 110 kV Globočica - Struga	123 MVA	95%	95%

Табела 7.7 РЕГИОН IV – Проценка на трошокот за решенијата на проблемот со преоптоварувањата (критериум N-1) за максимална ангажираност на сите ХЕЦ – 2030 година

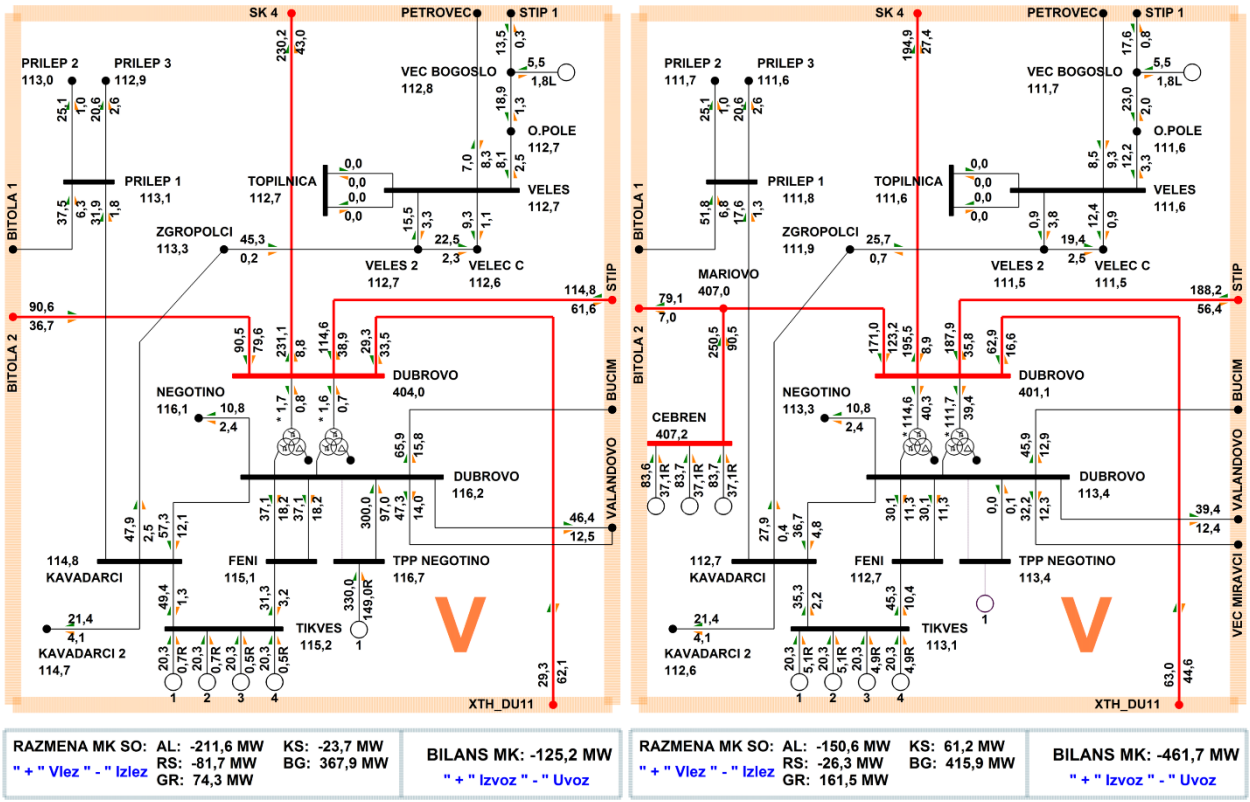
Име на објектот	Должина [km]	Број на системи / Парче	Един. цена [€/km]	Вкупно [€]
ДВ 110 kV Vrutok - B.Most (AAAC-Z 324 mm^2)	32,6	1	90.000	2.934.000
ДВ 110 kV Špilje - B.Most (AAAC-Z 324 mm^2)	13,0	1	90.000	1.170.000
ДВ 110 kV Globočica - Struga (AAAC-Z 324 mm^2)	32,4	1	90.000	2.916.000
110 kV поле (ТС Б. Мост)	-	2	250.000	500.000
Вкупно ревитализација 1				**7.520.000**
ДВ 110 kV Vrutok - B.Most (ACSR 240/40 mm^2)	32,6	2	120.000	3.912.000
ДВ 110 kV Špilje - B.Most (ACSR 240/40 mm^2)	13,0	2	120.000	1.560.000
ДВ 110 kV Globočica - Struga (ACSR 240/40 mm^2)	32,4	1	80.000	2.592.000
110 kV поле (ТС Б. Мост, ТС Вруток, ТС Шпиље)	-	4	250.000	1.000.000
Вкупно ревитализација 2				**9.064.000**

7.6 V ЦЕНТРАЛЕН РЕГИОН

Во периодот од 2025 до 2030 година во регионот V е планирана изградба на ВЕЦ Богословец (22 MW) за сценариото „јаглен, гас“, која претходно е изградена за сценариото „зелено“ во 2025 година и изградба на ХЕЦ Чебрен (333 MW) за сценариото „зелено“. Во претходната студија за развојот на преносната мрежа [14], анализирани се две основни варијанти за приклучокот на ХЕЦ Чебрен: прва варијанта согласно која ХЕЦ Чебрен би се приклучила со водови 110 kV на ТС 400/110 kV Мариово и втора варијанта со која ХЕЦ Чебрен би се приклучила со вод 400 kV на разводната постројка 400 kV Мариово (без трансформација 400/110 kV). Согласно критериумот за минимален трошок на приклучокот, избрана е втората варијанта за приклучокот на ХЕЦ Чебрен [14].

7.6.1 Оптоварување на преносната мрежа и анализа на сигурноста (N-1)

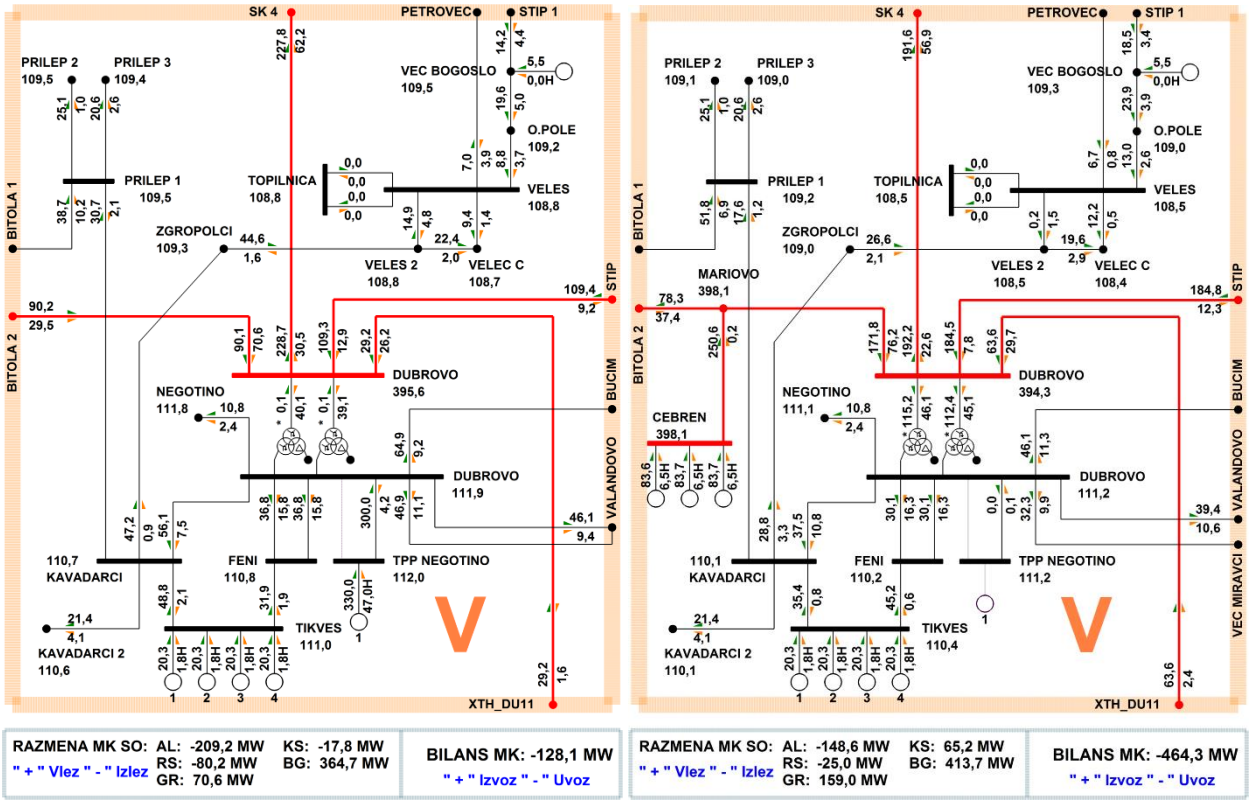
Независно од сценариото за изградба на електричните централи, за нормална работна состојба, оптоварувањето на сите гранки и напоните на јазлите во преносната мрежа во регионот V од преносната мрежа се во дозволените граници (Слика 7.20). Најоптоварена гранка во регионот V е ДВ 110 kV Дуброво - Бучим (52% за сценариото „јаглен, гас“) и ДВ 110 Битола 1 - Прилеп 1 (42% за сценариото „зелено“). За критериумот N-1 ниту една гранка во регионот V не е високо оптоварена (преку 90%), а напоните на сите јазли 110 kV се во дозволените вредности.



Слика 7.20 РЕГИОН V – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) – 2030 година

7.6.2 Контрола на напонските прилики и регулација на реактивна моќност

За случајот кога електричните централи работат во режим на производство на чисто активна моќност (фактор на моќност на прагот на електричните централи ≈ 1,0), напоните на 110 kV јазли во регионот V се во дозволените граници за нормална работна состојба (Слика 7.21) и критериум N-1.



Слика 7.21 РЕГИОН V – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) без придонесот на електричните централи во регулацијата на напоните – 2030 година

7.6.3 Контролни сценарија на развојот

Сценарио со пониска стапка на пораст на оптоварувањето (Сценарио В)

Пониската стапка на пораст на оптоварувањето (сценарио В) нема значително влијание на промена на главните резултати во регионот V за нормална работна состојба и критериум N-1.

Максимално летно оптоварување

Оптоварувањето на сите гранки и напоните на јазлите во преносната мрежа во регионот V за нормална работна состојба и критериум при максимално летно оптоварување се во дозволените граници за сите разгледувани сценарија.

Изградба на мали електрични централи приклучени на дистрибутивната мрежа

Освен општото позитивно влијание (помало оптоварување на гранките, поголеми напони), намалувањето на оптоварувањето на системот заради новите електрични централи на дистрибутивната мрежа нема значително влијание на регионот V.

Влажна и сува хидрологија

Исто како претходните анализирани години, максималната ангажираност на ХЕЦ Тиквеш се одразува само преку високото оптоварување на ДВ 110 kV Тиквеш - Фени (90%) за случајот на испад на ДВ 110 kV Тиквеш - Кавадарци и обратно. Високото оптоварување на споменатите водови 110 kV е последица на евакуацијата на моќноста на ХЕЦ Тиквеш и за постоечката топологија не може да премине 90%.

Ангажираност на ВЕЦ (евакуација на моќност)

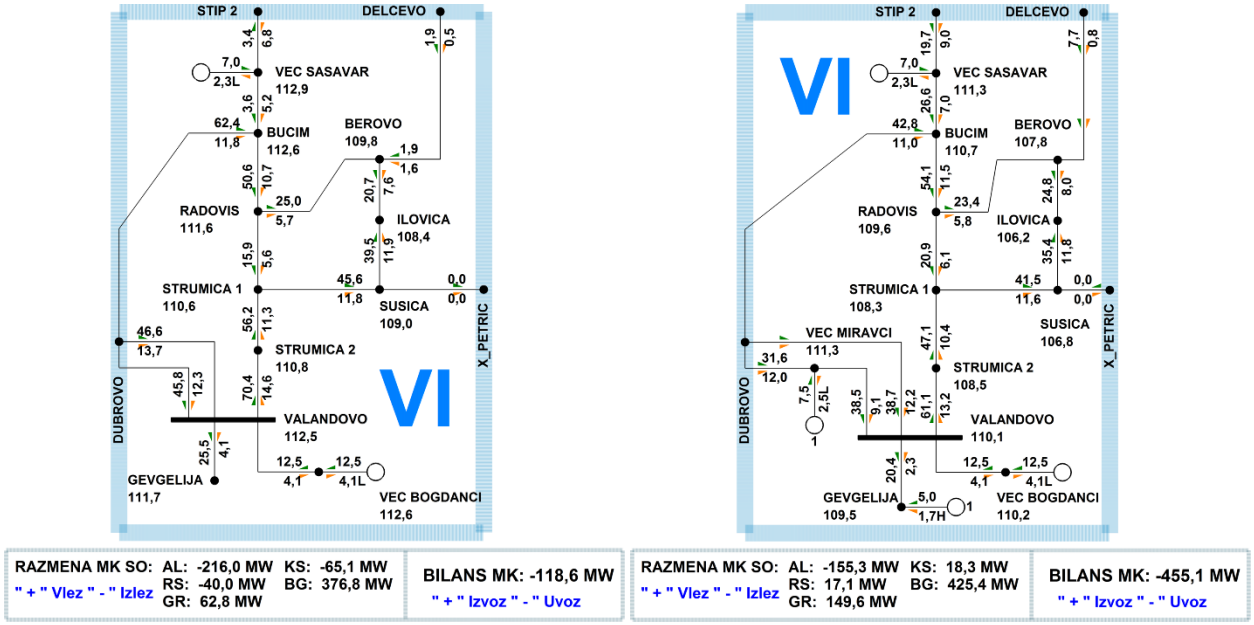
Со максимална и нулта ангажираност на сите ВЕЦ во РМ (регион V ВЕЦ Богословец 22 MW), оптоварувањето на гранките и напоните на јазлите во преносната мрежа во регионот V се во дозволените граници за нормална работна состојба и критериум N-1.

7.7 VI ЈУГО-ИСТОЧЕН РЕГИОН

Во периодот од 2025 до 2030 година, во регионот VI е планирана изградба на ВЕЦ Миравци (30 MW) и ВЕЦ Гевгелија (20 MW) за сценариото „зелено“. Приклучокот на ВЕЦ Миравци ќе се изведе на принципот влез/излез на постоечкиот ДВ 110 kV Дуброво – Валандово, додека ВЕЦ Гевгелија ќе се приклучи директно на 110 kV ТС Гевгелија. Освен позитивното влијание на регионот I и регионот III, изградбата на ТС 400/110 kV Куманово има позитивно влијание и на сигурноста на работата во регионот VI и затоа сите анализи се спроведени со изградена ТС 400/110 kV Куманово.

7.7.1 Оптоварување на преносната мрежа и анализа на сигурноста (N-1)

Независно од сценариото за изградба на електричните централи, за нормална работна состојба оптоварувањето на сите гранки и напоните на јазлите во регионот VI од преносната мрежа се во дефинираните граници (Слика 7.22). Најоптоварена гранка во регионот VI е ДВ 110 kV Бучим - Дуброво (50% за сценарио „јаглен, гас“).



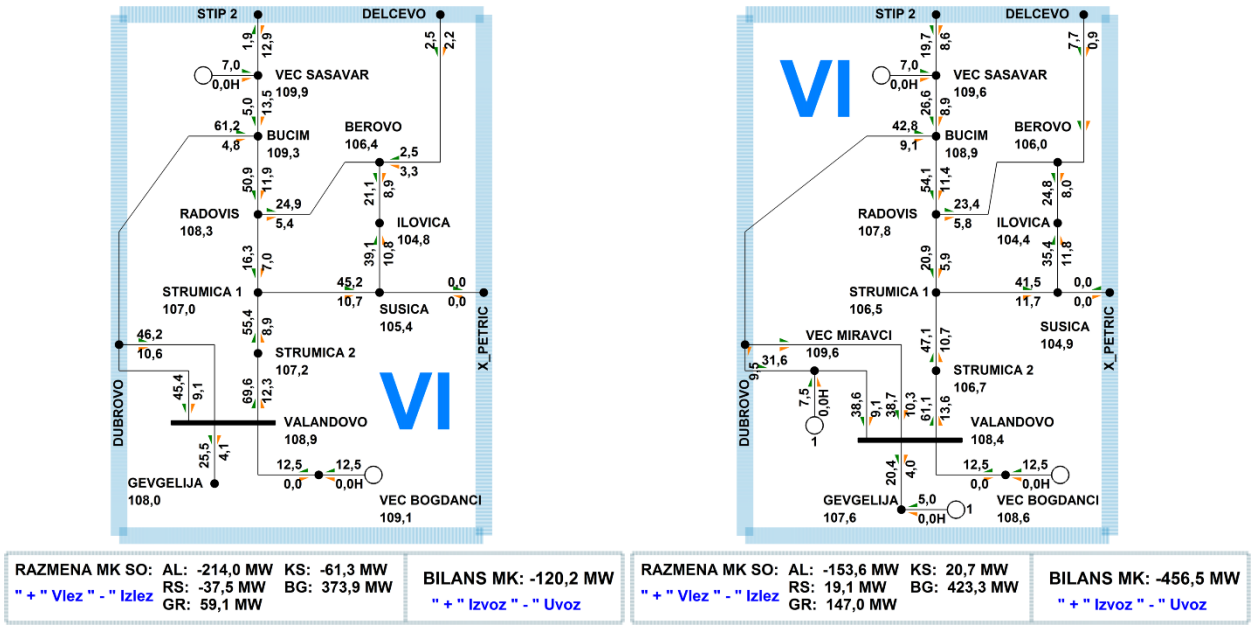
Слика 7.22 РЕГИОН VI – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) – 2030 година

Без изградба на ТС 400/110 kV Куманово, испадот на ТР 400/110 kV во ТС Штип би предизвикал преоптоварување на ДВ 110 kV Дуброво - Бучим (зависно од сценариото!), додека со изградба на ТС 400/110 kV Куманово предметното преоптоварување потполно се елиминира. Единствениот случај на повисоко оптоварување во регионот VI е оптоварувањето на ДВ 110 kV Бучим - Радовиш (околу 90%) за случајот на испад на ДВ 110 kV Валандово - Струмица 2. Најниски напони за критериумот N-1 се забележани во јазлите 110 kV Иловица и Сушица при испад на ДВ 110 kV Струмица 1 – Сушица, но со користење на компензацијата во 110 kV ТС Кочани (25 Mvar) и/или со подолжна регулација на напоните со мрежниот ТР 400/110 kV во ТС Штип можат да се сведат овие напони во рамките на дозволените вредности.

7.7.2 Контрола на напонските прилики и регулација на реактивната моќност

За случајот кога електричните централи работат во режим на производство на чисто активна моќност (фактор на моќност на прагот на електричните централи ≈ 1,0), напоните на јазлите во 110 kV мрежа во регионот VI се во дозволените граници за нормална работна состојба (Слика 7.23), иако напоните во одредени јазли се многу ниски (110 kV ТС Иловица 104 kV!).

За критериумот N-1 и понатаму е присутно високо оптоварување на ДВ 110 kV Бучим – Радовиш, а многу ниските напони можат да се елиминираат со користење на компензацијата во 110 kV ТС Кочани и/или со промена на преносниот однос на ТР 400/110 kV во ТС Штип.



Слика 7.23 РЕГИОН VI – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) без придонес на електричните централи во регулацијата на напоните – 2030 година

7.7.3 Контролни сценарија на развојот

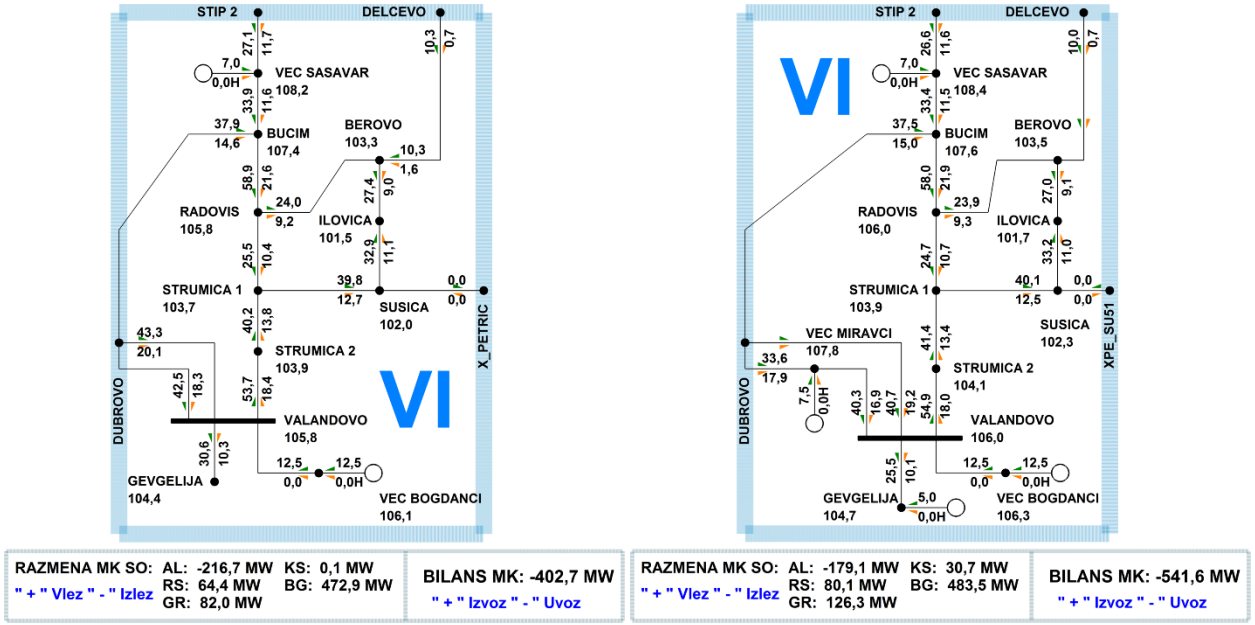
Сценарио со пониска стапка на пораст на оптоварувањето (Сценарио В)

Во сценариото В со пониска стапка на пораст на оптоварувањето ќе се намали високото оптоварување на ДВ 110 kV Бучим - Радовиш (критериум N-1) на ниво од околу 85%, а испадот на ДВ 110 kV Струмица - Сушица нема да предизвика многу ниски напони во јазлите 110 kV Иловица и Сушица.

Максимално летно оптоварување

Максималното летно оптоварување претставува најтежок режим на работа за регионот VI и тоа првенствено за напонот на јазолот 110 kV Иловица (големо оптоварување на директен потрошувач!), додека високо оптовареният ДВ 110 kV Бучим - Радовиш (критериум N-1) не се преоптоварува ниту во едно од летните потсценарија (максимална и нулта ангажираност на ВЕЦ) и неговото високо оптоварување не е критично за 2030 година.

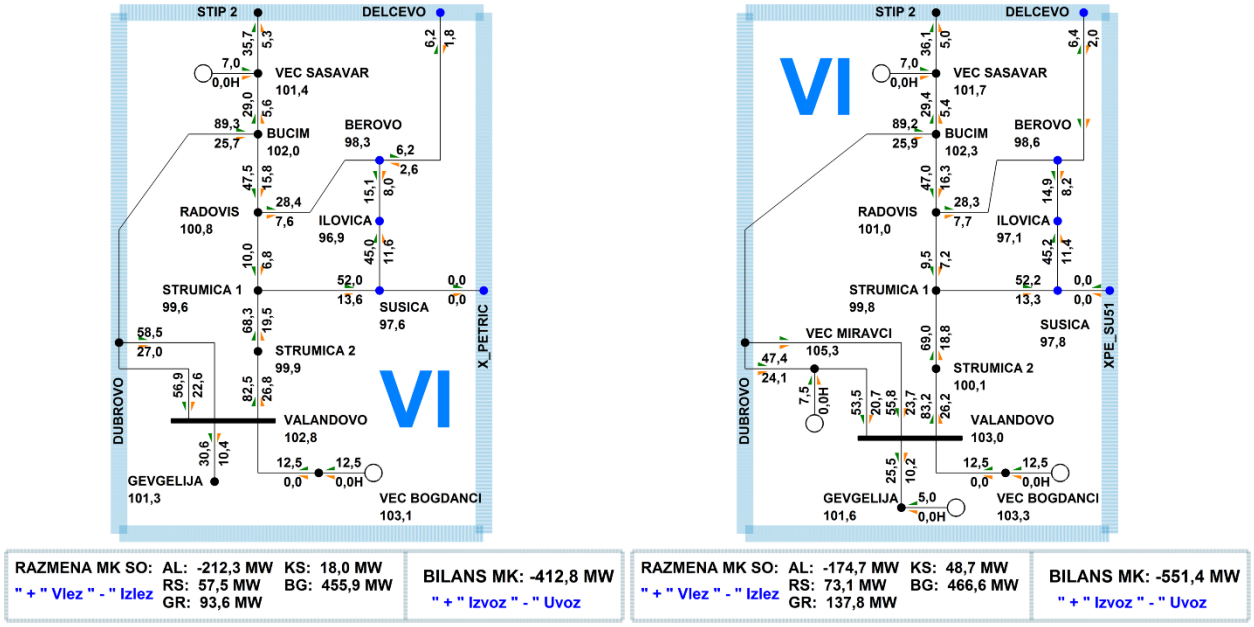
За почетната состојба кога ВЕЦ не учествуваат активно во регулацијата на напоните, компензацијата во 110 kV ТС Кочани (25 Mvar) не е активирана, а преносниот однос на ТР 400/110 kV во ТС Штип е во нулта положба, напонот во јазолот 110 kV Иловица изнесува само 101 kV за сценариото „јаглен, гас“ (Слика 7.24). Имајќи предвид дека ангажираноста на ВЕЦ е стохастичка променлива, дополнително се влошува напонот кога ВЕЦ не се ангажирани (0 MW). Со користење на диспечерски мерки (компензација во 110 kV ТС Кочани, ТР 400/110 kV во ТС Штип и активна регулација на напоните во ВЕЦ до фактор на моќност 0,95), напонот во јазолот 110 kV Иловица може да се зголеми на ниво до 105-106 kV за нормална работна состојба. Критично ниски напони (помали од 99 kV) се забележуваат за критериум N-1, а нивното елиминирање со користење на диспечерски мерки е невозможно при испад на ТР 400/110 kV во ТС Штип.



Слика 7.24 РЕГИОН VI – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално летно оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) без придонес на електричните централи во регулацијата на напоните – 2030 година

Вкупно 7 различни испади на гранки предизвикуваат многу ниски напони во мрежата 110 kV, а најниски напони се карактеристични при испадите на ДВ 110 kV Струмица 1 - Сушица, ДВ 110 kV Валандово - Струмица 2 и ТР 400/110 kV во ТС Штип. Многу ниските напони во регионот VI можат да се елиминираат со диспечерски мерки (компензација во 110 kV ТС Кочани 25 Mvar и ТР 400/110 kV во ТС Штип) за сите испади, освен за испадот ТР 400/110 kV во ТС Штип (Слика 7.25). Дури и ако ВЕЦ активно учествуваат во регулацијата на напоните, тоа не е доволно за напоните да се вратат во дозволените граници при испад на ТР 400/110 kV во ТС Штип.

За сигурноста на работата на преносната мрежа во регионот VI при максимално летно оптоварување во 2030 година, потребно е да се компензира значителното реактивно оптоварување во 110 kV ТС Иловица. Второ решение е вградување на втор мрежен ТР 400/110 kV во ТС Штип, што е многу поскапа алтернатива (Табела 7.8). За 2030 година минимално потребната компензација во 110 kV ТС Иловица изнесува 50 Mvar (односно 30 Mvar доколку директниот потрошувач Еуромакс сам го компензира своето реактивно оптоварување од 20 Mvar), за да напонот во 110 kV ТС Иловица се одржува на 0,95 p.u. (маргина на сигурност) за случајот на испад на ТР 400/110 kV во ТС Штип.



Слика 7.25 РЕГИОН VI – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално летно оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) без придонес на електричните централи во регулацијата на напоните при испад на ТР 400/110 kV во ТС Штип- 2030 година

Табела 7.8 РЕГИОН VI – Проценка на трошоците за решенијата на проблемите со прениски напони (критериум N-1) – 2030 година

Име на објектот	Моќност [MVA] [Mvar]	Парче	Единечна цена [€/парче] [€/Mvar]	Вкупно [€]
ТР2 400/110 kV во ТС Штип	300	1	2.500.000	2.500.000
400 kV ТР поле	-	1	900.000	900.000
110 kV ТР поле	-	1	250.000	250.000
Вкупно ТР2 400/110 kV во ТС Штип				**3.650.000**
110 kV попречна компензација	50 (30)	1	20.000*	1.000.000 (600.000)
110 kV поле	-	1	250.000	250.000
Вкупно компензација 110 kV Иловица				**1.250.000 (850.000)**

* Цената е проценета врз основа на сознанијата на авторите на студијата.

Изградба на мали електрични централи приклучени на дистрибутивната мрежа

Освен општото позитивно влијание (помало оптоварување на гранките, поголеми напони) значителната изградба на електричните централи на дистрибутивната мрежа намалува оптоварувањата на ДВ 110 kV Бучим – Радовиш (критериум N-1).

Ангажираност на ВЕЦ (евакуација на моќноста)

Максималната и нултата ангажираност на сите ВЕЦ (регион VI: ВЕЦ Богданци (50 MW), ВЕЦ Шашаварлија (28 MW), ВЕЦ Миравци (30 MW) и ВЕЦ Гевгелија (20 MW)) не ја загрозува сигурноста на работата во регионот VI за нормална работна состојба и критериум N-1. Позитивното влијание на ВЕЦ на напоните во регионот VI зависи од моменталното производство и нивното активно учество во регулацијата на напоните не е трајно расположлива диспечерска мерка.

7.8 ПРЕСМЕТКА НА МАКСИМАЛНИТЕ СТРУИ НА КУСИ ВРСКИ

Согласно добиените резултати од пресметката на максималните струи на куси врски (вклучени се сите гранки од преносната мрежа, кои инаку се исклучени, максимална ангажираност на сите електрични централи во РМ) за 2030 година (Табела 7.9), максималната струја на куса врска е поголема од 40 kA во јазлите 110 kV во ТС Скопје 1 (СК1), во ТС Скопје 4 (СК4) и во ТС Зајчев Рид. Пресметката на максималните струи на куси врски (IEC 60909) е релевантна за потребите на димензионирање на постројките и во нормална работна состојба не се очекува појава на така високи вредности на струите на куси врски.

Табела 7.9 Максимални струи на трифазна и еднофазна куса врска на собирниците 400 kV и 110 kV во преносната мрежа во РМ за 2030 година

Јазол	U [kV]	СЦ. "ЈАГЛЕН, ГАС" IEC 60909	
		3-СКВ [kA]	1-СКВ [kA]
BITOLA 2	400	25,7	23,9
CEBREN	400	-	-
DUBROVO	400	21,6	17,5
KUMANOVO	400	12,3	8,7
MARIOVO	400	-	-
OHRID	400	14,3	9,8
SK 1	400	17,0	14,3
SK 4	400	18,1	16,2
STIP	400	16,9	12,4
AERODROM	110	20,4	17,9
B. MOST	110	10,4	9,8
B.GNEOTINO	110	9,9	8,1
BEROVO	110	5,2	4,6
BITOLA 1	110	19,7	16,7
BITOLA 2	110	28,2	33,3
BITOLA 3	110	14,3	11,2
BITOLA 4	110	17,3	14,6
BUCIM	110	10,4	8,0
BUNARGIK	110	11,3	9,1
CNTRLN	110	32,1	35,0
DEBAR	110	7,5	6,9
DELCEVO	110	4,1	3,5
DRACEVO	110	24,5	19,6
DUBROVO	110	31,3	34,7
FENI	110	18,0	15,6
G.BABA	110	24,8	23,1
G.PETROV	110	14,0	11,5
GEVGELIJA	110	4,5	4,2
GLOBOCICA	110	7,7	7,1
GOSTIVAR	110	10,7	10,1
GOSTIVAR 2	110	11,0	10,5
ILOVICA	110	4,9	5,7
ISTOK	110	20,3	17,6
JUG NOVA	110	31,7	34,1
JUGOHROM	110	11,8	11,9
K.PALANKA	110	3,4	2,8
K.VODA	110	30,9	31,0
KAVADARCI	110	16,8	14,4
KAVADARCI 2	110	14,2	11,6
KICEVO	110	7,2	5,8
KOCANI	110	5,3	4,8
KOZJAK	110	10,8	10,5
KOZLE	110	13,9	13,0

Јазол	U [kV]	СЦ. "ЗЕЛЕНО" IEC 60909	
		3-СКV [kA]	1-СКВ [kA]
BITOLA 2	400	24,6	22,2
CEBREN	400	17,8	16,5
DUBROVO	400	20,9	16,9
KUMANOVO	400	12,2	8,7
MARIOVO	400	18,4	17,0
OHRID	400	14,1	9,6
SK 1	400	16,9	14,2
SK 4	400	17,9	16,1
STIP	400	16,6	12,2
AERODROM	110	20,3	17,9
B. MOST	110	10,4	9,8
B.GNEOTINO	110	9,8	8,0
BEROVO	110	5,2	4,6
BITOLA 1	110	19,5	16,6
BITOLA 2	110	27,9	33,0
BITOLA 3	110	14,2	11,1
BITOLA 4	110	17,2	14,5
BUCIM	110	10,1	7,8
BUNARGIK	110	11,3	9,1
CNTRLN	110	31,9	34,8
DEBAR	110	7,5	6,9
DELCEVO	110	4,0	3,5
DRACEVO	110	24,4	19,5
DUBROVO	110	26,2	28,1
FENI	110	16,5	14,7
G.BABA	110	24,6	23,1
G.PETROV	110	14,0	11,5
GEVGELIJA	110	4,7	4,6
GLOBOCICA	110	7,7	7,1
GOSTIVAR	110	10,7	10,1
GOSTIVAR 2	110	11,0	10,5
ILOVICA	110	4,9	5,7
ISTOK	110	20,2	17,6
JUG NOVA	110	31,5	34,0
JUGOHROM	110	11,8	11,9
K.PALANKA	110	3,4	2,8
K.VODA	110	30,7	30,9
KAVADARCI	110	15,7	13,8
KAVADARCI 2	110	13,4	11,2
KICEVO	110	7,2	5,8
KOCANI	110	5,2	4,8
KOZJAK	110	10,8	10,5
KOZLE	110	13,9	13,0

Јазол	U [kV]	СЦ. "ЈАГЛЕН, ГАС" IEC 60909	
		3-СКВ [kA]	1-СКВ [kA]
KRATOVO	110	5,9	4,9
KUMANOVO 1	110	13,2	13,1
KUMANOVO 2	110	13,2	12,8
KUMANOVO 3	110	17,8	19,2
M.KAMENICA	110	4,2	3,7
MILADINOVCI	110	11,7	8,1
NEGOTINO	110	15,6	12,2
NEOKAZI	110	6,9	7,0
O.POLE	110	8,0	6,5
OHRID 1	110	8,9	8,4
OHRID 2	110	8,9	8,2
OHRID 3	110	14,3	15,1
OHRID 4	110	9,4	8,7
OSLOMEJ	110	11,9	12,4
PETROVEC	110	13,1	11,0
POLOG	110	9,7	8,8
PRILEP 1	110	6,8	6,0
PRILEP 2	110	6,3	5,6
PRILEP 3	110	5,5	4,8
PROBISTIP	110	6,4	6,2
RADOVIS	110	8,1	6,6
RAFINERIJA	110	10,5	8,4
RESEN	110	8,7	6,7
SAMOKOV	110	8,4	7,0
SARAJ	110	23,8	24,9
SARDIC	110	8,6	8,9
SK 1	110	**37,2**	**42,2**
SK 2	110	27,0	25,3
SK 3	110	16,3	16,0
SK 4	110	**37,5**	**42,3**
SOPOTNICA	110	6,2	4,7
SPILJE	110	9,2	9,5
STIP 1	110	16,8	17,9
STIP 2	110	12,7	11,5
STRUGA	110	7,9	6,5
STRUMICA 1	110	7,3	7,6
STRUMICA 2	110	7,3	7,6
SUSICA	110	5,2	5,5
SUVODOL	110	23,2	22,4
SV.PETKA	110	9,7	8,9
TEARCE	110	10,7	9,9
TETO-EC	110	29,9	31,5
TETOVO 1	110	12,2	12,3
TETOVO 2	110	10,9	10,6
TIKVES	110	16,5	15,0
TOPILNICA	110	9,0	8,6
TPP NEGOTINO	110	29,0	31,4
USJE	110	20,5	17,7
V.GLAVINOV	110	32,8	35,7
VALANDOVO	110	9,3	8,6
VEC BOGDANCI	110	5,9	5,3
VEC BOGOSLO	110	8,6	6,9
VEC MIRAVCI	110	-	-
VEC SASAVAR	110	10,2	8,2
VELEC C	110	9,0	8,4
VELES	110	9,6	9,2
VELES 2	110	9,4	9,0
VRUTOK	110	13,1	14,5
Z.RID	110	34,2	**38,3**
ZABENI	110	8,5	5,6
ZAPAD	110	15,1	14,7
ZELINO	110	10,2	8,9
ZGROPOLCI	110	8,4	6,7
ZLZ-JUG	110	28,0	25,5
ZLZ-SVR	110	33,3	33,3

Јазол	U [kV]	СЦ. "ЗЕЛЕНО" IEC 60909	
		3-СКV [kA]	1-СКВ [kA]
KRATOVO	110	5,8	4,9
KUMANOVO 1	110	13,1	13,0
KUMANOVO 2	110	13,1	12,8
KUMANOVO 3	110	17,8	19,2
M.KAMENICA	110	4,2	3,7
MILADINOVCI	110	11,7	8,1
NEGOTINO	110	14,3	11,3
NEOKAZI	110	6,8	6,9
O.POLE	110	8,0	6,5
OHRID 1	110	8,9	8,4
OHRID 2	110	8,9	8,2
OHRID 3	110	14,3	15,0
OHRID 4	110	9,4	8,7
OSLOMEJ	110	11,9	12,4
PETROVEC	110	13,0	11,0
POLOG	110	9,7	8,8
PRILEP 1	110	6,7	6,0
PRILEP 2	110	6,2	5,5
PRILEP 3	110	5,5	4,7
PROBISTIP	110	6,4	6,2
RADOVIS	110	8,0	6,5
RAFINERIJA	110	10,5	8,4
RESEN	110	8,7	6,7
SAMOKOV	110	8,4	7,0
SARAJ	110	23,7	24,8
SARDIC	110	8,6	8,9
SK 1	110	**36,9**	**42,0**
SK 2	110	26,8	25,3
SK 3	110	16,3	16,0
SK 4	110	**37,2**	**42,1**
SOPOTNICA	110	6,2	4,7
SPILJE	110	9,2	9,5
STIP 1	110	16,6	17,7
STIP 2	110	12,6	11,4
STRUGA	110	7,9	6,5
STRUMICA 1	110	7,2	7,5
STRUMICA 2	110	7,3	7,5
SUSICA	110	5,2	5,4
SUVODOL	110	23,0	22,2
SV.PETKA	110	9,7	8,8
TEARCE	110	10,7	9,9
TETO-EC	110	29,8	31,4
TETOVO 1	110	12,1	12,3
TETOVO 2	110	10,9	10,6
TIKVES	110	15,3	14,3
TOPILNICA	110	8,9	8,5
TPP NEGOTINO	110	22,2	21,0
USJE	110	20,4	17,7
V.GLAVINOV	110	32,6	35,6
VALANDOVO	110	9,2	8,7
VEC BOGDANCI	110	5,9	5,3
VEC BOGOSLO	110	8,6	6,9
VEC MIRAVCI	110	8,3	6,7
VEC SASAVAR	110	10,1	8,1
VELEC C	110	8,9	8,4
VELES	110	9,5	9,2
VELES 2	110	9,3	8,9
VRUTOK	110	13,1	14,5
Z.RID	110	34,0	**38,2**
ZABENI	110	8,5	5,6
ZAPAD	110	15,1	14,7
ZELINO	110	10,2	8,9
ZGROPOLCI	110	8,3	6,7
ZLZ-JUG	110	27,8	25,4
ZLZ-SVR	110	33,2	33,2

Пресметката на кусите врски за нормална работна состојба е изведена со истите претпоставки со IEC 60909 стандардот, но за очекуваната вклопна состојба (пример исклучен КВ 110 kV Зајчев Рид – Централна Нова) и очекувана ангажираност на електричните централи за референтните сценарија „јаглен, гас“ (околу 1880 MW) и „зелено“ (околу 1550 MW), како што е претходно наведено во табелата (Табела 3.26).

Согласно добиените резултати (Табела 7.10) во 2030 година (нормална работна состојба) , струјата на куса врска во јазлите 110 kV СК1 и СК4 е поголема од гранично поставената вредност од 36 kA (СК1: Ik3'' 31,9 kA и Ik1'' 36,2 kA и СК4: Ik3'' 32,9 kA и Ik1'' 37,9 kA). Во 2025 година зголемувањето на струјата на куса врска на собирницата 110 kV СК1 беше случај после приклучувањето на ТЕТО Зајчев Рид, додека во 2030 година струјата на куса врска на собирницата 110 kV СК1 е поголема од 36 kA, независно од приклучокот на ТЕТО Зајчев Рид. За намалување на струите на куси врски под 36 kA во јазлите 110 kV СК1 и СК4 за разгледуваната работна состојба, потребно е истовремено да се секционираат собирниците 110 kV во ТС Скопје 1 (СК1) и ТС Скопје 4 (СК4) со услов да е задоволен критериумот N-1 за тековите на моќност, како што е анализирано во следното поглавје.

Табела 7.10 Струи на трифазна и еднофазна куса врска на собирниците 400 kV и 110 kV во преносната мрежа на РМ за нормална работна состојба и очекувана ангажираност на електричните централи за 2030 година

Јазол	U [kV]	СЦ. "ЈАГЛЕН, ГАС" 3-СКВ [kA]	СЦ. "ЈАГЛЕН, ГАС" 1-СКВ [kA]	Δ IEC 60909 3-СКВ [%]	Δ IEC 60909 1-СКВ [%]	Јазол	U [kV]	СЦ. "ЗЕЛЕНО" 3-СКВ [kA]	СЦ. "ЗЕЛЕНО" 1-СКВ [kA]	Δ IEC 60909 3-СКВ [%]	Δ IEC 60909 1-СКВ [%]
BITOLA 2	400	24,2	22,7	-6%	-5%	BITOLA 2	400	23,0	20,8	-6%	-6%
CEBREN	400	-	-	-	-	CEBREN	400	16,9	15,9	-5%	-4%
DUBROVO	400	20,9	17,1	-3%	-2%	DUBROVO	400	20,0	16,5	-4%	-3%
KUMANOVO	400	12,2	8,7	-1%	-1%	KUMANOVO	400	12,0	8,6	-2%	-1%
MARIOVO	400	-	-	-	-	MARIOVO	400	17,4	16,3	-5%	-4%
OHRID	400	14,0	9,7	-2%	-1%	OHRID	400	13,8	9,5	-2%	-2%
SK 1	400	16,5	13,9	-3%	-3%	SK 1	400	16,2	13,8	-4%	-3%
SK 4	400	17,4	15,8	-4%	-2%	SK 4	400	17,1	15,6	-4%	-3%
STIP	400	16,6	12,2	-2%	-1%	STIP	400	16,2	12,0	-3%	-2%
AERODROM	110	14,1	12,0	-31%	-33%	AERODROM	110	14,0	12,0	-31%	-33%
B. MOST	110	9,7	9,4	-7%	-4%	B. MOST	110	9,7	9,3	-7%	-4%
B.GNEOTINO	110	9,3	7,7	-6%	-4%	B.GNEOTINO	110	9,2	7,7	-6%	-4%
BEROVO	110	5,1	4,6	-2%	-1%	BEROVO	110	5,0	4,5	-3%	-2%
BITOLA 1	110	17,9	15,6	-9%	-6%	BITOLA 1	110	17,7	15,5	-9%	-6%
BITOLA 2	110	24,1	27,7	-15%	-17%	BITOLA 2	110	23,7	27,2	-15%	-17%
BITOLA 3	110	13,3	10,7	-7%	-5%	BITOLA 3	110	13,1	10,6	-8%	-5%
BITOLA 4	110	15,9	13,8	-8%	-5%	BITOLA 4	110	15,8	13,8	-8%	-5%
BUCIM	110	10,0	7,6	-4%	-4%	BUCIM	110	9,7	7,5	-5%	-5%
BUNARGIK	110	11,1	9,0	-2%	-1%	BUNARGIK	110	11,0	9,0	-2%	-1%
CNTRLN	110	18,6	17,8	-42%	-49%	CNTRLN	110	18,5	17,7	-42%	-49%
DEBAR	110	7,1	6,7	-6%	-4%	DEBAR	110	7,1	6,7	-6%	-4%
DELCEVO	110	4,0	3,5	-1%	-1%	DELCEVO	110	4,0	3,5	-2%	-1%
DRACEVO	110	22,5	18,6	-8%	-5%	DRACEVO	110	22,3	18,5	-9%	-5%
DUBROVO	110	29,7	33,0	-5%	-5%	DUBROVO	110	24,6	26,8	-6%	-5%
FENI	110	17,3	15,2	-4%	-3%	FENI	110	15,7	14,3	-5%	-3%
G.BABA	110	16,7	15,2	-32%	-35%	G.BABA	110	16,7	15,1	-32%	-34%
G.PETROV	110	13,5	11,2	-4%	-2%	G.PETROV	110	13,4	11,2	-4%	-2%
GEVGELIJA	110	4,3	4,1	-4%	-3%	GEVGELIJA	110	4,2	4,1	-9%	-11%
GLOBOCICA	110	7,3	6,9	-5%	-3%	GLOBOCICA	110	7,3	6,9	-5%	-3%
GOSTIVAR	110	10,1	9,8	-5%	-3%	GOSTIVAR	110	10,1	9,8	-5%	-4%
GOSTIVAR 2	110	10,3	10,1	-6%	-4%	GOSTIVAR 2	110	10,3	10,1	-6%	-4%
ILOVICA	110	4,8	5,6	-2%	-2%	ILOVICA	110	4,7	5,5	-3%	-3%
ISTOK	110	13,9	11,0	-32%	-38%	ISTOK	110	13,8	11,0	-32%	-38%
JUG NOVA	110	19,4	18,5	-39%	-46%	JUG NOVA	110	19,3	18,4	-39%	-46%
JUGOHROM	110	11,3	11,6	-4%	-3%	JUGOHROM	110	11,3	11,6	-4%	-3%
K.PALANKA	110	3,4	2,8	0%	0%	K.PALANKA	110	3,4	2,8	0%	0%
K.VODA	110	21,3	20,5	-31%	-34%	K.VODA	110	21,2	20,4	-31%	-34%
KAVADARCI	110	16,2	14,1	-4%	-2%	KAVADARCI	110	15,0	13,4	-4%	-3%
KAVADARCI 2	110	13,8	11,4	-3%	-2%	KAVADARCI 2	110	12,9	10,9	-4%	-2%
KICEVO	110	7,0	5,7	-2%	-1%	KICEVO	110	7,0	5,7	-2%	-1%
KOCANI	110	5,2	4,7	-1%	-1%	KOCANI	110	5,2	4,7	-1%	-1%
KOZJAK	110	10,3	10,1	-5%	-3%	KOZJAK	110	10,3	10,1	-5%	-3%
KOZLE	110	12,4	11,3	-11%	-13%	KOZLE	110	12,4	11,3	-11%	-13%
KRATOVO	110	5,8	4,9	-1%	0%	KRATOVO	110	5,8	4,9	-1%	0%

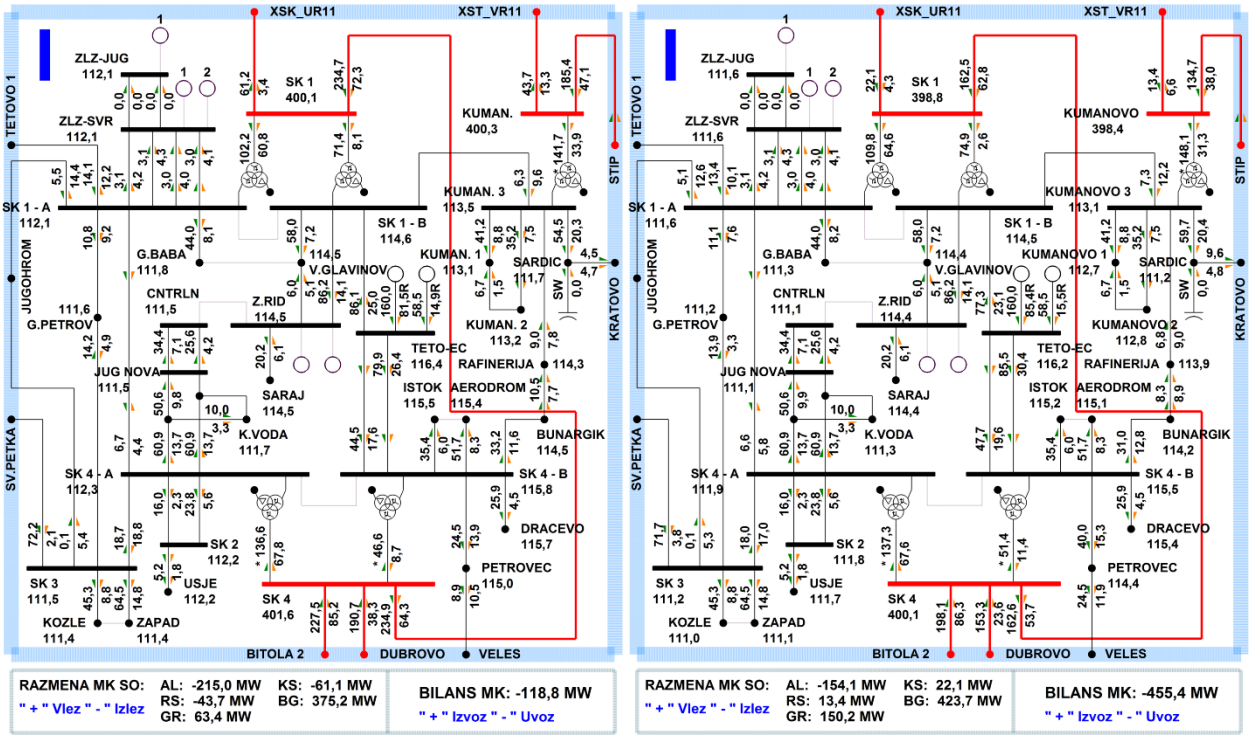
Јазол	U [kV]	СЦ. "ЈАГЛЕН, ГАС" 3-СКВ [kA]	СЦ. "ЈАГЛЕН, ГАС" 1-СКВ [kA]	Δ IEC 60909 3-СКВ [%]	Δ IEC 60909 1-СКВ [%]
KUMANOVO 1	110	13,0	13,0	-1%	-1%
KUMANOVO 2	110	13,0	12,7	-1%	-1%
KUMANOVO 3	110	17,6	19,1	-1%	-1%
M.KAMENICA	110	4,2	3,6	-1%	-1%
MILADINOVCI	110	11,2	7,9	-5%	-3%
NEGOTINO	110	15,2	12,0	-3%	-2%
NEOKAZI	110	6,8	6,9	-1%	-1%
O.POLE	110	7,8	6,2	-3%	-5%
OHRID 1	110	8,8	8,3	-1%	-1%
OHRID 2	110	8,8	8,2	-1%	-1%
OHRID 3	110	14,1	14,9	-2%	-1%
OHRID 4	110	9,3	8,7	-1%	-1%
OSLOMEJ	110	11,4	12,0	-4%	-3%
PETROVEC	110	12,6	10,8	-4%	-2%
POLOG	110	9,1	8,5	-6%	-3%
PRILEP 1	110	6,6	6,0	-2%	-1%
PRILEP 2	110	6,2	5,5	-2%	-1%
PRILEP 3	110	5,4	4,7	-2%	-1%
PROBISTIP	110	6,4	6,1	-1%	-1%
RADOVIS	110	7,9	6,4	-3%	-3%
RAFINERIJA	110	10,4	8,3	-1%	-1%
RESEN	110	8,5	6,6	-2%	-1%
SAMOKOV	110	8,1	6,9	-3%	-2%
SARAJ	110	20,4	21,3	-14%	-14%
SARDIC	110	8,6	8,8	-1%	0%
SK 1	110	31,9	**36,2**	-14%	-14%
SK 2	110	24,5	23,7	-9%	-6%
SK 3	110	15,7	15,6	-4%	-3%
SK 4	110	32,9	**37,9**	-12%	-10%
SOPOTNICA	110	6,1	4,6	-2%	-1%
SPILJE	110	8,5	9,1	-7%	-5%
STIP 1	110	16,3	17,4	-3%	-3%
STIP 2	110	12,3	11,1	-3%	-3%
STRUGA	110	7,7	6,4	-2%	-1%
STRUMICA 1	110	7,0	7,3	-4%	-3%
STRUMICA 2	110	7,0	7,3	-4%	-3%
SUSICA	110	5,1	5,4	-2%	-2%
SUVODOL	110	17,5	14,6	-24%	-35%
SV.PETKA	110	9,3	8,6	-4%	-3%
TEARCE	110	10,3	9,6	-4%	-2%
TETO-EC	110	27,7	29,7	-8%	-6%
TETOVO 1	110	11,5	11,8	-5%	-4%
TETOVO 2	110	10,4	10,2	-5%	-3%
TIKVES	110	15,7	14,6	-5%	-3%
TOPILNICA	110	8,8	8,4	-2%	-2%
TPP NEGOTINO	110	26,3	28,5	-9%	-9%
USJE	110	19,1	16,9	-7%	-4%
V.GLAVINOV	110	27,1	29,0	-17%	-19%
VALANDOVO	110	8,7	7,8	-7%	-9%
VEC BOGDANCI	110	5,3	4,2	-10%	-21%
VEC BOGOSLO	110	8,3	6,4	-4%	-8%
VEC MIRAVCI	110	-	-	-	-
VEC SASAVAR	110	9,8	7,5	-5%	-9%
VELEC C	110	8,8	8,3	-2%	-2%
VELES	110	9,4	9,1	-2%	-2%
VELES 2	110	9,2	8,8	-2%	-2%
VRUTOK	110	12,1	13,6	-8%	-6%
Z.RID	110	27,6	30,4	-19%	-21%
ZABENI	110	8,2	5,5	-4%	-2%
ZAPAD	110	14,4	14,1	-4%	-4%
ZELINO	110	9,8	8,7	-4%	-3%
ZGROPOLCI	110	8,3	6,7	-2%	-1%
ZLZ-JUG	110	24,6	23,1	-12%	-9%
ZLZ-SVR	110	28,8	29,5	-14%	-12%

Јазол	U [kV]	СЦ. "ЗЕЛЕНО" 3-СКВ [kA]	СЦ. "ЗЕЛЕНО" 1-СКВ [kA]	Δ IEC 60909 3-СКВ [%]	Δ IEC 60909 1-СКВ [%]
KUMANOVO 1	110	13,0	13,0	-1%	-1%
KUMANOVO 2	110	13,0	12,7	-1%	-1%
KUMANOVO 3	110	17,5	19,0	-1%	-1%
M.KAMENICA	110	4,2	3,6	-1%	-1%
MILADINOVCI	110	11,1	7,9	-5%	-3%
NEGOTINO	110	13,8	11,1	-3%	-2%
NEOKAZI	110	6,8	6,9	-1%	-1%
O.POLE	110	7,7	6,1	-3%	-5%
OHRID 1	110	8,8	8,3	-1%	-1%
OHRID 2	110	8,8	8,2	-1%	-1%
OHRID 3	110	14,0	14,8	-2%	-1%
OHRID 4	110	9,3	8,7	-1%	-1%
OSLOMEJ	110	11,4	12,0	-4%	-3%
PETROVEC	110	12,5	10,7	-4%	-2%
POLOG	110	9,1	8,5	-6%	-3%
PRILEP 1	110	6,6	5,9	-2%	-1%
PRILEP 2	110	6,1	5,5	-2%	-1%
PRILEP 3	110	5,4	4,7	-2%	-1%
PROBISTIP	110	6,3	6,1	-1%	-1%
RADOVIS	110	7,7	6,3	-4%	-3%
RAFINERIJA	110	10,3	8,3	-1%	-1%
RESEN	110	8,5	6,6	-2%	-1%
SAMOKOV	110	8,1	6,9	-3%	-2%
SARAJ	110	20,3	21,2	-14%	-14%
SARDIC	110	8,5	8,8	-1%	-1%
SK 1	110	31,6	**36,0**	-14%	-14%
SK 2	110	24,3	23,6	-9%	-7%
SK 3	110	15,6	15,5	-4%	-3%
SK 4	110	32,6	**37,6**	-12%	-11%
SOPOTNICA	110	6,1	4,6	-2%	-1%
SPILJE	110	8,5	9,0	-7%	-5%
STIP 1	110	16,0	17,2	-4%	-3%
STIP 2	110	12,1	11,0	-4%	-4%
STRUGA	110	7,7	6,4	-2%	-1%
STRUMICA 1	110	6,8	7,2	-6%	-5%
STRUMICA 2	110	6,8	7,1	-7%	-5%
SUSICA	110	5,0	5,3	-4%	-3%
SUVODOL	110	17,3	14,5	-25%	-35%
SV.PETKA	110	9,3	8,6	-4%	-3%
TEARCE	110	10,3	9,6	-4%	-2%
TETO-EC	110	27,5	29,6	-8%	-6%
TETOVO 1	110	11,5	11,8	-6%	-4%
TETOVO 2	110	10,4	10,2	-5%	-3%
TIKVES	110	14,5	13,9	-5%	-3%
TOPILNICA	110	8,7	8,4	-2%	-2%
TPP NEGOTINO	110	21,1	20,3	-5%	-4%
USJE	110	19,0	16,8	-7%	-5%
V.GLAVINOV	110	26,9	28,9	-18%	-19%
VALANDOVO	110	8,2	7,5	-11%	-14%
VEC BOGDANCI	110	5,1	4,1	-13%	-23%
VEC BOGOSLO	110	8,2	6,3	-4%	-8%
VEC MIRAVCI	110	7,5	5,8	-9%	-14%
VEC SASAVAR	110	9,5	7,4	-5%	-9%
VELEC C	110	8,7	8,2	-2%	-2%
VELES	110	9,3	9,0	-3%	-2%
VELES 2	110	9,1	8,7	-2%	-2%
VRUTOK	110	12,1	13,6	-8%	-6%
Z.RID	110	27,4	30,3	-19%	-21%
ZABENI	110	8,1	5,5	-4%	-2%
ZAPAD	110	14,4	14,1	-5%	-4%
ZELINO	110	9,8	8,7	-4%	-3%
ZGROPOLCI	110	8,1	6,6	-2%	-1%
ZLZ-JUG	110	24,4	23,0	-12%	-9%
ZLZ-SVR	110	28,6	29,3	-14%	-12%

7.8.1 Секционирање на 110 kV собирници

Иако струјата на куса врска во јазолот 110 kV СК1 изнесува гранични 36 kA, за потребите на студијата се предлага истовремено секционирање на собирниците 110 kV во ТС Скопје 1 (СК1) и ТС Скопје 4 (СК4) при максимално зимско оптоварување во 2030 година. Доколку би се секционирале само едни собирници (СК1 или СК4), струјата на куса врска сеуште е поголема од 36 kA во другите несекционирани собирници, поради што е потребно истовремено да се секционираат двете собирници 110 kV.

Начинот на кој истовремено се секционираат собирниците 110 kV СК1 и СК4, значително зависи од приклучокот на ТЕТО Зајчев Рид. Предложеното секционирање во 2030 година без ТЕТО Зајчев Рид се разликува во однос на предложеното секционирање после приклучокот на ТЕТО Зајчев Рид во 2025 година. Причина за наведеното е рамномерната распределба на оптоварувањата помеѓу секциите на собирниците 110 kV и потребата за задоволување на критериумот на сигурност N-1 за текови на моќности. Со предложениот начин на секционирање (Слика 7.26) за максимално зимско оптоварување во 2030 година без ТЕТО Зајчев Рид, постигнато е задоволително ниво на струјата на куса врска, а истовремено не е нарушена сигурноста на погонот (критериум N-1) во однос кога собирниците 110 kV СК1 и СК4 не се секционирани.



Слика 7.26 РЕГИОН I – Текови на моќности и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (слика лево) и „зелено“ (слика десно) со секционирани собирници 110 kV СК1 и СК4 - 2030 година

Согласно добиените резултати (Табела 7.11) со секционирање на собирниците 110 kV СК1 и СК4, критичните струи на куси врски се намалуваат на следните вредности:

- Во 110 kV јазолот СК1 за околу 30% - 40% (од почетните вредности СК1: Ik3'' 31,9 kA, Ik1'' 36,2 kA на новите вредности по секции СК1 - А: Ik3'' 20,7 kA, Ik1'' 23,5 kV и СК1 - В: Ik3'' 21,4 kA и Ik1'' 22,3 kA);
- Во 110 kV јазолот СК4 за околу 30%-50% (од почетните вредности СК4: Ik3'' 32,9 kA, Ik1'' 37,9 kA на новите вредности по секции СК4 - А: Ik3'' 18,2 kA, Ik1'' 20,2 kV и СК4 - В: Ik3'' 22,3 kA и Ik1'' 25,2 kA).

Табела 7.11 Влијание на секционирањето на собирниците 110 kV СК 1 и СК4 на намалувањето на струите на куси врски за нормална работна состојба и очекуваната ангажираност на електричните централи - 2030 година

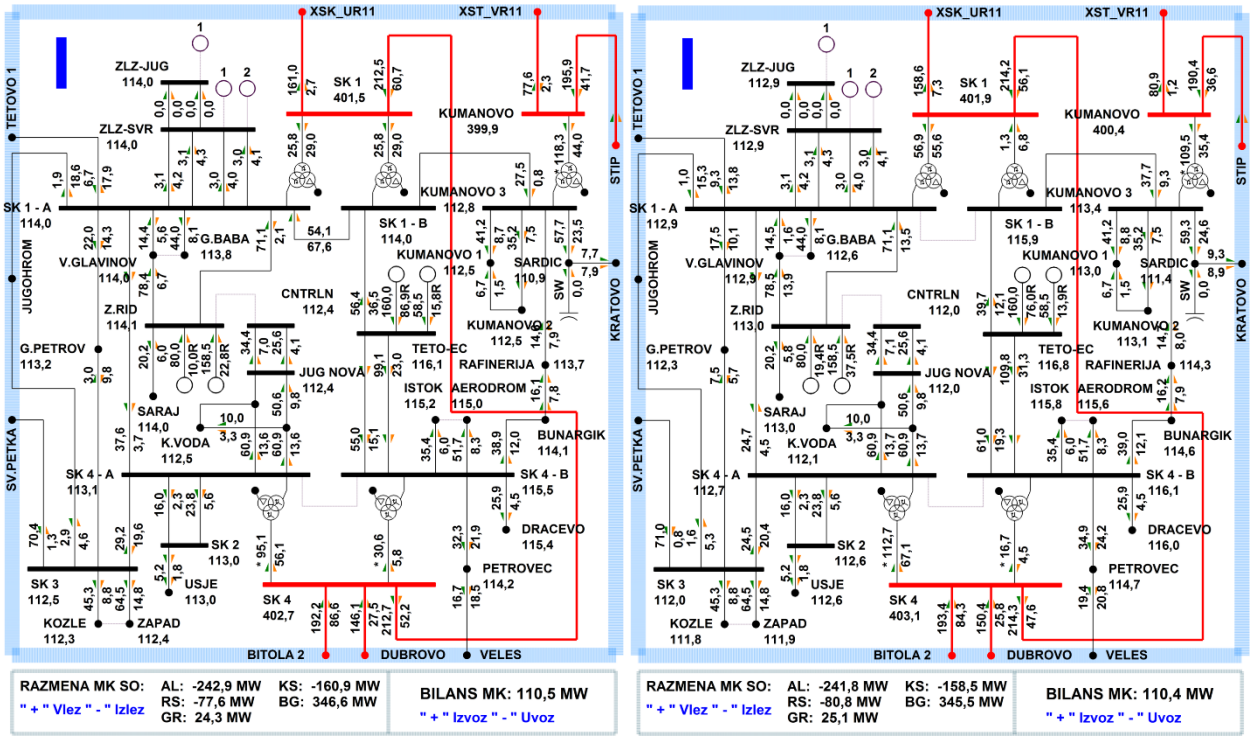
СЦ. "ЈАГЛЕН, ГАС"					
Јазол	U [kV]	СЕКЦ. 110 kV СК 1 и СК4		Δ ПОЧ. СОСТОЈБА	
		3-СКВ [kA]	1-СКВ [kA]	3-СКВ [%]	1-СКВ [%]
SK 4 - A	110	18,0	20,2	-45%	-47%
SK 2	110	15,1	15,6	-38%	-34%
SK 1 - A	110	20,7	23,5	-35%	-35%
K.VODA	110	13,9	14,4	-35%	-30%
SK 1 - B	110	21,4	22,3	-33%	-39%
ZLZ-SVR	110	19,3	20,7	-33%	-30%
JUG NOVA	110	13,0	13,5	-33%	-27%
USJE	110	12,9	12,5	-32%	-26%
SK 4 - B	110	22,3	25,2	-32%	-34%
CNTRLN	110	12,7	13,1	-32%	-26%
Z.RID	110	19,4	20,1	-30%	-34%
V.GLAVINOV	110	19,1	19,6	-30%	-33%
ZLZ-JUG	110	17,3	17,4	-30%	-25%
DRACEVO	110	17,0	15,1	-24%	-19%
SARAJ	110	15,5	15,8	-24%	-26%
TETO-EC	110	21,3	23,3	-23%	-21%
G.BABA	110	13,0	12,6	-22%	-17%
AERODROM	110	11,7	10,5	-17%	-12%
ISTOK	110	11,6	9,7	-17%	-12%
G.PETROV	110	11,4	10,1	-15%	-10%
MILADINOVCI	110	9,5	7,1	-15%	-10%
SK 3	110	13,3	13,9	-15%	-11%
ZAPAD	110	12,4	12,7	-14%	-10%
KOZLE	110	10,9	10,4	-12%	-8%
PETROVEC	110	11,2	10,0	-11%	-8%
JUGOHROM	110	10,3	10,9	-9%	-6%
TEARCE	110	9,5	9,1	-8%	-5%
BUNARGIK	110	10,2	8,6	-8%	-5%
TETOVO 1	110	10,6	11,2	-7%	-5%
SV.PETKA	110	8,7	8,3	-7%	-4%
ZELINO	110	9,1	8,4	-7%	-4%
KOZJAK	110	9,6	9,7	-7%	-4%
TETOVO 2	110	9,7	9,8	-7%	-4%
RAFINERIJA	110	9,8	8,0	-5%	-3%
VRUTOK	110	11,5	13,1	-5%	-4%
POLOG	110	8,7	8,3	-4%	-3%
GOSTIVAR 2	110	9,9	9,8	-4%	-3%
GOSTIVAR	110	9,7	9,5	-4%	-3%

СЦ. "ЗЕЛЕНО"					
Јазол	U [kV]	СЕКЦ. 110 kV СК 1 и СК4		Δ ПОЧ. СОСТОЈБА	
		3-СКВ [kA]	1-СКВ [kA]	3-СКВ [%]	1-СКВ [%]
SK 4 - A	110	17,6	19,9	-46%	-47%
SK 2	110	14,9	15,4	-39%	-35%
SK 1 - A	110	18,8	21,9	-41%	-39%
K.VODA	110	13,6	14,2	-36%	-30%
SK 1 - B	110	19,5	20,9	-38%	-42%
ZLZ-SVR	110	17,7	19,4	-38%	-34%
JUG NOVA	110	12,8	13,3	-34%	-28%
USJE	110	12,7	12,3	-33%	-27%
SK 4 - B	110	21,8	24,8	-33%	-34%
CNTRLN	110	12,5	13,0	-33%	-27%
Z.RID	110	17,8	19,0	-35%	-37%
V.GLAVINOV	110	17,6	18,5	-35%	-36%
ZLZ-JUG	110	16,0	16,5	-35%	-28%
DRACEVO	110	16,7	15,0	-25%	-19%
SARAJ	110	14,5	15,1	-29%	-29%
TETO-EC	110	20,7	22,9	-25%	-23%
G.BABA	110	12,3	12,1	-27%	-20%
AERODROM	110	11,6	10,4	-17%	-13%
ISTOK	110	11,4	9,6	-17%	-12%
G.PETROV	110	11,0	9,9	-18%	-12%
MILADINOVCI	110	9,1	7,0	-18%	-12%
SK 3	110	13,0	13,7	-17%	-12%
ZAPAD	110	12,2	12,6	-16%	-11%
KOZLE	110	10,7	10,3	-14%	-9%
PETROVEC	110	11,1	9,9	-11%	-8%
JUGOHROM	110	10,1	10,7	-11%	-8%
TEARCE	110	9,3	9,0	-10%	-6%
BUNARGIK	110	10,1	8,5	-8%	-5%
TETOVO 1	110	10,4	11,0	-9%	-7%
SV.PETKA	110	8,6	8,2	-8%	-5%
ZELINO	110	9,0	8,3	-8%	-5%
KOZJAK	110	9,5	9,6	-7%	-5%
TETOVO 2	110	9,5	9,7	-8%	-6%
RAFINERIJA	110	9,7	8,0	-6%	-4%
VRUTOK	110	11,3	13,0	-6%	-5%
POLOG	110	8,6	8,2	-6%	-4%
GOSTIVAR 2	110	9,8	9,8	-5%	-4%
GOSTIVAR	110	9,6	9,4	-5%	-3%

7.8.2 Влијание на приклучокот ТЕТО Зајчев Рид на струите на куси врски

Претходно (без ТЕТО Зајчев Рид), струјата на куса врска во јазолот 110 kV СК1 била точно 36 kA и затоа потребата од секционирање беше гранична. Со приклучокот на ТЕТО Зајчев Рид, струјата на куса врска во јазолот 110 kV СК1 ќе биде блиску до 42 kA и секционирањето на собирниците 110 kV СК1 е нужно (со веќе секционирани собирници 110 kV СК4), за струите на куси врски во јазлите 110 kV во градот Скопје да се помали од 36 kA (Табела 6.19). Заради задоволување на критериумот N-1, предложениот начин на секционирање на собирниците 110 kV СК1, согласно сликата десно (Слика 7.27), се разликува во однос на претходната состојба кога ТЕТО Зајчев Рид не е приклучена (Слика 7.26). При изборот на начинот на секционирање на собирницата 110 kV СК1, постоечката електрична централа ТЕТО и новата електрична централа ТЕТО Зајчев Рид, не смеат да бидат приклучени на иста 110 kV секција од СК1, туку тековите на моќност/струите на куси врски помеѓу нив треба да се затвораат преку мрежните енергетски трансформатори 400/110 kV.

Секционирањето на собирниците 110 kV СК1 после приклучокот на ТЕТО Зајчев Рид ги намалува струите на куса врска во јазолот СК1 околу 35% - 55% (од почетните вредности СК1: Ik3'' 36,0 kA, Ik1'' 41,7 kA на новите вредности по секции СК1 - А: Ik3'' 23,1 kA, Ik1'' 28,0 kV и СК1 - В: Ik3'' 19,7 kA и Ik1'' 19,6 kA). Дополнителните пресметки за анализата на сигурност покажаа дека при истовремено секционирање на собирниците 110 kV СК1 и СК4 на предложениот начин со приклучена ТЕТО Зајчев Рид, не се нарушува сигурноста на системот (критериум N-1).

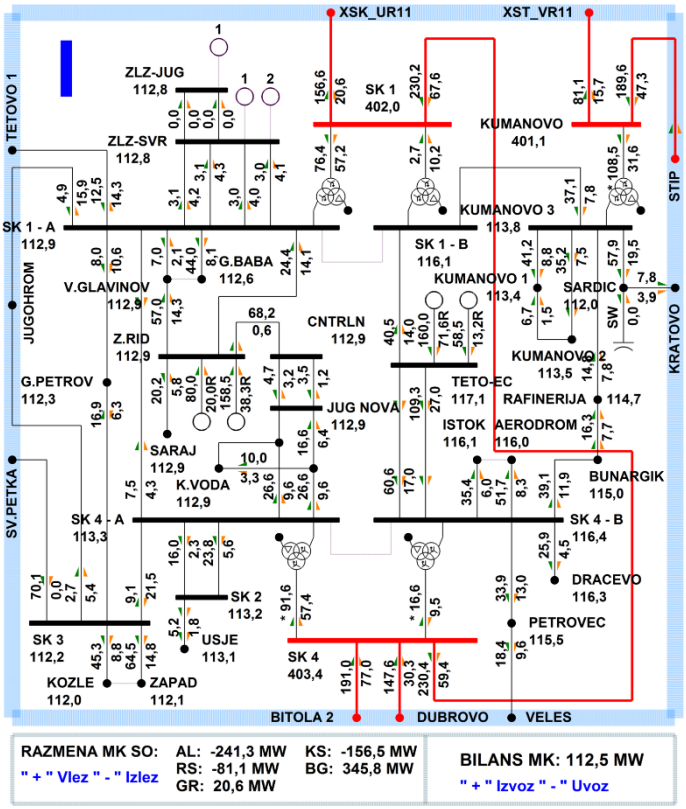


Слика 7.27 РЕГИОН I – Текови на моќности и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) со изградена ТЕТО Зајчев Рид без секционирање на 110 kV СК1 (слика лево) и со секционирање на 110 kV СК1 (слика десно) - 2030 година

Табела 7.12 Влијанието на секционирањето на собирниците 110 kV СК1 на намалувањето на струите на куси врски за нормална работна состојба со секционирани собирници 110 kV СК4, со очекувана ангажираност на електричните централи и со изградена ТЕТО Зајчев Рид - 2030 година

СЦ. "ЈАГЛЕН, ГАС" + ТЕТО ЗАЈЧЕВ РИД							
Јазол	U [kV]	СЕКЦ. 110 kV СК4		СЕКЦ. 110 kV СК4 и СК1		Δ ПОРАСТ	
		3-СКВ [kA]	1-СКВ [kA]	3-СКВ [%]	1-СКВ [%]	3-СКВ [%]	1-СКВ [%]
SK 1 - B	110	**36,0**	**41,7**	19,7	19,6	-45%	-53%
SK 1 - A	110	**36,0**	**41,7**	23,1	28,0	-36%	-33%
ZLZ-SVR	110	32,2	32,8	21,5	23,8	-33%	-27%
Z.RID	110	31,9	**36,4**	21,6	26,1	-32%	-28%
V.GLAVINOV	110	30,8	34,0	21,0	24,7	-32%	-27%
ZLZ-JUG	110	26,9	25,1	19,0	19,5	-29%	-22%
SARAJ	110	22,7	24,1	17,0	19,2	-25%	-21%
G.BABA	110	17,8	15,9	14,0	13,5	-22%	-15%
MILADINOVCI	110	11,6	8,1	10,0	7,4	-14%	-8%
G.PETROV	110	13,8	11,4	12,0	10,5	-13%	-8%
TETO-EC	110	23,6	25,4	21,0	23,1	-11%	-9%
SK 4 - B	110	24,1	26,8	22,2	25,0	-8%	-7%
JUGOHROM	110	11,5	11,7	10,6	11,1	-8%	-5%
TEARCE	110	10,4	9,7	9,7	9,3	-7%	-4%
SK 3	110	14,8	14,9	13,8	14,2	-7%	-5%
TETOVO 1	110	11,7	11,9	10,9	11,4	-7%	-5%
DRACEVO	110	18,0	15,7	16,9	15,1	-6%	-4%
ZAPAD	110	13,7	13,6	12,8	13,0	-6%	-4%
ZELINO	110	9,9	8,8	9,3	8,5	-6%	-4%
SK 4 - A	110	19,9	21,8	18,7	20,9	-6%	-4%
TETOVO 2	110	10,5	10,3	9,9	9,9	-6%	-4%
KOZLE	110	11,8	10,9	11,2	10,6	-5%	-3%
KUMANOVO 3	110	17,7	19,2	16,9	18,4	-5%	-4%
SK 2	110	16,5	16,5	15,7	16,0	-5%	-3%

Предност на предложеното секционирање на собирниците во ТС Скопје 1 и ТС Скопје 4 е можноста за вклучување на КВ 110 kV Зајчев Рид – Централна Нова (само доколку е ангажирана ТЕТО Зајчев Рид!), кој повеќе не предизвикува критично зголемување на струите на кусите врски, со што се зголемува сигурноста на напојувањето на потрошувачите и евакуацијата на производството на ТЕТО Зајчев Рид. Тековите на моќности и струите на куси врски со вклучен КВ 110 kV Зајчев Рид – Централна Нова, прикажани се во продолжение (Слика 7.28, Табела 7.13).



Слика 7.28 РЕГИОН I – Текови на моќности и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) со изградена ТЕТО Зајчев Рид, секционирани собирници 110 kV СК1 и СК4 и вклучен КВ 110 kV Зајчев Рид – Централна Нова - 2030 година

Табела 7.13 Влијанието на КВ 110 kV Зајчев Рид – Централна Нова на струите на куси врски со секционирани собирници 110 kV СК1 и СК4, очекувана ангажираност на електричните централи и изградена ТЕТО Зајчев Рид – 2030 година

СЦ. "ЈАГЛЕН, ГАС" + ТЕТО ЗАЈЧЕВ РИД							
Јазол	U [kV]	СЕКЦ. 110 kV СК4 и СК1		+ КВ 110 kV З.РИД -		Δ ПОРАСТ	
		3-СКВ [kA]	1-СКВ [kA]	3-СКВ [%]	1-СКВ [%]	3-СКВ [%]	1-СКВ [%]
CNTRLN	110	13,1	13,4	23,4	27,8	79%	107%
JUG NOVA	110	13,4	13,8	23,1	27,1	72%	97%
K.VODA	110	14,3	14,8	22,3	24,3	55%	65%
SK 4 - A	110	18,7	20,9	23,2	25,5	24%	22%
SK 2	110	15,7	16,0	18,7	18,5	19%	15%
USJE	110	13,3	12,7	15,4	14,2	16%	11%
Z.RID	110	21,6	26,1	24,7	30,2	14%	16%
V.GLAVINOV	110	21,0	24,7	23,6	28,0	12%	13%
SARAJ	110	17,0	19,2	18,8	21,3	11%	11%
SK 1 - A	110	23,1	28,0	25,3	30,8	9%	10%
ZLZ-SVR	110	21,5	23,8	23,3	25,7	9%	8%
ZLZ-JUG	110	19,0	19,5	20,5	20,7	8%	6%
G.BABA	110	14,0	13,5	14,7	14,1	5%	4%
MILADINOVCI	110	10,0	7,4	10,3	7,6	4%	2%

7.9 ПРЕСМЕТКА НА GTC

Во официјалниот SECI модел за почетната работна состојба (2030 година), во регионалната мрежа 400 kV гранично се преоптоварува ДВ 400 kV Панчево (RS) -ВЕЦ/Дрмно (RS) за критериумот N-1. Заради тоа е претпоставено зајакнување на предметниот вод 400 kV пред пресметката на GTC.

Анализите покажаа дека во 2030 година се можни значителни транзити на моќност во регионалната мрежа 400 kV и се повеќе од доволни за потребите на увозот на моќност во РМ. Ограничувањата во преносната мрежа се однесуваат на преоптоварувања на регионалните водови 400 kV.

За насоката СЕВЕР-ЈУГ на северната граница Македонија/Србија + Косово, GTC изнесува 940 MW - 1000 MW додека GTC на јужната граница Македонија/Грција изнесува 1540 MW - 1580 MW. За насоката ЈУГ-СЕВЕР вредностите изнесуваат 940 MW - 1010 MW за границата Македонија/Србија + Косово и 1330 MW - 1410 MW за границата Македонија/Грција, како што е прикажано во табелата (Табела 7.14).

Табела 7.14 Вредности на GTC на дефинираните граници на РМ при зголемување на транзитите на моќност во насока СЕВЕР-ЈУГ и ЈУГ-СЕВЕР за 2030 година

Насока СЕВЕР → ЈУГ	**Сценарио**	**ΔE (редиспечинг)**	**GTC на граница**	
			Граница	**GTC (MW)**
RO + RS → MK + GR	"Јаглен, гас"	3300 MW*	Македонија/Србија + Косово	1000
	"Зелено"	3100 MW*		940
RO + RS + MK → GR	"Јаглен, гас"	3100 MW**	Македонија/Грција	1540
	"Зелено"	3200 MW*		1580
Испаднат елемент (N-1)		**Критичен елемент**	**Ограничување [MVA] или [kV]**	**Опт. [%] или Напон [kV]**
* ТЕЦ Kozloduy (BG)		ДВ 400 kV Kozloduy (BG) - Tantareni (RO)	1330 MVA	100%
** ДВ 400 kV Dubrovo (MK) - Solun (GR)		ДВ 400 kV Bitola (MK) - Lerin (GR)	1330 MVA	100%

Насока ЈУГ → СЕВЕР	**Сценарио**	**ΔE (редиспечинг)**	**GTC на граница**	
			Граница	**GTC (MW)**
GR + MK → RO + RS	"Јаглен, гас"	> 3700 MW*	Македонија/Србија + Косово	1010
	"Зелено"	> 3500 MW*		940
GR → MK + RO + RS	"Јаглен, гас"	3100 MW**	Македонија/Грција	1410
	"Зелено"	3000 MW**		1330
Испаднат елемент (N-1)		**Критичен елемент**	**Ограничување [MVA] или [kV]**	**Опт. [%] или Напон [kV]**
* За поголеми вредности на редиспечингот (ΔE) доаѓа до проблеми со конвергенцијата при пресметката на тековите на моќности (критериум N-1)!				
** ДВ 400 kV Zemlak (AL) - Kardia (GR)		ДВ 400 kV Bitola (MK) - Lerin (GR)	1330 MVA	100%

За насоката ИСТОК-ЗАПАД на источната граница Македонија/Бугарија, GTC изнесува 300 MW - 310 MW, додека GTC на западната граница Македонија/Албанија изнесува 330 MW - 340 MW. За насоката ЗАПАД-ИСТОК вредностите се поголеми и изнесуваат 790 MW - 850 MW за границата Македонија/Бугарија, односно 860 MW - 890 MW за границата Македонија/Албанија, како што е прикажано во табелата (Табела 7.15).

Табела 7.15 Вредности на GTC на дефинираните граници на РМ при зголемување на транзитите на моќност во насока ИСТОК-ЗАПАД и ЗАПАД -ИСТОК за 2030 година

Насока ИСТОК → ЗАПАД	**Сценарио**	**ΔE (редиспечинг)**	**GTC на граница**	
			Граница	**GTC (MW)**
RO + BG → MK + AL + IT	"Јаглен, гас" "Зелено"	2100 MW 2100 MW	Македонија/Бугарија	310 300
RO + BG + MK → AL + IT	"Јаглен, гас" "Зелено"	2200 MW 2200 MW	Македонија/Албанија	340 330
Испаднат елемент (N-1)		**Критичен елемент**	**Ограничување [MVA] или [kV]**	**Опт. [%] или Напон [kV]**
ДВ 400 kV Štip - C.Moglia (BG)		ДВ 400 kV Sofija (BG) - Niš (RS)	1330 MVA	100%

Насока ЗАПАД → ИСТОК	**Сценарио**	**ΔE (редиспечинг)**	**GTC на граница**	
			Граница	**GTC (MW)**
IT + AL + MK → RO + BG	"Јаглен, гас" "Зелено"	> 5700 MW > 5600 MW	Македонија/Бугарија	850 790
IT + AL → MK + RO + BG	"Јаглен, гас" "Зелено"	> 5700 MW > 5600 MW	Македонија/Албанија	890 860
Пресметковно ограничување				
За поголеми вредности на редиспечингот (ΔE) доаѓа до проблеми со конвергенцијата при пресметката на тековите на моќности (критериум N-1)!				

7.10 ЗАКЛУЧОЦИ ЗА 2030 ГОДИНА

Предлог конечната состојба на преносната мрежа на РМ за 2030 година е прикажана на сликата (Слика 7.29), а покрај планираната изградба на нови објекти, прикажани се и дополнителните зајакнувања на преносната мрежа. Зајакнувањата се предложени врз основа на пресметките за анализата на сигурност (критериум N-1), а со нивната изградба се елиминираат критичните работни состојби во преносната мрежа на РМ (преоптоварувања во системот, многу ниски напони) во сите разгледувани сценарија. Во продолжение накратко се опишани карактеристичните проблеми во преносната мрежа и решенијата за нив за разгледуваната 2030 година.

400 kV мрежа / Изградба на ТС 400/110 kV Куманово

Анализите спроведени за референтните и контролните сценарија за 2030 година покажаа дека независно од сценариото на изградба на електричните централи, не доаѓа до загрозување на сигурноста на работата на мрежата 400 kV во РМ, за нормална работна состојба и за критериумот N-1.

Заради зголемувањето на оптоварувањето на системот и приклучокот на нови директни потрошувачи во регионот I и регионот III (Сардич 50 MW, Кранфилд 19 MW + 20 MW), нарушена е сигурноста на работата на системот за критериум N-1 и затоа потребно е да се изгради нова ТС 400/110 kV Куманово, заедно со расплетот на водовите 110 kV и прераспределба на оптоварувањата помеѓу 110 kV ТС Куманово 1, 110 kV ТС Куманово 2 и 110 kV ТС Куманово 3. Долгорочното решение на проблемите со преоптоварувања во регионот I и регионот III го вклучува следното:

- Изградба на нова ТС 400/110 kV Куманово (1 x 300 MVA) и приклучок на мрежата 400 kV на принципот влез/излез на постоечкиот ДВ 400 kV Штип - Врање (Србија)
- Расплет на водовите 110 kV согласно претходната студија [14].
- Замена на спроводниците на ДВ 110 kV Куманово - Сардич и ДВ 110 kV Штип 1 - Неокази со спроводници со поголема трајно дозволена моќност (AAAC-Z 324 mm^2, 149 MVA)

И покрај изградбата на ТС 400/110 kV Куманово, заради приклучокот на новите директни потрошувачи (Сардич 50 MW и Кранфилд 19 MW + 20 MW) треба да се заменат спроводниците на ДВ 110 kV Куманово - Сардич и ДВ 110 kV Штип 1 - Неокази со спроводници со поголема трајно дозволена моќност (AAAC-Z 324 mm^2, 149 MVA), со што би се елиминирало нивното преоптоварување за критериумот N-1.

Максимално летно оптоварување / Вградување на компензациони уреди

Максималното летно оптоварување претставува најтешка работна состојба од аспект на критични ниски напони во регионите III и VI (критериум N-1). При максимално зимско оптоварување сите критично ниски напони (критериум N-1) можат да се елиминираат со диспечерски мерки: активирање на попречната компензација во 110 kV ТС Кочани 25 Mvar и промена на преносниот однос на мрежниот ТР 400/110 kV во ТС Штип и/или ТР 400/110 kV во ТС Куманово. При летно оптоварување тоа не е возможно да се постигни за сите случаи N-1, бидејќи се преоптоваруваат мрежните ТР 400/110 kV при значителни промени на преносниот однос (големи текови на реактивна моќност!).

Проблемот со многу ниските напони е последица на порастот на оптоварувањето на системот, но и на значителното реактивно оптоварување на новите директни потрошувачи (Сардич, Кранфилд и Еуромакс). Затоа при максимално летно оптоварување, напонот во 110 kV ТС Сардич за случајот на испад на ДВ 110 kV Куманово 3 – Сардич не може да се сведе во дозволените граници, а притоа да не се преоптовари ТР 400/110 kV во ТС Штип. Исто така напонот во 110 kV ТС Иловица (при испад на

мрежниот ТР 400/110 kV во ТС Штип) не може да се сведе во дозволените граници, дури и со активно учество на ВЕЦ во регулацијата на напоните.

Заради сигурноста на работата при максимално летно оптоварување (критериум N-1) во 2030 година, потребно е да се вградат попречни компензациони уреди во 110 kV ТС Сардич со моќност 25 Mvar и во 110 kV ТС Иловица со моќност 50 Mvar, со што напоните во јазлите 110 kV би се одржувале на 0,95 p.u. (маргина на сигурност) за критериум N-1. За да се намали потребната моќност за компензација во мрежата 110 kV, авторите на студијата препорачуваат новите директни потрошувачи да ја компензираат својата реактивна моќност на местото на приклучок, пример потребната моќност за компензација во 110 kV ТС Иловица би изнесувала 30 Mvar, а не 50 Mvar.

Неизградба на новите директни потрошувачи

Изградбата на ТС 400/110 kV Куманово во регионот I е директна последица од порастот на оптоварувањето заради приклучокот на нов директен потрошувач во регионот I (Сардич 50 MW), но и на зголемувањето на моќноста на директен потрошувач во регионот III (Кранфилд 19 MW + 20 MW). Доколку во 2030 година не дојде до планираниот приклучок на новите директни потрошувачи, сигурноста на системот (критериум N-1) нема да биде нарушена и потребата од изградба на ТС 400/110 kV Куманово може да се одложи за подоцна, како и сите соодветни зафати во преносната мрежа (расплет на водовите 110 kV, вградување на спроводници со поголема трајно дозволена моќност во ДВ 110 kV Куманово 3 - Сардич и ДВ 110 kV Штип 1 – Неокази, како и вградувањето на попречната компензација во 110 kV ТС Сардич).

Доколку се изгради 110 kV ТС Сардич (оптоварување 50 MW), а не се случи зголемувањето на моќноста на Кранфилд (+20 MW), тогаш во 2030 година не е потребно да се вградуваат спроводници со поголема трајно дозволена моќност (AAAC-Z 324 mm^2, 149 MVA) на ДВ 110 kV Куманово 3 - Сардич и ДВ 110 kV Штип 1 – Неокази, бидејќи предметните водови нема да се преоптоваруваат за критериумот N-1 со вградените стандардни спроводници 110 kV (ACSR 240/40 mm^2 123 MVA).

Пресметка на максималните струи на куси врски / Изградба на ТЕТО Зајчев Рид

Во 2030 година (нормална работна состојба), струите на куси врски во јазлите 110 kV СК1 и СК4 веќе се на граничната вредност од 36 kA (СК1: Ik3'' 31,9 kA и Ik1'' 36,2 kA и СК4: Ik3'' 32,9 kA и Ik1'' 37,9 kA) и тоа независно од приклучокот на ТЕТО Зајчев Рид. Иако струјата на куса врска во јазолот 110 kV СК1 изнесува гранични 36 kA, за потребите на студијата се предлага истовремено секционирање на собирниците 110 kV во ТС Скопје 1 (СК1) и ТС Скопје 4 (СК4) при максимално зимско оптоварување во 2030 година.

Со приклучокот наТЕТО Зајчев Рид, секционирањето на 110 kV собирници СК1 повеќе не е опција туку нужност, бидејќи струите на куси врски на 110 KV СК1 изнесуваат приближно 42 kV. Доколку би се секционирале само едни собирници (СК1 или СК4), струјата на куса врска сеуште е поголема од 36 kA во другите несекционирани собирници и заради тоа треба истовремено да се секционираат двете 110 kV собирници.

Предложеното секционирање во 2030 година без ТЕТО Зајчев Рид (поглавје 7.8, Слика 7.26) се разликува во однос на предложеното секционирање после приклучокот на ТЕТО Зајчев Рид (поглавје 7.8, Слика 7.27). Причина за наведената разлика во секционирањето е рамномерната распределба на оптоварувањата помеѓу секциите на собирниците 110 kV и потребата за задоволување на критериумот N-1 за тековите на моќности. При изборот на начинот на секционирање на собирниците 110 kV СК1, постоечката електрична централа ТЕТО и новата електрична централа ТЕТО Зајчев Рид, не смеат да бидат приклучени на иста 110 kV секција од СК1, туку тековите на моќност / струите на куси врски помеѓу нив треба да се затвораат преку мрежните енергетски трансформатори 400/110 kV. Сите предложени начини на секционирање,

задоволително ги намалуваат струите на куси врски (< 30 kA) и обезбедуваат задоволување на критериумот N-1 за тековите на моќности со максимална ангажираност на електричните централи.

Предност на предложеното секционирање на собирниците во ТС Скопје 1 и ТС Скопје 4 е можноста за вклучување на КВ 110 kV Зајчев Рид – Централна Нова (само доколку е ангажирана ТЕТО Зајчев Рид!), кој повеќе не предизвикува критично зголемување на струите на кусите врски, со што се зголемува сигурноста на напојувањето на потрошувачите и евакуацијата на производството на ТЕТО Зајчев Рид.

Влажна хидрологија / Евакуација на моќноста на сите ХЕЦ

Заради изградбата на новите ХЕЦ Бошков Мост (68 MW) и ХЕЦ Шпиље 2 (30 MW), максималната ангажираност на сите ХЕЦ во регионот II и регионот IV за критериумот N-1 (испад на ДВ 110 kV Глобочица - Струга и ДВ 110 kV ХЕЦ Шпиље -ХЕЦ Б. Мост) предизвикува преоптоварување на ДВ 110 kV ХЕЦ Шпиље -ХЕЦ Б. Мост – ХЕЦ Вруток и ДВ 110 kV Глобочица - Струга. Преоптоварувањето долгорочно може да се елиминира со вградување на спроводници со поголема трајно дозволена моќност (AAAC-Z 324 mm^2, 149 MVA) во споменатите водови или со реконструкција на врската 110 kV ХЕЦ Шпиље - ХЕЦ Б. Мост - ХЕЦ Вруток во двосистемски вод 110 kV со користење на стандардни спроводници (ACSR 240/40 mm^2 ,123 MVA) и формирање на триаголник 110 kV ХЕЦ Шпиље - ХЕЦ Б. Мост - ХЕЦ Вруток. Изборот на решението ќе зависи од динамиката на изградбата на ХЕЦ Б. Мост и ХЕЦ Шпиље 2, како и од идните сценарија за развојот на преносната мрежа после планираната изградба на електричните централи.

Наведените преоптоварувањата не се карактеристични за референтните сценарија, туку за малку веројатното сценарио со максимална ангажираност на сите ХЕЦ и затоа во 2030 година се предлага решавање на проблемот само ако вкупните очекувани трошоци за редиспечингот би биле поголеми од трошоците за решението на проблемот. Во спротивно едно од решенијата треба да се примени тогаш кога природно ќе дојде времето за реконструкција на разгледуваните водови (заради старост на водовите).

Сценарио со пониска стапка на пораст на оптоварувањето (Сценарио B)

Сценариото со пониска стапка на пораст на оптоварувањето за 2030 година има позитивно влијание на намалувањето на високите оптоварувања/преоптоварувања (критериум N-1), но не ја одложува потребата од изградба на ТС 400/110 kV Куманово заради приклучокот на новите директни потрошувачи.

Изградба на мали електрични централи приклучени на дистрибутивната мрежа

Изградбата на малите електрични централи на дистрибутивната мрежа во 2030 година ја намалува вредноста на преоптоварувањата и ги подобрува напоните во регионите III и VI при максимално летно оптоварување (намалување на оптоварувањето на системот за околу 110 MW). Ова намалување на оптоварувањето има позитивно влијание на системот, но не ја одлага изградбата на ТС 400/110 kV Куманово. Дополнително е можно намалување на моќноста на попречната компензација во 110 kV ТС Сардич и 110 kV ТС Иловица, но ангажираноста на ФНЕЦ во лето е стохастичка променлива (облачен ден!) и помалото производство од очекуваното би довело до намалување на позитивниот ефект на преносната мрежа.

Ангажираност на ВЕЦ (евакуација на моќност)

Максималната и нултата ангажираност на сите ВЕЦ во сите сценарија не ја загрозува сигурноста на работата на преносната мрежа за нормална работна состојба и критериум N-1. Позитивно е и влијанието на ВЕЦ на напоните во регионот VI, но нивната регулација на напоните зависи од моменталното производство, па затоа активното учество на ВЕЦ во регулацијата на напоните не е трајно расположлива мерка.

GTC анализа

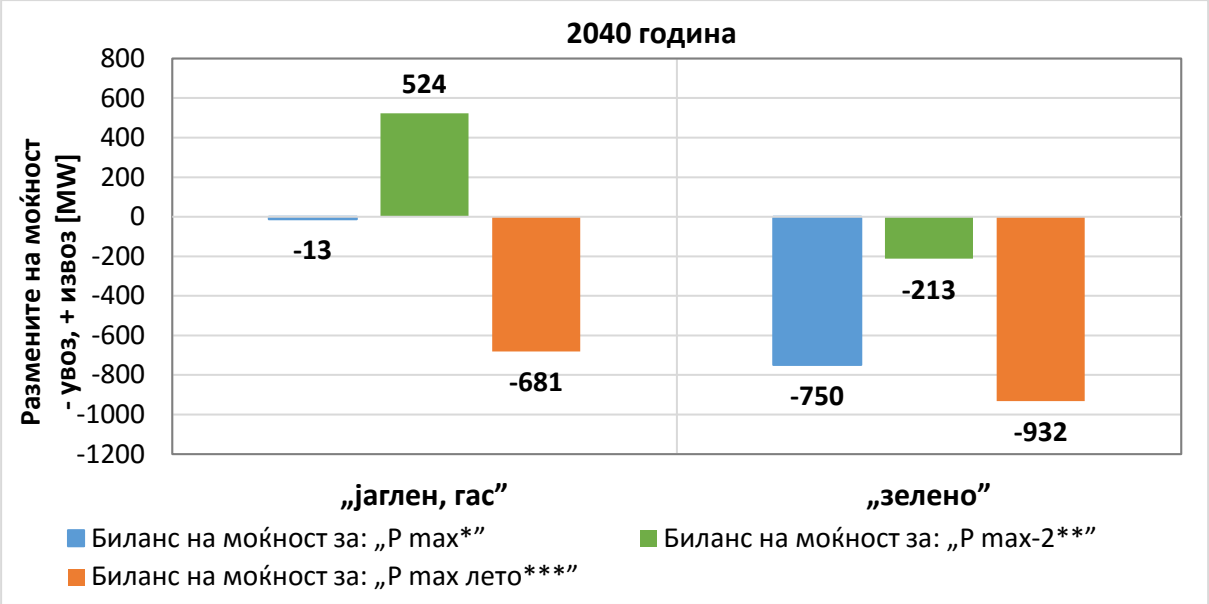
Анализите покажаа дека во 2030 година се можни значителни транзити на моќност во регионалната 400 kV мрежа и се повеќе од доволни за потребите на увозот на моќност во РМ. За насоката СЕВЕР-ЈУГ на северната граница Македонија/Србија + Косово, GTC изнесува 940 MW - 1000 MW додека GTC на јужната граница Македонија/Грција изнесува 1540 MW - 1580 MW. За насоката ЈУГ-СЕВЕР вредностите изнесуваат 940 MW - 1010 MW за границата Македонија/Србија + Косово и 1330 MW - 1410 MW за границата Македонија/Грција.

За насоката ИСТОК-ЗАПАД на источната граница Македонија/Бугарија, GTC изнесува 300 MW - 310 MW, додека GTC на западната граница Македонија/Албанија изнесува 330 MW - 340 MW. За насоката ЗАПАД-ИСТОК вредностите изнесуваат 790 MW - 850 MW за границата Македонија/Бугарија, односно 860 MW - 890 MW за границата Македонија/Албанија.

Слика 7.29 Изградба на нови објекти во преносната мрежа до 2030 година (конечна состојба)

8 АНАЛИЗА НА РАЗВОЈОТ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА ЗА 2040 ГОДИНА

Во оваа глава се прикажани сите пресметки кои се релевантни за развојот на преносната мрежа за 2040 година (P_{max} 2329 MW, P_{max-2} 1792 MW, $P_{max\ лето}$ 1801 MW). Плановите за изградба на преносната мрежа (МЕПСО), проекцијата на порастот на оптоварувањето, возниот ред на електричните централи и билансот на системот, детално се објаснети претходно. (Глава 3). Билансот на моќности за референтното и контролните сценарија за 2040 година прикажан е на сликата (Слика 8.1). Во 2040 година се карактеристични две крајни работни состојби за проверка на сигурноста на работата на преносната мрежа: прво кога РМ е извозник на моќност (сценариото „јаглен гас“ со пониската стапка на пораст на оптоварувањето: биланс околу +530 MW) и второто кога РМ е голем увозник на моќност (сценарио „зелено“ при максимално летно оптоварување: биланс околу -930 MW).



* врвно оптоварување на ниво на преносната мрежа релевантно за изработка на планот за развој на преносната мрежа.
** врвно оптоварување на ниво на преносната мрежа релевантно за контрола на планот за развој на преносната мрежа.
*** врвно летно оптоварување на ниво на преносната мрежа релевантно за контрола на планот за развој на преносната мрежа.

Слика 8.1 Биланс на моќност за карактеристичните часови за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ и трите релевантни сценарија за максималното оптоварување („P_{max}“ „P_{max-2}“ i „$P_{max\ лето}$“) - 2040 година

Двете сценарија за изградба на електричните централи во периодот од 2030 до 2040 година, претпоставуваат пензионирање (затворање) на сите постоечки ТЕЦ. Во сценариото „зелено“ за 2040 година во работа ќе бидат само новите ТЕТО Зајчев Рид и ТЕЦ Осломеј, поради што карактеристичен е поголем увоз на моќност за сценариото „зелено“. Во сценариото „јаглен, гас“ за 2040 година во работа ќе бидат новите ТЕТО Зајчев Рид, ТЕЦ Осломеј, ТЕЦ Неготино и ТЕЦ Битола 4, додека од постоечките ТЕЦ во работа ќе остане само ТЕЦ Битола 3.

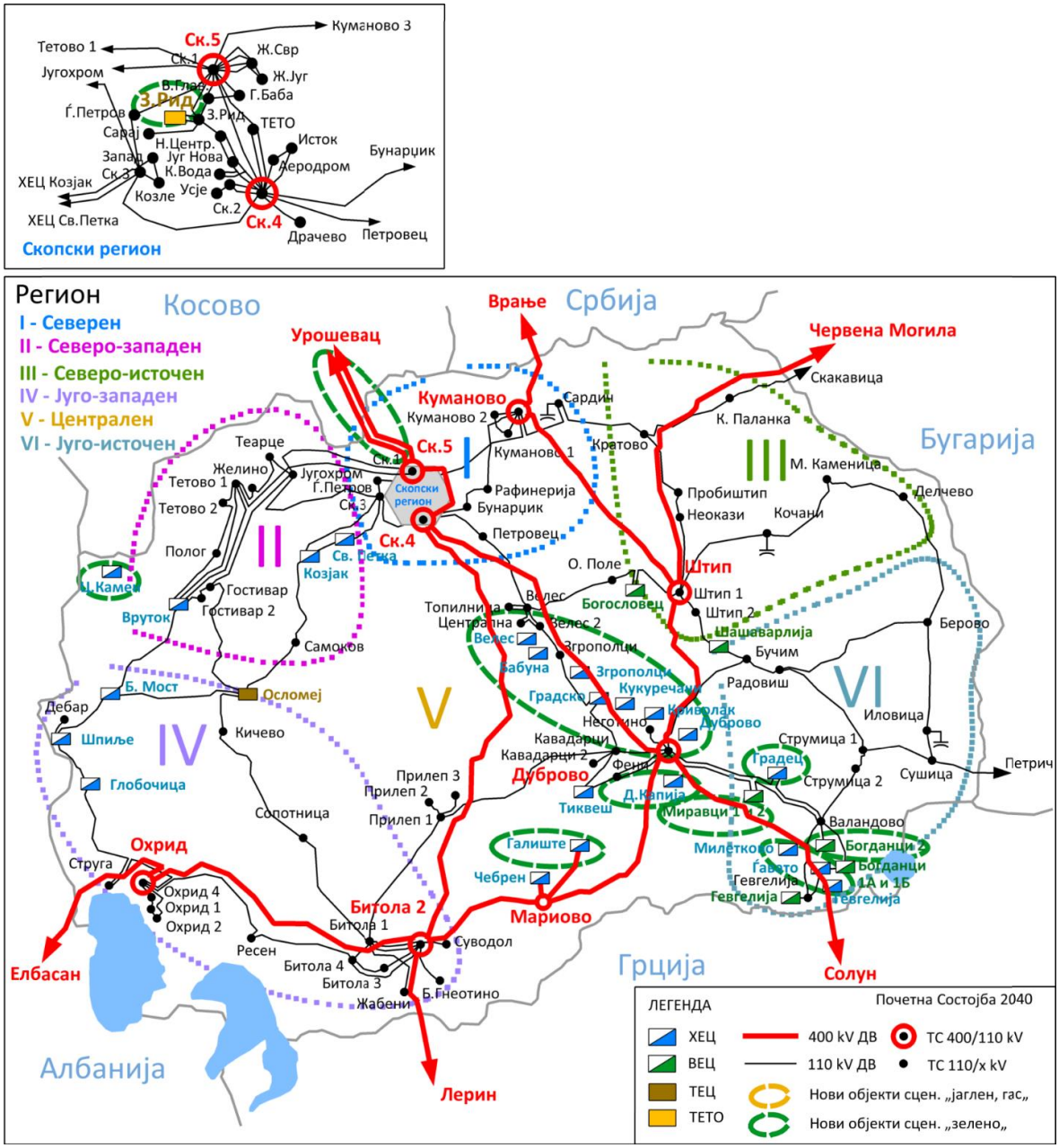
Гледано од аспект на новите електрични централи, планирана е значителна изградба на нови ХЕЦ и ВЕЦ, а посебно се истакнува проектот „Вардарска Долина“, кој опфаќа изградба на 10 + 2 ХЕЦ по текот на реката Вардар. Разликата во изградбата на електричните централи во периодот 2030 – 2040, помеѓу сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“, се состои од следното:

- Сценариото „јаглен, гас“ опфаќа изградба на РХЕЦ Чебрен (333 MW), додека во сценариото „зелено“ ХЕЦ Чебрен е веќе изградена во 2030 година, но не како реверзибилна ХЕЦ, туку како класична акумулациона ХЕЦ.

- Двете сценарија ја опфаќаат изградбата на ХЕЦ Црн Камен (8 MW) и новата акумулација „Луково Поле“, ХЕЦ Галиште (193 MW), ХЕЦ Вардарска Долина (10 ХЕЦ со вкупна моќност од 176,8 MW) и ХЕЦ Велес (93 MW).
- Изградбата на ВЕЦ Миравци (30 MW) и ВЕЦ Гевгелија (20 MW) е планирана само за сценариото „јаглен, гас“, бидејќи овие ВЕЦ веќе се изградени во претходно анализираната 2030 година согласно сценариото „зелено“.
- Во сценариото „зелено“ дополнително е планирана изградбата на ХЕЦ Градец (55 MW), ВЕЦ Миравци 2 (50 MW) и ВЕЦ Богданци 2 (50 MW).

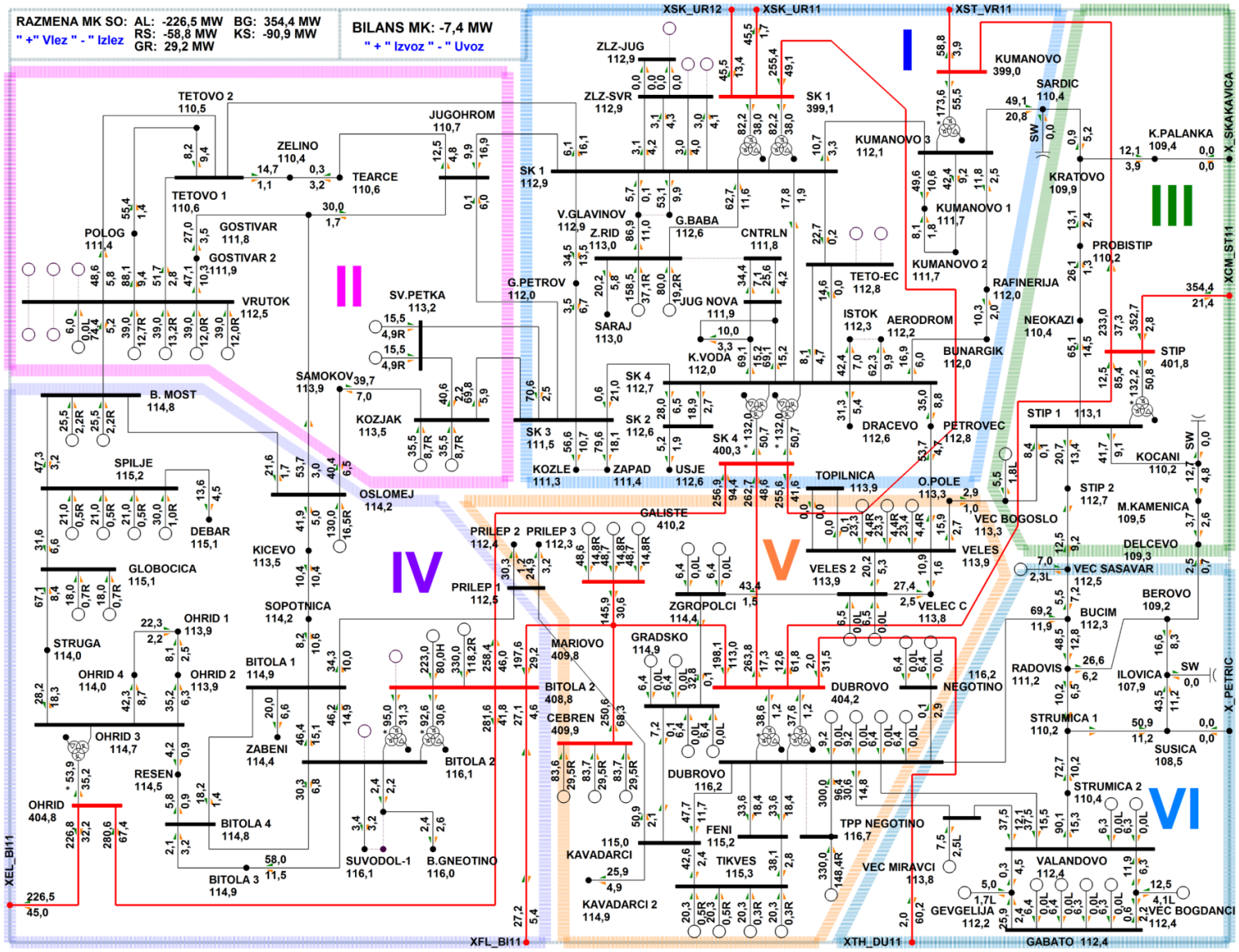
Изградбата на останатите објекти на преносната мрежа е иста за двете сценарија, како што е прикажано на следните слики (Слика 8.2, Слика 8.3). Резултатите од спроведените анализи за 2040 година, прво се опишани за целата мрежа 400 kV, а потоа за мрежата 110 kV за секој регион поединечно. На крајот се спроведени пресметките за максималните струи на куси врски и GTC анализата, со заклучоците за 2040 година.

Слика 8.2 Планирана изградба на нови објекти во преносната мрежа до 2040 година за сценариото „јаглен, гас“ (почетна состојба)

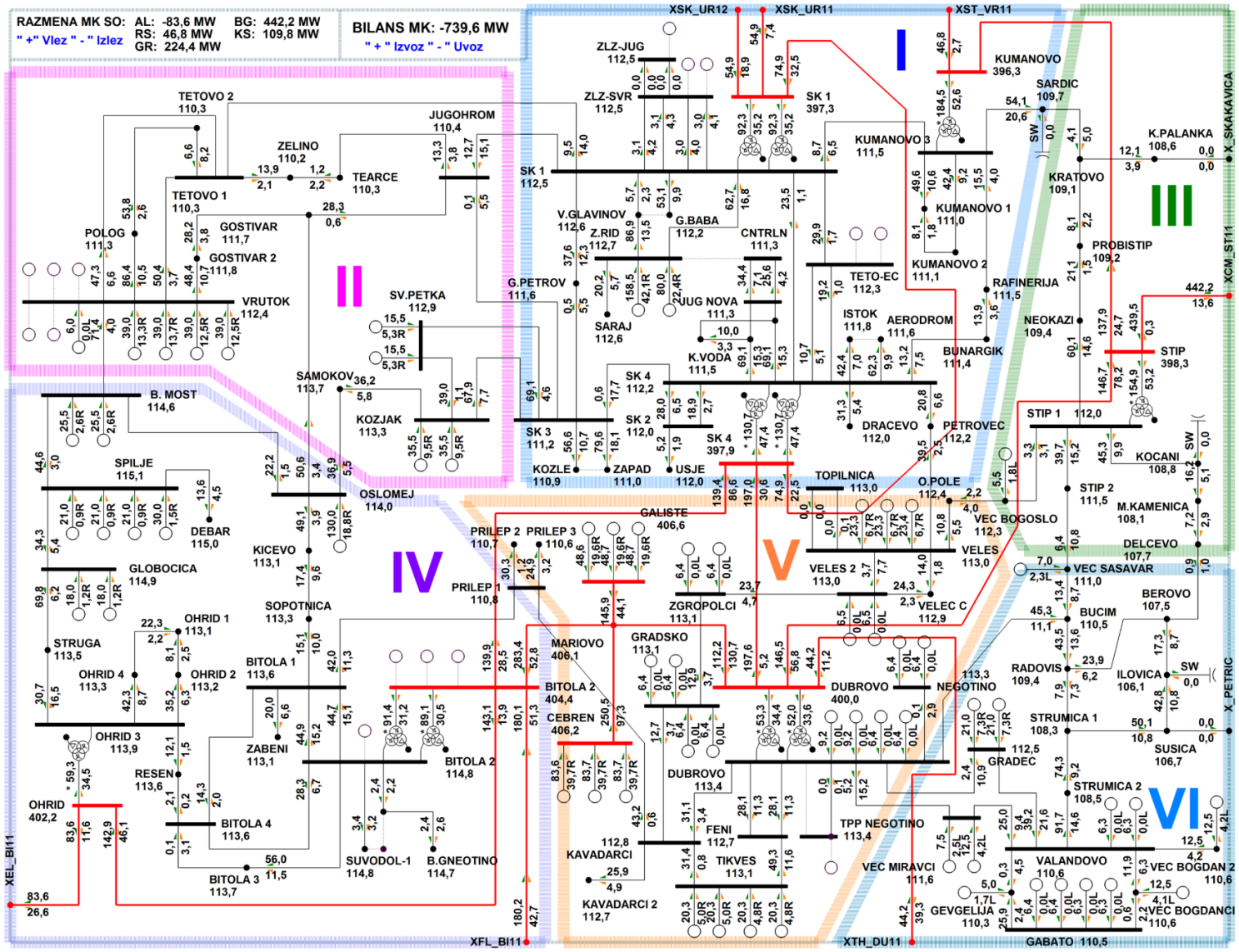


Слика 8.3 Планирана изградба на нови објекти во преносната мрежа до 2040 година за сценариото „зелено“ (почетна состојба)

На сликите (Слика 8.4, Слика 8.5) прикажани се тековите на моќности и напонските прилики за целата преносна мрежа, со посебно истакнати регионите во мрежата 110 kV, додека во наредните поглавја анализирани се сите региони посебно.



Слика 8.4 Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценариото „јаглен, гас“ - 2040 година



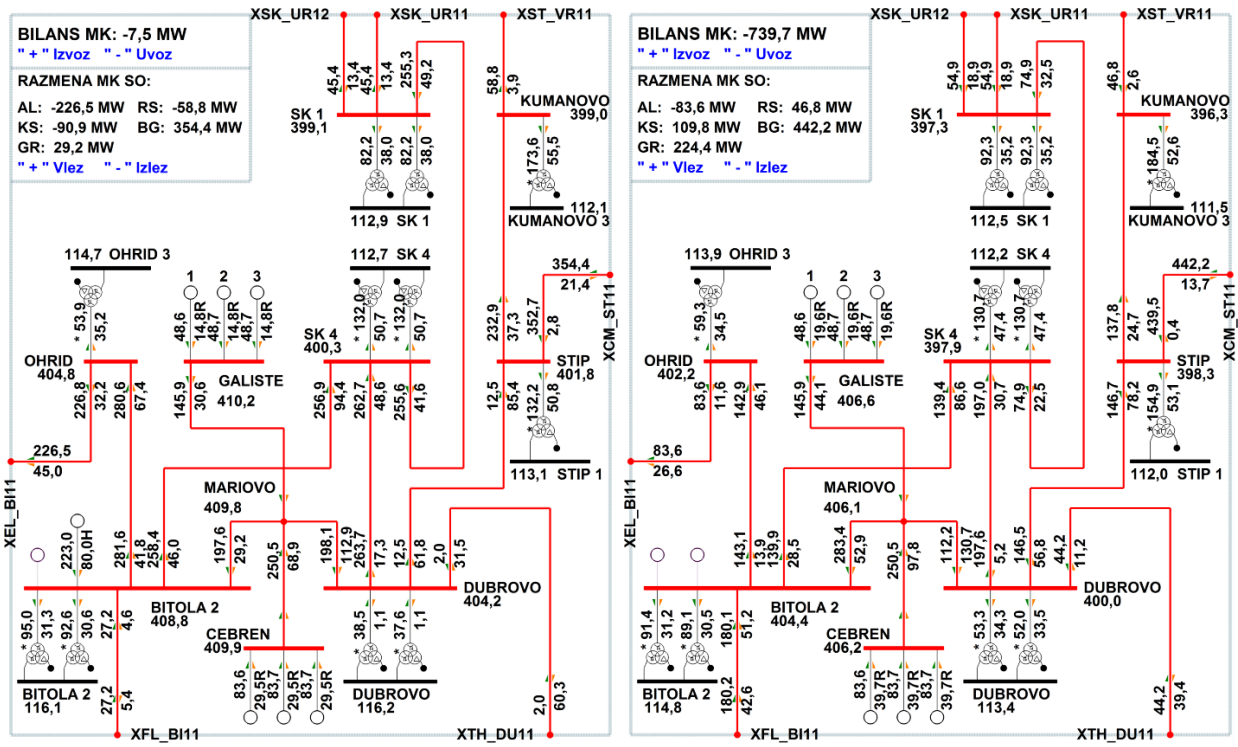
Слика 8.5 Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценариото „зелено“ - 2040 година

8.1 400 kV МРЕЖА

Во мрежата 400 kV во периодот од 2030 до 2040 година е планирана изградба на нов меѓу државен вод 400 kV помеѓу Косово и РМ (МЕПСО) и за потребите на студијата се претпоставува изградба на втор ДВ 400 kV Скопје 5 - Урошевац (Косово) (должина ≈ 56 km, ACSR 2x490/65 mm^2, 1330 MVA). Во рамките на изградбата на новиот вод 400 kV помеѓу Косово и РМ, разгледана е можноста за изградба на нова ТС 400/110 kV во областа на регионот II, што е детално анализирано во продолжение (поглавјето за регионот II). Покрај ХЕЦ (РХЕЦ) Чебрен, на мрежата 400 kV (разводната постројка Мариово) ќе се приклучи и ХЕЦ Галиште (193 MW), на тој начин што ќе се изгради нов ДВ 400 kV ХЕЦ Галиште - Мариово (должина ≈ 10,0 km, ACSR 2x490/65 mm^2, 1330 MVA).

Во 2040 година и понатаму е карактеристично ниското оптоварување на водовите 400 kV во РМ, иако се поголеми тековите на моќности карактеристични за сценариото „зелено“, заради поголемиот увоз на моќност. За нормална работна состојба, најоптоварен вод е ДВ 400 kV Штип - Ч. Могила (Бугарија) (оптоварување 33% за сценариото “зелено“) (Слика 8.6). Со изградбата на ТС 400/110 kV Куманово се намалува оптоварувањето на ТР 400/110 kV во ТС Штип и при испад на ДВ 400 kV Дуброво – Штип оптоварувањето на мрежниот ТР 400/110 kV во ТС Штип изнесува околу 60%, а оптоварувањето на мрежниот ТР 400/110 kV Куманово околу 70%.

Пресметките за анализата на сигурност (критериум N-1) покажаа дека независно од сценариото за изградба на електричните централи, во регионалната мрежа 400 kV нема критични испади кои би предизвикале преоптоварувања во мрежата 400 kV на РМ, а сите напони се во рамките на дозволените граници. Вкупниот влез на моќност во РМ за 2040 година изнесува 374 MW (од Грција и Бугарија) за сценариото „јаглен, гас“ и 823 MW (од Србија, Грција, Бугарија и Косово) за сценариото „зелено“. Транзитот на моќност изнесува вкупно 376 MW (кон Албанија, Косово и Србија) за сценариото „јаглен, гас“ и 84 MW (кон Албанија) за сценариото „зелено“.



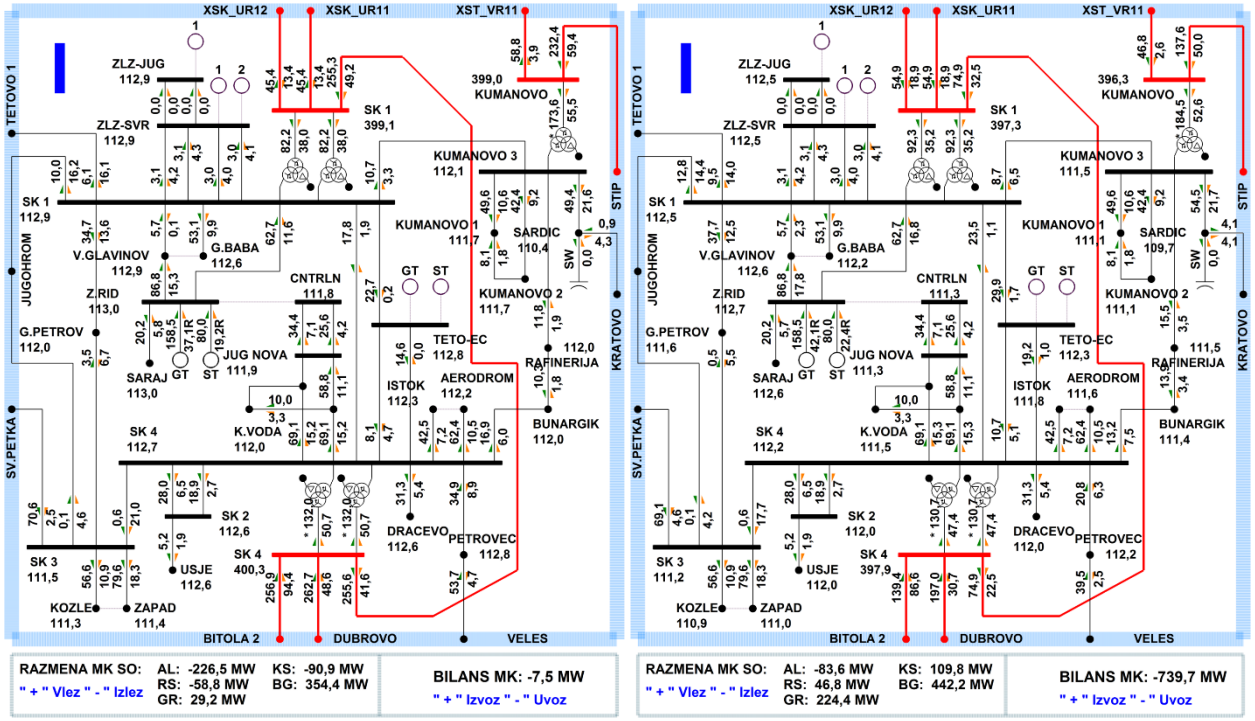
Слика 8.6 400 kV МРЕЖА – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (слика лево) и „зелено“ (слика десно) - 2040 година

8.2 I СЕВЕРЕН РЕГИОН

Во периодот од 2030 до 2040 година во регионот I е планирана изградба на ТЕТО Зајчев Рид (230 MW), која ќе биде и единствена електрична централа - топлана во градот Скопје, со оглед на пензионирањето на постоечките ТЕТО во 2040 година. Приклучокот на ТЕТО Зајчев Рид се претпоставува директно на јазолот 110 kV Зајчев Рид, кој во нормална работна состојба има вклучени две врски 110 kV кон ТС Скопје 4, додека КВ 110 kV Зајчев Рид – Централна Нова е исклучен. Дополнително во регионот I, МЕПСО планира изградба на нов меѓу државен ДВ 400 kV Скопје 5 - Урошевац (Косово).

8.2.1 Оптоварување на преносната мрежа и анализа на сигурноста (N-1)

Независно од сценариото за изградба на електричните централи, оптоварувањето на сите гранки и напоните на јазлите на преносната мрежа во регионот I за нормална работна состојба се во дозволените граници (Слика 8.7), а за нормална работна состојба најоптоварена гранка е ДВ 110 kV СК3 - Запад (оптоварување 66%).



Слика 8.7 РЕГИОН I – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) – 2040 година

Во 2040 година во регионот I се преоптоваруваат (критериум N-1) главните водови 110 kV преку кои се напојуваат ТС Југ Нова, ТС Централна Нова и ТС Кисела Вода (вкупното оптоварување на трите ТС 110 kV во 2040 година изнесува 138 MW) (Табела 8.1). Овие водови беа гранично преоптоварени веќе во 2030 година, затоа во периодот од 2030 до 2040 година треба да преминат во кабелски водови со зголемување на трајно дозволената моќност.

За кабелскиот вод 110 kV помеѓу 110 kV ТС СК4 и ТС Југ Нова се претпоставува користење на три едножилни кабли со пресек Al 1600 mm^2, кои положени во формација триаголник имаат трајно дозволена моќност од 209 MVA (заземјување на кабелскиот плашт со преплетување), а кои веќе се користени за изградба на други кабли 110 kV во областа на градот Скопје (МЕПСО).

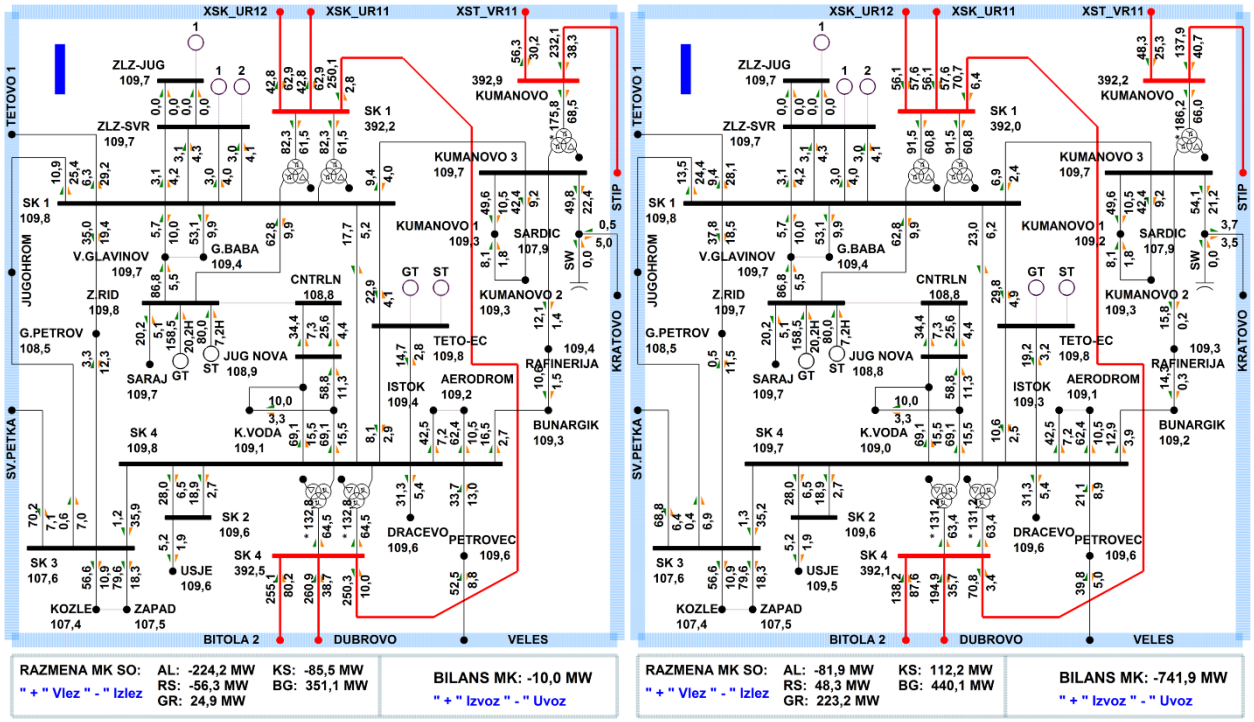
Табела 8.1 РЕГИОН I – Резултати од анализата на сигурноста (N-1) при максималното зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ – 2040 година

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Опт. [%] или Напон [kV] "јаглен, гас"	"зелено"
ДВ1 110 kV SK4 - T-Spoj*	ДВ2 110 kV SK4 - T-Spoj*	123 MVA	113%	113%
ДВ2 110 kV SK4 - T-Spoj*	ДВ1 110 kV SK4 - T-Spoj*	123 MVA	113%	113%
ДВ1 Jug Nova - T-Spoj*	ДВ2 Jug Nova - T-Spoj*	123 MVA	96%	96%
ДВ2 Jug Nova - T-Spoj*	ДВ1 Jug Nova - T-Spoj*	123 MVA	96%	96%

* Т-спој (СК4 – Кисела Вода – Југ Нова)

8.2.2 Контрола на напонските прилики и регулацијата на реактивната моќност

За случајот кога електричните централи работат во режим на производство на чисто активна моќност, (фактор на моќност на прагот на електричните централи ≈ 1,0), напоните на јазлите во преносната мрежа во регионот I се пониски, но сепак и понатаму се во рамките на дозволените граници (Слика 8.8). За критериумот N-1 доаѓа до истите преоптоварувања како што е прикажано во претходната табела, а тоа се решава со предложениот премин на далекуводите 110 kV во кабелски водови.



Слика 8.8 РЕГИОН I - Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) без придонес на електричните централи во регулацијата на напонот - 2040 година

8.2.3 Контролни сценарија на развојот

Претходно беа прикажани основните анализи за референтното сценарио за развој на преносната мрежа (максимално зимско оптоварување - сценарио А со изградба на електричните централи спрема сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“). Во продолжени се изложени контролните анализи за проверка на добиените резултати.

Сценарио со пониска стапка на пораст на оптоварувањето (Сценарио B)

Сценариото B претпоставува стагнирање на порастот на оптоварувањето на системот после 2030 година. Максималното зимско оптоварување во 2040 година согласно сценариото B (1792 MW) е дури 537 MW помало од Максималното зимско оптоварување во сценариото A (2329 MW), поради што извозот на моќност од РМ за сценариото „јаглен, гас“ е повеќе од 500 MW. Доколку во 2040 година оптоварувањето на системот биде на ниво 1800 MW (сценарио B), тогаш заради сигурноста на системот не е потребно да се премине во кабелски водови кај далекуводите 110 kV помеѓу 110 kV ТС СК4 и ТС Југ Нова, бидејќи нивното најголемо оптоварување за критериумот N-1 ќе изнесува 91%.

Максимално летно оптоварување

При максимално летно оптоварување, повторно е присутно преоптоварување на водовите 110 kV помеѓу ТС СК4 и ТС Југ Нова (критериум N-1), кое се решава со нивен премин во кабелски 110 kV водови. За случајот на испад на ДВ 110 kV Куманово 3 – Сардич гранично се нарушува напонот во 110 kV ТС Сардич (99 kV), што може да се елиминира со диспечерска мерка (промена на преносниот однос на мрежниот ТР 400/110 kV во ТС Штип). Доколку не се користи диспечерската мерка со промена на преносниот однос на мрежниот ТР 400/110 kV во ТС Штип (високо оптоварување заради текови на реактивна моќност!), тогаш во 110 kV ТС Сардич треба да се вгради компензационен уред со моќност од 45 Mvar (во замена на предложената од 25 Mvar во 2030 година).

Изградба на мали електрични централи приклучени на дистрибутивната мрежа

Ангажираноста на ново изградените електрични централи приклучени на дистрибутивната мрежа во 2040 година (мали ХЕЦ, Биомаса и Биогас) го намалува максималното зимско оптоварување на ниво на преносната мрежа за околу 60 MW за сценариото „јаглен, гас“ и околу 100 MW за сценариото „зелено“. Намалувањето на максималното летно оптоварување на ниво на преносна мрежа изнесува околу 90 MW за сценариото „јаглен, гас“ и околу 160 MW за сценариото „зелено“. Наведените намалувања на оптоварувањата имаат позитивно влијание на подрачјето на регионот I (намалување на оптоварувањето на гранките и повисоки напони) за нормална работна состојба и критериум N-1, но не го одложуваат нужниот премин на далекуводите 110 kV во кабелски водови 110 kV помеѓу ТС СК4 и ТС Југ Нова.

8.2.4 Изградба и приклучок на ТЕТО Зајчев Рид

Исто како и во претходниот разгледуван период, за приклучокот на ТЕТО Зајчев Рид во 2040 година потребно е да се секционираат собирниците 110 kV во ТС Скопје 1 при максимално зимско оптоварување, како што е предложено во поглавјето кое ги анализира кусите врски (поглавје 0). Иако постоечката електрична централа ТЕТО излегува од погон, со изградбата на новиот ДВ 400 kV СК5 - Урошевац (Косово) и со преминот во кабелски водови, струите на куси врски во мрежата 110 kV на територијата на градот Скопје се сеуште критично високи во јазлите 110 kV СК1 и СК4, со тоа што во 2040 година струите на куси врски во јазолот 110 kV СК1 (Ik3'' 36,3 kA, Ik1'' 42,1 kA) се поголеми од струите на куси врски во јазолот 110 kV СК4 (Ik3'' 33,2 kA, Ik1'' 37,4 kA).

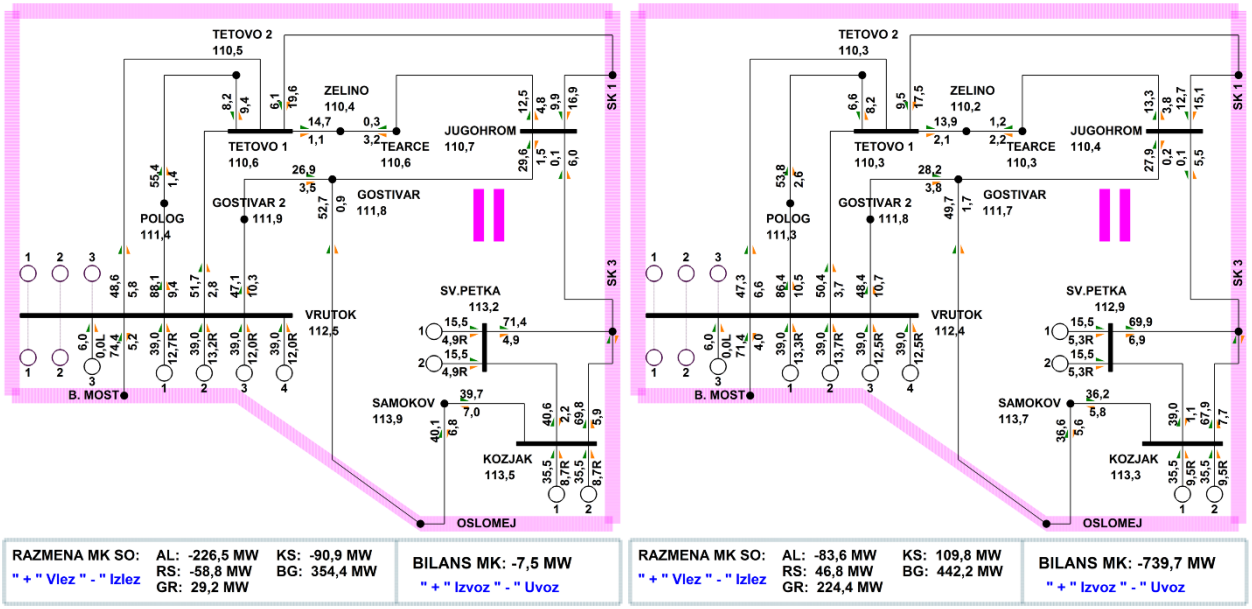
Со предложеното секционирање (поглавје 8.8, Слика 8.28) струите на куси врски во сите јазли се задоволително ниски, а максималната ангажираност на новата ТЕТО Зајчев Рид не ја загрозува сигурноста на системот согласно критериумот N-1. Дополнително, предложениот начин на секционирање овозможува вклучување и на КВ 110 kV Зајчев Рид – Централна Нова, со што се зголемува сигурноста на напојувањето на потрошувачите и евакуацијата на моќноста на ТЕТО Зајчев Рид.

8.3 II СЕВЕРО-ЗАПАДЕН РЕГИОН

Во периодот од 2030 до 2040 година во регионот II е планирана изградба на нова акумулација „Луково Поле“, која ќе го зголеми производството на целиот хидросистем Маврово за 105 GWh. Во склоп на акумулацијата ќе се изгради ХЕЦ Црн Камен (8 MW), чиј приклучок се претпоставува на среднонапонската мрежа со евакуација на моќноста во преносната мрежа преку 110 kV ТС Вруток. Во продолжение е анализирана и можноста за изградба на нова ТС 400/110 kV во регионот II.

8.3.1 Оптоварување на преносната мрежа и анализа на сигурност (N-1)

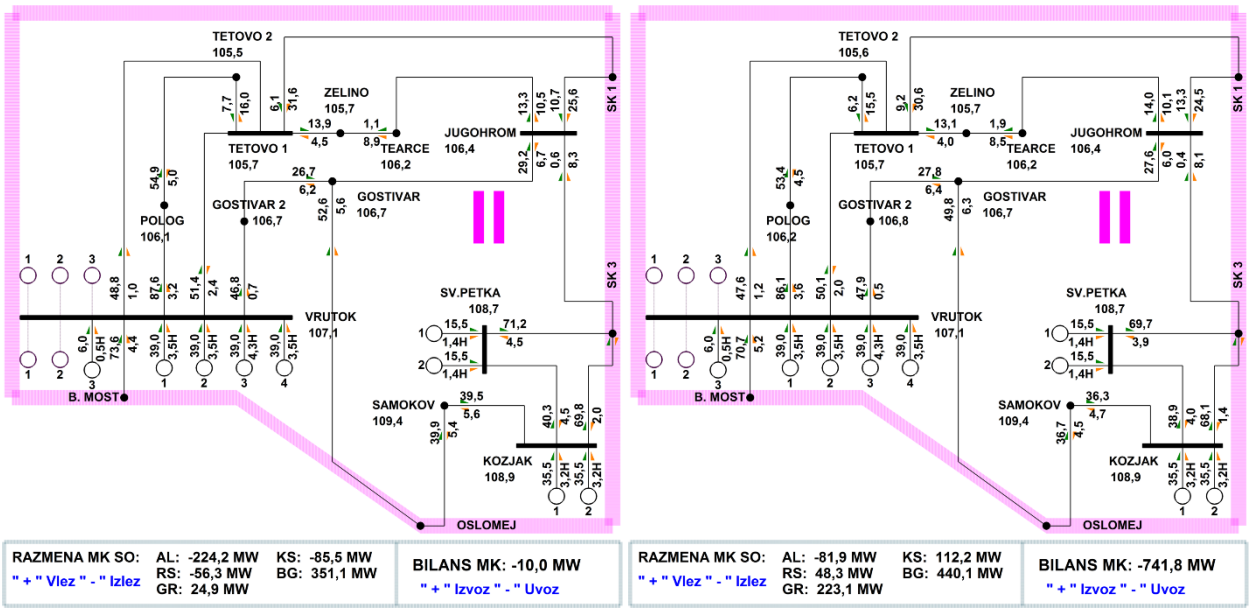
Независно од сценариото за изградба на електричните централи, оптоварувањето на сите гранки и напоните на јазлите на преносната мрежа во регионот II за нормална работна состојба се во дозволените граници. (Слика 8.9). Најоптоварена гранка во регионот II е ДВ 110 kV Вруток – Полог, која е оптоварена околу 70% за двете разгледувани сценарија. За критериумот N-1 ниту една гранка во регионот II не е високо оптоварена (преку 90%), а напоните на сите јазли 110 kV се во рамките на дозволените вредности.



Слика 8.9 РЕГИОН II – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) – 2040 година

8.3.2 Контрола на напонските прилики и регулацијата на реактивната моќност

За случајот кога електричните централи работат во режим на производство на чисто активна моќност (фактор на моќност на прагот на електричната централа ≈ 1,0), напоните на јазлите 110 kV во регионот II се пониски (106 kV на подрачјето на градот Тетово!), но сеуште се во дозволените граници за нормална работна состојба (Слика 8.10). Заради помалиот придонес на електричните централи во регулацијата на напоните, за критериумот N-1 високо се оптоваруваат ДВ 110 kV ХЕЦ Вруток - Полог (околу 90%) за случајот на испад на ДВ 110 kV ХЕЦ Вруток - Тетово 1, како и ДВ 110 kV ХЕЦ Вруток - ХЕЦ Б. Мост при испад на ХЕЦ Глобочица - Струга. Овие високи оптоварувања се гранични (околу 90% за критериум N-1) и затоа не се критични, а долгорочно можат да се надминат со вградување на спроводници со поголема трајно дозволена моќност (AAAC-Z 324 mm^2, 149 MVA) на предметните водови.



Слика 8.10 РЕГИОН II - Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) без придонес на електричните централи во регулацијата на напонот – 2040 година

8.3.3 Контролни сценарија на развојот

Сценарио со пониска стапка на пораст на оптоварувањето (Сценарио В)

Оптоварувањето на гранките и напоните на јазлите во преносната мрежа во регионот II (нормална работна состојба и критериум N-1) се во рамките на дозволените граници за сценариото В со пониска стапка на пораст на максималното зимско оптоварување во 2040 година (1792 MW).

Максимално летно оптоварување

Оптоварувањето на гранките и напоните на јазлите во преносната мрежа во регионот II (нормална работна состојба и критериум N-1) се во рамките на дозволените граници за максималното летно оптоварување во 2040 година (1801 MW).

Изградба на мали електрични централи приклучени на дистрибутивната мрежа

Освен општото позитивно влијание (помало оптоварување на гранките, поголеми напони), намалувањето на оптоварувањето на системот заради новите електрични централи на дистрибутивната мрежа нема значително влијание на преносната мрежа во регионот II.

Влажна и сува хидрологија

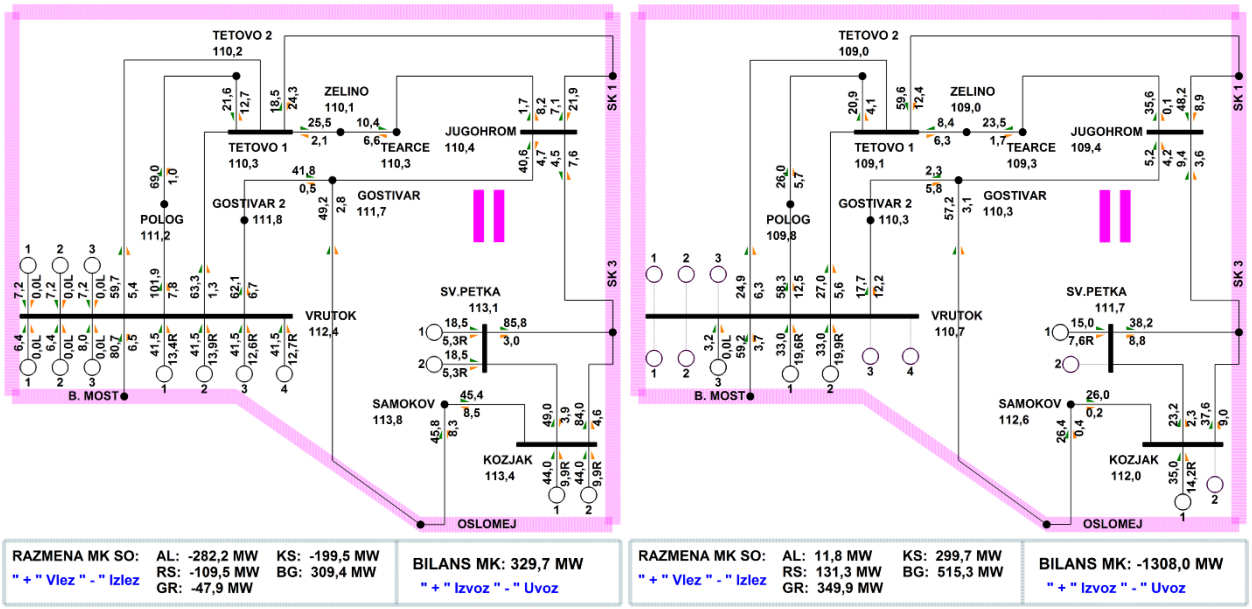
Зависно од разгледуваното сценарио за изградба на електричните централи, во периодот од 2030 до 2040 година е планирана значителна изградба на ХЕЦ: РХЕЦ/ХЕЦ Чебрен (333 MW), ХЕЦ Галиште (193 MW), ХЕЦ Црн Камен (8 MW), ХЕЦ Вардарска Долина (176,8 MW), ХЕЦ Велес (93 MW) и ХЕЦ Градец (55 MW). Вкупната инсталирана моќност на ХЕЦ во 2040 година ќе биде:

- За сценариото „јаглен, гас“ 1469 MW (зголемување од 804 MW во однос на 2030 година, односно 902 MW во однос на постоечката состојба на изграденост на ХЕЦ)
- За сценариото „зелено“ 1524 MW (зголемување од 526 MW во однос на 2030 година, односно 957 MW во однос на постоечката состојба на изграденост на ХЕЦ)

За влажна хидролошка година е претпоставена максимална ангажираност на ХЕЦ во сите региони (вкупно 1469 MW за сценариото „јаглен, гас“ и 1524 MW за сценариото „зелено“), со што се проверува можноста за евакуација на вкупната моќност на производството на сите ХЕЦ при

максимално зимско оптоварување. Анализирана е и работната состојба за сува хидрологија со намалена ангажираност на ХЕЦ (вкупно 574 MW за сценариото „јаглен, гас“ и 596 MW за сценариото „зелен“) при максимално зимско оптоварување (за сценариото „зелено“ вкупниот увоз за потребите на РМ изнесува околу 1310 MW!).

За нормална работна состојба со максимална и минимална ангажираност на ХЕЦ (влажна и сува хидрологија), оптоварувањата на гранките и напоните на јазлите на преносната мрежа во регионот II се во дозволените граници. „Потежок“ случај за преносната мрежа е максималната ангажираност на сите ХЕЦ, а најоптоварен вод во регионот II е ДВ 110 kV Врутоk - Полог (оптоварување 81%), како што е прикажано лево на сликата (Слика 8.11). Покрај високиот увоз на моќност за сува хидрологија и сценариото „зелено“ (околу 1310 MW) минималната ангажираност на ХЕЦ сепак не е критичен случај за сигурноста на работата на преносната мрежа во регионот II и затоа понатаму нема да се разгледува.



Слика 8.11 РЕГИОН II – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ и влажна хидрологија (сликата лево) и за сценарио „зелено“ и сува хидрологија (сликата десно) – 2040 година

За критериумот N-1 максималната ангажираност на сите ХЕЦ во регионот II предизвикува високо оптоварување/гранично преоптоварување на ДВ 110 kV ХЕЦ Врутоk - Полог и ДВ 110 kV ХЕЦ Врутоk - ХЕЦ Б. Мост (Табела 8.2). Граничните преоптоварувања не се карактеристични за референтните сценарија, туку за малку веројатното сценарио со максимална ангажираност на сите ХЕЦ и затоа авторите на судијата препорачуваат на ДВ 110 kV ХЕЦ Врутоk - Полог да се вградат спроводници со поголема трајно дозволена моќност (AAAC-Z 324 mm^2, 149 MVA), кога природно заради старост треба да се реконструира предметниот вод.

Решението на проблемот со преоптоварувањето на ДВ 110 kV ХЕЦ Врутоk - ХЕЦ Б. Мост е анализирано претходно во студијата, а вклучува или вградување на спроводници со поголема трајно дозволена моќност (AAAC-Z 324 mm^2, 149 MVA) или изградба на двосистемски вод 110 kV ХЕЦ Врутоk - ХЕЦ Шпиље со воведување на една тројка 110 kV во ХЕЦ Б. Мост (формирање триаголник 110 kV ХЕЦ Шпиље - ХЕЦ Б. Мост - ХЕЦ Врутоk). Како и претходно, заради малата веројатност на појавата, решението е оправдано да се примени кога природно ќе дојде времето за реконструкција на водот.

Сепак, доколку трошоците за редиспечинг на ХЕЦ би биле значителни, тогаш решението на проблемот е оправдано да се примени и пред да дојде времето (заради старост!) за реконструкција на предметните водови.

Табела 8.2 РЕГИОН II - Резултати од анализата на сигурноста (N-1) при максимално зимско преоптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ со максимална ангажираност на ХЕЦ (влажна хидрологија) – 2040 година

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Опт. [%] или Напон [kV] "јаглен, гас"	"зелено"
ДВ 110 kV SK3 - HE Kozjak	ДВ 110 kV SK3 - HE Sv. Petka	157 MVA	97%	95%
ДВ 110 kV SK3 - HE Sv. Petka	ДВ 110 kV SK3 - HE Kozjak	149 MVA	91%	89%
ДВ1 110 kV HE Vrutok - Tetovo 1	ДВ 110 kV HE Vrutok - Polog	123 MVA	**102%**	**101%**
ДВ2 110 kV HE Vrutok - Tetovo 1		123 MVA	**101%**	99%
ДВ 110 kV HE Vrutok - Gostivar 2		123 MVA	94%	93%
ДВ 110 kV HE Globočica – Struga	ДВ 110 kV HE Vrutok - Polog	123 MVA	93%	92%
	ДВ 110 kV HE Vrutok - HE B.Most	123 MVA	**103%**	**102%**

8.3.4 Изградба на нова ТС 400/110 kV во регионот II

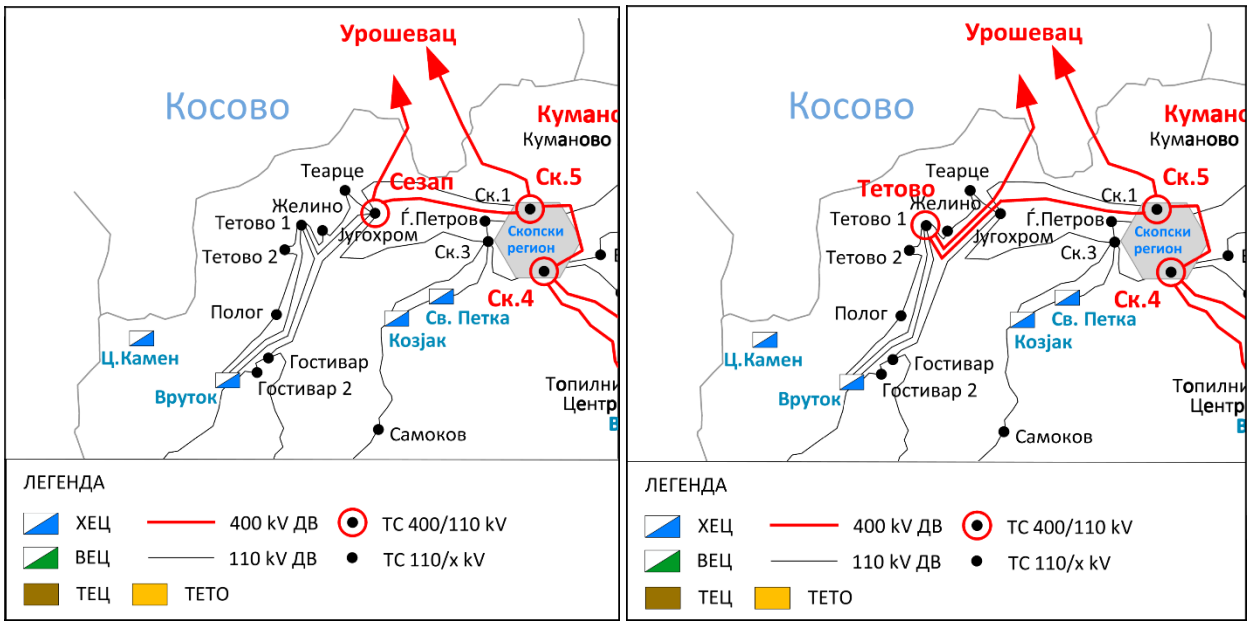
За потребите на студијата е претпоставена изградба на втор ДВ 400 kV Скопје 5 - Урошевац (Косово). Во рамките на изградбата на новиот вод 400 kV, начелно е разгледана можноста за изградба на нова ТС 400/110 kV во регионот II. При максимално оптоварување на системот во 2040 година (без придонес на електричните централи во регулацијата на напоните) напоните во регионот II изнесуваат околу 106 kV, а за критериумот N-1 (испад на ДВ 110 kV СК1 - Тетово 1) се приближуваат на вредности околу 100 kV. Со зголемување на оптоварувањето на системот, електричните централи треба активно да учествуваат во регулацијата на напоните или треба да се вградат компензациони уреди и/или да се изгради нов јазол 400/110 kV.

За изградбата на новата ТС 400/110 kV, претпоставена е изградба на едноставна ТС со еден ТР 400/110 kV со моќност 300 MVA. Заради просторно планските ограничувања, претпоставено е дека не може да се изгради нов вод 400 kV преку Шар Планина.

Во студијата е разгледани две опции за изградбата на ТС 400/110 kV во регионот II (Слика 8.12):

- Изградба на ТС 400/110 kV Сезап (1 x 300 MVA), која на мрежата 400 kV ќе се приклучи преку новиот ДВ 400 kV СК5 – Урошевац, додека на мрежата 110 kV ќе се приклучи во 110 kV ТС Југохром. За изградбата на новиот вод 400 kV помеѓу 400 kV ТС Скопје 5 и ТС Сезап ќе се искористи трасата на постоечкиот ДВ 110 kV СК1 - Тетово 1 (ХЕЦ Врутok) со формирање на нов ДВ 110 kV Југохром - Тетово 1.

- Изградба на ТС 400/110 kV Тетово (1 x 300 MVA), која на мрежата 400 kV ќе се приклучи преку новиот ДВ 400 kV СК5 - Урошевац додека на мрежата 110 kV ќе се приклучи во 110 kV ТС Тетово 1. За изградбата на новиот вод 400 kV помеѓу 400 kV ТС Скопје 5 и ТС Тетово ќе се искористи трасата на постоечкиот ДВ 110 kV СК1 - Тетово 1 (ХЕЦ Врутok).

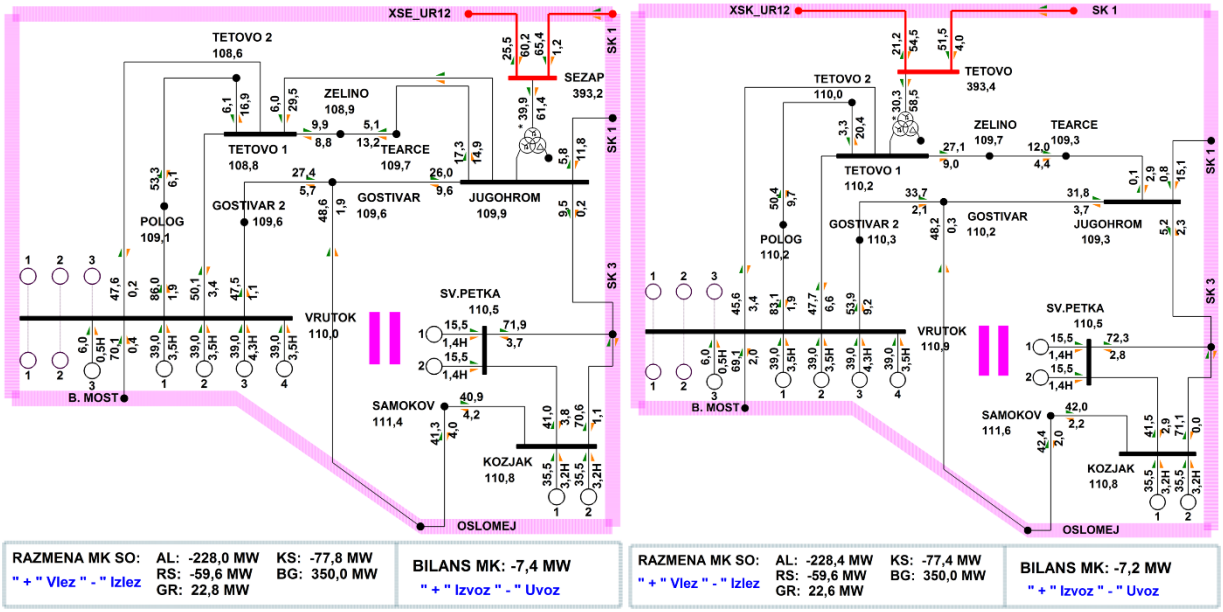


Слика 8.12 Варијанти за изградбата на новата ТС 400/110 kV во регионот II

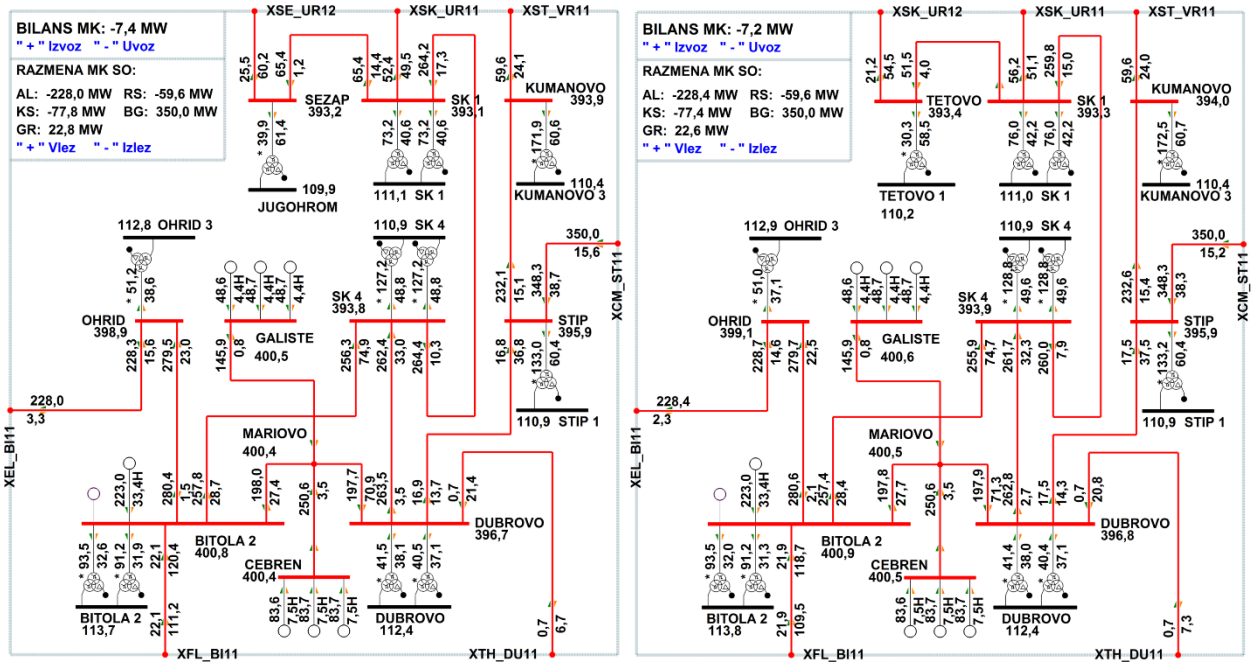
Општо, активното оптоварување на новите ТС 400/110 kV во регионот II не е значително и изнесува од 30 MW до 40 MW за врвното оптоварување на системот, па затоа нема ни значителни промени во оптоварувањето на регионалните водови 110 kV. Изградбата на новите ТС 400/110 kV има значително позитивно влијание на напонските прилики на целото подрачје и вкупно намалување на загубите (околу 5%), со тоа што заради близината на потрошувачите (градот Тетово) и 400/110 kV трансформацијата, напоните се поповолни за варијантата со изградба на ТС ТС 400/110 kV Тетово.

Проблемот на пониски напони во регионот II може да се реши и независно од изградбата на новата ТС 400/110 kV (пример со вградување на компензациони уреди), но треба да се разгледа концептот на развојот во кој покрај изградбата на новиот вод 400 kV, истовремено ќе се изгради и нова ТС 400/110 kV, како што е на пример изградбата на ТС 400/110 kV Охрид и ДВ 400 kV Битола 2 - Охрид - Елбасан (Албанија). Таков концепт, доколку за него има долгорочна потреба, би бил и финансиски оправдан, со оглед што трошокот за изградба на два објекти во еден пакет е помал од трошокот за изградба на два поединечни објекти во етапи.

Варијантата на изградба на ТС 400/110 kV Тетово би можела да биде потешка за реализација со оглед на близината на градот и просторно планските ограничувања, а истовремено и од аспект на трошоците е поскапа, бидејќи треба да се изгради сса 10 km долг двосистемски вод 400 kV во однос на варијантата со ТС 400/110 kV Сезап. Влијанието на изградбата на новите ТС 400/110 kV во регионот II, прикажано е на сликите (Слика 8.15, Слика 8.16).



Слика 8.13 РЕГИОН II – Влијание на изградбата на новите ТС 400/110 kV на тековите на моќности и напонските прилики при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценариото „јаглен, гас“, без придонес на електричните централи во регулацијата на напоните - 2040 година



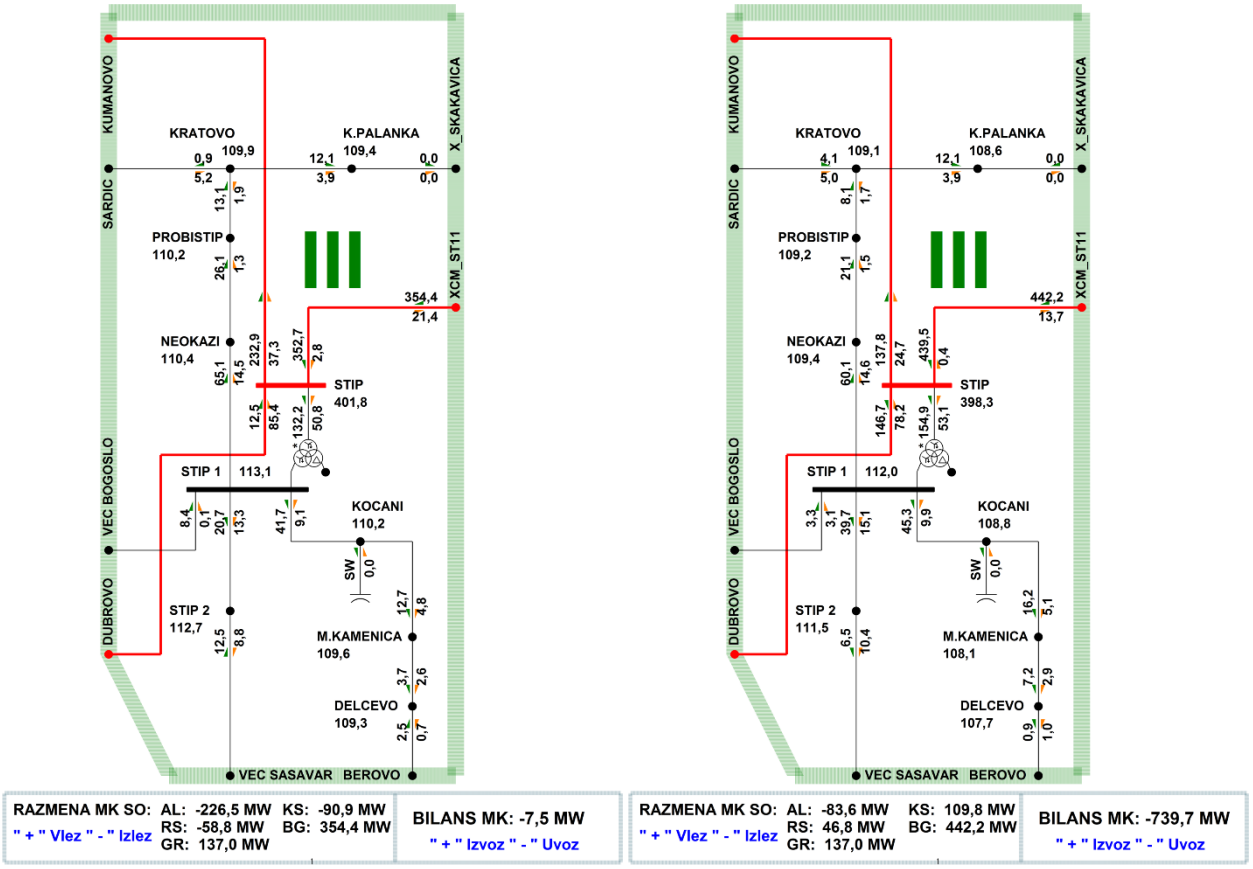
Слика 8.14 РЕГИОН II – Влијание на изградбата на новите ТС 400/110 kV на тековите на моќности и напонските прилики при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценариото „јаглен, гас“, без придонес на електричните централи во регулацијата на напоните - 2040 година

8.4 III СЕВЕРО-ИСТОЧЕН РЕГИОН

Во периодот од 2030 до 2040 година во регионот III не е планирана изградба на нови објекти во преносната мрежа.

8.4.1 Оптоварување на преносната мрежа и анализа на сигурноста (N-1)

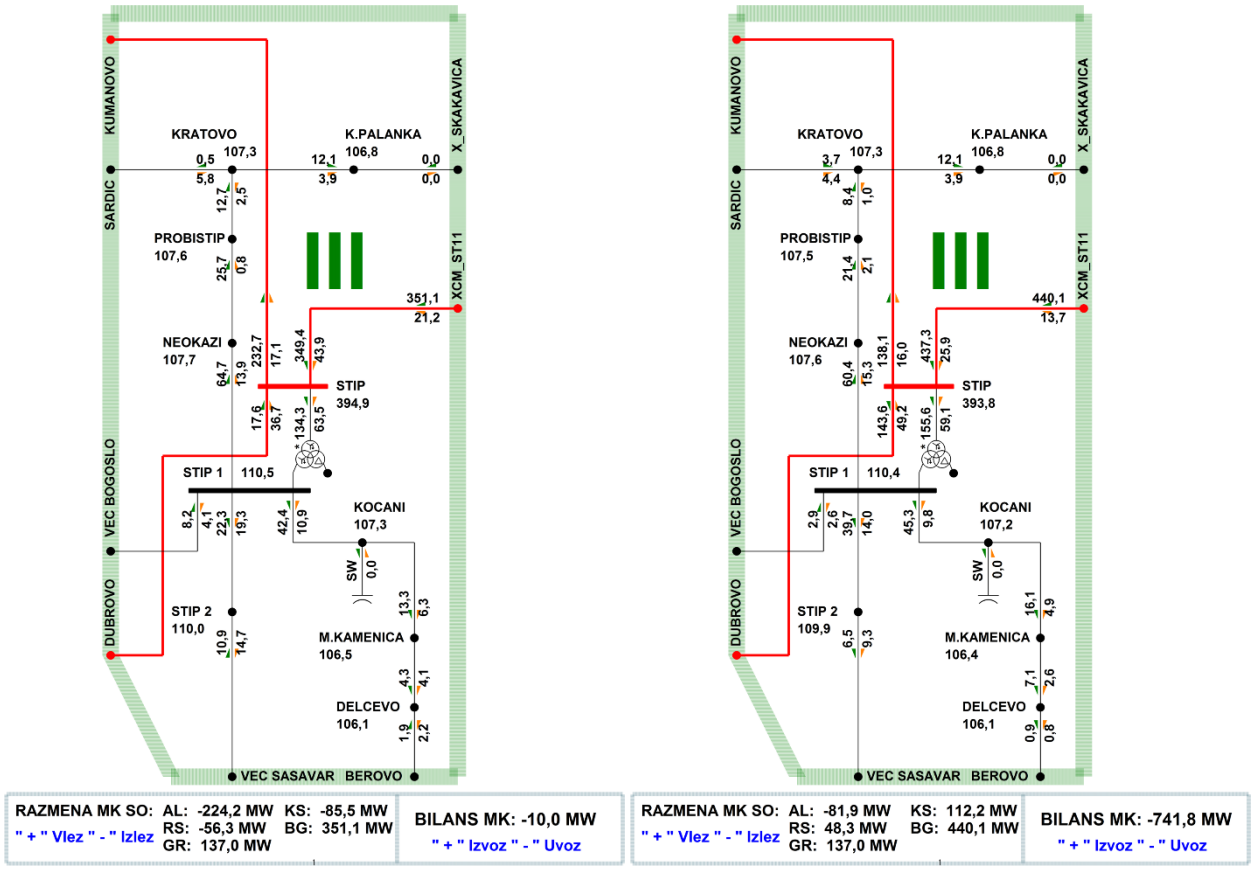
Независно од изградбата на електричните централи, за нормална работна состојба оптоварувањето на сите гранки и напоните на јазлите во регионот III од преносната мрежа се во дозволените граници (Слика 8.15). Најоптоварена гранка во регионот III е ТР 400/110 kV во ТС Штип (55% за сценариото „зелено“). За критериумот N-1, единствено испадот на ДВ 110 kV Неокази - Штип 1 предизвикува гранично ниски напони (99 kV) во 110 kV ТС Неокази и ТС Пробиштип, што може да се елиминира со активирање на компензацијата во 110 kV ТС Сардич (25 Mvar) и/или со промена на преносниот однос на ТР 400/110 kV во ТС Куманово.



Слика 8.15 РЕГИОН III – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) - 2040 година

8.4.2 Контрола на напонските прилики и регулација на реактивната моќност

За случајот кога електричните централи во остатокот на системот работат во режим на производство на чисто активна моќност (фактор на моќност на прагот на централите ≈ 1,0), напоните на јазлите 110 kV во регионот III се во дозволените граници за нормална работна состојба (Слика 8.16). За случајот на испад на ДВ 110 kV Неокази - Штип 1 (критериум N-1) треба да се користат диспечерски мерки (компензација во 110 kV ТС Сардич и со промена на преносниот однос на ТР 400/110 kV во ТС Куманово), за напоните да се сведат во дозволените граници. Се препорачува директниот потрошувач Кранфилд да ја компензира својата реактивна потрошувачка на местото на приклучок, со што се надминува проблемот со многу ниските напони во регионот III за критериумот N-1.



Слика 8.16 РЕГИОН III – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) без придонес на електричните централи во регулација на напоните - 2040 година

8.4.3 Контролни сценарија на развојот

Сценарио со пониска стапка на пораст на оптоварувањето (Сценарио В)

Доколку во 2040 година оптоварувањето на системот биде на ниво 1800 MW (Сценарио В), тогаш нема да дојде до загрозување на напоните во 110 kV ТС Неокази и ТС Пробиштип (критериум N-1), што е карактеристично за сценариото А.

Максимално летно оптоварување

Како и претходно, многу ниските напони во регионот III се карактеристични само при испад на ДВ 110 kV Неокази - Штип 1. Со диспечерски мерки проблемот може да се реши, а доколку директниот потрошувач Кранфилд ја компензира својата реактивна потрошувачка на местото на приклучок, тогаш проблемот со многу ниските напони (критериум N-1) не е присутен ниту за максималното летно оптоварување за 2040 година.

Изградба на мали електрични централи приклучени на дистрибутивната мрежа

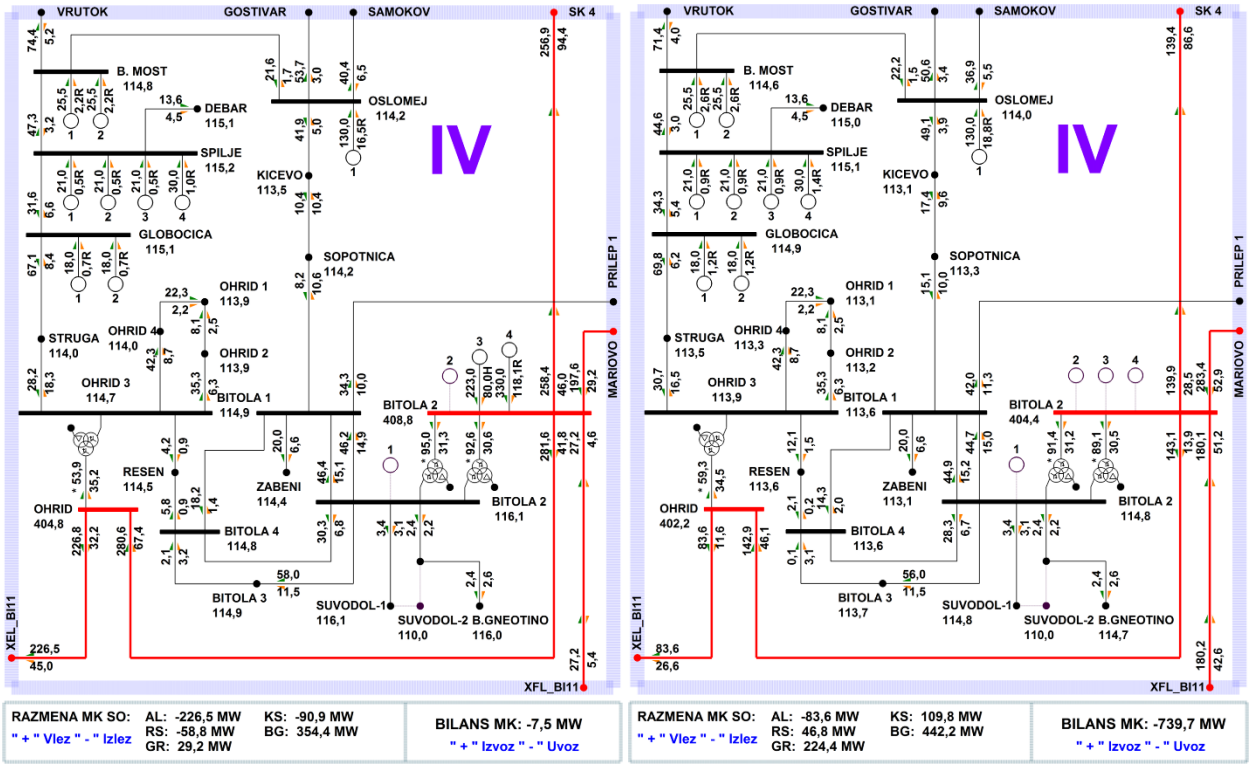
Намалувањето на оптоварувањето на системот заради новите електрични централи на дистрибутивната мрежа има позитивно влијание на напоните во регионот III, но не ги елиминира многу ниските напони за претходно опишаниот критериум N-1.

8.5 IV ЈУГО-ЗАПАДЕН РЕГИОН

Во периодот од 2030 до 2040 година во регионот IV не е планирана изградба на нови објекти во преносната мрежа.

8.5.1 Оптоварување на преносната мрежа и анализа на сигурноста (N-1)

Независно од сценариото за изградба на електричните централи, за нормална работна состојба оптоварувањето на сите гранки и напоните на јазлите во регионот IV од преносната мрежа се во дефинираните граници (Слика 8.17). Заради евакуацијата на производството на ХЕЦ, најоптоварена гранка во регионот IV е ДВ 110 kV ХЕЦ Врутok - ХЕЦ Б. Мост (оптоварување 59%).

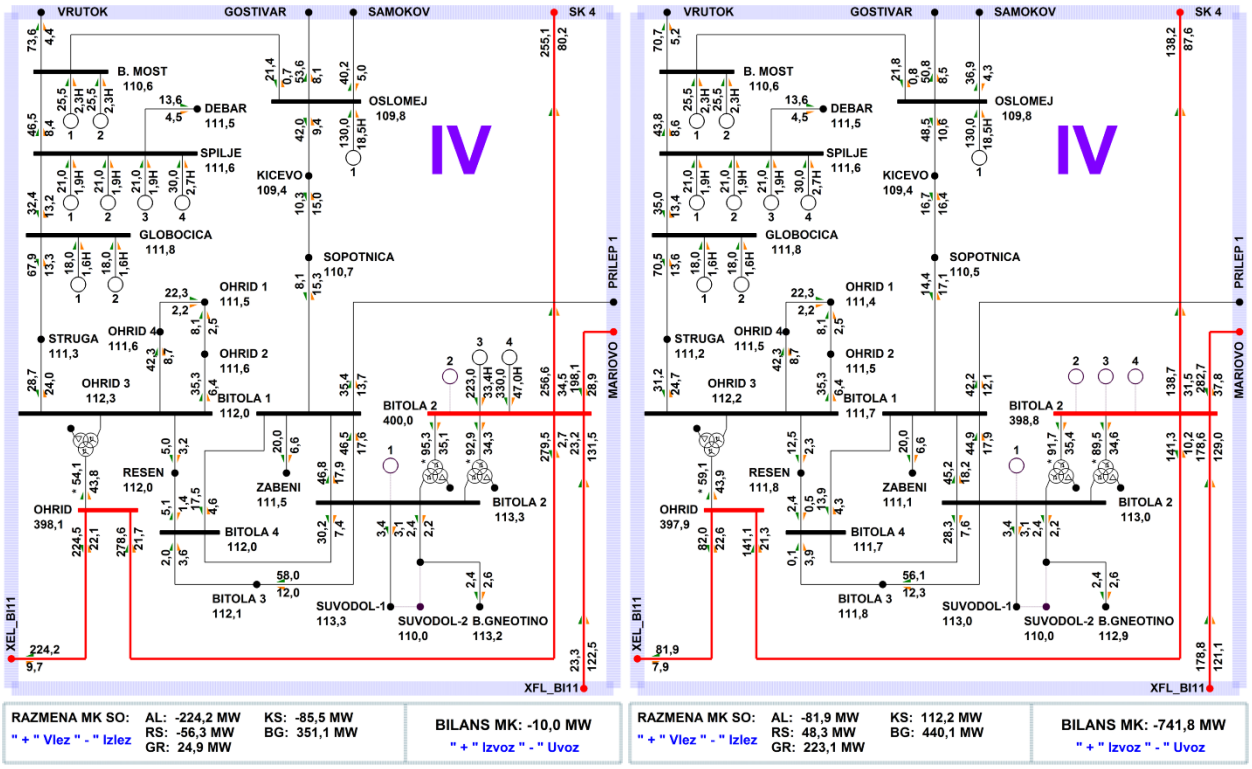


Слика 8.17 РЕГИОН IV – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) – 2040 година

Независно од сценариото за изградба на електричните централи, во регионот IV нема критични испади (критериум N-1) кои предизвикуваат преоптоварување во мрежата, а сите напони на јазлите се во дозволените граници.

8.5.2 Контрола на напонските прилики и регулацијата на реактивната моќност

За случајот кога електричните централи работат во режим на производство на чисто активна моќност (фактор на моќност на прагот на централите ≈ 1,0), оптоварувањата на гранките и напоните на јазлите 110 kV во регионот IV се во дозволените граници за нормална работна состојба (Слика 8.18). Заради помалиот придонес на електричните централи во регулацијата на напоните, за критериумот N-1 високо се оптоварува ДВ 110 kV ХЕЦ Шпиље - ХЕЦ Б. Мост - ХЕЦ Врутok (околу 90%) за случајот на испад на ДВ 110 kV ХЕЦ Глобочица – Струга, а важи и обратното. Наведените високи преоптоварувања се гранични (околу 90% за критериумот N-1) и затоа не се критични, а долгорочно можат да се надминат со вградување на спроводници со поголема трајно дозволена моќност (AAAC-Z 324 mm^2, 149 MVA) на споменатите водови.



Слика 8.18 РЕГИОН IV – Текови на моќности и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (слика лево) и „зелено“ (слика десно) без придонесот на електричните централи во регулацијата на напоните - 2040 година

8.5.3 Контролни сценарија на развојот

Сценарио со пониска стапка на пораст на оптоварувањето (Сценарио В)

Високите оптоварувања на водовите (критериум N-1) во регионот IV, без придонесот на електричните централи во регулацијата на напоните, последица се на евакуацијата на производството на ХЕЦ и затоа сценариото со пониската стапка на пораст на оптоварувањето (Сценарио В) нема влијание на промената на главните резултати во регионот IV за критериумот N-1.

Максимално летно оптоварување

Оптоварувањето на сите гранки и напоните на јазлите во преносната мрежа во регионот IV за нормална работна состојба и критериум N-1 при максимално летно оптоварување се во рамките на дозволените вредности за сите разгледувани сценарија.

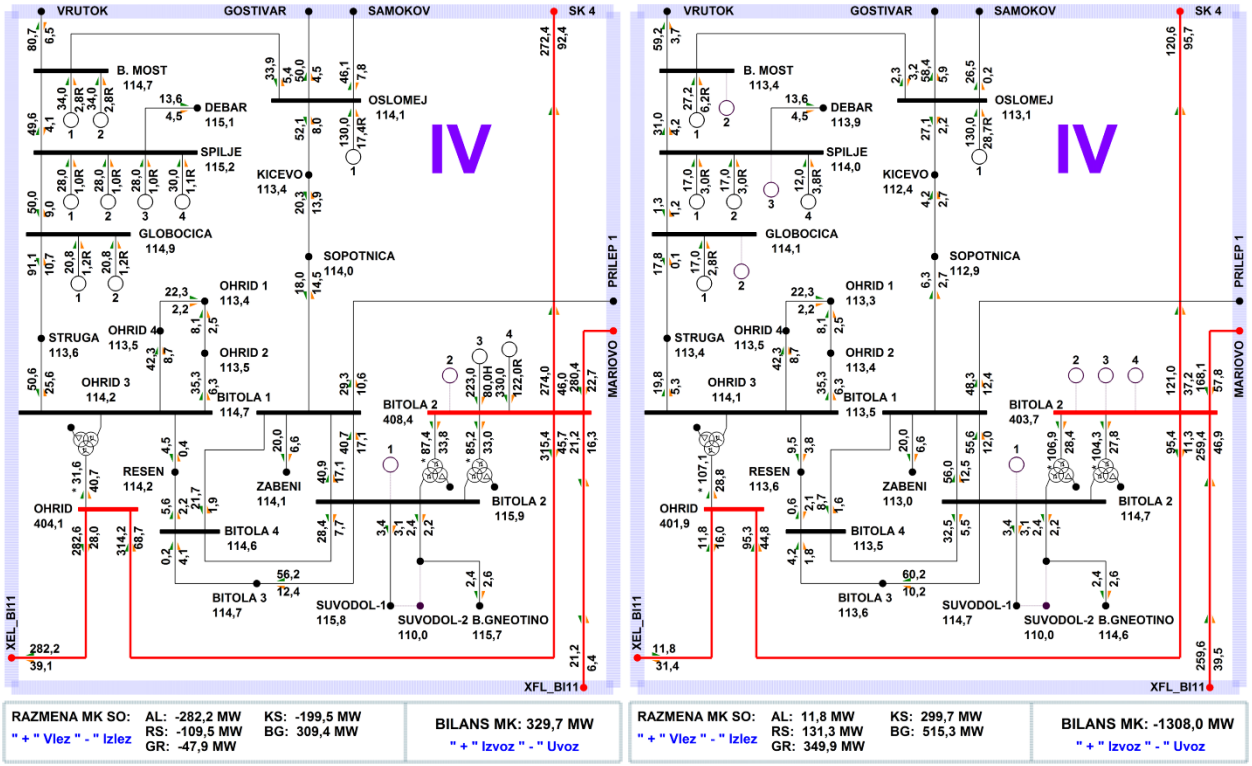
Изградба на мали електрични централи приклучени на дистрибутивната мрежа

Освен општото позитивно влијание (помало оптоварување на гранките, поголеми напони), намалувањето на оптоварувањето на системот заради новите електрични централи на дистрибутивната мрежа нема значително влијание на регионот IV.

Влажна и сува хидрологија

За влажна хидролошка година е претпоставена максимална ангажираност на ХЕЦ во сите региони (вкупно 1469 MW за сценариото „јаглен, гас“ и 1524 MW за сценариото „зелено“) додека за сува хидрологија е претпоставена намалена ангажираност на ХЕЦ (вкупно 574 MW за сценариото „јаглен, гас“ и 596 MW за сценариото „зелено“).

За нормална работна состојба со максимална и минимална ангажираност на ХЕЦ (влажна и сува хидрологија), оптоварувањето на гранките и напоните на јазлите во преносната мрежа во регионот IV се во дозволените граници. „Потежок“ случај за преносната мрежа е максималната ангажираност на ХЕЦ, а најоптоварен вод во регионот IV е ДВ 110 kV ХЕЦ Глобочица - Струга (оптоварување 71%) како што е прикажано на сликата лево (Слика 8.19). Покрај високиот увоз за сува хидрологија и сценарио „зелено“ (околу 1310 MW) , сепак минималната ангажираност на ХЕЦ не е критичен случај за сигурноста на преносната мрежа во регионот IV и затоа натаму нема да се разгледува.



Слика 8.19 РЕГИОН IV - Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценариото „јаглен, гас“ и влажна хидрологија (слика лево) и за сценарио „зелено“ и сува хидрологија (слика десно) - 2040 година

Преоптоварувањата во регионот IV за максимална ангажираност на ХЕЦ (критериум N-1) се последица на евакуацијата на моќноста на ХЕЦ, па затоа резултатите се скоро исти како и за 2030 година (без тенденција на пораст на оптоварувањата). Преоптоварувањата се меѓусебно условени за две врски 110 kV: ДВ 110 kV ХЕЦ Шпиље - Б. Мост - ХЕЦ Вруток и ДВ 110 kV ХЕЦ Глобочица - Струга (Табела 8.3). Како и претходно, се предлага на критичните водови 110 kV да се вградат спроводници со поголема трајно дозволена моќност (минимум AAAC-Z 324 mm2, 149 MVA), но кога за тоа ќе дојде природно време за реконструкција на споменатите водовите заради старост. Доколку трошоците за редиспечинг на електричните централи би биле значителни, тогаш е оправдано предвременото вградување на спроводниците со поголема трајно дозволена моќност, како што е претходно објаснето (поглавје за регионот IV за 2030 година).

Табела 8.3 РЕГИОН IV - Резултати од анализата на сигурност (N-1) при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ при максимална ангажираност на ХЕЦ - 2040 година

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување [MVA] или [kV]	Опт. [%] или Напон [kV] "јаглен, гас"	"зелено"
ДВ 110 kV HE Globočica - Struga	ДВ 110 kV HE Špilje - HE B.Most	123 MVA	**110%**	**110%**
	ДВ 110 kV HE Vrutok - HE B.Most	123 MVA	**103%**	**102%**
ДВ 110 kV HE Špilje - HE B.Most	ДВ 110 kV HE Globočica - Struga	123 MVA	**110%**	**110%**
ДВ 110 kV HE Vrutok - HE B.Most	ДВ 110 kV HE Globočica - Struga	123 MVA	94%	95%

8.6 V ЦЕНТРАЛЕН РЕГИОН

Во периодот од 2030 до 2040 година во регионот V и регионот VI е планирана изградба на значителен број на нови електрични централи. Во регионот V за сценариото „јаглен, гас“ е предвидена изградба на РХЕЦ Чебрен (333 MW) и ХЕЦ Галиште (193 MW), заедно со разводната постројка 400 kV Мариово и водовите за приклучок ДВ 400 kV Мариово - РХЕЦ Чебрен (должина ≈ 1,5 km, ACSR 2x490/65 mm^2, 1330 MVA) и ДВ 400 kV Мариово - ХЕЦ Галиште (должина ≈ 1,0 km, ACSR 2x490/65 mm^2, 1330 MVA). За сценариото „зелено“, акумулационата ХЕЦ Чебрен е изградена во претходната 2030 година, а дополнително е предвидена изградба на ХЕЦ Галиште (193 MW), заедно со водот за приклучок 400 kV.

Двете сценарија за изградба на електричните централи претпоставуваат изградба на ХЕЦ Велес (93 MW), која ќе се приклучи на постоечката 110 kV ТС Велес, како и изградба на проектот „Вардарска Долина“, кој опфаќа десет „помали“ проточни ХЕЦ на реката Вардар, од кои седум се наоѓаат во регионот V, а три во регионот VI. Предлогот за приклучок на ХЕЦ од проектот „Вардарска Долина“ е наведен во табелата (Табела 8.4), а претпоставува приклучок на среднонапонската и/или високонапонската страна на постоечките ТС 110 kV, како и на две нови ТС 110 kV во рамките на ХЕЦ Градско и ХЕЦ Ѓавато. Предложениот начин на приклучок е изведен за потребите на студијата, а конечниот начин за приклучок на ХЕЦ од проектот „Вардарска Долина“ ќе се дефинира во идните студии за приклучок.

Табела 8.4 Предлог приклучок[14] за ХЕЦ од проектот „Вардарска долина“ на електроенергетската мрежа

ХЕЦ		Пресметана инсталирана моќност (MW)	Приклучок/јазол за евакуација на моќноста на ХЕЦ во преносната мрежа	Регион
"ВАРДАРСКА ДОЛИНА"	БАБУНА	17,3	ТС Велес 2	Регион V
	ЗГРОПОЛЦИ	16,9	ТС Згрополци	
	ГРАДСКО	16,9	110 kV ХЕЦ Градско	
	КУКУРЕЧАНИ	16,9		
	КРИВОЛАК	16,9	ТС Неготино	
	ДУБРОВО	16,9	ТС Дуброво	
	Д. КАПИЈА	24,4		
	МИЛЕТКОВО	16,7	ТС Валандово	Регион VI
	ЃАВАТО	16,7	110 kV ХЕЦ Ѓавато	
	ГЕВГЕЛИЈА	16,6		
ВКУПНО (MW)		176,2		

8.6.1 Оптоварување на преносната мрежа и анализа на сигурноста (N-1)

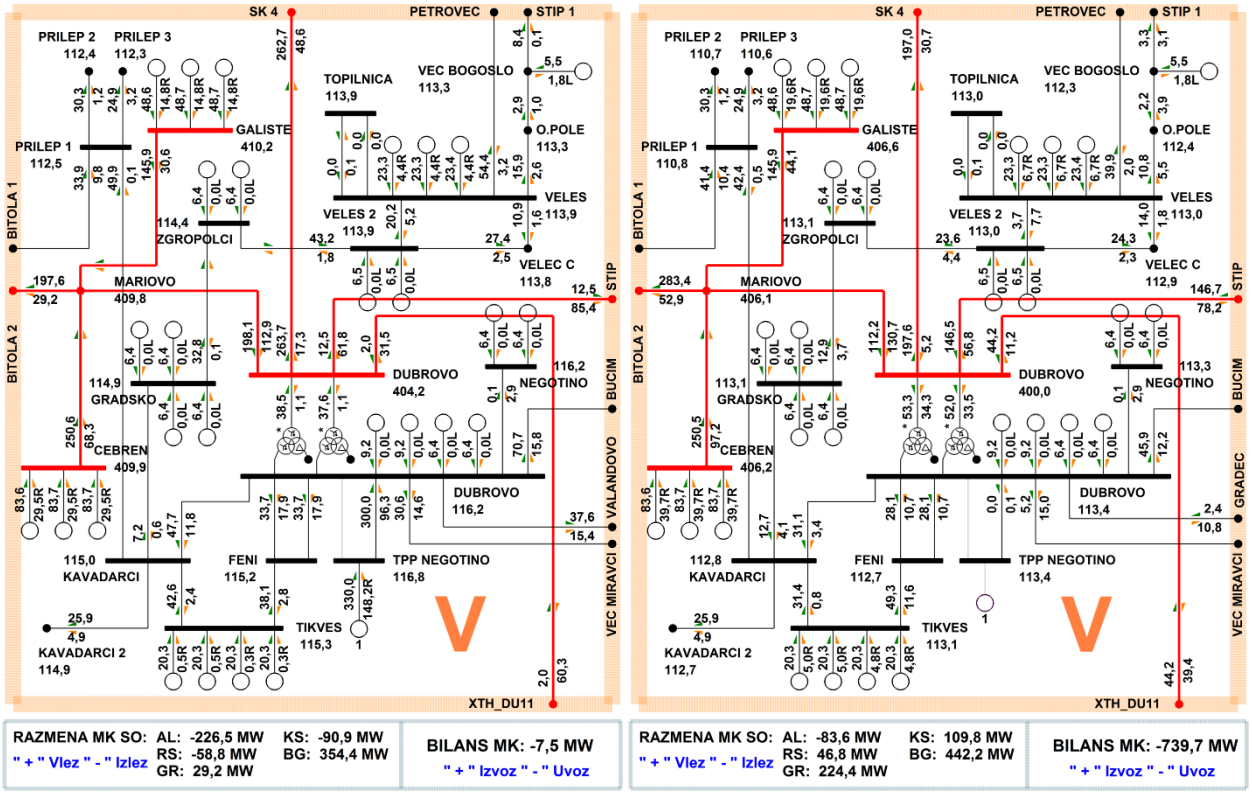
Независно од сценариото за изградба на електричните централи, за нормална работна состојба, оптоварувањето на сите гранки и напоните на јазлите во преносната мрежа во регионот V од преносната мрежа се во дозволените граници (Слика 8.20). Најоптоварена гранка во регионот V е ДВ 110 kV Дуброво - Бучим (56% за сценариото „јаглен, гас“ и 38% за сценариото „зелено“). Резултатите за анализата на сигурност за регионите V и VI се прикажани заедно, заради значителното меѓусебно влијание. (Табела 8.5).

[14] Предлог приклучокот авторите го изработија за потребите на студијата, а конечниот начин на приклучување на ХЕЦ од проектот „Вардарска долина“ ќе се дефинира со идна студија за приклучок.

Табела 8.5 РЕГИОН V и РЕГИОН VI – Резултати од анализата на сигурноста (N-1) при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ - 2040 година

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување	Опт. [%] или Напон [kV]	
		[MVA] или [kV]	"јаглен, гас"	"зелено"
ДВ 110 kV Valandovo - Strumica 2	ДВ 110 kV Dubrovo - Bučim	123 MVA	94%	75%
	ДВ 110 kV Bučim - Radoviš	123 MVA	101%	98%
ТР 400/110 kV во ТС Штип	ДВ 110 kV Dubrovo - Bučim	123 MVA	91%	77%

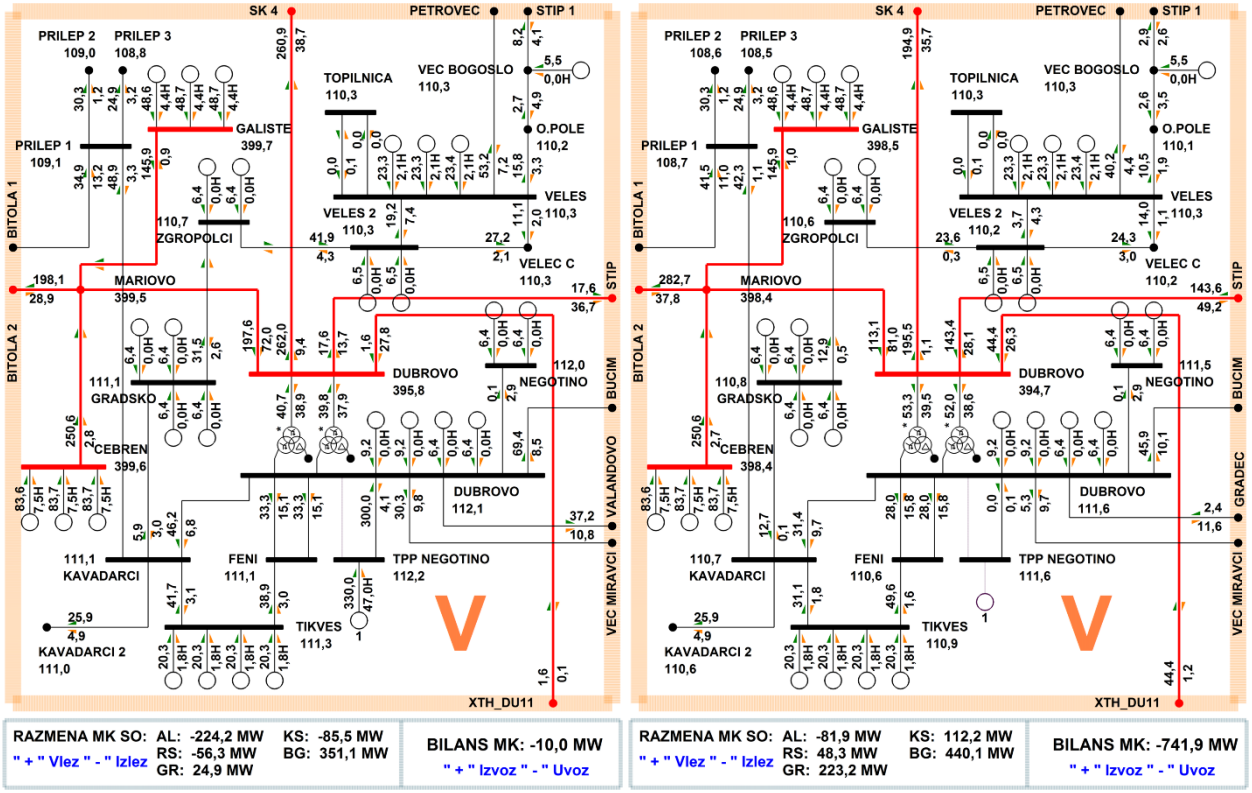
Испадот на ДВ 110 kV Валандово - Струмица 2 е критичен за регионот V и регионот VI, а решението на проблемот зависи од сценариото за изградба на електричните централи („јаглен, гас“ или „зелено“). За референтното сценарио „јаглен, гас“ минимално е потребно вградување на спроводници со поголема трајно дозволена моќност на ДВ 110 kV Бучим - Радовиш и ДВ 110 kV Дуброво – Бучим за да се остане на страната на сигурност, додека за сценариото „зелено“ потребна е изградба на ДВ 110 kV Валандово - Струмица 1 за да се обезбеди евакуацијата на моќноста на локалните ХЕЦ и ВЕЦ, како што е анализирано во следното поглавје (регион VI). Високо оптоварување на ДВ 110 kV Дуброво – Бучим (критериум N-1) е карактеристично само за сценариото „јаглен, гас“, заради приклучокот на ТЕЦ Неготино на мрежата 110 kV. Доколку ТЕЦ Неготино би се приклучила на мрежата 400 kV, споменатото високо оптоварување не би било случај и не би било потребно вградување на спроводници со поголема трајно дозволена моќност.



Слика 8.20 РЕГИОН V – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) – 2040 година

8.6.2 Контрола на напонските прилики и регулација на реактивна моќност

За случајот кога електричните централи работат во режим на производство на чисто активна моќност (фактор на моќност на прагот на електричните централи ≈ 1,0), напоните на јазлите 110 kV во регионот V се во дозволените граници за нормална работна состојба (Слика 8.21). Резултатите за анализата на сигурноста се исти како што е претходно наведено во табелата.



Слика 8.21 РЕГИОН V – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) без придонесот на електричните централи во регулацијата на напоните – 2040 година

8.6.3 Контролни сценарија на развојот

Сценарио со пониска стапка на пораст на оптоварувањето (Сценарио В)

За сценариото со пониска стапка на оптоварувањето (Сценарио В), испадот на ДВ 110 kV Валандово - Струмица 2 не предизвикува високо оптоварување на ДВ 110 kV Дуброво – Бучим, туку споменатиот вод се оптоварува околу 80%. Исто така, при испадот на ТР 400/110 kV во ТС Штип, ДВ 110 kV Дуброво - Бучим се оптоварува 72%, па затоа не е потребно вградување на спроводници со поголема трајно дозволена моќност.

Максимално летно оптоварување

Оптоварувањето на сите гранки и напоните на јазлите во преносната мрежа во регионот V за нормална работна состојба и критериум N-1 при максимално летно оптоварување се во дозволените граници за сите разгледувани сценарија.

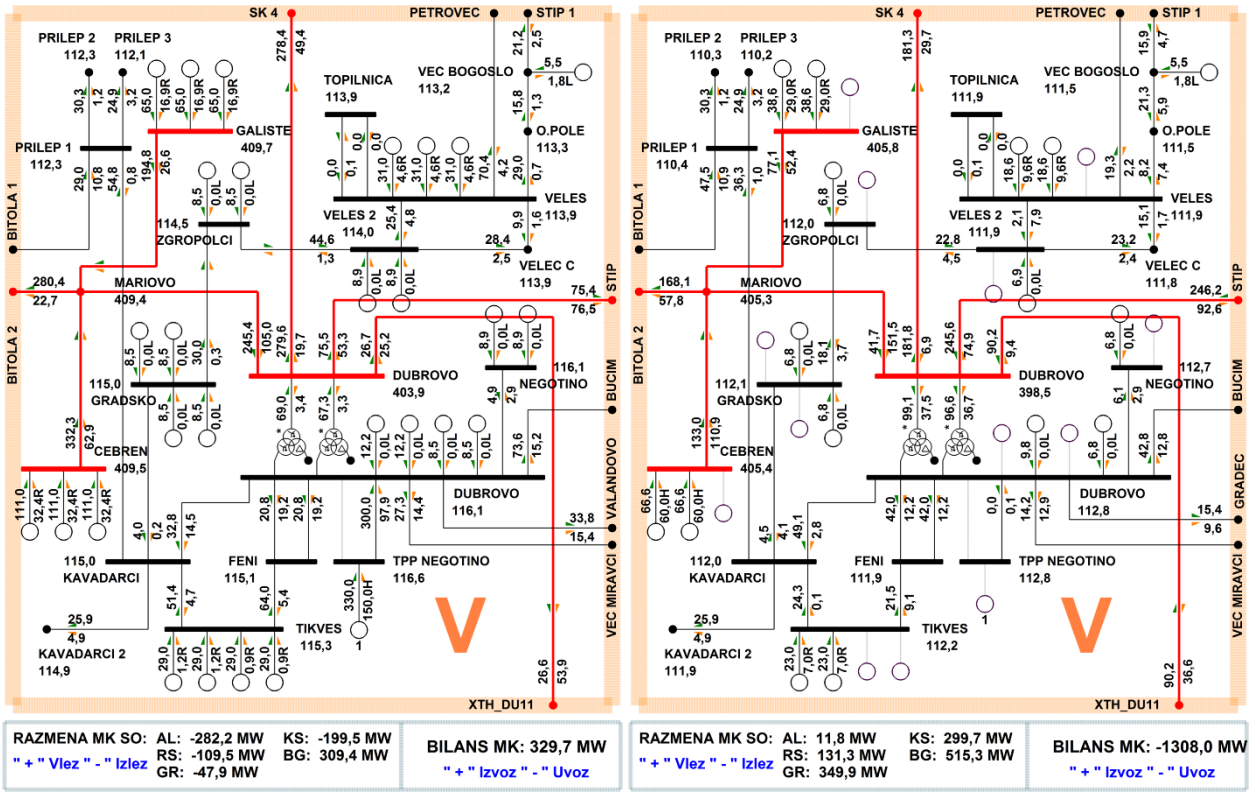
Изградба на мали електрични централи приклучени на дистрибутивната мрежа

Намалувањето на оптоварувањето на системот заради новите електрични централи на дистрибутивната мрежа, позитивно делува на намалување на оптоварувањето на ДВ 110 kV Дуброво - Бучим (критериум N-1).

Влажна и сува хидрологија

За влажна хидролошка година е претпоставена максимална ангажираност на ХЕЦ во сите региони (вкупно 1469 MW за сценариото „јаглен, гас“ и 1524 MW за сценариото „зелено“), додека за сува хидрологија е претпоставена намалена ангажираност на ХЕЦ (вкупно 574 MW за сценариото „јаглен, гас“ и 596 MW за сценариото „зелено“).

За нормална работна состојба со максимална и минимална ангажираност на ХЕЦ (влажна и сува хидрологија), оптоварувањето на гранките и напоните на јазлите во преносната мрежа во регионот V се во дозволените граници. Најоптоварен вод 110 kV во регионот V е ДВ 110 kV Дуброво - Бучим (оптоварување 58% за сценариото „јаглен, гас“), како што е прикажано на сликата лево (Слика 8.22).



Слика 8.22 РЕГИОН IV - Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценариото „јаглен, гас“ и влажна хидрологија (слика лево) и за сценарио „зелено“ и сува хидрологија (слика десно) - 2040 година

При максималната ангажираност на ХЕЦ, дополнително се зголемува високото оптоварување на ДВ 110 kV Дуброво - Бучим во регионот V за случајот на испад на ДВ 110 kV Валандово - Струмица 2, но само за сценариото „јаглен, гас“ (Табела 8.6). Со оглед што високото оптоварување на ДВ 110 kV Дуброво - Бучим (критериум N-1) е присутно и за референтното сценарио, се препорачува за сценариото „јаглен, гас“ на него да се вградат спроводници со поголема трајно дозволена моќност. Решението за преоптоварувањето на ДВ 110 kV Бучим - Радовиш е анализирано во продолжение (регион VI).

Табела 8.6 РЕГИОН V и РЕГИОН VI – Резултати од анализата на сигурноста (N-1) при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ со максимална и минимална ангажираност на ХЕЦ - 2040 година

Сценарио „јаглен, гас“				
Испаднат елемент	**Критичен елемент**	**Ограничување**	**Опт. [%] или Напон [kV]**	
		[MVA] или [kV]	**MAX HE**	**MIN HE**
ДВ 110 kV Valandovo - Strumica 2	ДВ 110 kV Bučim - Radoviš	123 MVA	**101%**	99%
	ДВ 110 kV Dubrovo - Bučim	123 MVA	98%	89%
ДВ 110 kV Strumica 1 - Strumica 2	ДВ 110 kV Bučim - Radoviš	123 MVA	90%	88%
	ДВ 110 kV Dubrovo - Bučim	123 MVA	91%	81%
ТР 400/110 kV во ТС Штип	ДВ 110 kV Dubrovo - Bučim	123 MVA	89%	95%

Сценарио „зелено“				
Испаднат елемент	**Критичен елемент**	**Ограничување**	**Опт. [%] или Напон [kV]**	
		[MVA] или [kV]	**MAX HE**	**MIN HE**
ДВ 110 kV Valandovo - Strumica 2	ДВ 110 kV Bučim - Radoviš	123 MVA	99%	97%
	ДВ 110 kV Dubrovo - Bučim	123 MVA	80%	69%

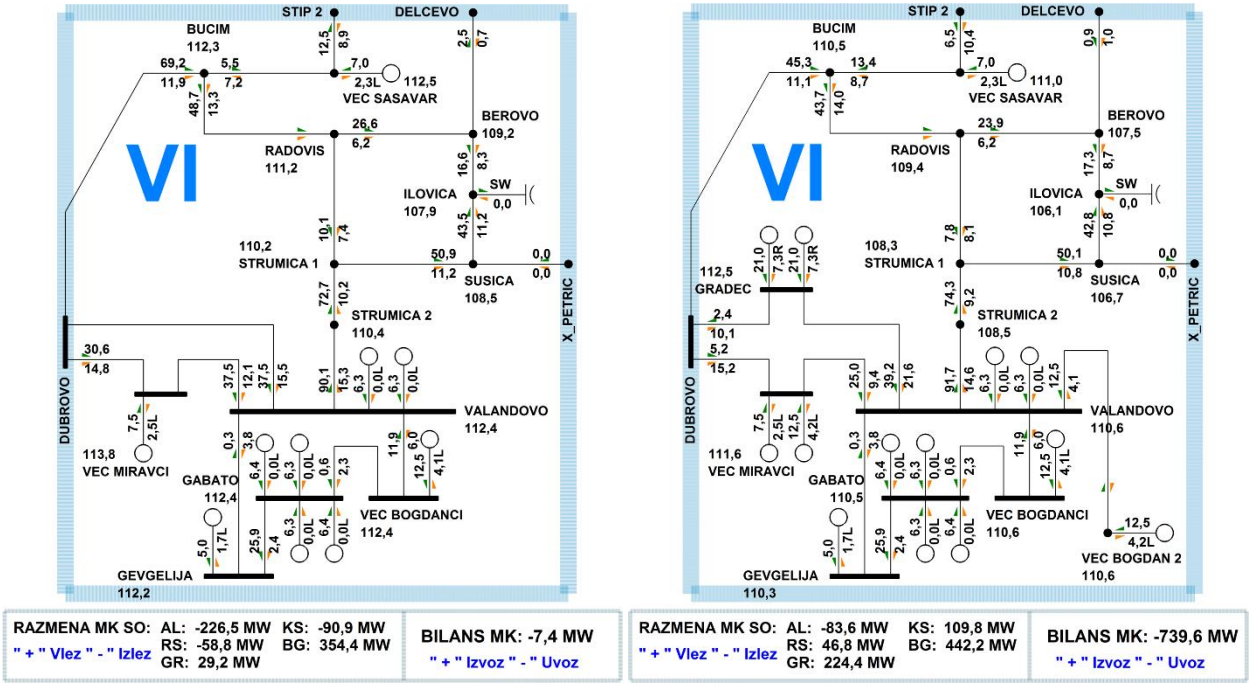
8.7 VI ЈУГО-ИСТОЧЕН РЕГИОН

Во периодот од 2030 до 2040 година во регионот VI е планирана изградба на три ХЕЦ во рамките на проектот „Вардарска Долина“ со приклучок на мрежата согласно наведеното во табелата (Табела 8.4). ХЕЦ Милетково (16,7 MW) ќе се приклучи на среднонапонската страна на ТС Валандово, додека за приклучокот на ХЕЦ Ѓавато (16,7 MW) и ХЕЦ Гевгелија (16,7 MW) ќе се изгради нова постројка 110 kV ХЕЦ Ѓавато, со препорака да се задоволи критериумот N-1, заради големиот број на локални електрични централи (затворање на контурата 110 kV Гевгелија - ХЕЦ Ѓавато - ВЕЦ Богданци - Валандово). Реалниот приклучок на споменатите ХЕЦ ќе се дефинира со студијата за приклучок.

Сценариото „јаглен, гас“ предвидува изградба на ВЕЦ Гевгелија (20 MW) и ВЕЦ Миравци 1 (30 MW), кои во сценариото „зелено“ се изградени веќе во 2030 година. Сценариото „зелено“ дополнително претпоставува изградба на ХЕЦ Градец (55 MW), ВЕЦ Миравци 2 (50 MW) и ВЕЦ Богданци 2 (50 MW). Приклучокот на ХЕЦ Градец на преносната мрежа ќе се изведе на принципот влез/излез на ДВ 110 kV Дуброво - Валандово, ВЕЦ Миравци 2 ќе се приклучи на 110 kV ТС Миравци 1 а ВЕЦ Богданци 2 радијално на 110 kV ТС Валандово.

8.7.1 Оптоварување на преносната мрежа и анализа на сигурноста (N-1)

Независно од сценариото за изградба на електричните централи, за нормална работна состојба оптоварувањето на сите гранки и напоните на јазлите во регионот VI од преносната мрежа се во дефинираните граници (Слика 8.23). Најоптоварена гранка во регионот VI е ДВ 110 kV Валандово - Струмица 2 - Струмица 1 (оптоварување 62%).



Слика 8.23 РЕГИОН VI – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) – 2040 година

Претходно е покажано (Табела 8.5) дека при испад на ДВ 110 kV Валандово - Струмица 2 се преоптоварува ДВ 110 kV Бучим - Радовиш (101%), што е условено со зголемувањето на оптоварувањето на системот и не може да се надмине со редиспечинг на електричните централи. За сценариото „јаглен, гас“, наведениот проблем во регионот VI може да се реши со вградување на спроводници со поголема трајно дозволена моќност (AAAC-Z 324 mm^2, 149 MVA). Но, покрај проблемот со преоптоварувањето на ДВ 110 kV Бучим - Радовиш (критериум N-1), постои и

проблемот со евакуацијата на моќноста на локалните ХЕЦ и ВЕЦ и тоа особено за сценариото „зелено“.

Со зголемување на ангажираноста на локалните ХЕЦ и ВЕЦ во сценариото „зелено“ (претпоставува изградба на дополнителни 155 MW електрични централи во регионот VI), ќе дојде до проблемот со евакуацијата на моќноста. При значителна ангажираност на ХЕЦ и ВЕЦ, вкупно три различни испади предизвикуваат преоптоварување на ДВ 110 kV Валандово - Струмица 1 - Струмица 2, а максималната вредност на преоптоварувањето изнесува 115% (Табела 8.7).

Проблемот со евакуација на моќноста на локалните ХЕЦ и ВЕЦ критериум N-1) за сценариото „zeleno“ не може да се реши со вградување на спроводници со поголема трајно дозволена моќност, туку се предлага да се изведе:

- ***Реконструкција на постоечкиот ДВ 110 kV Валандово - Струмица 2 - Струмица 1 во двосистемски вод со користење на спроводници со поголема трајно дозволена моќност (должина ≈ 17,5 km, AAAC-Z 324 mm², 149 MVA).***

Со изградбата на двосистемскиот ДВ 110 kV Валандово - (Струмица 2) - Струмица 1 истовремено се решаваат сите проблеми во регионот VI за 2040 година (критериум N-1), а при изградбата на водот треба да се користат спроводници со поголема трајно дозволена моќност (должина ≈ 17,5 km, AAAC-Z 324 mm², 149 MVA). Во претходната студија за развој на преносната мрежа во РМ [14], разработен е и концепт со креирање на директна врска 110 kV Дуброво - Струмица 2, што при максимална ангажираност на ХЕЦ и ВЕЦ (критериум N-1) би ја загрозило сигурноста на системот, како што е анализирано во продолжение и прикажано е на сликите (Слика 8.26, Слика 8.27).

Со значителната изградба на електрични централи (ХЕЦ и ВЕЦ) во регионот VI ќе се формира подрачје со значително производство околу 110 kV ТС Валандово, кое треба да се евакуира, додека истовремено во регионот VI е присутно и подрачје со значителна потрошувачка (градот Струмица). Затоа се отвора можност во регионот VI околу 2040 година да се изгради нов напоен јазол 400 kV, односно:

- ***ТС 400/110 kV Валандово или***
- ***ТС 400/110 kV Струмица.***

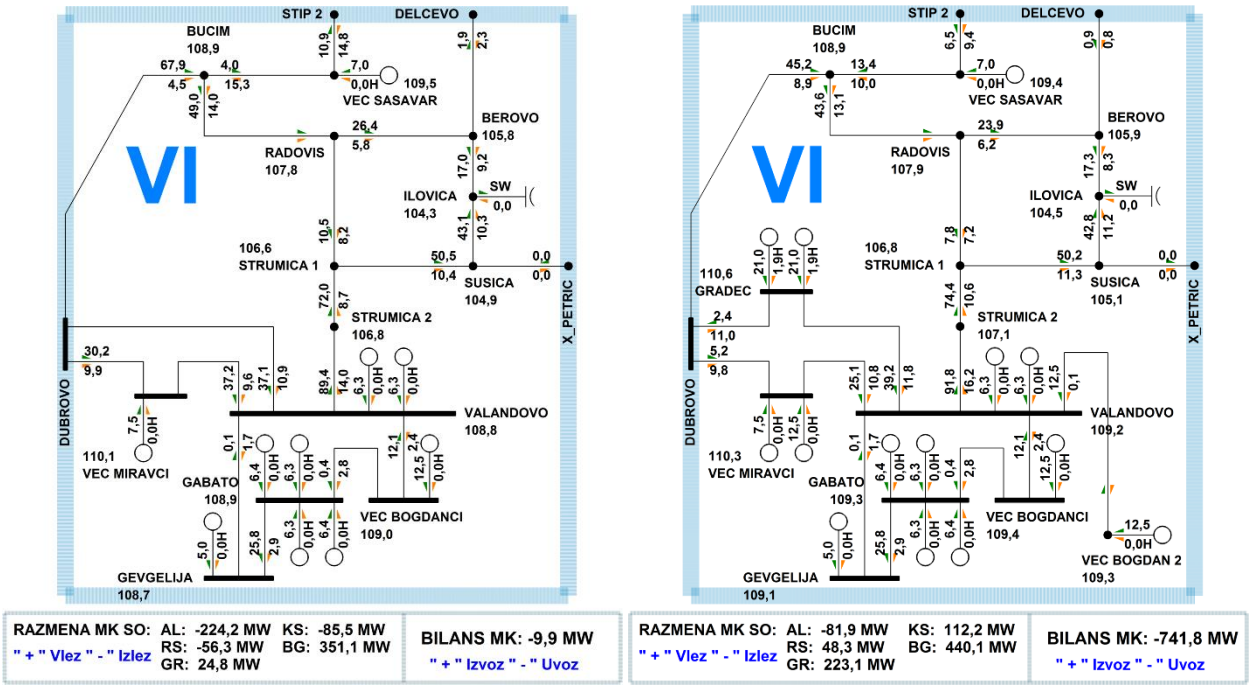
Изградбата на новата ТС 400/110 kV Валандово би била во функција на евакуација на производството на локалните електрични централи, а со нејзината реализација се елиминира потребата за двосистемскиот ДВ 110 kV Валандово - (Струмица 2) - Струмица 1. Изградбата на ТС 400/110 kV Валандово веројатно би довела до реконструкција на постоечката постројка 110 kV Валандово (изградба на постројка со двоен систем на собирници 110 kV), а приклучокот на мрежата 400 kV би се извел на принципот влез/излез на постоечкиот ДВ 400 kV Дуброво - Солун (Грција). Должината на приклучниот двосистемски вод 400 kV е приближно 11 km.

Изградбата на ТС 400/110 kV Струмица повеќе би била во функција на зголемување на сигурноста на напојувањето на потрошувачите (градот Струмица) и со нејзината изградба не бис е елиминирала потребата за двосистемскиот ДВ 110 kV Валандово - (Струмица 2) - Струмица 1, бидејќи евакуацијата на производството на ХЕЦ и ВЕЦ би се насочувала кон ТС 400/110 kV Струмица преку водот 110 kV Валандово - Струмица 2 - Струмица 1. Со груба проценка, изградбата на ТС 400/110 kV Струмица би била поголем инвестиционен трошок од изградбата на ТС 400/110 kV Валандово, бидејќи само приклучниот двосистемски вод 400 kV е околу 15 km подолг од двосистемскиот приклучен вод 400 kV за ТС 400/110 kV Валандово.

Оправданоста на изградбата на ТС 400/110 kV Валандово или ТС 400/110 kV Струмица значително зависи од реализацијата на планираните електрични централи и порастот на оптоварувањето на системот и затоа ова е само визија за нивната изградба после 2040 година.

8.7.2 Контрола на напонските прилики и регулација на реактивната моќност

За случајот кога електричните централи работат во режим на производство на чисто активна моќност (фактор на моќност на прагот на електричните централи ≈ 1,0), напоните на јазлите во 110 kV мрежа во регионот VI се во дозволените граници за нормална работна состојба (Слика 8.24). За критериумот N-1 и понатаму е присутно преоптоварувањето на ДВ 110 kV Бучим – Радовиш, што е оправдано да се елиминира со вградување на спроводници со поголема трајно дозволена моќност за сценариото „јаглен, гас“ или со изградба на ДВ 110 kV Валандово - Струмица 1 за сценариото „зелено“, бидејќи истовремено се решава и проблемот со евакуацијата на максималното производство на локалните ХЕЦ и ВЕЦ.



Слика 8.24 РЕГИОН VI – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) без придонес на електричните централи во регулацијата на напоните – 2040 година

8.7.3 Контролни сценарија на развојот

Сценарио со пониска стапка на пораст на оптоварувањето (Сценарио В)

Со стагнирањето на порастот на оптоварувањето на системот (Сценарио В) нема да дојде до преоптоварување на ДВ 110 kV Бучим - Радовиш за критериумот N-1, туку за споменатиот вод оптоварувањето ќе биде околу 85%. Меѓутоа, сценариото со пониска стапка на пораст на оптоварувањето нема да го елиминира преоптоварувањето на ДВ 110 kV Валандово - Струмица 2 - Струмица 1 (критериум N-1) за сценариото „зелено“ со максимална ангажираност на локалните ХЕЦ и ВЕЦ.

Како заклучок, при сценариото со пониската стапка на пораст на оптоварувањето (Сценарио В) за сценариото „јаглен, гас“ не е потребно вградување на спроводници со поголема трајно дозволена моќност на ДВ 110 kV Дуброво - Бучим и ДВ 110 kV Струмица 1 - Струмица 2, додека заради сигурноста на евакуацијата на моќноста на локалните ХЕЦ и ВЕЦ, оправдано е да се изгради ДВ 110 kV Валандово - Струмица 1, но само за сценариото „зелено“. Вградувањето на спроводници со поголема трајно дозволена моќност на ДВ 110 kV Бучим – Радовиш за сценариото В е нужно заради максималното летно оптоварување, како што е наведено во продолжение.

Максимално летно оптоварување

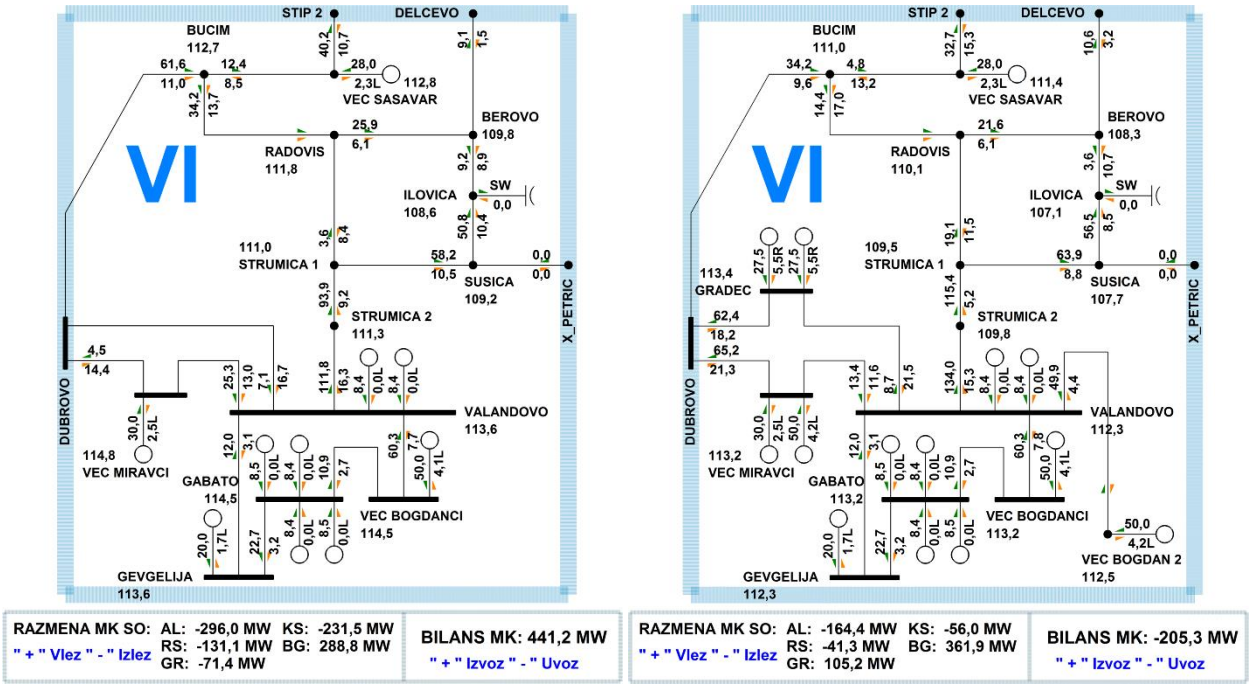
За максималното летно оптоварување гранично се преоптоварува ДВ 110 kV Бучим – Радовиш (100%) за испадот на ДВ 110 kV Валандово - Струмица 2. Како што е претходно наведено, решението на преоптоварувањето зависи од сценариото за изградба на електричните централи.

Изградба на мали електрични централи приклучени на дистрибутивната мрежа

Значителната изградба на електричните централи на дистрибутивната мрежа при максималното летно оптоварување го намалува граничното преоптоварување на ДВ 110 kV Бучим - Радовиш (критериум N-1) од 100% на 90% и го одложува вградувањето на спроводници со поголема трајно дозволена моќност за сценариото „јаглен, гас“.

Ангажираност на ВЕЦ И ХЕЦ (евакуација на моќноста)

Најтешка работна состојба за преносната мрежа во регионот V и регионот VI е истовремената максимална ангажираност на сите ХЕЦ (влажна хидрологија) и максимална ангажираност на сите ВЕЦ (150 MW за сценариото „јаглен, гас“ и 250 MW за сценариото „зелено“). За дефинираната работна состојба при нормална вклопна состојба не доаѓа до загрозување на сигурноста на системот (Слика 8.25), но за сценарио „зелено“ високо се оптоварууваат ДВ 110 kV Валандово - Струмица 2 - Струмица 1 (над 90%).



Слика 8.25 РЕГИОН VI – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) при максимална ангажираност на ХЕЦ и ВЕЦ - 2040 година

За критериумот N-1, најкритични испади се ДВ 110 kV Валандово - Струмица 2, ДВ 110 kV Струмица 2 - Струмица 1, ДВ 110 kV Дуброво – Бучим, ДВ 110 kV Дуброво – ХЕЦ Градец и ДВ 110 kV Дуброво – ВЕЦ Миравци (Табела 8.7). За да се обезбеди максимална евакуација на моќноста на локалните ХЕЦ и ВЕЦ за сценариото „јаглен, гас“ е потребно да се вградат спроводници со поголема трајно дозволена моќност на ДВ 110 kV Бучим – Радовиш, додека со вградување на спроводници со поголема трајно дозволена моќност на ДВ 110 kV Дуброво - Бучим и ДВ 110 kV Струмица 1 - Струмица 2 се останува на страната на сигурност, заради нивните гранични вредности на високите оптоварувања/преоптоварувања (блиску до 100%).

Поголемите вредности на преоптоварувањата се карактеристични за сценариото „зелено“, кое претпоставува поголема изградба на ВЕЦ и ХЕЦ во регионот VI (155 MW повеќе во однос на сценариото „јаглен, гас“). Сите проблеми за сценариото „зелено“ во целост се решаваат со реконструкција на постоечкиот ДВ 110 kV Валандово - Струмица 2 - Струмица 1 во двосистемски вод со спроводници со поголема трајно дозволена моќност (должина ≈ 17,5 km, AAAC-Z 324 mm^2, 149 MVA).

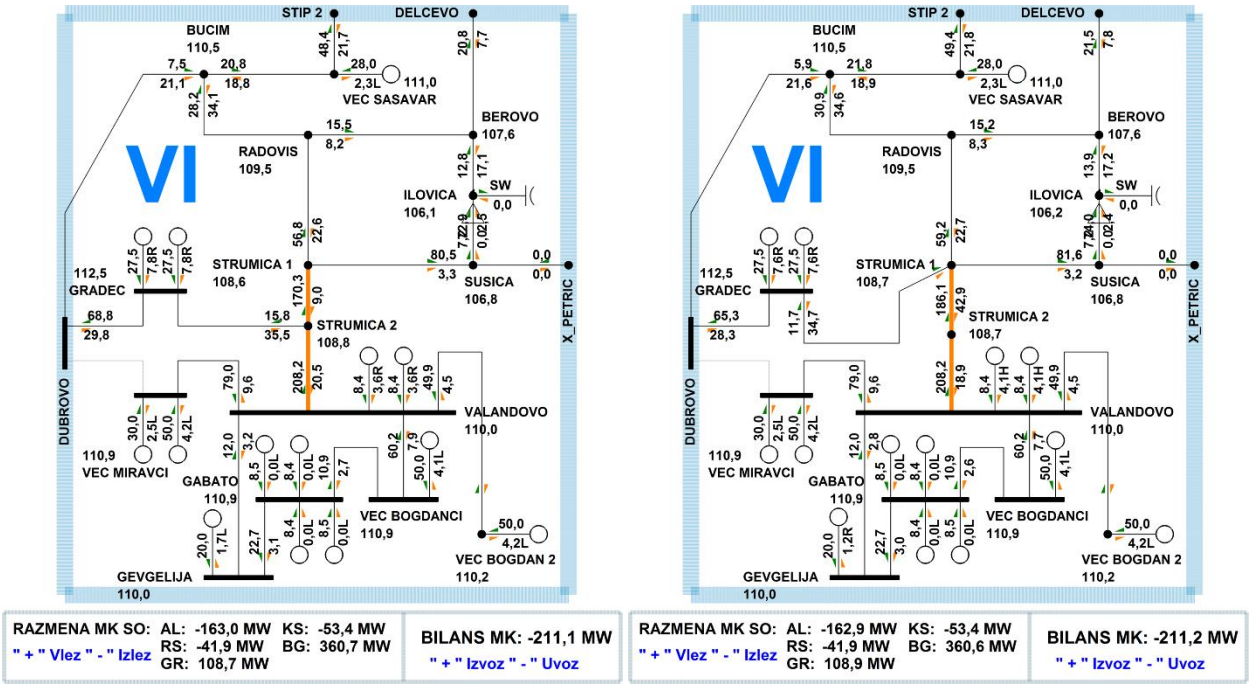
Табела 8.7 РЕГИОН V и РЕГИОН VI – Резултати од анализата на сигурноста (N-1) при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ со максимална ангажираност на ХЕЦ и ВЕЦ - 2040 година

Испаднат елемент	Критичен елемент	Ограничување	Опт. [%] или Напон [kV]	
		[MVA] или [kV]	"јаглен, гас"	"зелено"
ДВ 110 kV Valandovo - Strumica 2	ДВ 110 kV Dubrovo - Bučim	123 MVA	95%	82%
	ДВ 110 kV Bučim - Radoviš	123 MVA	**102%**	**101%**
	ДВ 110 kV Dubrovo - HE Gradec (Valandovo)	123 MVA	41%	**105%**
	ДВ 110 kV Dubrovo - VE Miravci	123 MVA	44%	**102%**
ДВ 110 kV Strumica 1 - Strumica 2	ДВ 110 kV Dubrovo - HE Gradec (Valandovo)	123 MVA	34%	98%
	ДВ 110 kV Dubrovo - VE Miravci	123 MVA	38%	96%
ДВ 110 kV Bučim - Radoviš	ДВ 110 kV Strumica 1 - Strumica 2	123 MVA	97%	**104%**
	ДВ 110 kV Valandovo - Strumica 2	149 MVA	92%	97%
ДВ 110 kV Dubrovo - HE Gradec (Valandovo)	ДВ 110 kV Strumica 1 - Strumica 2	123 MVA	74%	**115%**
	ДВ 110 kV Valandovo - Strumica 2	149 MVA	72%	**106%**
ДВ 110 kV Dubrovo - VE Miravci	ДВ 110 kV Strumica 1 - Strumica 2	123 MVA	77%	**115%**
	ДВ 110 kV Valandovo - Strumica 2	149 MVA	75%	**106%**

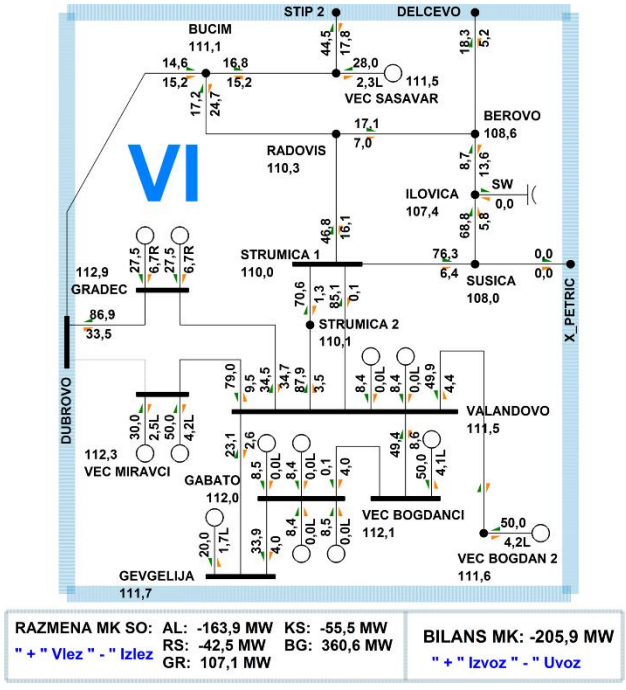
Во претходната студија за развојот на преносната мрежа на РМ [14], разработен е концепт за креирање на директна врска 110 kV Дуброво - Струмица 2, со што при реконструкцијата на постоечките водови 110 kV би се избегнал трошокот за изградба на две полиња 110 kV во 110 kV ТС Валандово и директно би се поврзале подрачје со голема потрошувачка (градот Струмица) и напојниот јазол Дуброво. Таков концепт долгорочно не се препорачува, бидејќи заради големата електрична оддалеченост и евакуацијата на моќноста на електричните централи во регионот VI, доаѓа до преоптоварување во мрежата (критериум N-1).

Заради изградбата на новите електрични централи (само за сценариото „зелено“) во регионот VI треба да се реконструира целата постоечка делница 110 kV Валандово - Струмица 2 - Струмица 1 во двосистемски вод, а не само делницата до 110 kV ТС Струмица 2 и треба да се користат спроводници со поголема трајно дозволена моќност (AAAC-Z 324 mm^2). Заради сигурноста на системот (критериум N-1) реконструираниот двосистемски вод Валандово – (Струмица 2) - Струмица 1 треба да се внесе во ТС Валандово без воспоставување на директни врски 110 kV Дуброво - Струмица 2 или Дуброво - Струмица 1. Во спротивно, за случајот на испад на ДВ 110 kV Дуброво - ВЕЦ Миравци би дошло до преоптоварување на врската 110 kV Валандово – Струмица 2 - Струмица 1, како што е прикажано на сликата (Слика 8.26).

Препорака е при реконструкцијата сите водови 110 kV да се внесат во ТС Валандово (Слика 8.27), што го отвора прашањето за реконструкција на постоечката постројка 110 kV Валандово и изградба на ТС 400/110 kV Валандово, како важен јазол за евакуација на производството на локалните електрични централи. Како што е наведено претходно , за долгорочниот концепт на развојот на регионот VI после 2040 година треба да се согледа концептот на отворање на ДВ 400 kV Дуброво - Солун (Грција) и изградба на нова ТС 400/110 kV Валандово или ТС 400/110 kV Струмица.



Слика 8.26 РЕГИОН VI – Текови на моќности и напонски прилики (критериум N-1) за сценариото „зелено“ со изграден ДВ 110 kV Дуброво - Струмица 2 (слика лево) и изграден ДВ 110 kV Дуброво - Струмица 1 (слика десно) при испад на ДВ 110 kV Дуброво - ВЕЦ Миравци и максимална ангажираност на ХЕЦ и ВЕЦ - 2040 година



Слика 8.27 РЕГИОН VI – Текови на моќности и напонски прилики (критериум N-1) за сценариото „зелено“ со изграден двосистемски ДВ 110 kV Валандово - (Струмица 2) - Струмица 1 при испад на ДВ 110 kV Дуброво - ВЕЦ Миравци и максимална ангажираност на ХЕЦ и ВЕЦ - 2040 година

8.8 ПРЕСМЕТКА НА МАКСИМАЛНИТЕ СТРУИ НА КУСИ ВРСКИ

Согласно добиените резултати од пресметката на максималните струи на куси врски (вклучени се сите гранки од преносната мрежа, кои инаку се исклучени, максимална ангажираност на сите електрични централи во РМ) за 2040 година (Табела 8.8), максималната струја на куса врска преоѓа 40 kA во дури седум јазли 110 kV во областа на градот Скопје (Централна Нова, Југ Нова, К.Вода, СК1, СК4, В.Главинов и Зајчев Рид). Пресметката на максималните струи на куси врски (IEC 60909) е релевантна за потребите на димензионирање на постројките и во нормална работна состојба не се очекува појава на така високи вредности на струите на куси врски.

Табела 8.8 Максимални струи на трифазна и еднофазна куса врска на собирниците 400 kV и 110 kV во преносната мрежа во РМ за 2040 година

Јазол	U [kV]	СЦ. "ЈАГЛЕН, ГАС" IEC 60909	
		3-СКВ [kA]	1-СКВ [kA]
BITOLA 2	400	25,6	23,7
CEBREN	400	19,0	18,4
DUBROVO	400	23,1	19,0
GALISTE	400	15,9	14,8
KUMANOVO	400	12,6	8,9
MARIOVO	400	19,7	19,0
OHRID	400	14,3	9,8
SK 1	400	19,6	15,6
SK 4	400	19,9	17,3
STIP	400	17,5	12,8
AERODROM	110	21,2	18,9
B. MOST	110	10,4	9,8
B.GNEOTINO	110	9,4	7,8
BEROVO	110	5,4	4,7
BITOLA 1	110	18,2	15,8
BITOLA 2	110	24,5	28,3
BITOLA 3	110	13,4	10,7
BITOLA 4	110	16,2	14,0
BUCIM	110	10,8	8,2
BUNARGIK	110	11,4	9,2
CNTRLN	110	**38,7**	**44,8**
DEBAR	110	7,5	6,9
DELCEVO	110	4,1	3,6
DRACEVO	110	25,8	20,3
DUBROVO	110	35,2	**39,0**
FENI	110	19,2	16,3
G.BABA	110	27,1	25,1
G.PETROV	110	14,4	11,7
GABATO	110	7,6	7,8
GEVGELIJA	110	7,3	7,4
GLOBOCICA	110	7,7	7,1
GOSTIVAR	110	10,8	10,2
GOSTIVAR 2	110	11,1	10,6
GRADEC	110	-	-
GRADSKO	110	11,4	9,6
HEC VELES	110	12,1	13,0
ILOVICA	110	5,1	5,9
ISTOK	110	21,2	18,6
JUG NOVA	110	**38,8**	**44,8**
JUGOHROM	110	12,0	12,1
K.PALANKA	110	3,4	2,8
K.VODA	110	**38,9**	**44,7**
KAVADARCI	110	18,3	15,7
KAVADARCI 2	110	15,3	12,4
KICEVO	110	7,2	5,8
KOCANI	110	5,3	4,8
KOZJAK	110	10,9	10,5

Јазол	U [kV]	СЦ. "ЗЕЛЕНО" IEC 60909	
		3-СКV [kA]	1-СКВ [kA]
BITOLA 2	400	22,6	18,0
CEBREN	400	17,9	16,9
DUBROVO	400	21,9	17,8
GALISTE	400	15,1	13,9
KUMANOVO	400	12,4	8,8
MARIOVO	400	18,5	17,3
OHRID	400	13,8	9,1
SK 1	400	19,2	15,4
SK 4	400	19,3	16,8
STIP	400	17,1	12,5
AERODROM	110	21,1	18,9
B. MOST	110	10,4	9,8
B.GNEOTINO	110	9,3	7,7
BEROVO	110	5,7	4,9
BITOLA 1	110	17,8	15,6
BITOLA 2	110	23,8	27,0
BITOLA 3	110	13,2	10,6
BITOLA 4	110	15,8	13,8
BUCIM	110	11,0	8,2
BUNARGIK	110	11,4	9,2
CNTRLN	110	**38,4**	**44,5**
DEBAR	110	7,5	6,9
DELCEVO	110	4,2	3,6
DRACEVO	110	25,6	20,2
DUBROVO	110	30,7	32,8
FENI	110	18,1	15,6
G.BABA	110	27,0	25,0
G.PETROV	110	14,4	11,7
GABATO	110	8,2	8,4
GEVGELIJA	110	7,9	7,9
GLOBOCICA	110	7,7	7,1
GOSTIVAR	110	10,8	10,2
GOSTIVAR 2	110	11,1	10,6
GRADEC	110	10,6	9,3
GRADSKO	110	11,2	9,5
HEC VELES	110	12,1	13,0
ILOVICA	110	5,6	6,3
ISTOK	110	21,1	18,5
JUG NOVA	110	**38,5**	**44,4**
JUGOHROM	110	11,9	12,0
K.PALANKA	110	3,4	2,8
K.VODA	110	**38,5**	**44,3**
KAVADARCI	110	17,5	15,2
KAVADARCI 2	110	14,7	12,1
KICEVO	110	7,2	5,8
KOCANI	110	5,4	4,8
KOZJAK	110	10,9	10,5

Јазол	U [kV]	СЦ. "ЈАГЛЕН, ГАС" IEC 60909	
		3-СКВ [kA]	1-СКВ [kA]
KOZLE	110	14,1	13,4
KRATOVO	110	5,9	5,0
KUMANOVO 1	110	13,3	13,3
KUMANOVO 2	110	13,3	13,1
KUMANOVO 3	110	18,1	19,6
M.KAMENICA	110	4,3	3,7
MILADINOVCI	110	12,1	8,3
NEGOTINO	110	16,9	13,6
NEOKAZI	110	7,0	7,0
O.POLE	110	8,7	6,9
OHRID 1	110	8,9	8,4
OHRID 2	110	8,9	8,2
OHRID 3	110	14,2	15,0
OHRID 4	110	9,3	8,7
OSLOMEJ	110	11,9	12,4
PETROVEC	110	13,9	11,5
POLOG	110	9,8	9,5
PRILEP 1	110	6,7	6,0
PRILEP 2	110	6,3	5,6
PRILEP 3	110	5,5	4,8
PROBISTIP	110	6,5	6,2
RADOVIS	110	8,5	6,8
RAFINERIJA	110	10,6	8,4
RESEN	110	8,6	6,6
SAMOKOV	110	8,4	7,0
SARAJ	110	26,6	28,3
SARDIC	110	8,7	8,9
SK 1	110	**41,9**	**48,2**
SK 2	110	28,5	26,6
SK 3	110	16,6	16,3
SK 4	110	**40,5**	**46,2**
SOPOTNICA	110	6,2	4,6
SPILJE	110	9,2	9,5
STIP 1	110	17,5	18,5
STIP 2	110	13,1	11,8
STRUGA	110	7,9	6,5
STRUMICA 1	110	7,9	8,1
STRUMICA 2	110	8,0	8,1
SUSICA	110	5,5	5,7
SUVODOL	110	20,6	19,8
SV.PETKA	110	9,8	8,9
TEARCE	110	10,8	10,0
TETO-EC	110	29,1	28,4
TETOVO 1	110	12,3	12,5
TETOVO 2	110	11,1	10,8
TIKVES	110	17,5	15,7
TOPILNICA	110	11,2	11,5
TPP NEGOTINO	110	32,1	34,5
USJE	110	21,4	18,2
V.GLAVINOV	110	**37,7**	**42,4**
VALANDOVO	110	11,0	10,6
VEC BOGDAN 2	110	-	-
VEC BOGDANCI	110	7,9	7,9
VEC BOGOSLO	110	9,2	7,3
VEC MIRAVCI	110	9,2	7,3
VEC SASAVAR	110	10,6	8,4
VELEC C	110	11,1	11,3
VELES	110	12,1	13,0
VELES 2	110	11,9	12,5
VRUTOK	110	13,3	14,8
Z.RID	110	**40,3**	**47,2**
ZABENI	110	8,2	5,5
ZAPAD	110	15,4	14,9
ZELINO	110	10,4	9,0
ZGROPOLCI	110	9,9	8,7
ZLZ-JUG	110	30,5	27,4
ZLZ-SVR	110	**37,1**	**36,7**

Јазол	U [kV]	СЦ. "ЗЕЛЕНО" IEC 60909	
		3-СКV [kA]	1-СКВ [kA]
KOZLE	110	14,1	13,4
KRATOVO	110	5,9	5,0
KUMANOVO 1	110	13,3	13,2
KUMANOVO 2	110	13,3	13,1
KUMANOVO 3	110	18,0	19,5
M.KAMENICA	110	4,4	3,7
MILADINOVCI	110	12,1	8,3
NEGOTINO	110	15,8	12,9
NEOKAZI	110	7,0	7,0
O.POLE	110	8,7	6,9
OHRID 1	110	8,8	8,3
OHRID 2	110	8,8	8,2
OHRID 3	110	14,1	14,8
OHRID 4	110	9,3	8,7
OSLOMEJ	110	11,9	12,4
PETROVEC	110	13,8	11,5
POLOG	110	9,8	9,5
PRILEP 1	110	6,7	6,0
PRILEP 2	110	6,2	5,5
PRILEP 3	110	5,5	4,7
PROBISTIP	110	6,5	6,2
RADOVIS	110	9,0	7,0
RAFINERIJA	110	10,6	8,4
RESEN	110	8,5	6,6
SAMOKOV	110	8,4	7,0
SARAJ	110	26,5	28,2
SARDIC	110	8,7	8,9
SK 1	110	**41,5**	**47,8**
SK 2	110	28,3	26,4
SK 3	110	16,5	16,2
SK 4	110	**40,1**	**45,8**
SOPOTNICA	110	6,2	4,6
SPILJE	110	9,2	9,5
STIP 1	110	17,4	18,4
STIP 2	110	13,2	11,8
STRUGA	110	7,8	6,5
STRUMICA 1	110	9,8	9,9
STRUMICA 2	110	9,4	9,4
SUSICA	110	6,1	6,1
SUVODOL	110	20,1	19,2
SV.PETKA	110	9,8	8,9
TEARCE	110	10,8	10,0
TETO-EC	110	28,9	28,3
TETOVO 1	110	12,3	12,5
TETOVO 2	110	11,1	10,8
TIKVES	110	16,7	15,2
TOPILNICA	110	11,1	11,5
TPP NEGOTINO	110	27,2	26,6
USJE	110	21,3	18,2
V.GLAVINOV	110	**37,3**	**42,1**
VALANDOVO	110	12,5	12,9
VEC BOGDAN 2	110	9,5	8,7
VEC BOGDANCI	110	8,6	8,5
VEC BOGOSLO	110	9,2	7,2
VEC MIRAVCI	110	10,2	8,9
VEC SASAVAR	110	10,7	8,4
VELEC C	110	11,1	11,3
VELES	110	12,1	13,0
VELES 2	110	11,8	12,4
VRUTOK	110	13,3	14,8
Z.RID	110	**39,9**	**46,8**
ZABENI	110	8,2	5,5
ZAPAD	110	15,3	14,9
ZELINO	110	10,4	9,0
ZGROPOLCI	110	9,8	8,6
ZLZ-JUG	110	30,3	27,2
ZLZ-SVR	110	**36,8**	**36,5**

Пресметката на кусите врски за нормална работна состојба е изведена со истите претпоставки со IEC 60909 стандардот, но за очекуваната вклопна состојба (пример исклучен КВ 110 kV Зајчев Рид – Централна Нова) и очекувана ангажираност на електричните централи за референтните сценарија „јаглен, гас“ (околу 2320 MW) и „зелено“ (околу 1580 MW), како што е претходно наведено во табелата (Табела 3.26).

Согласно добиените резултати (Табела 8.9) во 2040 година (нормална работна состојба) струјата на куса врска во јазолот 110 kV СК1 во ТС Скопје 1 е поголема од 40 kA (Ik3'' 36,3 kA и Ik1'' 42,1 kA), додека во јазлите 110 kV СК4, Зајчев Рид и Дуброво струјата на куса врска е поголема од гранично поставената вредност 36 kA, но пониска од 40 kA. За разлика од претходните години, со изградбата на ДВ 400 kV СК5 - Урошевац (Косово), со излегувањето од работа на постоечката ТЕТО и со влегувањето во работа на ТЕТО Зајчев Рид, струјата на куса врска во јазолот СК1 во ТС Скопје 1 е поголема од струјата на куса врска во јазолот СК4 во ТС Скопје 4. Со цел да се намалат струите на куси врски под 36 kA во јазлите 110 kV СК1, СК4 и Зајчев Рид, за разгледуваната работна состојба треба истовремено да се секционираат собирниците 110 kV во ТС Скопје 1 (СК1) и во ТС Скопје 4 (СК4), со услов да е задоволен критериумот N-1 за тековите на моќности, како што е анализирано во следното поглавје.

Со изградбата на новите електрични централи во регионот V и регионот VI доаѓа до пораст на струите на куси врски во јазолот 110 kV Дуброво над 36 kA, но само за сценариото „јаглен, гас“ заради значителниот придонес на ТЕЦ Неготино. Вредност на струите на куси врски е гранична (Ik3'' 32,5 kA и Ik1'' 36,2 kA), а за нејзино намалување треба да се секционираат собирниците 110 kV во ТС Дуброво, на тој начин што на секоја секција да е приклучен по еден мрежен ТР 400/110 kV со услов да е задоволен критериумот N-1 за тековите на моќности. Доколку ТЕЦ Неготино би се приклучила на мрежата 400 kV, не би дошло до зголемување на струите на куси врски над 36 kA во јазолот 110 kV Дуброво.

Табела 8.9 Струи на трифазна и еднофазна куса врска на собирниците 400 kV и 110 kV во преносната мрежа на РМ за нормална работна состојба и очекувана ангажираност на електричните централи за 2040 година

Јазол	U [kV]	СЦ. "ЈАГЛЕН, ГАС" 3-СКВ [kA]	СЦ. "ЈАГЛЕН, ГАС" 1-СКВ [kA]	Δ IEC 60909 3-СКВ [%]	Δ IEC 60909 1-СКВ [%]
BITOLA 2	400	24,8	23,2	-3%	-2%
CEBREN	400	18,3	17,9	-4%	-3%
DUBROVO	400	22,3	18,5	-4%	-3%
GALISTE	400	15,3	14,5	-4%	-2%
KUMANOVO	400	12,4	8,8	-1%	-1%
MARIOVO	400	18,9	18,5	-4%	-3%
OHRID	400	14,1	9,7	-1%	-1%
SK 1	400	19,1	15,4	-2%	-1%
SK 4	400	19,2	16,9	-3%	-3%
STIP	400	17,1	12,6	-2%	-1%
AERODROM	110	14,2	12,4	-33%	-34%
B. MOST	110	9,8	9,4	-6%	-4%
B.GNEOTINO	110	9,3	7,7	-1%	-1%
BEROVO	110	5,3	4,6	-3%	-2%
BITOLA 1	110	18,0	15,7	-1%	-1%
BITOLA 2	110	24,3	27,9	-1%	-1%
BITOLA 3	110	13,3	10,7	-1%	0%
BITOLA 4	110	16,0	13,9	-1%	0%
BUCIM	110	10,3	7,8	-4%	-5%
BUNARGIK	110	11,1	9,0	-3%	-2%
CNTRLN	110	26,9	29,5	-31%	-34%
DEBAR	110	7,1	6,7	-5%	-3%
DELCEVO	110	4,1	3,5	-2%	-1%
DRACEVO	110	22,6	18,5	-12%	-9%
DUBROVO	110	32,5	**36,2**	-8%	-7%
FENI	110	18,2	15,8	-5%	-3%
G.BABA	110	17,9	15,9	-34%	-36%
G.PETROV	110	14,0	11,5	-3%	-2%

Јазол	U [kV]	СЦ. "ЗЕЛЕНО" 3-СКВ [kA]	СЦ. "ЗЕЛЕНО" 1-СКВ [kA]	Δ IEC 60909 3-СКВ [%]	Δ IEC 60909 1-СКВ [%]
BITOLA 2	400	22,0	17,7	-3%	-2%
CEBREN	400	17,2	16,4	-4%	-3%
DUBROVO	400	21,0	17,2	-4%	-3%
GALISTE	400	14,5	13,6	-4%	-2%
KUMANOVO	400	12,2	8,7	-1%	-1%
MARIOVO	400	17,7	16,9	-4%	-3%
OHRID	400	13,6	9,0	-1%	-1%
SK 1	400	18,7	15,1	-3%	-1%
SK 4	400	18,7	16,4	-3%	-3%
STIP	400	16,7	12,3	-3%	-2%
AERODROM	110	14,1	12,4	-33%	-34%
B. MOST	110	9,7	9,4	-6%	-4%
B.GNEOTINO	110	9,2	7,6	-1%	-1%
BEROVO	110	5,4	4,7	-4%	-3%
BITOLA 1	110	17,6	15,5	-1%	-1%
BITOLA 2	110	23,5	26,6	-1%	-2%
BITOLA 3	110	13,1	10,6	-1%	0%
BITOLA 4	110	15,7	13,7	-1%	-1%
BUCIM	110	10,4	7,8	-6%	-5%
BUNARGIK	110	11,1	9,0	-3%	-2%
CNTRLN	110	26,6	29,2	-31%	-34%
DEBAR	110	7,1	6,7	-6%	-3%
DELCEVO	110	4,1	3,6	-2%	-1%
DRACEVO	110	22,4	18,4	-12%	-9%
DUBROVO	110	27,9	30,3	-9%	-8%
FENI	110	16,9	15,0	-6%	-4%
G.BABA	110	17,8	15,9	-34%	-36%
G.PETROV	110	14,0	11,5	-3%	-2%

Јазол	U [kV]	СЦ. "ЈАГЛЕН, ГАС"		Δ IEC 60909	
		3-СКВ [kA]	1-СКВ [kA]	3-СКВ [%]	1-СКВ [%]
GABATO	110	6,5	6,4	-15%	-19%
GEVGELIJA	110	6,3	6,2	-14%	-16%
GLOBOCICA	110	7,3	6,9	-5%	-3%
GOSTIVAR	110	10,3	9,9	-5%	-3%
GOSTIVAR 2	110	10,5	10,3	-5%	-3%
GRADEC	110	-	-	-	-
GRADSKO	110	10,8	8,8	-5%	-8%
HEC VELES	110	11,3	12,2	-7%	-6%
ILOVICA	110	5,0	5,7	-3%	-3%
ISTOK	110	13,9	11,1	-34%	-40%
JUG NOVA	110	28,5	31,6	-27%	-30%
JUGOHROM	110	11,6	11,8	-3%	-2%
K.PALANKA	110	3,4	2,8	0%	0%
K.VODA	110	29,5	32,7	-24%	-27%
KAVADARCI	110	17,4	15,1	-5%	-4%
KAVADARCI 2	110	14,6	12,0	-4%	-3%
KICEVO	110	7,1	5,8	-2%	-1%
KOCANI	110	5,3	4,8	-1%	-1%
KOZJAK	110	10,4	10,2	-5%	-3%
KOZLE	110	12,6	11,8	-11%	-12%
KRATOVO	110	5,9	4,9	-1%	0%
KUMANOVO 1	110	13,2	13,2	-1%	0%
KUMANOVO 2	110	13,2	13,0	-1%	0%
KUMANOVO 3	110	17,9	19,4	-1%	-1%
M.KAMENICA	110	4,3	3,7	-1%	-1%
MILADINOVCI	110	11,6	8,1	-4%	-2%
NEGOTINO	110	16,2	13,0	-4%	-5%
NEOKAZI	110	6,9	7,0	-1%	-1%
O.POLE	110	8,3	6,6	-5%	-5%
OHRID 1	110	8,8	8,4	0%	0%
OHRID 2	110	8,8	8,2	0%	0%
OHRID 3	110	14,1	14,9	-1%	-1%
OHRID 4	110	9,3	8,7	-1%	0%
OSLOMEJ	110	11,5	12,1	-4%	-3%
PETROVEC	110	13,1	11,1	-6%	-4%
POLOG	110	9,3	9,2	-5%	-3%
PRILEP 1	110	6,7	6,0	-1%	0%
PRILEP 2	110	6,2	5,6	-1%	0%
PRILEP 3	110	5,5	4,8	-1%	0%
PROBISTIP	110	6,4	6,2	-1%	-1%
RADOVIS	110	8,2	6,6	-4%	-3%
RAFINERIJA	110	10,4	8,3	-2%	-1%
RESEN	110	8,5	6,6	0%	0%
SAMOKOV	110	8,2	6,9	-3%	-2%
SARAJ	110	22,8	24,3	-15%	-14%
SARDIC	110	8,6	8,9	-1%	0%
SK 1	110	**36,3**	**42,1**	-13%	-13%
SK 2	110	24,7	23,6	-13%	-11%
SK 3	110	16,0	15,9	-4%	-3%
SK 4	110	33,2	**37,4**	-18%	-19%
SOPOTNICA	110	6,1	4,6	-1%	0%
SPILJE	110	8,6	9,1	-7%	-5%
STIP 1	110	16,9	17,9	-3%	-3%
STIP 2	110	12,7	11,4	-3%	-4%
STRUGA	110	7,7	6,4	-1%	-1%
STRUMICA 1	110	7,4	7,7	-6%	-5%
STRUMICA 2	110	7,4	7,7	-7%	-5%
SUSICA	110	5,3	5,5	-4%	-3%
SUVODOL	110	17,6	14,7	-14%	-26%
SV.PETKA	110	9,4	8,7	-4%	-2%
TEARCE	110	10,5	9,8	-3%	-2%
TETO-EC	110	26,5	26,2	-9%	-8%
TETOVO 1	110	11,8	12,1	-5%	-3%
TETOVO 2	110	10,6	10,5	-4%	-3%
TIKVES	110	16,5	15,2	-6%	-4%
TOPILNICA	110	10,4	10,9	-7%	-5%
TPP NEGOTINO	110	28,4	30,4	-12%	-12%
USJE	110	19,2	16,8	-10%	-8%

Јазол	U [kV]	СЦ. "ЗЕЛЕНО"		Δ IEC 60909	
		3-СКВ [kA]	1-СКВ [kA]	3-СКВ [%]	1-СКВ [%]
GABATO	110	6,8	6,7	-18%	-20%
GEVGELIJA	110	6,5	6,5	-17%	-18%
GLOBOCICA	110	7,3	6,9	-5%	-3%
GOSTIVAR	110	10,3	9,9	-5%	-3%
GOSTIVAR 2	110	10,5	10,3	-5%	-3%
GRADEC	110	9,5	8,6	-11%	-8%
GRADSKO	110	10,5	8,7	-6%	-9%
HEC VELES	110	11,2	12,1	-8%	-6%
ILOVICA	110	5,3	6,0	-6%	-5%
ISTOK	110	13,9	11,1	-34%	-40%
JUG NOVA	110	28,2	31,3	-27%	-30%
JUGOHROM	110	11,6	11,8	-3%	-2%
K.PALANKA	110	3,4	2,8	0%	0%
K.VODA	110	29,1	32,4	-24%	-27%
KAVADARCI	110	16,4	14,5	-6%	-4%
KAVADARCI 2	110	13,9	11,7	-5%	-3%
KICEVO	110	7,1	5,7	-2%	-1%
KOCANI	110	5,3	4,8	-2%	-1%
KOZJAK	110	10,3	10,2	-5%	-3%
KOZLE	110	12,6	11,7	-11%	-12%
KRATOVO	110	5,9	4,9	-1%	0%
KUMANOVO 1	110	13,2	13,2	-1%	-1%
KUMANOVO 2	110	13,2	13,0	-1%	-1%
KUMANOVO 3	110	17,8	19,3	-1%	-1%
M.KAMENICA	110	4,3	3,7	-2%	-1%
MILADINOVCI	110	11,6	8,1	-4%	-2%
NEGOTINO	110	15,0	12,2	-5%	-5%
NEOKAZI	110	6,9	6,9	-1%	-1%
O.POLE	110	8,3	6,5	-5%	-6%
OHRID 1	110	8,8	8,3	0%	0%
OHRID 2	110	8,8	8,1	-1%	0%
OHRID 3	110	14,0	14,7	-1%	-1%
OHRID 4	110	9,2	8,6	-1%	0%
OSLOMEJ	110	11,5	12,1	-4%	-3%
PETROVEC	110	13,0	11,1	-6%	-4%
POLOG	110	9,3	9,2	-5%	-3%
PRILEP 1	110	6,6	6,0	-1%	-1%
PRILEP 2	110	6,2	5,5	-1%	-1%
PRILEP 3	110	5,4	4,7	-1%	0%
PROBISTIP	110	6,4	6,2	-1%	-1%
RADOVIS	110	8,5	6,7	-6%	-4%
RAFINERIJA	110	10,4	8,3	-2%	-1%
RESEN	110	8,5	6,6	0%	0%
SAMOKOV	110	8,1	6,9	-3%	-2%
SARAJ	110	22,6	24,2	-15%	-14%
SARDIC	110	8,6	8,9	-1%	0%
SK 1	110	35,9	**41,7**	-13%	-13%
SK 2	110	24,5	23,4	-13%	-11%
SK 3	110	15,9	15,8	-4%	-3%
SK 4	110	32,8	**37,0**	-18%	-19%
SOPOTNICA	110	6,1	4,6	-1%	0%
SPILJE	110	8,6	9,1	-7%	-5%
STIP 1	110	16,7	17,8	-4%	-3%
STIP 2	110	12,6	11,3	-4%	-4%
STRUGA	110	7,7	6,4	-1%	-1%
STRUMICA 1	110	8,5	8,9	-12%	-10%
STRUMICA 2	110	8,3	8,5	-12%	-10%
SUSICA	110	5,7	5,8	-7%	-5%
SUVODOL	110	17,2	14,4	-14%	-25%
SV.PETKA	110	9,4	8,7	-4%	-2%
TEARCE	110	10,5	9,8	-3%	-2%
TETO-EC	110	26,3	26,0	-9%	-8%
TETOVO 1	110	11,7	12,1	-5%	-3%
TETOVO 2	110	10,6	10,5	-4%	-3%
TIKVES	110	15,6	14,6	-7%	-4%
TOPILNICA	110	10,3	10,8	-7%	-6%
TPP NEGOTINO	110	23,4	22,2	-14%	-16%
USJE	110	19,1	16,8	-10%	-8%

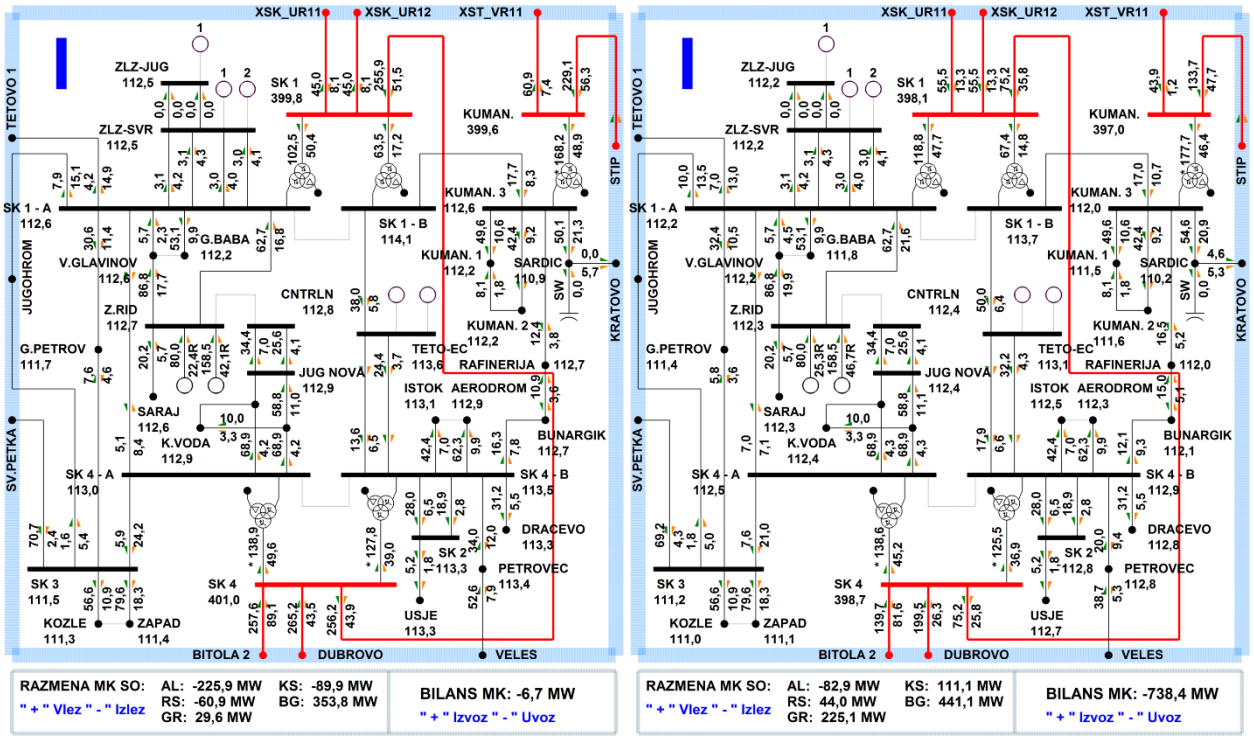
Јазол	U [kV]	СЦ. "ЈАГЛЕН, ГАС" 3-СКВ [kA]	СЦ. "ЈАГЛЕН, ГАС" 1-СКВ [kA]	Δ IEC 60909 3-СКВ [%]	Δ IEC 60909 1-СКВ [%]
V.GLAVINOV	110	31,0	34,4	-18%	-19%
VALANDOVO	110	9,6	9,1	-13%	-14%
VEC BOGDAN 2	110	-	-	-	-
VEC BOGDANCI	110	6,7	6,3	-15%	-20%
VEC BOGOSLO	110	8,7	6,7	-5%	-8%
VEC MIRAVCI	110	8,3	6,3	-9%	-14%
VEC SASAVAR	110	10,0	7,6	-5%	-9%
VELEC C	110	10,4	10,7	-7%	-6%
VELES	110	11,3	12,2	-7%	-6%
VELES 2	110	11,0	11,7	-7%	-6%
VRUTOK	110	12,3	14,0	-7%	-5%
Z.RID	110	32,1	**36,8**	-20%	-22%
ZABENI	110	8,2	5,5	0%	0%
ZAPAD	110	14,7	14,3	-4%	-4%
ZELINO	110	10,0	8,9	-4%	-2%
ZGROPOLCI	110	9,3	8,1	-6%	-7%
ZLZ-JUG	110	27,1	25,2	-11%	-8%
ZLZ-SVR	110	32,4	33,0	-13%	-10%

Јазол	U [kV]	СЦ. "ЗЕЛЕНО" 3-СКВ [kA]	СЦ. "ЗЕЛЕНО" 1-СКВ [kA]	Δ IEC 60909 3-СКВ [%]	Δ IEC 60909 1-СКВ [%]
V.GLAVINOV	110	30,7	34,2	-18%	-19%
VALANDOVO	110	10,2	10,4	-19%	-20%
VEC BOGDAN 2	110	7,8	6,9	-17%	-20%
VEC BOGDANCI	110	7,0	6,7	-19%	-22%
VEC BOGOSLO	110	8,7	6,6	-5%	-8%
VEC MIRAVCI	110	8,6	6,8	-16%	-24%
VEC SASAVAR	110	10,0	7,6	-6%	-9%
VELEC C	110	10,3	10,6	-7%	-6%
VELES	110	11,2	12,1	-8%	-6%
VELES 2	110	10,9	11,6	-7%	-7%
VRUTOK	110	12,3	14,0	-7%	-5%
Z.RID	110	31,8	**36,5**	-20%	-22%
ZABENI	110	8,1	5,5	0%	0%
ZAPAD	110	14,6	14,2	-4%	-4%
ZELINO	110	10,0	8,8	-4%	-2%
ZGROPOLCI	110	9,2	8,0	-6%	-7%
ZLZ-JUG	110	26,9	25,1	-11%	-8%
ZLZ-SVR	110	32,1	32,8	-13%	-10%

8.8.1 Секционирање на 110 kV собирниците

Со цел струите на куси врски во јазлите 110 kV СК1, СК4 и Зајчев Рид да се намалат под 36 kA, потребно е истовремено да се секционираат собирниците 110 kV во ТС Скопје 1 (СК1) и во ТС Скопје 4 (СК4). Доколку би се секционирале само едни собирници (СК1 или СК4), струите на куси врски сеуште се поголеми од 36 kA во другите несекционирани собирници.

Со предложениот начин на секционирање (Слика 8.28) за максимално зимско оптоварување во 2040 година без постоечката ТЕТО и со изградена ТЕТО Зајчев Рид постигнато е задоволително ниво на струите на куси врски, а истовремено не е загрозена сигурноста на работата (критериум N-1) во однос на случајот кога собирниците 110 kV СК1 и СК4 не се секционирани. Како и во 2030 година, приклучокот на ТЕТО Зајчев Рид значително влијае на начинот на секционирање на СК1 и СК4, а дополнителна разлика во однос на начинот на секционирање во 2030 година (Слика 7.27) е приклучокот на водовите кои ја напојуваат 110 kV ТС СК2 на секцијата 110 kV ТС СК4 - секција В. Причина за наведеното е рамномерната распределба на оптоварувањето помеѓу секциите на собирниците 110 kV и потребата за задоволување на критериумот на сигурност N-1 за тековите на моќности.



Слика 8.28 РЕГИОН I – Текови на моќности и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (слика лево) и „зелено“ (слика десно) со секционирани 110 kV собирници СК1 и СК4 - 2040 година

Согласно добиените резултати (Табела 8.10), со секционирањето на собирниците 110 kV во ТС Скопје 1 (СК1) и во ТС Скопје 4 СК4, критичните струи на куси врски се намалуваат на следните вредности:

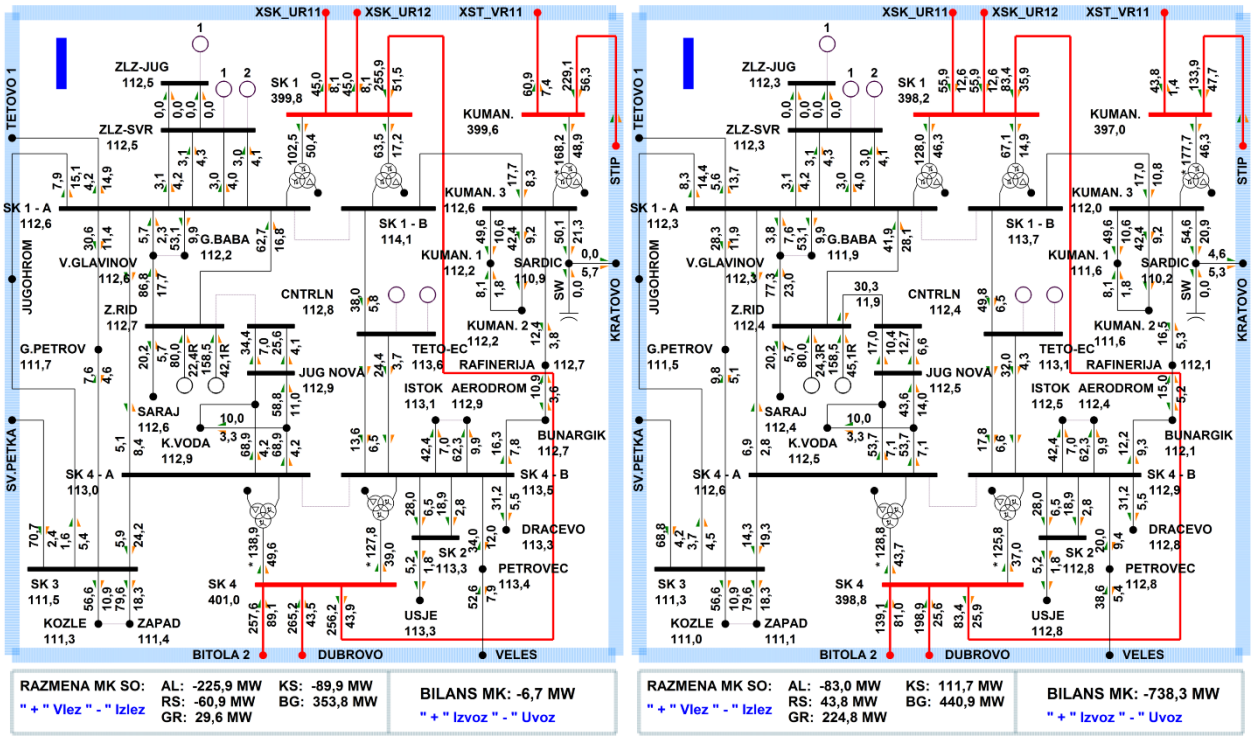
- Во јазолот 110 kV СК1 за околу 30% - 55% (од почетните вредности СК1: Ik3'' 36,3 kA, Ik1'' 42,1 kA на новите вредности по секции СК1 - А: Ik3'' 25,4 kA, Ik1'' 30,4 kA и СК1 - В: Ik3'' 21,3 kA и Ik1'' 20,4 kA)
- Во јазолот 110 kV СК4 за околу 40%-45% (од почетните вредности СК4: Ik3'' 33,2 kA, Ik1'' 37,4 kA на новите вредности по секции СК4 - А: Ik3'' 19,3 kA, Ik1'' 21,0 kA и СК4 - В: Ik3'' 20,6 kA и Ik1'' 23,0 kA).
- Во јазолот 110 kV Зајчев Рид за околу 25%-30% (од почетните вредности: Ik3'' 32,1 kA, Ik1'' 36,8 kA на новите вредности: Ik3'' 23,5 kA, Ik1'' 28,0 kV).

Табела 8.10 Влијание на секционирањето на собирниците 110 kV СК 1 и СК4 на намалувањето на струите на куси врски за нормална работна состојба и очекуваната ангажираност на електричните централи - 2040 година

СЦ. "ЈАГЛЕН, ГАС"					
Јазол	U [kV]	СЕКЦ. 110 kV СК 1 и СК4		Δ ПОЧ. СОСТОЈБА	
		3-СКВ [kA]	1-СКВ [kA]	3-СКВ [%]	1-СКВ [%]
SK 4 - A	110	19,3	21,0	-42%	-44%
SK 1 - B	110	21,3	20,4	-41%	-52%
K.VODA	110	17,9	19,5	-39%	-40%
JUG NOVA	110	17,6	19,2	-38%	-39%
SK 4 - B	110	20,6	23,0	-38%	-39%
CNTRLN	110	17,0	18,4	-37%	-38%
SK 2	110	17,0	17,1	-31%	-27%
SK 1 - A	110	25,4	30,4	-30%	-28%
DRACEVO	110	16,0	14,4	-29%	-22%
TETO-EC	110	18,8	19,0	-29%	-27%
ZLZ-SVR	110	23,4	25,5	-28%	-23%
Z.RID	110	23,5	28,0	-27%	-24%
V.GLAVINOV	110	22,8	26,6	-26%	-23%
USJE	110	14,2	13,4	-26%	-21%
ZLZ-JUG	110	20,5	20,6	-24%	-18%
AERODROM	110	11,2	10,5	-21%	-15%
SARAJ	110	18,1	20,2	-21%	-17%
ISTOK	110	11,1	9,5	-20%	-15%
G.BABA	110	14,8	14,0	-17%	-12%
PETROVEC	110	11,3	10,1	-14%	-9%
SK 3	110	14,1	14,5	-12%	-9%
G.PETROV	110	12,4	10,7	-11%	-7%
MILADINOVCI	110	10,3	7,6	-11%	-6%
ZAPAD	110	13,1	13,2	-11%	-8%
BUNARGIK	110	10,0	8,5	-10%	-6%
KOZLE	110	11,4	11,0	-10%	-6%
RAFINERIJA	110	9,7	8,0	-7%	-4%
JUGOHROM	110	10,9	11,3	-6%	-5%
TEARCE	110	9,9	9,4	-6%	-4%
SV.PETKA	110	8,9	8,4	-5%	-3%
TETOVO 1	110	11,2	11,6	-5%	-4%
KUMAN. 3	110	17,0	18,6	-5%	-4%
KOZJAK	110	9,9	9,9	-5%	-3%
ZELINO	110	9,5	8,6	-5%	-3%
TETOVO 2	110	10,1	10,2	-5%	-3%
KUMAN. 1	110	12,7	12,8	-4%	-3%
KUMAN. 2	110	12,7	12,7	-4%	-3%

СЦ. "ЗЕЛЕНО"					
Јазол	U [kV]	СЕКЦ. 110 kV СК 1 и СК4		Δ ПОЧ. СОСТОЈБА	
		3-СКВ [kA]	1-СКВ [kA]	3-СКВ [%]	1-СКВ [%]
SK 4 - A	110	18,9	20,7	-42%	-44%
SK 1 - B	110	19,1	19,0	-47%	-55%
K.VODA	110	17,6	19,3	-39%	-40%
JUG NOVA	110	17,3	18,9	-39%	-39%
SK 4 - B	110	20,0	22,5	-39%	-39%
CNTRLN	110	16,7	18,2	-37%	-38%
SK 2	110	16,6	16,9	-32%	-28%
SK 1 - A	110	23,4	28,5	-35%	-32%
DRACEVO	110	15,6	14,2	-30%	-23%
TETO-EC	110	18,1	18,6	-31%	-29%
ZLZ-SVR	110	21,7	24,1	-32%	-26%
Z.RID	110	21,9	26,5	-31%	-28%
V.GLAVINOV	110	21,3	25,2	-31%	-26%
USJE	110	13,9	13,2	-27%	-21%
ZLZ-JUG	110	19,2	19,7	-28%	-21%
AERODROM	110	11,1	10,4	-22%	-16%
SARAJ	110	17,1	19,4	-24%	-20%
ISTOK	110	10,9	9,4	-21%	-15%
G.BABA	110	14,1	13,6	-21%	-14%
PETROVEC	110	11,2	10,0	-14%	-10%
SK 3	110	13,9	14,3	-13%	-9%
G.PETROV	110	12,1	10,5	-14%	-8%
MILADINOVCI	110	10,0	7,5	-14%	-8%
ZAPAD	110	12,9	13,0	-12%	-8%
BUNARGIK	110	9,9	8,4	-11%	-7%
KOZLE	110	11,2	10,9	-11%	-7%
RAFINERIJA	110	9,6	7,9	-8%	-5%
JUGOHROM	110	10,7	11,1	-8%	-6%
TEARCE	110	9,8	9,3	-7%	-4%
SV.PETKA	110	8,8	8,4	-6%	-4%
TETOVO 1	110	11,0	11,5	-6%	-5%
KUMAN. 3	110	16,7	18,4	-6%	-5%
KOZJAK	110	9,8	9,8	-6%	-4%
ZELINO	110	9,4	8,5	-6%	-4%
TETOVO 2	110	10,0	10,1	-6%	-4%
KUMAN. 1	110	12,5	12,7	-5%	-3%
KUMAN. 2	110	12,5	12,6	-5%	-3%

Предност на предложеното секционирање на собирниците 110 kV во ТС Скопје 1 и ТС Скопје 4 е можноста за вклучување на КВ 110 kV Зајчев Рид – Централна Нова, кој повеќе не предизвикува критично зголемување на струите на кусите врски, со што се зголемува сигурноста на напојувањето на потрошувачите и евакуацијата на производството на ТЕТО Зајчев Рид. Тековите на моќности и струите на куси врски со вклучен КВ 110 kV Зајчев Рид – Централна Нова, прикажани се во продолжение (Слика 8.29, Табела 8.11).



Слика 8.29 РЕГИОН I – Текови на моќности и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) со изградена ТЕТО Зајчев Рид, секционирани собирници 110 kV СК1 и СК4 и вклучен КВ 110 kV Зајчев Рид – Централна Нова - 2040 година

Табела 8.11 Влијанието на КВ 110 kV Зајчев Рид – Централна Нова на струите на куси врски со секционирани собирници 110 kV СК1 и СК4 – 2040 година

СЦ. "ЈАГЛЕН, ГАС"							
Јазол	U [kV]	СЕКЦ. 110 kV СК4 и СК1		+ КВ 110 kV З.РИД - ЦНТРЛ.Н.		Δ ПОРАСТ	
		3-СКВ [kA]	1-СКВ [kA]	3-СКВ [%]	1-СКВ [%]	3-СКВ [%]	1-СКВ [%]
CNTRLN	110	17,0	18,4	26,5	31,5	56%	71%
JUG NOVA	110	17,6	19,2	26,3	31,0	49%	62%
K.VODA	110	17,9	19,5	26,1	30,6	46%	57%
SK 4 - A	110	19,3	21,0	26,2	30,2	36%	44%
V.GLAVINOV	110	22,8	26,6	26,2	30,8	15%	16%
SARAJ	110	18,1	20,2	20,5	22,9	13%	13%
SK 1 - A	110	25,4	30,4	28,1	33,8	11%	11%
G.BABA	110	14,8	14,0	15,7	14,6	6%	4%
MILADINOVCI	110	10,3	7,6	10,7	7,8	4%	2%
SK 3	110	14,1	14,5	14,3	14,7	2%	1%

СЦ. "ЗЕЛЕНО"							
Јазол	U [kV]	СЕКЦ. 110 kV СК4 и СК1		+ КВ 110 kV З.РИД - ЦНТРЛ.Н.		Δ ПОРАСТ	
		3-СКВ [kA]	1-СКВ [kA]	3-СКВ [%]	1-СКВ [%]	3-СКВ [%]	1-СКВ [%]
CNTRLN	110	16,7	18,2	25,2	30,2	51%	66%
JUG NOVA	110	17,3	18,9	25,0	29,8	45%	58%
K.VODA	110	17,6	19,3	24,9	29,5	41%	53%
SK 4 - A	110	18,9	20,7	25,1	29,1	33%	41%
V.GLAVINOV	110	21,3	25,2	24,7	29,5	16%	17%
SARAJ	110	17,1	19,4	19,6	22,2	14%	14%
SK 1 - A	110	23,4	28,5	26,3	32,0	12%	12%
G.BABA	110	14,1	13,6	15,1	14,3	7%	5%
MILADINOVCI	110	10,0	7,5	10,5	7,7	5%	3%
SK 3	110	13,9	14,3	14,0	14,5	1%	1%

8.9 ПРЕСМЕТКА НА GTC

За пресметка на GTC во 2040 година се користи последниот официјален SECI модел од 2030 година, во кој е претпоставено зајакнување на ДВ 400 kV Pančevo (RS) -VE/Drmno (RS) за да се обезбеди критериумот N-1 за почетната работна состојба.

Анализите покажаа дека во 2040 година се можни значителни транзити на моќност во регионалната мрежа 400 kV и прекугранични преносни капацитети се повеќе од доволни за потребите на увозот на моќност во РМ. Ограничувањата во преносната мрежа се однесуваат на преоптоварувања на регионалните 400 kV водови.

За насоката СЕВЕР-ЈУГ на северната граница Македонија/Србија + Косово, GTC изнесува 950 MW - 1120 MW, додека GTC на јужната граница Македонија/Грција изнесува 1540 MW - 1570 MW. За насоката ЈУГ-СЕВЕР вредностите се слични и изнесуваат 1020 MW - 1090 MW за границата Македонија/Србија + Косово и 1260 MW - 1380 MW за границата Македонија/Грција, како што е прикажано во табелата (Табела 8.12).

Табела 8.12 Вредности на GTC на дефинираните граници на РМ при зголемување на транзитите на моќност во насока СЕВЕР-ЈУГ и ЈУГ-СЕВЕР за 2040 година

Насока СЕВЕР → ЈУГ	**Сценарио**	**ΔE (редиспечинг)**	**GTC на граница**	
			Граница	**GTC (MW)**
RO + RS → MK + GR	"Јаглен, гас"	3400 MW*	Македонија/Србија + Косово	1120
	"Зелено"	2900 MW*		950
RO + RS + MK → GR	"Јаглен, гас"	3100 MW**	Македонија/Грција	1570
	"Зелено"	3100 MW*		1540
Испаднат елемент (N-1)		**Критичен елемент**	**Ограничување [MVA] или [kV]**	**Опт. [%] или Напон [kV]**
* ТЕЦ Kozloduy (BG)		ДВ 400 kV Kozloduy (BG) - Tantareni (RO)	1330 MVA	100%
** ДВ 400 kV Dubrovo (MK) - Solun (GR)		ДВ 400 kV Bitola (MK) - Lerin (GR)	1330 MVA	100%

Насока ЈУГ → СЕВЕР	**Сценарио**	**ΔE (редиспечинг)**	**GTC на граница**	
			Граница	**GTC (MW)**
GR + MK → RO + RS	"Јаглен, гас"	> 3700 MW*	Македонија/Србија + Косово	1090
	"Зелено"	> 3500 MW*		1020
GR → MK + RO + RS	"Јаглен, гас"	3000 MW**	Македонија/Грција	1380
	"Зелено"	2800 MW**		1260
Испаднат елемент (N-1)		**Критичен елемент**	**Ограничување [MVA] или [kV]**	**Опт. [%] или Напон [kV]**
* За поголеми вредности на редиспечингот (ΔE) доаѓа до проблеми со конвергенцијата при пресметката на тековите на моќности (критериум N-1)!				
** ДВ 400 kV Zemlak (AL) - Kardia (GR)		ДВ 400 kV Bitola (MK) - Lerin (GR)	1330 MVA	100%

За насоката ИСТОК-ЗАПАД на источната граница Македонија/Бугарија, GTC изнесува 300 MW - 320 MW додека GTC на западната граница Македонија/Албанија изнесува 320 MW - 330 MW. За насоката ЗАПАД-ИСТОК вредностите се поголеми и изнесуваат 810 MW - 880 MW за границата Македонија/Бугарија, односно 810 MW - 860 MW за границата Македонија/Албанија, како што е прикажано во табелата (Табела 8.13).

Табела 8.13 Вредности на GTC на дефинираните граници на РМ при зголемување на транзитите на моќност во насока ИСТОК-ЗАПАД и ЗАПАД -ИСТОК за 2040 година

Насока ИСТОК → ЗАПАД	**Сценарио**	**ΔE (редиспечинг)**	**GTC на граница**	
			Граница	**GTC (MW)**
RO + BG → MK + AL + IT	"Јаглен, гас"	2100 MW	Македонија/Бугарија	320
	"Зелено"	2100 MW		300
RO + BG + MK → AL + IT	"Јаглен, гас"	2200 MW	Македонија/Албанија	330
	"Зелено"	2200 MW		320
Испаднат елемент (N-1)		**Критичен елемент**	**Ограничување [MVA] или [kV]**	**Опт. [%] или Напон [kV]**
ДВ 400 kV Štip - C.Moglia (BG)		ДВ 400 kV Sofija (BG) - Niš (RS)	1330 MVA	100%

Насока ЗАПАД → ИСТОК	**Сценарио**	**ΔE (редиспечинг)**	**GTC на граница**	
			Граница	**GTC (MW)**
IT + AL + MK → RO + BG	"Јаглен, гас"	> 5700 MW	Македонија/Бугарија	880
	"Зелено"	> 5600 MW		810
IT + AL → MK + RO + BG	"Јаглен, гас"	> 5700 MW	Македонија/Албанија	860
	"Зелено"	> 5600 MW		810
Пресметковно ограничување				
За поголеми вредности на редиспечингот (ΔE) доаѓа до проблеми со конвергенцијата при пресметката на тековите на моќности (критериум N-1)!				

8.10 ЗАКЛУЧОЦИ ЗА 2040 ГОДИНА

Предлог конечната состојба на преносната мрежа на РМ за 2040 година е прикажана на сликите (Слика 8.30, Слика 8.31), а заедно со планираната изградба на нови објекти, прикажани се и дополнителните зајакнувања на преносната мрежа. И покрај значителната изградба на нови електрични централи, дополнителните зајакнувања се минимални (изградба на еден вод 110 kV за сценариото „зелено“), додека поголемиот дел од останатите зафати се однесуваат на вградување на спроводници со поголема трајно дозволена моќност на постоечките водови 110 kV, што зависи и од реализацијата на порастот на оптоварувањето на системот. Во продолжение накратко се опишани карактеристичните проблеми во преносната мрежа и решенијата за нив за разгледуваната 2040 година.

Значителна изградба / пензионирање на електрични централи

По прашањето на изградбата на нови електрични централи, од сите разгледувани периоди, периодот од 2030 до 2040 година е енергетски најинтензивен. Особено се планира изградба на ХЕЦ во регионите V и VI: РХЕЦ/ХЕЦ Чебрен (333 MW), ХЕЦ Галиште (193 MW), ХЕЦ Вардарска Долина (176,8 MW), ХЕЦ Велес (93 MW) и ХЕЦ Градец (55 MW), со што инсталираната моќност на ХЕЦ во преносната мрежа на РМ во 2040 година ќе се зголеми скоро три пати во однос на постоечката состојба:

- За сценариото „јаглен, гас“ инсталираната моќност на ХЕЦ ќе биде 1469 MW, што е зголемување од 902 MW во однос на постоечката состојба на изграденост на ХЕЦ (567 MW).
- За сценариото „зелено“ инсталираната моќност на ХЕЦ ќе биде 1524 MW што е зголемување од 957 MW во однос на постоечката состојба на изграденост на ХЕЦ (567 MW).

По сложеноста и просторниот зафат, особено се истакнува проектот „Вардарска Долина“ кој опфаќа изградба на 10 + 2 ХЕЦ по текот на реката Вардар. Кога на новите ХЕЦ во регионите V и VI ќе се додадат и ВЕЦ (зависно од сценариото: вкупно 150 MW или 250 MW), може да се заклучи дека споменатите региони ќе бидат идните генератори на инвестиции во електроенергетиката на РМ.

Покрај изградбата на новите ХЕЦ и ВЕЦ, двете сценарија за изградба на електрични централи во периодот од 2030 до 2040 година претпоставуваат пензионирање на речиси сите постоечки ТЕЦ. Во конечната состојба за 2040 година во сценариото „јаглен, гас“ во работа ќе бидат новите ТЕЦ Осломеј, ТЕЦ Неготино, ТЕЦ Битола 4, ТЕТО Зајчев Рид и постоечката ТЕЦ Битола 3, додека за сценариото „зелено“ ќе бидат во работа само новите ТЕЦ Осломеј и ТЕТО Зајчев Рид.

400 kV мрежа / Изградба на нова ТС 400/110 kV во регионот II

Во сите разгледувани сценарија се анализирани работни состојби во кои системот на РМ извезува преку 500 MW и увезува над 1300 MW моќност. Резултатите од анализите покажаа дека независно од сценариото на изградба на електричните централи, не доаѓа до загрозување на сигурноста на работата на мрежата 400 kV во РМ, за нормална работна состојба и за критериумот N-1.

Во мрежата 400 kV во периодот од 2030 до 2040 година е планирана изградба на нов меѓу државен вод 400 kV помеѓу Косово и РМ (МЕПСО) и за потребите на студијата се претпоставува изградба на втор ДВ 400 kV Скопје 5 - Урошевац (Косово) (должина ≈ 56 km, ACSR 2x490/65 mm^2, 1330 MVA). Во рамките на изградбата на новиот вод 400 kV помеѓу Косово и РМ, разгледана е можноста за изградба на нова ТС 400/110 kV во областа на регионот II.

Пресметка на максималните струи на куси врски / Изградба на ТЕТО Зајчев Рид

Исто како и во претходниот период, за приклучокот на ТЕТО Зајчев Рид во 2040 година е потребно да се секционираат собирниците 110 kV во ТС Скопје 1 (СК1) и ТС Скопје 4 (СК4) при максимално зимско оптоварување. Иако постоечката електрична централа ТЕТО излегува од работа, со изградбата на новиот ДВ 400 kV СК5 - Урошевац (Косово) и со преминот во кабелски водови на мрежата 110 kV во градот Скопје, струите на куси врски сеуште се критично високи во јазлите 110

kV СК1 и СК4, со тоа што во 2040 година струите на куси врски во јазолот 110 kV СК1 се покритични (Ik3'' 36,3 kA, Ik1'' 42,1 kA) и поголеми од струите на куси врски во јазолот 110 kV СК4 (Ik3'' 33,2 kA, Ik1'' 37,4 kA).

Со предложеното секционирање (поглавје 8.8, Слика 8.28), струите на куси врски во сите јазли 110 kV се задоволително ниски, а ангажираноста на новата ТЕТО Зајчев Рид не ја загрозува сигурноста на системот согласно критериумот N-1. Предложениот начин на секционирање овозможува вклучување и на КВ 110 kV Зајчев Рид – Централна Нова со што се зголемува сигурноста на напојувањето на потрошувачите и евакуацијата на моќноста на ТЕТО Зајчев Рид.

Важна хидрологија / Евакуација на моќноста на сите ХЕЦ / Регион II и Регион IV

Максималната ангажираност на сите ХЕЦ (1469 MW за сценариото „јаглен, гас“ и 1524 MW за сценариото „зелено“) предизвикува високо оптоварување/преоптоварување на следните водови (критериум N-1) во регионот II и регионот IV:

- ДВ 110 kV Врутоκ - Полог и
- ДВ ХЕЦ Врутоκ - ХЕЦ Б. Мост
- ДВ 110 kV ХЕЦ Шпиље - Б. Мост и
- ДВ 110 kV ХЕЦ Глобочица - Струга

Високите оптоварувања/преоптоварувања не се карактеристични за референтните сценарија, туку за малку веројатното сценарио со максимална ангажираност на сите ХЕЦ при критериум N-1. Затоа, авторите на студијата сметаат дека на споменатите водови треба да се вградат спроводници со поголема трајно дозволена моќност (AAAC-Z 324 mm^2, 149 MVA), кога за тоа ќе дојде времето природно да се реконструираат водовите заради старост. Доколку трошоците за редиспечинг на ХЕЦ би биле значителни, тогаш оправдано е и предвременото вградување на спроводници со поголема трајно дозволена моќност (AAAC-Z 324 mm^2, 149 MVA).

Високите оптоварувања се последица на евакуацијата на моќност и затоа сценариото со пониска стапка на пораст на оптоварувањето на системот (Сценарио B) нема да ги намали вредностите на високите оптоварувања/преоптоварувања.

Ангажираност на ВЕЦ / Преоптоварувања / Регион V и Регион VI

Во 2040 година во регионот V и во регионот VI за критериумот N-1 доаѓа до преоптоварувања во мрежата, заради две причини: заради порастот на оптоварувањето на системот и заради евакуацијата на моќноста на ХЕЦ и ВЕЦ.

Високото оптоварување/преоптоварување на ДВ 110 kV Дуброво - Бучим и ДВ 110 kV Бучим - Радовиш (испад на ДВ 110 kV Валандово - Струмица 2) е последица на порастот на оптоварувањето на системот и не може да се реши со редиспечинг на електричните централи. Истовремено заради евакуацијата на моќноста на ХЕЦ и ВЕЦ за сценариото „зелено“ (155 MW повеќе електрични централи во регионот VI од сценариото „јаглен, гас“) доаѓа до преоптоварувања на повеќе водови 110 kV, а посебно е критичен испадот на ДВ 110 kV Валандово - Струмица 2 - Струмица 1. Согласно критериумот на минимални трошоци, решението на проблемот зависи од сценариото за изградба на електричните централи:

Сценарио „јаглен, гас“ *(потребно е да се вградат спроводници со поголема трајно дозволена моќност на следните водови)*

- ДВ 110 kV Бучим - Радовиш
- ДВ 110 kV Дуброво – Бучим
- ДВ 110 kV Струмица 1 - Струмица 2

Сценарио „зелено“ *(потребно е да се изгради нов вод 110 kV)*

- Изградба на ДВ 110 kV Валандово - Струмица 1 (должина ≈ 17,5 km, AAAC-Z 324 mm^2, 149 MVA)

Со изградбата на ДВ 110 kV Валандово - Струмица 1 истовремено се решаваат сите проблеми во регионот VI за критериумот N-1 во двете сценарија и долгорочно тоа е посигурно решение за системот, но заради критериумот на минимум трошоци за сценариото „јаглен, гас“ е предложено вградување на спроводници со поголема трајно дозволена моќност. При изградбата на ДВ 110 kV Валандово - Струмица 1, потребно е да се користат спроводници со поголема трајно дозволена моќност (должина ≈ 17,5 km, AAAC-Z 324 mm^2, 149 MVA).

Покрај наведените решенија, како долгорочна визија за развојот на регионот VI (после 2040 година), во идните студии за развојот треба да се разгледа изградбата на ТС 400/110 kV Валандово или ТС 400/110 kV Струмица.

Сценарија на пораст на оптоварувањето на системот (Сценарио А/Сценарио В)

Сценариото В претпоставува стагнирање на порастот на оптоварувањето на системот после 2030 година. Максималното зимско оптоварување во 2040 година за сценарио В (1792 MW) е дури 537 MW помало од максималното зимско оптоварување во 2040 година за сценарио А (2329 MW). Потребните зафати во преносната мрежа зависно од сценариото на пораст на оптоварувањето се следните:

Регион I (Сценарио А)

- Потребно е ДВ 110 kV да преминат во кабелски водови 110 kV помеѓу 110 kV ТС Скопје 4 и ТС Југ Нова, бидејќи нивното најголемо оптоварување за критериум N-1 изнесува 113%.
- За изградбата на кабелските водови се претпоставува користење на едножилни кабли со пресек Al 1600 mm^2, кои положени во формација триаголник имаат трајно дозволена моќност 209 MVA.

Регион I (Сценарио В)

- Не е потребно ДВ 110 kV да преминат во кабелски водови 110 kV помеѓу 110 kV ТС Скопје 4 и ТС Југ Нова, бидејќи нивното најголемо оптоварување за критериум N-1 изнесува 91%.

Регион VI (Сценарио А) (сценарио „јаглен, гас“)

- Потребно е вградување на спроводници со поголема трајно дозволена моќност (AAAC-Z 324 mm^2, 149 MVA) на ДВ 110 kV Бучим - Радовиш, ДВ 110 kV Дуброво - Бучим и ДВ 110 kV Струмица 1 - Струмица 2

Регион VI (Сценарио В) (сценарио „јаглен, гас“)

- Потребно е вградување на спроводници со поголема трајно дозволена моќност на ДВ 110 kV Бучим – Радовиш, заради максималното летно оптоварување.
- Не е потребно вградување на спроводници со поголема трајно дозволена моќност на ДВ 110 kV Дуброво – Бучим, ниту на ДВ 110 kV Струмица 1 – Струмица 2.

Регион VI (Сценарио А и В) (сценарио „зелено “)

- Независно од порастот на оптоварувањето, заради поголемата изградба на електрични централи за сценариото „зелено“ во регионот VI потребна е изградба на ДВ 110 kV Валандово - Струмица 1.

Изградба на мали електрични централи приклучени на дистрибутивната мрежа

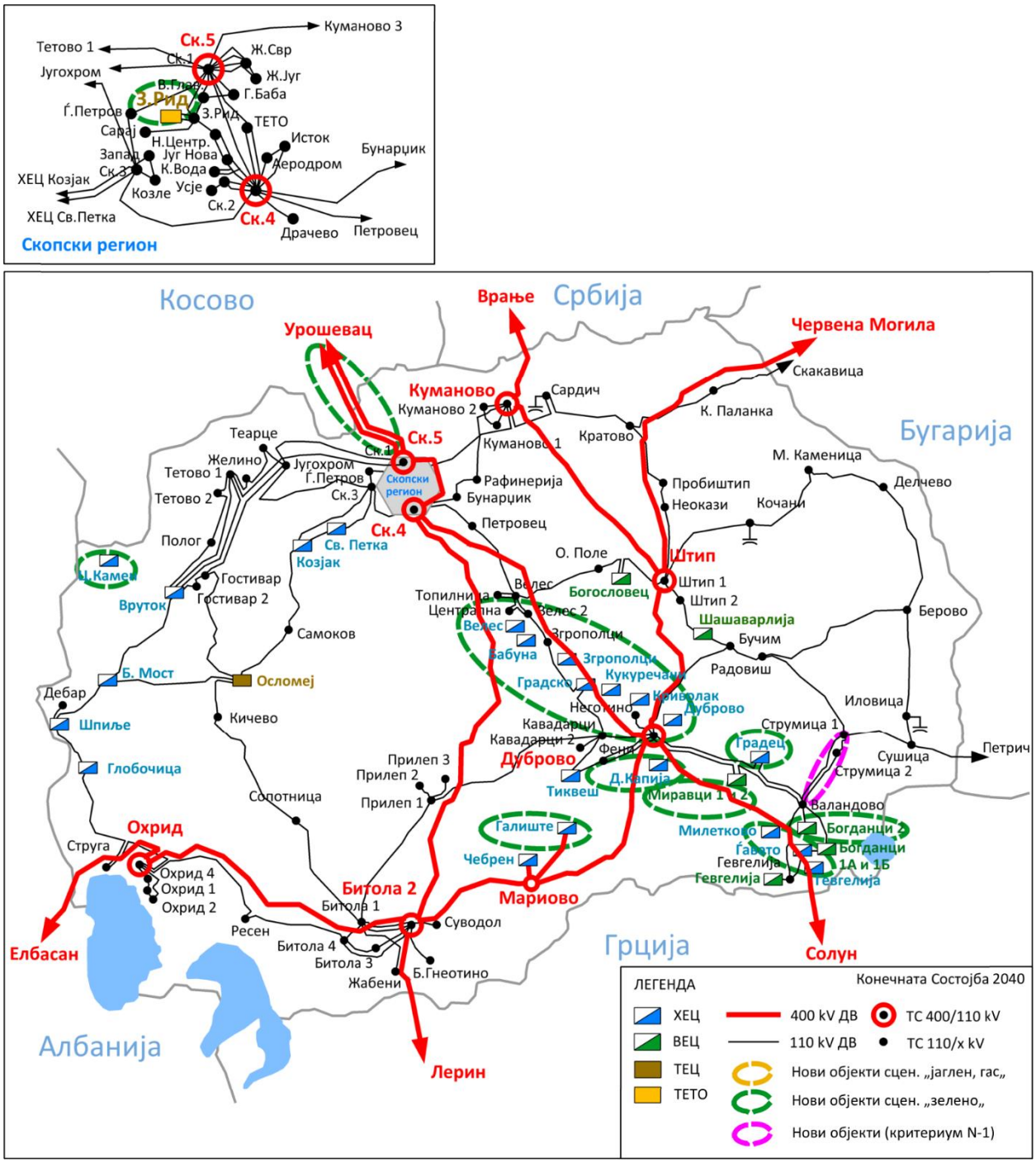
Значителната изградба на електричните централи на дистрибутивната мрежа при максимално летно оптоварување (намалување на максималното летно оптоварување на системот за околу 160 MW) го намалува граничното преоптоварување на ДВ 110 kV Бучим - Радовиш (критериум N-1) од 100% на 90% и го одложува вградувањето на спроводници со поголема трајно дозволена моќност за сценариото „јаглен, гас“.

GTC анализа

Анализите покажаа дека во 2040 година се можни значителни транзити на моќност во регионалната мрежа 400 kV и прекугранични преносни капацитети се повеќе од доволни за потребите на увозот на моќност во РМ. За насоката СЕВЕР-ЈУГ на северната граница Македонија/Србија + Косово, GTC изнесува 950 MW - 1120 MW, додека GTC на јужната граница Македонија/Грција изнесува 1540 MW - 1570 MW. За насоката ЈУГ-СЕВЕР вредностите се слични и изнесуваат 1020 MW - 1090 MW за границата Македонија/Србија + Косово и 1260 MW - 1380 MW за границата Македонија/Грција.

За насоката ИСТОК-ЗАПАД на источната граница Македонија/Бугарија, GTC изнесува 300 MW - 320 MW додека GTC на западната граница Македонија/Албанија изнесува 320 MW - 330 MW. За насоката ЗАПАД-ИСТОК вредностите се поголеми и изнесуваат 810 MW - 880 MW за границата Македонија/Бугарија, односно 810 MW - 860 MW за границата Македонија/Албанија.

Слика 8.30 Изградба на нови објекти во преносната мрежа до 2040 година за сценариото „јаглен, гас“ (конечна состојба)



Слика 8.31 Изградба на нови објекти во преносната мрежа до 2040 година за сценариото „зелено“ (конечна состојба)

9 РЕВИТАЛИЗАЦИЈА НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА

9.1 ВОДОВИ И ЕНЕРГЕТСКИ ТРАНСФОРМАТОРИ – КАНДИДАТИ ЗА РЕВИТАЛИЗАЦИЈА ПО ПОЕДИНЕЧНИТЕ ВРЕМЕНСКИ ПРЕСЕЦИ

9.1.1 Надземни водови/кабли

Како што беше споменато во претходно поглавје, како кандидати за ревитализација се разгледуваат оние водови 400 kV и 110 kV, како и енергетски трансформатори 400/110 kV, на кои во разгледуваниот временски пресек (2020, 2025, 2030, 2040) им истекува очекуваниот животен век од 50 години.

Исклучок од опишаниот принцип е направен само за 2020 година, во која се разгледува можноста за ревитализација на водот 110 kV Штип 1 – Пробиштип, со старост од 48 години во разгледуваниот временски пресек, бидејќи МЕПСО веќе започнал активности за ревитализација на овој вод. Освен споменатиот вод, започнати се активности за ревитализација и на следните водови 110 kV, сите постари од 50 години:

- ТС Битола 1 – ТС Прилеп 1
- (ТС Скопје 4) – ТС Петровец – ТС Велес
- ТС Велес – ТС Овче Поле
- ТС Овче поле – ТС Штип 1

Листите на кандидати за ревитализација по поединечните временски пресеци, прикажани се на следните табели.

За периодот до 2020 година во разгледување за ревитализација се вкупно 506,5 km водови 110 kV, на кои до таа година ќе им истече очекуваниот животен век од 50 години.

Во периодот помеѓу 2020 и 2025 година се разгледуваат дополнителни 287 km водови 110 kV, додека за следниот пет годишен период (2025 – 2030) се разгледуваат 129,3 km водови 110 kV и четири водови 400 kV со вкупна должина од 179,8 km (вкупно во разгледување се 309,1 km водови 110 kV и 400 kV).

За периодот помеѓу 2030 и 2040 година се разгледува можна ревитализација на дополнителни 299,4 km водови 110 kV и еден вод 400 kV со должина 83,4 km (вкупно се во разгледување 382,8 km водови 110 kV и 400 kV).

Вкупно во идниот период до 2040 година би требало согласно критериумот за старост да се ревитализираат 1485,4 km далекуводи, од кои 1222,2 km водови 110 kV и 263,2 km водови 400 kV.

Реалната должина на далекуводите кои МЕПСО во иднина ќе ги ревитализира, не зависи само од нивната старост, туку и од идната состојба на водовите (техничката исправност, нерасположливоста) и барањата на системот. **Затоа, листите на кандидати за ревитализација треба да се сфатат условно, со потребно континуирано ажурирање и анализа/евалуација на тие листи во иднина од страна на МЕПСО**.

Табела 9.1 Водови – кандидати за ревитализација до 2020 година

Преносен вод		Должина [km]	Година
G.PETROV	SK 1	11,1	1959
KOCANI	STIP 1	27,8	1968
VRUTOK	SPILJE	45,6	1964
BITOLA 1	PRILEP 1	33,7	1963
GLOBOCICA	SPILJE	13,5	1964
BITOLA 1	SOPOTNICA	30,7	1960
KICEVO	SOPOTNICA	33,3	1960
BITOLA 1	BITOLA 4	6,2	1970
GLOBOCICA	STRUGA	32,4	1970
BITOLA 4	RESEN	26,2	1970
OHRID 2	OHRID	35,2	1970
OHRID	RESEN		1970
OHRID 1	OHRID	26,3	1970
OHRID	STRUGA		1970
KICEVO	OSLOMEJ	15	1960
ZGROPOLCI	KAVADARCI	26,2	1967
VELES	PETROVEC	26,4	1953
O.POLE	STIP 1	17,9	1960
ZGROPOLCI	VELES 2	13	1967
VELES	O.POLE	20,9	1960
KAVADARCI	TIKVES	8,1	1967
SK 4	PETROVEC	11	1953
G.PETROV	SK 3	20,8	1959
PROBISTIP	STIP 1	25,2	1972
ВКУПНО (km)		**506,5**	

* со црвена боја се означени водовите за кои активностите за ревитализација се веќе започнати од страна на МЕПСО

** водовите кои делат заедничка должина (Охрид 2 – Охрид и Охрид – Ресен, како и Охрид 1 – Охрид и Охрид – Струга) се водови кои настанале од веќе постоечки водови преку влез/излез во новата 400/110 kV Охрид.

Табела 9.2 Водови – кандидати за ревитализација помеѓу 2020 и 2025 година

Преносен вод		Должина [km]	Година
SK 3	SK 4	15,6	1972
SK 2	SK 4	4,3	1972
SK 1	MILADINOVCI	17	1971
KRATOVO	KUMANOVO 1	33,5	1973
SK 1	MILADINOVCI	17	1971
VRUTOK	SK 1	65,2	1972
KRATOVO	PROBISTIP	17,5	1973
KAVADARCI	PRILEP 1	44	1972
DUBROVO	KAVADARCI	13,3	1971
VELES	TOPILNICA	2,3	1972
VELES	TOPILNICA	2,4	1972
VALANDOVO	DUBROVO	39,3	1971
VALANDOVO	STRUMICA 2	15,6	1971
ВКУПНО (km)		**287,0**	

Табела 9.3 Водови – кандидати за ревитализација помеѓу 2025 и 2030

Преносен вод		Должина [km]	Година
BUCIM	STIP 2	21,8	1977
STIP 1	STIP 2	5,4	1977
PRILEP 1	PRILEP 2	1,8	1978
SUSICA	X_PETRIC	11,1	1979
RADOVIS	STRUMICA 1	29,8	1977
STRUMICA 1	SUSICA	16,9	1979
BUCIM	DUBROVO	32	1979
BUCIM	RADOVIS	10,5	1977
DUBROVO	XTH_DU11	54,7	1978
SK 5	XKB_SK11	22,7	1978
DUBROVO	SK 4	82,4	1978
SK 4	SK 5	20	1978
ВКУПНО 110 kV (km)		129,3	
ВКУПНО 400 kV (km)		179,8	
СЕ ВКУПНО (km)		**309,1**	

* бела позадина – водови 110 kV, обоена позадина – водови 400 kV

Табела 9.4 Водови – кандидати за ревитализација помеѓу 2030 и 2040 година

Преносен вод		Должина [km]	Година
SK 4	BUNARGIK	7	1983
KUMANOVO 1	KUMANOVO 2	4,5	1981
KUMANOVO 2	RAFINERIJA	17	1990
SK 4	DRACEVO	2,8	1989
RAFINERIJA	BUNARGIK	17,4	1983
SK 4	DRACEVO	2,8	1989
OSLOMEJ	SAMOKOV	17,5	1983
SAMOKOV	KOZJAK	22,5	1983
SK 3	SV.PETKA	18,9	1983
DELCEVO	M.KAMENICA	18,5	1986
KRATOVO	K.PALANKA	20,3	1985
KOCANI	M.KAMENICA	20,7	1985
BITOLA 2	SUVODOL	3,1	1982
BITOLA 1	BITOLA 2	13	1981
BITOLA 2	BITOLA 3	12,2	1985
BITOLA 1	BITOLA 2	13	1981
DUBROVO	FENI	19,1	1982
TIKVES	FENI	4,3	1983
PRILEP 1	PRILEP 3	5,5	1988
DUBROVO	FENI	19,1	1982
STRUMICA 1	STRUMICA 2	1,9	1988
BEROVO	RADOVIS	38,3	1983
BITOLA 2	DUBROVO	83,4	1982
ВКУПНО 110 kV (km)		299,4	
ВКУПНО 400 kV (km)		83,4	
СЕ ВКУПНО (km)		**382,8**	

* бела позадина – водови 110 kV, обоена позадина – водови 400 kV

Доколку МЕПСО би применил принцип на приближно еднаква должина на далекуводи за ревитализација по години, а со цел рамномерна распределба на финансиски средства (во разгледуваниот период од 2017 – 2040 година, односно во следните 24 години, МЕПСО по тој принцип би ревитализирал околу 62 km далекуводи/годишно), вкупната должина на далекуводите за ревитализација по поединечните временски пресеци би била:

до 2020: вкупно 248 km далекуводи за ревитализација
2020 – 2025: вкупно 309 km далекуводи за ревитализација
2025 – 2030: вкупно 309 km далекуводи за ревитализација
2030 – 2040: вкупно 619 km далекуводи за ревитализација

Во претходниот опис се вклучени само преносните водови по критериумот на нивната старост, а водовите кои ќе треба да се ревитализираат заради потребите на системот (зголемување на преносната моќ), изземени се од разгледување во ова поглавје.

9.1.2 Енергетски трансформатори

Листата на сите трансформатори 400/110 kV во преносната мрежа е прикажана во следната табела. Најстариот трансформатор е од 1976 година, инсталиран во ТС 400/110 kV Скопје 4, а приближно со таа старост има уште 5 други трансформатори. Четири трансформатори се инсталирани после 2000 година и за нив с очекува дека нормално ќе функционираат до крајот на разгледуваниот период до 2040 година.

Табела 9.5 Трансформатори 400/110 kV во преносната мрежа во РМ

Шифра	Напони (U1/U2/U3) (kV)	Моќности (S1/S2/S3) (MVA)	Произведен (год)
1-БТ2-1ТА	420/115/35	300/300/100	1979
2-БТ2-2ТА	420/115/35	300/300/100	1980
3-ДУБ-1ТА	420/115/35	300/300/100	1979
4-ДУБ-2ТА	420/115/35	300/300/100	1977
5-СК4-1ТА	420/115/35	300/300/100	1976
6-СК4-2ТА	420/115/35	300/300/100	1979
7-СК4-3ТА	420/115/35	300/300/100	2007
8-СК5-1ТА	420/115/35	300/300/100	2014
9-СК5-2ТА	420/115/35	300/300/100	2003
10-ШТ-1ТА	420/115/35	300/300/100	2008

По критериумот за истек на очекуваниот животен век, вкупно 6 трансформатори 400/110 kV од претходната табела се означени обоено. На сите очекуваниот животен век им истекува во периодот од 2025 до 2030 година. Согласно постоечките податоци за работата и експлоатацијата на трансформаторите, не е можно да се изработи поточна листа за ревитализација/замена на овие трансформатори. Затоа при одредувањето на динамиката за замена на разгледуваните трансформатори, ќе се претпостави дека два од нив ќе се заменат до 2030 година, а четири после 2030 година.

Табела 9.6 Поделба на групи трансформатори според вредноста на IS [18]

IS	Состојба	Очекуван животен век
85-100	Многу добра	> 20 години
70-85	Добра	< 15 години
60-70	Задоволителна	< 10 години
40-60	Лоша	< 5 години
0-40	Дефект	Крај на животен век

Во студијата „Студија за ефикасно управување со работата на енергетските трансформатори со цел заштеда на електричната енергија“ е извршена оценка на состојбата и работните карактеристики на поединечните трансформатори и на секој од нив му доделена величината „Индекс на состојба“. Согласно оваа студија, индексот на состојба (скратено IS) е величина со која може да се следи состојбата на инсталираната опрема и претставува еден современ начин на собирање и квантификација на информациите поврзани со производството на опремата, експлоатацијата и одржувањето. Еден од најзначајните сегменти во индексот на состојбата се резултатите од „периодичните прегледи“, надзорот над погонот и лабораториските испитувања, претворајќи ги во една објективна и квантитативна слика. Со индексирање на состојбата на опремата се добива точен податок за веројатноста за дефект на посматраната опрема и со тоа поврзаните ризици“.

Во наведената студија постоечките трансформатори во преносната мрежа се оценети на следниот начин.

Табела 9.7 Ранг листа на енергетски трансформатори во 2012 според индексот на состојба [18]

Шифра	Моќности (kVA)	Произведен (год)	Индекс на состојба (%)
9-СК5-2ТА	300000	2014	100
10-ШТ-1ТА	300000	2008	87,23
7-СК4-3ТА	300000	2003	86,70
8-СК5-1ТА	300000	2007	85,10
4-ДУБ-2ТА	300000	1977	76,06
1-БТ2-1ТА	300000	1979	72,87
2-БТ2-2ТА	300000	1980	71,81
6-СК4-2ТА	300000	1979	71,27
3-ДУБ-1ТА	300000	1979	69,68
5-СК4-1ТА	300000	1976	65,96

Како многу добра состојба е оценета состојбата на трансформаторите во ТС Скопје 5, ТС Штип и ТС Скопје 4 (ознака 3ТА), додека за поголем дел од останатите трансформатори состојбата е оценета како добра (ТС Дуброво ознака 2ТА, ТС Bitola 2, ТС Скопје 4 – ознака 2ТА) и задоволителна (ТС Дуброво ознака 1ТА и ТС Скопје 4 ознака 1ТА).

Во оваа студија ќе биде преземена оценката извршена во претходно наведената литература и ќе се претпостави следната динамика на замена на трансформаторите:

Во периодот од 2025 до 2030 година: 3-ДУБ-1ТА
5-СК4-1ТА

Во периодот од 2030 до 2040 година: 6-СК4-2ТА
4-ДУБ-2ТА
1-БТ2-1ТА
2-БТ2-2ТА

Со користените цени на високонапонските опрема и со претпоставката дека заедно со трансформаторот 400/110 kV (2,5 милиони €/трансформатор) ќе се заменат и соодветните припадни трансформаторски полиња 400 kV (700.000 €/поле) и 110 kV (225.000 €/поле), вкупниот трошок за еден трансформатор изнесува 3.425.000 € и затоа се претпоставува следната динамика на финансирање на замената на трансформаторите:

Во периодот од 2025 до 2030 година: 6.850.000 €

Во периодот од 2030 до 2040 година: 13.700.000 €

9.2 ЛИСТА НА ВОДОВИ ЗА РЕВИТАЛИЗАЦИЈА И ПРОЦЕНКА НА ТРОШОЦИТЕ

9.2.1 Ревитализација на водови за краткорочна идна состојба (идните три од пет години, до и после 2020 година)

Со примена на претходно опишаната методологија, добиени се резултатите за секој анализиран вод кој е кандидат за ревитализација до разгледуваниот временски пресек и се прикажани во следните табели.

Табела 9.8 ја прикажува оценката на постоечката состојба на разгледуваните водови преку бодирање во категориите старост, техничка исправност[15] и реализирана нерасположливост, како пресек на годишните вредности во периодот 2006 – 2015 година, и ја прикажува оценката на улогата и значењето на разгледуваните водови преку бодирање во категориите: оптоварување на водот во однос на неговата максимална дозволена струја во нормална работа и режим на работа карактеристичен по врвното оптоварување во ЕЕС, најголемото оптоварување на водот при нерасположливост на една гранка од системот (N-1) и дали е задоволен критериумот на сигурност (N-1) кога разгледуваниот вод е трајно надвор од работа.

Табела 9.9 го прикажува вкупниот број на бодови за секој вод.

Табела 9.10 ја прикажува конечната листа на водовите за ревитализација до ~2020 година со основен критериум дека на листата влегуваат водовите со вкупен број на бодови поголем од 3,6, заедно со дополнителен критериум дека водот на листата мора да биде технички неисправен или неговата трајна нерасположливост да доведува до незадоволување на критериумот (N-1). Листата е составена со опаѓачки број на бодови (од максимални 6 до минимален број на бодови за учество на листата 3,6).

Согласно прикажаната листа до разгледуваниот временски пресек, потребно е да се ревитализираат водовите 110 kV, кои веќе се во планот на МЕПСО за ревитализација, со дополнителен вод 110 kV Кичево – Осломеј кој треба да се ревитализира заради староста и високото оптоварување во случај на изградба на новата ТЕЦ Осломеј до ~2020 година (сценарио „јаглен, гас“). За сценариото „зелено“(планирана е изградба на ТЕЦ Осломеј до 2025 година во ова сценарио) ревитализацијата на овој вод е можно да се одложи за идниот период.

Табела 9.11 ја прикажува листата на водови кандидати за ревитализација до ~2020 година кои останаа надвор од листата, бидејќи нивниот збир на бодовите е помал од 3,6 и затоа влегуваат во вреднувањето за следниот временски пресек.

Надвор од листата остана и водот ТС Петровец – ТС Велес, чија ревитализација МЕПСО ја припрема заради ниското очекувано оптоварување на тој вод при N и N-1 расположливост на гранките во преносната мрежа.

Согласно извршената анализа и прикажаните резултати, во периодот до ~2020 би требало да се ревитализираат вкупно 123,7 km водови 110 kV, односно годишно околу 30,9 km (во однос на периодот од 4 години, 2017 – 2020 вклучувајќи ги и 2017 и 2020).

Заради недоволен број на бодови, надвор од листата останаа вкупно 382,8 km водови 110 kV кои до 2020 година ќе бидат постари од 50 години.

[15] Како технички неисправни водови се означени оние водови кои имаат бетонски столбови и/или немаат заштитно јаже по целата должина.

За сите водови кои се на листата за ревитализација до разгледуваниот временски пресек (~2020), извршена е проценка на трошоците на следниот начин[16]:

- За водовите на бетонски столбови, пресметан е трошокот за изградба на комплетно нов вод опремен со спроводници ACSR 240/40 mm^2 или AAAC-Z, зависно од потребната трајно дозволена моќност на водот во долгорочен период.
- Ако бетонските столбови се наоѓаат само на дел од трасата, трошокот за изградба на новиот вод се однесува само на тој дел од трасата, за делот со челично-решеткасти столбови се зема само трошокот за замена на спроводниците.
- Истиот принцип е применет и за сите водови постари од 70 години во разгледуваниот временски пресек, бидејќи се претпоставува дека за така стари водови состојбата на челично-решеткастите столбови бара нивна комплетна замена.
- За водовите на челично-решеткасти столбови и спроводници ACSR 150/25 mm^2 пресметан е трошокот за изградба на комплетно нов вод опремен со спроводници ACSR 240/40 mm^2 или AAAC-Z зависно од потребната трајно дозволена моќност на водот во долгорочен период.
- За водови на челично-решеткасти столбови и спроводници ACSR 240/40 mm^2 се претпоставува трошокот за вградување на нови ACSR 240/40 mm^2 спроводници, без трошокот за замена на столбовите, ако водот не е постар од 70 години.
- За водови на челично-решеткасти столбови и спроводници ACSR 240/40 mm^2 и ACSR 150/25 mm^2 се претпоставува трошокот за замена само на спроводниците на делот со ACSR 240/40 mm^2 и трошокот за изградба на комплетно нов вод со демонтажа на постоечкиот за делницата со спроводници ACSR 150/25 mm^2.

Табелата во продолжение (Табела 9.10) содржи проценка на трошоците за ревитализацијата на секој вод кој е на листата. За разгледуваниот временски пресек, вкупните трошоци за ревитализација се проценети на 9.754.000 €.

[16] Истиот принцип за проценка на трошоците е применет и за останатите анализирани временски пресеци.

Табела 9.8 Резултати од бодирањето на водовите, кандидати за ревитализација до ~2020 година, по поединечните категории

Преносен вод		Должина [km]	Година	ОЦЕНКА НА ПОСТОЕЧКАТА СОСТОЈБА - БОДОВИ				ОЦЕНКА НА УЛОГАТА И ЗНАЧЕЊЕТО – БОДОВИ			
				Старост	Техничка исправност	Нерасположлив-ост	ВКУПНО (постоечка состојба)	Критериум оптоварување на водот	Критериум максимум оптоварување на водот при (N-1)	Критериум трајна нерасположлив-ост	ВКУПНО (улога и значење)
G.PETROV	SK 1	11,1	1959	0,91	0	1,00	1,91	0,27	0,37	1	1,64
KOCANI	STIP 1	27,8	1968	0,78	0	0,00	0,78	0,54	0,47	1	2,01
VRUTOK	SPILJE	45,6	1964	0,84	0	0,23	1,07	0,49	0,76	1	2,25
BITOLA 1	PRILEP 1	33,7	1963	0,85	1	0,14	2,00	0,61	0,49	1	2,10
GLOBOCICA	SPILJE	13,5	1964	0,84	0	0,09	0,92	0,28	0,45	1	1,74
BITOLA 1	SOPOTNICA	30,7	1960	0,90	0	0,04	0,93	0,47	0,77	1	2,24
KICEVO	SOPOTNICA	33,3	1960	0,90	0	0,03	0,92	0,49	0,78	1	2,28
BITOLA 1	BITOLA 4	6,2	1970	0,75	0	0,02	0,77	0,23	0,33	0	0,56
GLOBOCICA	STRUGA	32,4	1970	0,75	0	0,02	0,77	0,78	0,75	1	2,53
BITOLA 4	RESEN	26,2	1970	0,75	0	0,02	0,77	0,11	0,36	1	1,47
OHRID 2	OHRID	35,2	1970	0,75	0	0,01	0,76	0,32	0,39	1	1,71
OHRID	RESEN		1970	0,75	0	0,01	0,76	0,03	0,31	1	1,34
OHRID 1	OHRID	26,3	1970	0,75	0	0,00	0,75	0,33	0,39	1	1,71
OHRID	STRUGA		1970	0,75	0	0,00	0,75	0,39	0,50	1	1,90
KICEVO	OSLOMEJ	15	1960	0,90	0	0,00	0,90	0,84	1,00	1	2,84
ZGROPOLCI	KAVADARCI	26,2	1967	0,79	0	0,21	1,00	0,33	0,41	1	1,75
VELES	PETROVEC	26,4	1953	1,00	1	0,04	2,04	0,07	0,27	1	1,33
O.POLE	STIP 1	17,9	1960	0,90	1	0,04	1,94	0,45	0,43	1	1,87
ZGROPOLCI	VELES 2	13	1967	0,79	0	0,04	0,83	0,30	0,39	1	1,70
VELES	O.POLE	20,9	1960	0,90	1	0,01	1,91	0,28	0,43	1	1,71
KAVADARCI	TIKVES	8,1	1967	0,79	0	0,00	0,79	0,43	0,69	1	2,11
SK 4	PETROVEC	11	1953	1,00	1	0,02	2,02	0,22	0,38	1	1,60
G.PETROV	SK 3	20,8	1959	0,91	0	0,00	0,92	0,31	0,31	1	1,62
PROBISTIP	STIP 1	25,2	1972	0,72	1	0,23	1,95	1,00	0,77	1	2,77

Табела 9.9 Резултати од бодирањето на водовите, кандидати за ревитализација до ~2020 година, за сите категории

Преносен вод		Должина [km]	Година	ВКУПНО БОДОВИ
G.PETROV	SK 1	11,1	1959	3,56
KOCANI	STIP 1	27,8	1968	2,79
VRUTOK	SPILJE	45,6	1964	3,31
BITOLA 1	PRILEP 1	33,7	1963	4,10
GLOBOCICA	SPILJE	13,5	1964	2,66
BITOLA 1	SOPOTNICA	30,7	1960	3,17
KICEVO	SOPOTNICA	33,3	1960	3,20
BITOLA 1	BITOLA 4	6,2	1970	1,33
GLOBOCICA	STRUGA	32,4	1970	3,30
BITOLA 4	RESEN	26,2	1970	2,24
OHRID 2	OHRID	35,2	1970	2,47
OHRID	RESEN		1970	2,10
OHRID 1	OHRID	26,3	1970	2,46
OHRID	STRUGA		1970	2,65
KICEVO	OSLOMEJ	15	1960	3,74
ZGROPOLCI	KAVADARCI	26,2	1967	2,74
VELES	PETROVEC	26,4	1953	3,38
O.POLE	STIP 1	17,9	1960	3,81
ZGROPOLCI	VELES 2	13	1967	2,52
VELES	O.POLE	20,9	1960	3,61
KAVADARCI	TIKVES	8,1	1967	2,91
SK 4	PETROVEC	11	1953	3,62
G.PETROV	SK 3	20,8	1959	2,54
PROBISTIP	STIP 1	25,2	1972	4,72

Табела 9.10 Листа за ревитализација на водови до ~2020 година

ВОД		km	БОДОВИ	ПОСТОЕЧКИ СПРОВОДНИЦИ	ПОСТОЕЧКИ СТОЛБОВИ		НОВИ СПРОВОДНИЦИ	НОВИ СТОЛБОВИ	ПРОЦЕНКА НА ТРОШОЦИТЕ (€)
					Челични	Бетонски			
PROBISTIP	STIP 1	25,2	4,72	ACSR 150/25 mm2		111	AAAC-z*	челични	2.268.000
BITOLA 1	PRILEP 1	33,7	4,10	ACSR 240/40 mm2	2	123	ACSR 240/40 mm2	челични	2.670.000
O.POLE	STIP 1	17,9	3,81	ACSR 20%240/40+80%150/25 mm2	13	59	ACSR 240/40 mm2	челични	1.277.000
KICEVO	OSLOMEJ	15	3,74	ACSR 36%240/40+64%150/25 mm2	49		AAAC-z [17]	челични	1.350.000
SK 4	PETROVEC	11	3,62	ACSR 240/40 mm2	26	125	ACSR 240/40 mm2	челични	789.000
VELES	O.POLE	20,9	3,61	ACSR 40%240/40+60%150/25 mm2	22	59	ACSR 240/40 mm2	челични	1.400.000

* Заради системски потреби во 2030 година и приклучокот на новите директни потрошувачи (Неокази, Сардич, Кранфилд), зголемување на трајно дозволената моќност е потребно на делницата Штип – Неокази

[17] Водот 110 kV Кичево – Осломеј задоволува со спроводници ACSR 240/40 mm^2, ако до 2025 година се изгради водот 110 kV ХЕЦ Козјак – СК3, како што е планирано во оваа студија. Во спротивно треба да се зголеми трајно дозволената моќност пример со вградување на AAAC-Z спроводници.

Табела 9.11 Водови, кандидати за ревитализација до ~2020 година, надвор од конечната листа

ВОД		km	БОДОВИ	ПОСТОЕЧКИ СПРОВОДНИЦИ	ПОСТОЕЧКИ СТОЛБОВИ	
					Челични	Бетонски
G.PETROV	SK 1	11,1	3,56	ACSR 240/40 mm2	40	
VELES	PETROVEC	26,4	3,38	ACSR 240/40 mm2	26	125
VRUTOK	SPILJE	45,6	3,31	ACSR 240/40 mm2	168	
GLOBOCICA	STRUGA	32,4	3,30	ACSR 240/40 mm2	101	
KICEVO	SOPOTNICA	33,3	3,20	ACSR 150/25 mm2	116	
BITOLA 1	SOPOTNICA	30,7	3,17	ACSR 150/25 mm2	96	
KAVADARCI	TIKVES	8,1	2,91	ACSR 240/40 mm2	26	
KOCANI	STIP 1	27,8	2,79	ACSR 150/25 mm2	91	
ZGROPOLCI	KAVADARCI	26,2	2,74	ACSR 240/40 mm2	74	
GLOBOCICA	SPILJE	13,5	2,66	ACSR 240/40 mm2	54	
OHRID	STRUGA	15,2*	2,65	ACSR 240/40 mm2	52	
G.PETROV	SK 3	20,8	2,54	ACSR 240/40 mm2	75	
ZGROPOLCI	VELES 2	13	2,52	ACSR 240/40 mm2	35	
OHRID 2	OHRID	12,3*	2,47	ACSR 240/40 mm2	31	
OHRID 1	OHRID	11,1*	2,46	ACSR 240/40 mm2	38	
BITOLA 4	RESEN	26,2	2,24	ACSR 240/40 mm2	89	
OHRID	RESEN	22,9*	2,10	ACSR 240/40 mm2	59	
BITOLA 1	BITOLA 4	6,2	1,33	ACSR 240/40 mm2	23	

* постоечките водови Охрид 2 – Ресен со должина 35,2 km и Охрид 1 – Струга со должина 26,3 km

9.2.2 Ревитализација на водови за среднорочна идна состојба (идните пет до десет години, до и после 2025 година)

Како водови кандидати за ревитализација во периодот помеѓу ~2020 и ~2025 година, разгледувани се сите водови прикажани на претходните табели по критериумот на старост поголема од 50 години (Табела 9.2), како и водовите кои не се најдоа на конечната листа за претходно анализираниот временски пресек (Табела 9.11).

Од водовите кои не се најдоа на конечната листа за претходниот временски пресек, бодирани се само оние водови кои за разгледуваниот временски пресек нема да бидат постари од 70 години, а тоа се водовите прикажани на претходната табела, освен водот 110 kV Петровец – Велес. Овој вод во разгледуваниот временски пресек ќе биде стар 72 година и затоа автоматски е земен предвид на конечната листа за ревитализација на водовите, без бодирање по поединечните категории.

Со примена на претходно опишаната методологија, за секој анализиран вод кандидат за ревитализација до разгледуваниот временски пресек, добиени се резултатите прикажани во табелите кои следат.

Табела 9.12 ја прикажува оценката на постоечката состојба на разгледуваните водови преку бодирање во категориите старост, техничка исправност и реализирана нерасположливост, како пресек на годишните вредности во периодот 2006 – 2015 година и ја прикажува оценката на улогата и значењето на разгледуваните водови преку бодирање во категориите оптоварување на водот во однос на неговата максимално дозволена струја во нормална работа и режим на работа карактеристичен по врвното оптоварување во ЕЕС, најголемото оптоварување на водот при нерасположливост на една гранка од системот (N-1) и дали е задоволен критериумот на сигурност (N-1) кога разгледуваниот вод е трајно надвор од работа.

Табела 9.13 го прикажува вкупниот број на бодови за секој вод.

Табела 9.14 ја прикажува конечната листа на водовите за ревитализација до ~2025 година со основен критериум дека на листата влегуваат водовите со вкупен број на бодови поголем од 3, заедно со дополнителен критериум дека водот на листата мора да биде технички неисправен или неговата трајна нерасположливост да доведува до незадоволување на критериумот (N-1). Листата е составена со опаѓачки број на бодови (од максимални 6 до минимален број на бодови за учество на листата 3).

Табела 9.15 ја прикажува листата на водови кандидати за ревитализација до ~2025 година кои останаа надвор од листата, бидејќи нивниот збир на бодовите е помал од 3 и затоа влегуваат во вреднувањето за следниот временски пресек.

Согласно извршената анализа и прикажаните резултати, во периодот до ~2025 би требало да се ревитализираат вкупно 226,8 km водови 110 kV, односно годишно околу 45,4 km, што е помалку од просечно потребните 63 km, доколку активностите за ревитализација би се извршувале рамномерно се до 2040 година. Заради недоволниот број на бодови, надвор од листата останаа вкупно 447,8 km водови 110 kV.

За сите водови кои се најдоа на листата за ревитализација до разгледуваниот временски пресек (~2025), извршена е проценка на трошоците, што се дадено во Табела 9.14. За разгледуваниот временски пресек, вкупните трошоци за ревитализација се проценети на 13.954.000 €.

Табела 9.12 Резултати од бодирањето на водовите, кандидати за ревитализација до ~2025 година, по поединечните категории

Преносен вод		Должина [km]	Год.	ОЦЕНКА НА ПОСТОЕЧКАТА СОСТОЈБА - БОДОВИ				ОЦЕНКА НА УЛОГАТА И ЗНАЧЕЊЕТО – БОДОВИ			
				Старост	Техничка исправност	Нерасположливост	ВКУПНО (постоечка состојба)	Критериум оптоварување на водот	Критериум максимум оптоварување на водот при (N-1)	Критериум трајна нерасположливост	ВКУПНО (улога и значење)
SK 3	SK 4	15,6	1972	0,80	0	1,00	1,80	0,28	0,26	0	0,54
SK 2	SK 4	4,3	1972	0,80	0	1,00	1,80	0,17	0,27	1	1,43
SK 1	MILADINOVCI	17	1971	0,82	1	0,25	2,07	0,00	0,00	0	0,00
SK 1	MILADINOVCI	17	1971	0,82	1	0,02	1,84	0,00	0,00	0	0,00
KRATOVO	KUMANOVO 1	33,5	1973	0,79	0	0,11	0,90	0,23	0,41	1	1,64
VRUTOK	TETOVO 1*	35	1972	0,80	0	0,13	0,93	0,38	0,41	1	1,79
SK 1	TETOVO 1*	35	1972	0,80	0	0,13	0,93	0,15	0,19	0	0,34
KRATOVO	PROBISTIP	17,5	1973	0,79	0	0,13	0,92	0,35	0,39	1	1,74
KAVADARCI	PRILEP 1	44	1972	0,80	0	0,37	1,17	0,39	0,47	1	1,87
DUBROVO	KAVADARCI	13,3	1971	0,82	0	0,00	0,82	0,60	0,64	0	1,24
VELES	TOPILNICA	2,3	1972	0,80	0	0,00	0,80	0,00	0,00	0	0,00
VELES	TOPILNICA	2,4	1972	0,80	0	0,00	0,80	0,00	0,00	0	0,00
VALANDOVO	DUBROVO	39,3	1971	0,82	0	0,13	0,95	0,54	0,52	1	2,05
VALANDOVO	STRUMICA 2	15,6	1971	0,82	0	0,00	0,82	1,00	1,00	1	3,00
KOCANI	STIP 1	27,8	1968	0,86	0	0,00	0,86	0,55	0,51	1	2,06
GLOBOCICA	SPILJE	13,5	1964	0,92	0	0,06	0,98	0,15	0,38	1	1,53
BITOLA 1	BITOLA 4	6,2	1970	0,83	0	0,02	0,85	0,18	0,29	0	0,46
BITOLA 4	RESEN	26,2	1970	0,83	0	0,01	0,85	0,03	0,23	1	1,26
OHRID 2	OHRID	35,2	1970	0,83	0	0,01	0,84	0,30	0,37	1	1,66
OHRID	RESEN		1970	0,83	0	0,01	0,84	0,06	0,18	1	1,23
OHRID 1	OHRID	26,3	1970	0,83	0	0,00	0,84	0,30	0,37	1	1,66
OHRID	STRUGA		1970	0,83	0	0,00	0,84	0,23	0,40	1	1,62
ZGROPOLCI	KAVADARCI	26,2	1967	0,88	0	0,14	1,02	0,48	0,44	1	1,92
ZGROPOLCI	VELES 2	13	1967	0,88	0	0,02	0,90	0,45	0,42	1	1,87
KAVADARCI	TIKVES	8,1	1967	0,88	0	0,00	0,88	0,54	0,60	1	2,14
G.PETROV	SK 3	20,8	1959	1,00	0	0,00	1,00	0,30	0,29	1	1,58
G.PETROV	SK 1	11,1	1959	1,00	0	0,68	1,68	0,20	0,28	1	1,48
VELES	PETROVEC	26,4	1953	-	-	-	-	-	-	-	-

Преносен вод		Должина [km]	Год.	ОЦЕНКА НА ПОСТОЕЧКАТА СОСТОЈБА - БОДОВИ				ОЦЕНКА НА УЛОГАТА И ЗНАЧЕЊЕТО – БОДОВИ			
				Старост	Техничка исправност	Нерасположливост	ВКУПНО (постоечка состојба)	Критериум оптоварување на водот	Критериум максимум оптоварување на водот при (N-1)	Критериум трајна нерасположливост	ВКУПНО (улога и значење)
VRUTOK	SPILJE	45,6	1964	0,92	0	0,16	1,08	0,45	0,63	1	2,08
GLOBOCICA	STRUGA	32,4	1970	0,83	0	0,01	0,85	0,54	0,63	1	2,16
BITOLA 1	SOPOTNICA	30,7	1960	0,98	0	0,02	1,01	0,24	0,31	1	1,55
KICEVO	SOPOTNICA	33,3	1960	0,98	0	0,02	1,00	0,38	0,33	1	1,71

* Предвиден е влез на водот 110 kV Вруток - Скопје 1 во ТС Тетово 1

Табела 9.13 Резултати од бодирањето на водовите, кандидати за ревитализација до ~2025 година, за сите категории

Преносен вод		Должина [km]	Година	ВКУПНО БОДОВИ
SK 3	SK 4	15,6	1972	2,35
SK 2	SK 4	4,3	1972	3,23
SK 1	MILADINOVCI	17	1971	2,07
SK 1	MILADINOVCI	17	1971	1,84
KRATOVO	KUMANOVO 1	33,5	1973	2,54
VRUTOK	TETOVO 1*	35	1972	2,72
SK 1	TETOVO 1*	35	1972	1,27
KRATOVO	PROBISTIP	17,5	1973	2,66
KAVADARCI	PRILEP 1	44	1972	3,04
DUBROVO	KAVADARCI	13,3	1971	2,06
VELES	TOPILNICA	2,3	1972	0,80
VELES	TOPILNICA	2,4	1972	0,80
VALANDOVO	DUBROVO	39,3	1971	3,00
VALANDOVO	STRUMICA 2	15,6	1971	3,82
KOCANI	STIP 1	27,8	1968	2,92
GLOBOCICA	SPILJE	13,5	1964	2,51
BITOLA 1	BITOLA 4	6,2	1970	1,31
BITOLA 4	RESEN	26,2	1970	2,11
OHRID 2	OHRID	35,2	1970	2,50
OHRID	RESEN		1970	2,07

Преносен вод		Должина [km]	Година	ВКУПНО БОДОВИ
OHRID 1	OHRID	26,3	1970	2,50
OHRID	STRUGA		1970	2,46
ZGROPOLCI	KAVADARCI	26,2	1967	2,94
ZGROPOLCI	VELES 2	13	1967	2,78
KAVADARCI	TIKVES	8,1	1967	3,02
G.PETROV	SK 3	20,8	1959	2,59
G.PETROV	SK 1	11,1	1959	3,16
VELES	PETROVEC	26,4	1953	-
VRUTOK	SPILJE	45,6	1964	3,16
GLOBOCICA	STRUGA	32,4	1970	3,01
BITOLA 1	SOPOTNICA	30,7	1960	2,56
KICEVO	SOPOTNICA	33,3	1960	2,71

* Предвиден е влез на водот 110 kV Вруток - Скопје 1 во ТС Тетово 1

Табела 9.14 Листа за ревитализација на водови до ~2025 година

ВОД		km	БОДОВИ	ПОСТОЕЧКИ СПРОВОДНИЦИ	ПОСТОЕЧКИ СТОЛБОВИ		НОВИ СПРОВОДНИЦИ	НОВИ СТОЛБОВИ	ПРОЦЕНКА НА ТРОШОЦИТЕ (€)
					Челични	Бетонски			
VELES	PETROVEC	26,4	-	ACSR 240/40 mm2	26	125	ACSR 240/40 mm2	челични	2.112.000
SK 2	SK 4	4,3	3,23	ACSR 240/40 mm2	16		ACSR 240/40 mm2	-	138.000
VALANDOVO	STRUMICA 2	15,6	3,82	ACSR 150/25 mm2	48		AAAC-z	челични	1.404.000
G.PETROV	SK 1	11,1	3,16	ACSR 240/40 mm2	40		ACSR 240/40 mm2	-	355.000
VRUTOK	SPILJE	45,6	3,16	ACSR 240/40 mm2	168		AAAC-z*	-	4.104.000
KAVADARCI	PRILEP 1	44	3,04	ACSR 240/40 mm2	137		ACSR 240/40 mm2	-	1.408.000
KAVADARCI	TIKVES	8,1	3,02	ACSR 240/40 mm2	26		ACSR 240/40 mm2	-	259.000
GLOBOCICA	STRUGA	32,4	3,01	ACSR 240/40 mm2	101		AAAC-z*	-	2.916.000
VALANDOVO	DUBROVO	39,3	3,00	ACSR 240/40 mm2	121		ACSR 240/40 mm2		1.258.000

* во случај на изградба на ХЕЦ Бошков Мост 68 MW и ХЕЦ Шпиље 2 30 MW

Табела 9.15 Водови, кандидати за ревитализација до ~2025 година, надвор од конечната листа

ВОД		km	БОДОВИ	ПОСТОЕЧКИ СПРОВОДНИЦИ	ПОСТОЕЧКИ СТОЛБОВИ	
					Челични	Бетонски
ZGROPOLCI	KAVADARCI	26,2	2,94	ACSR 240/40 mm2	74	
KOCANI	STIP 1	27,8	2,92	ACSR 150/25 mm2	91	
ZGROPOLCI	VELES 2	13	2,78	ACSR 240/40 mm2	35	
VRUTOK	TETOVO 1	35	2,72	ACSR 360/57 mm2	-	
KICEVO	SOPOTNICA	33,3	2,71	ACSR 150/25 mm2	116	
KRATOVO	PROBISTIP	17,5	2,66	ACSR 150/25 mm2	51	
G.PETROV	SK 3	20,8	2,59	ACSR 240/40 mm2	75	
BITOLA 1	SOPOTNICA	30,7	2,56	ACSR 150/25 mm2	96	
KRATOVO	KUMANOVO 1	33,5	2,54	ACSR 150/25 mm2	102	
GLOBOCICA	SPILJE	13,5	2,51	ACSR 240/40 mm2	54	
OHRID 2	OHRID	12,3	2,50	ACSR 240/40 mm2	90	
OHRID 1	OHRID	11,1	2,50	ACSR 240/40 mm2	90	
OHRID	STRUGA	15,2	2,46	ACSR 240/40 mm2	52	
SK 3	SK 4	15,6	2,35	ACSR 240/40 mm2	49	
BITOLA 4	RESEN	26,2	2,11	ACSR 240/40 mm2	89	
OHRID	RESEN	22,9	2,07	ACSR 240/40 mm2	59	
SK 1	MILADINOVCI	17,0	2,07	ACSR 95/15 mm2	-	72
DUBROVO	KAVADARCI	13,3	2,06	ACSR 240/40 mm2	40	
SK 1	MILADINOVCI	17,0	1,84	ACSR 95/15 mm2	-	73
BITOLA 1	BITOLA 4	6,2	1,31	ACSR 240/40 mm2	23	
SK 1	TETOVO 1	35,0	1,27	ACSR 360/57 mm2	-	
VELES	TOPILNICA	2,3	0,80	ACSR 240/40 mm2	16	
VELES	TOPILNICA	2,4	0,80	ACSR 240/40 mm2	17	

9.2.3 Ревитализација на водови за долгорочна идна состојба (идните десет до петнаесет години, до и после 2030 година)

Како водови кандидати за ревитализација во периодот помеѓу ~2025 и ~2030 година, разгледувани се сите водови прикажани во претходните табели по критериумот на старост поголема од 50 години (Табела 9.3), како и водовите кои не се најдоа на конечната листа за претходно анализираниот временски пресек (Табела 9.15).

Од водовите кои не се најдоа на конечната листа за претходниот временски пресек, бодирани се само оние водови кои за разгледуваниот временски пресек нема да бидат постари од 70 години, а тоа се водовите прикажани на претходната табела, освен водовите 110 kV Ѓ. Петров – Скопје 3, Битола 1 – Сопотница и Кичево – Сопотница. Овие водови во разгледуваниот временски пресек ќе бидат стари 71 и 70 години и затоа автоматски се земени предвид на конечната листа за ревитализација на водовите, без бодирање по поединечните категории.

Со примена на претходно опишаната методологија, за секој анализиран вод кандидат за ревитализација во разгледуваниот временски пресек, добиени се резултатите прикажани во табелите кои следат.

Табела 9.16 ја прикажува оценката на постоечката состојба на разгледуваните водови преку бодирање во категориите старост, техничка исправност и реализирана нерасположливост, како пресек на годишните вредности во периодот 2006 – 2015 година и ја прикажува оценката на улогата и значењето на разгледуваните водови преку бодирање во категориите оптоварување на водот во однос на неговата максимално дозволена струја во нормална работа и режим на работа карактеристичен по врвното оптоварување во ЕЕС, најголемото оптоварување на водот при нерасположливост на една гранка од системот (N-1) и дали е задоволен критериумот на сигурност (N-1) кога разгледуваниот вод е трајно надвор од работа.

Табела 9.17 го прикажува вкупниот број на бодови за секој вод.

Табела 9.18 ја прикажува конечната листа на водовите за ревитализација до ~2030 година со основен критериум дека на листата влегуваат водовите со вкупен број на бодови поголем од 3, заедно со дополнителен критериум дека водот на листата мора да биде технички неисправен или неговата трајна нерасположливост да доведува до незадоволување на критериумот (N-1). Листата е составена со опаѓачки број на бодови (од максимални 6 до минимален број на бодови за учество на листата 3).

Табела 9.19 ја прикажува листата на водови кандидати за ревитализација до ~2030 година кои останаа надвор од листата, бидејќи нивниот збир на бодовите е помал од 3 и затоа влегуваат во вреднувањето за следниот временски пресек. Заради недоволен број на бодови, надвор од листата останаа вкупно 448,2 km водови 110 kV.

Согласно извршената анализа и прикажаните резултати, во периодот до ~2030 би требало да се ревитализираат вкупно 308,7 km водови 110 kV, односно годишно околу 61,7 km, што е помалку од просечно потребните 63 km, доколку активностите за ревитализација би се извршувале рамномерно се до ~2040 година.

За сите водови кои се најдоа на листата за ревитализација до разгледуваниот временски пресек (~2030), извршена е проценка на трошоците, што е прикажано во Табела 9.18. За разгледуваниот временски пресек, вкупните трошоци за ревитализација се проценети на 17.676.000 €.

Табела 9.16 Резултати од бодирањето на водовите, кандидати за ревитализација до ~2030 година, по поединечните категории

Преносен вод		Должина [km]	Год.	ОЦЕНКА НА ПОСТОЕЧКАТА СОСТОЈБА - БОДОВИ				ОЦЕНКА НА УЛОГАТА И ЗНАЧЕЊЕТО – БОДОВИ			
				Старост	Техничка исправност	Нерасположливост	ВКУПНО (постоечка состојба)	Критериум оптоварување на водот	Критериум максимум оптоварување на водот при (N-1)	Критериум трајна нерасположливост	ВКУПНО (улога и значење)
BUCIM	STIP 2	21,8	1977	0,80	0	0,03	0,83	0,08	0,50	1	1,58
STIP 1	STIP 2	5,4	1977	0,80	0	0,00	0,80	0,34	0,57	1	1,91
PRILEP 1	PRILEP 2	1,8	1978	0,79	0	0,00	0,79	0,32	0,23	1	1,55
SUSICA	X_PETRIC	11,1	1979	0,77	0	0,14	0,91	0,00	0,00	0	0,00
RADOVIS	STRUMICA 1	29,8	1977	0,80	0	0,02	0,82	0,22	0,61	0	0,83
STRUMICA 1	SUSICA	16,9	1979	0,77	0	0,01	0,78	0,62	0,65	1	2,27
BUCIM	DUBROVO	32	1979	0,77	0	0,01	0,78	0,81	0,97	1	2,78
BUCIM	RADOVIS	10,5	1977	0,80	0	0,00	0,80	0,67	1,00	1	2,67
DUBROVO	XTH_DU11	54,7	1978	0,79	0	0,01	0,80	0,08	0,13	0	0,21
SK 5	XKB_SK11	22,7	1978	0,79	0	0,01	0,80	0,08	0,08	0	0,16
DUBROVO	SK 4	82,4	1978	0,79	0	0,01	0,79	0,23	0,24	0	0,47
SK 4	SK 5	20	1978	0,79	0	0,00	0,79	0,30	0,23	0	0,52
SK 3	SK 4	15,6	1972	0,88	0	1,00	1,88	0,39	0,39	0	0,78
SK 1	MILADINOVCI	17	1971	0,89	1	0,25	2,15	0,00	0,00	0	0,00
SK 1	MILADINOVCI	17	1971	0,89	1	0,02	1,91	0,00	0,00	0	0,00
KRATOVO	KUMANOVO 1*	33,5	1973	0,86	0	0,11	0,98	1,00	0,91	1	2,91
VRUTOK	TETOVO 1**	35	1972	0,88	0	0,13	1,00	0,52	0,55	1	2,06
SK 1	TETOVO 1**	35	1972	0,88	0	0,13	1,00	0,26	0,30	0	0,56
KRATOVO	PROBISTIP	17,5	1973	0,86	0	0,13	0,99	0,13	0,76	1	1,89
DUBROVO	KAVADARCI	13,3	1971	0,89	0	0,00	0,90	0,70	0,79	1	2,49
VELES	TOPILNICA	2,3	1972	0,88	0	0,00	0,88	0,00	0,00	0	0,00
VELES	TOPILNICA	2,4	1972	0,88	0	0,00	0,88	0,00	0,00	0	0,00
GLOBOCICA	SPILJE	13,5	1964	1,00	0	0,06	1,06	0,47	0,71	1	2,18
BITOLA 1	BITOLA 4	6,2	1970	0,91	0	0,02	0,93	0,17	0,36	0	0,53
BITOLA 4	RESEN	26,2	1970	0,91	0	0,01	0,92	0,05	0,28	1	1,33
OHRID 2	OHRID	12,3	1970	0,91	0	0,01	0,92	0,38	0,59	1	1,97
OHRID	RESEN	22,9	1970	0,91	0	0,01	0,92	0,08	0,21	1	1,29
OHRID 1	OHRID 4***	3,1	1970	0,91	0	0,00	0,91	0,27	0,41	1	1,68

Преносен вод		Должина [km]	Год.	ОЦЕНКА НА ПОСТОЕЧКАТА СОСТОЈБА - БОДОВИ				ОЦЕНКА НА УЛОГАТА И ЗНАЧЕЊЕТО – БОДОВИ			
				Старост	Техничка исправност	Нерасположливост	ВКУПНО (постоечка состојба)	Критериум оптоварување на водот	Критериум максимум оптоварување на водот при (N-1)	Критериум трајна нерасположливост	ВКУПНО (улога и значење)
OHRID	OHRID 4***	8	1970	0,91	0	0,00	0,91	0,47	0,59	1	2,06
OHRID	STRUGA	15,2	1970	0,91	0	0,00	0,91	0,57	0,78	1	2,36
ZGROPOLCI	VELES 2	13	1967	0,95	0	0,02	0,98	0,50	0,50	1	2,00
G.PETROV	SK 3	20,8	1959	-	-	-	-	-	-	-	-
ZGROPOLCI	KAVADARCI	26,2	1967	0,95	0	0,14	1,10	0,53	0,54	1	2,07
KOCANI	STIP 1	27,8	1968	0,94	0	0,00	0,94	0,66	0,67	1	2,34
BITOLA 1	SOPOTNICA	30,7	1960	-	-	-	-	-	-	-	-
KICEVO	SOPOTNICA	33,3	1960	-	-	-	-	-	-	-	-

* предвиден е влез на водот 110 kV Куманово 1 - Кратово во ТС Сардич

** предвиден е влез на водот 110 kV Вруток - Скопје 1 во ТС Тетово 1

*** предвиден е влез на водот 110 kV Охрид 1 - Охрид во ТС Охрид 4

Табела 9.17 Резултати од бодирањето на водовите, кандидати за ревитализација до ~2030 година, за сите категории

Преносен вод		Должина [km]	Година	ВКУПНО БОДОВИ
BUCIM	STIP 2	21,8	1977	2,41
STIP 1	STIP 2	5,4	1977	2,71
PRILEP 1	PRILEP 2	1,8	1978	2,34
SUSICA	X_PETRIC	11,1	1979	0,91
RADOVIS	STRUMICA 1	29,8	1977	1,65
STRUMICA 1	SUSICA	16,9	1979	3,05
BUCIM	DUBROVO	32	1979	3,56
BUCIM	RADOVIS	10,5	1977	3,47
DUBROVO	XTH_DU11	54,7	1978	1,01
SK 5	XKB_SK11	22,7	1978	0,96
DUBROVO	SK 4	82,4	1978	1,26
SK 4	SK 5	20	1978	1,31
SK 3	SK 4	15,6	1972	2,66
SK 1	MILADINOVCI	17	1971	2,15

Преносен вод		Должина [km]	Година	ВКУПНО БОДОВИ
SK 1	MILADINOVCI	17	1971	1,91
KRATOVO	KUMANOVO 1*	33,5	1973	3,89
VRUTOK	TETOVO 1**	35	1972	3,07
SK 1	TETOVO 1**	35	1972	1,56
KRATOVO	PROBISTIP	17,5	1973	2,88
DUBROVO	KAVADARCI	13,3	1971	3,38
VELES	TOPILNICA	2,3	1972	0,88
VELES	TOPILNICA	2,4	1972	0,88
GLOBOCICA	SPILJE	13,5	1964	3,24
BITOLA 1	BITOLA 4	6,2	1970	1,46
BITOLA 4	RESEN	26,2	1970	2,25
OHRID 2	OHRID	12,3	1970	2,89
OHRID	RESEN	22,9	1970	2,21
OHRID 1	OHRID 4***	3,1	1970	2,59
OHRID	OHRID 4***	8	1970	2,97
OHRID	STRUGA	15,2	1970	3,27
ZGROPOLCI	VELES 2	13	1967	2,97
G.PETROV	SK 3	20,8	1959	-
ZGROPOLCI	KAVADARCI	26,2	1967	3,17
KOCANI	STIP 1	27,8	1968	3,28
BITOLA 1	SOPOTNICA	30,7	1960	-
KICEVO	SOPOTNICA	33,3	1960	-

Табела 9.18 Листа за ревитализација на водови до ~2030 година

ВОД		km	БОДОВИ	ПОСТОЕЧКИ СПРОВОДНИЦИ	ПОСТОЕЧКИ СТОЛБОВИ		НОВИ СПРОВОДНИЦИ	НОВИ СТОЛБОВИ	ПРОЦЕНКА НА ТРОШОЦИТЕ (€)
					Челични	Бетонски			
G.PETROV	SK 3	20,8	-	ACSR 240/40 mm2	75		ACSR 240/40 mm2	челични	1.664.000
BITOLA 1	SOPOTNICA	30,7	-	ACSR 150/25 mm2	96		ACSR 240/40 mm2	челични	2.456.000
KICEVO	SOPOTNICA	33,3	-	ACSR 150/25 mm2	116		ACSR 240/40 mm2	челични	2.664.000
KRATOVO	KUMANOVO 1	33,5	3,89	ACSR 150/25 mm2	102		AAAC-Z	-	3.015.000
BUCIM	DUBROVO	32	3,56	ACSR 240/40 mm2	105		AAAC-Z	-	1.152.000
BUCIM	RADOVIS	10,5	3,47	ACSR 240/40 mm2	34		AAAC-Z	-	378.000
DUBROVO	KAVADARCI	13,3	3,38	ACSR 240/40 mm2	40		ACSR 240/40 mm2	-	426.000
KOCANI	STIP 1	27,8	3,28	ACSR 150/25 mm2	91		ACSR 240/40 mm2	челични	2.224.000
OHRID	STRUGA	15,2	3,27	ACSR 240/40 mm2	52		ACSR 240/40 mm2	-	486.400
GLOBOCICA	SPILJE	13,5	3,24	ACSR 240/40 mm2	54		ACSR 240/40 mm2	-	432.000
ZGROPOLCI	KAVADARCI	26,2	3,17	ACSR 240/40 mm2	74		ACSR 240/40 mm2	-	838.000
VRUTOK	TETOVO 1	35	3,07	ACSR 360/57 mm2	-		ACSR 360/57 mm2	-	1.400.000
STRUMICA 1	SUSICA	16,9	3,05	ACSR 240/40 mm2	52		ACSR 240/40 mm2	-	541.000

Табела 9.19 Водови, кандидати за ревитализација до ~2030 година, надвор од конечната листа

ВОД		km	БОДОВИ	ПОСТОЕЧКИ СПРОВОДНИЦИ	ПОСТОЕЧКИ СТОЛБОВИ	
					Челични	Бетонски
ZGROPOLCI	VELES 2	13	2,97	ACSR 240/40 mm2	35	
OHRID	OHRID 4	8	2,97	ACSR 240/40 mm2	90	
OHRID 2	OHRID	12,3	2,89	ACSR 240/40 mm2	90	
KRATOVO	PROBISTIP	17,5	2,88	ACSR 150/25 mm2	51	
STIP 1	STIP 2	5,4	2,71	ACSR 240/40 mm2	22	
SK 3	SK 4	15,6	2,66	ACSR 240/40 mm2	49	
OHRID 1	OHRID 4	3,1	2,59	ACSR 240/40 mm2	90	
BUCIM	STIP 2	21,8	2,41	ACSR 240/40 mm2	71	
PRILEP 1	PRILEP 2	1,8	2,34	2 x ACSR 240/40 mm2	11	
BITOLA 4	RESEN	26,2	2,25	ACSR 240/40 mm2	89	
OHRID	RESEN	22,9	2,21	ACSR 240/40 mm2	59	
SK 1	MILADINOVCI	17	2,15	ACSR 95/15 mm2	-	72
SK 1	MILADINOVCI	17	1,91	ACSR 95/15 mm2	-	73
RADOVIS	STRUMICA 1	29,8	1,65	ACSR 240/40 mm2	93	
SK 1	TETOVO 1	35	1,56	ACSR 360/57 mm2	-	
BITOLA 1	BITOLA 4	6,2	1,46	ACSR 240/40 mm2	23	
SK 4	SK 5	20	1,31	ACSR 2x490/65 mm2	57	
DUBROVO	SK 4	82,4	1,26	ACSR 2x490/65 mm2	242	
DUBROVO	XTH_DU11	54,7	1,01	ACSR 2x490/65 mm2	153	
SK 5	XKB_SK11	22,7	0,96	ACSR 2x490/65 mm2	60	
SUSICA	X_PETRIC	11,1	0,91	ACSR 240/40 mm2	25	
VELES	TOPILNICA	2,3	0,88	ACSR 240/40 mm2	16	
VELES	TOPILNICA	2,4	0,88	ACSR 240/40 mm2	17	

9.2.4 Ревитализација на водови за долгорочна идна состојба (идните десет до петнаесет години, до и после 2040 година)

До разгледуваниот временски пресек, четири водови 400 kV ќе бидат со старост од 62 години (во однос на 2040 година). Затоа однапред е претпоставено дека ќе биде потребно да се заменат нивните спроводници и останатата електрична опрема, додека за столбовите се претпоставува дека нивната состојба ќе остане задоволителна и нема да има потреба од замена на градежниот дел од водовите 400 kV. Со оглед што нивната улога и значење во ЕЕС зависи од поголем број на фактори на влијание (билансот на ЕЕС, изградбата и приклучокот на новите електрични централи на мрежата 400 kV, транзитите за потребите на трети земји, потребната/посакуваната вредност на NTC/GTC на границите и друго), разгледуваните водови 400 kV автоматски се сместени во конечната листа за ревитализација на водовите до крајниот разгледуван временски пресек.

Во конечната листа автоматски се сместени и оние водови 110 kV, на кои до ~2040 година староста ќе им изнесува преку 70 години. Вредноста на трошоците за ревитализација на тие водови е проценета на вредноста за изградба на нов вод (спроводници и столбови).

Сите останати водови 110 kV се сместени во конечната листа ако нивниот збир на бодови со применетата методологија е поголем од 3.

Табела 9.20 ја прикажува оценката на постоечката состојба на разгледуваните водови.

Табела 9.21 го прикажува вкупниот број на бодови за секој вод.

Табела 9.22 ја прикажува конечната листа на водовите за ревитализација до ~2040 година со основен критериум дека на листата влегуваат водовите со вкупен број на бодови поголем од 3, заедно со дополнителен критериум дека водот на листата мора да биде технички неисправен или неговата трајна нерасположливост да доведува до незадоволување на критериумот (N-1).

Табела 9.23 ја прикажува листата на водови кандидати за ревитализација до ~2040 година кои останаа надвор од листата, бидејќи нивниот збир на бодовите е помал од 3 и затоа влегуваат во вреднувањето за следниот временски пресек. Заради недоволен број на бодови, надвор од листата останаа вкупно 494,6 km водови 110 kV и 400 kV.

Согласно извршената анализа и прикажаните резултати, во периодот до ~2040 би требало да се ревитализираат вкупно 333,6 km водови 110 и 400 kV, односно годишно околу 33,4 km, што е помалку од просечно потребните 63 km, доколку активностите за ревитализација би се извршувале рамномерно се до ~2040 година.

За сите водови кои се најдоа на листата за ревитализација до разгледуваниот временски пресек, извршена е проценка на трошоците, што е прикажано во Табела 9.22. За разгледуваниот временски пресек, вкупните трошоци за ревитализација се проценети на 22.757.000 €.

Табела 9.20 Резултати од бодирањето на водовите, кандидати за ревитализација до ~2040 година, по поединечните категории

Преносен вод		Должина [km]	Год.	ОЦЕНКА НА ПОСТОЕЧКАТА СОСТОЈБА - БОДОВИ				ОЦЕНКА НА УЛОГАТА И ЗНАЧЕЊЕТО – БОДОВИ			
				Старост	Техничка исправност	Нерасположливост	ВКУПНО (постоечка состојба)	Критериум оптоварување на водот	Критериум максимум оптоварување на водот при (N-1)	Критериум трајна нерасположливост	ВКУПНО (улога и значење)
SK 4	BUNARGIK	7	1983	0,83	0	0,00	0,83	0,25	0,71	1	1,96
KUMANOVO 1	KUMANOVO 2	4,5	1981	0,86	0	0,00	0,86	0,12	0,53	1	1,65
KUMANOVO 2	RAFINERIJA	17	1990	0,72	0	0,00	0,73	0,17	0,45	1	1,62
SK 4	DRACEVO	2,8	1989	0,74	0	0,00	0,74	0,42	0,28	1	1,70
RAFINERIJA	BUNARGIK	17,4	1983	0,83	0	0,00	0,83	0,15	0,46	1	1,61
OSLOMEJ	SAMOKOV	17,5	1983	0,83	0	0,03	0,85	0,56	0,50	1	2,06
SAMOKOV	KOZJAK	22,5	1983	0,83	0	0,02	0,84	0,54	0,50	1	2,04
SK 3	SV.PETKA	18,9	1983	0,83	0	0,00	0,83	0,78	0,84	1	2,62
DELCEVO	M.KAMENICA	18,5	1986	0,78	0	0,23	1,01	0,07	0,36	1	1,43
KRATOVO	K.PALANKA	20,3	1985	0,80	0	0,02	0,82	0,17	1,00	1	2,17
KOCANI	M.KAMENICA	20,7	1985	0,80	0	0,02	0,81	0,19	0,30	1	1,48
BITOLA 2	SUVODOL	3,1	1982	0,84	0	0,03	0,87	0,07	1,00	1	2,07
BITOLA 1	BITOLA 2	13	1981	0,86	0	0,02	0,87	0,64	0,61	0	1,25
BITOLA 2	BITOLA 3	12,2	1985	0,80	0	0,01	0,81	0,78	0,60	1	2,38
BITOLA 1	BITOLA 2	13	1981	0,86	0	0,00	0,86	0,64	0,61	0	1,25
DUBROVO	FENI	19,1	1982	0,84	0	0,01	0,86	0,20	0,21	0	0,42
TIKVES	FENI	4,3	1983	0,83	0	0,01	0,84	0,51	0,70	1	2,21
PRILEP 1	PRILEP 3	5,5	1988	0,75	0	0,00	0,76	0,34	1,00	1	2,34
DUBROVO	FENI	19,1	1982	0,84	0	0,00	0,84	0,20	0,21	0	0,42
STRUMICA 1	STRUMICA 2	1,9	1988	0,75	0	0,02	0,78	1,00	1,00	1	3,00
BEROVO	RADOVIS	38,3	1983	0,83	0	0,01	0,84	0,37	0,60	1	1,97
BITOLA 2	DUBROVO	83,4	1982	0,84	0	0,00	0,84	0,29	0,37	1	1,66
BUCIM	STIP 2	21,8	1977	0,91	0	0,03	0,94	0,20	0,55	1	1,75
STIP 1	STIP 2	5,4	1977	0,91	0	0,00	0,91	0,32	0,60	1	1,92
PRILEP 1	PRILEP 2	1,8	1978	0,90	0	0,00	0,90	0,41	1,00	1	2,41
SUSICA	X_PETRIC	11,1	1979	0,88	0	0,14	1,02	0,00	0,00	0	0,00

Преносен вод		Должи-на [km]	Год.	ОЦЕНКА НА ПОСТОЕЧКАТА СОСТОЈБА - БОДОВИ				ОЦЕНКА НА УЛОГАТА И ЗНАЧЕЊЕТО – БОДОВИ			
				Старост	Техничка исправност	Нерасположлив-ост	ВКУПНО (постоечка состојба)	Критериум оптоварување на водот	Критериум максимум оптоварување на водот при (N-1)	Критериум трајна нерасположлив-ост	ВКУПНО (улога и значење)
RADOVIS	STRUMICA 1	29,8	1977	0,91	0	0,02	0,93	0,17	0,68	0	0,85
DUBROVO	XTH_DU11	54,7	1978	-	-	-	-	-	-	-	-
SK 5	XKB_SK11	22,7	1978	-	-	-	-	-	-	-	-
DUBROVO	SK 4	82,4	1978	-	-	-	-	-	-	-	-
SK 4	SK 5	20	1978	-	-	-	-	-	-	-	-
SK 3	SK 4	15,6	1972	0,99	0	1,00	1,99	0,29	0,37	0	0,66
SK 1	MILADINOVCI	17	1971	1,00	1	0,25	2,25	0,00	0,00	0	0,00
SK 1	MILADINOVCI	17	1971	1,00	1	0,02	2,02	0,00	0,00	0	0,00
SK 1	TETOVO 1	35	1972	0,99	0	0,13	1,11	0,22	0,23	0	0,45
KRATOVO	PROBISTIP	17,5	1973	0,97	0	0,13	1,10	0,24	0,79	1	2,03
VELES	TOPILNICA	2,3	1972	0,99	0	0,00	0,99	0,00	0,00	0	0,00
VELES	TOPILNICA	2,4	1972	0,99	0	0,00	0,99	0,00	0,00	0	0,00
BITOLA 1	BITOLA 4	6,2	1970	-	-	-	-	-	-	-	-
BITOLA 4	RESEN	26,2	1970	-	-	-	-	-	-	-	-
OHRID 2	OHRID	12,3	1970	-	-	-	-	-	-	-	-
OHRID	RESEN	22,9	1970	-	-	-	-	-	-	-	-
OHRID 1	OHRID 4	3,1	1970	-	-	-	-	-	-	-	-
OHRID	OHRID 4	8	1970	-	-	-	-	-	-	-	-
ZGROPOLCI	VELES 2	13	1967	-	-	-	-	-	-	-	-

Табела 9.21 Резултати од бодирањето на водовите, кандидати за ревитализација до ~2040 година, за сите категории

Преносен вод		Должина [km]	Година	ВКУПНО БОДОВИ
SK 4	BUNARGIK	7	1983	2,79
KUMANOVO 1	KUMANOVO 2	4,5	1981	2,51
KUMANOVO 2	RAFINERIJA	17	1990	2,35
SK 4	DRACEVO	2,8	1989	2,44
RAFINERIJA	BUNARGIK	17,4	1983	2,44
OSLOMEJ	SAMOKOV	17,5	1983	2,92
SAMOKOV	KOZJAK	22,5	1983	2,88
SK 3	SV.PETKA	18,9	1983	3,45
DELCEVO	M.KAMENICA	18,5	1986	2,44
KRATOVO	K.PALANKA	20,3	1985	2,98
KOCANI	M.KAMENICA	20,7	1985	2,30
BITOLA 2	SUVODOL	3,1	1982	2,94
BITOLA 1	BITOLA 2	13	1981	2,12
BITOLA 2	BITOLA 3	12,2	1985	3,19
BITOLA 1	BITOLA 2	13	1981	2,11
DUBROVO	FENI	19,1	1982	1,27
TIKVES	FENI	4,3	1983	3,05
PRILEP 1	PRILEP 3	5,5	1988	3,09
DUBROVO	FENI	19,1	1982	1,26
STRUMICA 1	STRUMICA 2	1,9	1988	3,78
BEROVO	RADOVIS	38,3	1983	2,81
BITOLA 2	DUBROVO	83,4	1982	2,50
BUCIM	STIP 2	21,8	1977	2,69
STIP 1	STIP 2	5,4	1977	2,83
PRILEP 1	PRILEP 2	1,8	1978	3,31
SUSICA	X_PETRIC	11,1	1979	1,02
RADOVIS	STRUMICA 1	29,8	1977	1,78
DUBROVO	XTH_DU11	54,7	1978	-
SK 5	XKB_SK11	22,7	1978	-
DUBROVO	SK 4	82,4	1978	-
SK 4	SK 5	20	1978	-

Преносен вод		Должина [km]	Година	ВКУПНО БОДОВИ
SK 3	SK 4	15,6	1972	2,65
SK 1	MILADINOVCI	17	1971	2,25
SK 1	MILADINOVCI	17	1971	2,02
SK 1	TETOVO 1	35	1972	1,57
KRATOVO	PROBISTIP	17,5	1973	3,13
VELES	TOPILNICA	2,3	1972	0,99
VELES	TOPILNICA	2,4	1972	0,99
BITOLA 1	BITOLA 4	6,2	1970	-
BITOLA 4	RESEN	26,2	1970	-
OHRID 2	OHRID	12,3	1970	-
OHRID	RESEN	22,9	1970	-
OHRID 1	OHRID 4	3,1	1970	-
OHRID	OHRID 4	8	1970	-
ZGROPOLCI	VELES 2	13	1967	-

Табела 9.22 Листа за ревитализација на водови до ~2040 година

ВОД		km	БОДОВИ	ПОСТОЕЧКИ СПРОВОДНИЦИ	ПОСТОЕЧКИ СТОЛБОВИ		НОВИ СПРОВОДНИЦИ	НОВИ СТОЛБОВИ	ПРОЦЕНКА НА ТРОШОЦИТЕ (€)
					Челични	Бетонски			
BITOLA 1	BITOLA 4	6,2	-	ACSR 240/40 mm2	23		ACSR 240/40 mm2	-	496.000
BITOLA 4	RESEN	26,2	-	ACSR 240/40 mm2	89		ACSR 240/40 mm2	-	2.096.000
OHRID 2	OHRID	12,3	-	ACSR 240/40 mm2	31		ACSR 240/40 mm2	-	984.000
OHRID	RESEN	22,9	-	ACSR 240/40 mm2	59		ACSR 240/40 mm2	-	1.832.000
OHRID 1	OHRID 4	3,1	-	ACSR 240/40 mm2	38		ACSR 240/40 mm2	-	248.000
OHRID	OHRID 4	8	-	ACSR 240/40 mm2			ACSR 240/40 mm2	-	640.000
ZGROPOLCI	VELES 2	13	-	ACSR 240/40 mm2	35		ACSR 240/40 mm2	-	1.040.000
STRUMICA 1	STRUMICA 2	1,9	3,78	ACSR 240/40 mm2	10		AAAC-z	-	68.000
SK 3	SV.PETKA	18,9	3,45	GTACSR 240/40 mm2	69		GTACSR 240/40 mm2	-	605.000
PRILEP 1	PRILEP 2	1,8	3,31	2 x ACSR 240/40 mm2	11		2 x ACSR 240/40 mm2	-	58.000
BITOLA 2	BITOLA 3	12,2	3,19	2 x ACSR 240/40 mm2	40		2 x ACSR 240/40 mm2	-	390.000
KRATOVO	PROBISTIP	17,5	3,13	ACSR 150/25 mm2	51		ACSR 240/40 mm2	-	1.400.000
PRILEP 1	PRILEP 3	5,5	3,09	ACSR 240/40 mm2	17		ACSR 240/40 mm2	-	176.000
TIKVES	FENI	4,3	3,05	2 x ACSR 240/40 mm2	19		2 x ACSR 240/40 mm2	-	138.000
DUBROVO	XTH_DU11	54,7	-	ACSR 2x490/65 mm2	153		ACSR 2x490/65 mm2		3.829.000
SK 5	XKB_SK11	22,7	-	ACSR 2x490/65 mm2	60		ACSR 2x490/65 mm2		1.589.000
DUBROVO	SK 4	82,4	-	ACSR 2x490/65 mm2	242		ACSR 2x490/65 mm2		5.768.000
SK 4	SK 5	20	-	ACSR 2x490/65 mm2	57		ACSR 2x490/65 mm2		1.400.000

Табела 9.23 Водови, кандидати за ревитализација до ~2040 година, надвор од конечната листа

ВОД		km	БОДОВИ	ПОСТОЕЧКИ СПРОВОДНИЦИ	ПОСТОЕЧКИ СТОЛБОВИ	
					Челични	Бетонски
KRATOVO	K.PALANKA	20,3	2,98	ACSR 240/40 mm2	61	
BITOLA 2	SUVODOL	3,1	2,94	2 x ACSR 240/40 mm2	17	
OSLOMEJ	SAMOKOV	17,5	2,92	ACSR 240/40 mm2	60	
SAMOKOV	KOZJAK	22,5	2,88	ACSR 240/40 mm2	75	
STIP 1	STIP 2	5,4	2,83	ACSR 240/40 mm2	22	
BEROVO	RADOVIS	38,3	2,81	ACSR 240/40 mm2	112	
SK 4	BUNARGIK	7	2,79	ACSR 240/40 mm2		

ВОД		km	БОДОВИ	ПОСТОЕЧКИ СПРОВОДНИЦИ	ПОСТОЕЧКИ СТОЛБОВИ	
					Челични	Бетонски
BUCIM	STIP 2	21,8	2,69	ACSR 240/40 mm2	71	
SK 3	SK 4	15,6	2,65	ACSR 240/40 mm2	49	
KUMANOVO 1	KUMANOVO 2	4,5	2,51	2 x ACSR 240/40 mm2	14	
BITOLA 2	DUBROVO	83,4	2,50	ACSR 2x490/65 mm2	210	
SK 4	DRACEVO	2,8	2,44	ACSR 150/25 mm2	5	
DELCEVO	M.KAMENICA	18,5	2,44	ACSR 240/40 mm2	63	
RAFINERIJA	BUNARGIK	17,4	2,44	ACSR 240/40 mm2	-	
KUMANOVO 2	RAFINERIJA	17	2,35	ACSR 240/40 mm2	61	
KOCANI	M.KAMENICA	20,7	2,30	ACSR 240/40 mm2	86	
SK 1	MILADINOVCI	17	2,25	ACSR 95/15 mm2		72
BITOLA 1	BITOLA 2	13	2,12	2 x ACSR 240/40 mm2	47	
BITOLA 1	BITOLA 2	13	2,11	2 x ACSR 240/40 mm2	47	
SK 1	MILADINOVCI	17	2,02	ACSR 95/15 mm2		73
RADOVIS	STRUMICA 1	29,8	1,78	ACSR 240/40 mm2	93	
SK 1	TETOVO 1	35	1,57	ACSR 360/57 mm2	-	
DUBROVO	FENI	19,1	1,27	2 x ACSR 2x360/57 mm2	56	
DUBROVO	FENI	19,1	1,26	2 x ACSR 2x360/57 mm2	56	
SUSICA	X_PETRIC	11,1	1,02	ACSR 240/40 mm2	25	
VELES	TOPILNICA	2,3	0,99	ACSR 240/40 mm2	16	
VELES	TOPILNICA	2,4	0,99	ACSR 240/40 mm2	17	
KRATOVO	K.PALANKA	20,3	2,98	ACSR 240/40 mm2	61	
BITOLA 2	SUVODOL	3,1	2,94	2 x ACSR 240/40 mm2	17	
OSLOMEJ	SAMOKOV	17,5	2,92	ACSR 240/40 mm2	60	
SAMOKOV	KOZJAK	22,5	2,88	ACSR 240/40 mm2	75	
STIP 1	STIP 2	5,4	2,83	ACSR 240/40 mm2	22	
BEROVO	RADOVIS	38,3	2,81	ACSR 240/40 mm2	112	

10 ЗАКЛУЧОЦИ, КОНЦЕПТИ И ПЛАНОВИ

Планот за развојот на преносната мрежа на РМ во периодот од 2020 до 2040 година е направен со користење на повеќе сценариски пристап, за да се обезбеди максимална проверка на сигурноста на ЕЕС на РМ. Сите спроведени анализи земаат предвид две сценарија на пораст на потрошувачката (Сценарио А со повисока стапка пораст и Сценарио В со пониска стапка пораст), плановите за изградба на нови електрични централи, излегувањето од работа на постоечките електрични централи и приклучокот на нови дистрибутивни и директни потрошувачи.

Дополнително, преку варијанти на сценаријата, анализирани се следните работни состојби: без придонесот на електричните централи во активната регулација на напоните, максимално летно оптоварување, сува и влажна хидрологија, влијание на изградбата на електричните централи на дистрибутивната мрежа, можностите за евакуација на производството на ВЕЦ, зависност ана развојот на преносната мрежа од динамиката на приклучоците на нови директни потрошувачи и слично.

Користената методологија за планирање на развојот на преносната мрежа на РМ, во потполност е во согласност со Мрежните правила и ENTSO-E правилата. Таа методологија, освен изработката на класичните детерминистички анализи (текови на моќности, N-1 анализата на сигурност), предвидува и изработка на соодветни економско – финансиски анализи, со цел инвестициите да бидат техничко – економски оптимални, при што кај оптимизирањето се користат и постоечките средства на МЕПСО (пример диспечерските мерки за подолжна регулација на напоните).

Концептот на развојот на преносната мрежа е базиран на регионалниот пристап, на тој начин што за секој од шесте региони во РМ детално е прикажан преку 4 глави, од кои секоја анализира одреден временски пресек (2020, 2025, 2030 и 2040 година). На крајот од секоја од овие глави (години), на кратко се опишани резултатите и графички се прикажани планираните објекти за изградба во преносната мрежа, како и предложената дополнителна изградба/зафати во преносната мрежа кои се потребни за обезбедување на сигурноста на системот (текови на моќности, N-1 анализата на сигурност).

Дополнителна изградба/зафати во преносната мрежа (покрај официјалните планови за развојот на МЕПСО и плановите на корисниците на мрежата) се потребни заради обезбедување на максимална сигурност во работата, а главно се состои од следните типови на изградба/зафати:

- Изградба на нови објекти (пример нов вод 110 kV, нова ТС 400/110 kV).
- Реконструкција на постоечките водови и/или вградување на спроводници со поголема трајно дозволена моќност.
- Дефинирање на одредена вклопна состојба (пример секционирање на собирници 110 kV)

Како конечен резултат на студијата, креирани се четири табели:

Табела 10.1 ги прикажува неопходните изградби/зафати во преносната мрежа на РМ во периодот 2020 – 2040, за да се обезбеди сигурноста на работата на системот. Реализацијата на новите објекти е меѓусебно условена и затоа прикажаната листа ја претставува максималната можна изградба.

Табела 10.2 ја прикажува проценката на трошокот за неопходната изградба/зафати во преносната мрежа на РМ во периодот 2020 - 2040. Проценката на трошокот за неопходните инвестиции изнесува околу **51 милиони €,** од што повеќе од половина од неопходните инвестиции (околу 27 милиони €) ги сочинуваат реконструкциите/ревитализациите на постоечките водови 110 kV.

Табела 10.3 го прикажува планот за ревитализација на постоечките водови во преносната мрежа, согласно нивната старост, техничките карактеристики како и улогата и значењето во ЕЕС.

Табела 10.4 ја прикажува проценката на трошокот за планот за ревитализација на постоечките водови во преносната мрежа. Проценката на вкупниот трошок за ревитализација на водовите во преносната мрежа изнесува околу **65 милиони €**, а трошокот за замена на мрежните трансформатори 400/110 kV изнесува дополнителни **15 милиони €**.

Дополнително во прилогот на студијата (Прилог А), изведена е проценка на влијанието на изградбата на новите објекти на вкупните годишни загуби на ЕЕ во преносната мрежа.

Новите објекти во преносната мрежа со предметниот план студиски се истражувани на ниво на студија за пред - изведба, што значи дека при изработката на краткорочните планови за развојот ќе се спроведат дополнителни истражувања за нивната техничко – економска оправданост, со оглед на новите влезни податоци и информации, евентуалните просторни и еколошки ограничувања, како и други фактори на влијание.

Табела 10.1 Неопходни инвестиции во преносната мрежа на РМ заради обезбедување на сигурност во работата на системот во периодот 2020 - 2040

Година	Регион	Објект/Изградба	Изградба/Зафат во мрежата	Причина за изградба/зафат во мрежата
2020 - 2025 година	I	**Изградба на нов КВ 110 kV ТЕТО - СК4** (должина ≈ 9 km, Al 1000 mm², 181 MVA)	Кабелот мора да се положи во формација рамнина со заземјување на кабелскиот плашт со методот на преплетување (181 MVA).	Задоволување на критериумот N-1 за евакуација на производството на постоечката ТЕТО.
	I	**110 kV ТС Скопје 4** (Секционирање на собирниците 110 kV)	Многу големи струи на куси врски (загрозување на прекинувачот).	
	I	**110 kV ТС Скопје 1** (Секционирање на собирниците 110 kV)	Многу големи струи на куси врски (загрозување на прекинувачот) заради приклучокот на ТЕТО Зајчев Рид.	
	II	**Изградба на нов ДВ 110 kV ХЕЦ Козјак - СК3** (должина ≈ 25 km, AAAC-Z 324 mm², 149 MVA)	Со изградба на водот во потполност се решава проблемот на преоптоварувањата во регионот II и тесното грло за евакуација на производството на ХЕЦ и ТЕЦ кон градот Скопје (критериум N-1).	
	II	**Влез/излез на ДВ 110 kV СК1 – ХЕЦ Врутоk во 110 kV ТС Тетово 1** (должина ≈ 2x2,5 km, ACSR 360/57 mm², 157 MVA)	Зголемување на оптоварувањето на системот. Преоптоварување во мрежата во регионот II (критериум N-1).	
	II	**Реконструкција ДВ 110 kV ТЕЦ Осломеј - Кичево** (должина ≈ 15 km, AAAC-Z 324 mm², 149 MVA)[18]	Вградување на спроводници со поголема трајно дозволена моќност (AAAC-Z 324 mm², 149 MVA).	Само во случај на неизградба на новиот ДВ 110 kV ХЕЦ Козјак - СК3.
	II	**Вградување на спроводници ДВ 110 kV Гостивар - ТЕЦ Осломеј** (должина ≈ 37 km, AAAC-Z 324 mm², 149 MVA)		
	III	**Попречна компензација во 110 kV ТС Кочани (25 Mvar)**	Многу ниски напони (критериум N-1). Не може да се реши проблемот со диспечерски мерки.	
	VI	**Реконструкција ДВ 110 kV Валандово - Струмица 2** (должина ≈ 15,6 km, AAAC-Z 324 mm², 149 MVA)	Вградување на спроводници со поголема трајно дозволена моќност (AAAC-Z 324 mm², 149 MVA).	Преоптоварување во мрежата (критериум N-1).
	VI	**Реконструкција на постоечкиот вод 110 kV во двосистемски ДВ 110 kV Валандово - Дуброво** (должина ≈ 39,5 km, ACSR 240/40 mm², 123 MVA)	Многу ниски напони (критериум N-1) заради приклучок на директниот потрошувач Еуромакс. Не може да се реши проблемот со диспечерски мерки.	

[18] Во план е реконструкција на целата делница ДВ 110 kV ТЕЦ Осломеј - Кичево - Сопотница - Битола 1, заради старост на водот (вкупна должина ≈ 79 km).

Година	Регион	Објект/Изградба	Изградба/Зафат во мрежата	Причина за изградба/зафат во мрежата
2025 - 2030 година	I	**110 kV ТС Скопје 4 и ТС Скопје 1** (Секционирање на собирниците 110 kV)	Многу големи струи на куси врски (загрозување на прекинувачот).	
	I	**Изградба на ТС 400/110 kV Куманово (1 x 300 MVA) заедно со расплет на водовите 110 kV**	Преоптоварување во мрежата и многу ниски напони (критериум N-1) заради зголемување на оптоварувањето на системот (приклучок на нови директни потрошувачи Сардич и Кранфилд).	
	I/III	**Реконструкција ДВ 110 kV Куманово 3 - Сардич** (должина ≈ 14,0 km, AAAC-Z 324 mm^2, 149 MVA)	Вградување на спроводници со поголема трајно дозволена моќност (AAAC-Z 324 mm^2, 149 MVA).	Преоптоварување во мрежата (критериум N-1) заради приклучок на нови директни потрошувачи Сардич и Кранфилд.
		Реконструкција ДВ 110 kV Штип - Неокази (должина ≈ 23,2 km, AAAC-Z 324 mm^2, 149 MVA)		
	I	**Вградување на попречна компензација во 110 kV ТС Сардич (25 Mvar)**	Многу ниски напони (критериум N-1) заради приклучок на директниот потрошувач Сардич. Не може да се реши проблемот со диспечерски мерки.	
	II	**Вградување на спроводници ДВ 110 kV ХЕЦ Врутоκ – Полог** (должина ≈ 9,0 km, AAAC-Z 324 mm^2, 149 MVA)	Вградување на спроводници со поголема трајно дозволена моќност (AAAC-Z 324 mm^2, 149 MVA).	Преоптоварување во мрежата (критериум N-1) заради високата ангажираност на ХЕЦ.
	II/IV	**Реконструкција ДВ 110 kV ХЕВ Врутоκ - ХЕЦ Б. Мост** (должина ≈ 32,6 km, AAAC-Z 324 mm^2, 149 MVA)		
	IV	**Реконструкција ДВ 110 kV ХЕЦ Шпиље - ХЕЦ Б. Мост** (должина ≈ 13,0 km, AAAC-Z 324 mm^2, 149 MVA)		
	IV	**Реконструкција ДВ 110 kV ХЕЦ Глобочица – Струга** (должина ≈ 32,4 km, AAAC-Z 324 mm^2, 149 MVA)		
	VI	**Вградување на попречна компензација во 110 kV ТС Иловица (50 Mvar)**	Многу ниски напони (критериум N-1) заради приклучок на директниот потрошувач Еуромакс. Не може да се реши проблемот со диспечерски мерки.	

Година	Регион	Објект/Изградба	Изградба/Зафат во мрежата	Причина за изградба/зафат во мрежата
2030 - 2040 година	I	**110 kV ТС Скопје 4 и ТС Скопје 1** (Секционирање на собирниците 110 kV)	Многу големи струи на куси врски (загрозување на прекинувачот).	
	I	**ДВ во кабелски водови 110 kV меѓу 110 kV ТС СК4 и ТС Југ Нова** (должина ≈ 2x7,2 km, Al 1600 mm^2, 209 MVA)	За КВ се претпоставува користење на едножилни кабли со пресек Al 1600 mm^2 (209 MVA за формација на полагање триаголник).	Преоптоварување во мрежата (критериум N-1) заради зголемување на оптоварувањето на системот.
	VI	**Реконструкција на постоечкиот вод 110 kV во двосистемски ДВ 110 kV Валандово - Струмица 2 - Струмица 1** (должина ≈ 17,5 km, AAAC-Z 324 mm^2, 149 MVA)	Преоптоварување во мрежата (критериум N-1) заради евакуација на моќноста на новите ХЕЦ и ВЕЦ во регионот VI.	
	VI	**Реконструкција ДВ 110 kV Бучим – Радовиш** (должина ≈ 10,5 km, AAAC-Z 324 mm^2, 149 MVA)	Вградување на спроводници со поголема трајно дозволена моќност (AAAC-Z 324 mm^2, 149 MVA).	Преоптоварување во мрежата (критериум N-1) заради зголемување на оптоварувањето на системот. Потребно само во случај на неизградба на новиот ДВ 110 kV Валандово - Струмица 2 - Струмица 1.
	V/VI	**Реконструкција ДВ 110 kV Дуброво – Бучим** (должина ≈ 32,0 km, AAAC-Z 324 mm^2, 149 MVA)		
	VI	**Реконструкција ДВ 110 kV Струмица 1 - Струмица 2** (должина ≈ 1,9 km, AAAC-Z 324 mm^2, 149 MVA)		

Табела 10.2 Проценка на трошокот за неопходните инвестиции во преносната мрежа на РМ заради обезбедување на сигурност во работата на системот во периодот 2020 - 2040

Година	Регион	Објект/Изградба	Вкупно [€]
2020 - 2025 година	I	**Изградба на нов КВ 110 kV ТЕТО - СК4** (должина ≈ 9 km, Al 1000 mm², 181 MVA)	2.970.000
	II	**Изградба на нов ДВ 110 kV ХЕЦ Козјак - СК3** (должина ≈ 25 km, AAAC-Z 324 mm², 149 MVA)	3.500.000
	II	**Влез/излез на ДВ 110 kV СК1 – ХЕЦ Врутоκ во 110 kV ТС Тетово 1** (должина ≈ 2x2,5 km, ACSR 360/57 mm², 157 MVA)	350.000
	II/IV	**Реконструкција ДВ 110 kV Кичево – ТЕЦ Осломеј** (должина ≈ 15 km, AAAC-Z 324 mm², 149 MVA)[19]	1.350.000
	II	**Вградување на спроводници со поголема трајно дозволена моќност ДВ 110 kV Гостивар - ТЕЦ Осломеј** (должина ≈ 37 km, AAAC-Z 324 mm², 149 MVA)	1.332.000
	III	**Попречна компензација во 110 kV ТС Кочани (25 Mvar)**	750.000
	VI	**Реконструкција ДВ 110 kV Валандово - Струмица 2** (должина ≈ 15,6 km, AAAC-Z 324 mm², 149 MVA)	1.404.000
	VI	**Реконструкција на постоечкиот вод 110 kV во двосистемски ДВ 110 kV Валандово - Дуброво** (должина ≈ 39,5 km, ACSR 240/40 mm², 123 MVA)	5.240.000
	ВКУПНО 2020 - 2025 [€]		**13.926.000**
2025 - 2030 година	I	**Изградба на ТС 400/110 kV Куманово (1 x 300 MVA) без расплет на водовите 110 kV**	8.610.000
	I/III	**Реконструкција ДВ 110 kV Куманово 3 - Сардич** (должина ≈ 14,0 km, AAAC-Z 324 mm², 149 MVA)	1.260.000
		Реконструкција ДВ 110 kV Штип - Неокази (должина ≈ 23,2 km, AAAC-Z 324 mm², 149 MVA)	2.088.000
	I	**Вградување на попречна компензација во 110 kV ТС Сардич (25 Mvar)**	750.000
	II	**Вградување на спроводници со поголема трајно дозволена моќност ДВ 110 kV ХЕЦ Врутоκ – Полог** (должина ≈ 9,0 km, AAAC-Z 324 mm², 149 MVA)	324.000
	II/IV	**Реконструкција ДВ 110 kV ХЕВ Врутоκ - ХЕЦ Б. Мост** (должина ≈ 32,6 km, AAAC-Z 324 mm², 149 MVA)	3.184.000
	IV	**Реконструкција ДВ 110 kV ХЕЦ Шпиље - ХЕЦ Б. Мост** (должина ≈ 13,0 km, AAAC-Z 324 mm², 149 MVA)	1.420.000
	IV	**Реконструкција ДВ 110 kV ХЕЦ Глобочица – Струга** (должина ≈ 32,4 km, AAAC-Z 324 mm², 149 MVA)	2.916.000
	VI	**Вградување на попречна компензација во 110 kV ТС Иловица (50 Mvar)**	1.250.000
	ВКУПНО 2025 - 2030 [€]		**21.802.000**

[19] Трошокот за реконструкција на ДВ 110 kV ТЕЦ Осломеј - Кичево - Сопотница - Битола 1 (вкупна должина ≈ 79 km) со користење на стандардни спроводници (ACSR 240/40 mm²) изнесува **6.320.000 €**, а со користење на спроводници со поголема трајно дозволена моќност (AAAC-Z 324 mm²) изнесува **7.110.000 €**.

Година	Регион	Објект/Изградба	Вкупно [€]
2030 - 2040 година	I	**ДВ во кабелски водови 110 kV меѓу 110 kV ТС СК4 и ТС Југ Нова** (должина ≈ 2x7,2 km, Al 1600 mm^2, 209 MVA)	5.241.600
	VI	**Реконструкција на постоечкиот вод 110 kV во двосистемски ДВ 110 kV Валандово - Струмица 2 - Струмица 1** (должина ≈ 17,5 km, AAAC-Z 324 mm^2, 149 MVA)	2.950.000
	VI	**Реконструкција ДВ 110 kV Бучим – Радовиш** (должина ≈ 10,5 km, AAAC-Z 324 mm^2, 149 MVA)	945.000
	V/VI	**Реконструкција ДВ 110 kV Дуброво – Бучим** (должина ≈ 32,0 km, AAAC-Z 324 mm^2, 149 MVA)	2.880.000
	VI	**Реконструкција ДВ 110 kV Струмица 1 - Струмица 2** (должина ≈ 1,9 km, AAAC-Z 324 mm^2, 149 MVA)	171.000
	ВКУПНО 2030 - 2040 [€]		**12.187.600**

2020 - 2040 година	**ВКУПНО 2020 - 2040 [€]**	**50.885.600**

Табела 10.3 Листа на водови за ревитализација согласно нивната старост, техничките карактеристики и улогата и значењето во ЕЕС во периодот 2017 – 2040 година

ВОД		km	ПОСТОЕЧКИ СПРОВОДНИЦИ	НОВИ СПРОВОДНИЦИ
PROBISTIP	STIP 1	25,2	ACSR 150/25 mm2	AAAC-z
BITOLA 1	PRILEP 1	33,7	ACSR 240/40 mm2	ACSR 240/40 mm2
O.POLE	STIP 1	17,9	ACSR 20%240/40+80%150/25 mm2	ACSR 240/40 mm2
KICEVO	OSLOMEJ	15	ACSR 36%240/40+64%150/25 mm2	AAAC-z
SK 4	PETROVEC	11	ACSR 240/40 mm2	ACSR 240/40 mm2
VELES	O.POLE	20,9	ACSR 40%240/40+60%150/25 mm2	ACSR 240/40 mm2
2017 – 2020				
VELES	PETROVEC	26,4	ACSR 240/40 mm2	ACSR 240/40 mm2
SK 2	SK 4	4,3	ACSR 240/40 mm2	ACSR 240/40 mm2
VALANDOVO	STRUMICA 2	15,6	ACSR 150/25 mm2	AAAC-z
G.PETROV	SK 1	11,1	ACSR 240/40 mm2	ACSR 240/40 mm2
VRUTOK	SPILJE	45,6	ACSR 240/40 mm2	AAAC-z
KAVADARCI	PRILEP 1	44	ACSR 240/40 mm2	ACSR 240/40 mm2
KAVADARCI	TIKVES	8,1	ACSR 240/40 mm2	ACSR 240/40 mm2
GLOBOCICA	STRUGA	32,4	ACSR 240/40 mm2	AAAC-z
VALANDOVO	DUBROVO	39,3	ACSR 240/40 mm2	ACSR 240/40 mm2
2020 – 2025				
G.PETROV	SK 3	20,8	ACSR 240/40 mm2	ACSR 240/40 mm2
BITOLA 1	SOPOTNICA	30,7	ACSR 150/25 mm2	ACSR 240/40 mm2
KICEVO	SOPOTNICA	33,3	ACSR 150/25 mm2	ACSR 240/40 mm2
KRATOVO	KUMANOVO 1	33,5	ACSR 150/25 mm2	AAAC-z
BUCIM	DUBROVO	32	ACSR 240/40 mm2	AAAC-z
BUCIM	RADOVIS	10,5	ACSR 240/40 mm2	AAAC-z
DUBROVO	KAVADARCI	13,3	ACSR 240/40 mm2	ACSR 240/40 mm2
KOCANI	STIP 1	27,8	ACSR 150/25 mm2	ACSR 240/40 mm2
OHRID	STRUGA	15,2	ACSR 240/40 mm2	ACSR 240/40 mm2
GLOBOCICA	SPILJE	13,5	ACSR 240/40 mm2	ACSR 240/40 mm2
ZGROPOLCI	KAVADARCI	26,2	ACSR 240/40 mm2	ACSR 240/40 mm2
VRUTOK	TETOVO 1	35	ACSR 360/57 mm2	ACSR 360/57 mm2
STRUMICA 1	SUSICA	16,9	ACSR 240/40 mm2	ACSR 240/40 mm2
2025 – 2030				
BITOLA 1	BITOLA 4	6,2	ACSR 240/40 mm2	ACSR 240/40 mm2
BITOLA 4	RESEN	26,2	ACSR 240/40 mm2	ACSR 240/40 mm2
OHRID 2	OHRID	12,3	ACSR 240/40 mm2	ACSR 240/40 mm2
OHRID	RESEN	22,9	ACSR 240/40 mm2	ACSR 240/40 mm2
OHRID 1	OHRID 4	3,1	ACSR 240/40 mm2	ACSR 240/40 mm2
OHRID	OHRID 4	8	ACSR 240/40 mm2	ACSR 240/40 mm2
ZGROPOLCI	VELES 2	13	ACSR 240/40 mm2	ACSR 240/40 mm2
STRUMICA 1	STRUMICA 2	1,9	ACSR 240/40 mm2	AAAC-z
SK 3	SV.PETKA	18,9	GTACSR 240/40 mm2	GTACSR 240/40 mm2
PRILEP 1	PRILEP 2	1,8	2 x ACSR 240/40 mm2	2 x ACSR 240/40 mm2
BITOLA 2	BITOLA 3	12,2	2 x ACSR 240/40 mm2	2 x ACSR 240/40 mm2
KRATOVO	PROBISTIP	17,5	ACSR 150/25 mm2	ACSR 240/40 mm2
PRILEP 1	PRILEP 3	5,5	ACSR 240/40 mm2	ACSR 240/40 mm2
TIKVES	FENI	4,3	2 x ACSR 240/40 mm2	2 x ACSR 240/40 mm2
DUBROVO	XTH_DU11	54,7	ACSR 2x490/65 mm2	ACSR 2x490/65 mm2
SK 5	XKB_SK11	22,7	ACSR 2x490/65 mm2	ACSR 2x490/65 mm2
DUBROVO	SK 4	82,4	ACSR 2x490/65 mm2	ACSR 2x490/65 mm2
SK 4	SK 5	20	ACSR 2x490/65 mm2	ACSR 2x490/65 mm2
2030 – 2040				

Табела 10.4 Проценка на трошокот за ревитализација на водовите согласно нивната старост, техничките карактеристики, како и улогата и значењето во рамките на ЕЕС во периодот 2017 - 2040

ВОД		km	НОВИ СПРОВОДНИЦИ	ВКУПНО[€]
PROBISTIP	STIP 1	25,2	AAAC-z	2.268.000
BITOLA 1	PRILEP 1	33,7	ACSR 240/40 mm2	2.696.000
O.POLE	STIP 1	17,9	ACSR 240/40 mm2	1.432.000
KICEVO	OSLOMEJ	15	AAAC-z	1.350.000
SK 4	PETROVEC	11	ACSR 240/40 mm2	880.000
VELES	O.POLE	20,9	ACSR 240/40 mm2	1.672.000
ВКУПНО 2017 – 2020 [€]				**10.298.000**
VELES	PETROVEC	26,4	ACSR 240/40 mm2	2.112.000
SK 2	SK 4	4,3	ACSR 240/40 mm2	138.000
VALANDOVO	STRUMICA 2	15,6	AAAC-z	1.404.000
G.PETROV	SK 1	11,1	ACSR 240/40 mm2	355.200
VRUTOK	SPILJE	45,6	AAAC-z	4.104.000
KAVADARCI	PRILEP 1	44	ACSR 240/40 mm2	1.408.000
KAVADARCI	TIKVES	8,1	ACSR 240/40 mm2	259.200
GLOBOCICA	STRUGA	32,4	AAAC-z	2.916.000
VALANDOVO	DUBROVO	39,3	ACSR 240/40 mm2	1.258.000
ВКУПНО 2020 – 2025 [€]				**13.954.400**
G.PETROV	SK 3	20,8	ACSR 240/40 mm2	1.664.000
BITOLA 1	SOPOTNICA	30,7	ACSR 240/40 mm2	2.456.000
KICEVO	SOPOTNICA	33,3	ACSR 240/40 mm2	2.664.000
KRATOVO	KUMANOVO 1	33,5	AAAC-z	3.015.000
BUCIM	DUBROVO	32	AAAC-z	1.152.000
BUCIM	RADOVIS	10,5	AAAC-z	378.000
DUBROVO	KAVADARCI	13,3	ACSR 240/40 mm2	425.600
KOCANI	STIP 1	27,8	ACSR 240/40 mm2	2.224.000
OHRID	STRUGA	15,2	ACSR 240/40 mm2	486.400
GLOBOCICA	SPILJE	13,5	ACSR 240/40 mm2	432.000
ZGROPOLCI	KAVADARCI	26,2	ACSR 240/40 mm2	838.400
VRUTOK	TETOVO 1	35	ACSR 360/57 mm2	1.400.000
STRUMICA 1	SUSICA	16,9	ACSR 240/40 mm2	540.800
ВКУПНО 2025 – 2030 [€]				**17.676.200**
BITOLA 1	BITOLA 4	6,2	ACSR 240/40 mm2	496.000
BITOLA 4	RESEN	26,2	ACSR 240/40 mm2	2.096.000
OHRID 2	OHRID	12,3	ACSR 240/40 mm2	984.000
OHRID	RESEN	22,9	ACSR 240/40 mm2	1.832.000
OHRID 1	OHRID 4	3,1	ACSR 240/40 mm2	248.000
OHRID	OHRID 4	8	ACSR 240/40 mm2	640.000
ZGROPOLCI	VELES 2	13	ACSR 240/40 mm2	1.040.000
STRUMICA 1	STRUMICA 2	1,9	AAAC-z	68.400
SK 3	SV.PETKA	18,9	GTACSR 240/40 mm2	604.800
PRILEP 1	PRILEP 2	1,8	2 x ACSR 240/40 mm2	57.600
BITOLA 2	BITOLA 3	12,2	2 x ACSR 240/40 mm2	390.400
KRATOVO	PROBISTIP	17,5	ACSR 240/40 mm2	1.400.000
PRILEP 1	PRILEP 3	5,5	ACSR 240/40 mm2	176.000
TIKVES	FENI	4,3	2 x ACSR 240/40 mm2	137.600
DUBROVO	XTH_DU11	54,7	ACSR 2x490/65 mm2	3.829.000
SK 5	XKB_SK11	22,7	ACSR 2x490/65 mm2	1.589.000
DUBROVO	SK 4	82,4	ACSR 2x490/65 mm2	5.768.000
SK 4	SK 5	20	ACSR 2x490/65 mm2	1.400.000
ВКУПНО 2030 – 2040 [€]				**22.756.800**

ВКУПНО 2017 – 2040 [€]	**64.685.400**

Во иднина треба да се заменат мрежните трансформатори 400/110 kV согласно следната временска динамика:

Во периодот од 2025 до 2030 година:	3-ДУБ-1ТА
	5-СК4-1ТА
Во периодот од 2030 до 2040 година:	6-СК4-2ТА
	4-ДУБ-2ТА
	1-БТ2-1ТА
	2-БТ2-2ТА

Трошокот за нов мрежен трансформатор 400/110 kV изнесува 2,5 милиони €, па со тоа вкупниот трошок за замена на мрежните трансформатори до 2040 година, без реконструкција на трансформаторските полиња, изнесува **15 милиони €** (5 милиони € до 2030 година и 10 милиони € од 2030 до 2040 година).

11 ЛИТЕРАТУРА/ПОДЛОГИ

[1] **Студија за прогноза на биланс на електрична енергија и моќност за долгорочен период и анализа за адекватност на преносната мрежа на Република Македонија,** Енергетски институт Хрвоје Пожар, 2016 година

[2] **Мрежни правила за пренос на електрична енергија**, МЕРSO, 2015

[3] **Закон за енергетика** (Службен весник на РМ бр. 16/2011)

[4] **Scenario outlook and adequacy forecast 2014-2030**, ENTSO-E, 2014

[5] **Methodology for Scenario Outlook and Adequacy Forecast (SO&AF)**, ENTSO-E, 2014

[6] **Yearly statistics & adequacy retrospect 2014 - European electricity system data**, ENTSO-E, 2015

[7] **Scenario outlook and adequacy forecast 2015**, ENTSO-E, 2015

[8] **Годишен извештај - 2014 година**, Регулаторна комисија за енергетика на Република Македонија, март, 2015 година

[9] **Годишен извештај - 2015 година**, Регулаторна комисија за енергетика на Република Македонија, март, 2016 година

[10] **Одлука за вкупната инсталирана моќност на повластените производители на електрична енергија произведена од секој одделен обновлив извор на енергија**, Влада на Република Македонија, 2013 година

[11] **Енергетски биланс на Република Македонија за периодот од 2015 до 2019 година**, Република Македонија, Министерство за економија, декември 2014 година

[12] **Стратегија за развој на енергетиката во Република Македонија за периодот до 2035**, Македонска академија на науките и уметностите, 2016 година

[13] **Анализа на потрошувачката на енергија во Р. Македонија со употреба на MAED модел**, Игор Илијовски, Владимир Поповски, Никола Попов, Студија работена во рамките на Проектот МАК2006 со финансиска и стручна помош на Меѓународната агенција за атомска енергија од Виена, Скопје, Април 2015 година

[14] **Студија за развој на преносната мрежа на Република Македонија,** Македонски електропреносен систем оператор (МЕРSO), јули 2011 година

[15] **ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects**, (Final version) 2015, (Draft for public consultation) 2017

[16] ABB XLPE Cable Systems, www.abb.com/cables

[17] **Елаборат за компензациски уреди во охридски регион**, ЕКЦ - МЕПСО, ноември, 2013 година

[18] **Студија за ефикасно управување со работата на енергетските трансформатори со цел заштеда на електрична енергија**, Факултет за електротехника и информациски технологии, Скопје, 2014

[19] **Проект „ВАРДАРСКА ДОЛИНА“,** ЕЛЕМ, Сектор за развој и инвестиции, Скопје, 2016

ЛИСТА НА СЛИКИ

Слика 2.1 Учество во инсталираната моќност (лево) и во проектирано годишното производство (десно) на поединечните типови на електрични централи во РМ 2
Слика 2.2 Мапа на постоечки постројки за производство на ЕЕ приклучени на преносната мрежа 2
Слика 2.3 Годишно производство на ТЕЦ во периодот 2009 - 2015 (извор: МЕПСО) 3
Слика 2.4 Годишно производство на ТЕЦ Битола во периодот 2009 – 2015 (извор: МЕПСО) 4
Слика 2.5 Годишно производство на ТЕЦ Осломеј во периодот 2009 – 2015 (извор: МЕПСО) 4
Слика 2.6 Годишно производство на ХЕЦ приклучени на мрежата 110 kV во периодот 2009 - 2015 (извор: МЕПСО) 5
Слика 2.7 Историски преглед на изградбата на водовите на преносната мрежа во РМ 7
Слика 2.8 Блок шема на постоечкиот ЕЕС на РМ (2016 година) 8
Слика 2.9 Преносна мрежа на ЕЕС на РМ (состојба 2016) 9
Слика 2.10 Региони на преносната мрежа на РМ (состојба 2016) 10
Слика 2.11 Годишна потрошувачка на ЕЕ во периодот 2011 – 2015 по поединечните категории на потрошувачката 13
Слика 2.12 Дневен дијаграм на оптоварување во денот на настанување на максималното оптоварување и минималното оптоварување во 2014 и 2015 година 14
Слика 2.13 Карактеристични оптоварувања во системот во периодот 1999 – 2015 година (извор: МЕПСО) 15
Слика 2.14 Вкупен влез на ЕЕ од соседните ЕЕС-и во периодот 2009 - 2015 (извор: МЕПСО) 16
Слика 2.15 Вкупен излез на ЕЕ спрема соседните ЕЕС-и во периодот 2009 - 2015 (извор: МЕПСО) 17
Слика 2.16 Увоз на ЕЕ во ЕЕС на РМ во периодот 2009 - 2015 (извор: МЕПСО) 17
Слика 2.17 Вкупен пренос на ЕЕ во ЕЕС на РМ во периодот 2009 - 2015 (извор: МЕПСО) 18
Слика 2.18 Вкупен број и траење на испадите на водовите 400 kV (2006 - 2015) 21
Слика 2.19 Фреквенција и траење на испади на водовите 400 kV (2006 - 2015) 21
Слика 2.20 Вкупен број и траење на испадите на водовите 110 kV (2006 - 2015) 22
Слика 2.21 Фреквенција и траење на испади на водовите 110 kV (2006 - 2015) 22
Слика 2.22 Вкупен број и траење на испадите на водовите 110 kV по региони (2006 - 2015) 24
Слика 2.23 Фреквенција и траење на испадите на водовите 110 kV по региони (2006 - 2015) (1/2) 24
Слика 2.24 Фреквенција и траење на испадите на водовите 110 kV по региони (2006 - 2015) (2/2) 25
Слика 3.1 Листа на сите сценарија и спроведени анализи за потребите на развојот на преносната мрежа на РМ 30
Слика 3.2 Динамика на влегувањето во работа и излегувањето од работа на ТЕЦ, ХЕЦ и ВЕЦ во ЕЕС на РМ („јаглен, гас“ сценарио) 32
Слика 3.3 Локации на постоечките и планираните електрични централи во преносната мрежа на РМ („јаглен, гас“ сценарио) 33
Слика 3.4 Инсталирана моќност (MW) на електричните централи во РМ („јаглен, гас“ сценарио) 34
Слика 3.5 Динамика на влегувањето во работа и излегувањето од работа на ТЕЦ, ХЕЦ и ВЕЦ во ЕЕС на РМ („зелено“ сценарио) 36
Слика 3.6 Локации на постоечките и планираните електрични централи на преносната мрежа во РМ („зелено“ сценарио) 37
Слика 3.7 Инсталирана моќност (MW) на електричните централи во РМ („зелено“ сценарио) 38
Слика 3.8 Прогноза на вкупната потрошувачка на ЕЕ до 2040 година 40
Слика 3.9 Прогноза на финалната потрошувачка на ЕЕ (без загубите, сопствената потрошувачка на ЕЕ на МЕПСО и ЕЕ за пумпна работа на РХЕЦ) 40
Слика 3.10 Очекувана размена на ЕЕ (GWh) во РМ (без новите директни потрошувачи на преносната мрежа) 44
Слика 3.11 Прогноза на врвното оптоварување во периодот 2016 – 2040 (ПОТРОШУВАЧКА: сценарио А, ПРОИЗВОДСТВО: сценарио „јаглен, гас“) 50
Слика 3.12 Прогноза на врвното оптоварување во периодот 2016 – 2040 (ПОТРОШУВАЧКА: сценарио В, ПРОИЗВОДСТВО: сценарио „јаглен, гас“) 50
Слика 3.13 Прогноза на врвното оптоварување во периодот 2016 – 2040 (ПОТРОШУВАЧКА: сценарио А, ПРОИЗВОДСТВО: сценарио „зелено“) 51
Слика 3.14 Прогноза на врвното оптоварување во периодот 2016 – 2040 (ПОТРОШУВАЧКА : сценарио В, ПРОИЗВОДСТВО: сценарио „зелено“) 51
Слика 3.15 Вредности на прогнозираното врвно оптоварување на ниво на преносната мрежа согласно кои се изведува планирањето на развојот на преносната мрежа (со вклучени сите нови потрошувачи) 56

Слика 3.16 Биланси на моќност за карактеристичните часови за сценариото „јаглен, гас“ и трите релевантни сценарија за максималното оптоварување („P_{max}“ „P_{max-2}“ и „$P_{max\ лето}$“) 67
Слика 3.17 Биланси на моќност за карактеристичните часови за сценариото „зелено“ и трите релевантни сценарија за максималното оптоварување („P_{max}“ „P_{max-2}“ и „$P_{max\ лето}$“) 67
Во фазата на планирање, за да се обезбеди максимална сигурност на системот, за сите разгледувани сценарија на развојот на преносната мрежа на ЕЕС на РМ се спроведуваат следниве пресметки (Слика 4.1), согласно кои се предлага развојот на преносната мрежа: 68
Слика 4.2 Дијаграм на текот на спроведувањето на пресметките за разгледуваните сценарија 68
Слика 5.1 Билансите на моќност за карактеристичните часови за сценариото „јаглен, гас“ и „зелено“ и трите релевантни сценарија за максималното оптоварување („P_{max}“ „P_{max-2}“ и „$P_{max\ лето}$“) – 2020 година 79
Слика 5.2 Планирана изградба на нови објекти во преносната мрежа до 2020 година (почетна состојба) 80
Слика 5.3 Текови на моќности и напонски услови за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценариото „јаглен, гас“ – 2020 година 81
Слика 5.4 Текови на моќности и напонски услови за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценариото „зелено“ – 2020 година 82
Слика 5.5 400 kV МРЕЖА – Текови на моќности и напонски состојби за нормална работна состојба при врвно зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (слика десно) – 2020 година 84
Слика 5.6 РЕГИОН I – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) – 2020 година 85
Слика 5.7 РЕГИОН I – Текови на моќност и напонски прилики за случај на испад на ДВ/КВ 110 kV СК1 - ТЕТО при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) – 2020 година 87
Слика 5.8 РЕГИОН I – Текови на моќност и напонски прилики за случај на испад на ДВ /КВ 110 kV СК1 - ТЕТО при изграден нов КВ 110 kV ТЕТО - СК4 со пресек Al 1000 mm^2 положен во формација триаголник (слика лево) и формација рамнина (слика десно) - 2020 година 89
Слика 5.9 РЕГИОН I - Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) без придонес на електричните централи во регулацијата на напонот – 2020 година 90
Слика 5.10 РЕГИОН II – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) – 2020 година 92
Слика 5.11 РЕГИОН II – Текови на моќност и напонски прилики за случај на испад на ДВ 110 kV СК3 - Св.Петка при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) – 2020 година 93
Слика 5.12 РЕГИОН II - Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) без придонес на електричните централи во регулацијата на напонот – 2020 година 94
Слика 5.13 РЕГИОН II – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) при максимална ангажираност на ХЕЦ (влажна хидрологија) – 2020 година 95
Слика 5.14 РЕГИОН III – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) – 2020 година 97
Слика 5.15 РЕГИОН III – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) без придонес на електричните централи во регулацијата на напоните со исклучен ДВ 110 kV Штип 1 - Неокази – 2020 година 99
Слика 5.16 РЕГИОН IV – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) – 2020 година 101
Слика 5.17 РЕГИОН IV – Текови на моќност и напонски прилики при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценариото „зелено“ без придонесот на електричните централи во регулацијата на напоните со исклучен ТР 400/110 kV Охрид (слика лево) и со исклучен ДВ 110 kV Ресен - Битола 4 (слика десно) – 2020 година 103

Слика 5.18 РЕГИОН IV - Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) со максимална ангажираност на ХЕЦ (влажна хидрологија) – 2020 година 104
Слика 5.19 РЕГИОН V – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) – 2020 година 106
Слика 5.20 РЕГИОН V – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) без придонес на електричните централи во регулацијата на напоните – 2020 година 107
Слика 5.21 РЕГИОН VI – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) – 2020 година 109
Слика 5.22 РЕГИОН VI – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) без придонес на електричните централи во регулацијата на напоните – 2020 година 110
Слика 5.23 РЕГИОН VI – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (слика десно) без придонес на електричните централи во регулацијата на напоните со исклучен ДВ 110 kV Валандово - Дуброво – 2020 година 111
Слика 5.24 Изградба на нови објекти во преносната мрежа до 2020 година (конечната состојба) 125
Слика 6.1 Биланс на моќност за карактеристичните часови за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ и трите релевантни сценарија за максималното оптоварување („P_{max}“ „P_{max-2}“ и „$P_{max\ лето}$“) - 2025 година 126
Слика 6.2 Планирана изградба на нови објекти во преносната мрежа до 2025 година (почетна состојба) ... 127
Слика 6.3 Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценариото „јаглен, гас“ - 2025 година 128
Слика 6.4 Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценариото „зелено“ - 2025 година 129
Слика 6.5 400 kV МРЕЖА – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (слика лево) и „зелено“ (слика десно) - 2025 година 131
Слика 6.6 РЕГИОН I – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) – 2025 година 132
Слика 6.7 РЕГИОН I - Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) без придонес на електричните централи во регулацијата на напонот – 2025 година 134
Слика 6.8 РЕГИОН I – Загрозување на сигурноста на системот (критериум N-1) при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценариото „јаглен, гас“ со изградена ТЕТО Зајчев Рид без секционирање на 110 kV собирниците - 2025 година 136
Слика 6.9 РЕГИОН II – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) – 2025 година 137
Слика 6.10 РЕГИОН II – Текови на моќност и напонски прилики при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценариото „јаглен, гас“ за случај на испад на ДВ 110 kV СК3 - Св.Петка (сликата лево) и ДВ 110 kV Вруток - Тетово 1 (сликата десно) – 2025 година 138
Слика 6.11 РЕГИОН II - Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) без придонес на електричните централи во регулацијата на напонот – 2025 година 139
Слика 6.12 РЕГИОН II – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ и влажна хидрологија (сликата лево) и за сценарио „зелено“ и сува хидрологија (сликата десно) – 2025 година 140
Слика 6.13 РЕГИОН II – Споредба на резултатите за сценарио „јаглен, гас“ со влажна хидрологија и исклучен ДВ 110 kV Гостивар - Осломеј со изграден ДВ 110 kV ХЕЦ Козјак - СК3 (слика лево) и ДВ 110 kV ХЕЦ Шпиље (ХЕЦ Бошков Мост) - ТЕЦ Осломеј (слика десно) – 2025 година 142
Слика 6.14 РЕГИОН II – Споредба на резултатите за сценарио „јаглен, гас“ со влажна хидрологија и исклучен ДВ 110 kV СК3 - Св.Петка со изграден ДВ 110 kV ХЕЦ Козјак - СК3 (слика лево) и ДВ 110 kV ХЕЦ Шпиље (ХЕЦ Бошков Мост) - ТЕЦ Осломеј (слика десно) – 2025 година 142

Слика 6.15 РЕГИОН II – Споредба на резултатите за сценариото „јаглен, гас“ и влажна хидрологија со исклучен ДВ 110 kV СК3 - Св.Петка и изграден ДВ 110 kV ХЕЦ Козјак - СК3 со спроводници ACSR 240/40 mm^2 (слика лево) и спроводници AAAC-Z 324 mm^2 (слика десно) - 2025 година 144
Слика 6.16 РЕГИОН II – Текови на моќности и напонски прилики за случајот на исклучување на ДВ 110 kV Вруток - Тетово 1 при максимално врвно оптоварување (Сценарио А) со максимална ангажираност на ХЕЦ без (слика лево) и со (слика десно) влез/излез на ДВ 110 kV Вруток - СК1 во ТС Тетово 1 - 2025 година 145
Слика 6.17 РЕГИОН III – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) – 2025 година 146
Слика 6.18 РЕГИОН III – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) без придонес на електричните централи во регулацијата на напоните - 2025 година 147
Слика 6.19 РЕГИОН IV – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) – 2025 година 151
Слика 6.20 РЕГИОН IV – Текови на моќности и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (слика лево) и „зелено“ (слика десно) без придонесот на електричните централи во регулацијата на напоните - 2025 година 152
Слика 6.21 РЕГИОН IV - Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценариото „јаглен, гас“ и влажна хидрологија (слика лево) и за сценарио „зелено“ и сува хидрологија (слика десно) - 2025 година 153
Слика 6.22 РЕГИОН V – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) – 2025 година 155
Слика 6.23 РЕГИОН V – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) без придонесот на електричните централи во регулацијата на напоните – 2025 година 157
Слика 6.24 РЕГИОН VI – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) – 2025 година 159
Слика 6.25 РЕГИОН VI – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценариото „јаглен, гас“ без ангажираност на ВЕЦ Богданци со исклучен ДВ 110 kV Бучим - Радовиш (слика лево) и исклучен ДВ 110 kV Дуброво - Валандово (слика десно) - 2025 година 160
Слика 6.26 РЕГИОН VI – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) без придонес на електричните централи во регулацијата на напоните – 2025 година 162
Слика 6.27 РЕГИОН VI – Текови на моќност и напонски прилики при максимално летно оптоварување (Сценарио А) за сценариото „зелено“ со исклучен ДВ 110 kV Бучим - Радовиш (слика лево) и исклучен ДВ 110 kV Дуброво - Валандово (слика десно) - 2025 година 163
Слика 6.28 РЕГИОН VI – Текови на моќности и напонски прилики при максимално летно оптоварување за сценариото „зелено“ со исклучен ДВ 110 kV Бучим - Радовиш (слика лево) и исклучен ДВ 110 kV Дуброво - Валандово (слика десно) - 2025 година 164
Слика 6.29 РЕГИОНИ III и VI – Текови на моќности и напонски прилики при максимално летно оптоварување за сценариото „зелено“ со исклучен ТР 400/110 kV во ТС Штип - 2025 година 164
Слика 6.30 РЕГИОН I – Текови на моќности и напонски прилики з анормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (слика лево) и „зелено“ (слика десно) со секционирани собирници 110 kV СК4 - 2025 година 171
Слика 6.31 РЕГИОН I – Текови на моќности и напонски услови за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) со изградена ТЕТО Зајчев рид без секционирање на собирниците 110 kV во ТС СК1 (слика лево) и со секционирање на собирниците 110 kV во ТС СК1 (слика десно) - 2025 година .. 173
Слика 6.32 РЕГИОН I – Текови на моќности и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) со изградена ТЕТО Зајчев Рид, секционирани собирници 110 kV во ТС СК1 и СК4 и вклучен КВ 110 kV Зајчев Рид – Централна Нова - 2025 година 174
Слика 6.33 Изградба на нови објекти во преносната мрежа до 2025 година (конечна состојба) 181
Слика 7.1 Биланс на моќност за карактеристичните часови за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ и трите релевантни сценарија за максималното оптоварување („P_{max}“ „P_{max-2}“ и „$P_{max\ лето}$“) - 2030 година 182

Слика 7.2 Планирана изградба на нови објекти во преносната мрежа до 2030 година (почетна состојба)... 183
Слика 7.3 Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценариото „јаглен, гас“ - 2030 година ... 184
Слика 7.4 Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценариото „зелено“ - 2030 година ... 185
Слика 7.5 400 kV МРЕЖА – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (слика лево) и „зелено“ (слика десно) - 2030 година ... 187
Слика 7.6 400 kV МРЕЖА – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (слика лево) и „зелено“ (слика десно) со изградена ТС 400/110 kV Куманово - 2030 година ... 187
Слика 7.7 РЕГИОН I – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) – 2030 година ... 188
Слика 7.8 РЕГИОН I и РЕГИОН III - Текови на моќност и напонски прилики при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценариото „зелено“ со испаднат ДВ 110 kV Штип 1 - Неокази - 2030 година ... 189
Слика 7.9 РЕГИОН I – Текови на моќности и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (слика лево) и „зелено“ (слика десно) со изградена ТС 400/110 kV Куманово - 2030 година ... 190
Слика 7.10 РЕГИОН I - Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) без придонес на електричните централи во регулацијата на напонот, со изградена ТС 400/110 kV Куманово – 2030 година ... 192
Слика 7.11 РЕГИОН I – Загрозување на сигурноста на системот (критериум N-1) при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценариото „јаглен, гас“ со изградена ТЕТО Зајчев Рид без секционирање на собирниците 110 kV - 2030 година ... 195
Слика 7.12 РЕГИОН II – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) – 2030 година ... 196
Слика 7.13 РЕГИОН II - Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) без придонес на електричните централи во регулацијата на напонот – 2030 година ... 197
Слика 7.14 РЕГИОН II – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ и влажна хидрологија (сликата лево) и за сценарио „зелено“ и сува хидрологија (сликата десно) – 2030 година ... 198
Слика 7.15 РЕГИОН III – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) со изградена ТС 400/110 kV Куманово – 2030 година ... 199
Слика 7.16 РЕГИОН III – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) без придонес на електричните централи во регулација на напоните со изградена ТС 400/110 kV Куманово – 2030 година ... 200
Слика 7.17 РЕГИОН IV – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) – 2030 година ... 202
Слика 7.18 РЕГИОН IV – Текови на моќности и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (слика лево) и „зелено“ (слика десно) без придонесот на електричните централи во регулацијата на напоните - 2030 година ... 203
Слика 7.19 РЕГИОН IV - Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценариото „јаглен, гас“ и влажна хидрологија (слика лево) и за сценарио „зелено“ и сува хидрологија (слика десно) - 2030 година ... 205
Слика 7.20 РЕГИОН V – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) – 2030 година ... 207

Слика 7.21 РЕГИОН V – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) без придонесот на електричните централи во регулацијата на напоните – 2030 година 208
Слика 7.22 РЕГИОН VI – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) – 2030 година 210
Слика 7.23 РЕГИОН VI – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) без придонес на електричните централи во регулацијата на напоните – 2030 година 211
Слика 7.24 РЕГИОН VI – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално летно оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) без придонес на електричните централи во регулацијата на напоните – 2030 година 212
Слика 7.25 РЕГИОН VI – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално летно оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) без придонес на електричните централи во регулацијата на напоните при испад на ТР 400/110 kV во ТС Штип-2030 година 213
Слика 7.26 РЕГИОН I – Текови на моќности и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (слика лево) и „зелено“ (слика десно) со секционирани собирници 110 kV СК1 и СК4 - 2030 година 218
Слика 7.27 РЕГИОН I – Текови на моќности и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) со изградена ТЕТО Зајчев Рид без секционирање на 110 kV СК1 (слика лево) и со секционирање на 110 kV СК1 (слика десно) - 2030 година 220
Слика 7.28 РЕГИОН I – Текови на моќности и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) со изградена ТЕТО Зајчев Рид, секционирани собирници 110 kV СК1 и СК4 и вклучен КВ 110 kV Зајчев Рид – Централна Нова - 2030 година 221
Слика 7.29 Изградба на нови објекти во преносната мрежа до 2030 година (конечна состојба) 227
Слика 8.1 Биланс на моќност за карактеристичните часови за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ и трите релевантни сценарија за максималното оптоварување („P_{max}“ „P_{max-2}“ и „$P_{max\ лето}$“) - 2040 година 228
Слика 8.2 Планирана изградба на нови објекти во преносната мрежа до 2040 година за сценариото „јаглен, гас“ (почетна состојба) 229
Слика 8.3 Планирана изградба на нови објекти во преносната мрежа до 2040 година за сценариото „зелено“ (почетна состојба) 230
Слика 8.4 Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценариото „јаглен, гас“ - 2040 година 231
Слика 8.5 Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценариото „зелено“ - 2040 година 232
Слика 8.6 400 kV МРЕЖА – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (слика лево) и „зелено“ (слика десно) - 2040 година 233
Слика 8.7 РЕГИОН I – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) – 2040 година 234
Слика 8.8 РЕГИОН I - Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) без придонес на електричните централи во регулацијата на напонот - 2040 година 235
Слика 8.9 РЕГИОН II – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) – 2040 година 237
Слика 8.10 РЕГИОН II - Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) без придонес на електричните централи во регулацијата на напонот – 2040 година 238
Слика 8.11 РЕГИОН II – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ и влажна хидрологија (сликата лево) и за сценарио „зелено“ и сува хидрологија (сликата десно) – 2040 година 239
Слика 8.12 Варијанти за изградбата на новата ТС 400/110 kV во регионот II 241

Слика 8.13 РЕГИОН II – Влијание на изградбата на новите ТС 400/110 kV на тековите на моќности и напонските прилики при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценариото „јаглен, гас“, без придонес на електричните централи во регулацијата на напоните - 2040 година 242
Слика 8.14 РЕГИОН II – Влијание на изградбата на новите ТС 400/110 kV на тековите на моќности и напонските прилики при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценариото „јаглен, гас“, без придонес на електричните централи во регулацијата на напоните - 2040 година 242
Слика 8.15 РЕГИОН III – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) - 2040 година 243
Слика 8.16 РЕГИОН III – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) без придонес на електричните централи во регулација на напоните - 2040 година 244
Слика 8.17 РЕГИОН IV – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) – 2040 година 245
Слика 8.18 РЕГИОН IV – Текови на моќности и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (слика лево) и „зелено“ (слика десно) без придонесот на електричните централи во регулацијата на напоните - 2040 година 246
Слика 8.19 РЕГИОН IV - Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценариото „јаглен, гас“ и влажна хидрологија (слика лево) и за сценарио „зелено“ и сува хидрологија (слика десно) - 2040 година 247
Слика 8.20 РЕГИОН V – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) – 2040 година 250
Слика 8.21 РЕГИОН V – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) без придонесот на електричните централи во регулацијата на напоните – 2040 година 251
Слика 8.22 РЕГИОН IV - Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценариото „јаглен, гас“ и влажна хидрологија (слика лево) и за сценарио „зелено“ и сува хидрологија (слика десно) - 2040 година 252
Слика 8.23 РЕГИОН VI – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) – 2040 година 254
Слика 8.24 РЕГИОН VI – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) без придонес на електричните централи во регулацијата на напоните – 2040 година 256
Слика 8.25 РЕГИОН VI – Текови на моќност и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (сликата лево) и „зелено“ (сликата десно) при максимална ангажираност на ХЕЦ и ВЕЦ - 2040 година 257
Слика 8.26 РЕГИОН VI – Текови на моќности и напонски прилики (критериум N-1) за сценариото „зелено“ со изграден ДВ 110 kV Дуброво - Струмица 2 (слика лево) и изграден ДВ 110 kV Дуброво - Струмица 1 (слика десно) при испад на ДВ 110 kV Дуброво - ВЕЦ Миравци и максимална ангажираност на ХЕЦ и ВЕЦ - 2040 година 259
Слика 8.27 РЕГИОН VI – Текови на моќности и напонски прилики (критериум N-1) за сценариото „зелено“ со изграден двосистемски ДВ 110 kV Валандово - (Струмица 2) - Струмица 1 при испад на ДВ 110 kV Дуброво - ВЕЦ Миравци и максимална ангажираност на ХЕЦ и ВЕЦ - 2040 година 259
Слика 8.28 РЕГИОН I – Текови на моќности и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ (слика лево) и „зелено“ (слика десно) со секционирани 110 kV собирници СК1 и СК4 - 2040 година 265
Слика 8.29 РЕГИОН I – Текови на моќности и напонски прилики за нормална работна состојба при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) со изградена ТЕТО Зајчев Рид, секционирани собирници 110 kV СК1 и СК4 и вклучен КВ 110 kV Зајчев Рид – Централна Нова - 2040 година 267
Слика 8.30 Изградба на нови објекти во преносната мрежа до 2040 година за сценариото „јаглен, гас“ (конечна состојба) 274
Слика 8.31 Изградба на нови објекти во преносната мрежа до 2040 година за сценариото „зелено“ (конечна состојба) 275

ЛИСТА НА ТАБЕЛИ

Табела 2.1 Инсталирана моќност и проектирано годишно производство на електричните централи во РМ (извор: МЕПСО)..... 1
Табела 2.2 Основни податоци за ТЕЦ (извор: МЕПСО) 3
Табела 2.3 Основни податоци за ХЕЦ во сопственост на ЕЛЕМ (извор: МЕПСО)..... 5
Табела 2.4 Вкупна должина на далекуводите и основни податоци за трансформаторските станици во ЕЕС на РМ (извор: МЕПСО) 8
Табела 2.5 Интерконективни водови во РМ 9
Табела 2.6 Процентуално учество на секоја категорија на потрошувачи во вкупната потрошувачка на ЕЕ во 2014 и 2015 година [8,9] 11
Табела 2.7 Годишна потрошувачка на ЕЕ во периодот 2011 – 2015 во РМ (извор: РКЕ)..... 12
Табела 2.8 Годишно производство на ЕЕ во РМ во периодот 2011 – 2015 (извор: РКЕ) 15
Табела 2.9 Влез, излез и увоз на ЕЕ во ЕЕС на РМ во периодот 2009 - 2015 (извор: МЕПСО)..... 16
Табела 2.10 Пренесена ЕЕ во ЕЕС на РМ во периодот 2009 - 2015 (извор: МЕПСО)..... 18
Табела 2.11 Загуби во преносната мрежа во периодот 2009 - 2015 (извор: МЕПСО) 18
Табела 2.12 Основни показатели за нерасположливоста на преносната мрежа на РМ (2006 - 2015) 20
Табела 2.13 Основен показатели за нерасположливоста на преносната мрежа 110 kV по региони (2006 - 2015) 23
Табела 2.14 Основни технички податоци и СПН на водовите 400 kV (2006 - 2015)..... 25
Табела 2.15 Основни технички податоци и СПН на водовите 110 kV во регион I (2006 - 2015) 26
Табела 2.16 Основни технички податоци и СПН на водовите 110 kV во регион II (2006 - 2015) 26
Табела 2.17 Основни технички податоци и СПН на водовите 110 kV во регион III (2006 - 2015) 27
Табела 2.18 Основни технички податоци и СПН на водовите 110 kV во регион IV (2006 - 2015)..... 27
Табела 2.19 Основни технички податоци и СПН на водовите 110 kV во регион V (2006 - 2015)..... 28
Табела 2.20 Основни технички податоци и СПН на водовите 110 kV во регион VI (2006 - 2015)..... 28
Табела 3.1 План за изградба на ТЕЦ („јаглен, гас“ сценарио) 31
Табела 3.2 План за излегувањето од работа на ТЕЦ („јаглен, гас“ сценарио)..... 31
Табела 3.3 План за изградба на ХЕЦ („јаглен, гас“ сценарио) 31
Табела 3.4 План за изградба на електрични централи на ОИЕ („јаглен, гас“ сценарио) 32
Табела 3.5 Проточни ХЕЦ во рамките на Вардарска Долина [19] 33
Табела 3.6 Инсталирана моќност (MW) на електричните централи во РМ („јаглен, гас“ сценарио)..... 34
Табела 3.7 План за изградба на ТЕЦ („зелено“ сценарио)..... 34
Табела 3.8 План за излегување од работа на ТЕЦ („зелено“ сценарио)..... 35
Табела 3.9 План за изградба на ХЕЦ („зелено“ сценарио)..... 35
Табела 3.10 План за изградба на електрични централи на ОИЕ („зелено“ сценарио)..... 35
Табела 3.11 Инсталирана моќност (MW) на електричните централи во РМ („зелено“ сценарио) 37
Табела 3.12 Прогноза на вкупната потрошувачка на ЕЕ во ЕЕС на РМ (сценарио А)..... 42
Табела 3.13 Прогноза на вкупната потрошувачка на ЕЕ во ЕЕС на РМ (сценарио В) 43
Табела 3.14 Скратен приказ на електроенергетските биланси (сценарио на производството „јаглен, гас“, сценарио на потрошувачката А)..... 45
Табела 3.15 Скратен приказ на електроенергетските биланси (сценарио на производството „јаглен, гас“, сценарио на потрошувачката В)..... 46
Табела 3.16 Скратен приказ на електроенергетските биланси (сценарио на производството „зелено“, сценарио на потрошувачката А)..... 47
Табела 3.17 Скратен приказ на електроенергетските биланси (сценарио на производството „зелено“, сценарио на потрошувачката В)..... 48
Табела 3.18 Вредности на прогнозираното врвно оптоварување на ниво на преносната мрежа без новите индустриски потрошувачи..... 53
Табела 3.19 Вредности на прогнозираното максимално летно оптоварување без новите индустриски потрошувачи (сценарио со повисока стапка на пораст на оптоварувањето, СЦЕНАРИО А)..... 54
Табела 3.20 План за изградба на нови дистрибутивни ТС 110/x kV..... 54
Табела 3.21 План на изградба на новите индустриски ТС 110/x kV 55
Табела 3.22 Вредности на прогнозираното врвно оптоварување на ниво на преносната мрежа согласно кои се изведува планирањето на развојот на преносната мрежа (со вклучени сите нови потрошувачи)..... 56
Табела 3.23 Распределба на врвното оптоварување на ниво на преносната мрежа на поединечните ТС 110/x kV во сценариото на пораст на потрошувачката А (со вклучени новите ТС 110/x kV)..... 57

Табела 3.24 Распределба на врвното оптоварување на ниво на преносната мрежа на поединечните ТС 110/x kV во сценариото на пораст на потрошувачката B (со вклучени новите ТС 110/x kV) 59
Табела 3.25 Распределба на максималното летно оптоварување на ниво на преносната мрежа на поединечните ТС 110/x kV во сценариото на пораст на потрошувачката A (со вклучени новите ТС 110/x kV) 61
Табела 3.26 Прогнозирана ангажираност на ТЕЦ, ХЕЦ и ВЕЦ во часот на настанување на врвното оптоварување на системот (MW) 64
Табела 3.27 Прогнозирана ангажираност на ТЕЦ, ХЕЦ и ВЕЦ во часот на настанување на летното максимално оптоварување (MW) 65
Табела 4.1 Дозволено оптоварување (MVA и A) за типичните пресеци на спроводниците (извор МЕПСО) 70
Табела 4.2 Редиспечинг на електричните централи за пресметка на GTC на границите на PM 74
Табела 5.1 РЕГИОН I – Резултати од анализата на сигурноста (N-1) при максималното зимско оптоварување (Сценарио A) за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ – 2020 година 86
Табела 5.2 РЕГИОН II – Резултати од анализата на сигурноста (N-1) при максималното зимско оптоварување (Сценарио A) за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ – 2020 година 92
Табела 5.3 РЕГИОН II – Резултати од анализата на сигурноста (N-1) при максимално зимско преоптоварување (Сценарио A) за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ со максимална ангажираност на ХЕЦ (влажна хидрологија) – 2020 година 96
Табела 5.4 РЕГИОН IV – Резултати од анализата на сигурноста (N-1) при максималното зимско оптоварување (Сценарио A) за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ – 2020 година 102
Табела 5.5 РЕГИОН IV - Резултати од анализата на сигурност (N-1) при максимално зимско оптоварување (Сценарио A) за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ со максимална ангажираност на ХЕЦ (влажна хидрологија) – 2020 година 105
Табела 5.6 Максимални струи на трифазна и еднофазна куса врска на 400 kV и 110 kV собирници во преносната мрежа во PM за 2020 година 112
Табела 5.7 Струи на трифазна и еднофазна куса врска на 400 kV и 110 kV собирниците во преносната мрежа на PM за нормална работна состојба и очекувана ангажираност на електричните централи за 2020 година 114
Табела 5.8 Вредности на GTC на дефинираните граници на PM при зголемување на транзитите на моќност во насока север-југ и југ-север за 2020 година 119
Табела 5.9 Вредности на GTC на дефинираните граници на PM при зголемување на транзитите на моќност во насока исток-запад и запад -исток за 2020 година 120
Табела 6.1 РЕГИОН I – Резултати од анализата на сигурноста (N-1) при максималното зимско оптоварување (Сценарио A) за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ – 2025 година 133
Табела 6.2 РЕГИОН II – Резултати од анализата на сигурноста (N-1) при максималното зимско оптоварување (Сценарио A) за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ – 2025 година 138
Табела 6.3 РЕГИОН II – Резултати од анализата на сигурноста (N-1) при максимално зимско преоптоварување (Сценарио A) за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ со максимална ангажираност на ХЕЦ (влажна хидрологија) – 2025 година 140
Табела 6.4 РЕГИОН II – Споредба на резултатите од анализата на сигурност (критериум N-1) за сценариото „јаглен, гас“ и влажна хидрологија за двете варијанти на решението на проблемот со преоптоварувањето на ДВ 110 kV Гостивар - Осломеј и ДВ 110 kV СКЗ - Св.Петка - 2025 година 143
Табела 6.5 РЕГИОН II – Споредба на резултатите од анализата на сигурноста (критериум N-1) за сценариото „јаглен, гас“ и влажна хидрологија за решение на проблемот со преоптоварување на ДВ 110 kV Вруток - Полог - 2025 година 144
Табела 6.6 РЕГИОН III – Резултати од анализата на сигурност (N-1) при максимално зимско оптоварување (Сценарио A) за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ без придонес на електричните централи во регулацијата на напоните - 2025 година 147
Табела 6.7 РЕГИОН III – Влијание на подолжната регулација на напоните на мрежните ТР 400/110 kV на најкритичните напони (критериум N-1) за сценариото „зелено“ при максимално зимско оптоварување - 2025 година 148
Табела 6.8 РЕГИОН III – Резултати од анализата на сигурноста (N-1) при максимално летно оптоварување за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ - 2025 година 149
Табела 6.9 РЕГИОН III – Влијание на подолжната регулација на напоните на мрежните ТР 400/110 kV на најкритичните напони (критериум N-1) за сценариото „зелено“ при максимално зимско оптоварување - 2025 година 150

Табела 6.10 РЕГИОН IV – Резултати од анализата на сигурност (N-1) при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ со максимална ангажираност на ХЕЦ (влажна хидрологија) - 2025 година 154
Табела 6.11 РЕГИОН IV – Резултати од анализата на сигурност (N-1) за сценариото „зелено“ и влажна хидрологија за три варијанти на решавање на проблемот со преоптоварувањето на ДВ 110 kV Кичево - Осломеј - 2025 година 154
Табела 6.12 РЕГИОН V – Резултатите од анализата на сигурност (N-1) при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ - 2025 година 156
Табела 6.13 РЕГИОН VI – Резултатите од анализата на сигурноста (N-1) при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ - 2025 година 160
Табела 6.14 РЕГИОН VI – Проценка на трошоците за изградба на новите 110 kV водови во регионот VI заради сигурност на работата на системот (критериум N-1)- 2025 година 161
Табела 6.15 РЕГИОН VI – Преоптоварувања во мрежата за критериумот N-1 при максимално летно оптоварување за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ - 2025 година 163
Табела 6.16 РЕГИОНИ III и VI – Проценка на трошоците за решенијата на проблемот со многу ниските напони (критериум N-1) - 2025 година 165
Табела 6.17 Максимални струи на трифазна и еднофазна куса врска на 400 kV и 110 kV собирниците во преносната мрежа во РМ за 2025 година 167
Табела 6.18 Струи на трифазна и еднофазна куса врска на 400 kV и 110 kV собирниците во преносната мрежа на РМ за нормална работна состојба и очекувана ангажираност на електричните централи за 2025 година 169
Табела 6.19 Влијание на секционирањето на собирниците 110 kV СК4 на намалувањето на струите на куси врски за нормална работна состојба и очекуваната ангажираност на електричните централи - 2025 година 172
Табела 6.20 Влијание на секционирањето на собирниците 110 kV во ТС СК1 на намалувањето на струите на куси врски за нормална работна состојба и со секционирани собирници 110 kV во ТС СК4, при очекувана ангажираност на електричните централи и изградена ТЕТО Зајчев Рид - 2025 година 173
Табела 6.21 Влијанието на КВ 110 kV Зајчев Рид – Централна Нова на струите на куси врски со секционирани собирници 110 kV во ТС СК1 и СК4, очекувана ангажираност на електричните централи и изградена ТЕТО Зајчев Рид - 2025 година 174
Табела 6.22 Вредности на GTC на дефинираните граници на РМ при зголемување на транзитите на моќност во насока север-југ и југ-север за 2025 година 175
Табела 6.23 Вредности на GTC на дефинираните граници на РМ при зголемување на транзитите на моќност во насока исток-запад и запад -исток за 2025 година 176
Табела 7.1 РЕГИОН I – Резултати од анализата на сигурноста (N-1) при максималното зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ – 2030 година 189
Табела 7.2 РЕГИОН I – Проценка на трошокот за изградба на ТС 400/110 kV Куманово без трошокот за расплет на водовите 110 kV - 2030 година 191
Табела 7.3 РЕГИОН I – Проценка на трошоците за решение на проблемот со многу ниските напони (критериум N-1) - 2030 година 193
Табела 7.4 РЕГИОН IV - Резултати од анализата на сигурноста (N-1) при максимално зимско преоптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ со максимална ангажираност на ХЕЦ (влажна хидрологија) – 2030 година 198
Табела 7.5 РЕГИОН IV - Резултати од анализата на сигурност (N-1) при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ - 2030 година 203
Табела 7.6 РЕГИОН IV - Резултати од анализата на сигурност (N-1) при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ при максимална ангажираност на ХЕЦ - 2030 година 206
Табела 7.7 РЕГИОН IV – Проценка на трошокот за решенијата на проблемот со преоптоварувањата (критериум N-1) за максимална ангажираност на сите ХЕЦ – 2030 година 206
Табела 7.8 РЕГИОН VI – Проценка на трошоците за решенијата на проблемите со прениски напони (критериум N-1) – 2030 година 213
Табела 7.9 Максимални струи на трифазна и еднофазна куса врска на собирниците 400 kV и 110 kV во преносната мрежа во РМ за 2030 година 214
Табела 7.10 Струи на трифазна и еднофазна куса врска на собирниците 400 kV и 110 kV во преносната мрежа на РМ за нормална работна состојба и очекувана ангажираност на електричните централи за 2030 година 216

Табела 7.11 Влијание на секционирањето на собирниците 110 kV СК 1 и СК4 на намалувањето на струите на куси врски за нормална работна состојба и очекуваната ангажираност на електричните централи - 2030 година 219
Табела 7.12 Влијанието на секционирањето на собирниците 110 kV СК1 на намалувањето на струите на куси врски за нормална работна состојба со секционирани собирници 110 kV СК4, со очекувана ангажираност на електричните централи и со изградена ТЕТО Зајчев Рид - 2030 година 220
Табела 7.13 Влијанието на КВ 110 kV Зајчев Рид – Централна Нова на струите на куси врски со секционирани собирници 110 kV СК1 и СК4, очекувана ангажираност на електричните централи и изградена ТЕТО Зајчев Рид – 2030 година 221
Табела 7.14 Вредности на GTC на дефинираните граници на РМ при зголемување на транзитите на моќност во насока север-југ и југ-север за 2030 година 222
Табела 7.15 Вредности на GTC на дефинираните граници на РМ при зголемување на транзитите на моќност во насока исток-запад и запад -исток за 2030 година 223
Табела 8.1 РЕГИОН I – Резултати од анализата на сигурноста (N-1) при максималното зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ – 2040 година 235
Табела 8.2 РЕГИОН II - Резултати од анализата на сигурноста (N-1) при максимално зимско преоптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ со максимална ангажираност на ХЕЦ (влажна хидрологија) – 2040 година 240
Табела 8.3 РЕГИОН IV - Резултати од анализата на сигурност (N-1) при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ при максимална ангажираност на ХЕЦ - 2040 година 248
Табела 8.4 Предлог приклучок за ХЕЦ од проектот „Вардарска долина“ на електроенергетската мрежа 249
Табела 8.5 РЕГИОН V и РЕГИОН VI – Резултати од анализата на сигурноста (N-1) при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ - 2040 година 250
Табела 8.6 РЕГИОН V и РЕГИОН VI – Резултати од анализата на сигурноста (N-1) при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ со максимална и минимална ангажираност на ХЕЦ - 2040 година 253
Табела 8.7 РЕГИОН V и РЕГИОН VI – Резултати од анализата на сигурноста (N-1) при максимално зимско оптоварување (Сценарио А) за сценаријата „јаглен, гас“ и „зелено“ со максимална ангажираност на ХЕЦ и ВЕЦ - 2040 година 258
Табела 8.8 Максимални струи на трифазна и еднофазна куса врска на собирниците 400 kV и 110 kV во преносната мрежа во РМ за 2040 година 260
Табела 8.9 Струи на трифазна и еднофазна куса врска на собирниците 400 kV и 110 kV во преносната мрежа на РМ за нормална работна состојба и очекувана ангажираност на електричните централи за 2040 година 262
Табела 8.10 Влијание на секционирањето на собирниците 110 kV СК 1 и СК4 на намалувањето на струите на куси врски за нормална работна состојба и очекуваната ангажираност на електричните централи - 2040 година 266
Табела 8.11 Влијанието на КВ 110 kV Зајчев Рид – Централна Нова на струите на куси врски со секционирани собирници 110 kV СК1 и СК4 – 2040 година 267
Табела 8.12 Вредности на GTC на дефинираните граници на РМ при зголемување на транзитите на моќност во насока север-југ и југ-север за 2040 година 268
Табела 8.13 Вредности на GTC на дефинираните граници на РМ при зголемување на транзитите на моќност во насока исток-запад и запад -исток за 2040 година 269
Табела 9.1 Водови – кандидати за ревитализација до 2020 година 277
Табела 9.2 Водови – кандидати за ревитализација помеѓу 2020 и 2025 година 277
Табела 9.3 Водови – кандидати за ревитализација помеѓу 2025 и 2030 278
Табела 9.4 Водови – кандидати за ревитализација помеѓу 2030 и 2040 година 278
Табела 9.5 Трансформатори 400/110 kV во преносната мрежа во РМ 279
Табела 9.6 Поделба на групи трансформатори според вредноста на IS [18] 279
Табела 9.7 Ранг листа на енергетски трансформатори во 2012 според индексот на состојба [18] 280
Табела 9.8 Резултати од бодирањето на водовите, кандидати за ревитализација до ~2020 година, по поединечните категории 283
Табела 9.9 Резултати од бодирањето на водовите, кандидати за ревитализација до ~2020 година, за сите категории 284
Табела 9.10 Листа за ревитализација на водови до ~2020 година 285
Табела 9.11 Водови, кандидати за ревитализација до ~2020 година, надвор од конечната листа 286

Табела 9.12 Резултати од бодирањето на водовите, кандидати за ревитализација до ~2025 година, по поединечните категории 288
Табела 9.13 Резултати од бодирањето на водовите, кандидати за ревитализација до ~2025 година, за сите категории 289
Табела 9.14 Листа за ревитализација на водови до ~2025 година 290
Табела 9.15 Водови, кандидати за ревитализација до ~2025 година, надвор од конечната листа 291
Табела 9.16 Резултати од бодирањето на водовите, кандидати за ревитализација до ~2030 година, по поединечните категории 293
Табела 9.17 Резултати од бодирањето на водовите, кандидати за ревитализација до ~2030 година, за сите категории 294
Табела 9.18 Листа за ревитализација на водови до ~2030 година 296
Табела 9.19 Водови, кандидати за ревитализација до ~2030 година, надвор од конечната листа 297
Табела 9.20 Резултати од бодирањето на водовите, кандидати за ревитализација до ~2040 година, по поединечните категории 299
Табела 9.21 Резултати од бодирањето на водовите, кандидати за ревитализација до ~2040 година, за сите категории 301
Табела 9.22 Листа за ревитализација на водови до ~2040 година 303
Табела 9.23 Водови, кандидати за ревитализација до ~2040 година, надвор од конечната листа 303
Табела 10.1 Неопходни инвестиции во преносната мрежа на РМ заради обезбедување на сигурност во работата на системот во периодот 2020 - 2040 307
Табела 10.2 Проценка на трошокот за неопходните инвестиции во преносната мрежа на РМ заради обезбедување на сигурност во работата на системот во периодот 2020 - 2040 310
Табела 10.3 Листа на водови за ревитализација согласно нивната старост, техничките карактеристики и улогата и значењето во ЕЕС во периодот 2017 – 2040 година 312
Табела 10.4 Проценка на трошокот за ревитализација на водовите согласно нивната старост, техничките карактеристики, како и улогата и значењето во рамките на ЕЕС во периодот 2017 - 2040 313

ПРИЛОГ А – ВЛИЈАНИЕ НА ИЗГРАДБАТА НА НОВИТЕ ОБЈЕКТИ НА ВКУПНИТЕ ЗАГУБИ ВО ПРЕНОСНАТА МРЕЖА

Влијанието на новите објекти на загубите во преносната мрежа изведено е согласно упростена методологија, во која промената на загубите во преносната мрежа заради изградбата на новиот објект (ΔP) при врвното оптоварување на системот, со множи со еквивалентните број на часови на максимални загуби [3591 h]. Добиената вредност претставува промена на годишните загуби на ЕЕ во преносната мрежа [MWh], заради изградбата на новиот објект.

$$\Delta W = \Delta P\ [MW] \times 3591\ [h]$$

Вредноста на еквивалентниот број на часови на максимални загуби (3591 h) за пресметка на годишните загуби е добиена врз основа на историски податоци од 2009 до 2015 година (МЕПСО).

Влијание на изградбата на новите објекти на вкупните годишни загуби на ЕЕ во преносната мрежа [MWh]

Година	Регион	Објект/Изградба	„Јаглен, гас“		„Зелено“	
			ΔP [MW]	ΔW [MWh]	ΔP [MW]	ΔW [MWh]
2020 - 2025 година	I	**Изградба на нов КВ 110 kV ТЕТО - СК4** (должина ≈ 9 km, Al 1000 mm², 181 MVA)	0,73	2.621	0,76	2.729
	II	**Изградба на нов ДВ 110 kV ХЕЦ Козјак - СК3** (должина ≈ 25 km, AAAC-Z 324 mm², 149 MVA)	1,86	6.679	1,85	6.643
	II	**Влез/излез на ДВ 110 kV СК1 – ХЕЦ Вруток во 110 kV ТС Тетово 1** (должина ≈ 2x2,5 km, ACSR 360/57 mm², 157 MVA)	0,58	2.083	0,59	2.119
	II/IV	**Реконструкција ДВ 110 kV ТЕЦ Осломеј - Кичево** (должина ≈ 15 km, AAAC-Z 324 mm², 149 MVA) **и Реконструкција ДВ 110 kV Кичево - Сопотница - Битола 1** (должина ≈ 69 km, ACSR 240/40 mm², 123 MVA)	0,37	1.329	0,38	1.365
	II/IV	**Реконструкција ДВ 110 kV ТЕЦ Осломеј - Кичево - Сопотница - Битола 1** (должина ≈ 79 km, AAAC-Z 324 mm², 149 MVA)	0,42	1.508	0,43	1.544
	II	**Вградување на спроводници ДВ 110 kV Гостивар - ТЕЦ Осломеј** (должина ≈ 37 km, AAAC-Z 324 mm², 149 MVA)	0,16	575	0,16	575
	III	**Попречна компензација во 110 kV ТС Кочани (25 Mvar)**	0,17	610	0,12	431
	VI	**Реконструкција ДВ 110 kV Валандово - Струмица 2** (должина ≈ 15,6 km, AAAC-Z 324 mm², 149 MVA)	0,31	1.113	0,23	826
	VI	**Реконструкција на постоечкиот вод 110 kV во двосистемски ДВ 110 kV Валандово - Дуброво** (должина ≈ 39,5 km, ACSR 240/40 mm², 123 MVA)	0,91	3.268	0,73	2.621
2025 - 2030 година	I	**Изградба на ТС 400/110 kV Куманово (1 x 300 MVA) заедно со расплет на водовите 110 kV**	6,79	24.383	6,81	24.455
	I/III	**Реконструкција ДВ 110 kV Куманово 3 - Сардич** (должина ≈ 14,0 km, AAAC-Z 324 mm², 149 MVA)	0,02	72	0,02	72
		Реконструкција ДВ 110 kV Штип - Неокази (должина ≈ 23,2 km, AAAC-Z 324 mm², 149 MVA)	0,09	323	0,07	251
	I	**Вградување на попречна компензација во 110 kV ТС Сардич (25 Mvar)**	0,16	575	0,16	575
	II	**Вградување на спроводници ДВ 110 kV ХЕЦ Вруток – Полог** (должина ≈ 9,0 km, AAAC-Z 324 mm², 149 MVA)	0,08	287	0,08	287
	II/IV	**Реконструкција ДВ 110 kV ХЕВ Вруток - ХЕЦ Б. Мост** (должина ≈ 32,6 km, AAAC-Z 324 mm², 149 MVA)	0,21	754	0,21	754
	IV	**Реконструкција ДВ 110 kV ХЕЦ Шпиље - ХЕЦ Б. Мост** (должина ≈ 13,0 km, AAAC-Z 324 mm², 149 MVA)	0,03	108	0,03	108

Година	Регион	Објект/Изградба	„Јаглен, гас“		„Зелено“	
			ΔP [MW]	ΔW [MWh]	ΔP [MW]	ΔW [MWh]
	IV	**Реконструкција ДВ 110 kV ХЕЦ Глобочица – Струга** (должина ≈ 32,4 km, AAAC-Z 324 mm², 149 MVA)	0,22	790	0,21	754
	VI	**Вградување на попречна компензација во 110 kV ТС Иловица (50 Mvar)**	0,39	1.400	0,46	1.652
2030 - 2040 година	I	**ДВ во кабелски водови 110 kV меѓу 110 kV ТС СК4 и ТС Југ Нова** (должина ≈ 2x7,2 km, Al 1600 mm², 209 MVA)	0,58	2.083	0,58	2.083
	VI	**Реконструкција на постоечкиот вод 110 kV во двосистемски ДВ 110 kV Валандово - Струмица 1** (должина ≈ 17,5 km, AAAC-Z 324 mm², 149 MVA)	0,59	2.119	0,74	2.657
	VI	**Реконструкција ДВ 110 kV Бучим – Радовиш** (должина ≈ 10,5 km, AAAC-Z 324 mm², 149 MVA)	0,03	108	0,03	108
	V/VI	**Реконструкција ДВ 110 kV Дуброво – Бучим** (должина ≈ 32,0 km, AAAC-Z 324 mm², 149 MVA)	0,21	754	0,09	323
	VI	**Реконструкција ДВ 110 kV Струмица 1 - Струмица 2** (должина ≈ 1,9 km, AAAC-Z 324 mm², 149 MVA)	0,02	72	0,02	72

ВОД (Реконструкција)		km	ПОСТОЕЧКИ СПРОВОДНИЦИ	НОВИ СПРОВОДНИЦИ	„Јаглен, гас“		„Зелено“	
					ΔP [MW]	ΔW [MWh]	ΔP [MW]	ΔW [MWh]
PROBISTIP	STIP 1	25,2	ACSR 150/25 mm²	AAAC-z	0,39	1.400	0,42	1.508
O.POLE	STIP 1	17,9	ACSR 20%240/40+ 80%150/25 mm²	ACSR 240/40 mm²	0,04	144	0,06	215
KICEVO	OSLOMEJ	15,0	ACSR 36%240/40+ 64%150/25 mm²	AAAC-z	0,17	610	0,01	36
VELES	O.POLE	20,9	ACSR 40%240/40+ 60%150/25 mm²	ACSR 240/40 mm²	0,01	36	0,02	72
2017 – 2020								
VALANDOVO	STRUMICA 2	15,6	ACSR 150/25 mm²	AAAC-z	0,31	1.113	0,23	826
VRUTOK (B.MOST)	B.MOST (SPILJE)	45,6	ACSR 240/40 mm²	AAAC-z	0,24	862	0,24	862
GLOBOCICA	STRUGA	32,4	ACSR 240/40 mm²	AAAC-z	0,22	790	0,21	754
2020 – 2025								
BITOLA 1	SOPOTNICA	30,7	ACSR 150/25 mm²	ACSR 240/40 mm²	0,10	359	0,11	395
KICEVO	SOPOTNICA	33,3	ACSR 150/25 mm²	ACSR 240/40 mm²	0,13	467	0,15	539
SARDIC (KRATOVO)	KUMANOVO 3 (KUMANOVO 1)	14,0 (33,5)	ACSR 150/25 mm²	AAAC-z	0,02	72	0,02	72
BUCIM	DUBROVO	32,0	ACSR 240/40 mm²	AAAC-z	0,21	754	0,09	323
BUCIM	RADOVIS	10,5	ACSR 240/40 mm²	AAAC-z	0,03	108	0,03	108
KOCANI	STIP 1	27,8	ACSR 150/25 mm²	ACSR 240/40 mm²	0,27	970	0,37	1.329
2025 – 2030								
STRUMICA 1	STRUMICA 2	1,9	ACSR 240/40 mm²	AAAC-z	0,02	72	0,02	72
KRATOVO	PROBISTIP	17,5	ACSR 150/25 mm²	ACSR 240/40 mm²	0,02	72	0,02	72
2030 – 2040								