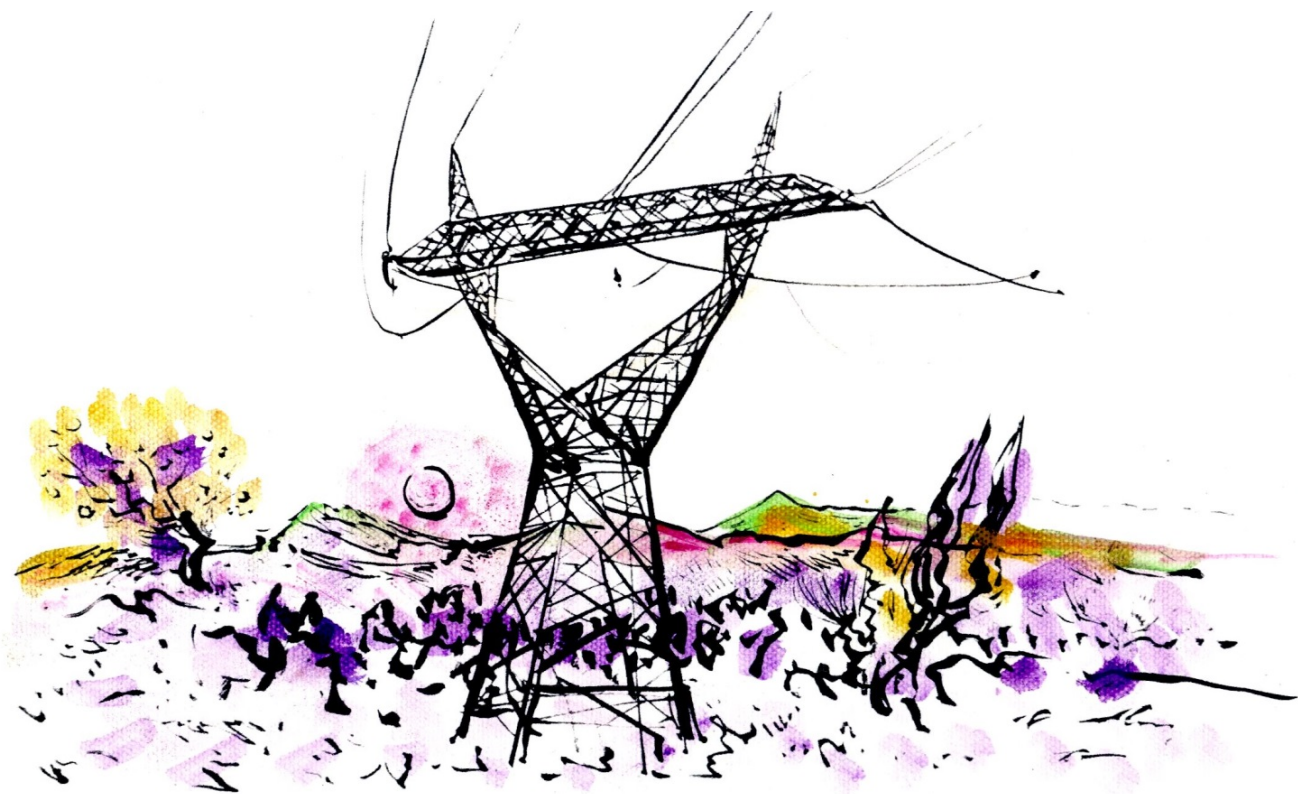
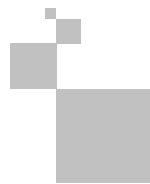




СТУДИЈА ЗА ПРОЦЕНКА НА ВКУПНИТЕ ТРОШОЦИ ЗА ИНТЕГРИРАЊЕ НА ОИЕ ВО ЕЕС НА МАКЕДОНИЈА

- конечна верзија -



СТУДИЈА ЗА ПРОЦЕНКА НА ВКУПНИТЕ ТРОШОЦИ ЗА ИНТЕГРИРАЊЕ НА ОИЕ ВО ЕЕС НА МАКЕДОНИЈА

АВТОРИ:

Д-р Давор Бајс

Д-р Методија Атанасовски

ДИРЕКТОР:

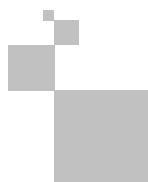
Д-р Горан Граниќ



ENERGETSKI INSTITUT
HRVOJE POŽAR
ZAGREB, SAVSKA CESTA 163



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



СОДРЖИНА

1. ИДЕНТИФИКУВАЊЕ НА РАЗЛИЧНИ ТИПОВИ ОИЕ, ЛОКАЦИИ И ИНСТАЛИРАН КАПАЦИТЕТ НА СЕКОЈ ОИЕ ПОЕДИНЕЧНО	1
1.1 ВОВЕД.....	1
1.2 СЕГАШНО НИВО НА ИНТЕГРАЦИЈА НА ОБНОВЛИВИТЕ ИЗВОРИ НА ЕНЕРГИЈА ВО РМ	4
1.3 ДОСЕГАШНИ СТУДИИ, ПЛАНОВИ И СТРАТЕГИИ ПОВРЗАНИ СО ОБНОВЛИВИ ИЗВОРИ НА ЕНЕРГИЈА ВО РЕПУБЛИКА МАКЕДОНИЈА	7
1.3.1 Стратегија за искористувањето на обновливи извори на енергија во Република Македонија до 2020 година	7
1.3.2 Одлука за вкупната инсталирана моќност на повластените производители на електрична енергија произведена од секој одделен обновлив извор на енергија	10
1.3.3 Акционен план за ОИЕ во РМ до 2025 година со визија до 2030	11
1.3.4 Стратегија за развој на енергетиката во РМ за периодот до 2035	12
1.3.5 Студија за интеграција на ветерни електрични центри во преносниот систем на РМ ...	14
1.4 ПОСТОЕЧКИ КОНВЕНЦИОНАЛНИ ЕЛЕКТРИЧНИ ЦЕНТРАЛИ ВО ЕЕС НА РЕПУБЛИКА МАКЕДОНИЈА.....	16
1.5 СЦЕНАРИЈА ЗА ИЗГРАДБА НА НОВИ ВЕТЕРНИ И ФОТОНАПОНСКИ ЕЛЕКТРИЧНИ ЦЕНТРАЛИ	20
2. КРЕИРАЊЕ НА ЧАСОВНИ КРИВИ НА ДНЕВНО / СЕЗОНСКО / ГОДИШНО ПРОИЗВОДСТВО ЗА СЕКОЈ ТИП НА ОИЕ	22
2.1 ПОДАТОЦИ ЗА ПРОИЗВОДСТВОТО НА ПОСТОЕЧКИТЕ ВЕТЕРНИ И ФОТОНАПОНСКИ ЕЛЕКТРИЧНИ ЦЕНТРАЛИ.....	22
2.1.1 Реализирано и прогнозирано часовно производство на ветерните електрични центри и отстапувања на производството од прогнозата	23
2.1.2 Реализирано и прогнозирано часовно производство на фотонапонските електрични центри и отстапувања на производството од прогнозата	31
2.1.3 Реализирано и прогнозирано истовремено часовно производство на ветерната електроцентра на Богданци и сите фотонапонски електрични центри и отстапувања на вкупното истовремено производство од прогнозата	38
2.2 ПОДАТОЦИ ЗА ВКУПНИТЕ ОТСТАПУВАЊА ВО РАМКИТЕ НА ЕЕС И РЕАЛИЗИРАНИТЕ РАЗМЕНИ.....	40

2.2.1	Отстапување на електричните центри од планот	41
2.2.2	Отстапување на конзумот од планот.....	50
2.2.3	Вкупни отстапувања (дебаланси) во ЕЕС.....	56
2.2.4	Реализирани и планирани размени со соседните ЕЕС	60

3. РАЗВОЈ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИОТ СИСТЕМ ВО МАКЕДОНИЈА. 62

3.1	ПРОГНОЗА НА ПОТРОШУВАЧКАТА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА.....	62
3.2	ПЛАНИРАНА ИЗГРАДБА НА НОВИ ЕЛЕКТРИЧНИ ЦЕНТРАЛИ	65
3.3	ВЛИЈАНИЕ НА ДИСПЕРЗИРАНИТЕ ОИЕ ВРЗ ВКУПНАТА ПОТРОШУВАЧКА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА	68

4. РАЗВОЈ НА ПАЗАРОТ НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА ВО МАКЕДОНИЈА..... 77

4.1	ПОВЛАСТЕНИ ТАРИФИ ЗА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА	77
4.2	ПОСТОЕЧКА ОРГАНИЗАЦИЈА НА ПАЗАРОТ И ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧНАТА ЕНЕРГИЈА ВО РЕПУБЛИКА МАКЕДОНИЈА.....	79
4.3	ПРОЦЕНКА НА ИДНИТЕ ПАЗАРНИ ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧНАТА ЕНЕРГИЈА ВО РЕПУБЛИКА МАКЕДОНИЈА	84
4.4	ПРЕТПОСТАВКИ ЗА ЕВОЛУЦИЈА НА ПОВЛАСТЕНИТЕ ТАРИФИ.....	87
4.4.1	Механизми за поддршка на инвестициите во ОИЕ	87
4.4.2	Преглед и ревизија на актуелните повластени тарифи за поддршка на ОИЕ	90
4.4.3	Претпоставки за еволуција на повластените тарифи.....	93

5. МЕТОДОЛОГИЈА ЗА ПРОЦЕНКА НА ВЛИЈАНИЕТО НА ИНТЕГРАЦИЈАТА НА ОИЕ ВО ЕЕС НА РМ..... 95

5.1	АНАЛИЗА НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА	96
5.2	АНАЛИЗА НА СИСТЕМСКИ УСЛУГИ	97
5.3	ПРОЦЕНКА НА ВКУПНИТЕ ТРОШОЦИ	105

6. УВИД ВО ТЕХНИЧКИ ОГРАНИЧУВАЊА НА МРЕЖАТА ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ЕЛЕКТРИЧНИТЕ ЦЕНТРАЛИ НА ОБНОВЛИВИ ИЗВОРИ НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА	111
6.1 ОПТОВАРУВАЊЕ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА, НАПОНСКИ ПРИЛИКИ, (N-1) СИГУРНОСТ И СТРУИ НА КУСИ ВРСКИ ВО 2020 ГОДИНА	112
6.2 ОПТОВАРУВАЊЕ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА, НАПОНСКИ ПРИЛИКИ, (N-1) СИГУРНОСТ И СТРУИ НА КУСИ ВРСКИ ВО 2025 ГОДИНА	115
6.3 ОПТОВАРУВАЊЕ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА, НАПОНСКИ ПРИЛИКИ, (N-1) СИГУРНОСТ И СТРУИ НА КУСИ ВРСКИ ВО 2030 ГОДИНА	121
6.4 ОПТОВАРУВАЊЕ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА, НАПОНСКИ ПРИЛИКИ, (N-1) СИГУРНОСТ И СТРУИ НА КУСИ ВРСКИ ВО 2040 ГОДИНА	128
6.4.1 ВЕЦ сместени во регионот околу ТС Валандово (Југо-источен регион)	130
6.4.2 ВЕЦ сместени во останатите региони	133
6.5 ЗАКЛУЧОЦИ ЗА ТЕХНИЧКИТЕ ОГРАНИЧУВАЊА ВО МРЕЖАТА	135
7. ПРОЦЕНКА НА СИСТЕМСКИ УСЛУГИ ЗА РАЗЛИЧНИТЕ ТИПОВИ ОИЕ.....	137
7.1 ПОСТОЕЧКА СОСТОЈБА.....	138
7.2 КРАТКОРОЧНА ИДНА СОСТОЈБА (2020 ГОДИНА)	141
7.3 СРЕДНОРОЧНА ИДНА СОСТОЈБА (2025 ГОДИНА).....	146
7.4 ДОЛГОРОЧНА ИДНА СОСТОЈБА (2030 ГОДИНА)	151
7.5 ДОЛГОРОЧНА ИДНА СОСТОЈБА (2040 ГОДИНА)	156
7.6 ПРОЦЕНКА НА МОЖНОСТА ЗА ОБЕЗБЕДУВАЊЕ НА P/f РЕГУЛАЦИОНИ РЕЗЕРВИ ВО МАКЕДОНСКИОТ ЕЕС	161
7.6.1 Проценка на потребните вредности на P/f регулационите резерви.....	162
7.6.2 Проценка на техничките можности на конвенционалните електрични центри во поглед на обезбедување P/f регулациони резерви.....	165
7.6.3 Очекувана ангажираност на акумулационите ХЕЦ во карактеристичните часови.....	169
7.6.4 Можности за делење на поединечните видови на резерви помеѓу контролните области во рамките на SMM контролниот блок од ENTSO-E	174

7.6.5	Заклучоци за проценката на можностите за обезбедување на P/f регулациони резерви.....	175
7.7	ПРОЦЕНКА НА ЕВЕНТУАЛНИТЕ ОГРАНИЧУВАЊА ВО ИНТЕГРАЦИЈАТА НА ВЕЦ И ФНЕЦ ВО ПОГЛЕД НА РАСПОЛОЖЛИВИТЕ РЕЗЕРВИ ЗА РЕГУЛАЦИЈА НА НАПОНИТЕ И РЕАКТИВНИТЕ МОЌНОСТИ	178
8.	ПРОЦЕНКА НА ВКУПНИТЕ ТРОШОЦИ ЗА ИНТЕГРИРАЊЕ НА РАЗЛИЧНИ ТИПОВИ НА ПОВЛАСТЕНИ ОИЕ ВО ЕЕС НА РМ	179
8.1	ДОПОЛНИТЕЛНИ ТРОШОЦИ ЗАРАДИ ЗАЈАКНУВАЊЕ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА.....	179
8.2	ДОПОЛНИТЕЛНИ ТРОШОЦИ ЗАРАДИ ОБЕЗБЕДУВАЊЕ НА СИСТЕМСКИТЕ УСЛУГИ	181
8.3	ДОПОЛНИТЕЛНИ ТРОШОЦИ ЗАРАДИ FEED-IN ТАРИФИТЕ.....	182
8.4	ВКУПНИ ДОПОЛНИТЕЛНИ ТРОШОЦИ ЗАРАДИ ИНТЕГРАЦИЈА НА ВЕТЕРНИ И ФОТОНАПОНСКИ ЕЛЕКТРИЧНИ ЦЕНТРАЛИ.....	184
8.5	ВЛИЈАНИЕ НА ИНТЕГРАЦИЈАТА НА ВЕТЕРНИТЕ И ФОТОНАПОНСКИТЕ ЕЛЕКТРИЧНИ ЦЕНТРАЛИ НА МАЛОПРОДАЖНАТА ЦЕНА НА ЕЕ И СТРУКТУРАТА НА ЦЕНАТА	186
9.	ПРЕДЛОГ ЗА ДИНАМИКА НА ГРАДБА И МОЖНИ ОГРАНИЧУВАЊА НА ИНСТАЛИРАНИОТ КАПАЦИТЕТ НА РАЗЛИЧНИ ТИПОВИ ОИЕ	190
10.	РЕВИЗИЈА НА МРЕЖНИТЕ ПРАВИЛА ЗА ПРЕНОС НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА	192
11.	ЗАКЛУЧОК	194
12.	ЛИТЕРАТУРА.....	200
13.	ЛИСТА НА ТАБЕЛИ	201
14.	ЛИСТА НА СЛИКИ	205

ТЕХНИЧКИ СПЕЦИФИКАЦИИ

II. ТЕХНИЧКИ СПЕЦИФИКАЦИИ

СТУДИЈА ЗА ПРОЦЕНКА НА ВКУПНИТЕ ТРОШОЦИ ЗА ИНТЕГРИРАЊЕ НА ОИЕ ВО ЕЕС НА МАКЕДОНИЈА

Техничка спецификација за набавка на консултантски услуги

1. Вовед

Ограничувањата на инсталираниот капацитет на обновливи извори на енергија (ОИЕ) се воведуваат со цел да не се наруши работата на електроенергетскиот систем (ЕЕС) на Република Македонија како од технички аспект, но и од економски аспект, земајќи ги предвид дополнителните трошоци што потрошувачите ќе треба да ги платат за обезбедување на средствата за поддршка на повластените производители од ОИЕ.

Анализата треба да ги опфати сите ОИЕ кои имаат интермитентна природа и нивното производство има непредвидлив карактер. Несигурноста во прогнозата на производството и појава на отстапувања кои треба да се урамнотежуваат особено се изразени кај ветерните електрични централи (ВЕЦ) и сончевите електрични централи (СЕЦ).

Основните ограничувања за интеграција на ОИЕ во преносната мрежа се во обезбедување на системските резерви и проблемите со урамнотежување на промените на производството и потрошувачката во електроенергетскиот систем. Имајќи ја предвид тековната состојба со обезбедување на системски резерви, нагласени се два типа проблеми:

- Обезбедување на „брзи“ системски резерви (секундарна и брза терциерна резерва).
- Обезбедување „бавни“ системски резерви и енергија за урамнотежување.

За таа цел АД МЕПСО има потреба од **Студија за проценка на вкупните трошоци за интегрирање на ОИЕ во ЕЕС на Македонија (Студија).**

Студијата треба да покаже какви се техничките и финансиските импликации од инсталирање на ОИЕ во македонскиот електроенергетски систем:

- Кои се техничките ограничувања на македонскиот електроенергетски систем за прифаќање на ОИЕ, без оглед на квотите за повластени производители.
- Колкаво ќе биде влијанието на трошоците за произведената електрична енергија од различни сценарија за инсталиран капацитет на повластени ОИЕ врз цената на електрична енергија.
- Препорачана динамика за градба на ОИЕ и ниво на повластени производители.

2. ОПИС НА УСЛУГИТЕ

2.1. ОБЕМ НА РАБОТА НА КОНСУЛТАНТОТ

1. **Идентификување на различни типови ОИЕ, локации и инсталиран капацитет на секој ОИЕ поединечно**

Студијата треба да ги опфати сите планирани конвенционални електрични централи приклучени на преносна мрежа, како и ОИЕ, кои се идентификувани во стратешките и развојните документи на електроенергетскиот сектор во Македонија. Студијата треба посебно да ги анализира следните типови ОИЕ:

- ветерни електрични централи, ВЕЦ и
- сончеви електрични централи, СЕЦ (доминанта примена на технологија со фотонапонски PV ќелии).

Притоа, да се изврши идентификација на:

- Расположливи технологии за ОИЕ во поглед на инсталирана моќност, цена и идни трендови.
- Идентификација на соодветни локации за изградба на ВЕЦ и СЕЦ.
- Сценарија за краткорочен, среднорочен и долгорочен развој на ОИЕ до 2035 година, во однос на технологијата и во однос на расположливиот капацитет во однос на локациите.

2. Креирање на часовни криви на дневно/сезонско/годишно производство за секој тип на ОИЕ

Собирање на расположливи мерни податоци и нивна статистичка обработка. Дефинирање на типични криви. Проценка на годишно производство од различни типови ОИЕ. Проценка на отстапувањата на производството од различните типови на ОИЕ.

3. Развој на електроенергетскиот систем во Македонија

Ажурирање на прогнозата на потрошувачка на електрична енергија и сценаријата за нови електрични централи во електроенергетскиот систем на Македонија за периодот до 2035 година.

Влијание на дисперзираните ОИЕ врз вкупната потрошувачка на електрична енергија. Сценарија за прогноза на потрошувачката на електрична енергија на ниво на електроенергетски систем и на ниво на преносен систем.

4. Развој на пазарот на електрична енергија во Македонија

Проценка на пазарни цени и еволуција на тарифните ставови.

Механизми за поддршка на инвестициите во ОИЕ. Увид и ревизија на актуелните повластени тарифи за поддршка на ОИЕ. Претпоставки за еволуција на повластените тарифи.

5. Увид во технички ограничувања на мрежата за приклучување на ОИЕ

Разгледување на различни работни режими на преносниот систем.

Анализа на текови на моќност и напонски прилики на преносна мрежа. Анализа на оптоварувањето на мрежните елементи и преносниот капацитет на мрежата. Да се опфатат режими на работа со минимално и максимално оптоварување. Да се разгледаат нормални режими на работа во стационарна состојба, како и режими со испади (анализа на сигурност, примена на правило N-1).

Целта е да се провери дали новите ОИЕ доведуваат до преоптоварување на мрежните елементи или до појава на екстремни вредности на напоните.

Сите ОИЕ (ВЕЦ и СЕЦ) со инсталирана моќност над 25 MW ќе бидат моделирани и приклучени на преносната мрежа во репрезентативните режими.

Сите останати дисперзирани (дистрибутивни) ОИЕ со помала моќност, ќе бидат сумирани кон јазлите на преносната мрежа кои го напојуваат локалниот дистрибутивен систем во кој се приклучени ОИЕ. Во тие јазли, вкупна моќност на оптоварување ќе биде еквивалентна вредност на оптоварувањето и производството од ОИЕ (намалено за проценетите загуби во дистрибутивниот систем) лоцирано во дистрибутивниот систем.

Осврт на влијанието на ОИЕ врз квалитетот на електрична енергија.

Предлог за потребни технички зафати во преносната/дистрибутивната мрежата за креирање услови за приклучување на ОИЕ.

6. Проценка на системски услуги за различните типови ОИЕ

Од аспект на оваа Студија треба да се проучат секундарните и терциерните резерви. Постојната пракса и пресметки не ги уважуваат ОИЕ и нивното влијание на потребното ниво на резерви.

Преглед на расположливите системски услуги во ЕЕС на Македонија. Анализа на достапност на услугите во различни периоди во годината и различно ниво на оптоварување во текот на денот.

Проценка на отстапувањата кои се јавуваат во билансот на моќност и електрична енергија при оперативното водење на системот: регулациската грешка на системот („шумот“ на оптоварување, грешки во прогнозата на оптоварувањето и производството, односно отстапувањето од планираниот увоз/извоз на системот), случајни и планирани испади, грешки во прогнозата и варијации на производството на ОИЕ.

Корелација на различните отстапувања, со посебен осврт на поврзаноста на отстапувањата на различните типови ОИЕ.

Проценка на потребните системски услуги и енергија за урамнотежување за покривање на отстапувањата. Пресметката да се направи сумарно за цел систем, а да се прикаже и поединечното влијание на различните типови ОИЕ врз нивото на системски резерви.

Да се применат детерминистички и пробабилистички методи.

7. Проценка на вкупните трошоци за интегрирање на различни типови на повластени ОИЕ во ЕЕС на РМ

Проценка на трошоци за зајакнување/надградба на преносната/дистрибутивната мрежа за приклучување на ОИЕ.

Проценка на трошоците за системски услуги и електрична енергија за урамнотежување.

Влијание на трошоците за повластени ОИЕ врз цената на електрична енергија.

8. Предлог за динамика на градба и можни ограничувања на инсталираниот капацитет на различни типови ОИЕ

Максимален прифатлив инсталиран капацитет на ОИЕ (ВЕЦ и СЕЦ) за сегашната состојба на електроенергетскиот систем на Македонија.

Препорачана динамика за градба на ОИЕ и ниво на повластени производители.

Услови и мерки за зголемување на инсталираниот капацитет на ОИЕ.

9. Ревизија на Мрежните правила за пренос на електрична енергија

Да се изврши преглед на постојните Мрежни правила за пренос на електрична енергија, Правила за пазар на електрична енергија и Закон за енергетика.

Ревизијата да биде во насока на усогласување и дополнување на националната регулатива за ОИЕ во однос на најновите документи на ENTSO-E.

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.
- Студија за развој на преносната мрежа на Република Македонија за периодот 2010-2020.
- Глобална карта на сончево зрачење за Република Македонија, достапни податоци за сончево зрачење на различни микро-локации во Република Македонија.
- Карта/атлас на ветрови на територијата на Република Македонија, извршени мерења на брзината на ветрови за различни потенцијални локации.
- Студија за интеграција на ветерни електрани во македонскиот преносен систем, KEMA International B.V., „Проект за одржлива енергија“ финансиран од МБОР/МАР GEF TRUST FUND - ГРАНТ # TF057107, јули 2011, Скопје.

Европската асоцијација на преносни систем-оператори (ENTSO-E):

- *Operation Handbook, Policy 1-8, или еквивалентно.*
- *Network Code for LFCR – Load-Frequency Control and Reserves, или еквивалентно.*
- *Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators, или еквивалентно.*

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.
- Влезни податоци: модел на мрежа, работни режими, к-ки на оптоварување.

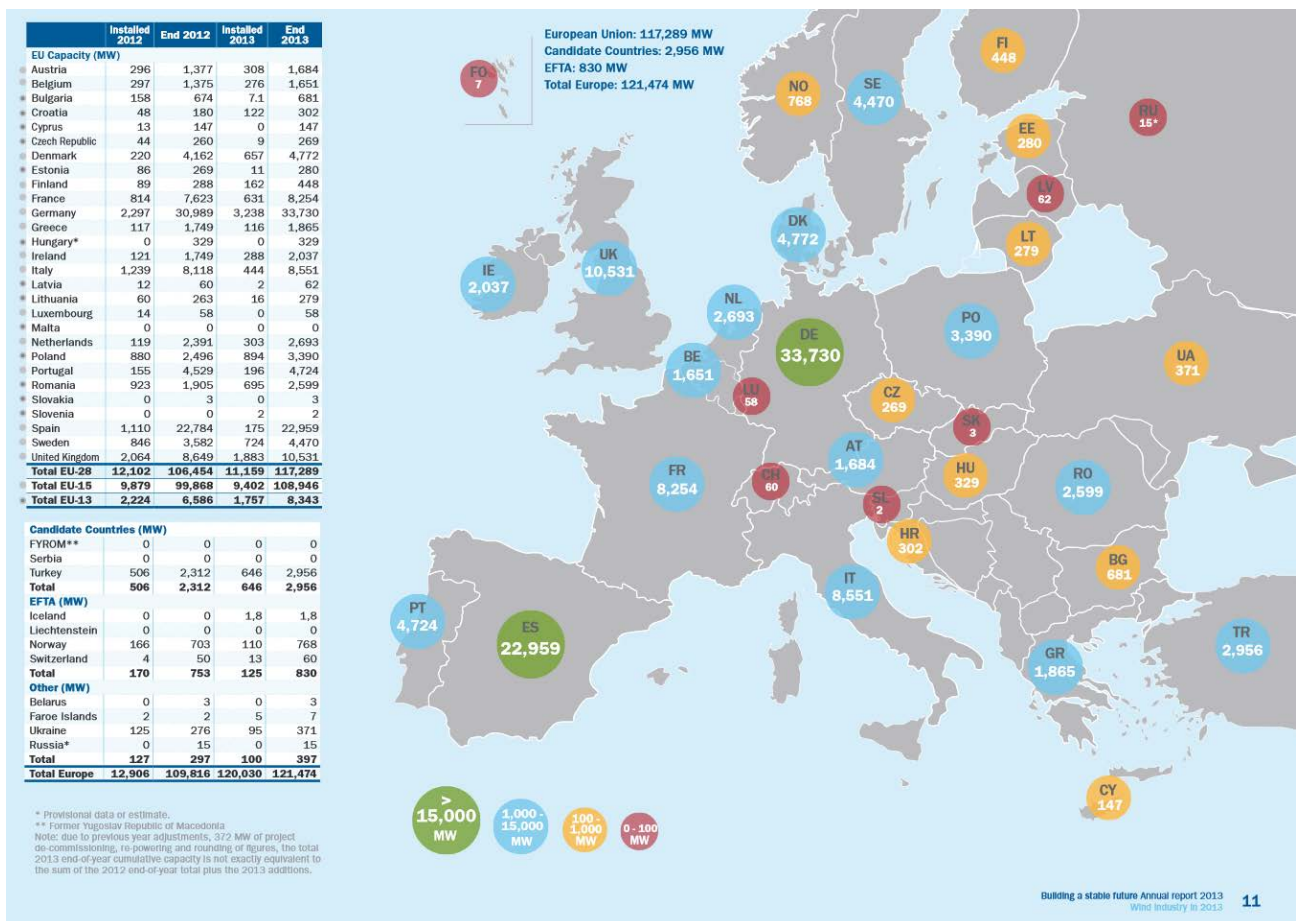
Зависно од моментот за реализација на активностите, економскиот оператор треба да ја користи финалната верзија, или пак последната нацрт верзија, на наведените документи. Доколку економскиот оператор не ги поседува горенаведените документи, по негово барање МЕПСО ќе ги стави на располагање.

1. ИДЕНТИФИКУВАЊЕ НА РАЗЛИЧНИ ТИПОВИ ОИЕ, ЛОКАЦИИ И ИНСТАЛИРАН КАПАЦИТЕТ НА СЕКОЈ ОИЕ ПОЕДИНЕЧНО

1.1 ВОВЕД

Во последните десет години во земјите на Европската Унија (ЕУ) се случува исклучително интензивна изградба на електрични центри кои користат обновливи извори на енергија (ОИЕ). Таквата изградба првенствено е резултат на политичка одлука и ориентацијата на ЕУ кон намалување на влијанието на производството и користењето на енергијата врз можните климатски промени, а е директна последица на соодветната законска регулатива во ЕУ, која ја поттикнува изградбата на извори на енергија кои користат ОИЕ, како и користењето на така произведената енергија од страна на сите корисници.

Со оглед на фактот што цената на производството на електрична енергија (ЕЕ) од електричните центри кои користат ОИЕ, не е доволно конкурентна на цената на производството на електричните центри кои користат фосилни горива од типот на јаглен и гас, изградбата на таквите производни објекти често се поттикнува со субвенционирана цена на произведената ЕЕ. Исто така, се користат и некои други привилегии како што е задолжителното преземање на целокупното производство на електричните центри на ОИЕ, независно од моменталните потреби во електроенергетскиот систем (ЕЕС).

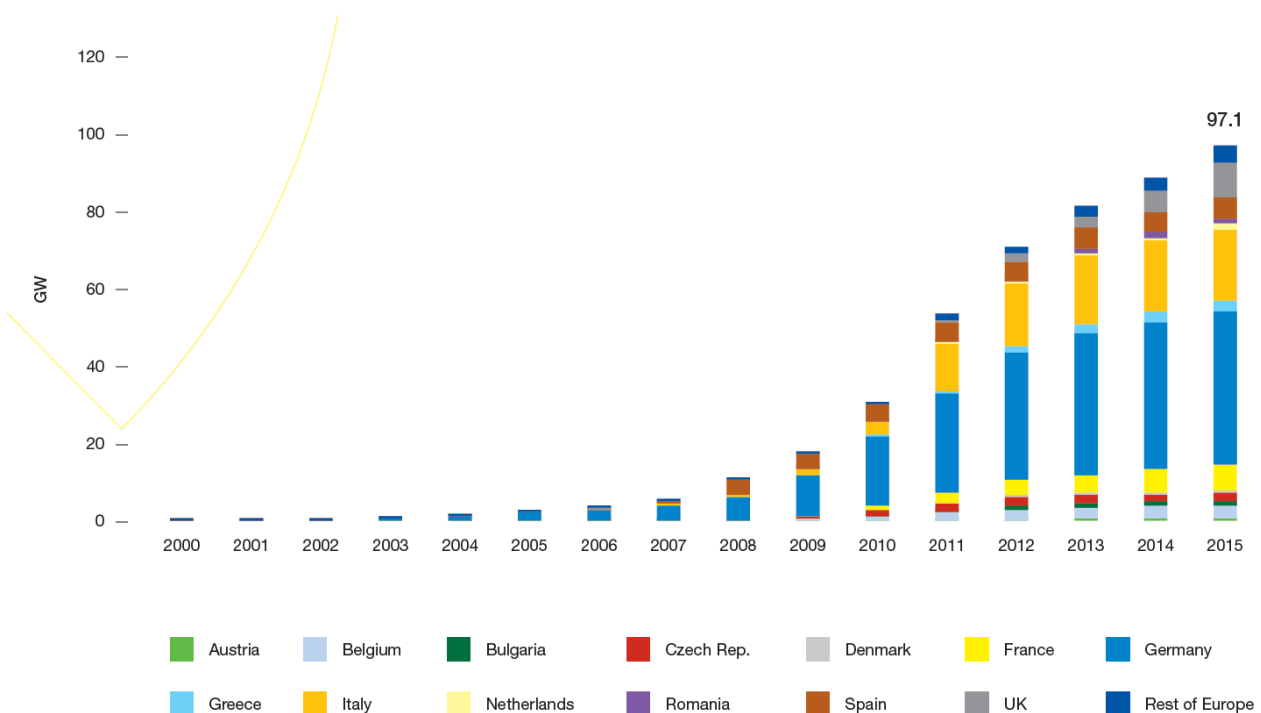


Слика 1.1 Инсталираната моќност во ВЕЦ во Европа во 2013 година (извор EWEA) [1]

Електричните центри на ОИЕ, кои со силна политичка и финансиска поддршка станаа значајни производители на ЕЕ во одредени земји во ЕУ, се: ветерните електрични центри (ВЕЦ), сончевите кондензациски електрични центри, фотонапонските електрични центри (ФНЕЦ), малите хидро електрични центри (ХЕЦ), електрични центри на биомаса, електрични центри на биогаз, како и во помала мерка геотермалните електрични центри. Со оглед на степенот на развој на денешните технологии во искористувањето на ОИЕ, доминира изградбата на ВЕЦ и ФНЕЦ. Овие електрични центри во одредени земји на ЕУ достигнуа такво ниво на изграденост, што во одредени денови со своето производство ја покриваат во голем дел потрошувачката на ЕЕ во разгледуваната земја.

Согласно податоците од EWEA (*European Wind Energy Association*), ВЕЦ денес покриваат околу 11 % од вкупната потрошувачка на ЕЕ во Европа, а изградбата на ВЕЦ во минатата година (2015) изнесува 44 % од вкупната изградба на сите типови на електрични центри во Европа. Земјите кои се доминантни во изградбата на ВЕЦ се: Данска, Шпанија, Германија и Обединетото Кралство.

Сончевите ФНЕЦ во сегашната состојба на изградба во Европа достигнуа преку 100 GW инсталиран капацитет, а во изградбата на ФНЕЦ доминираат Германија, Италија и Шпанија, додека во светот доминира Кина. Изградбата на ФНЕЦ во Европа во последните години расте со стапка од околу 15 %, а само во 2015 година се изградени вкупно 8,2 GW нови вакви постројки, согласно податоците на SPE (*Solar Power Europe*) [2].



Слика 1.2 Инсталираната моќност во ФНЕЦ во Европа 2015 година (извор SPE) [2]

Задачата на оваа студија е да ја оцени од технички и економски аспект можната изградба и интеграција во ЕЕС на електричните центри кои користат ОИЕ во Република Македонија (РМ), со акцент на ВЕЦ и ФНЕЦ.

Во постоечката состојба во рамките на ЕЕС на РМ се приклучени различни електрични центри кои користат ОИЕ, согласно описот во следното поглавје. Нивното производство се поттикнува со повластена цена (feed-in тарифа), до висина на вкупната инсталирана моќност која ја утврдила Владата на РМ. Со оглед што РМ е кандидат за членство во ЕУ, должна е да го усогласи своето законодавство со европските правни прописи и е должна да ги почитува регулативите на ЕУ за интеграција на ОИЕ во

ЕЕС. Затоа, во идниот период се очекува понатамошен развој на проектите за изградба на поединечните видови на ОИЕ, најмногу ВЕЦ, ФНЕЦ, малите ХЕЦ и термо електрични центри (ТЕЦ) на биомаса и биогаз.

Истовремено со интеграцијата на електричните центри на ОИЕ, во РМ се одвива процес на воспоставување на целосно отворен пазар на ЕЕ и се менува техничкото и економското опкружување низ кое се изведува интеграцијата на ОИЕ во ЕЕС. Поради тоа што субвенциите во ОИЕ, кои доведуваат до изградба на електрични центри кои користат такви извори на примарна енергија, се во директна спротивност со начелата за пазарна конкуренција во областите на производството на ЕЕ и снабдувањето на потрошувачите со ЕЕ, треба многу внимателно да се усогласат двата процеси (интеграцијата на ОИЕ и отворањето на пазарот), за интеграцијата на ОИЕ да не влијае негативно на отворањето на пазарот со ЕЕ. Бидејќи, РМ заостанува зад земјите во ЕУ во процесите на интеграција на ОИЕ и воспоставување на целосно функционален пазар на ЕЕ, треба да се истакне дека РМ има можност да учи на туѓите грешки и да избегне одредени негативни импликации од технички и економски карактер, кои заради интеграцијата на ОИЕ се појавија во некои земји на ЕУ (на пример големите вредности на субвенциите во ОИЕ кои го намалуваат делот од цената на ЕЕ за пазарен натпревар помеѓу снабдувачите или на пример субвенционирање на производството од ОИЕ и во временски периоди кога ЕЕ произведена од нив не е потребна и со тоа се јавуваат вишоци на ЕЕ во ЕЕС).

Согласно студиската задача, интеграцијата на ОИЕ во РМ треба да се согледа низ следниве активности:

1. Идентификација на различните типови на ОИЕ кои се користат или ќе се користат во РМ, сегашната и потенцијално можната големина на нивна изградба и можните локации за разгледуваните производни постројки со акцент на ВЕЦ и ФНЕЦ.
2. Проценка на очекуваните промени во производството на електричните центри на ОИЕ на годишно, сезонско, дневно и часовно ниво.
3. Проценка на влијанието на ОИЕ на потрошувачката на ЕЕ и оптоварувањата разгледувани од ниво на системот во целина и преносната мрежа.
4. Анализа на сегашните и проценка на идните повластени цени за ОИЕ.
5. Анализа на можните технички ограничувања во работата на преносната мрежа заради интеграцијата на ОИЕ.
6. Проценка на потребните помошни услуги во рамките на ЕЕС при различни нивоа на интеграција на ОИЕ.
7. Проценка на вкупните трошоци за интеграција електричните центри на ОИЕ, заедно и поединечно за секој тип (ВЕЦ и ФНЕЦ).

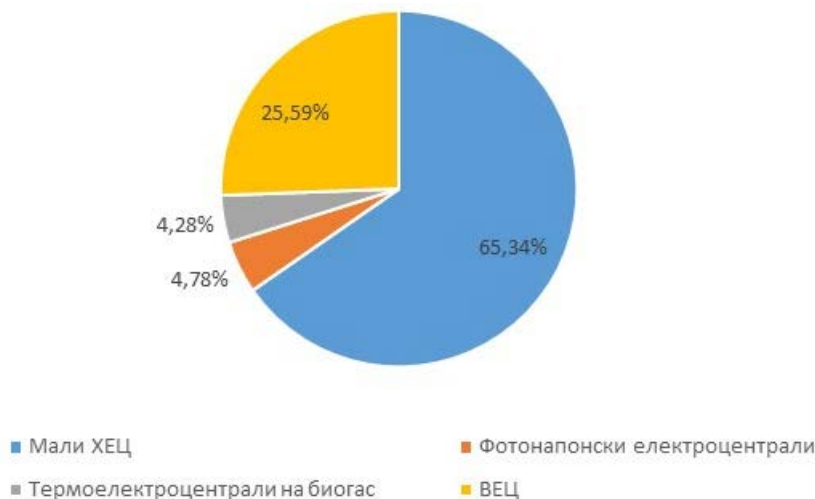
Врз основа на претходно наведените активности, на крајот на студијата треба да се даде оценка на можната интеграција на електричните центри на ОИЕ и предлог динамика на нивната изградба. Исто така, треба да се дадат сугестии околу евентуалните измени на Мрежните правила, Правилата за пазарот на ЕЕ и Законот за енергетика, заради примена на најновите документи изработени од страна на ENTSO-E.

1.2 СЕГАШНО НИВО НА ИНТЕГРАЦИЈА НА ОБНОВЛИВИТЕ ИЗВОРИ НА ЕНЕРГИЈА ВО РМ

Во постоечката состојба (спрема податоците од 2015 година) во рамките на ЕЕС на РМ се изградени ОИЕ од типот на: мали ХЕЦ, ТЕЦ на биогаз, една ВЕЦ и поголем број на ФНЕЦ. Разгледуваните ОИЕ во 2015 година произвеле 471,94 GWh ЕЕ, што изнесувало 5,98 % од вкупната потрошувачка на ЕЕ во РМ, вклучувајќи ги и загубите во преносната и дистрибутивната мрежа (вкупно 7887,78 GWh).

Во вкупното производство на ЕЕ од ОИЕ во 2015 година, најголемо учество имале малите ХЕЦ (65 %), потоа ВЕЦ Богданци (26 %), ФНЕЦ (5 %) и ТЕЦ на биогаз (4 %).

Доколку на наведените ОИЕ, го придружаме и производството на големите ХЕЦ, вкупното производство на ЕЕ од разгледуваните електрични центри изнесувало 2 TWh во 2015 година, што е 25,4 % од вкупната бруто потрошувачка на ЕЕ во РМ, односно 29,2 % од вкупната потрошувачка на директните и дистрибутивните потрошувачи, што значи дека веќе во постоечката состојба ОИЕ и големите ХЕЦ произведуваат преку 20 % ЕЕ во однос на бруто потрошувачката на ЕЕ во РМ¹.



Слика 1.3 Учество на поединечните електрични центри кои користат ОИЕ во вкупното производство на ЕЕ од ОИЕ во 2015 година

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).

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, од кои новите мали ХЕЦ произведуваат околу 100 GWh / годишно (производството во 2015 година изнесувало 108,645 GWh).

Спрема податоците на Регулаторната комисија за енергетика, уште 33 мали ХЕЦ со вкупна инсталирана моќност од 27,76 MW, добиле привремен статус на повластен производител и се очекува нивна изградба во периодот 2016/2017 година [8].

Првата ВЕЦ во РМ и до сега единствена, 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

¹Директивите на ЕУ пропишуваат цел од 20 % учество на ОИЕ во финалната потрошувачка на енергијата.

од 2,3 MW, сместени на столбови со висина 80 m, што дава вкупна инсталирана моќност од 36,8 MW. ВЕЦ Богданци се планира да се прошири до вкупна моќност од 50 MW.

ВЕЦ Богданци произвела во 2015 година 120,8 GWh ЕЕ, што дава еквивалентен број на часови работа годишно со максималната моќност од 3281 часа и укажува на исклучително поволната локација на оваа ВЕЦ.

Преостанатата моќност на електричната централа од 13,20 MW (втора фаза) е во реализација и се очекува да биде пуштена во употреба во периодот од 2016 - 2017 година.

Согласно доставените податоци од МЕПСО, во рамките на ЕЕС на РМ заклучно со 31. 12. 2015. година се наоѓаат 2 ТЕЦ на биогаз со вкупна инсталирана моќност од 3,999 MW. Поединечните моќности на овие електрични центри изнесуваат 999 kW и 3,000 kW. Во 2015 година електричните центри на биогаз произвеле 20,2 GWh ЕЕ [8].

Една ТЕЦ на биогаз со моќност од 3,00 MW е во фаза на изградба и се очекува да биде пуштена во употреба во 2016 година.

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. Сите ФНЕЦ се во приватна сопственост. Во 2015 година ФНЕЦ произвеле вкупно 22,6 GWh ЕЕ [8].

Една ФНЕЦ со моќност од 49,92 kW, за која е издадено решение за стекнување на привремен статус на повластен производител, се очекува да биде пуштена во употреба во текот на 2016 година.

Две ТЕЦ на биомаса со моќност од 1,40 MW, за кои се издадени решенија за стекнување на привремен статус на повластен производител, се во фаза на изградба и се очекува да бидат пуштени во употреба во периодот од 2016-2017 година.

Табела 1.1 Изграденост на ОИЕ во РМ во постоечката состојба

Вид на електрична централа на ОИЕ	Инсталирана моќност (MW)	Производство во 2015 година (GWh)
Ветерни електрични центри	36,8	120,8
Фотонапонски електрични центри	3,65 / ФНЕЦ со моќност до 50 kW 13 / со моќност од 50 kW до 1000 kW	22,6
Термо електрични центри на биогаз	3,999	20,2
Термо електрични центри на биомаса	-	-
Мали хидро електрични центри	109	308,4

Во однос на одлуката на Владата на РМ за вкупната инсталирана моќност на ОИЕ чие производство се поттикнува (Табела 1.4), моментално квотите (слободен капацитет за производство по повластена тарифа) не се исполнети за ниту еден ОИЕ. Со оглед на квотата за ВЕЦ, слободни се уште 28 MW (до 2016), односно 63 MW до 2020 и 113 MW до 2025 година. За ФНЕЦ, слободни се уште 0,35 MW за големина на изградба до 50 kW и 1 MW за големина на изградба помеѓу 50 kW и 1 MW. Повластена тарифа е слободна уште за ТЕЦ на биогаз за моќност 2 MW и ТЕЦ на биомаса за моќност 10 MW. Малите

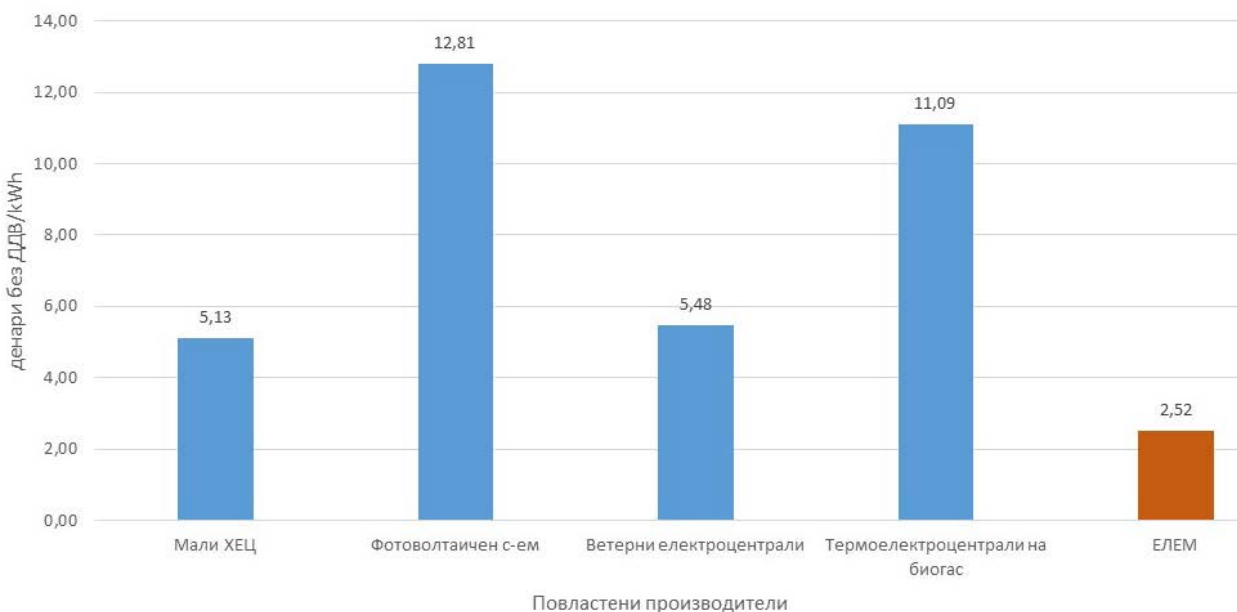
ХЕЦ немаат ограничувања во инсталираната моќност, поврзани со тарифата и статусот на повластен производител. Со оглед на моменталната изграденост на нови ФНЕЦ, квотата за електрични централи до 50 kW ќе биде наскоро пополнета и понатаму не се очекува нивна изградба (без поттикнувачка цена), исто како и квотата за ТЕЦ на биогаз.

Спрема податоците од Операторот на пазар на ЕЕ, вкупното производство на ЕЕ во 2015 година, од страна на 162 повластени производители со вкупна инсталирана моќност на електричните централи од 115,4 MW, изнесувало 263,6 GWh, за што им се исплатени вкупно 1.665.706.829 денари без ДДВ, односно 27.087.879,2 евра по курсот на Народна банка на РМ на ден 11. 11. 2016 година.

Тоа значи дека во 2015 година за секој произведен kWh ЕЕ од страна на повластените производители се исплатени просечно по 6,32 денари/kWh без ДДВ, односно околу 10,3 €/kWh. Од друга страна, регулираната цена за производство на АД Електрани на Македонија (ЕЛЕМ), со одлука на Регулаторната комисија од 30.6.2015 година изнесувала 2,5241 денари/kWh, односно околу 4,1 €/kWh, што значи просечната цена по која се откупува производството на повластените производители во РМ, била околу 2,5 пати поголема од регулираната цена на доминантниот производител, кој претежно управува со конвенционални електрични централи (ТЕЦ, ТЕ-ТО и ХЕЦ).

Табела 1.2 Финансиски трошоци за повластените производители во 2015 година

Повластени производители	P (MW)	E (kWh)	денари без ДДВ	денари со ДДВ
Мали ХЕЦ	57,95	108.645.092	557.179.075	657.471.309
ФНЕЦ	16,66	21.782.436	278.938.770	329.147.760
ВЕЦ	36,8	115.477.420	633.149.914	747.116.899
ТЕЦ на биогаз	4	17.708.234	196.439.070	231.798.104
ВКУПНО	115,41	263.613.182	1.665.706.829	1.965.534.072



Слика 1.4 Просечна цена на производството на повластените производители во 2015 година по тип на ОИЕ

1.3 ДОСЕГАШНИ СТУДИИ, ПЛАНОВИ И СТРАТЕГИИ ПОВРЗАНИ СО ОБНОВЛИВИ ИЗВОРИ НА ЕНЕРГИЈА ВО РЕПУБЛИКА МАКЕДОНИЈА

1.3.1 Стратегија за искористувањето на обновливи извори на енергија во Република Македонија до 2020 година

Стратегијата за искористување на ОИЕ во РМ е изработена во 2010 година[3] и врз основа на проучувањето на потенцијалот за изградба на различите видови на ОИЕ во РМ и анализа на влијанието на feed-in тарифата за повластените производители на крајната цена на ЕЕ, ги одредила препорачаните нивоа на интеграција на различните типови на ОИЕ во ЕЕС на РМ:

- За ВЕЦ е препорачана примена на повластена тарифа за вкупна инсталирана моќност од 150 MW и тоа за постројки чија инсталирана моќност не преоѓа 50 MW (ограничувањата се предложени заради релативно малата инсталирана моќност на електричните центри во ЕЕС на РМ и заради структурата на производните извори во кои доминираат ТЕЦ),
- За ФНЕЦ е предложена употреба на feed-in тарифи до вкупна инсталирана моќност од 10 MW, при што вкупната инсталирана моќност за поголемите постројки до 1 MW е ограничена на 8 MW, за да се овозможи поширока изградба на помали ФНЕЦ,
- За комбинирани електрични центри на биогаз и отпадна биомаса, предложено е ограничување од 10 MW,
- За ХЕЦ не се предвидени ограничувања во нивната изградба, бидејќи не предизвикуваат технички проблеми во функционирањето на системот и бидејќи feed-in тарифите за поттикнување на нивното производство се релативно ниски.

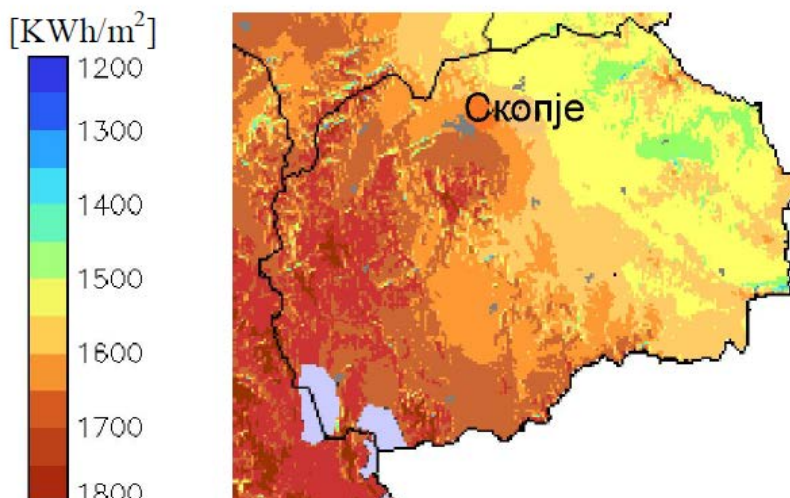
Симулацијата на влијанието на feed-in тарифите и претходно утврдените ограничувања (квоти) во изградбата на поединечните типови на ОИЕ, извршена е со претпоставена пазарна цена на ЕЕ од 2015 година од 80 €/MWh, односно 60 €/MWh и заклучено е дека заради поттикнувањето на производството од ОИЕ ќе се зголеми цената за дистрибутивните потрошувачи за 1,2 % односно 2,8 %, додека за потрошувачите приклучени на преносната мрежа цената ќе се зголеми за 1,6 % до 3,8 %.

Во стратегијата е оценето дека очекуваното зголемување на крајната цена на ЕЕ е прифатливо и дека на тој начин ќе се постигне 21 % учество на ОИЕ во финалната потрошувачка на енергија до 2020 година.

За различните сценарија на пораст на потрошувачката на енергија во РМ и изградбата на нови електрични центри, проценето е дека вкупното производство од ОИЕ во 2020 година би изнесувало помеѓу 2,5 TWh и 3,5 TWh, што би било од 20 % до 32 % од вкупната произведена ЕЕ во РМ за разгледуваната година.

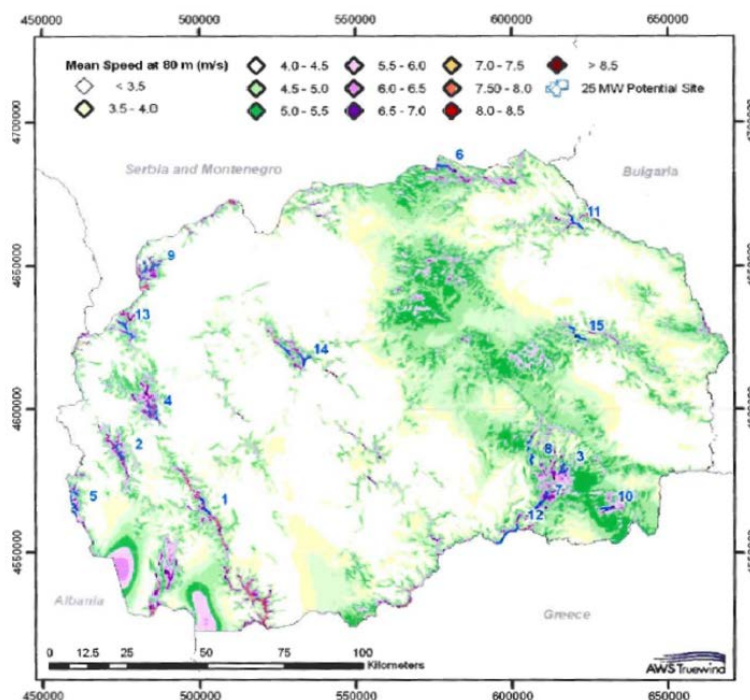
Во делот кој го анализира искористувањето на соларната енергија, Стратегијата содржи податок дека годишниот просек на соларното дневно зрачење се менува помеѓу 3,4 kWh/m² во северниот дел на РМ (Скопје), до 4,2 kWh/m² на југозапад на земјата (Битола). Поради поволните климатски карактеристики, РМ е земја со висок потенцијал за искористување на соларната енергија.

Мапата за можности за искористување на соларната енергија, јасно ги покажува регионите каде може да се очекува поголема исплатливост за изградбата ФНЕЦ, сместени во западните и југозападните делови на земјата, на границите со Албанија и Грција.



Слика 1.5 Мапа со ресурси на соларна енергија [3]

Во рамките на Стратегијата се разгледувани можностите за искористување и на енергијата на ветерот во РМ, врз основа на атласот на ветерот и мерењата на неговите брзини на неколку локации (4 локации: Ранавец/Богданци на 472 мнв, Шашаварлија/Штип на 857 мнв, Богословец/Свети Николе на 733 мнв, Флора/Кожуф на 1730 мнв). Врз основа на таквите согледувања, одредени се вкупно 15 локации за можна изградба на ВЕЦ, со проценети моќности од 20 MW до 30 MW, со очекувано годишно производство од 30 GWh до 55 GWh. Потенцијалните локации се наоѓаат воглавно на надморски височини над 1000 m (само три локации се под таа висина). Проценетиот фактор на искористување на максималната моќност за разгледуваните локации изнесува од 0,27 до 0,39. Поволните локации со оглед на климатските, тополошките и останатите карактеристики, се наоѓаат вдоль долината на реката Вардар.

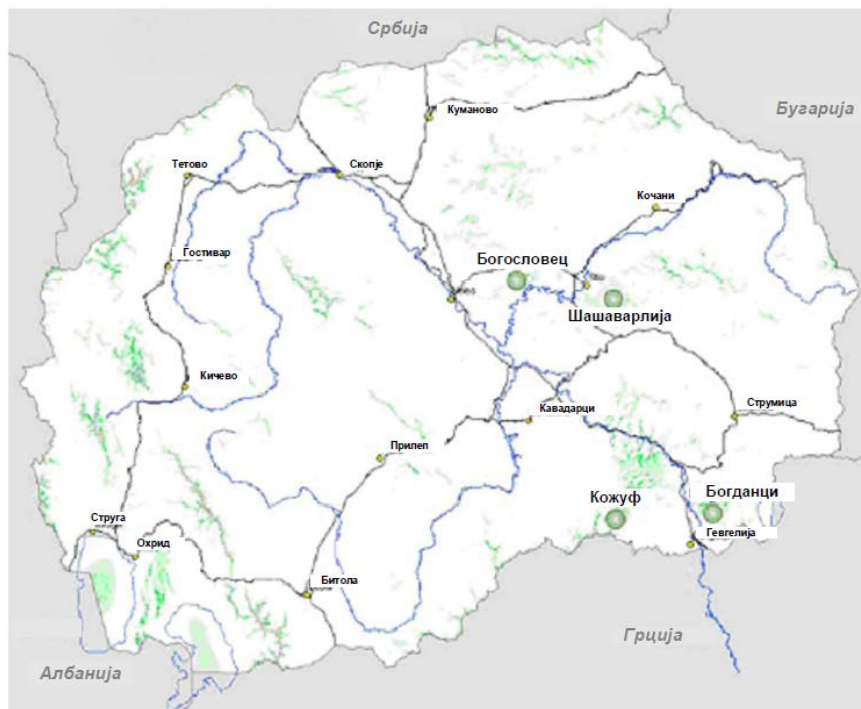


Слика 1.6 Мапа на најповолни локации за градба на ВЕЦ [3]

Табела 1.3 Податоци за најповолни локации за градба на ВЕЦ [3]

	Кота (мнв)	Брзина на ветер на 80m (m/s)	CF*	P (MW)	Најниска проценка на трошоци за конекција со ЕЕС (mil €)
1	1896	8.41	0.389	25	2.02
2	2079	7.97	0.347	25	2.10
3	566	7.35	0.338	24.9	1.50
4	1994	7.63	0.325	25	2.00
5	2088	7.85	0.329	25	2.38
6	1159	7.53	0.347	25	3.76
7	1453	7.45	0.324	25.4	2.14
8	641	6.96	0.313	26.4	1.39
9	2511	8.06	0.325	25.4	2.55
10	408	7.04	0.305	25	1.39
11	2003	7.30	0.306	25	2.13
12	1998	7.43	0.314	25.9	3.05
13	2134	7.13	0.288	25	1.99
14	2319	7.29	0.297	27.4	2.92
15	1577	6.68	0.272	25.9	1.79

* $CF = W / (8760 \cdot P)$ каде W е годишното производство на електрична енергија и P инсталирана моќност на ветерната електрана; CF е фактор на годишно ангажирање на електраната со инсталираната моќност



Слика 1.7 Мапа на 4 локации со инсталирани мерни уреди [3]

Потенцијалот за ВЕЦ во Стратегијата е проценет преку 6 најповолни локации (прва група), на вредност на вкупната инсталирана моќност од 150 MW до 180 MW, што е околу 10 % на тогашната инсталирана моќност во ЕЕС на РМ, со очекувано годишно производство во распон од 300 GWh до 360 GWh и преку 3 дополнителни локации од втората група. Вкупниот потенцијал на сите локации од првата и втората група, проценет е на 360 MW, можно годишно производство околу 720 GWh, со динамика на искористување на сите локации до 2030 година.

Исто така, во стратегијата се анализирани можните параметри на работата на ВЕЦ, како што се: времето на ангажираност на мрежа, факторот на искористување на инсталираната моќност,

очекуваното сезонско производство и слично. Проценето е дека производството на ВЕЦ би било значително во есенските и зимските месеци, а помало во текот на пролетта и летото.

Ред. бр.	Име на локација	Надморска висина	Статус со мерни податоци
1	Ранавец (Богданци)	472 мнв	има
2	Шашаварлија (Штип)	857 мнв	има
3	Богословец (Св Николе)	733 мнв	има
4	Флора (Кожуф)	1730 мнв	има
5	Венец (Св Николе)	853 мнв	нема
6	Ерцелија (Св Николе)	-	нема

Ред. бр.	Име на локација	Надморска висина	Статус со мерни податоци
1	Демир Капија (8)	641 мнв	нема
2	Туртел Кочани (15)	1577 мнв	нема
3	Демир Капија (3)	566 мнв	нема

Слика 1.8 Прва и втора група на локации за изградба на ВЕЦ спрема литературата [3]

1.3.2 Одлука за вкупната инсталирана моќност на повластените производители на електрична енергија произведена од секој одделен обновлив извор на енергија

Врз основа на стратегијата за искористување на ОИЕ во РМ, Владата на РМ во 2013 година донела одлука за инсталираната моќност на одделните електрични центри кои искористуваат ОИЕ чие производство ќе се субвенционира со повластени (feed-in) тарифи.

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 [4].

Со одлуката за повластени тарифи од 2013 година, Владата на РМ дефинирала дека ќе го поттикнува производството од ФНЕЦ (со единична моќност до 50 kW) до вкупна моќност од 4 MW и ФНЕЦ (со единична моќност од 50 kW до 1 MW) до вкупна моќност од 14 MW [4].

Со одлуката за повластени тарифи од 2013 година, Владата на РМ дефинирала дека ќе го поттикнува производството од електрични центри на биогаз со вкупна моќност од 6 MW, а електрични центри на биомаса со вкупна моќност од 10 MW [4].

Табела 1.4 Инсталирани моќности на одделните видови ОИЕ до кои моментално ќе се поттикнува производството со примена на feed-in тарифи во РМ

Вид на електрични центри на ОИЕ	Поттикнување на производството до вредноста на вкупната инсталирана моќност од (MW):
Ветерни електрични центри	65 MW, 2016 г. / 100 MW, 2020 г. / 150 MW, 2025 г.
Фотонапонски електрични центри	4 MW – моќности до 50 kW / 14 MW - моќности до 50 kW до 1 MW
Термо електрични центри на биогаз	6 MW
Термо електрични центри на биомаса	10 MW
Мали хидро електрични центри	Без ограничувања во инсталираната моќност (мали ХЕЦ<10 MW)

1.3.3 Акционен план за ОИЕ во РМ до 2025 година со визија до 2030

Акциониот план за искористување на ОИЕ од 2015 година ги сумира резултатите од дотогаш изработените стратегии за развој на енергетиката, стратегиите за искористување на ОИЕ и стратегијата за примена на мерките за енергетска ефикасност и ги дефинира конкретните чекори кои се реализирани или се планирани со цел зголемување на интеграцијата на ОИЕ до ниво од 21 % од финалната потрошувачка на енергија до 2020 година [13], односно до ниво 25,6 % до 2020 година и 47,2 % до 2030 година во однос на финалната потрошувачка на ЕЕ во РМ.

Потенцијалот за изградба на ВЕЦ во рамките на акциониот план е проценет на вредност 50 MW до 2020 година, 150 MW до 2025 година и 300 MW до 2030 година, а очекуваното годишно производство е 110 GWh/308 GWh/616 GWh, соодветно.

Потенцијалот за изградба на ФНЕЦ е проценет на 25,4 MW до 2020 година, 35,6 MW до 2025 година и 93 MW до 2030 година, а очекуваното годишно производство е 35,6 GWh/49,9 GWh/130,3 GWh, соодветно.

Од останатите ОИЕ, а без големите ХЕЦ (моќност поголема од 10 MW), значаен потенцијал е припишан на уште помалите ХЕЦ со моќности помали од 1 MW и тоа 141 MW до 2020 година (480 GWh годишно производство), 184 MW до 2025 година (628 GWh) и 206 MW до 2030 година (702 GWh).

Во врска со електроенергетската инфраструктура и нејзините можности за прифаќање на ОИЕ, во националниот акционен план е наведено дека правната регулатива која ја опфаќа оваа област се состои од законот за енергетика, пазарните правила, мрежните правила и правилата за дистрибуција на ЕЕ. МЕПСО го припрема долгорочниот план за развојот на преносната мрежа, кој е усогласен со резултатите од стратегијата за развој на енергетиката и стратегијата за ОИЕ. Во поглед на интерконекциите, планирана е изградба нови далекуводи спрема Албанија (2019) и Косово (после 2020). Во мрежните правила има процедура и технички барања за приклучување на нови електрични центри на преносната мрежа, а постоечкото ниво на изграденост на преносниот систем не претставува ограничување во поглед на интеграцијата на ОИЕ. Можните ограничувања се поврзани со ограничените можности на МЕПСО во поглед на балансирањето на системот.

Електричните центри кои користат ОИЕ, согласно Законот за енергетика имаат приоритет во поглед на диспечирањето (член 122, став 3), со можните ограничувања во поглед на техничките можности на работата на ЕЕС. Во поглед на трошоците за приклучување на преносниот систем, производителите на ЕЕ (вклучувајќи ги и повластените, односно ОИЕ) одговорни се за сите настанати трошоци, но спрема Законот за енергетика (член 125, став 4), Регулаторната комисија може да му наложи на операторот на системот (МЕПСО) да ги надокнади трошоците за приклучок на одделни генератори по пат на регулирана цена за услугата (тарифа за пренос на ЕЕ).

Целокупното производство од ОИЕ кои имаат третман на повластени производители, мора да го откупи по повластена цена операторот на пазарот на ЕЕ, кој е организиран во рамките на МЕПСО, при што финансиските средства се собираат од сите корисници на мрежата (потрошувачите) преку тарифата за пренос на ЕЕ.

Повластените производители немаат обврска за прогноза на своето производство и се исклучени од балансниот механизам, а не плаќаат ниту тарифа за користење на мрежата.

Повластени цени (feed-in тарифите) за повластените производители се прикажани во поглавјето 4.1 од оваа студија.

1.3.4 Стратегија за развој на енергетиката во РМ за периодот до 2035

Во рамките на стратегијата за енергетскиот сектор во РМ до 2035 година, дефинирани се три сценарија за развој на енергетиката. Покрај референтното сценарио, кое се темели на постоечките мерки и енергетската политика, дефинирани се дополнителни сценарија кои вклучуваат пониски стапки на пораст на потрошувачката, заради примена на мерките за енергетска ефикасност и дополнителна интеграција на ОИЕ.

Во сите анализирани сценарија се очекува намалување на увозот на ЕЕ и постигнување на висока сигурност во снабдувањето, по цена која е конкурентна на пазарот на ЕЕ во регионот.

Финалната потрошувачка на ЕЕ би требало да расти со просечни стапки 1,2 %, 0,7 % и 0,7 % по ред, во референтното (основното) сценарио (ОС), сценариото со примена на мерки за енергетска ефикасност (С-е) и сценариото со примена на мерки за енергетска ефикасност со зголемена интеграција на ОИЕ (С-е-оие).

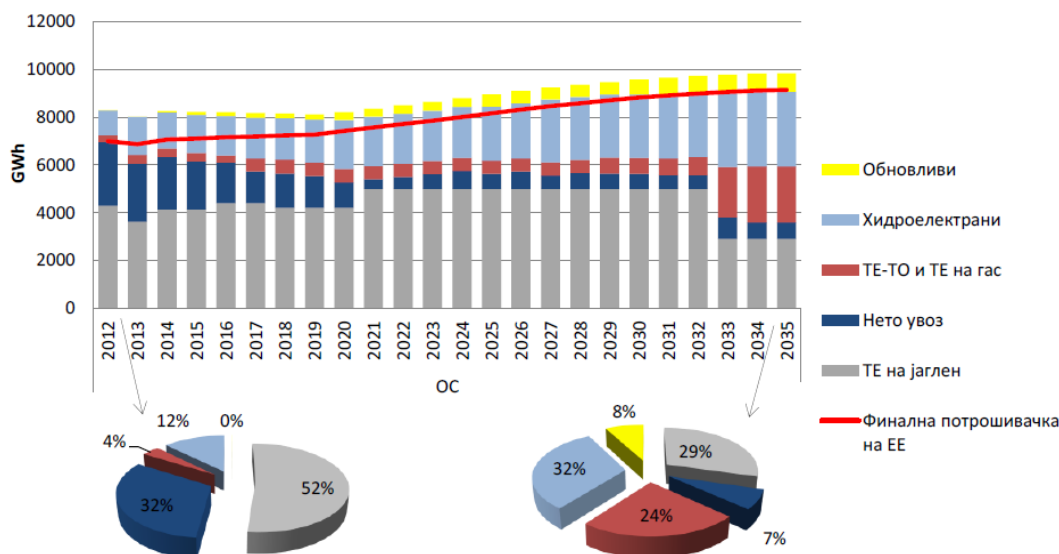
Основно сценарио (ОС)

Учеството на финалната потрошувачка на ЕЕ во финалната потрошувачка на енергија би требало, спрема ова сценарио, да се намали од 33 % на 25 %. Значителен пораст на учеството во финалната потрошувачка е претпоставено за природниот гас (од 1 % на 15 %), кој би требало значително да ја замени потрошувачката на ЕЕ која заради тоа би растела со просечна годишна стапка од само 1,2 %, наспроти значителното зголемување на предвидениот БДП.

Во периодот од 2015 до 2035 година е предвиден вкупен пораст на финалната потрошувачка на ЕЕ од 29 % (од 7,1 TWh во 2015 на 9,1 TWh во 2035 година).

Обновливите извори во основното сценарио би биле до 2035 година изградени со следниве вредности на моќноста:

Мали ХЕЦ	100 MW
ВЕЦ	200 MW
ФНЕЦ	120 MW
Други ОИЕ	40 MW (ТЕ-ТО на отпадна биомаса, ТЕ на биогаз и електрани на геотермална)



Слика 1.9 Производство на ЕЕ во основното сценарио [6]

Сценарио со примена на мерки за енергетска ефикасност (C-ee)

Учеството на финалната потрошувачка на ЕЕ во финалната потрошувачка на енергија би требало, спрема сценариото со примена на мерките за енергетска ефикасност, да се намали од 33 % на 25 %, со значителен пораст на учеството на гасот во финалната потрошувачка (раст од 1 % на 11 % учество во финалната потрошувачка). Финалната потрошувачка на ЕЕ би растела со просечна годишна стапка од 0,7 %, наспроти значителното зголемување на предвидениот БДП.

Во периодот од 2015 до 2035 година, предвиден е вкупен пораст на финалната потрошувачка на ЕЕ за 18 % (од 7,1 TWh во 2015 на 8,3 TWh во 2035 година).

Обновливите извори во ова сценарио би биле изградени до 2035 година со следниве моќности:

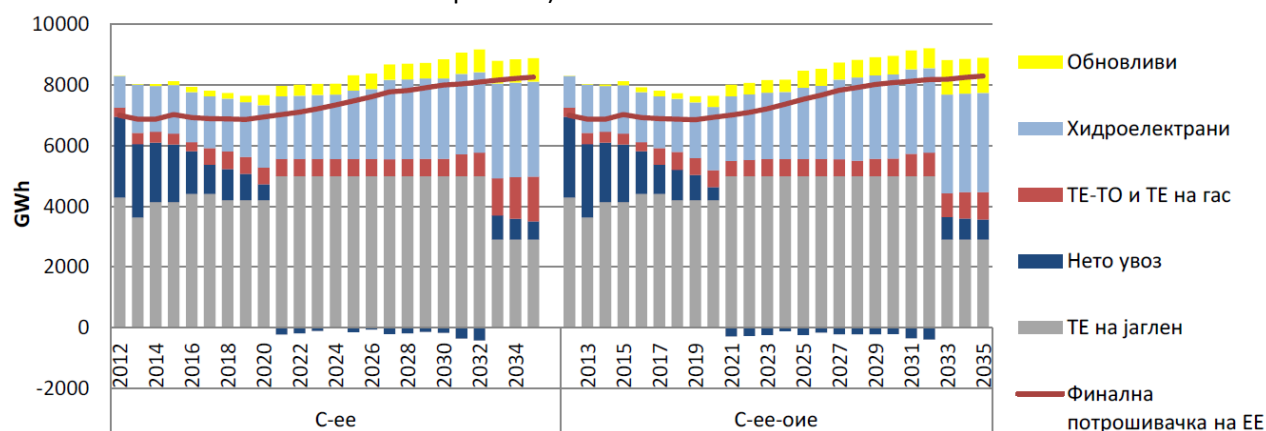
Мали ХЕЦ	100 MW
ВЕЦ	200 MW
ФНЕЦ	120 MW
Други ОИЕЕ	40 MW (ТЕ-ТО на отпадна биомаса, ТЕЦ на биогаз и електрични центри на геотермална)

Сценарио со примена на мерки за енергетска ефикасност и интеграција на обновливи извори (C-ee-оие)

Во ова сценарио финалната потрошувачка на ЕЕ е планирана во вредности блиски до претходно опишаното сценарио. Просечната годишна стапка на пораст изнесува 0,7 %, а во периодот од 2015 до 2035 година вкупната крајна потрошувачка би требало да се зголеми 18 %.

Обновливите извори во ова сценарио би биле изградени до 2035 година со следниве моќности:

Мали ХЕЦ	150 MW
ВЕЦ	300 MW
ФНЕЦ	190 MW
Други ОИЕЕ	47 MW (ТЕ-ТО на отпадна биомаса, ТЕЦ на биогаз и електрични центри на геотермална)



Слика 1.10 Производство на ЕЕ во C-ee и C-ee-оие [6]

1.3.5 Студија за интеграција на ветерни електрични центри во преносниот систем на РМ

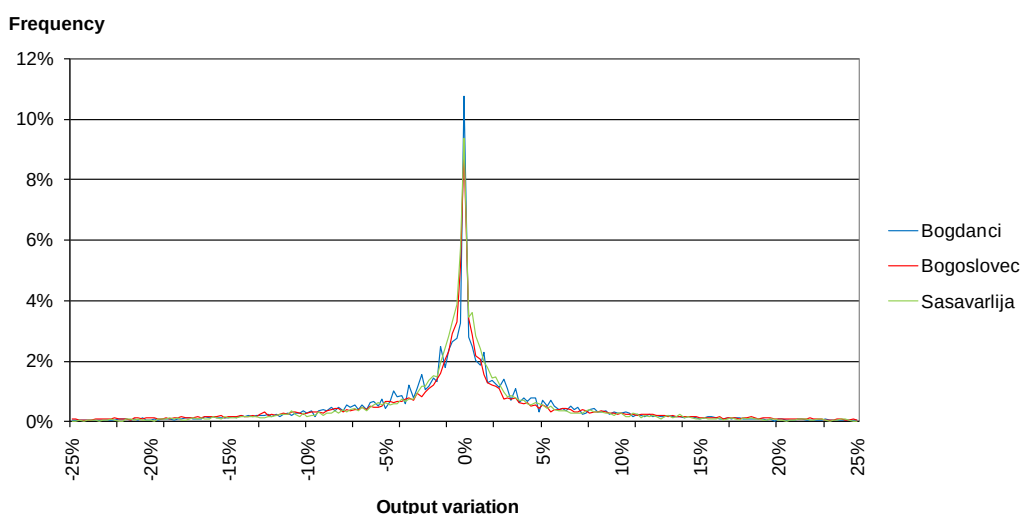
Студијата на КЕМА од 2011 година [7], анализираше сценарија за изградба на ВЕЦ во рамките на ЕЕС на РМ од аспект на можностите на преносната мрежа (преку стационарна анализа на тековите на моќности и пресметка на струите на куси врски) и од аспект на проценка на потребните и достапните регулациони резерви и дала предлог за измена на Мрежните правила со оглед на во тоа време идната изградба на ВЕЦ.

Во студијата се разгледувани сценарија за изградба на две ВЕЦ до 2015 година со вкупна моќност од 150 MW (Богданци 52,5 MW и Шашаварлија 100 MW) и дополнителни осум ВЕЦ со вкупна моќност од 400 MW до 2020 година (Шашаварлија 2 100 MW, Гевгелија 40 MW, Крушево 160 MW, Куманово 20 MW, Козјак 20 MW, Берово 20 MW, Гуганче 20 MW и Битола 20 MW). На тој начин, формирани се две сценарија на интеграција на ВЕЦ, во првото сценарио 150 MW и околу 600 MW во второто сценарио на изградба на ВЕЦ.

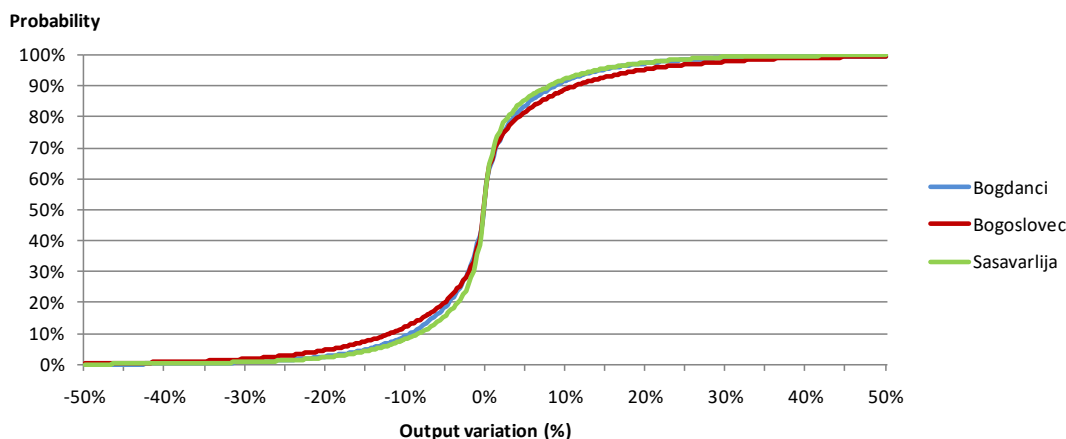
Анализата на техничките можности на преносната мрежа покажала дека во поглед на напонските состојби, интеграцијата на 600 MW ВЕЦ може да доведе до пречекорување на дозволените вредности на напонот во мрежата, што може да се надмине со користење на компензационите можности на самите ВЕЦ за производство/апсорпција на реактивна моќност/енергија или со нагудување на регулационите преклопки на енергетските трансформатори.

Во поглед на оптоварувањата на преносните водови во нормален режим на работа, анализата покажала дека не се очекуваат било какви преоптоварувања при интеграција на 600 MW ВЕЦ, ниту дека се зголемува оптоварувањето на одредени водови посебно околу поголемите ВЕЦ (Богданци, Шашаварлија, Куманово).

Од аспект на сигурност, анализата на задоволувањето на критериумот (n-1) покажала дека изградбата на ВЕЦ со моќност од 150 MW не доведува до загрозување на сигурноста, за разлика од интеграцијата на ВЕЦ со моќност од 600 MW, кога се потребни дополнителни зајакнувања на мрежата во делот околу Крушево, Богданци Шашаварлија. Како потребни зајакнувања на мрежата идентифицирани се: изградбата на 110 kV водовите Сопотница – Кичево, Сопотница – Битола 1 и Дуброво -Валандово–Струмица 2, со замена на спроводниците и зголемување на трајно дозволената моќност (струја) на водот Шашаварлија – Штип 2.



Слика 1.11 Веројатност на часовните промени на производството на ВЕЦ на локациите Богданци, Богословец и Шашаварлија (во однос на инсталираната моќност на ВЕЦ) [7]



Слика 1.12 Кумулативна веројатност на часовните промени на производството на ВЕЦ на локациите Богданци, Богословец и Шашаварлија (во однос на инсталираната моќност на ВЕЦ) [7]

Придонесот на новите ВЕЦ кон зголемување на струите на куси врски, оценет е како умерен, со зголемувања на струите на куси врски до 7 % во однос на ситуацијата без изградени новите ВЕЦ.

Анализата на потребните регулациони резерви (моќност и фреквенција, P/f резерви), извршена е врз основа на анализата на мерените податоци на локациите Богданци, Богословец, Шашаварлија и Кожув. Со претворање на податоците за брзината на ветерот во електрична моќност на ветерната турбина, пресметани се очекуваните соодветни часовни промени за разгледуваните локации.

Спроведената анализа покажала дека поголеми промени во производството на ВЕЦ можат да се очекуваат во текот на зимските месеци, а помали во текот на летните месеци кога и очекуваното производство на ВЕЦ е намалено. Големи промени во часовното производство се ретки, иако можно е да се очекуваат со поголема веројатност од ВЕЦ во Данска или Германија, првенствено поради помалиот број на ВЕЦ сместени на релативно мал географски регион.

Проценката на потребните регулациони резерви е извршена со пробабилистички пристап на тој начин што, за секој извор на дебаланс во рамките на системот (грешка во планирањето на потрошувачката/оптоварувањето, грешка во планирањето на производството на ВЕЦ, можен испад на генератор) формирана е крива на распределба на веројатноста за разгледуваниот дебаланс и таквите криви се здружени во единствена функција на распределба на веројатноста на настанување на одредена големина на дебаланс во рамките на системот.

Влијанието на интеграцијата на ВЕЦ со вкупна моќност од 150 MW на потребната секундарна и брза терциерна резерва е оценето како никакво, додека влијанието на спората терциерна резерва (со активација во рамките на 2 h) оценето е како занемарливо (потребно е зголемување од 230 MW колку што изнесува потребната резерва без ВЕЦ, на 235 MW нагоре колку што изнесува потребната резерва со ВЕЦ од 150 MW и зголемување од 5 MW без ВЕЦ на 20 MW резерва надолу со ВЕЦ).

Влијанието на интеграцијата на ВЕЦ со вкупна моќност од 600 MW на потребната секундарна и брзата терциерна резерва е оценето како никакво, додека влијанието на спората терциерна резерва (со активација во рамките на 2 h) оценето е како нешто позначително (потребно е зголемување од 230 MW колку што изнесува потребната резерва баз ВЕЦ на 285 MW нагоре колку што изнесува потребната резерва со ВЕЦ со вкупна моќност од 600 MW, како и зголемување од 5 MW без ВЕЦ на 135 MW резерва надолу со ВЕЦ од 600 MW).

Студијата на КЕМА, со проценката на моменталните и идните можни регулациони P/f резерви во рамките на ЕЕС на РМ, заклучува дека регулационите P/f резерви можат да се обезбедат од страна на постоечките и планираните конвенционални електрични центри.

Заради проверка на добиените резултати, извршени се пазарни симулации со програмскиот пакет PLEXOS, кои покажуваат спротивни резултати, односно дека во рамките на ЕЕС на РМ можат да се очекуваат периоди со недоволна регулациона P/f резерва, дури и во ситуации без изградени ВЕЦ. Затоа, претходниот заклучок е коригиран на начин што е заклучено дека ВЕЦ со вкупна моќност од 150 MW можат да се интегрираат во ЕЕС без дополнителни резерви, додека за интеграција на поголеми моќности треба да се обезбедат дополнителни резерви и да се применат дополнителни мерки, како воведување на квалитетни прогнози на производството на ВЕЦ, динамичкото одредување на потребните резерви, унапредување на механизмите за балансирање со примена на набавка на регулационите резерви ден однапред, со можност за флексибилно нагодување на регулационите резерви со оглед на последната достапна прогноза на производството на ВЕЦ.

1.4 ПОСТОЕЧКИ КОНВЕНЦИОНАЛНИ ЕЛЕКТРИЧНИ ЦЕНТРАЛИ ВО ЕЕС НА РЕПУБЛИКА МАКЕДОНИЈА

Електричната енергија во ЕЕС на РМ се произведува во ТЕЦ, ХЕЦ, комбинирани постројки за производство на електрична и топлинска енергија (термо електрични центри – топлини ТЕТО) и во ОИЕ прикажани во поглавјето 1.2. Согласно податоците од МЕПСО, вкупната инсталирана моќност на електричните центри 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 центри со 14,1 % (230 + 60 MW), малите ХЕЦ со 5,3 % (108,6 MW), додека останатите електрични центри имаат вкупно учество помало од 2 % во вкупната инсталирана моќност. Учеството во вкупното годишно проектирано производство на електричните центри е: ТЕЦ (57,4 %), комбинираните (23,5 %) и ХЕЦ (14,2 %, проектирано производство за нормална хидрологија), додека останатите видови произведуваат околу 5 %.



Слика 1.13 Мапа на постоечки и планирани постројки за производство на ЕЕ [7]

Во рамките на ЕЕС на РМ се наоѓаат две ТЕЦ кои како гориво користат јаглен (Битола, Осломеј) и една која користи мазут (Неготино). Нивното очекувано производство изнесува околу 5 TWh. 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 минатиот период 2009 – 2015 година, ТЕЦ просечно произведувале 4,2 TWh/годишно, доминантно од страна на ТЕЦ Битола (просечно производство од 3,75 TWh/годишно). Производството на ТЕЦ, од 2011 година, континуирано опаѓа, првенствено заради намалувањето на производството на ТЕЦ Битола и ТЕЦ Осломеј.

ТЕЦ на јаглен општо не се предвидени за обезбедување на позначителни P/f регулациони резерви² во системот, па согласно тоа не придонесуваат на можното зголемување на интеграцијата на ОИЕ на ЕЕ од аспект на балансирањето на нивното производство. ТЕЦ на мазут може да биде технички оспособена за обезбедување на брза P/f регулациона резерва, но при исклучително високи трошоци за таквиот режим на работа. Затоа од постоечките ТЕЦ во ЕЕС на РМ не треба да се очекува значителна P/f регулациона резерва, која би ја олеснила идната интеграција на ОИЕ.

Табела 1.5 Основни податоци за ТЕЦ (извор: МЕПСО)

	Инсталирана моќност MW	Нето производство GWh	Година на пуштање	Основно гориво	Енергетска вредност на горивото
Битола 1	234	1467	1982	јаглен	7908
Битола 2	234	1467	1984	јаглен	7908
Битола 3	234	1467	1988	јаглен	7908
Осломеј	120	550	1980	јаглен	7667
Неготино	210	117	1978	мазут	40190
ВКУПНО	1032	5068			

Општо гледано, ТЕЦ на јаглен ја отежнуваат интеграцијата на ОИЕ во рамките на системот и заради фактот што не можат да работат под техничкиот минимум, кој вообичаено е 40 % - 50 % од максималната моќност на таквите електрични централи. Тоа значи дека во периодите на ниско оптоварување на системот (ноќните часови), а со поголем број на термо блокови на јаглен приклучени на мрежата³, вкупното производство на термо блоковите може да го покрива значителниот дел од оптоварувањето/потрошувачката во разгледуваниот период. Со тоа зголемената интеграција на ОИЕ, повремено би предизвикувала несакани вишоци на ЕЕ во рамките на системот, кои би морале да се

² P/f регулација – регулација на моќност и фреквенција

³ Исклучувањето на ТЕЦ на јаглен не се изведува во текот на ноќта заради високите трошоци за повторното пуштање во работа на таквите постројки и долгото време на пуштање од ладен старт до нормален погон (десетина часови и повеќе).

регулираат со резерва надолу ако е таа моментално расположлива, односно да се пренесуваат во соседните системи каде би предизвикувале дополнителен дебаланс помеѓу производството и потрошувачката на останатите контролни подрачја и контролниот блок во целина.

Во рамките на ЕЕС на РМ се наоѓаат осум ХЕЦ во сопственост на ЕЛЕМ, со инсталирани моќности од 13 MW до 166 MW и очекувано годишно производство од околу 1,25 TWh. Вкупната инсталирана моќност на ХЕЦ поголеми од 10 MW во ЕЕС на РМ, изнесува 567 MW.

Табела 1.6 Основни податоци за ХЕЦ во сопственост на ЕЛЕМ (извор: МЕПСО)

	Број на агрегати	Инсталирана моќност MW	Нето производство GWh	Година на пуштање	Тип на електрана	Волумен 10 ⁶ m ³
Вруток	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			

На преносната мрежа 110 kV-и, приклучени се шест ХЕЦ (Вруток, Глобочица, Тиквеш, Шпиље, Св. Петка и Козјак), додека на дистрибутивната мрежа се приклучени ХЕЦ Равен и ХЕЦ Врбен⁴. Повеќето ХЕЦ се од акумулациони тип, што е повољно од аспект на интеграцијата на ОИЕ во ЕЕС, бидејќи акумулационите ХЕЦ можат да обезбедуваат брза P/f регулациона резерва во системот со висок градиент на промена на моќноста во единица време, секако во периодите од годината кога нивото на пополнетост на акумулацијата е задоволително.

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 рамките на ЕЕС на РМ се наоѓаат три термо електрични центри - топлани кои произведуваат топлинска и ЕЕ во комбиниран процес. Најголема е ТЕ-ТО со моќност 230 MW, приклучена на 110 kV-ната мрежа 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 [7].

⁴ ХЕЦ Врбен и ХЕЦ Равен се приклучени на 35 kV, меѓутоа се дел од хидросистемот Вруток и ЕЕ ја пласираат преку 35 kV-ните собирници во ХЕЦ Вруток и затоа се класифицираат како големи ХЕЦ.

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.

Придонесот на комбинираните постројки за производство на електрична и топлинска енергија кон регулационата резерва во рамките на системот е ограничен само на деловите од годината кога тие не треба да работа во когенеративен режим (вообичаено месеците во доцна пролет, лето и рана есен), но заедно со високи трошоци на производството во зависност од моменталната цена на гасот. Во когенеративен режим на работа (истовремено производство на електрична и топлинска енергија), ваквите постројки не се флексибилни од аспект на промена на производството на ЕЕ, која е одредена со разгледуваната вредност на потрошувачката на топлинска енергија и е оптимизирана со оглед на факторот на корисно дејство на производниот блок.

Со оглед на тоа што за интеграција на ОИЕ, кои се карактеризираат со значителна варијација на производството (какви што се на пример ВЕЦ и во помала мерка и ФНЕЦ), од големо значење се реално расположливите P/f регулациони резерви во разгледуваниот систем, може да се заклучи дека постоечката изграденост на конвенционалните електрични центри во РМ е релативно неповолна од аспект на обезбедување на потребните регулациони резерви. Тоа е така бидејќи резерва можат да пружаат само ХЕЦ чие производство зависи од хидролошките состојби во одредени временски периоди, додека значителна резерва не можат да пружаат постоечките ТЕЦ било заради своите технички карактеристики (Битола, Осломеј) или заради исклучително високите трошоци кои одредени ТЕЦ теоретски би ги имале во регулационен режим на работа (Неготино, ТЕТО).

Согласно претходно наведеното, може прелиминарно да се заклучи дека во иднина за зголемување на интеграцијата на ОИЕ во ЕЕС на РМ од големо значење ќе биде реализацијата на планираните за изградба конвенционални електрични центри (описано во поглавјето 3), првенствено ХЕЦ и ТЕЦ на гас, кои ќе бидат технички способни да пружаат доволна P/f регулациона резерва во системот.

Табела 1.7 Типични градиенти на промена на активната моќност и време на пуштање на производните блокови

Вид на електрична централа	Градиент на промена на активната моќност (MW/ минута)	Време на пуштање од ладна состојба (секунди, минути, часови, денови)
ТЕЦ на јаглен	3 % - 5 % P_n / минута	9 – 12 часови
ТЕЦ на гас	15 % - 25 % P_n / минута	5 – 15 минути
Комбинирани ТЕЦ (CCGT)	10 % - 15 % P_n / минута	5 – 30 минути
Нуклеарни електрични центри	5 % P_n / минута	1 – 3 денови
ХЕЦ проточни	10 % - 33 % P_n / минута	600 – 1500 секунди
ХЕЦ акумулациони	50 % - 100 % P_n /минута	150 – 500 секунди

P_n – номинална моќност; CCGT – eng. Combined Cycle Gas Turbine

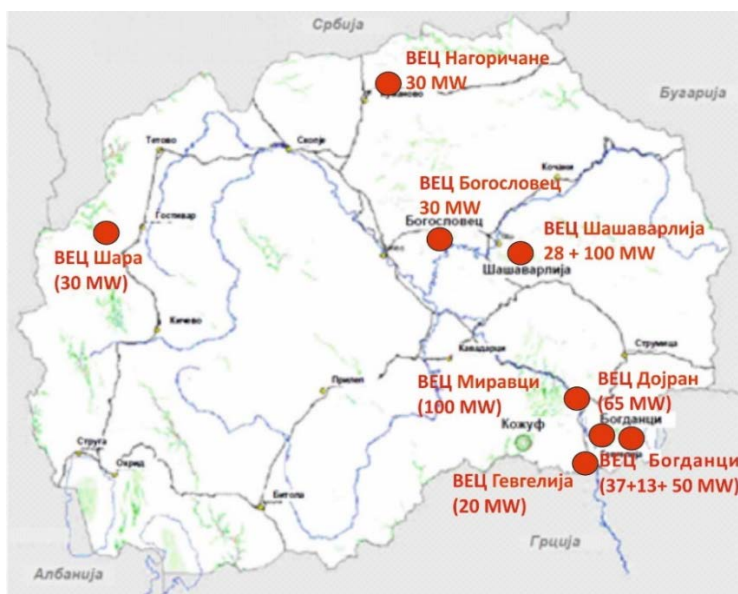
1.5 СЦЕНАРИЈА ЗА ИЗГРАДБА НА НОВИ ВЕТЕРНИ И ФОТОНАПОНСКИ ЕЛЕКТРИЧНИ ЦЕНТРАЛИ

Во договор со МЕПСО, анализите ќе се извршат за различни сценарија за изградба на ВЕЦ со вкупна моќност до 503 MW и ФНЕЦ со вкупна моќност до 267 MW. Сценаријата за изградба на ВЕЦ се следниве:

- ВЕЦ 50 MW: ВЕЦ Богданци со моќност 50 MW до 2020 година,
- ВЕЦ 108 MW: дополнително ВЕЦ Богословец 30 MW и ВЕЦ Шашаварлија 1 28 MW до 2025 год.,
- ВЕЦ 228 MW: дополнително ВЕЦ Гевгелија 20 MW и ВЕЦ Миравци 100 MW до 2030 година,
- ВЕЦ 503 MW: дополнително ВЕЦ Дојран 65 MW, ВЕЦ Шашаварлија 2 100 MW, ВЕЦ Богданци 2 50 MW, ВЕЦ Нагоричане 30 MW и ВЕЦ Шара 30 MW до 2040 година.

Табела 1.8 Листа на новите ВЕЦ кои се разгледуваат во оваа студија и начинот на нивен приклучок на преносната мрежа

Име на ЕЦ	Приклучок	Должина (km)	Инсталиран капацитет (MW)	Година на градба
Богданци 1А	110 kV ДВ Богданци 1 - Валандово	11,8	37	2014
Богданци 1Б	110 kV ДВ Богданци 1 - Валандово	11,8	13	2020
Шашаварлија 1	110 kV ДВ Бучим - Шашаварлија 1 - Штип 2	10.83 / 10.97	28	2025
Богословец	110 kV ДВ Штип - Богословец - Овче Поле	19.6 / 7.2	30	2025
Миравци	110 kV Валандово - Миравци - Дуброво	16.0 / 29.0	100	2030
Гевгелија	ТС Гевгелија	-	20	2030
Дојран	110 kV ДВ Дојран - Гевгелија	16,0	65	2040
Шашаварлија 2	110 kV ДВ Шашаварлија 2 - Бучим	10,0	100	2040
Богданци 2	110 kV ДВ Богданци 2 - Валандово	5,0	50	2040
Нагоричане	110 kV ДВ Нагоричане - Куманово (400/110)	15,0	30	2040
Шара	110 kV ДВ Шара - Гостивар	15,0	30	2040
ВКУПНО			503 MW	



Слика 1.14 Анализираниите локации на новите ВЕЦ

Сценаријата за изградба на ФНЕЦ се следниве:

- дополнителни ФНЕЦ 25 MW: до 2020 година,
- дополнителни ФНЕЦ 50 MW: до 2025 година,
- дополнителни ФНЕЦ 150 MW: до 2030 година,
- дополнителни ФНЕЦ 250 MW: до 2040 година.

Макро локациите на одредените групи на ФНЕЦ се определени во договор со МЕРСО (Табела 1.9), а се претпоставува дека сите ФНЕЦ ќе бидат приклучени на дистрибутивната мрежа и нивното влијание гледано од страна на преносната мрежа ќе се проценува како намалување на потрошувачката/оптоварувањето на дистрибутивните потрошувачи во одредени јазли 110/x kV.

Табела 1.9 Листа на новите ФНЕЦ кои се разгледуваат во оваа студија и местата на нивен приклучок на преносната мрежа

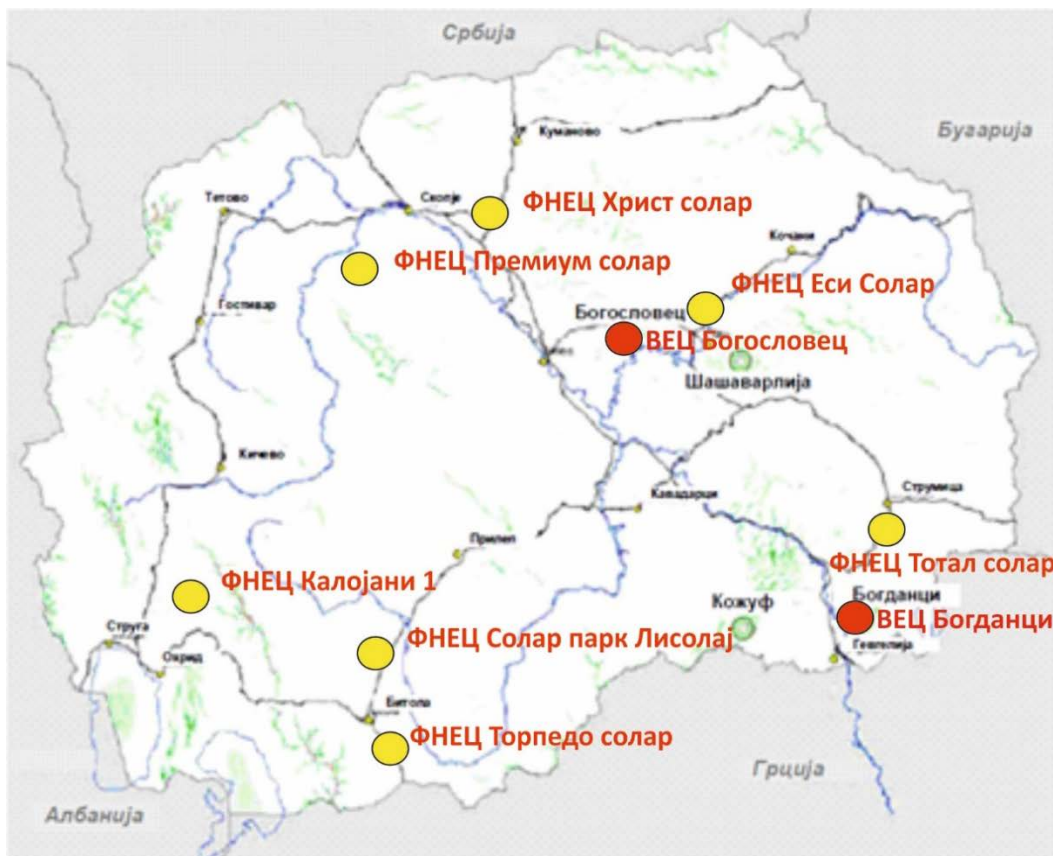
Име на ЕЦ	Трансформаторска станица	Инсталиран капацитет (MW)
Северен 1	Ѓ. Петров	11
Северен 2	Драчево	9
Северен 3	Куманово 1	10
Северен 4	Бунарџик	10
Северо-западен 1	Гостивар	9
Северо-западен 2	Полог	10
Северо-западен 3	Тетово 1	10
Северо-западен 4	Самоков	11
Југо-западен 1	Струга	15
Југо-западен 2	Битола 1	6
Југо-западен 3	Битола 3	4
Југо-западен 4	Охрид 1	15
Југо-западен 5	Ресен	15
Југо-западен 6	Битола 4	15
Централен 1	Неготино	7
Централен 2	Кавадарци	9
Централен 3	Прилеп 1	9
Централен 4	Велес	5
Југо-источен 1	Валандово	10
Југо-источен 2	Гевгелија	10
Југо-источен 3	Струмица	10
Југо-источен 4	Радовиш	10
Северо-источен 1	Кочани	10
Северо-источен 3	Штип	10
Северо-источен 4	Пробиштип	10
ВКУПНО		250 MW

2. КРЕИРАЊЕ НА ЧАСОВНИ КРИВИ НА ДНЕВНО / СЕЗОНСКО / ГОДИШНО ПРОИЗВОДСТВО ЗА СЕКОЈ ТИП НА ОИЕ

2.1 ПОДАТОЦИ ЗА ПРОИЗВОДСТВОТО НА ПОСТОЕЧКИТЕ ВЕТЕРНИ И ФОТОНАПОНСКИ ЕЛЕКТРИЧНИ ЦЕНТРАЛИ

Собрани се податоци од страна на МЕПСО, за часовното производство во периодот 01.09.2015 - 31.08.2016 и прогноза на производството (01.11.2015 – 31.08.2016), за следниве електрични центри кои користат ОИЕ:

- ВЕЦ Богданци (моќност 36,8 MW)
- ВЕЦ Богословец (мерени податоци кои се претворени во моќност на идната ВЕЦ, за периодот 16.09.2015 - 31.08.2016)
- ФНЕЦ Еси Солар (моќност 999,22 kW)
- ФНЕЦ Христ солар (моќност 49,44 kW)
- ФНЕЦ Калојани 1 (моќност 49,64 kW)
- ФНЕЦ Премиум солар (моќност 49,68 kW)
- ФНЕЦ Солар парк Лисолај (моќност 997,15 kW)
- ФНЕЦ Торпедо солар (моќност 993,6 kW)
- ФНЕЦ Тотал солар (моќност 49,98 kW)



Слика 2.1 Локации на ОИЕ за кои се собрани податоци за производството и прогнозата на производството на ЕЕ

Исто така, на авторите им е доставено часовното производство за истиот период и прогнозата на производството, за сите ФНЕЦ во РМ.

Значи, вкупно се анализирани податоци за постоечката ВЕЦ со моќност 36,8 MW (за ист период со податоците за ФНЕЦ), податоците за планираната ВЕЦ со моќност 30 MW (не за ист период со ВЕЦ Богданци и ФНЕЦ), податоците за постоечките ФНЕЦ со вкупна моќност од 3,2 MW, како и сумарните податоци за сите ФНЕЦ со вкупна моќност од 16,66 MW (за ист период податоци со ВЕЦ Богданци).

2.1.1 Реализирано и прогнозирано часовно производство на ветерните електрични центри и отстапувања на производството од прогнозата

Сликите во продолжение (Слика 2.2 - Слика 2.4) го прикажуваат измереното (реализираното) часовно производство на ВЕЦ Богданци во разгледуваниот период, прогнозата на производството и отстапувањата на реализираните и прогнозираните вредности на часовното производство (отстапувањата се изразени како реализација минус прогноза).

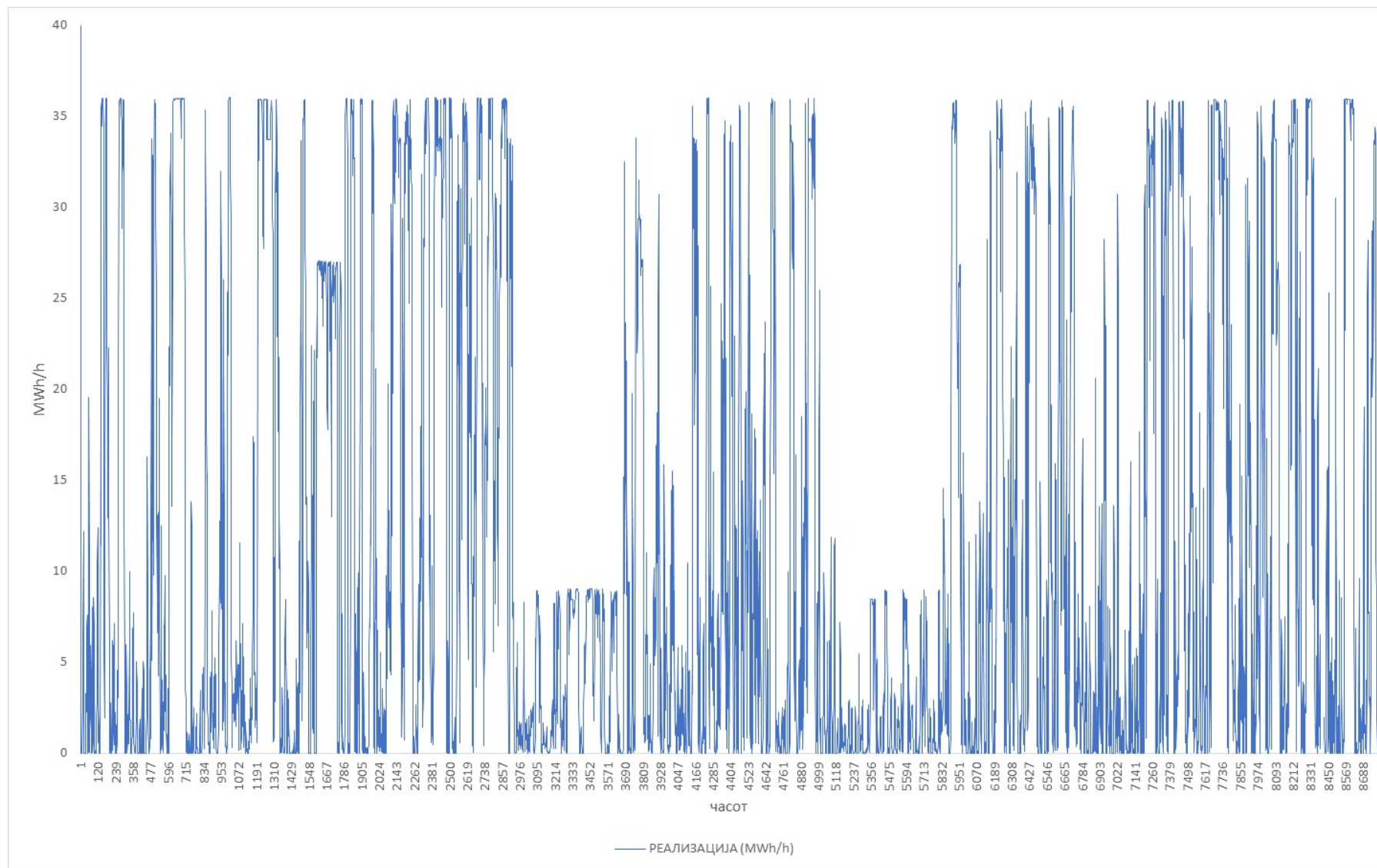
Отстапувањата на реализираните од прогнозираните вредности (нерамнотежа или дебаланс) имаат позитивен предзнак ако реализацијата е поголема од прогнозата. Ова би предизвикало активација на регулационата P/f резерва надолу (намалување на производството на конвенционалните електрични центри со претпоставка дека возните редови се составени ден однапред спрема прогнозата на часовното производство на ВЕЦ и ВЕЦ е единствен извор на дебаланс во системот). Отстапувањата имаат негативен предзнак ако реализацијата е помала од прогнозата, што би предизвикало активација на регулационата P/f резерва нагоре (зголемување на производството на конвенционалните електрични центри).

ВЕЦ Богданци произвела вкупно 97,424 GWh EE во разгледуваниот период од година дена, што дава вредност на еквивалентниот број на часови на работа годишно со максималната моќност од 3282, што е во рамките на очекувањата.

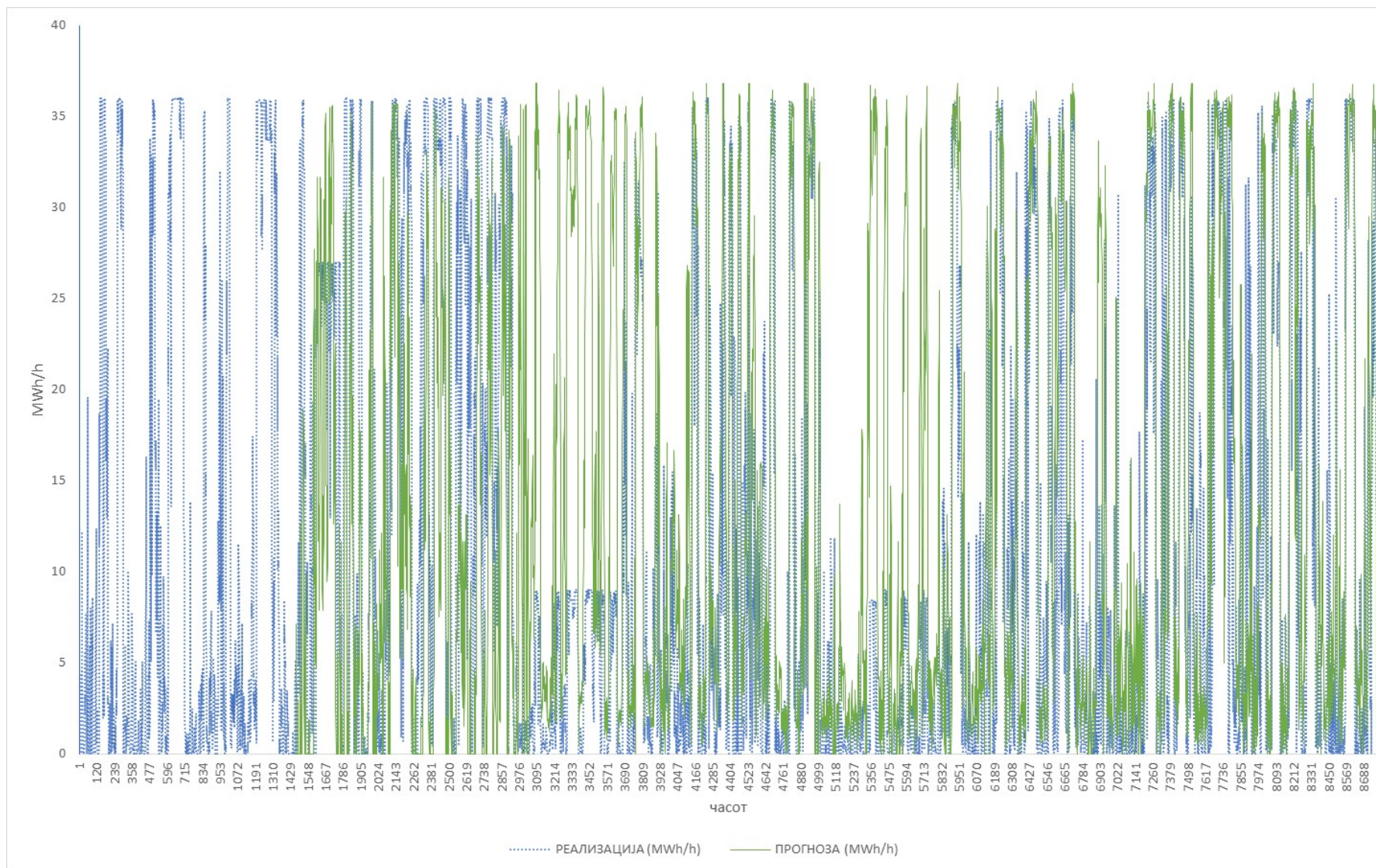
Максималното часовно производство во разгледуваниот период изнесувало 36,02 MWh/h, односно 97,9 % од инсталираната моќност на ВЕЦ. Минималното часовно производство изнесувало 0. Максималниот позитивен дебаланс (реализацијата поголема од прогнозата) изнесувал 33,68 MWh/h, односно 91,5 % од инсталираната моќност на ВЕЦ. Минималниот негативен дебаланс (реализацијата помала од прогнозата) изнесувал -36,06 MWh/h, односно 98 % од инсталираната моќност на ВЕЦ.

Табела 2.1 Траење на поединечните нивоа на часовно производство на ВЕЦ Богданци (% од разгледуваното време)

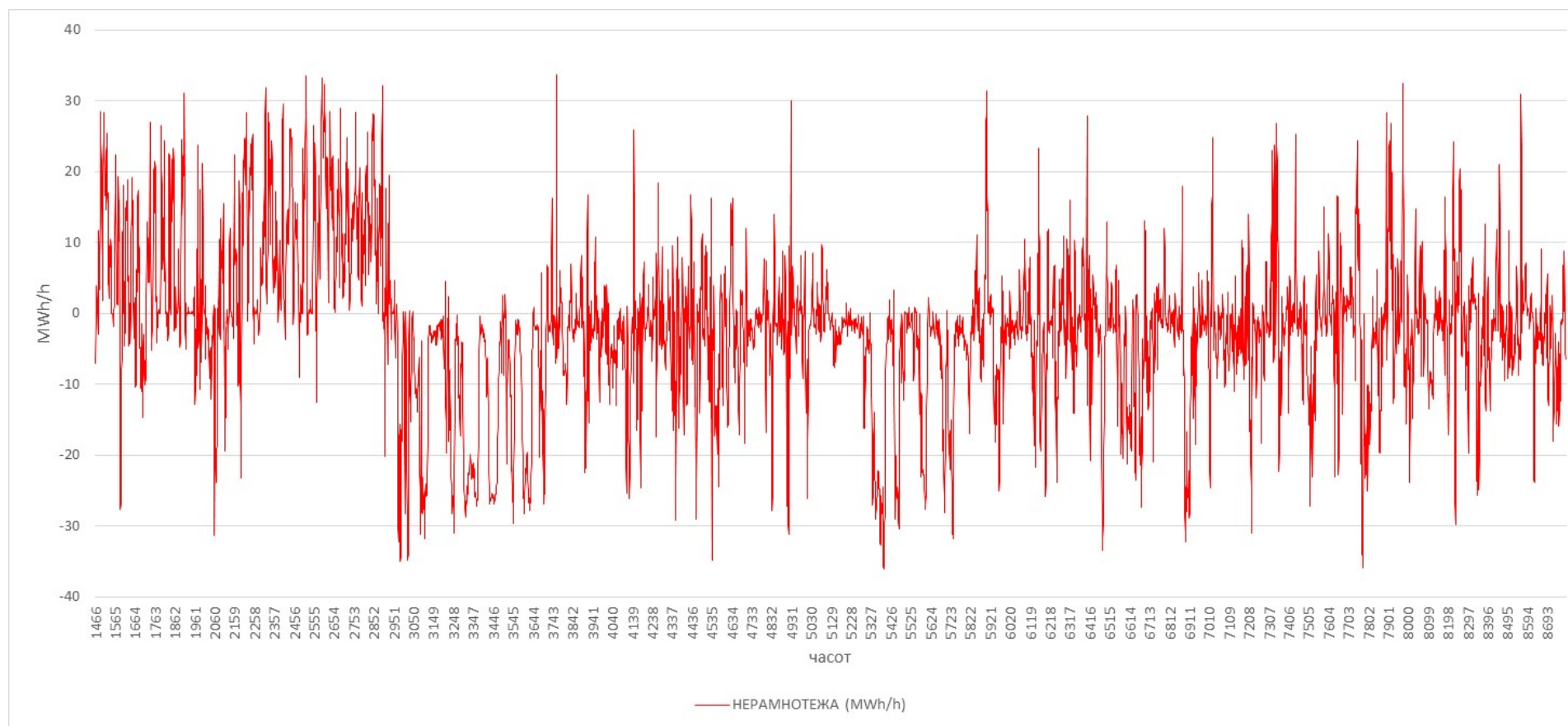
Производство (MWh/h)	Часови (h)	% од времето
< 10 % P _{max}	4071	46,5%
11 % - 30 % P _{max}	1756	20,0%
31 - 50 % P _{max}	575	6,6%
51 - 70 % P _{max}	431	4,9%
71 - 90 % P _{max}	716	8,2%
> 90 % P _{max}	1210	13,8%
ВКУПНО	8759	100,0%



Слика 2.2 Реализираното часовно производство на ВЕЦ Богданци во периодот 01.09.2015 – 31.08.2016

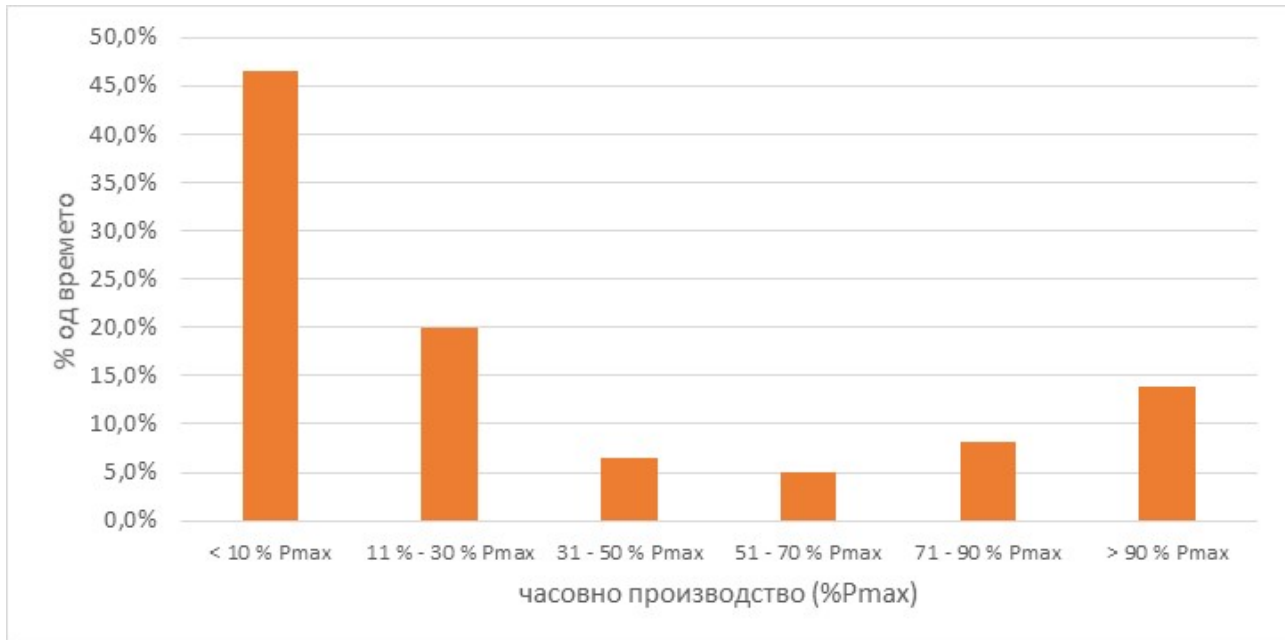


Слика 2.3 Реализираното часовно производство на ВЕЦ Богданци и прогноза на производството во разгледуваниот период



Слика 2.4 Часовните отстапувања на производството на ВЕЦ Богданци од прогнозата во периодот 01.11.2015 – 31. 08.2016

Траењето на поединечните временски распони на часовното производство на ВЕЦ Богданци се прикажани на табелата во продолжение и на сликата (Слика 2.5). Очигледно е дека околу половина од разгледуваното време, часовното производство изнесувало под 10 % од инсталираната моќност (< 3,68 MWh/h), а високо часовно производство поголемо од 90 % од инсталирана моќност (> 33,12 MWh/h) е забележано во 14 % од времето. Во 66,5 % од времето, часовното производство било под 20 % од инсталираната моќност (<7,4 MWh/h).



Слика 2.5 Распределба на поединечните распони на часовното производство на ВЕЦ Богданци во разгледуваниот период (производство во тек на една година)

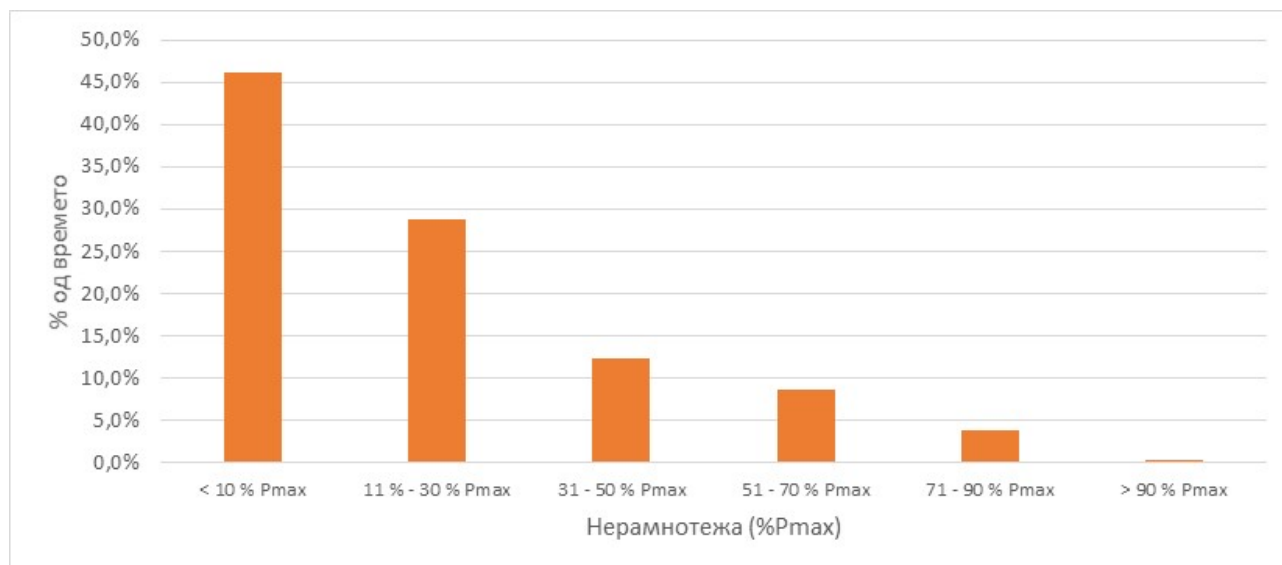
Табелата во продолжение и сликата (Слика 2.6) го прикажуваат траењето и учеството на траењето на поединечните распони на отстапувањата на реализираното часовно производство во однос на прогнозите на часовното производство на ВЕЦ Богданци во разгледуваниот период (10 месеци за кои постои прогноза за производството на ВЕЦ).

Табела 2.2 Траење на поединечните нивоа на часовен дебаланс за ВЕЦ Богданци (% од разгледуваното време)

Дебаланс (MWh/h)	Часови (h)	% од времето
< 10 % P _{max}	3372	46,1%
11 % - 30 % P _{max}	2107	28,8%
31 - 50 % P _{max}	900	12,3%
51 - 70 % P _{max}	630	8,6%
71 - 90 % P _{max}	285	3,9%
> 90 % P _{max}	24	0,3%
ВКУПНО	7318	100,0%

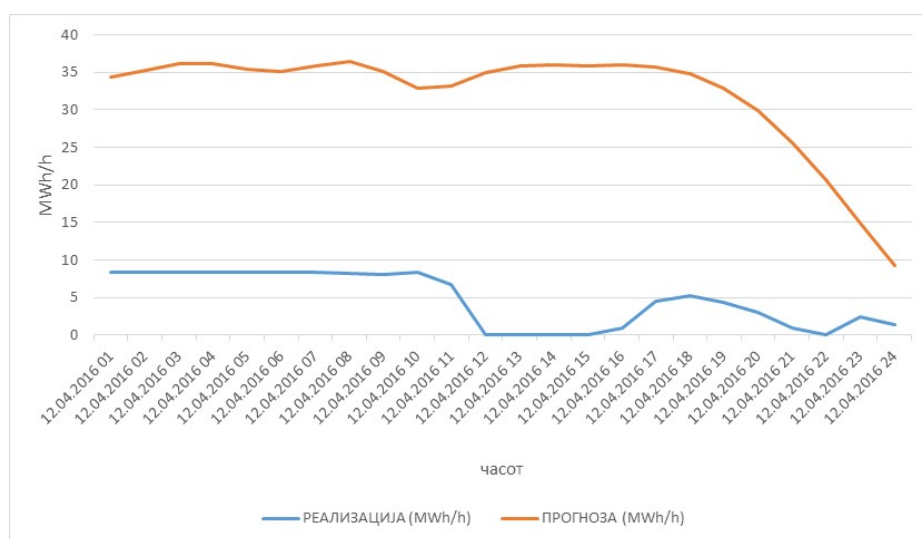
Грешката во прогнозата на часовното производство (дебаланс) била под 10 % од инсталираната моќност во околу 46 % од времето, а во вкупно 75 % од времето, грешката изнесувала под 20 % од инсталираната моќност на ВЕЦ. Грешките поголеми од 30 % од инсталираната моќност се забележани

во 25 % од времето, а грешките поголеми од 50 % $P_{\max}$ се забележани во 12,8 % од разгледуваното време (Слика 2.6). Доколку се отфрлат 1 % од сите најголеми грешки во прогнозата на производството на ВЕЦ Богданци, најголемото отстапување би изнесувало 29,6 MWh/h, односно 80,5 % $P_{\max}$.



Слика 2.6 Распределба на поединечните распони на часовен дебаланс на ВЕЦ Богданци (учество во разгледуваниот период)

Просечната грешка во прогнозата во разгледуваните 10 месеци, во рамките на кои се изведувала прогнозата на часовното производство на ВЕЦ Богданци (претпоставуваме дека прогнозата се изведувала ден однапред), изнесувала 7,5 MWh/h, односно околу 20,5 % во однос на инсталираната моќност на ВЕЦ Богданци. Таквото ниво на грешка е во рамките на очекувањата за поединечна ВЕЦ, за разлика од просечната грешка на прогнозата за група на ВЕЦ која е со значително пониска вредност (на пример во Р. Хрватска во 2015 година за група ВЕЦ со вкупна инсталирана моќност од 339 MW, просечната грешка на прогнозата изнесувала 9,81 % од инсталираните моќности на ВЕЦ. Во Германија со голем број на просторно дисперзирани ВЕЦ и со постабилен ветер, просечните грешки на прогнозите се со вредности под 5 %).

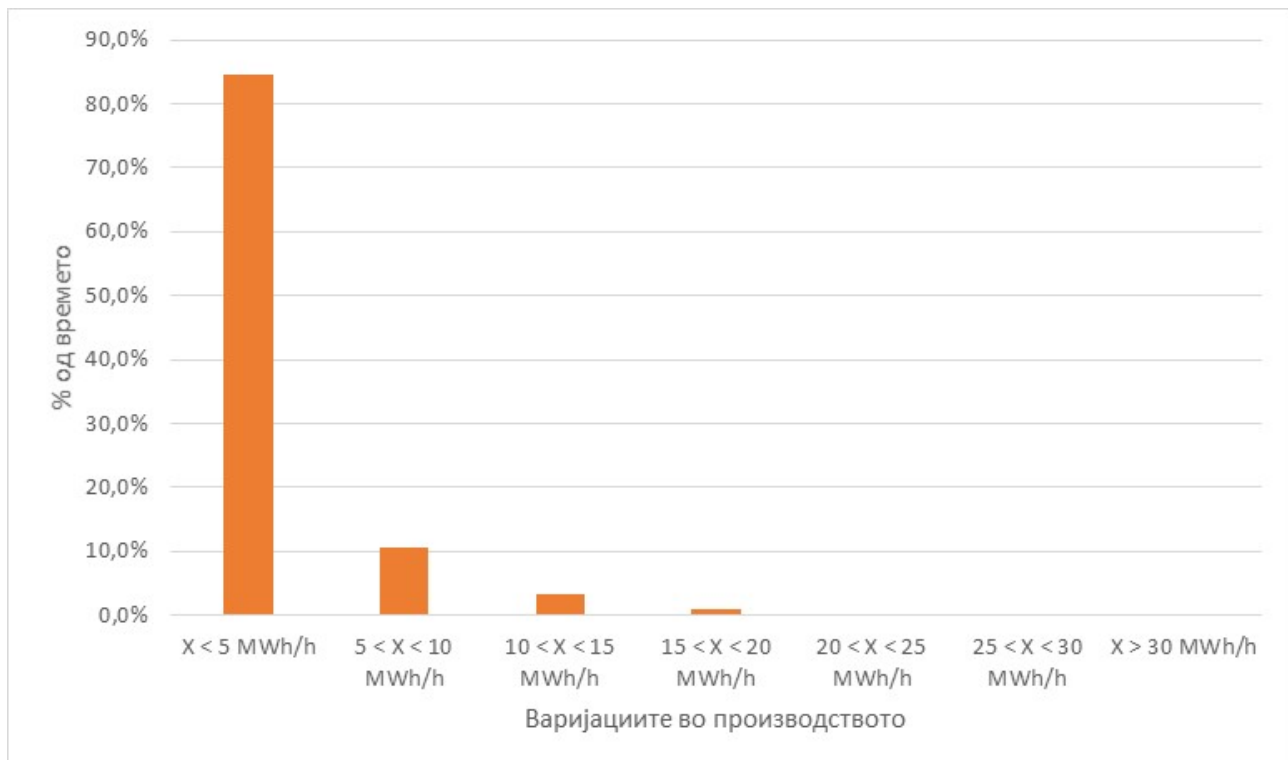


Слика 2.7 Часовно производство на ВЕЦ Богданци и прогноза на производството за денот со најголема грешка во прогнозата (12.04.2016)

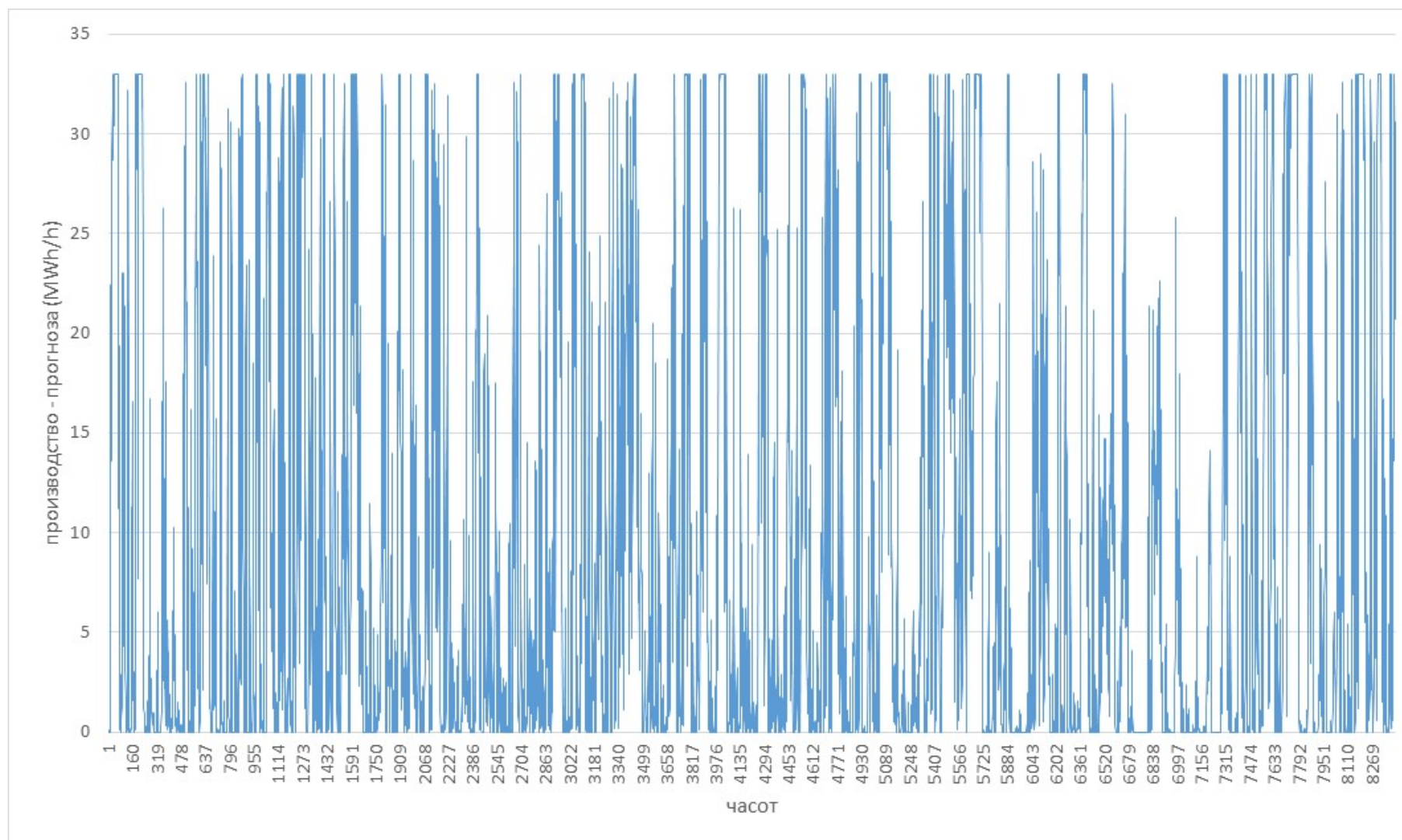
Најголемо отстапување на часовното производство на ВЕЦ Богданци во однос на прогнозата се случило на 12.04.2016 во 14 часот, кога реализираното производство изнесувало 0 MWh/h, а прогнозата била 36,06 MWh/h. Разгледуваниот ден континуирано се одржувала голема грешка на производството, бидејќи производството на ВЕЦ било значително помало од прогнозата, која укажувала на можно високо ниво на производството.

Добиените податоци за потенцијалната локација на новата ВЕЦ Богословец го претставуваат очекуваното часовното производство на ВЕЦ (Слика 2.9).

Максималното часовно производство на ВЕЦ Богословец во разгледуваниот период би изнесувало 33 MWh/h, а максималната часовна промена на производството помеѓу два последователни часови би изнесувала 30,6 MWh/h. Како што е прикажано на сликата во продолжение, промените на часовното производство на ВЕЦ Богословец спрема измерени вредности во најголем број на часови (во 85 % од времето) би биле под 5 MWh/h, а под 10 MWh/h во 95 % од времето, што би укажувало на фактот дека разгледуваната локација е карактеристична по многу стабилен ветер (Слика 2.8).



Слика 2.8 Распределба на поединечните распони на промена на часовното производство на ВЕЦ Богословец (учества во разгледуваниот период)



Слика 2.9 Прогнозирано часовно производство на ВЕЦ Богословец во непознат период од 8424 часови

2.1.2 Реализирано и прогнозирано часовно производство на фотонапонските електрични центри и отстапувања на производството од прогнозата

Сликите во продолжение (Слика 2.10 - Слика 2.12) го прикажуваат измереното (реализираното) часовно производство на сите постоечки ФНЕЦ во РМ ($P_{\max} = 16,66 \text{ MW}$ на крајот на 2015 година⁵) во разгледуваниот период, прогнозата на производството и отстапувања на реализираните и прогнозираните вредности на часовното производство (реализација минус прогноза).

Отстапувањата на реализираните од прогнозираните вредности (дебаланс) имаат позитивен предзнак ако реализацијата е поголема од прогнозата. Ова би предизвикало активација на регулационата P/f резерва надолу (намалување на производството на конвенционалните електрични центри со претпоставка дека возните редови се составени ден однапред спрема прогнозата на часовното производство на ФНЕЦ и ФНЕЦ е единствен извор на дебаланс во системот). Отстапувањата имаат негативен предзнак ако реализацијата е помала од прогнозата, што би предизвикало активација на регулационата P/f резерва нагоре (зголемување на производството на конвенционалните електрични центри).

Во разгледуваниот период од година дена, сите ФНЕЦ произвеле вкупно 20,635 GWh ЕЕ, што дава вредност на еквивалентниот број на часови на работа годишно со максималната моќност од 1400 што е во рамките на очекувањата за разгледуваниот тип на ОИЕ.

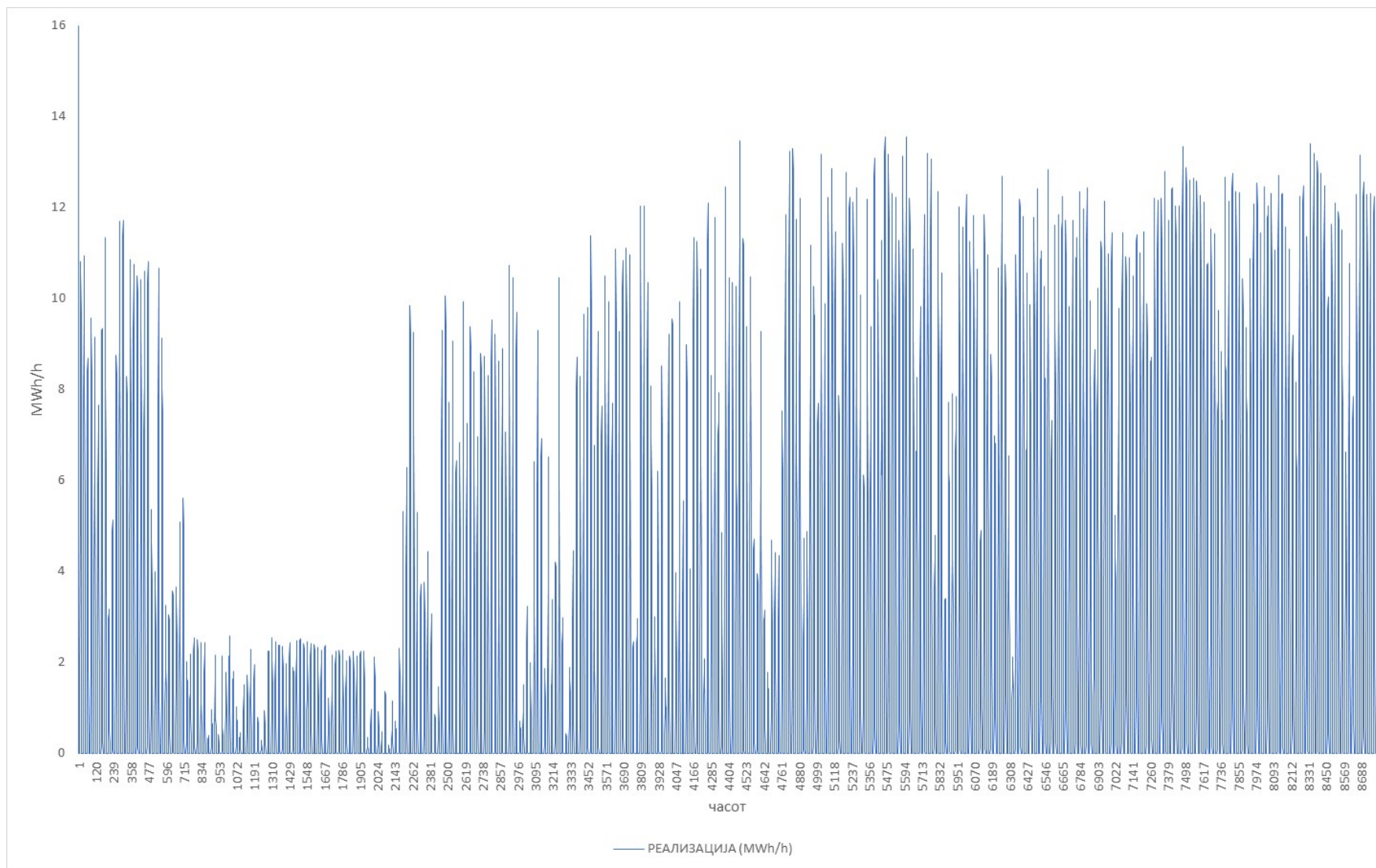
Максималното часовно производство изнесувало 13,56 MWh/h во разгледуваниот период, односно 81,4 % од инсталираните моќности на ФНЕЦ. Минималното часовно производство изнесувало 0 MWh/h.

Максималниот позитивен дебаланс (реализацијата поголема од прогнозата) изнесувал 2,41 MWh/h, односно 14,5 % од инсталираната моќност на ФНЕЦ. Максималниот негативен дебаланс (реализацијата помала од прогнозата) изнесувал -9,96 MWh/h, односно 59,8 % од инсталираните моќности на ФНЕЦ.

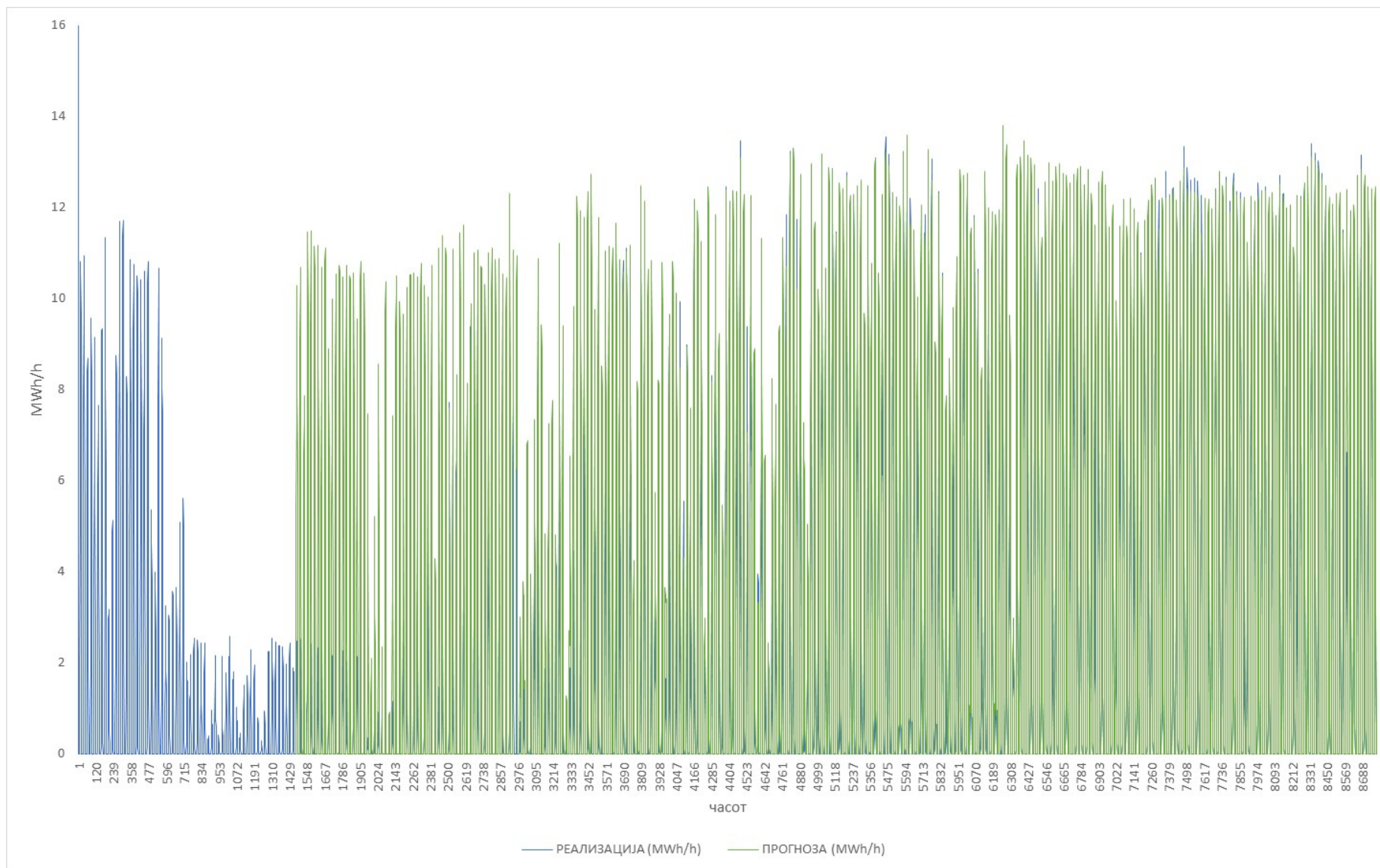
Согласно Слика 2.12, очигледно е дека дебалансот помеѓу реализираното часовно производство на сите ФНЕЦ и прогнозата на нивното производство, доминантно е со негативен предзнак, што значи грешките се најчесто предизвикани од потфрлање на производството на ФНЕЦ во однос на планот. Таквиот дебаланс би довел до активација на регулационата P/f резерва во системот во насока нагоре. Грешките во кои часовното производство е поголемо од прогнозата биле ретки и се со значително помали вредности.

Траењето на поединечните распони на часовното производство на сите ФНЕЦ, прикажани се на табелата во продолжение и сликата (Слика 2.13). Од нив се гледа дека преку 66 % од разгледуваното време, часовното производство изнесувало под 10 % од инсталираната моќност ($< 1,67 \text{ MWh/h}$). Високо часовно производство поголемо од 90 % од инсталираната моќност ($> 14,99 \text{ MWh/h}$) не е забележано, а часовно производство поголемо од 80 % од инсталираната моќност ($> 13,32 \text{ MWh/h}$) е забележано во само 0,1 % од времето, односно во пет разгледувани часови. Во 79 % од времето, часовното производство било под 20 % од инсталирана моќност на сите ФНЕЦ ($< 3,3 \text{ MWh/h}$).

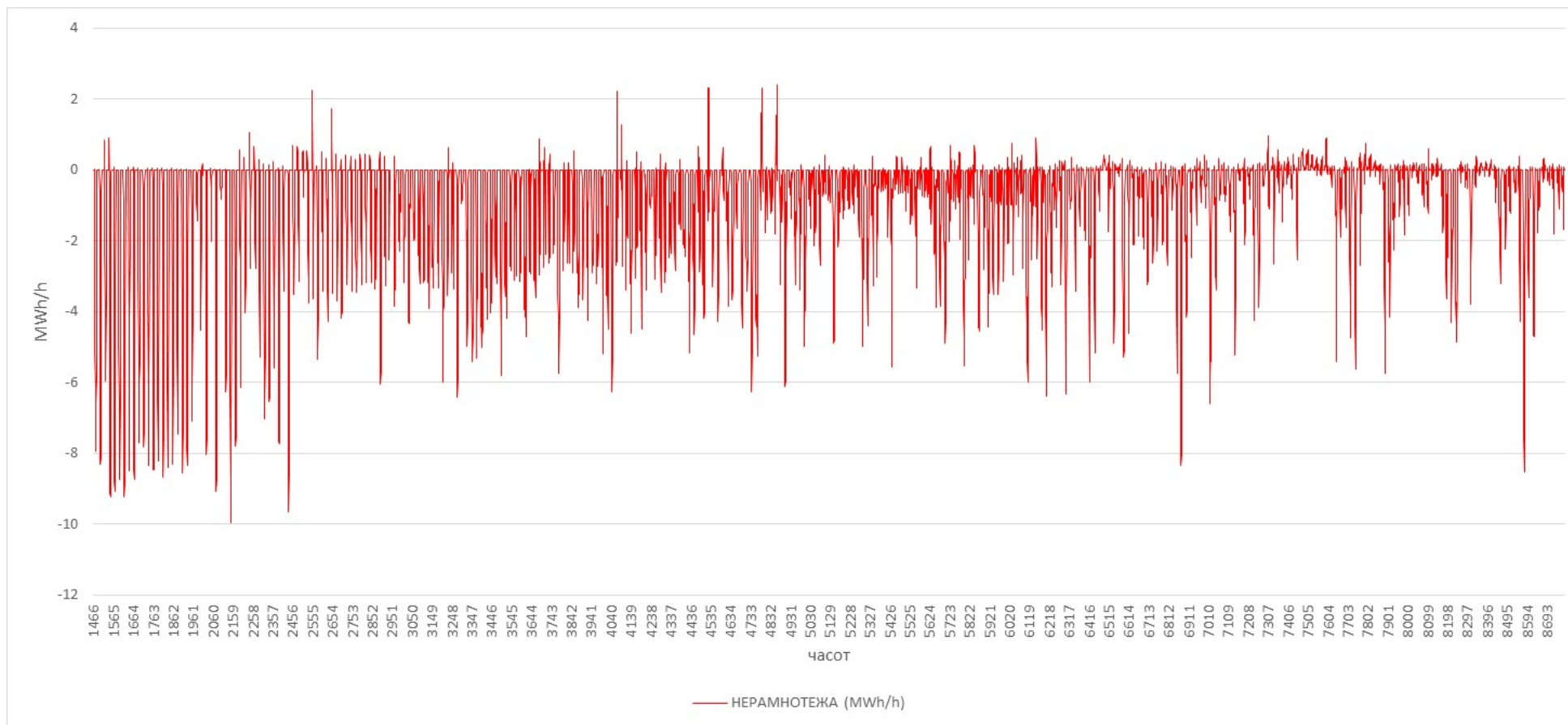
⁵ При анализата на часовното производство и прогнозата на производството на ФНЕЦ, земена е предвид динамиката на изградба на новите ФНЕЦ во 2015 година (разликата на почетокот и крајот на 2015 година е 1.9 MW, односно разликата во инсталираната моќност на ФНЕЦ од 01.09.1. 9.2015 до 31.12.2015 година е 0,57 MW).



Слика 2.10 Реализираното часовно производство на сите ФНЕЦ во периодот 01.09.2015 – 31.08.2016



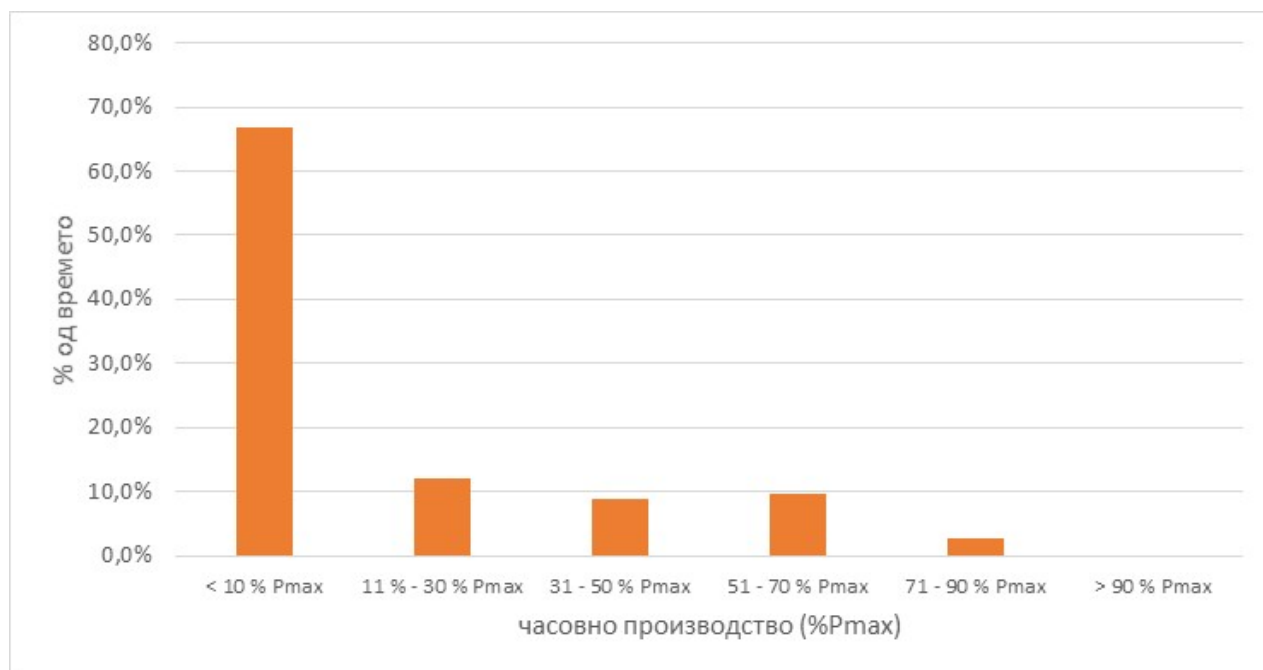
Слика 2.11 Реализираното часовно производство на сите ФНЕЦ и прогноза на производството во разгледуваниот период



Слика 2.12 Часовни отстапувања на производството на сите ФНЕЦ во однос на прогнозата во периодот 01.11.2015. – 31.08.2016

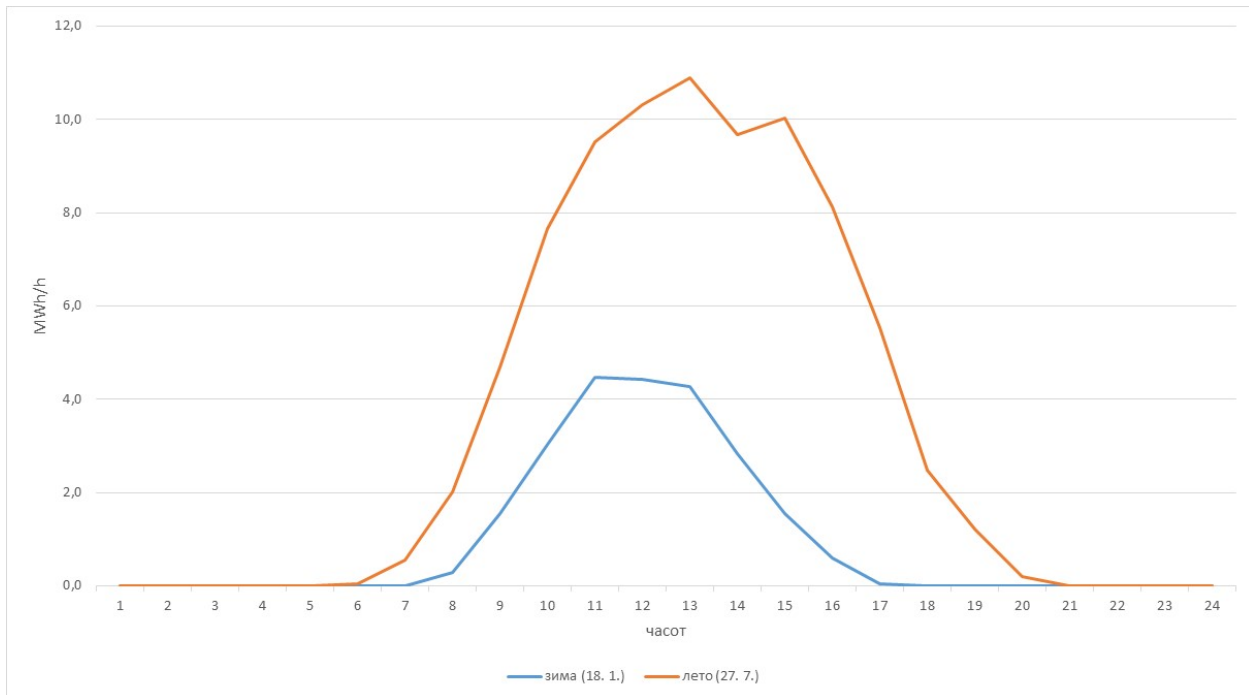
Табела 2.3 Траење на поединечните нивоа на часовно производство на сите ФНЕЦ во РМ (% од разгледуваното време)

Производство (MWh/h)	Часови (h)	% од времето
< 10 % P _{max}	5860	66,7%
11 % - 30 % P _{max}	1068	12,2%
31 - 50 % P _{max}	766	8,7%
51 - 70 % P _{max}	853	9,7%
71 - 90 % P _{max}	236	2,7%
> 90 % P _{max}	0	0,0%
ВКУПНО	8783	100,0%



Слика 2.13 Распределба на поединечните распони на часовното производство на ФНЕЦ во разгледуваниот период (производство во тек на една година)

ФНЕЦ се карактеристични по нивната типична дневна крива на часовно производство, која има облик на своно и со тоа прогнозата на нивното часовно производство ден однапред е многу поточна во споредба со прогнозата на производството кај ВЕЦ (на дневна основа ВЕЦ се понепредвидливи ОИЕ од ФНЕЦ). Сликата во продолжение го прикажува часовното производство на сите ФНЕЦ за типичен зимски и летен ден. Кривата во облик на „своно“ во зимскиот ден е доста стесната (производството е возможно во дневниот период од 8h до 16h), а максималната точка е значително пониска од инсталираната моќност на сите ФНЕЦ. Во типичен летен ден, периодот на производство е поширок (од 6h до 20h), а дневниот максимум на производство е значително поблиску до вкупната инсталирана моќност на сите ФНЕЦ. Грешките во прогнозата се најчесто резултат на доаѓање на облачно време, кое не било предвидено ден однапред, затоа отстапувањата имаат доминантно негативен предзнак, односно производството е помало од очекуваните вредности.



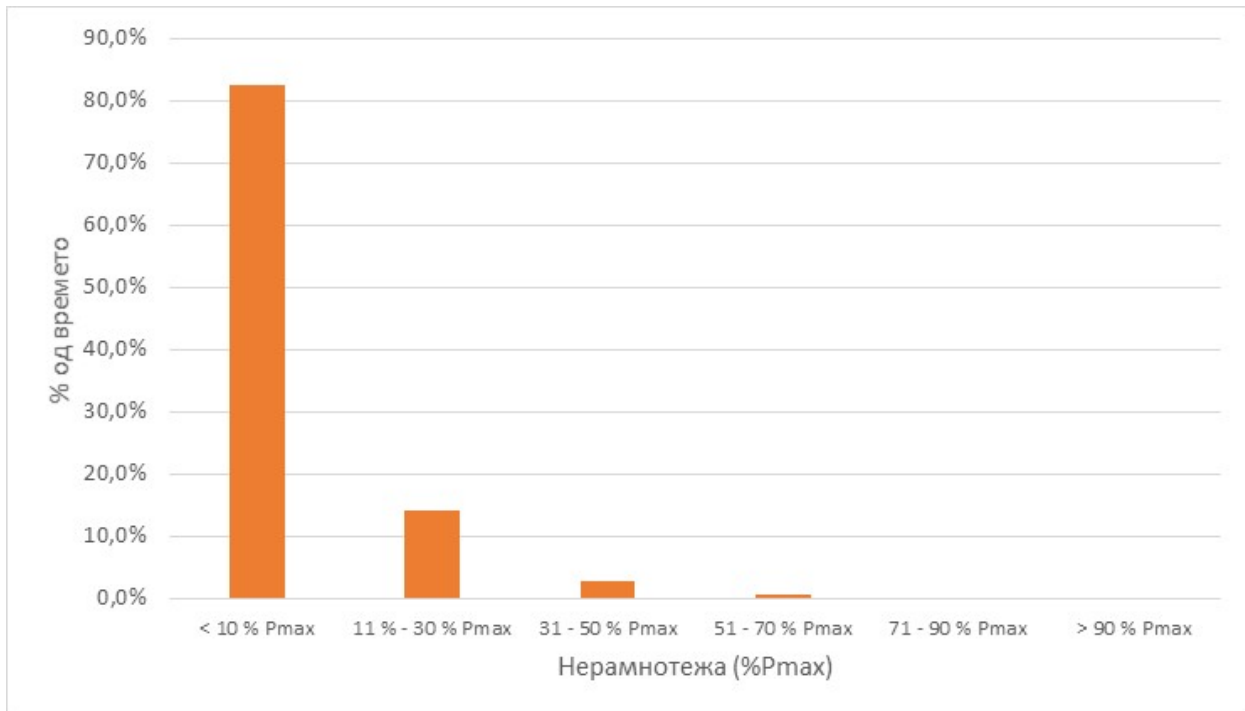
Слика 2.14 Часовно производство на ФНЕЦ во РМ за типичен зимски и летен ден

Табелата во продолжение и сликата (Слика 2.15), ги прикажуваат траењето и учеството во траењето во разгледуваниот период (10 месеци за кои постои прогноза на производството на ФНЕЦ) на поединечните распони на отстапувањето на часовното производство и прогнозата на часовното производство на ФНЕЦ. Грешката во прогнозата на часовното производство (дебалансот) била под 10 % од инсталираната моќност во околу 82 % од времето, а во вкупно 96,5 % од времето изнесувала под 20 % од инсталираната моќност на ФНЕЦ. Грешките поголеми од 30 % од инсталираната моќност се 3,5 % од времето, а грешките преку 50 % $P_{\max}$ се забележани само во 0,6 % од разгледуваното време. Доколку се отфрлат 1 % од сите најголеми грешки во прогнозата на ФНЕЦ, најголемо отстапување би изнесувало 7,6 MWh/h, односно 45,5 % $P_{\max}$.

Просечната грешка на прогнозата во разгледуваните 10 месеци, во рамките на кои се изведувала прогнозата на часовното производство на ФНЕЦ (претпоставено е дека прогнозата се вршела ден однапред), изнесувала 0,8 MWh/h, односно околу 5 % во однос на инсталирана моќност на сите ФНЕЦ.

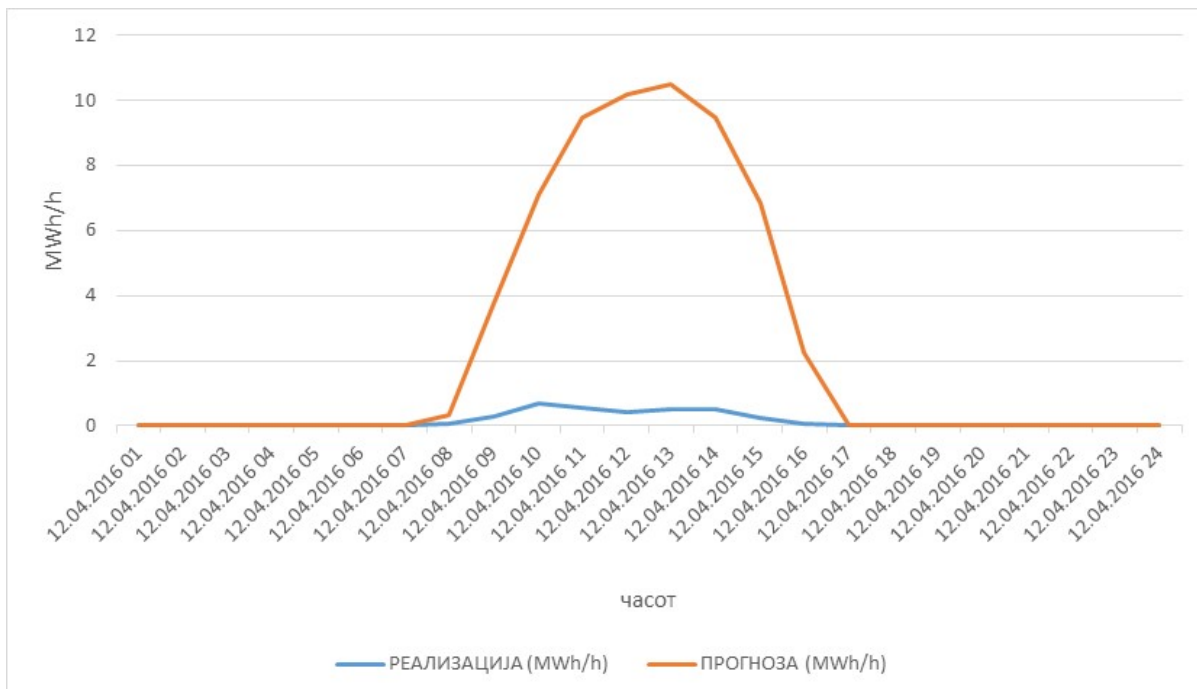
Табела 2.4 Траење на поединечните нивоа на часовен дебаланс за сите ФНЕЦ (% од разгледуваното време)

Дебаланс (MWh/h)	Часови (h)	% од времето
< 10 % $P_{\max}$	6015	82,4%
11 % - 30 % $P_{\max}$	1030	14,1%
31 - 50 % $P_{\max}$	212	2,9%
51 - 70 % $P_{\max}$	42	0,6%
71 - 90 % $P_{\max}$	0	0,0%
> 90 % $P_{\max}$	0	0,0%
ВКУПНО	7299	100,0%



Слика 2.15 Распределба на поединечните распони на часовна нерамнотежа на ФНЕЦ (учества во разгледуваниот период)

Од сите разгледувани часови во рамките на кои се изведувала прогнозата на производството на ФНЕЦ (вкупно 7299 часови во разгледуваниот период), во вкупно 3491 часови (47,8 % од разгледуваното време), забележана е негативна грешка (производството е помало од прогнозата), а во 2000 часови (27,4 % од разгледуваното време) позитивна грешка (прогнозата е помала од производството). Во 1808 часови (24,8 % од разгледуваното време) производството и прогнозата изнесувале 0 MWh/h.



Слика 2.16 Часовно производство на ФНЕЦ и прогноза на производството во денот со најголема грешка (29. 11. 2015)

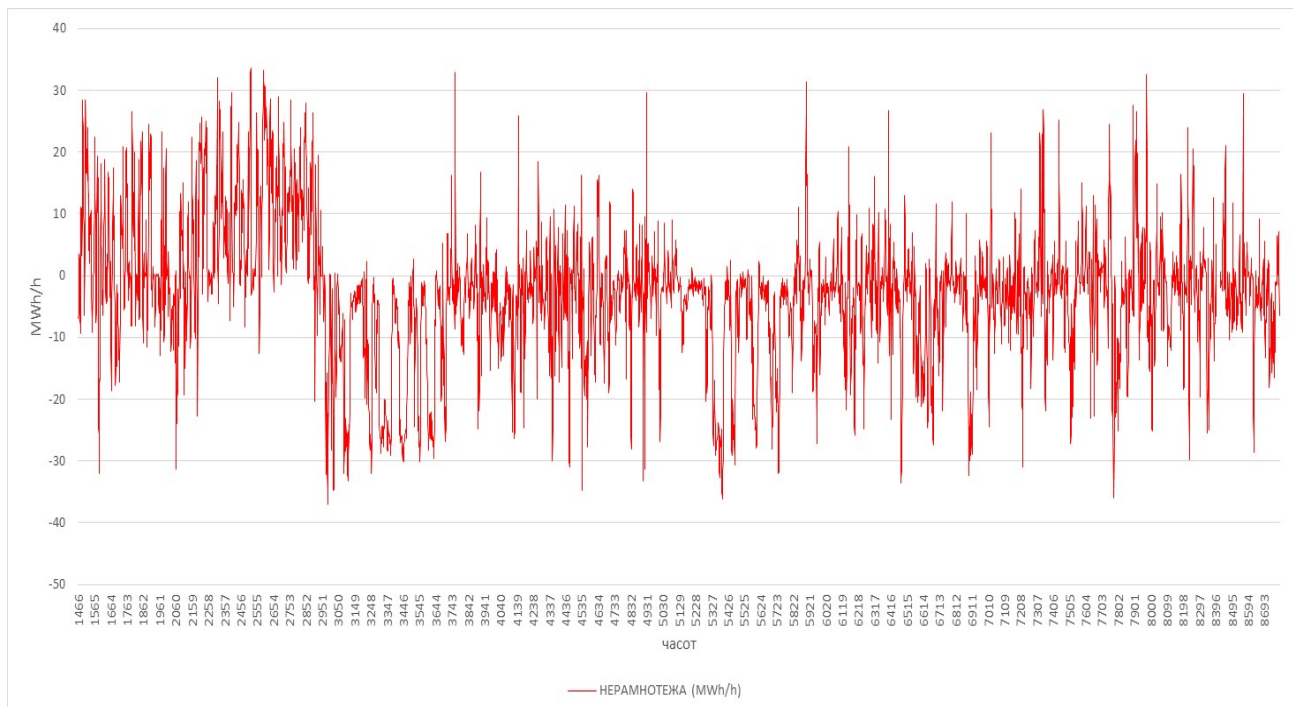
Најголемо отстапување на часовното производство на ФНЕЦ во однос на прогнозата се случило на 29.11.2015 во 13 часот, кога реализираното производство изнесувало 0,52 MWh/h, а прогнозата била 10,49 MWh/h. За разгледуваниот ден континуирано се одржувала висока грешка на производството, бидејќи производството на ФНЕЦ било значително помало од прогнозата, која укажувала на можно високо ниво на производство.

2.1.3 Реализирано и прогнозирано истовремено часовно производство на ветерната електроцентрала Богданци и сите фотонапонски електрични центри и отстапувања на вкупното истовремено производство од прогнозата

Во ова поглавје се сумирани податоците за часовното производство на ВЕЦ Богданци и сите ФНЕЦ во РМ, во периодот од 01.09.2015 до 31.08.2016 година, доставени од страна на МЕПСО и податоците за прогнозата на производството за ВЕЦ Богданци и ФНЕЦ во периодот од 01.11.2015 до 31.08.2016 година. Ова е со цел да се разгледа вкупните отстапувања во рамките на системот, кои настанале заради грешка во прогнозата на овие ОИЕ и за да се одреди какво влијание на тие отстапувања има единствената изградена ВЕЦ со моќност 36,8 MW и сите изграден ФНЕЦ со вкупна моќност 16,66 MW. Со оглед што за ВЕЦ Богданци недостасуваат мерења за денот 16.08.2016 година. Овој ден е отфрлен при разгледувањето.

Вкупната инсталирана моќност на ВЕЦ Богданци и сите ФНЕЦ изнесува 53,45 MW (36,8 MW + 16,66 MW) и сите резултати се изразен во однос на таа вредност.

Максималното часовно производство на ВЕЦ и ФНЕЦ во разгледуваниот период од година дена изнесувало 47,4 MWh/h, односно 88,6 % од вкупната инсталирана моќност. Минималното часовно производство изнесувало 0 MWh/h.



Слика 2.17 Часовни отстапувања на производството на ВЕЦ Богданци и сите ФНЕЦ од прогнозата во периодот 01.11. 2015 – 31.08.2016

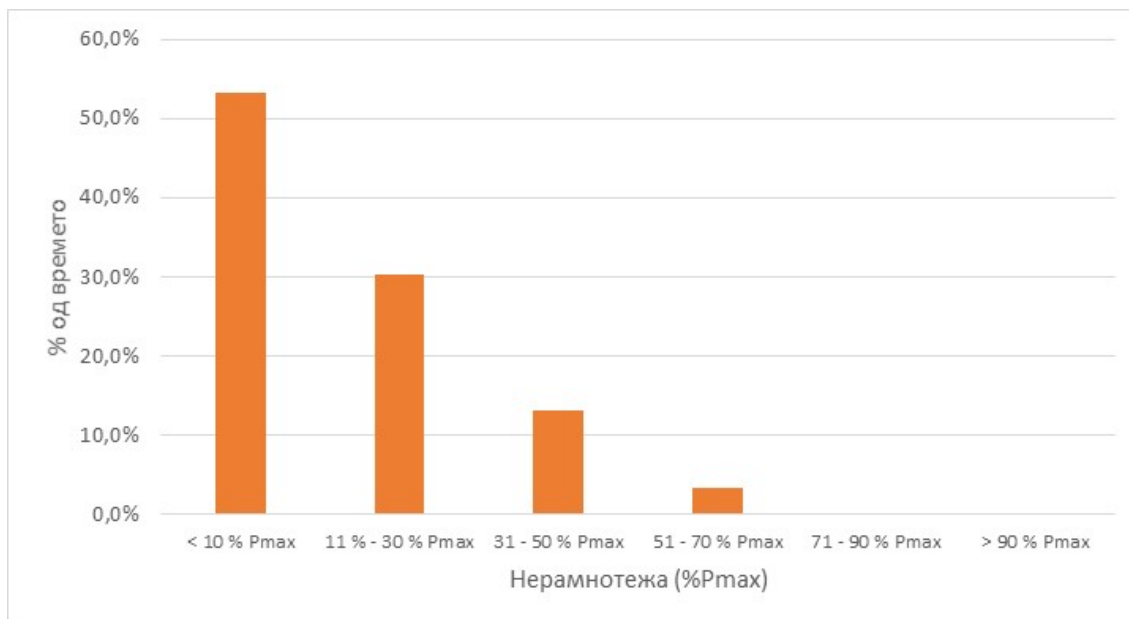
Максималниот позитивен дебаланс заради грешката во производството на ВЕЦ и ФНЕЦ изнесувал 33,6 MWh/h, односно 62,9 % од вкупната инсталирана моќност, а максималниот негативен дебаланс изнесувал -37 MWh/h, односно 69,2 % од вкупната инсталирана моќност.

Просечната грешка изнесувала 7,9 MWh/h, односно 14,7 % од вкупната инсталирана моќност на ВЕЦ Богданци и сите ФНЕЦ. Доколку се отфрлат од разгледувањето 1 % најголеми отстапувања, максималниот дебаланс предизвикан од отстапувањето на истовременото производство од прогнозата на производството на ВЕЦ Богданци и ФНЕЦ, изнесувала 29,9 MWh/h што е 56 % од вкупната инсталирана моќност.

Вкупното часовно производство на ВЕЦ Богданци и сите ФНЕЦ во разгледуваниот период, најчесто било под 10 % од вкупната инсталирана моќност (37,3 % од разгледуваното време), помеѓу 10 % и 30 % од инсталираната моќност (31,2 %) и помеѓу 50 % и 70 % од инсталираната моќност (18,8 % од разгледуваното време). Часовно производство над 70 % од инсталираната моќност, забележано е само во 3,9 % од времето, а во ниту еден час не било поголемо од 90 % од вкупната инсталирана моќност.

Табела 2.5 Траење на поединечните нивоа на часовен дебаланс за ВЕЦ Богданци и сите ФНЕЦ (% од разгледуваното време)

Дебаланс (MWh/h)	Часови (h)	% од времето
< 10 % P_{max}	3880	53,2%
11 % - 30 % P_{max}	2214	30,4%
31 - 50 % P_{max}	960	13,2%
51 - 70 % P_{max}	240	3,3%
71 - 90 % P_{max}	0	0,0%
> 90 % P_{max}	0	0,0%
ВКУПНО	7294	100,0%



Слика 2.18 Распределба на поединечните распони на часовен дебаланс за ВЕЦ Богданци и ФНЕЦ (учества во разгледуваниот период)

Часовните отстапувања на производството и прогнозата за ВЕЦ Богданци и сите ФНЕЦ се дадени во претходната табела и слика. Во 53 % од времето отстапувањата биле помали од 5,345 MWh/h (10 % од вкупната инсталирана моќност), а само во 3,3 % од времето вкупните отстапувања биле поголеми од 37,4 MWh/h (70 % од инсталираната моќност).

Факторот на корелација помеѓу отстапувањата на производството на ВЕЦ Богданци од вкупните отстапувања на ВЕЦ и ФНЕЦ, изнесува 0,99, додека факторот на корелација помеѓу отстапувањата на производството на сите ФНЕЦ од вкупните отстапувања на ВЕЦ и ФНЕЦ изнесува само 0,09, што укажува на фактот дека во вкупниот дебаланс во системот заради отстапувањата на ВЕЦ Богданци и сите ФНЕЦ на постоечкото ниво на нивна изграденост, ВЕЦ има доминантно влијание на тие отстапувања и е главна причина за нив.

Во претходната анализа за разгледуваните ВЕЦ со вкупна моќност 36,8 MW и ФНЕЦ со вкупна моќност 16,66 MW на крајот на годината, сите отстапувања на производството на ВЕЦ од прогнозата, како и отстапувањата на производството на ФНЕЦ од прогнозата, изразени се процентуално од инсталираната моќност на разгледуваните ВЕЦ и ФНЕЦ и пресметан е факторот на корелација на вкупните отстапувања (предизвикани од грешките во прогнозата на производството на ВЕЦ и ФНЕЦ) и отстапувањата на производството на секој разгледуван тип на ОИЕ (посебно ВЕЦ и посебно ФНЕЦ). Така пресметаниот фактор на корелација за ВЕЦ изнесува 0,95, а за ФНЕЦ изнесува 0,27, што значи вкупните отстапувања настанати заради грешките во прогнозата на производството на ВЕЦ и ФНЕЦ доминантно ги предизвикува ВЕЦ, без оглед на нејзината 2,2 пати поголема инсталирана моќност од инсталираната моќност на сите ФНЕЦ на крајот на 2015 година.

Во разгледуваниот период за кој постојат податоци за часовното производство на ВЕЦ и ФНЕЦ, како и за прогнозата на нивното производство, во 30,9 % од времето грешките во прогнозата на производството на ВЕЦ и ФНЕЦ се поништувале меѓусебно (ВЕЦ произведувала повеќе од планот, а ФНЕЦ произведувале помалку од планот или обратно), во 42,9 % од времето грешките се суперпонирале (ВЕЦ произведувала повеќе од планот и ФНЕЦ произведувале повеќе од планот или ВЕЦ и ФНЕЦ произведувале помалку од планот), додека во 26,2 % од времето грешката во прогнозата на производството на ВЕЦ или на ФНЕЦ била еднаква на нула (првенствено заради тоа што во нокните часови прогнозата на производството на ФНЕЦ еднаква е на нула), па не можат да се споредуваат насоките на грешките на прогнозите на производството на двата типа на ОИЕ. Спрема тоа, не е возможно да се претпостави дека грешките во прогнозата на производството на ВЕЦ и ФНЕЦ секогаш меѓусебно ќе се поништуваат, а регулационата резерва во системот потребно е да се димензионира на тој начин што ќе може да ги покрие заедничките грешки во прогнозата на овие типови на ОИЕ кои можат меѓусебно да се суперпонираат.

2.2 ПОДАТОЦИ ЗА ВКУПНИТЕ ОТСТАПУВАЊА ВО РАМКИТЕ НА ЕЕС И РЕАЛИЗИРАНИТЕ РАЗМЕНИ

МЕПСО поседува податоци за часовните отстапувања на производството од планот за производството на ХЕЦ, ТЕЦ и ВЕЦ Богданци и часовните отстапувања на дистрибутивниот конзум во однос на планот и конзумот на директно приклучените потрошувачи од планот, за целата 2015 година. Исто така, собрани се податоци и за разликата на планот за размени со вклучени компензациони програми и реализираните размени со соседните ЕЕС за секој час во 2015 година.

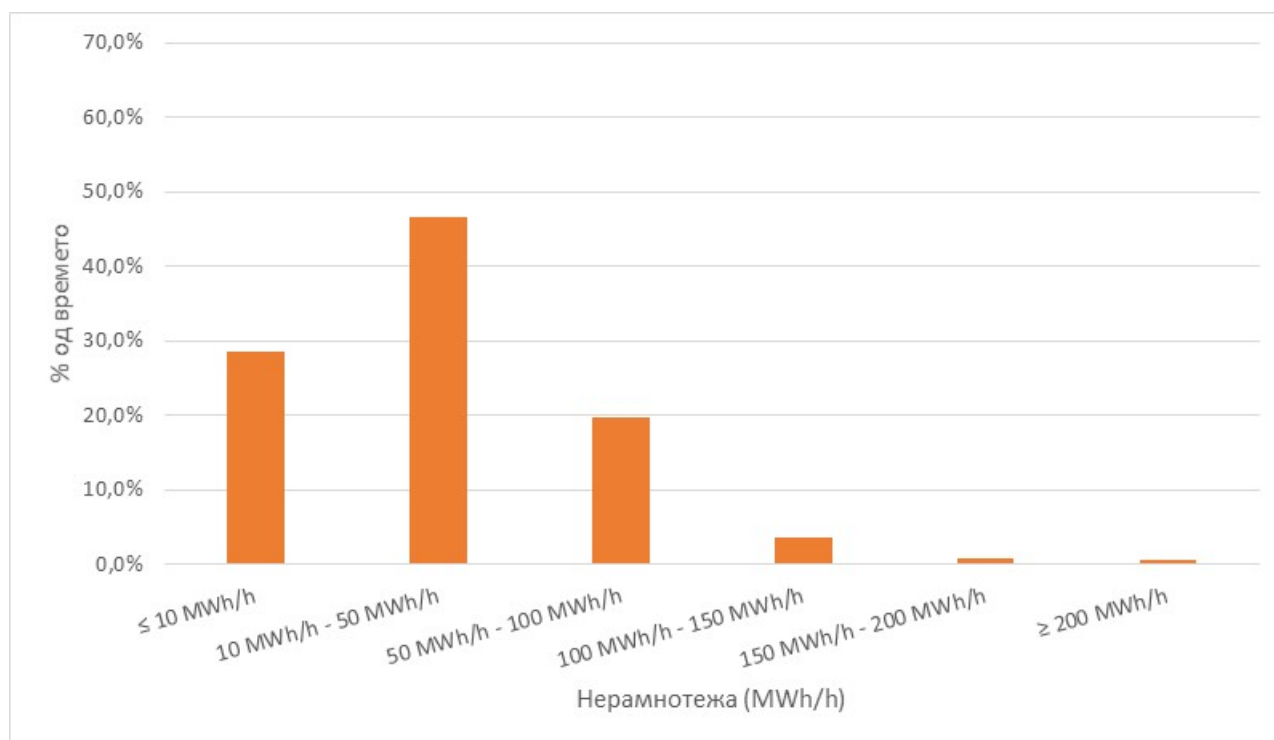
Врз основа на собраните податоци, можат да се анализираат поединечните причини за отстапувања во рамките на системот и да се процени расположливоста и доволноста на регулационите P/f резерви во системот. Анализата на оваа проблематика е дадена во продолжение на ова поглавје.

2.2.1 Отстапување на електричните центри од планот

ХЕЦ

Кривата на отстапувања на часовното производство на ХЕЦ од планот за производството на ХЕЦ, прикажана е на сликата во продолжение (Слика 2.21). Максималното часовно отстапување на производството на ХЕЦ од планот во 2015 година изнесувало 375 MWh/h во позитивна насока (разликата производството минус планот поголема од нула или еднакво на нула, односно реализацијата била поголема од планираното) и 129 MWh/h во негативна насока (разликата производството минус планот помала од нула, односно реализацијата била помала од планираното).

Максимално отстапување на производството на ХЕЦ од планот во 99 % часови било до вредност 176 MWh/h, а во 95 % часови до вредност 101,2 MWh/h.



Слика 2.19 Распределба на отстапувањата на часовното производство на ХЕЦ од планот (учества во разгледуваното време)

Просечното отстапување на производството од планот изнесувало 35,2 MWh/h во 2015 година, разгледувајќи ги апсолутните вредности на отстапувањата, но не и предзнакот на отстапувањата (позитивно или негативно).

Позитивни отстапувања се забележани во 5959 часови (68 % од времето), додека негативните отстапувања се забележани во 2801 часови (32 % од времето).

Со оглед што во рамките на ЕЕС на РМ, ХЕЦ се користат за обезбедување на P/f регулациони услуги во системот, не е возможно квалитативно да се оцени отстапувањето на нивното производство од возниот ред како извор на дебаланси во рамките на ЕЕС, бидејќи не постојат податоци за енергијата која ХЕЦ ја произвеле во регулационен режим на работа (врз основа на добиените податоци не е возможно да се одреди дали ХЕЦ отстапувале од возниот ред заради регулација во ЕЕС или заради непридржување до возните редови).

За да може врз основа на достапните податоци да се оцени работата на ХЕЦ и квалитетот на нивното учество во регулацијата на моќност и фреквенција, споредени се часовните отстапувања на производството на сите ХЕЦ од планот на денот однапред (возниот ред) и часовните отстапувања на прекуграничните размени од планот (со вклучени компензациски програми). Доколку ХЕЦ квалитетно учествувале во регулацијата, таквите отстапувања би требало да имаат различни предзнаци (едното отстапување позитивно, а другото отстапување негативно или обратно) односно потребно е да биде исполнето следното:

- Ако часовното отстапување на прекуграничните размени е со негативен предзнак (реализацијата на размената минус планот на размената помала од нула, односно системот е во недостиг на енергија) часовното отстапување на производството на ХЕЦ би требало да биде поголемо од нула односно да има позитивен предзнак (реализацијата на производството на ХЕЦ минус планот на производството на ХЕЦ поголема од нула, односно ХЕЦ произведуваат повеќе од планот, бидејќи системот има недостиг на енергија), или
- Ако часовното отстапување на прекуграничните размени е со позитивен предзнак (реализацијата минус планот на размената поголема од нула, односно системот има вишок на енергија), часовното отстапување на ХЕЦ би требало да биде помало од нула односно да има негативен предзнак (реализацијата на производството на ХЕЦ минус планот на производството на ХЕЦ помала од нула, односно ХЕЦ произведуваат помалку од планот, бидејќи системот има вишок на енергија).

Во случајот кога часовните отстапувања на прекуграничните размени и производството на ХЕЦ се со ист предзнак, тоа значи дека ХЕЦ не само што немале регулациона улога во системот, туку со отстапувањата на своето производство од планот дополнително ја влошиле рамнотежата во системот, која треба да се постигне во секој час.

Со анализа на податоците за 2015 година, може да се дојде до заклучок дека во 3759 часови, односно 42,9 % од времето, отстапувањата на прекуграничните размени и производството на ХЕЦ имаат иста насока (предзнак), што значи ХЕЦ во тоа време не обезбедувале услуга на регулација, додека во 5001 часови, односно 57,1 % од времето отстапувањата имаат различна насока (предзнак), што значи дека можеби тогаш ХЕЦ обезбедувале услуга на регулација (можеби, затоа што не е сигурно дали отстапувањата на производството на ХЕЦ од планот биле предизвикани од работа во регулационен режим или отстапувањата случајно имале спротивна насока од отстапувањата на прекуграничните размени).

Ваквото разгледување упатува на заклучок дека во рамките на ЕЕС на РМ, регулацијата на моќност и фреквенција моментално не се изведува квалитетно ниту пак на соодветен начин, а причината за тоа може да се бара во следното:

- МЕПСО обезбедувањето на помошните услуги од страна на ЕЛЕМ го плаќа паушално без оглед на реализацијата на услугите,
- МЕПСО моментално не ја прати вистинската реализација на помошните услуги од страна на ЕЛЕМ,
- Сите субјекти во рамките на ЕЕС не се финансиски одговорни за своите отстапувања, односно механизмот на балансирање не е поставен на задоволителен начин.

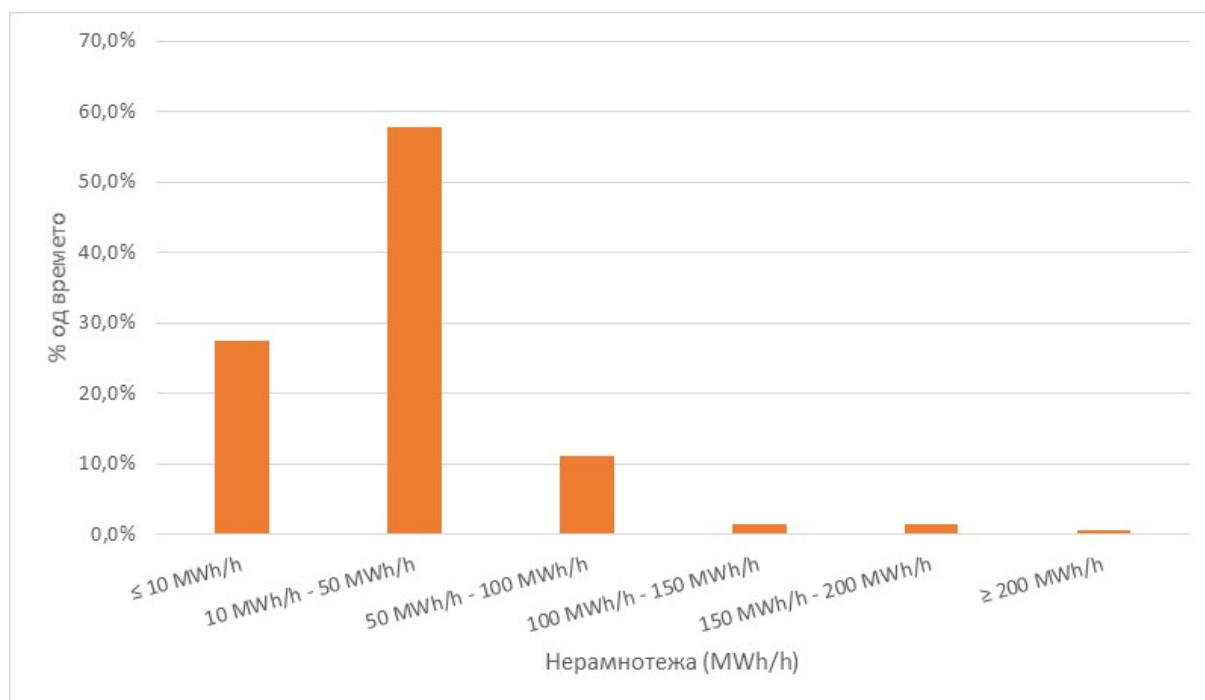
ТЕЦ

Кривата на отстапување на часовното производство на ТЕЦ од планот за производство на ТЕЦ, прикажана е на сликата во продолжение (Слика 2.22). Максималното часовно отстапување на

производството на ТЕЦ од планот, во 2015 година изнесувало 166 MWh/h во позитивна насока (разликата производството минус планот поголема од нула или еднакво на нула, односно реализацијата била поголема од планираното) и 362 MWh/h во негативна насока (разликата производството минус планот помала од нула, односно реализацијата била помала од планираното).

Максимално отстапување на производството на ТЕЦ од планот во 99 % часови било до вредност 183 MWh/h, а во 95 % часови до вредност 86 MWh/h. Просечното отстапување на производството од планот, изнесувало 29,7 MWh/h во 2015 година.

Позитивни отстапувања се забележани во 4184 часови (47,8 % од времето), додека негативни отстапувања се забележани во 4576 часови (52,2 % од времето).

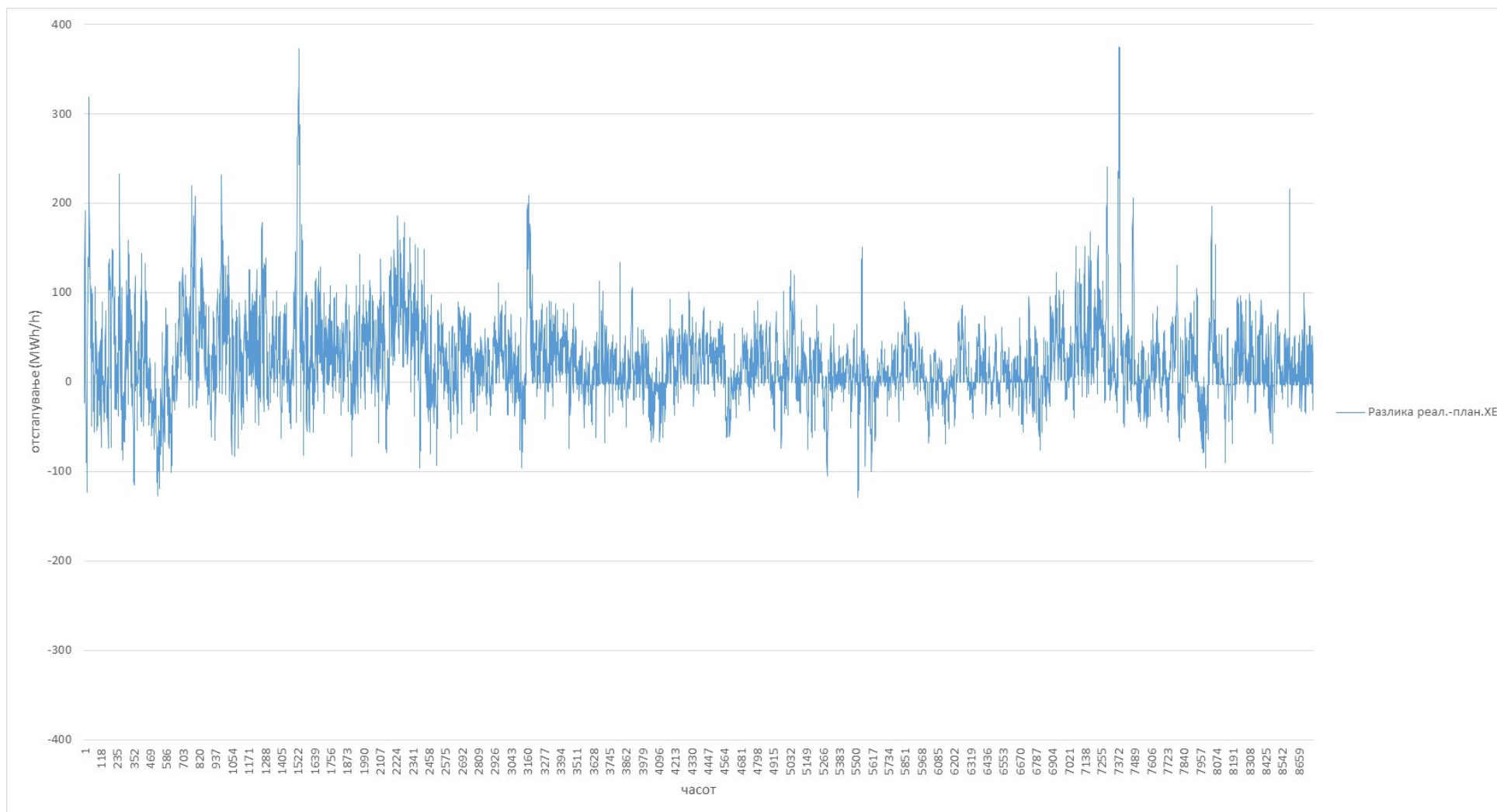


Слика 2.20 Распределба на отстапувањата на часовното производство на ТЕЦ од планот (учества во разгледуваното време)

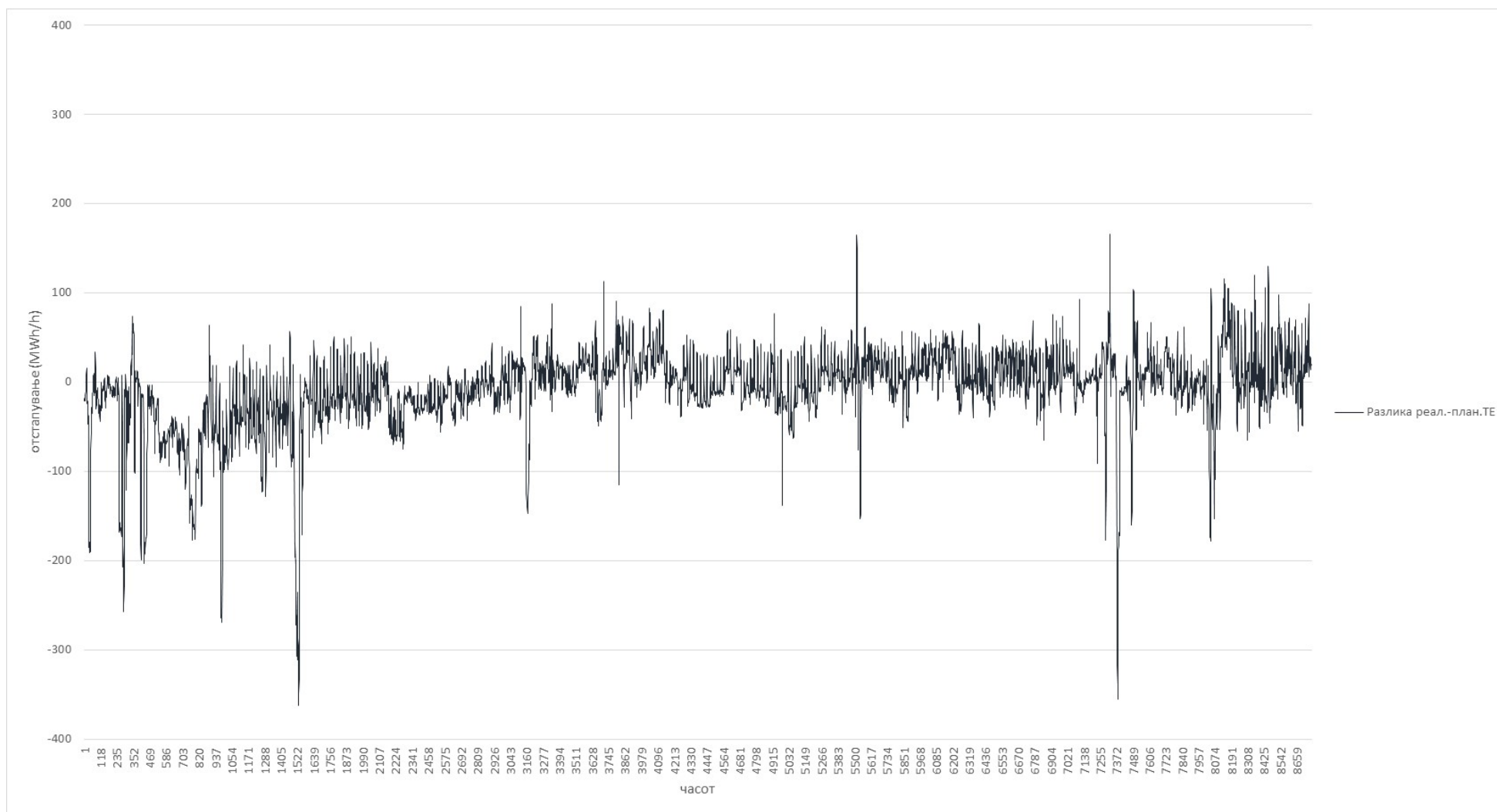
Анализираните податоци укажуваат на фактот дека промените (грешките) во планираното часовно производство на ТЕЦ, исто така се значителен извор на дебаланси во ЕЕС на РМ.

Причините за честите и значителни отстапувања на производството на ТЕЦ од планот, можат да бидат честите испади на термоблоковите, некавалитетното примарно гориво (јаглен), недоволна количина на примарно гориво и слично.

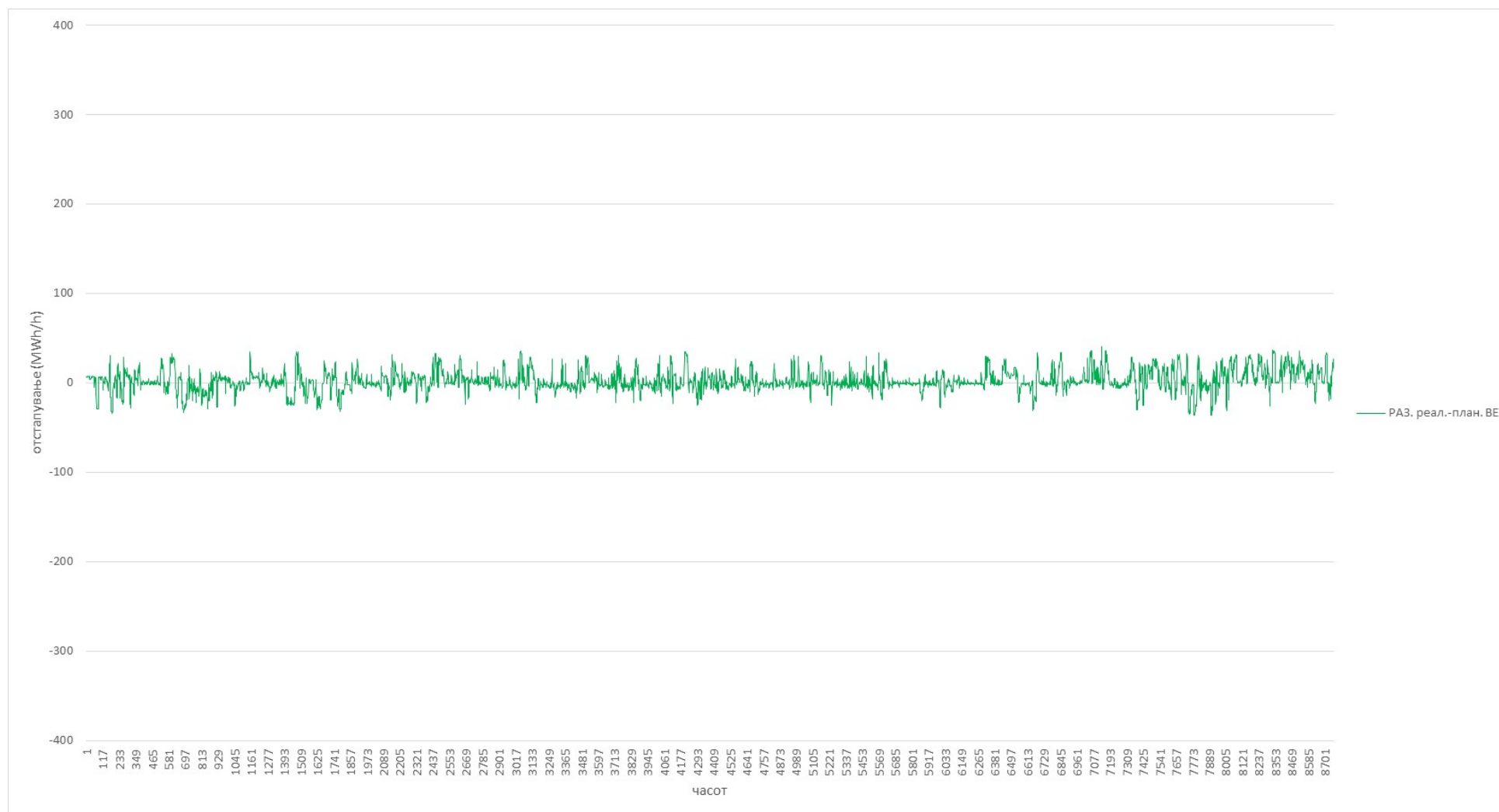
Бидејќи поголемиот дел од отстапувањата на ТЕЦ од планот се во распонот до 100 MWh/h (отстапувањата помали од таа вредност се забележани во 96,4 % од разгледуваното време, а отстапувањата помали од 50 MWh/h во 85,2 % од времето), може да се заклучи дека честите испади на термоблоковите не се доминантна причина за отстапувањата (ТЕЦ Битола е 234 MW, а ТЕЦ Осломеј 120 MW, ТЕЦ Неготино во разгледуваната 2015 година била надвор од работа), во спротивно отстапувањата поголеми од 100 MWh/h би биле многу почести. Затоа, најверојатна причина за отстапувањата треба да се бара во некавалитетното примарно гориво (јаглен), поради што термоблоковите не можат попрецизно да ги следат возните редови.



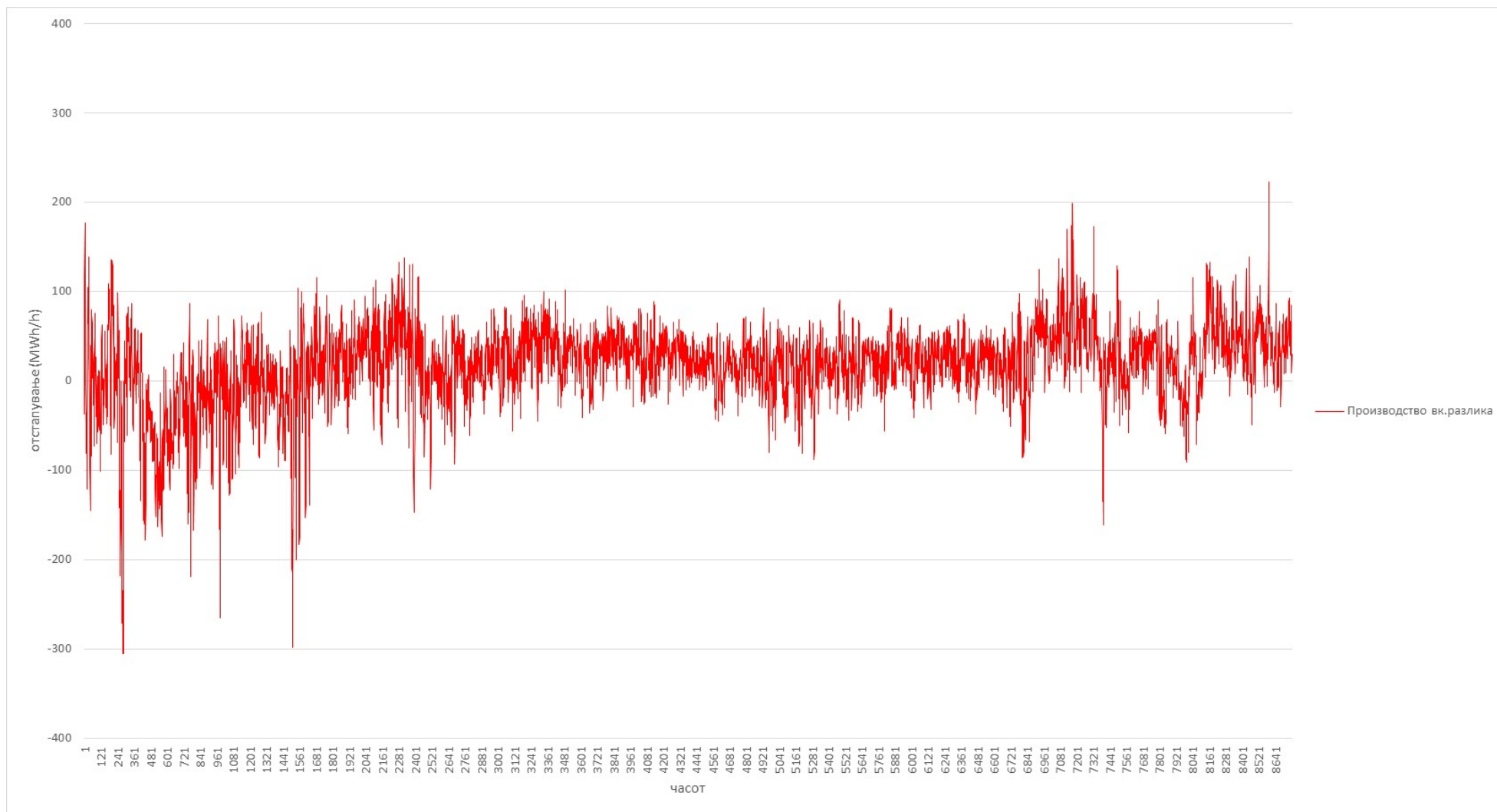
Слика 2.21 Отстапувањата на часовното производство на ХЕЦ од планот 2015 година



Слика 2.22 Отстапувањата на часовното производство на ТЕЦ од планот во 2015 година



Слика 2.23 Отстапувањата на часовното производство на ВЕЦ од планот во 2015 година



Слика 2.24 Отстапувањата на часовното производство на ХЕЦ, ТЕЦ и ВЕЦ од планот во 2015 година

ВЕЦ (ВЕЦ Богданци)

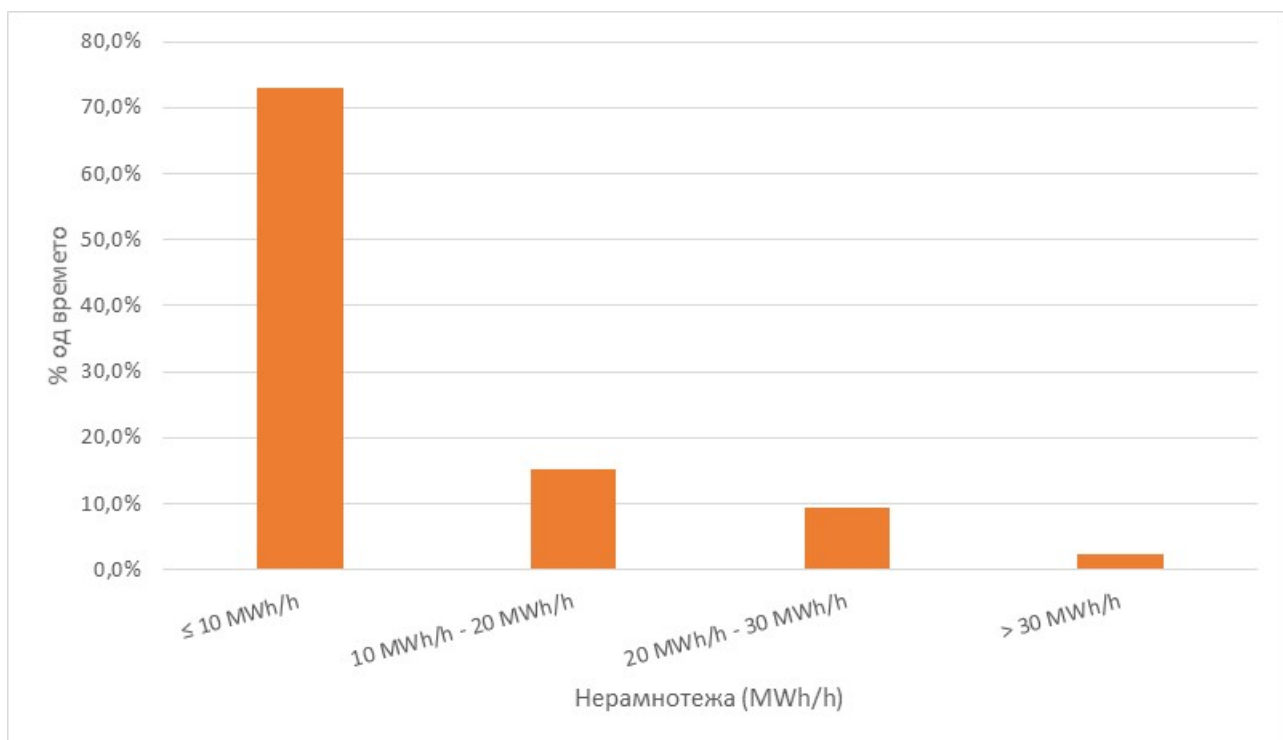
Кривата на отстапување на часовното производство на ВЕЦ од планот за производство на ВЕЦ, прикажана е на претходната слика (Слика 2.23).

Максималното часовно отстапување на производството на ВЕЦ од планот, во 2015 година изнесувало 41 MWh/h⁶ (36 MWh/h ако се занемарат два часа со очигледно погрешни податоци) во позитивна насока (разликата производството минус планот поголема од нула или еднакво на нула, односно реализацијата била поголема од планираното) и 36 MWh/h во негативна насока (разликата производството минус планот помала од нула, односно реализацијата била помала од планираното).

Максималното отстапување на производството на ВЕЦ од планот во 99 % часови било до вредност 34 MWh/h, а во 95 % часови до вредност 27 MWh/h.

Просечното отстапување на производството од планот, изнесувало 8,1 MWh/h во 2015 година.

Позитивни отстапувања се забележани во 4908 часови (56 % од времето), додека негативни отстапувања се забележани во 3852 часови (44 % од времето).



Слика 2.25 Распределба на отстапувањата на часовното производство на ВЕЦ од планот (учества во разгледуваното време)

Треба да се напомене дека отстапувањата на часовното производство на ВЕЦ прикажани во ова поглавје, се разликуваат од отстапувањата на часовното производство на ВЕЦ Богданци од прогнозата опишани во поглавјето 2.1.3, во делот од годината кога резултатите се преклопуваат (1. 11. 2015 – 31. 12. 2015), од што може да се заклучи дека се работи за прогнози од два различни извори. За да може да се одреди очекуваниот дебаланс во рамките на ЕЕС, заради грешката во прогнозата на

⁶ Очигледно е дека има грешка во доставените податоци, бидејќи инсталираната моќност на ВЕЦ Богданци е помала од наведеното отстапување.

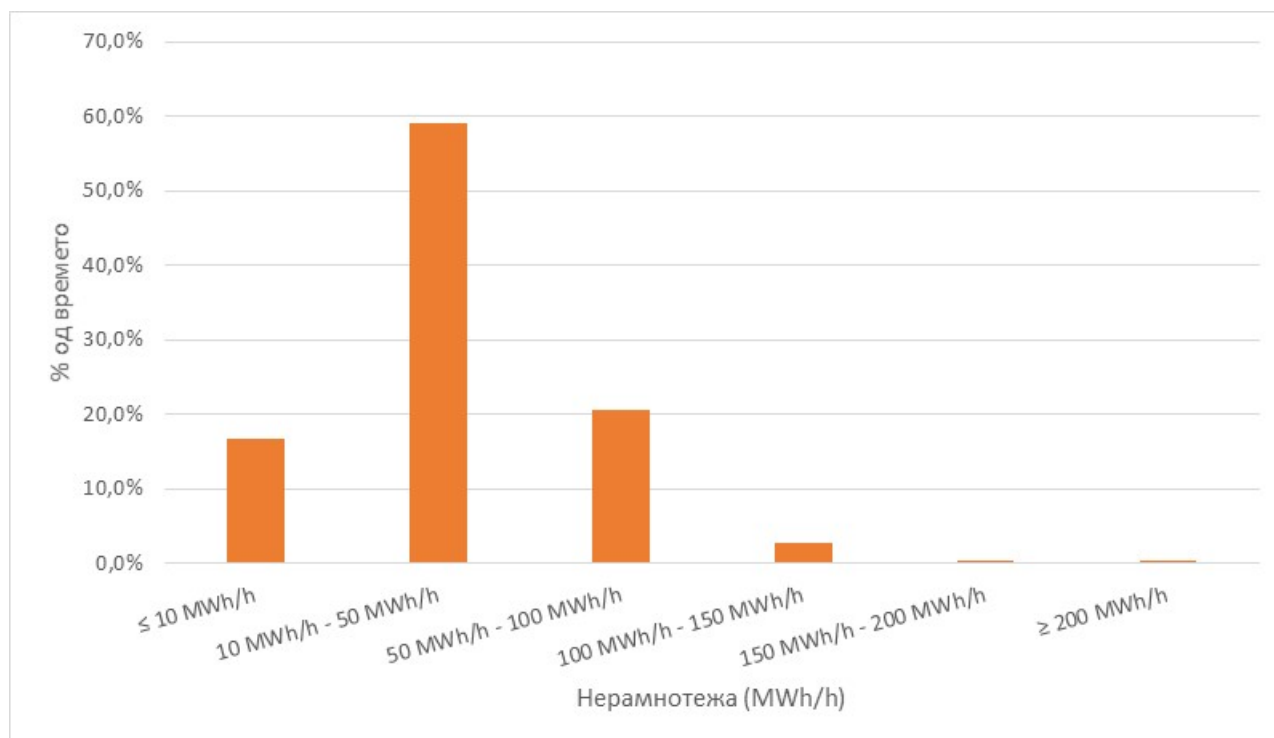
производството на ВЕЦ, треба да се има еден извор на прогноза, односно да се одреди во однос на кој извор се поставуваат возните редови ден однапред.

Во продолжение на оваа студија, како релевантни ќе се земаат прогнозите на производството на ВЕЦ Богданци, прикажани во поглавјето 2.1.3 од оваа студија.

Анализираните податоци укажуваат на фактот дека, промените (грешките) во планираното часовно производство на ВЕЦ Богданци, не се моментално значителен извор на дебаланси во рамките на ЕЕС на РМ, со оглед на многу поголемите дебаланси предизвикани од отстапувањата на часовното производство на останатите електрични центри (ХЕЦ и ТЕЦ) од планот.

Вкупни отстапувања на ХЕЦ, ТЕЦ и ВЕЦ Богданци од планот

Доколку ги разгледуваме сите електрични центри, чие производство се планирало однапред во 2015 година (ХЕЦ (не ги вклучуваат и малите ХЕЦ), ТЕЦ и ВЕЦ Богданци), а кои се доминантно во сопственост на АД ЕЛЕМ, кривата на часовни отстапувања на вкупното производство од планот, прикажана е на претходната слика (Слика 2.24).



Слика 2.26 Распределба на отстапувањата на часовното производство на ХЕЦ, ТЕЦ и ВЕЦ од планот (учества во разгледуваното време)

Максималното часовно отстапување на производството на сите електрични центри од планот, во 2015 година изнесувало 223 MWh/h во позитивна насока (разликата производството минус планот поголема од нула или еднакво на нула, односно реализацијата била поголема од планираното) и 305 MWh/h во негативна насока (разликата производството минус планот помала од нула, односно реализацијата била помала од планираното).

Максималното отстапување на производството на сите електрични центри од планот во 99 % часови било до вредност 136 MWh/h, а во 95 % часови до вредност 89,6 MWh/h.

Просечното отстапување на производството од планот, изнесувало 36,6 MWh/h во 2015 година.

Позитивни отстапувања се забележани во 6460 часови (73,7 % од времето), додека негативни отстапувања се забележани во 2300 часови (26,3 % од времето).

Доминантни биле отстапувањата во распон 10 MWh/h до 50 MWh/h (59 % од времето), а отстапувањата на производството поголеми од 100 MWh/h се забележани во 3,6 % од времето, односно во 312 часови.

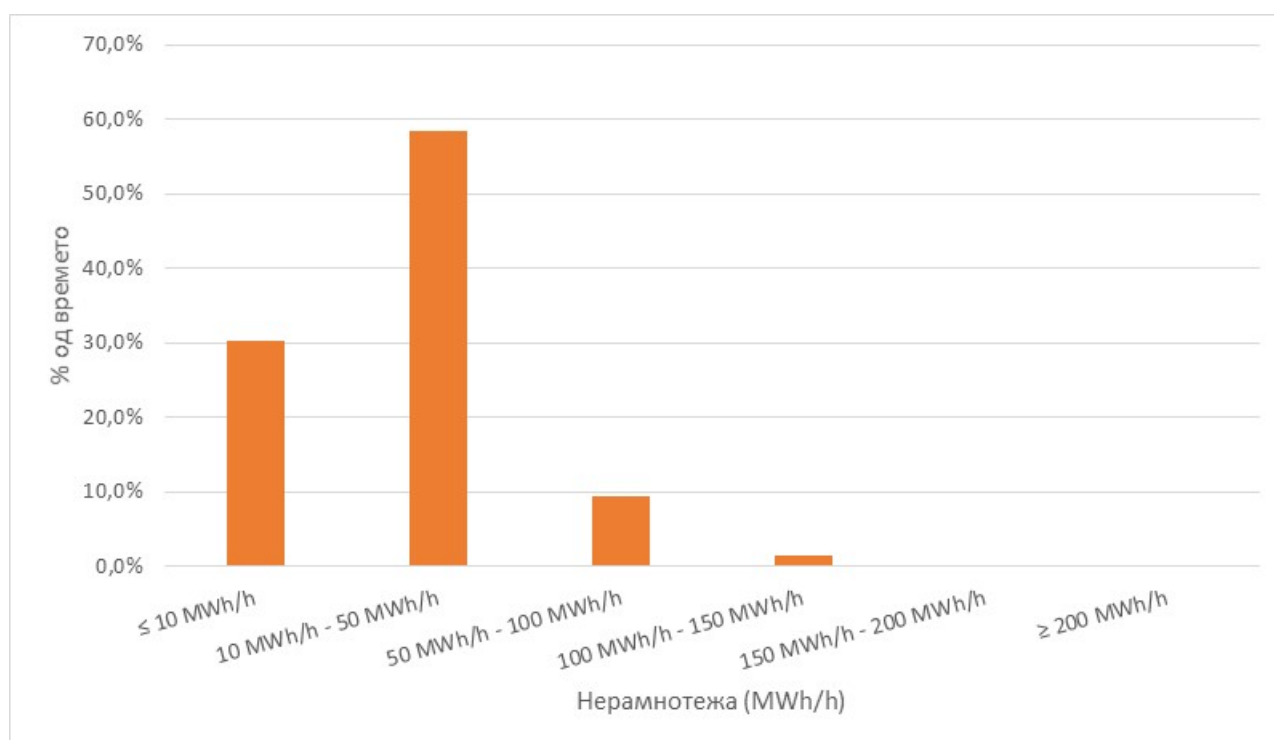
2.2.2 Отстапување на конзумот од планот

Дистрибуција

Кривата на отстапувања на часовниот дистрибутивен конзум од планот, прикажана е на сликата во продолжение (Слика 2.29).

Максималното часовно отстапување на дистрибутивниот конзум од планот, во 2015 година изнесувало 197 MWh/h во позитивна насока (разликата конзумот минус планот поголема од нула или еднакво на нула, односно реализацијата била поголема од планираното) и 228 MWh/h во негативна насока (разликата конзумот минус планот помала од нула, односно реализацијата била помала од планираното).

Максималното отстапување на дистрибутивниот конзум од планот во 99 % часови било до вредност 113,9 MWh/h, а во 95 % часови до вредност 69,4 MWh/h.



Слика 2.27 Распределба на отстапувањата на часовниот дистрибутивен конзум од планот (учества во разгледуваното време)

Просечното отстапување на дистрибутивниот конзум од планот, изнесувало 24 MWh/h во 2015 година, што е приближно во рамките на квалитетот кој го постигнуваат и другите системи во регионот (во Хрватска просечното отстапување на вкупниот конзум од планот изнесува околу 2 % во однос на

часовниот конзум, односно околу 42 MWh/h, при што вкупниот конзум е доминантно дистрибутивен без поголеми директно приклучени потрошувачи).

Позитивни отстапувања се забележани во 5243 часови (59,9 % од времето), додека негативни отстапувања се забележани во 3517 часови (40,1 % од времето).

Директните потрошувачи

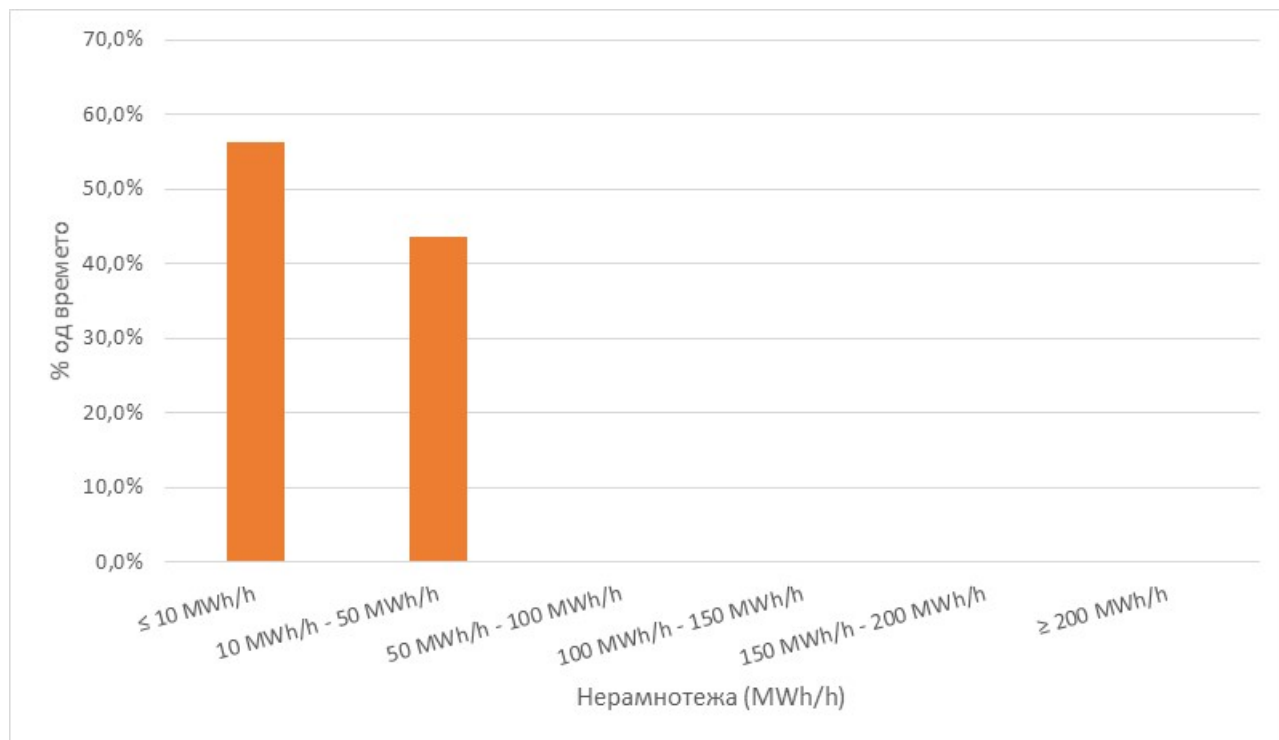
Кривата на отстапувања на часовниот конзум на директните потрошувачи од планот, прикажана е на сликата во продолжение (Слика 2.30).

Максималното часовно отстапување на дистрибутивниот конзум од планот, во 2015 година изнесувало 53 MWh/h во позитивна насока (разликата конзумот минус планот поголема од нула или еднакво на нула, односно реализацијата била поголема од планираното) и 79 MWh/h во негативна насока (разликата конзумот минус планот помала од нула, односно реализацијата била помала од планираното).

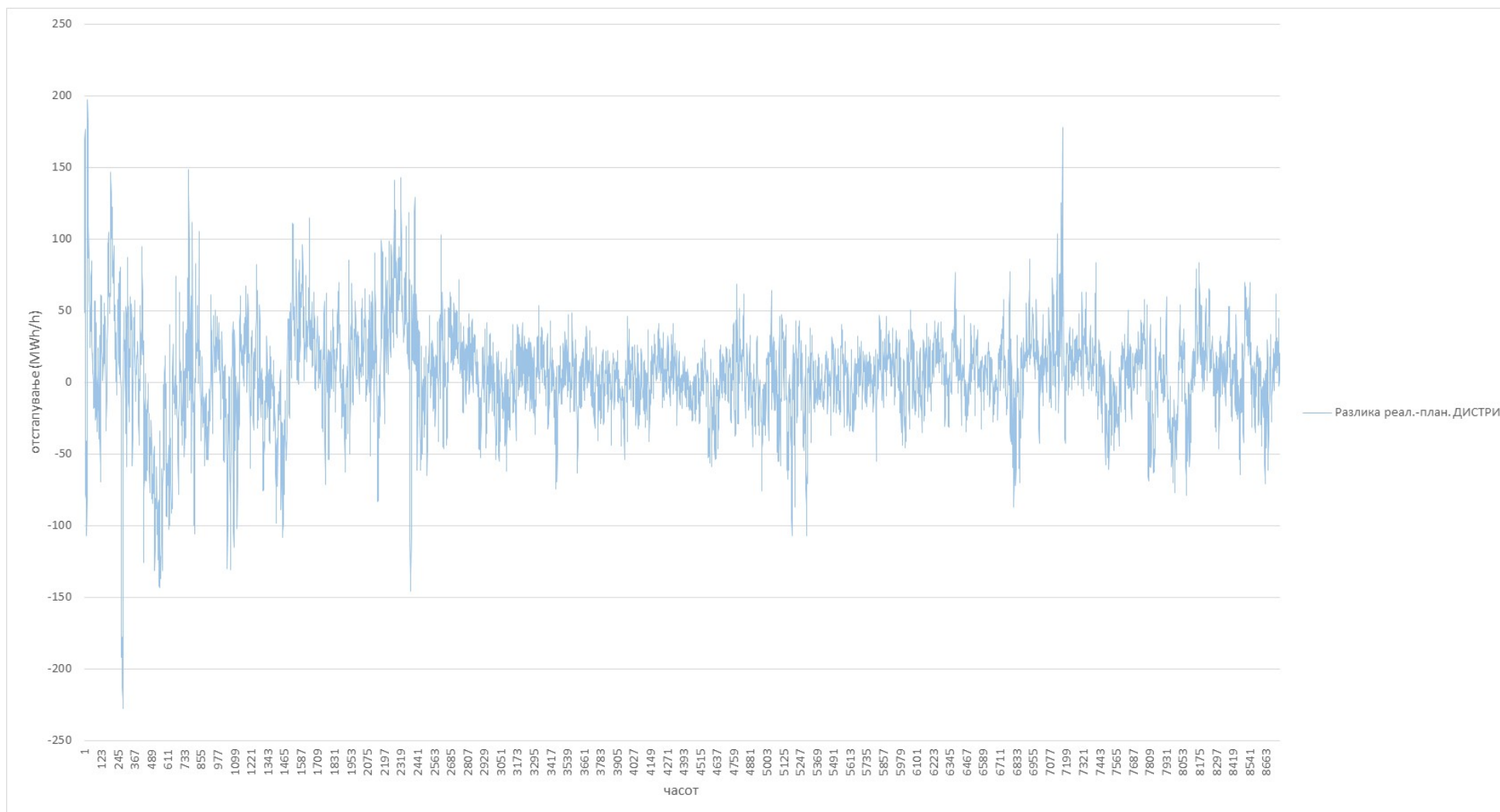
Максималното отстапување на конзумот на директните потрошувачи од планот во 99 % часови било до вредност 35,5, а во 95 % часови до вредност 26,1 MWh/h.

Просечното отстапување на конзумот на директните потрошувачи од планот, изнесувало 10,5 MWh/h во 2015 година.

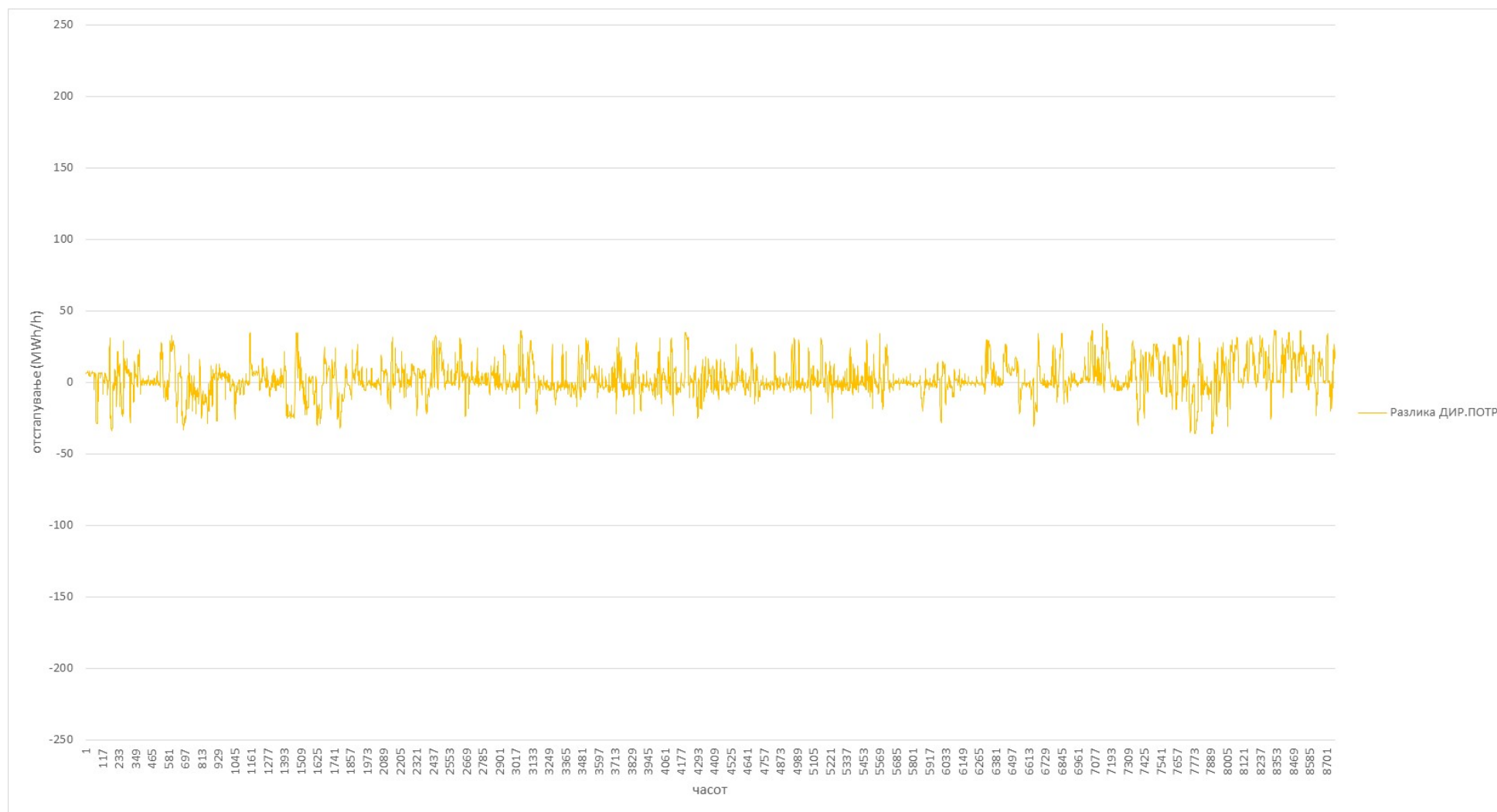
Позитивни отстапувања се забележани во 7165 часови (81,8 % од времето), додека негативни отстапувања се забележани во 1595 часови (18,2 % од времето).



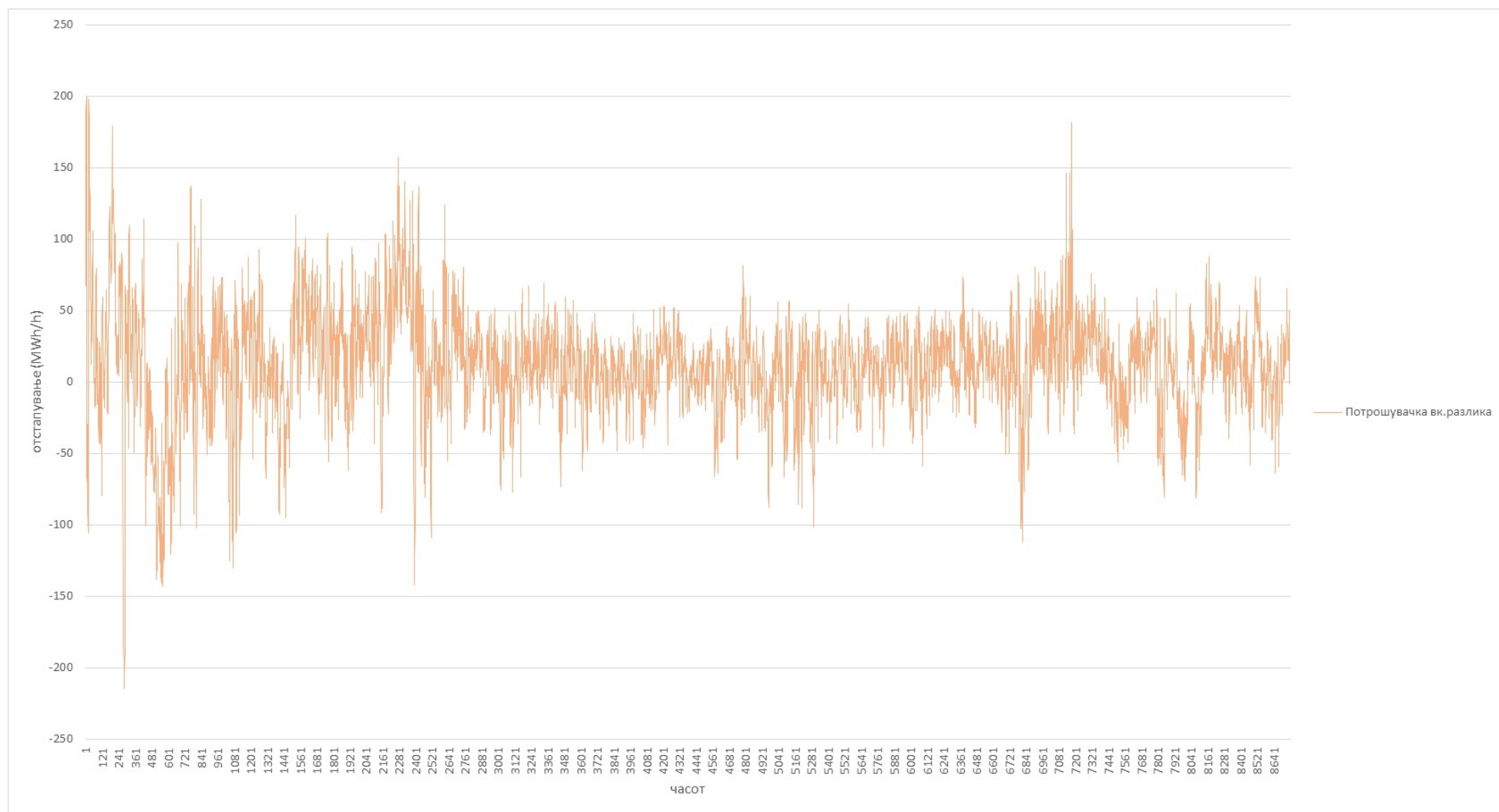
Слика 2.28 Распределба на отстапувањата на часовниот конзум на директните потрошувачи од планот (учества во разгледуваното време)



Слика 2.29 Отстапувања на часовниот дистрибутивен конзум од планот во 2015 година



Слика 2.30 Отстапувања на часовниот конзум на директните потрошувачи од планот во 2015 година



Слика 2.31 Отстапувања на вкупниот часовен конзум од планот во 2015 година

Вкупни отстапувања на конзумот

Кривата на отстапувања на вкупниот часовен конзум (дистрибутивниот + директните потрошувачи) од планот, прикажана е на претходната слика (Слика 2.31).

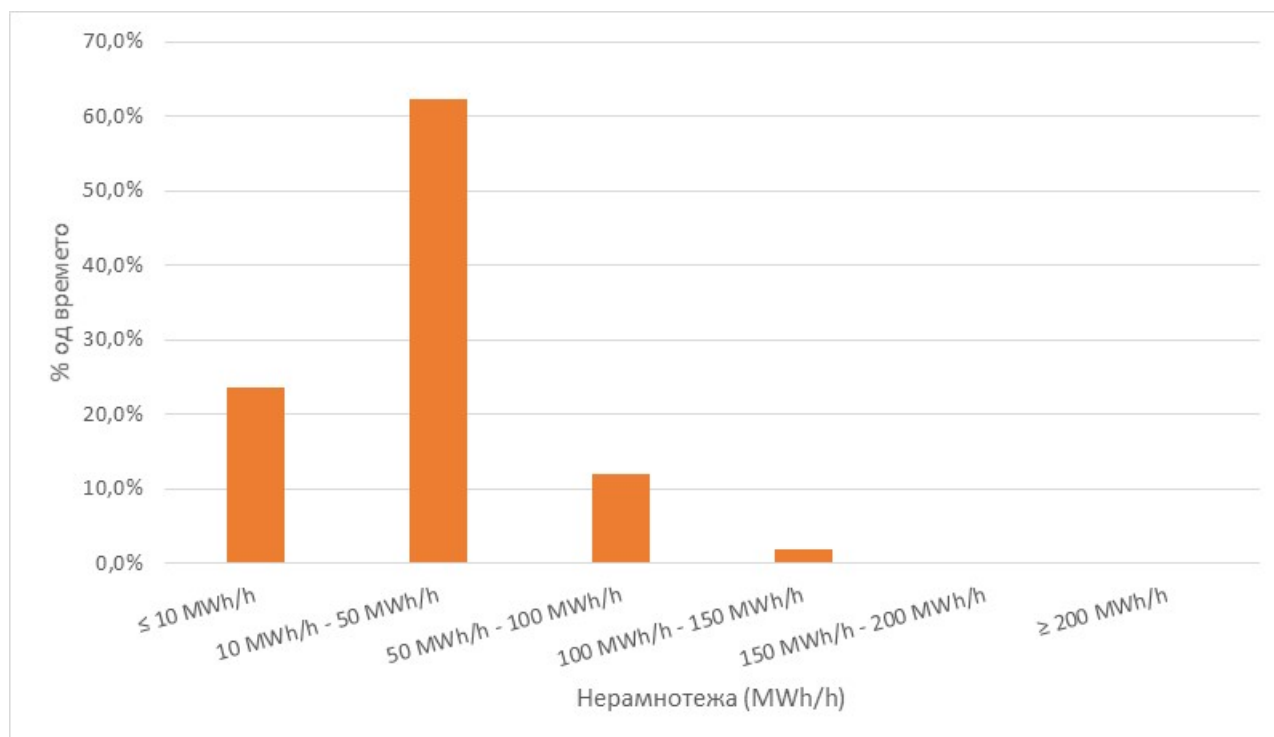
Максималното часовно отстапување на вкупниот конзум од планот, во 2015 година изнесувало 200 MWh/h во позитивна насока (разликата конзумот минус планот поголема од нула или еднакво на нула, односно реализацијата била поголема од планираното што значи за балансирање на конзумот би требало да се активира регулационата резерва нагоре) и 214 MWh/h во негативна насока (разликата, конзумот минус планот помала од нула, односно реализацијата била помала од планираното, што би побарувало активација на резервата надолу).

Максималното отстапување на вкупниот конзум од планот во 99 % часови било до вредност 118,7 MWh/h, а во 95 % часови до вредност 77,2 MWh/h.

Просечното отстапување на вкупниот конзум од планот, изнесувало 28 MWh/h во 2015 година.

Позитивни отстапувања се забележани во 5972 часови (68,2 % од времето), додека негативни отстапувања се забележани во 2788 часови (31,8 % од времето).

Спрема прикажаните податоци, може да се заклучи дека часовниот конзум, исто така бил значителен извор на дебаланси кои се појавуваат во ЕЕС, на што најмногу влијаеле грешките во планирањето на дистрибутивниот конзум.



Слика 2.32 Распределба на отстапувањата на вкупниот часовен конзум од планот (учества во разгледуваното време)

2.2.3 Вкупни отстапувања (дебаланси) во ЕЕС

Вкупниот дебаланс во системот настанал како последица на отстапувањето на производството од планот и вкупниот конзум од планот. Часовните дебаланси за 2015 година се прикажани на сликата во продолжение (Слика 2.35).

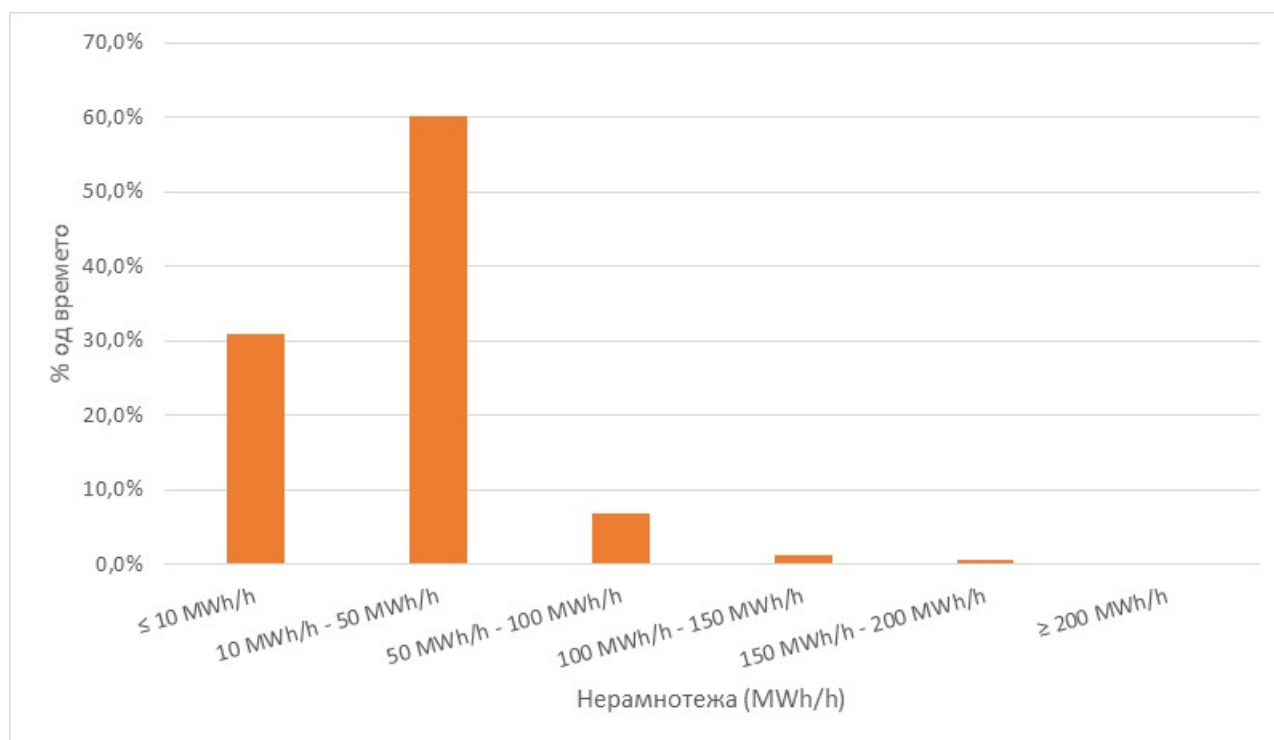
Максималниот часовен дебаланс изнесувал 194 MWh/h во позитивна насока (заради балансирање потребно е активирање на регулационата резерва надолу) и 368 MWh/h во негативна насока (заради балансирање потребно е активирање на регулационата резерва нагоре).

Вкупната енергија потребна за балансирање на системот во 2015 година изнесувала 206,276 GWh, односно 75,314 GWh енергија за балансирање нагоре (односно позитивна регулациона енергија, зголемување на производството на електричните централи) и 130,962 GWh енергија за балансирање надолу (негативна регулациона енергија, намалување на производството на електричните централи).

Во 99 % часови дебалансот бил до 142,2 MWh/h, а во 95 % од времето дебалансот бил до 64,4 MWh/h.

Во 5931 часови се забележани позитивни отстапувања (67,7 % од времето), додека во 2829 часови се забележани негативни отстапувања (32,3 % од времето).

Најчесто дебалансите во ЕЕС биле во распонот од 10 – 50 MWh/h (60 % од времето), а помали од 10 MWh/h биле во 31 % од времето (Слика 2.33). Тоа значи дека 91 % од сите дебаланси во ЕЕС биле помали од 50 MWh/h. Дебаланси поголеми од 100 MWh/h, забележани се во 2,2 % од времето.



Слика 2.33 Распределба на вкупните отстапувања во ЕЕС за 2015 година (учества во разгледуваното време)

Со корелациска анализа се одредени меѓусебните односи помеѓу вкупните дебаланси во ЕЕС и поединечните отстапувања (производството на ХЕЦ од планот, производството на ТЕЦ од планот, производството на ВЕЦ од планот, вкупното производство од планот, реализацијата на дистрибутивниот конзум од планот, реализацијата на конзумот на директните потрошувачи од планот и реализацијата на вкупниот конзум од планот) и се прикажани во продолжение.

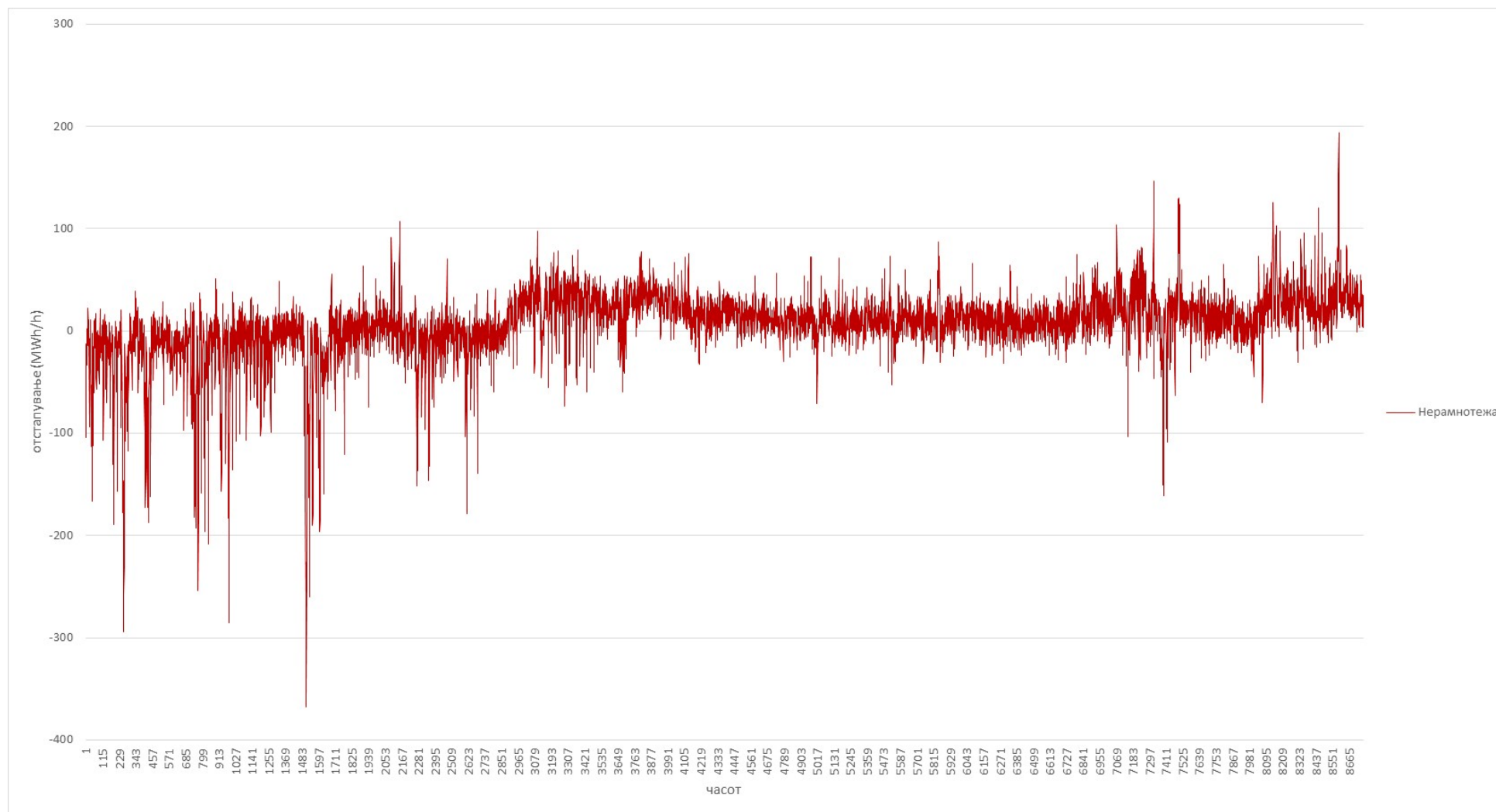
Величина 1	Величина 2	Корелација (фактор)
Дебаланс во ЕЕС	Отстапување на производството на ХЕЦ од планот	-0,02
	Отстапување на производството на ТЕЦ од планот	0,55
	Отстапување на производството на ВЕЦ од планот	0,18
	Отстапување на вкупното производство од планот	0,61
	Отстапување на дистрибутивниот конзум од планот	-0,21
	Отстапување на конзумот на директните потрошувачи од планот	-0,12
	Отстапување на вкупниот конзум од планот	-0,23

Согласно претходните податоци, видливо е дека постои одредена функционална поврзаност помеѓу отстапувањата на производството на ТЕЦ од планот и вкупниот дебаланс во системот и дека постои нешто посилен функционална поврзаност помеѓу отстапувањето на вкупното производство од планот и дебалансите во системот, додека за останатите категории на отстапувања функционалната поврзаност со вкупниот дебаланс во системот е исклучително слаба. Тоа покажува дека вкупниот дебаланс во системот во 2015 година бил во најголема мерка предизвикан од отстапувањето на производството од планот (најмногу ТЕЦ), додека влијанието на грешката во планирањето на конзумот било ниско и дека постои одредена веројатност грешките во планирањето на производството и конзумот меѓусебно да се суперпонираат на начин кој ќе предизвика зголемување на вкупниот дебаланс во ЕЕС.

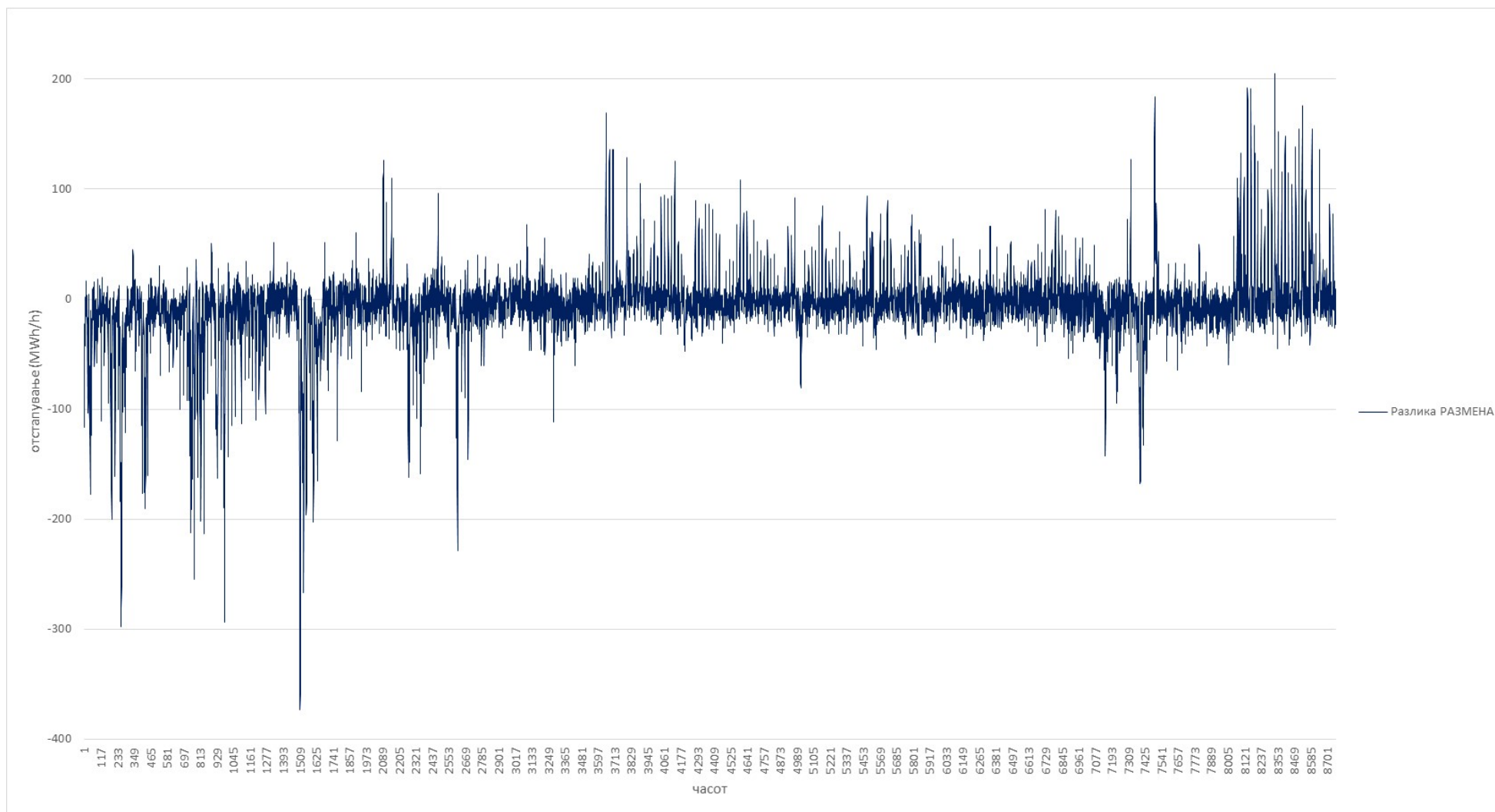
Факторот на корелација помеѓу дебалансот и отстапувањето на производството на ХЕЦ од планот, не покажува никаква функционална поврзаност на овие две величини (што е во согласност со напишаното во поглавјето 2.2.1), па затоа често ХЕЦ можат да произведуваат помалку од планираното, а системот е сепак во вишок и обратно (прикажано е на сликата во продолжение за првите 500 разгледувани часови во 2015 година).



Слика 2.34 Часовен дебаланс во ЕЕС и часовни разлики во производството на ХЕЦ во однос на планот за првите 500 часови во 2015 година



Слика 2.35 Вкупни отстапувања (дебаланси) во ЕЕС за 2015 година



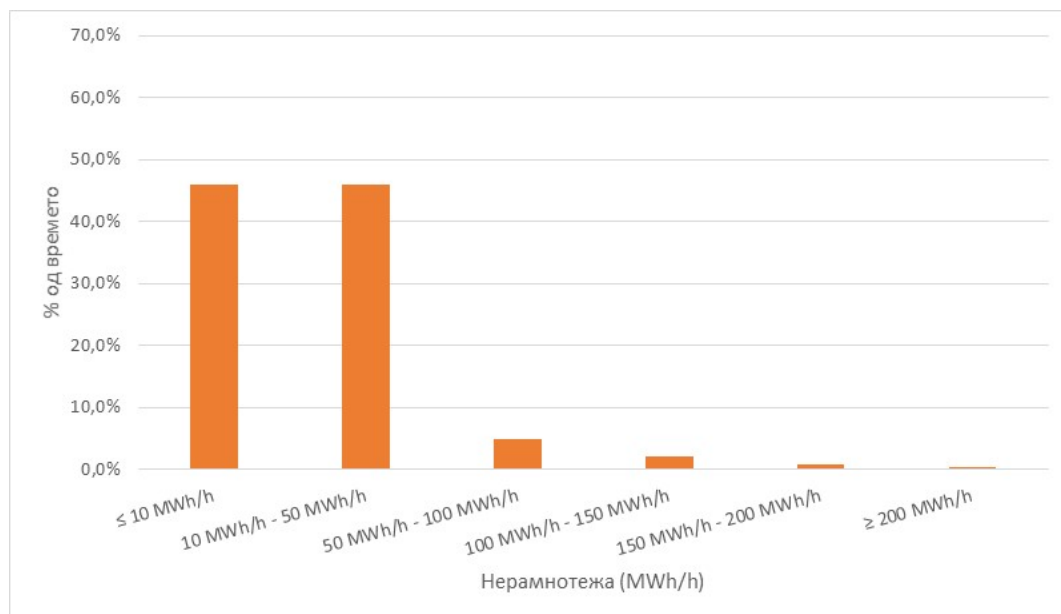
Слика 2.36 Отстапувања на прекуграничните размени од планот за 2015 година

2.2.4 Реализирани и планирани размени со соседните ЕЕС

На претходната слика (Слика 2.36) се прикажани вкупните часовни отстапувања на реализираните размени со соседните системи, со вклучени компензациони програми, во однос на планираните часовни размени. Максимално позитивно часовно отстапување на реализираните и планираните размени, изнесувало 205 MWh/h, додека максималното негативно отстапување изнесувало 373 MWh/h. Во 99 % случаи, отстапувањата на реализираните и планираните часовни размени биле до 158 MWh/h, додека во 95 % случаи, отстапувањата изнесувале до 73,1 MWh/h. Просечното часовно отстапување на размените изнесувало 19,9 MWh/h. Забележани се вкупно 3527 часови со позитивно отстапување (40,3 % од времето) и 5233 часови со негативно отстапување (59,7 % од времето).

Табела 2.6 Траење на поединечните нивоа на часовен дебаланс на прекуграничните размени (% од разгледуваното време)

Разлика РАЗМЕНА (MWh/h)	часови (h)	% од времето
≤ 10 MWh/h	4025	45,9%
10 MWh/h - 50 MWh/h	4018	45,9%
50 MWh/h - 100 MWh/h	435	5,0%
100 MWh/h - 150 MWh/h	180	2,1%
150 MWh/h - 200 MWh/h	75	0,9%
≥ 200 MWh/h	27	0,3%
ВКУПНО	8760	100,0%



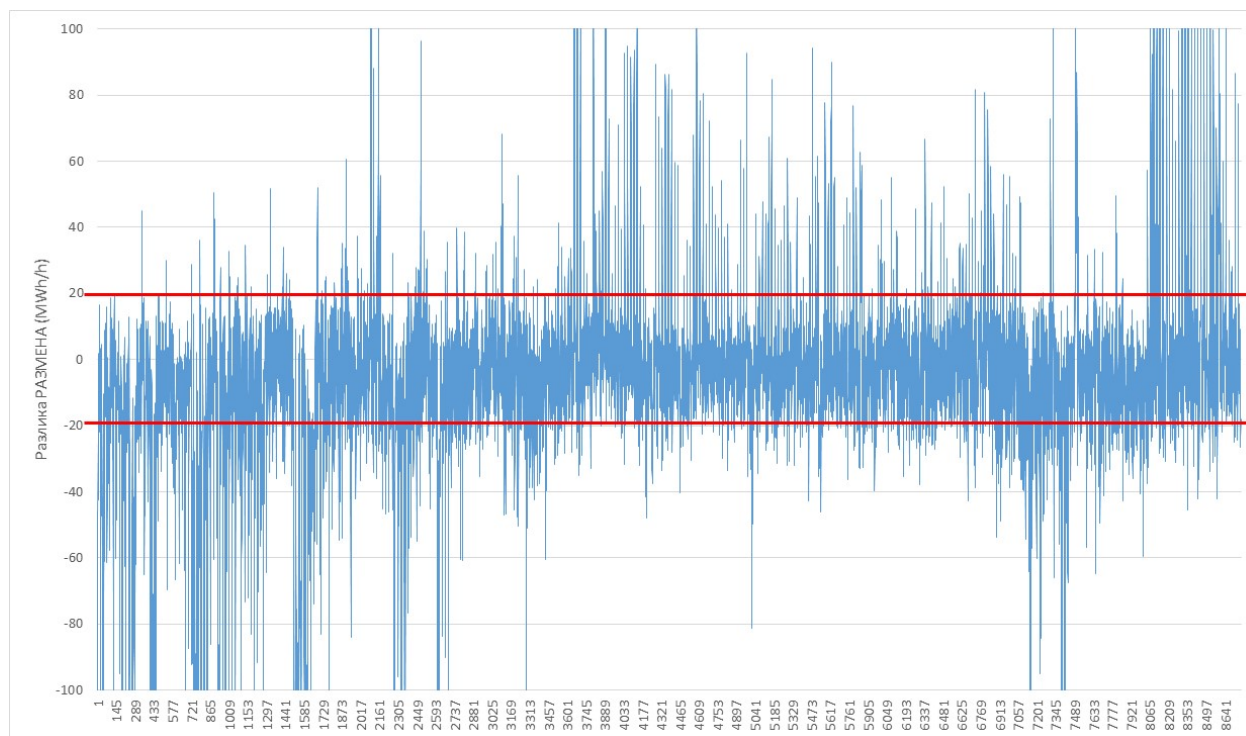
Слика 2.37 Распределба на отстапувањата на часовните размени од планот (учества во разгледуваното време)

Во околу 92 % од времето, отстапувањата во размените биле во рамките од 50 MWh/h, додека во 3,3 % од времето биле поголеми од 100 MWh/h. Овие податоци покажуваат дека во рамките на системот постоеле умерени дебаланси, односно дека P/f регулационата резерва не можела континуирано да воспостави еднаквост на производството и потрошувачката (видлив е делумен недостаток на регулациона резерва).

Согласно интерниот договор во рамките на контролниот блок SMM (ЕМС-ЦГЕС-МЕРСО) со координатор ЕМС (Електромержа на Србија), секое контролно подрачје, па така и оној под контрола

на МЕПСО, мора да ги одржува отстапувањата од планираните размени во распон до ± 20 MWh/h.

Со анализа на податоците за отстапувањата на прекуграничните размени со програмите на компензација во 2015 година, се доаѓа до вкупно 2351 часови (26,8 % од времето во година дена) кога отстапувањата биле поголеми од ± 20 MWh/h, со што не е задоволен интерниот договор во рамките на контролниот блок на кој припаѓа МЕПСО, односно вкупно 6408 часови (73,2 % од времето) кога отстапувањата биле во рамките на договорениот распон.



Слика 2.38 Отстапувања на прекуграничните размени од планот и распон на прифатливи отстапувања согласно интерниот договор во рамките на контролниот блок

Врз основа на правилата за работа на ENTSO-E, секој контролен блок мора да ги балансира производството и потрошувачката во рамките на самиот блок, а одговорноста за балансирањето ја има координаторот на блокот (ЕМС во случајот на SMM блокот). Во случај ако одредено контролно подрачје во блокот отстапува од планот, дополнителни регулациони резерви потребно е да се обезбедат од стана на координаторот на блокот, што значи ЕМС може да има дополнителни трошоци, доколку МЕПСО не е во можност да го балансира своето контролно подрачје, согласно интерниот договор во рамките на блокот и правилата за работа на ENTSO-E.

За споредба, во ЕЕС на Хрватска во 2015 година биле инсталирани околу 340 MW во ВЕЦ, дополнително околу 43 MW во ФНЕЦ и 55 MW во други ОИЕ (мали ХЕЦ, електрични центри на биомаса и биогас), а отстапувањата на прекуграничните размени од планот во 2015 година просечно изнесувале 12,5 MWh/h, додека отстапувања поголеми од ± 50 MWh/h забележани се во само 178 часови (2 % од времето годишно), сето тоа во недостиг на секундарна и терциерна P/f резерва во рамките на ЕЕС (постои недостиг на секундарна резерва во лето и континуирано недостиг на терциерна резерва надолу во ноќните часови).

Отстапувањата на прекуграничните размени од планот во најголем дел од западно европските земји се во рамките на прифатливите вредности, но повремено се јавуваат значителни отстапувања кога се исклучително добри климатските услови во земјите со висок степен на интеграција на ВЕЦ и ФНЕЦ (на пример Германија, каде доаѓа до „туркање“ на енергија во насока на соседните земји).

3. РАЗВОЈ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИОТ СИСТЕМ ВО МАКЕДОНИЈА

Описот на основните претпоставки поврзани со потрошувачката на ЕЕ и оптоварувањата во ЕЕС на РМ во идниот период до 2040 година, како и изградбата на нови конвенционални електрични центри како и електрични центри кои користат ОИЕ, превземени се од студијата [9], а се опишани во продолжение на ова поглавје.

3.1 ПРОГНОЗА НА ПОТРОШУВАЧКАТА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА

Сегашното ниво на финалната потрошувачка на ЕЕ во РМ (податок за 2015 година) изнесува 6,854 TWh, а се однесува на вкупната потрошувачка на директно приклучените индустриски потрошувачи на 110 kV мрежа и вкупната потрошувачка на сите потрошувачи приклучени на дистрибутивната мрежа. Доколку на оваа потрошувачка се додадат загубите во преносната мрежа (130,5 GWh во 2015 година) и дистрибутивната мрежа (902,8 GWh во истата година), во 2015 година било потребно да се обезбедат вкупно 7,887 TWh ЕЕ.

Прогнозата на потрошувачката на ЕЕ во РМ до 2040 година е извршена во литературата [9], врз основа на таму опишаната методологија и со користење на софтверската алатка изработена спрема таа методологија. Заради несигурности во идната потрошувачка на ЕЕ, формирани се три сценарија на пораст на потрошувачката, согласно службено прогнозираната висока стапка на пораст на БДП, која е просечно 4,5 %/годишно [6]. Тие сценарија се следните:

1. **СЦЕНАРИО А** која го вклучува сегашното ниво на потрошувачка на директно приклучените потрошувачи на мрежата 110 kV и висока стапка на пораст на потрошувачката на дистрибутивните потрошувачи во опсег од 3,1 %/годишно до 2,7 %/годишно⁷;
2. **СЦЕНАРИО В**, која го вклучува сегашното ниво на потрошувачка на директно приклучените потрошувачи на мрежата 110 kV и ниска стапка на пораст на потрошувачката на дистрибутивните потрошувачи во опсег од 2,5 %/годишно до 0,9 %/годишно.
3. **СЦЕНАРИО С**, кое ги вклучува сите нови директно приклучени потрошувачи на мрежата 110 kV кои до сега искажале интерес за приклучок на преносната мрежа и висока стапка на пораст на дистрибутивните потрошувачи, иста како во сценариото А;

Вкупната финална потрошувачка на ЕЕ согласно прикажаната прогноза се зголемува на следниве вредности:

7,43 TWh до 7,76 TWh во 2020 година,
8,16 TWh до 9,34 TWh во 2025 година,
8,83 TWh до 10,88 TWh во 2030 година,
9,15 TWh до 12,07 TWh во 2035 година, и
9,50 TWh до 13,40 TWh во 2040 година.

Ако се земат предвид и загубите во преносната и дистрибутивната мрежа, како и енергијата за пумпна работа на планираната реверзибилна ХЕЦ Чебрени⁸, вкупната потрошувачка на ЕЕ согласно прикажаните прогнози се зголемува на следните вредности, зависно од разгледуваното сценарио на

⁷ Повисоката стапка се однесува на краткорочен и среднорочен период, додека пониската стапка се однесува на долгорочен период.

⁸ Во подолу опишаните сценарија за изградба на нови електрични центри во РМ се разгледува изградба на нова ХЕЦ Чебрени до 2030 или 2035 година како акумулациона ХЕЦ со моќност 333 MW и проектирано годишно производство од 340 GWh и како пумпно-акумулациона ХЕЦ со моќност 333 MW и проектирано годишно производство од 840 GWh и потрошувачка во пумпен режим на работа од 1200 GWh.

потрошувачката и развојот на производството во РМ:

8,55 TWh до 8,94 TWh во 2020 година,
9,32 TWh до 10,61 TWh во 2025 година,
9,99 TWh до 12,22 TWh во 2030 година,
10,24 TWh до 14,64 TWh во 2035 година, и
10,50 TWh до 15,97 TWh во 2040 година.



Слика 3.1 Прогноза на финалната потрошувачка на ЕЕ до 2040 година [9]

Табела 3.1 Прогноза на вкупната потрошувачка на ЕЕ во РМ согласно [9]

Потрошувачи	Годишна потрошувачка на електрична енергија (GWh)				
	2020	2025	2030	2035	2040
ВКУПНА ПОТРОШУВАЧКА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА - СЦЕНАРИО А	8.881	9.946	11.092	12.312	13.645
ВКУПНА ПОТРОШУВАЧКА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА - СЦЕНАРИО А со РХЕЦ Чебрин	8.881	9.946	11.092	13.512	14.845
ВКУПНА ПОТРОШУВАЧКА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА - СЦЕНАРИО В	8.550	9.322	9.987	10.241	10.502
ВКУПНА ПОТРОШУВАЧКА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА - СЦЕНАРИО В со РХЕЦ Чебрин	8.550	9.322	9.987	11.441	11.702
ВКУПНА ПОТРОШУВАЧКА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА - СЦЕНАРИО С	8.941	10.611	12.217	13.437	14.771
ВКУПНА ПОТРОШУВАЧКА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА - СЦЕНАРИО С со РХЕЦ Чебрин	8.941	10.611	12.217	14.637	15.971

Прогнозираните вредности на врвното оптоварување во ЕЕС, како и останатите карактеристични оптоварувања во ЕЕС (на пример летниот максимум, зимскиот и летниот минимум на оптоварување, оптоварувањата во 19 часот секоја трета среда во месецот и други), зависат од прогнозата на вкупната потрошувачка на ЕЕ во рамките на ЕЕС со претпоставените фактори на оптоварување⁹. Врвното оптоварување на ниво на преносната мрежа, кое ги вклучува оптоварувањата на директните потрошувачи, загубите во преносната мрежа, оптоварувањата на дистрибутивните потрошувачи и загубите во дистрибутивната мрежа, прогнозирано е на вредностите кои се прикажани во следната табела (Табела 3.2).

⁹ Постоечкото ниво на факторот на оптоварување изнесува околу 62 %, а во сите сценарија се прогнозира негово зголемување до ниво од 70 % до 2040 година.

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.

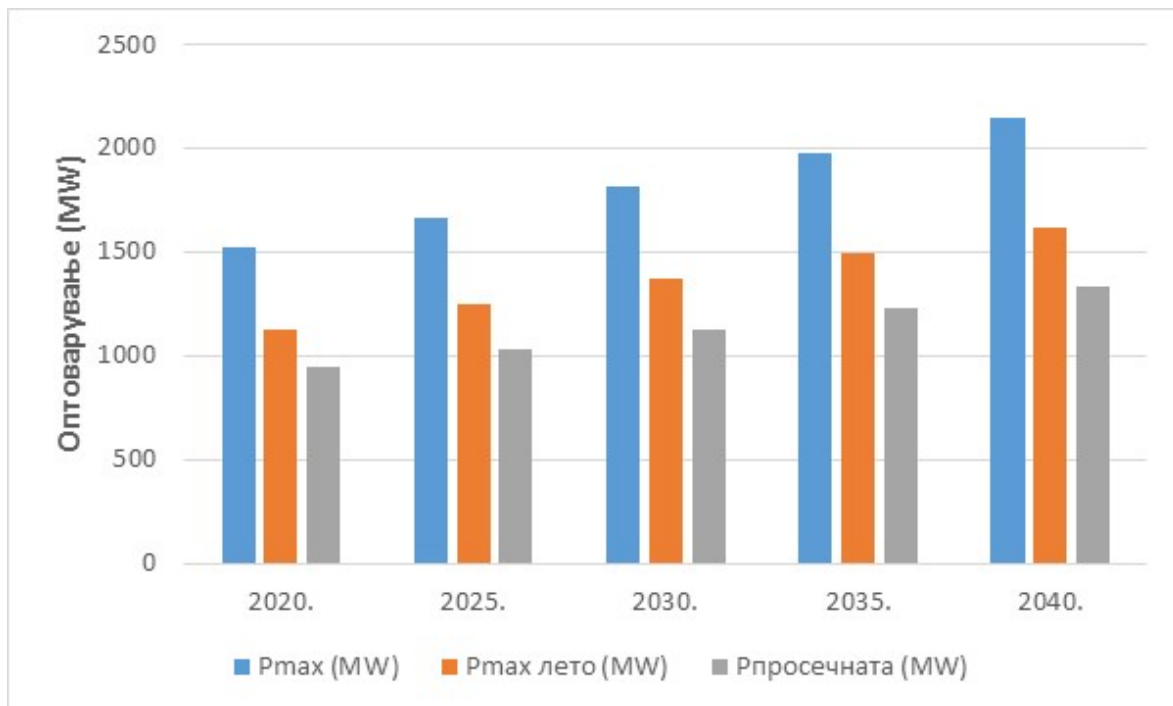
Табела 3.2 Вредности на прогнозираното врвно оптоварување на ниво на преносната мрежа

Временски пресек	$P_{\max}$ (MW)		
	СЦЕНАРИО А	СЦЕНАРИО В	СЦЕНАРИО С
2020	1519	1455	1538
2025	1665	1549	1779
2030	1818	1619	2002
2035	1976	1615	2160
2040	2145	1608	2329

Користејќи ја софтверската алатка опишана во лит. [9] одредени се прогнозираните вредности на летните максимални оптоварувања, како што е прикажано во следната табела.

Табела 3.3 Вредности на прогнозираното максимално летно оптоварување на ниво на преносната мрежа

Временски пресек	$P_{\max \text{ лето}}$ (MW)		
	СЦЕНАРИО А	СЦЕНАРИО В	СЦЕНАРИО С
2020	1130	1082	1144
2025	1253	1166	1339
2030	1371	1221	1510
2035	1490	1218	1629
2040	1617	1212	1756



Слика 3.2 Прогноза на врвното оптоварување, максималното летно оптоварување и просечното оптоварување на ниво на преносната мрежа во сценариото А за пораст на потрошувачката на ЕЕ

Просечното оптоварување, кое исто така се ртазгледува во оваа студија за испитување на влијанието на изградбата на ОИЕ, во 2015 година изнесувало 876 MWh/h, односно 62 % од максималното оптоварување. За испитување на влијанието на интеграцијата на ОИЕ се разгледуваат еднакви нивоа на просечното оптоварувањето во однос на врвното оптоварување (62 % P_{max}), прикажани во табелата во продолжение.

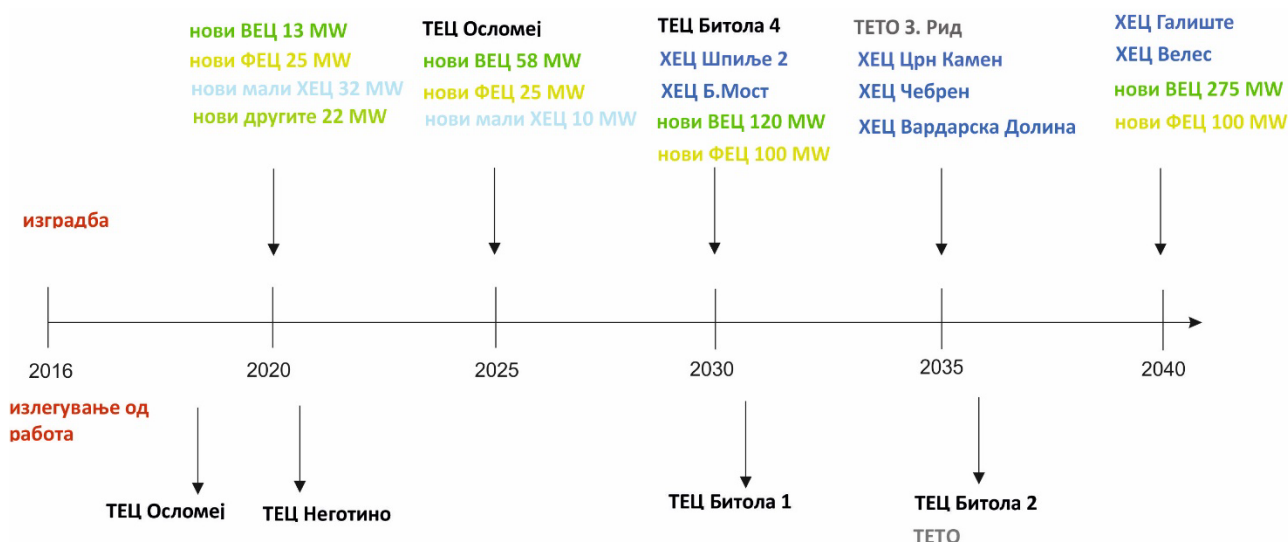
Табела 3.4 Вредности на прогнозираното просечно оптоварување на ниво на преносната мрежа

Временски пресек	P _{просечно} (MW)		
	СЦЕНАРИО А	СЦЕНАРИО В	СЦЕНАРИО С
2020	944	905	956
2025	1035	963	1106
2030	1130	1007	1245
2035	1229	1004	1343
2040	1334	1000	1448

3.2 ПЛАНИРАНА ИЗГРАДБА НА НОВИ ЕЛЕКТРИЧНИ ЦЕНТРАЛИ

Врз основа [9], во оваа студија се разгледуваат четири можни сценарија за изградба на нови електрични центри во ЕЕС на РМ и излегувања од погон на постоечки термо блокови во периодот до 2040 година. Сценаријата шематски се прикажани на сликите во продолжение, со означени години на предвиденото влегување во погон на новите електрични центри, како и годините на излегување од погон на постоечките конвенционални електрични центри¹⁰. Сценаријата за изградба на нови ВЕЦ и ФНЕЦ се превземени во прикажувањето од поглавјето 1.5 на оваа студија.

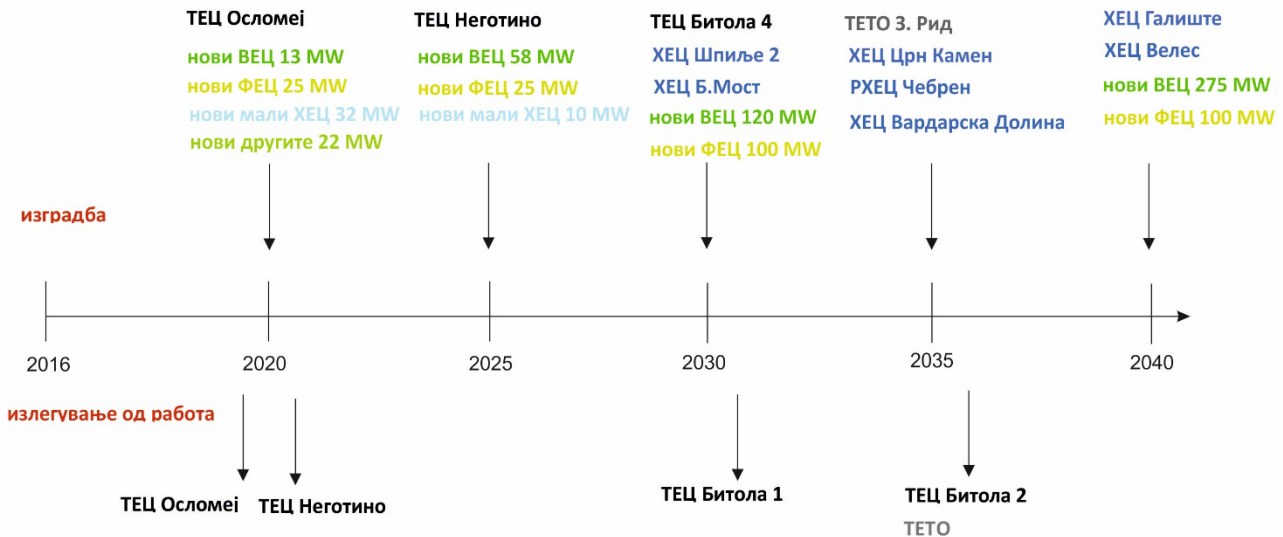
Во сценариото „business as usual“ се предвидува изградба на нови ТЕЦ на јаглен (Осломеј и Битола 4), како и нова ТЕЦ на гас (Зажчев Рид), пратено од интензивна изградба на големи ХЕЦ после 2030 година. Во ова сценарио се предвидува умерена изградба на мали ХЕЦ и ТЕЦ на биомаса и биогаз.



Слика 3.3 Динамика на влегување во погон на нови електрични центри (сценарио „business as usual“)

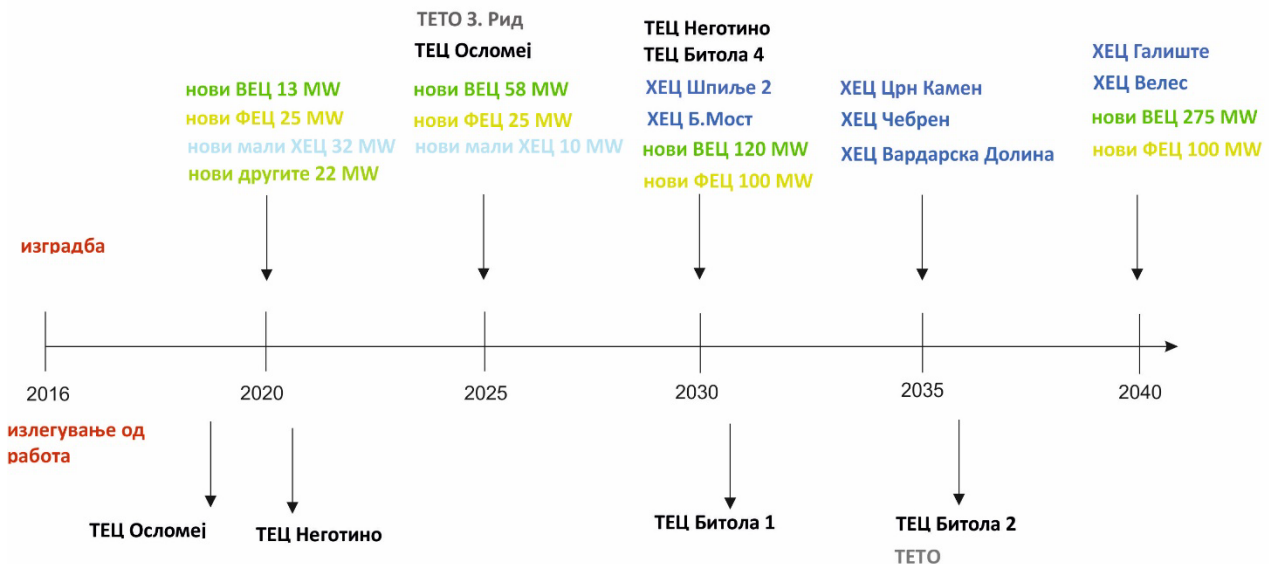
¹⁰ На сликите со црна боја се означени ТЕЦ на јаглен, со сива ТЕЦ на гас, со темно сина големите ХЕЦ, светло сина боја малите ХЕЦ, со темно зелена ВЕЦ, со жолта ФНЕЦ и со светло зелена боја другите ОИЕ приклучени на дистрибутивната мрежа (биогаз и биомаса).

Во сценариото „coal-lignite“ се предвидува изградба на нови ТЕЦ на јаглен (Осломеј, Неготино и Битола 4), како и нова ТЕЦ на гас (Зајчев Рид), пратено од интензивна изградба на големи ХЕЦ после 2030 година. Во ова сценарио, ХЕЦ Чебрин е предвидена за изградба како пумпно-акумулациона постројка. Исто така и овде се предвидува умерена изградба на мали ХЕЦ и ТЕЦ на биомаса и биогаз.



Слика 3.4 Динамика на влегување во погон на нови електрични центри (сценарио „coal-lignite“)

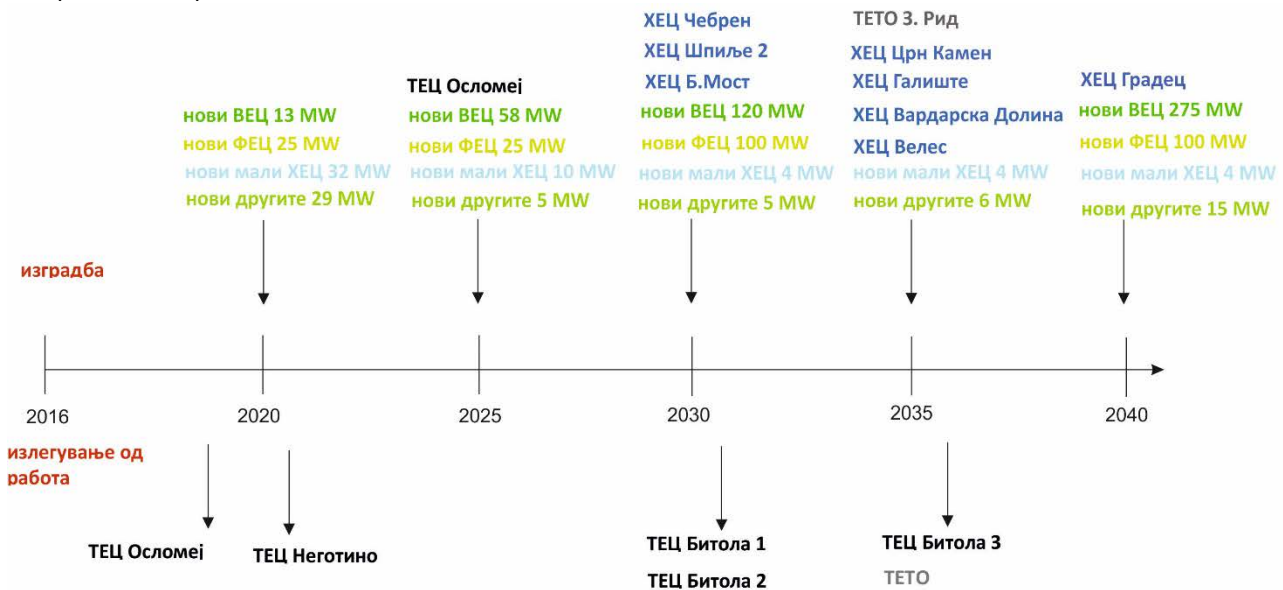
Во сценариото „gas“ се предвидува изградба на нови ТЕЦ на јаглен (Осломеј, Неготино и Битола 4), како и нова ТЕЦ на гас (Зајчев Рид) до 2025 година, со интензивна изградба на големи ХЕЦ после 2030 година. Во ова сценарио се предвидува умерена изградба на мали ХЕЦ и ТЕЦ на биомаса и биогаз.



Слика 3.5 Динамика на влегување во погон на нови електрични центри (сценарио „gas“)

Сценариото „green“ предвидува интензивна и континуирана изградба на ОИЕ, како и големи ХЕЦ во периодот после 2030 година, со изградба на ТЕЦ Осломеј на јаглен и 3. Рид на гас. Во разгледуваното сценарио се предвидува излегување од погон на сите постоечки термо блокови во периодот до 2036 година.

Вкупната инсталирана моќност на електричните центри за различните сценарија на нивна изградба и излегување од погон на постоечките термо блокови, прикажано е во табелата во продолжение (Табела 3.5), заедно со прогнозата на вкупното годишно производство на сите електрични центри во РМ (Табела 3.6).



Слика 3.6 Динамика на влегување во погон на нови електрични центри (сценарио „green“)

Табела 3.5 Инсталирана моќност (MW) на електроцентралите во РМ, зависно од анализираното сценарио (праг на преносна мрежа)

Сценарио	2016	2020	2025	2030	2040
„business as usual“	1.983	1.931	1.946	2.574	3.353
ТЕЦ приклучени на преносната мрежа	1.143	1.033	955	1.255	855
ХЕЦ приклучени на преносната мрежа	579	579	579	687	1.492
ВЕЦ приклучени на преносната мрежа	37	50	108	228	503
ЕЦ приклучени на дистрибутивната мрежа	225	269	304	404	504
„coal-lignite“	1.983	2.051	2.246	2.874	3.653
ТЕЦ приклучени на преносната мрежа	1.143	1.153	1.255	1.555	1.155
ХЕЦ приклучени на преносната мрежа	579	579	579	687	1.492
ВЕЦ приклучени на преносната мрежа	37	50	108	228	503
ЕЦ приклучени на дистрибутивната мрежа	225	269	304	404	504
„gas“	1.983	1.931	2.176	3.104	3.653
ТЕЦ приклучени на преносната мрежа	1.143	1.033	1.185	1.785	1.155
ХЕЦ приклучени на преносната мрежа	579	579	579	687	1.492
ВЕЦ приклучени на преносната мрежа	37	50	108	228	503
ЕЦ приклучени на дистрибутивната мрежа	225	269	304	404	504
„green“	1.983	1.938	1.958	2.628	2.953
ТЕЦ приклучени на преносната мрежа	1.143	1.033	955	955	350
ХЕЦ приклучени на преносната мрежа	579	579	579	1.020	1.547
ВЕЦ приклучени на преносната мрежа	37	50	108	228	503
ЕЦ приклучени на дистрибутивната мрежа	225	276	316	425	554

Табела 3.6 Прогноза на вкупното годишно производство на ЕЕ (GWh) во РМ за различните сценарија на изградба на нови електрични центри

Вкупното производство (GWh)	2015	2020	2025	2030	2040
„business as usual“	5.271	5.577	6.676	9.305	10.608
„coal-lignite“	5.271	6.401	8.676	11.305	13.108
„gas“	5.271	5.577	8.276	12.405	12.108
„green“	5.271	5.612	6.734	7.738	7.872

3.3 ВЛИЈАНИЕ НА ДИСПЕРЗИРАНИТЕ ОИЕ ВРЗ ВКУПНАТА ПОТРОШУВАЧКА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА

За различните сценарија за изградба на нови електрични центри кои користат ОИЕ прикажани во претходното поглавје (Табела 3.5, Слика 3.3 - Слика 3.6), пресметано е очекуваното производство на ВЕЦ¹¹ и останатите електрични центри кои користат ОИЕ приклучени на дистрибутивната мрежа (мали ХЕЦ, ФНЕЦ, ТЕЦ на биогаз, ТЕЦ на биомаса¹²). Годишното производство на новите ВЕЦ е пресметано врз основа на еквивалентниот број на часови работа годишно со максималната моќност, кој е земен со вредност од 3000 часови, за малите ХЕЦ е проценет исто на 3000 часови, за ФНЕЦ тој е земен 1200 часови, за ТЕЦ на биогаз 5000 часови, а за ТЕЦ на биомаса 4000 часови.

Табела 3.7 Прогноза на производството на електричните центри на ОИЕ без големите ХЕЦ во различните сценарија на изградба на електрични центри (GWh)

Сценарио	2015 (реализирано)	2020	2025	2030	2040
„business as usual“	472	736	971	1.451	2.396
ВЕЦ	121	160	334	694	1.519
Фотонапонски електроцентри	23	51	81	201	321
Мали ХЕЦ	308	410	441	441	442
ТЕЦ на биогаз и на биомаса	20	114	114	114	114
„coal-lignite“	472	736	971	1.451	2.396
ВЕЦ	121	160	334	694	1.519
Фотонапонски електроцентри	23	51	81	201	321
Мали ХЕЦ	308	410	441	441	442
ТЕЦ на биогаз и на биомаса	20	114	114	114	114
„gas“	472	736	971	1.451	2.396
ВЕЦ	121	160	334	694	1.519
Фотонапонски електроцентри	23	51	81	201	321
Мали ХЕЦ	308	410	441	441	442
ТЕЦ на биогаз и на биомаса	20	114	114	114	114
„green“	472	771	1.029	1.544	2.612
ВЕЦ	121	160	334	694	1.519
Фотонапонски електроцентри	23	51	81	201	321
Мали ХЕЦ	308	410	441	453	478
ТЕЦ на биогаз и на биомаса	20	149	172	195	294

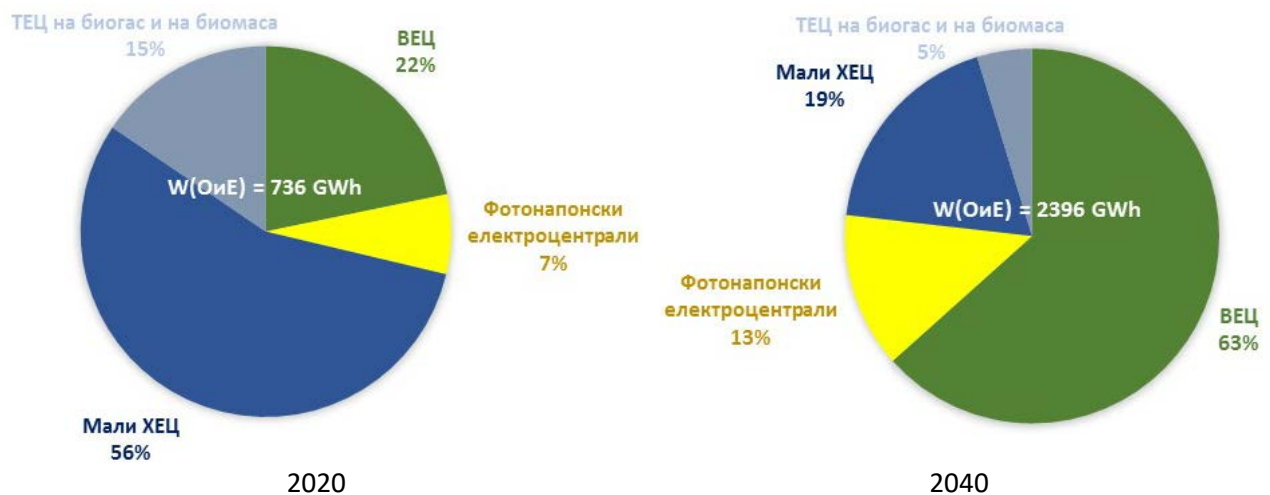
¹¹ Претпоставките за ВЕЦ и ФНЕЦ од Студијата за прогнози на енергетски биланси се разликуваат од овие претпоставки (детално прикажани во секција 1.5) со цел да се идентификуваат максималните капацитети на ВЕЦ (503 MW) и ФНЕЦ (250 MW) кои се испитуваат во оваа Студија.

¹² Во ова разгледување не се вклучени големите ХЕЦ приклучени на преносната мрежа.

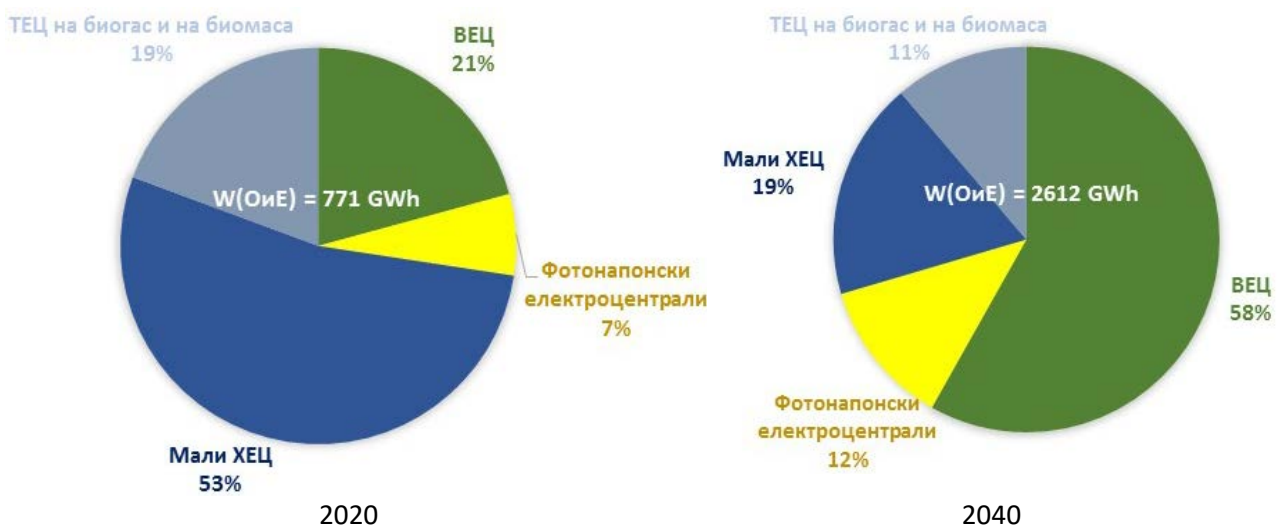
Согласно разгледуваните сценарија на изградба на конвенционални електрични центри и ОИЕ, сите разгледувани електрични центри на ОИЕ би можеле годишно да произведат ЕЕ во распон од:

736 GWh – 771 GWh во 2020 година,
971 GWh – 1029 GWh во 2025 година,
1451 GWh – 1544 GWh во 2030 година и
2396 GWh – 2612 GWh во 2040 година.

Во сите анализираните сценарија за изградба на нови електрични центри, учеството на производството на БЕЦ и ФНЕЦ во однос на вкупното производство на сите ОИЕ (освен големите ХЕЦ), би се зголемило од 22 % до 26 % за БЕЦ и од 5 % до 7 % за ФНЕЦ во 2020 година, на 58 % до 63 % за БЕЦ и 12 % до 13 % за ФНЕЦ во 2040 година (Слика 3.7, Слика 3.8). Зголемувањето на учеството на БЕЦ и ФНЕЦ, посебно БЕЦ, согласно анализираните сценарија за интеграција на ОИЕ во оваа студија, значи дека со текот на времето би се зголемувале потребите за обезбедување на помошни услуги за секундарна и терциерна P/f регулација.



Слика 3.7 Учеството на поединелните типови на ОИЕ во вкупното годишно производство на сите ОИЕ (сценарио „business as usual, и „coal-lignite“)



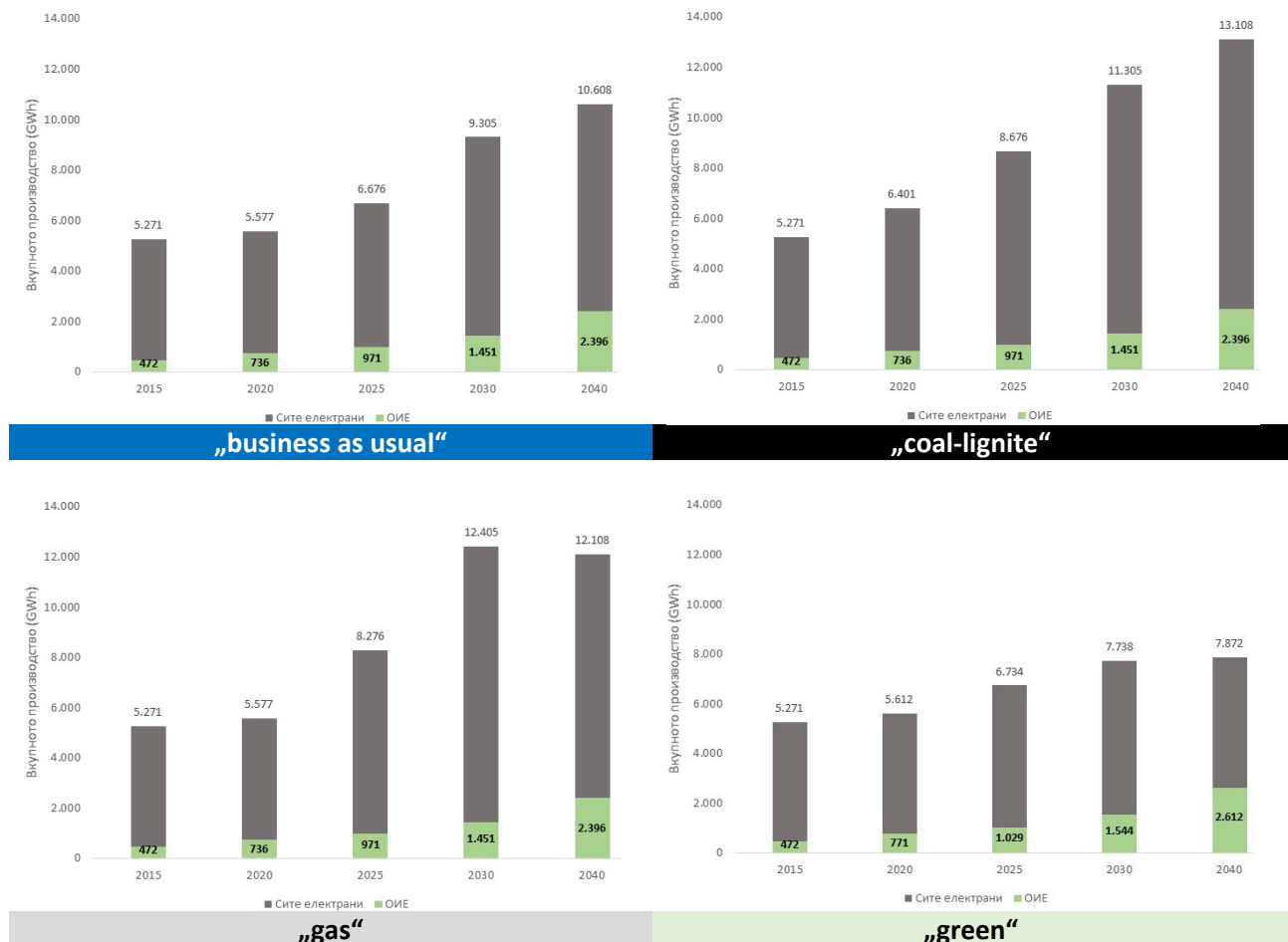
Слика 3.8 Учеството на поединечните типови на ОИЕ во вкупното годишно производство на сите ОИЕ (сценарио „green“)

Доколку го разгледуваме вкупното годишно производство на сите електрични центри во РМ и производството на разгледуваните ОИЕ (без големите ХЕЦ), учествата на ОИЕ во вкупното производство на ЕЕ во РМ, прикажани се на сликата и табелата во продолжение.

Табела 3.8 Учество на производството на ОИЕ во вкупното производство на ЕЕ во РМ за различните сценарија на изградба на електрични центри

Учество на ОИЕ (%)	2015 (реализирано)	2020	2025	2030	2040
„business as usual“	9%	13%	15%	16%	23%
„coal-lignite“	9%	11%	11%	13%	18%
„gas“	9%	13%	12%	12%	20%
„green“	9%	14%	15%	20%	33%

Учеството на разгледуваните ОИЕ би се движело од постоечкото ниво од 9 % од вкупното производство на ЕЕ, до 18 % (coal-lignite сценарио) до 33 % (green сценарио) во однос на вкупното производство во 2040 година.

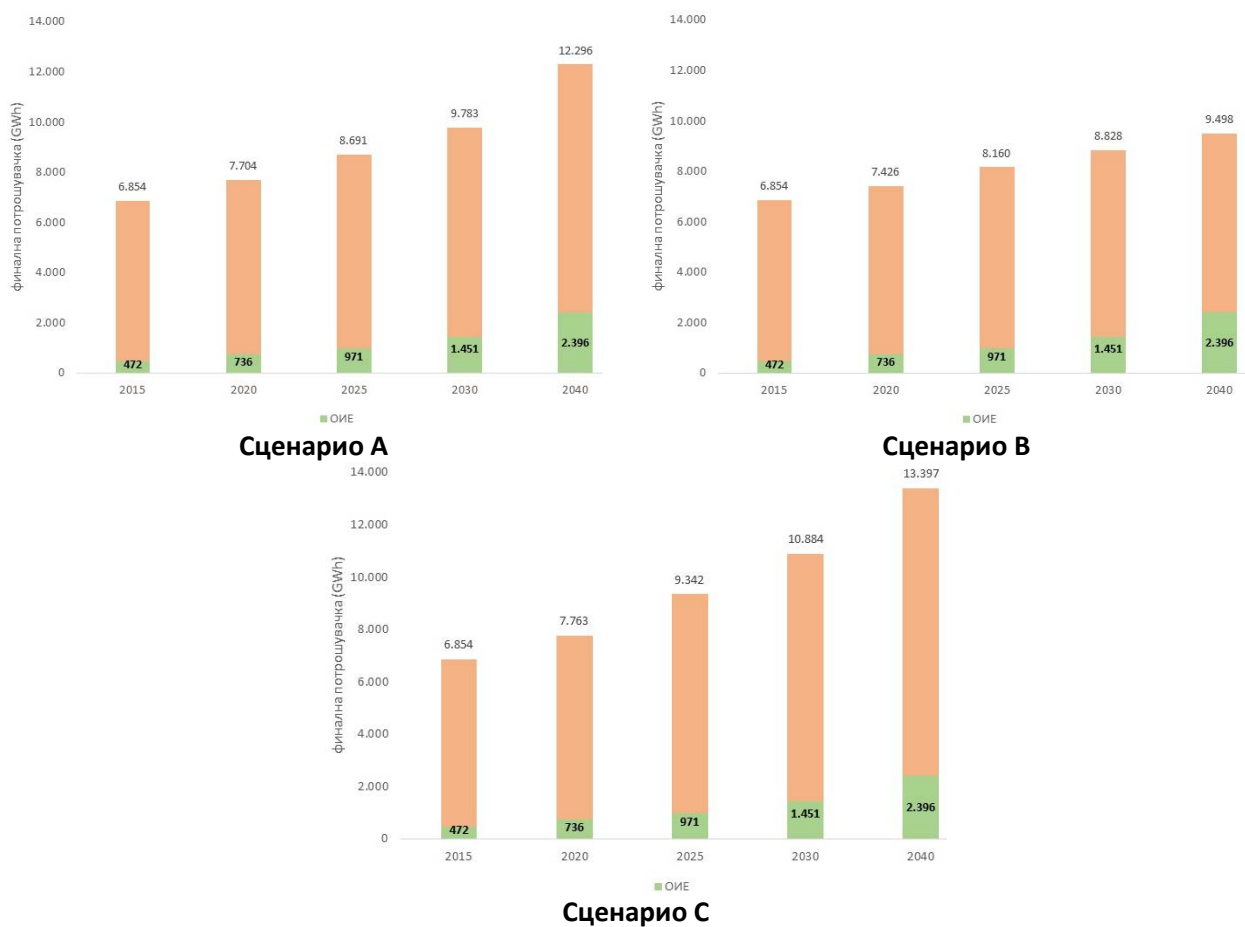


Слика 3.9 Учество на производството на ОИЕ без големите ХЕЦ во вкупното годишно производство на сите електрични центри во РМ

Табела 3.9 Учество на производството на ОИЕ во финалната потрошувачка на ЕЕ РМ (сценарио на производството „business as usual“, „coal-lignite“ и „gas“)

Учество на ОИЕ (%)	2015	2020	2025	2030	2040
Сценарио А	7%	10%	11%	15%	19%
Сценарио В	7%	10%	12%	16%	25%
Сценарио С	7%	9%	10%	13%	18%

Согласно изработените прогнози на производството и потрошувачката за анализираните три сценарија на пораст на потрошувачката и четирите сценарија на изградба на нови електрични центри, учеството на ОИЕ во финалната потрошувачка на ЕЕ во РМ (дистрибутивните и директно приклучените потрошувачи, без загубите во преносната и дистрибутивната мрежа и енергијата потребна за пумпен режим), би изнесувало како што е прикажано во претходната табела.



Слика 3.10 Учество на производството на ОИЕ без големите ХЕЦ во финалната потрошувачка на ЕЕ во РМ (сценарија на производството „business as usual“, „coal-lignite“ и „gas“)

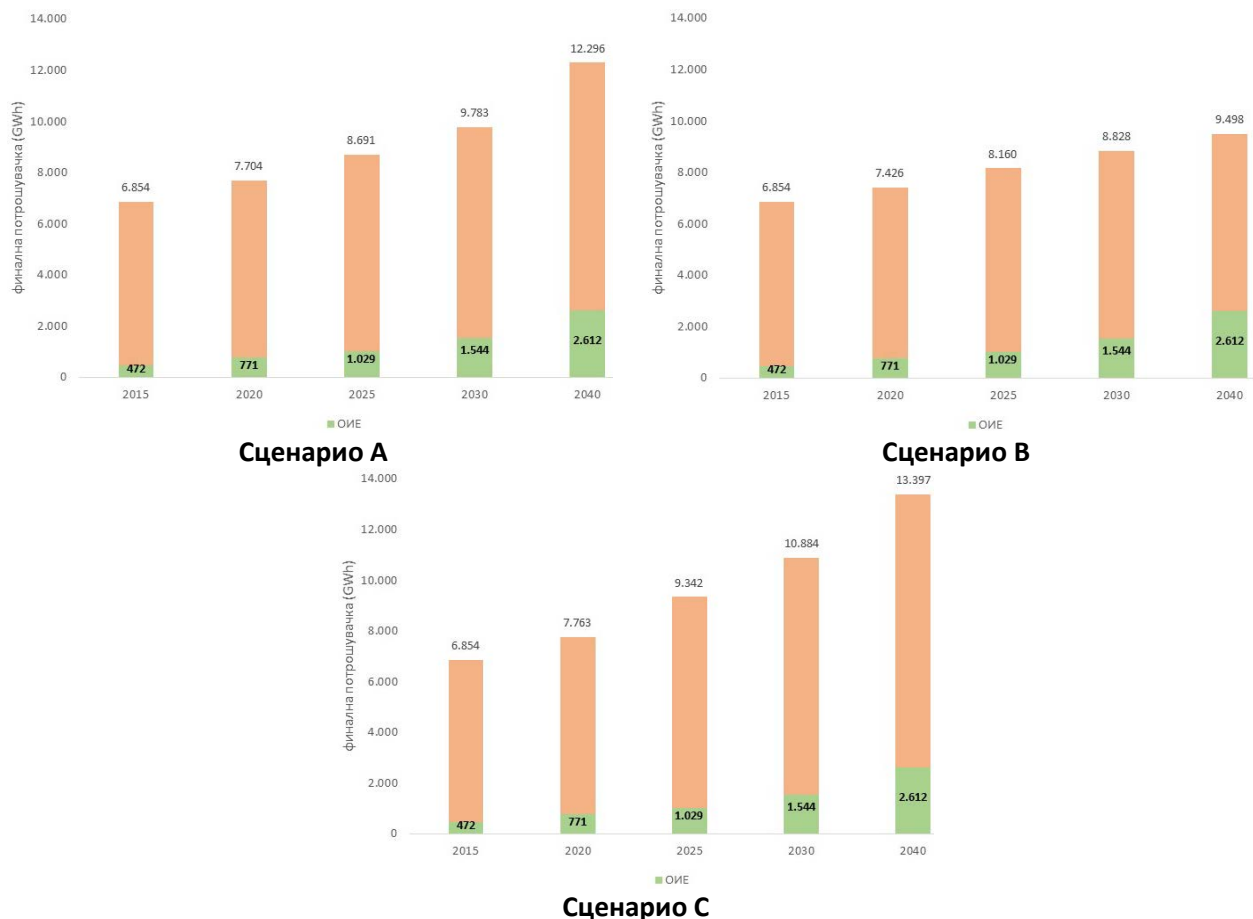
Учеството на разгледуваните типови на ОИЕ би можело во 2040 година да се движи во опсег од 18 % од вкупната финална потрошувачка на ЕЕ во РМ (сценарио на потрошувачката С и сите сценарија на производството освен „green“) до 25 % (сценарио на потрошувачката В и сите сценарија на производството освен „green“ сценариото).

Табела 3.10 Учество на производството на ОИЕ во финалната потрошувачка на ЕЕ РМ (сценарио на производството „green“)

Удел ОИЕ (%)	2015	2020	2025	2030	2040
Сценарио А	7%	10%	12%	16%	21%
Сценарио В	7%	10%	13%	17%	27%
Сценарио С	7%	10%	11%	14%	19%

Во „green“ сценариото на развој на производството, кое вклучува интензивна изградба на сите типови на ОИЕ, прогнозираното учество на разгледуваните типови на ОИЕ во 2040 година се движи во опсег од 19 % од вкупната финална потрошувачка на ЕЕ во РМ (сценарио на потрошувачката С) до 27 % (сценарио на потрошувачката В).

Доколку се разгледува вкупната потрошувачка на ЕЕ која ги вклучува загубите во преносната и дистрибутивната мрежа, вкупното производство на ОИЕ без големите ХЕЦ би покривало помеѓу 16 % и 23 % од вкупната потрошувачка за сите сценарија на производството, освен за „green“ сценариото, односно од 18 % до 25 % за „green“ сценариото.



Слика 3.11 Учество на производството на ОИЕ без големите ХЕЦ во финалната потрошувачка на ЕЕ во РМ (сценарио на производството „green“)

Доколку се разгледува прогнозата на вкупното производство на ОИЕ и големите ХЕЦ за состојба на нормална хидрологија, за различните сценарија на изградба на електричните центри и порастот на потрошувачката на ЕЕ (Табела 3.11) и ако таа се спореди со планот за постигнување на учеството на вкупното производство од ОИЕ во финалната потрошувачка на ЕЕ од 25,6 % до 2020 година и 47,2 % до 2030 година [5], може да се заклучи следново:

- Во сите сценарија на развој на производството (Слика 3.12, Слика 3.13, Слика 3.14), таа цел би била исполнета за 2020 година без оглед на сценариото на пораст на потрошувачката, но целта за 2030 година не би била исполнета во ниту една сценарио (Табела 3.12, Табела 3.13, Табела 3.14), бидејќи повеќето нови ХЕЦ се планирани за изградба после 2030 година.
- Во 2040 година може да биде исполнета целта за 2030 година во сите сценарија на развој на производството, но само во комбинација со мерките за енергетска ефикасност (сценарио на пораст на потрошувачката означен со В) и без нови големи директни (индустриски) потрошувачи во рамките на системот.
- Без оглед на планираната изградба на ОИЕ (ВЕЦ, мали ХЕЦ, ФНЕЦ, ТЕЦ на биомаса и биогаз), поставената цел за 2030 година согласно овде прикажаните прогнози не може да биде исполнета без забрзана динамика на изградба на големите ХЕЦ (потребна е изградба на неколку од планираните ХЕЦ пред 2030 година).

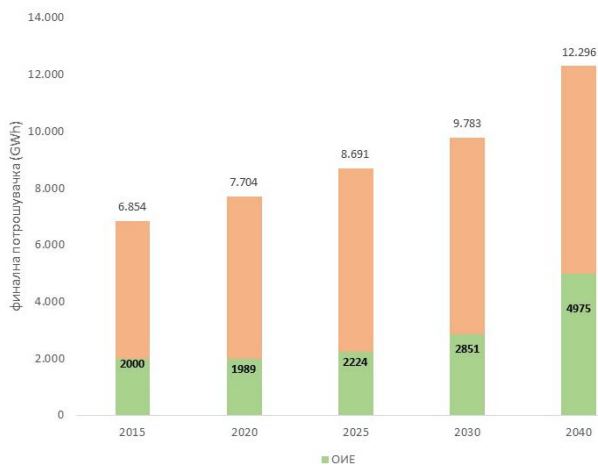
Табела 3.11 Прогноза на производството на ОИЕ и големите ХЕЦ во различните сценарија на изградба на електричните центри (GWh)

Сценарио	2015 (реализирано)	2020	2025	2030	2040
„business as usual“	2.000	1.989	2.224	2.851	4.975
ХЕЦ	1.528	1.254	1.254	1.401	2.579
ВЕЦ	121	160	334	694	1.519
Фотонапонски електроцентрали	23	51	81	201	321
Мали ХЕЦ	308	410	441	441	442
ТЕЦ на биогаз и на биомаса	20	114	114	114	114
„coal-lignite“	2.000	1.989	2.224	2.851	5.475¹³
ХЕЦ	1.528	1.254	1.254	1.401	3.079
ВЕЦ	121	160	334	694	1.519
Фотонапонски електроцентрали	23	51	81	201	321
Мали ХЕЦ	308	410	441	441	442
ТЕЦ на биогаз и на биомаса	20	114	114	114	114
„gas“	2.000	1.989	2.224	2.851	4.975
ХЕЦ	1528	1254	1254	1401	2579
ВЕЦ	121	160	334	694	1.519
Фотонапонски електроцентрали	23	51	81	201	321
Мали ХЕЦ	308	410	441	441	442
ТЕЦ на биогаз и на биомаса	20	114	114	114	114
„green“	2.000	2.024	2.282	3.284	5.443¹⁴
ХЕЦ	1528	1254	1254	1741	2831
ВЕЦ	121	160	334	694	1.519
Фотонапонски електроцентрали	23	51	81	201	321
Мали ХЕЦ	308	410	441	453	478
ТЕЦ на биогаз и на биомаса	20	149	172	195	294

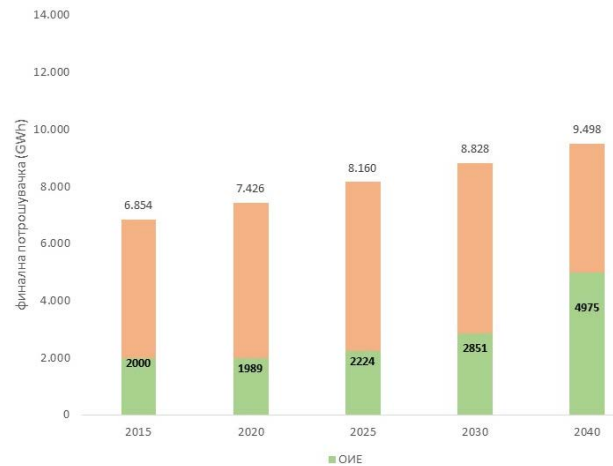
¹³ Прогнозираното производство на ОИЕ и големите ХЕЦ во сценариото „coal-lignite“ е поголемо од нивното производство во сценариото „green“, бидејќи во сценариото „coal-lignite“ е планирана изградба на реверзибилна ХЕЦ Чебрин со очекувано производство од 840 MWh, наспроти планираната изградба на ХЕЦ Чебрин со планирано годишно производство од 340 GWh во останатите сценарија на производството, додека сценаријата на изградба на ВЕЦ и ФНЕЦ во оваа студија се исти за сите сценарија на развој на производството.

Табела 3.12 Учество на производството на ОИЕ и големите ХЕЦ во финалната потрошувачка на ЕЕ во РМ (сценарија на производството „business as usual“ и „gas“)

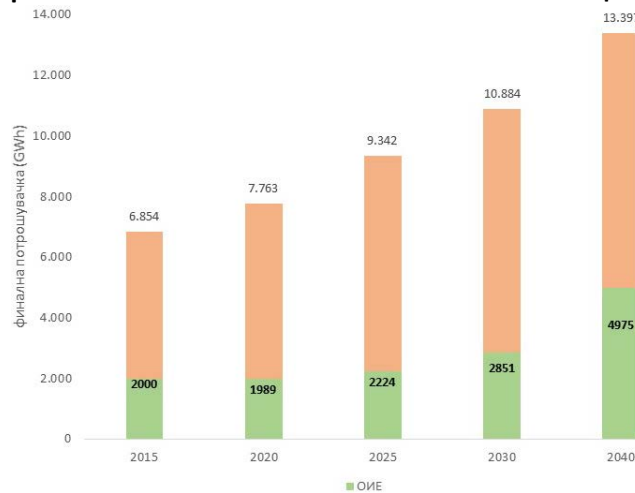
Удел ОИЕ (%)	2015	2020	2025	2030	2040
Сценарио А	29%	26%	26%	29%	40%
Сценарио В	29%	27%	27%	32%	52%
Сценарио С	29%	26%	24%	26%	37%



Сценарио А



Сценарио В

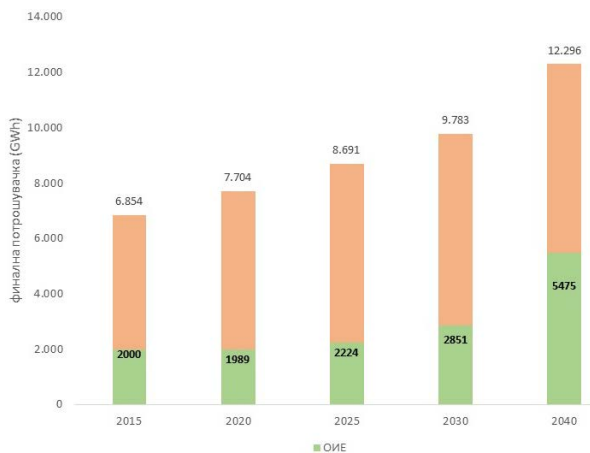


Сценарио С

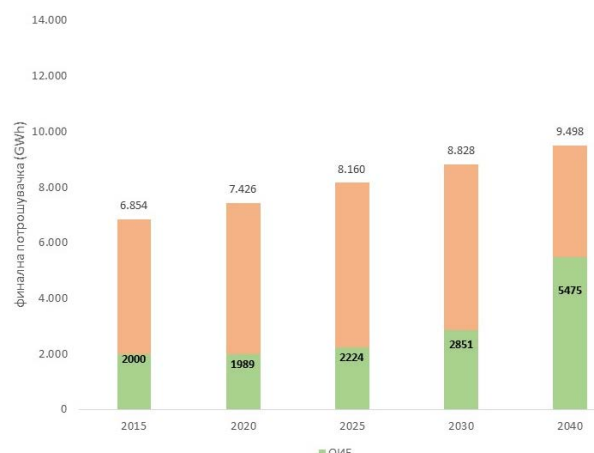
Слика 3.12 Учество на производството на ОИЕ и големите ХЕЦ во финалната потрошувачка на ЕЕ во РМ (сценарија на производството „business as usual“ и „gas“)

Табела 3.13 Учество на производството на ОИЕ и големите ХЕЦ во финалната потрошувачка на ЕЕ во РМ (сценарио на производството „coal-lignite“)

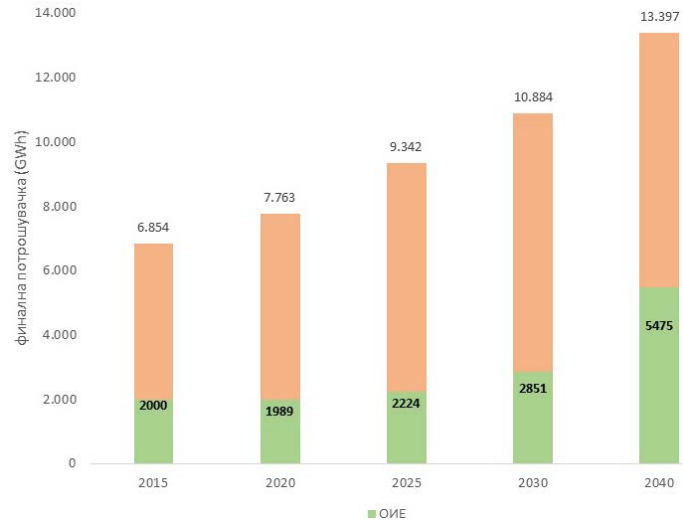
Удел ОИЕ (%)	2015	2020	2025	2030	2040
Сценарио А	29%	26%	26%	29%	45%
Сценарио В	29%	27%	27%	32%	58%
Сценарио С	29%	26%	24%	26%	41%



Сценарио А



Сценарио В

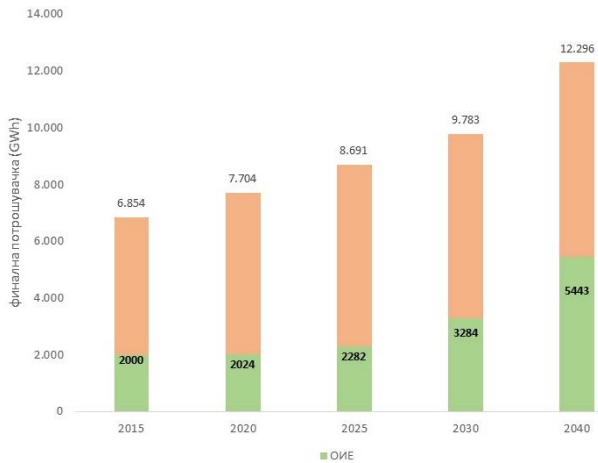


Сценарио С

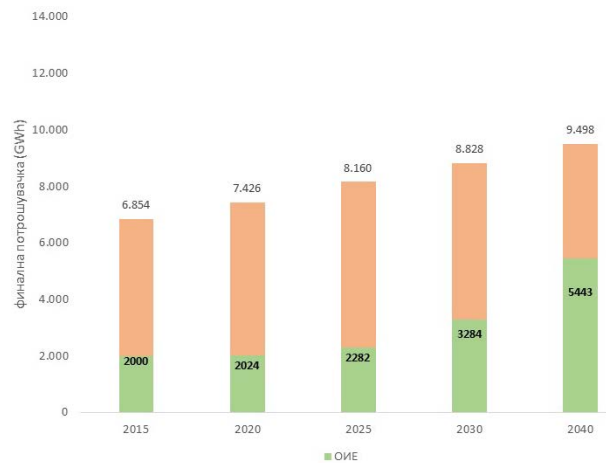
Слика 3.13 Учество на производството на ОИЕ и големите ХЕЦ во финалната потрошувачка на ЕЕ во РМ (сценарио на производството „coal-lignite“)

Табела 3.14 Учество на производството на ОИЕ и големите ХЕЦ во финалната потрошувачка на ЕЕ во РМ (сценарио на производството „green“)

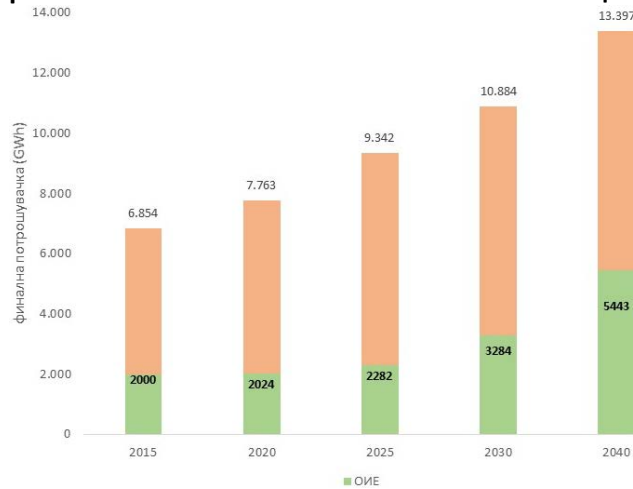
Удел ОИЕ (%)	2015	2020	2025	2030	2040
Сценарио А	29%	26%	26%	34%	44%
Сценарио В	29%	27%	28%	37%	57%
Сценарио С	29%	26%	24%	30%	41%



Сценарио А



Сценарио В



Сценарио С

Слика 3.14 Учество на производството на ОИЕ и големите ХЕЦ во финалната потрошувачка на ЕЕ во РМ (сценарија на производството „green“)

4. РАЗВОЈ НА ПАЗАРОТ НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА ВО МАКЕДОНИЈА

4.1 ПОВЛАСТЕНИ ТАРИФИ ЗА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА

Во [12] се дефинирани условите кои треба да ги исполни некоја електрична централа за да се добие статус на повластен производител на ЕЕ, со поттикнување на нејзиното производство согласно претходно дефинираните цени, при што операторот на системот (операторот на пазарот на електрична енергија) мора да го преземе целото производство на електричните централи со статус на повластен производител. Во актот се дефинира горната граница за инсталираната моќност на поединечните типови на електрични централи кои можат да добијат повластен статус, вредноста на повластената тарифа и временскиот рок во кој електричната централа има право на повластена тарифа.

Право на повластен производител имаат одредени видови на ХЕЦ, ВЕЦ, ФНЕЦ и електрични централи на биомаса или биогаз.

Мали ХЕЦ

ХЕЦ може да добие статус на повластен производител, ако нејзината инсталирана моќност не преоѓа 10 MW. Времето на загарантиран откуп на ЕЕ за малите ХЕЦ изнесува 20 години. Зависно од месечното производство на разгледуваната ХЕЦ со статус на повластен производител, откупните цени на ЕЕ изнесуваат:

12 €/kWh (за производство ≤ 85.000 kWh),
8 €/kWh (за производство > 85.000 и ≤ 170.000 kWh),
6 €/kWh (за производство > 170.000 и ≤ 350.000 kWh),
5 €/kWh (за производство > 350.000 и ≤ 700.000 kWh),
4,5 €/kWh (за производство > 700.000).

ВЕЦ

ВЕЦ може да добие статус на повластен производител, ако нејзината инсталирана моќност не преоѓа 50 MW. Времето на загарантиран откуп на ЕЕ за малите ХЕЦ изнесува 20 години. Откупната цена на ЕЕ произведена во ВЕЦ изнесува:

8,9 €/kWh.

ФНЕЦ

ФНЕЦ може да добие статус на повластен производител, ако нејзината инсталирана моќност не преоѓа 1 MW. Времето на загарантиран откуп на ЕЕ за ФНЕЦ изнесува 15 години. Откупната цена на ЕЕ произведена во ФНЕЦ изнесува:

16 €/kWh (за ФНЕЦ со инсталирана моќност $\leq 0,05$ MW),
12 €/kWh (за ФНЕЦ со инсталирана моќност $> 0,05$ MW).

ТЕЦ на биомаса

ТЕЦ на биомаса може да добие статус на повластен производител, ако нејзината инсталирана моќност не преоѓа 3 MW и ако најголемото учеството на фосилните горива во вкупната енергетска вредност на примарното гориво е 30 %. Времето на загарантиран откуп на ЕЕ за ТЕЦ на биомаса изнесува 15 години. Откупната цена на ЕЕ произведена во ТЕЦ на биомаса изнесува:

15 €/kWh (за ТЕЦ на биомаса во која учеството на фосилните горива во вкупната енергетска вредност на примарното гориво не преоѓа 15 %).

Во случај ако учеството на фосилните горива е поголемо од 15 %, а помало од 30 %, откупната цена се намалува врз основа на формула пропишана во владиниот акт.

ТЕЦ на биогаз

ТЕЦ на биогаз може да добие статус на повластен производител, ако најголемото учеството на фосилните горива во вкупната енергетска вредност на примарното гориво е 20 %. Времето на загарантиран откуп на ЕЕ за ТЕЦ на биогаз изнесува 15 години. Откупната цена на ЕЕ произведена во ТЕЦ на биогаз изнесува:

18 €/kWh (за ТЕЦ на биогаз во која учеството на фосилните горива во вкупната енергетска вредност на примарното гориво не преоѓа 10 %).

Во случај ако учеството на фосилните горива е поголемо од 10 %, а помало од 20 %, откупната цена се намалува врз основа на формула пропишана во владиниот акт.

Табела 4.1 Feed-in тарифи во РМ [5, 12]

Вид на електрична централа на ОИЕ	Максимална моќност (MW)	Ограничувања	Feed-in тарифа (€/kWh)	Период на поттикнување (година)
Ветерни електрични централи	50	Без ограничувања освен во вкупната инсталирана моќност	8,9	20
Фотонапонски електрични централи	1	моќност до: <0,05 MW >0,05 MW	16 12	15
Термо електрични централи на биогаз	-	Без ограничувања освен во вкупната инсталирана моќност	18	15
Термо електрични централи на биомаса	3	Без ограничувања освен во вкупната инсталирана моќност	15	15
Мали хидро електрични централи	10	Производство до 1-85 MWh/мес. 85 – 170 MWh/ мес. 170 – 350 MWh/ мес. 350 – 700 MWh/ мес.	12,00 8,00 6,00 5,00	20

4.2 ПОСТОЕЧКА ОРГАНИЗАЦИЈА НА ПАЗАРОТ И ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧНАТА ЕНЕРГИЈА ВО РЕПУБЛИКА МАКЕДОНИЈА

Во РМ постојат неколку производители на ЕЕ, од кои најголем е АД ЕЛЕМ Скопје, во чија сопственост се две ТЕЦ (Осломеј и Битола), осум големи ХЕЦ и моментално една ВЕЦ (Богданци). Останатите производители на ЕЕ се: АД ТЕЦ Неготино, ЕВН Македонија поседува 11 мали ХЕЦ од кои поголеми се (Калиманци и Матка), ТЕТО Скопје, КОГЕЛ, голем број на други мали ХЕЦ, ФНЕЦ и две ТЕЦ на биогаз. АД ЕЛЕМ и ЕВН Македонија произведуваат ЕЕ по регулирана цена, додека останатите производители произведуваат ЕЕ по пазарна цена (освен оние кои имаат статус на повластен производители и за своето производство добиваат feed-in тарифи одредени со одлука на Владата на РМ).

На пазарот на ЕЕ моментално се активни и повеќе трговци со ЕЕ, како што се ГЕН-И Кршко Словенија и ГЕН-И Продажба на енергија ДООЕЛ СКОПЈЕ, Данске комодитис ДООЕЛ СКОПЈЕ, ЕДС доо Скопје, Енерџи УИНД доо, ЕВН трејдинг дооел Скопје, ЕФТ Македонија ДООЕЛ Скопје и други.

Преносната мрежа е во сопственост на АД МЕПСО, кој е задолжен за управување со ЕЕС, изградба и одржување на мрежата, балансирањето на системот и друго. Во МЕПСО е организиран и оператор на пазарот на ЕЕ, кој меѓу другото има надлежност да ја презема целокупната ЕЕ произведена од електричните централи со статус на повластени производители, а финансиските средства за исплата на повластеното производство се собираат преку тарифата за пренос на ЕЕ. Помошните услуги кои МЕПСО ги набавува за управување со системот и одржување на пропишаните вредности и квалитетот на фреквенцијата, напоните и прекуграничните размени, моментално ги обезбедува исклучиво само АД ЕЛЕМ со финансиски паушален годишен надомест во вредност од околу 20 милиони €, без следење на реализацијата на поединечните помошни услуги и мерење на количината на реално обезбедените помошни услуги.

Дистрибутивната мрежа во РМ е во сопственост на ЕВН Македонија, која истовремено преку посебна фирма ги снабдува во најголем дел тарифните дистрибутивните потрошувачи на ЕЕ кои сè уште се по регулираните цени. Мал дел од дистрибутивната мрежа во Скопје е во сопственост на АД ЕЛЕМ, кој исто така ги снабдува таму приклучените дистрибутивни потрошувачи по регулирана цена.

Големите индустриски потрошувачи кои се директно приклучени на преносната 110 kV мрежа, набавуваат ЕЕ за своите потреби на пазарот.

Во рамките на регулираниот дел на пазарот на ЕЕ, купувањето и продажбата на ЕЕ и моќност се извршува по цени и услови кои ги одобрува Регулаторната комисија за енергетика (РКЕ). На регулираниот дел од пазарот учествуваат регулираниот производител, дистрибутивен оператор и снабдувач на тарифни потрошувачи - АД ЕЛЕМ, повластените производители, дистрибутивниот оператор и снабдувачот на тарифните потрошувачи - ЕВН Македонија (снабдувањето на тарифните потрошувачи е до 30 јули 2020 година), операторот на системот и операторот на пазарот - МЕПСО.

Учесниците на дерегулираниот дел од пазарот, прават набавка и продажба на ЕЕ врз основа на меѓусебни договори, а учесници можат да бидат АД ЕЛЕМ за продажба на вишоците на ЕЕ спрема посебно утврдени правила, останатите производители освен оние со статус на повластени, разни снабдувачи и трговци со ЕЕ, МЕПСО во делот за набавка на ЕЕ за покривање на загубите во преносната мрежа и заради потребите за балансирање на системот, ЕВН Македонија и АД ЕЛЕМ како оператори на дистрибутивните мрежи само за покривање на загубите на ЕЕ во дистрибутивните мрежи, како и сите квалификувани потрошувачи на ЕЕ кои моментално се околу 250 (потрошувачи кои имаат повеќе од 50 вработени и вкупен годишен приход или вкупна актива поголема од десет милиони евра во денарска против вредност за 2015 година).

Согласно проценката на РКЕ, во 2015 година на дерегулираниот пазар на ЕЕ учествувале потрошувачи (вклучувајќи ги и операторот на системот и дистрибутивниот оператор за покривање на загубите во мрежите) кои трошат околу 45 % во однос на вкупната потрошувачка на ЕЕ во РМ [8]. Во иднина целта е до 2020 година учеството на дерегулираниот пазар да се зголеми на 100 %, односно да се овозможи и на тарифните потрошувачи сами да го изберат снабдувачот со ЕЕ на малопродажниот пазар.

Моменталните регулирани цени на ЕЕ и моќност за различните категории на производители и потрошувачи на ЕЕ, прикажани се со следната табела.

Табела 4.2 Регулирани цени на ЕЕ и моќност во РМ (02/2017)¹⁴ [8]

Назив	Цена	Единица мерка
ПОТРОШУВАЧИ (РЕГУЛИРАНИ)		
Домаќинства ЕДНОТАРИФНО мерење-активна електрична енергија	4,46	ден/kWh
Домаќинства ДВОТАРИФНО мерење (висока тарифа)-активна електрична енергија	5,56	ден/kWh
Домаќинства ДВОТАРИФНО мерење (ниска тарифа)-активна електрична енергија	2,78	ден/kWh
Потрошувачи од I тарифен степен (моќност)	748,11	ден/kW
Потрошувачи од I тарифен степен (висока тарифа)-активна електрична енергија	3,58	ден/kWh
Потрошувачи од I тарифен степен (ниска тарифа)-активна електрична енергија	1,76	ден/kWh
Потрошувачи од II тарифен степен (висока тарифа)-активна електрична енергија	8,66	ден/kWh
Јавно осветлување (една тарифа)	5,58	ден/kWh
ЕВН Македонија АД – Скопје, Просечна цена за снабдување на тарифни потрошувачи	4,9882	ден/kWh
АД ЕЛЕМ ЕНЕРГЕТИКА, Просечна цена за снабдување на тарифни потрошувачи	4,8927	ден/kWh
Потрошувачи приклучени на дистрибутивен систем 35kV	4,12	ден/kWh
Потрошувачи приклучени на дистрибутивен систем 35kV директно приклучени	4,86	ден/kWh
Потрошувачи приклучени на дистрибутивен систем 10(20)kV	4,72	ден/kWh
ПРОИЗВОДИТЕЛИ (РЕГУЛИРАНИ)		
АД ЕЛЕМ – Скопје, Цена за производство	2,5241	ден/kWh
ПРЕНОС		
АД МЕРСО – Скопје, Тарифа за пренос	0,2463	ден/kWh
АД МЕРСО – Скопје, Тарифа за организирање и управување со пазарот на електрична енергија	0,015	ден/kWh
ДИСТРИБУЦИЈА		
ЕВН Македонија АД – Скопје, Тарифа за дистрибуција	1,6157	ден/kWh
АД ЕЛЕМ ЕНЕРГЕТИКА, Тарифа за дистрибуција	0,324	ден/kWh

Цените на ЕЕ кои се договорени помеѓу различните учесници на дерегулираниот пазар на ЕЕ, не се јавно достапни.

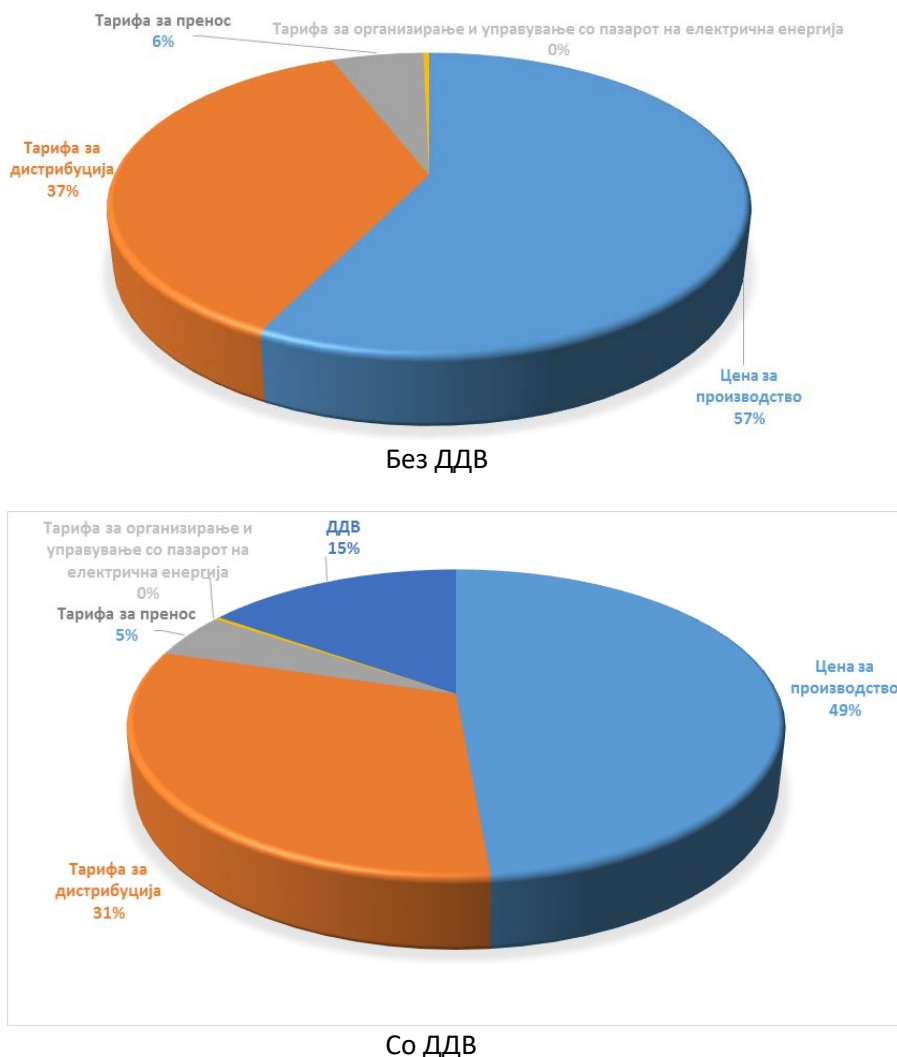
Согласно сегашните цени, прикажани во претходната табела, просечната вкупна цена во категоријата на домаќинства, изнесува:

АД ЕЛЕМ – Скопје, Цена за производство	2,5241	ден/kWh
ЕВН Македонија АД – Скопје, Тарифа за дистрибуција	1,6157	ден/kWh
АД МЕРСО – Скопје, Тарифа за пренос	0,2463	ден/kWh
АД МЕРСО – Скопје, Тарифа за организирање и управување со пазарот на електрична енергија	0,015	ден/kWh
ВКУПНО БЕЗ ДДВ	4,40	ден/kWh
ВКУПНО СО ДДВ	5,19	ден/kWh

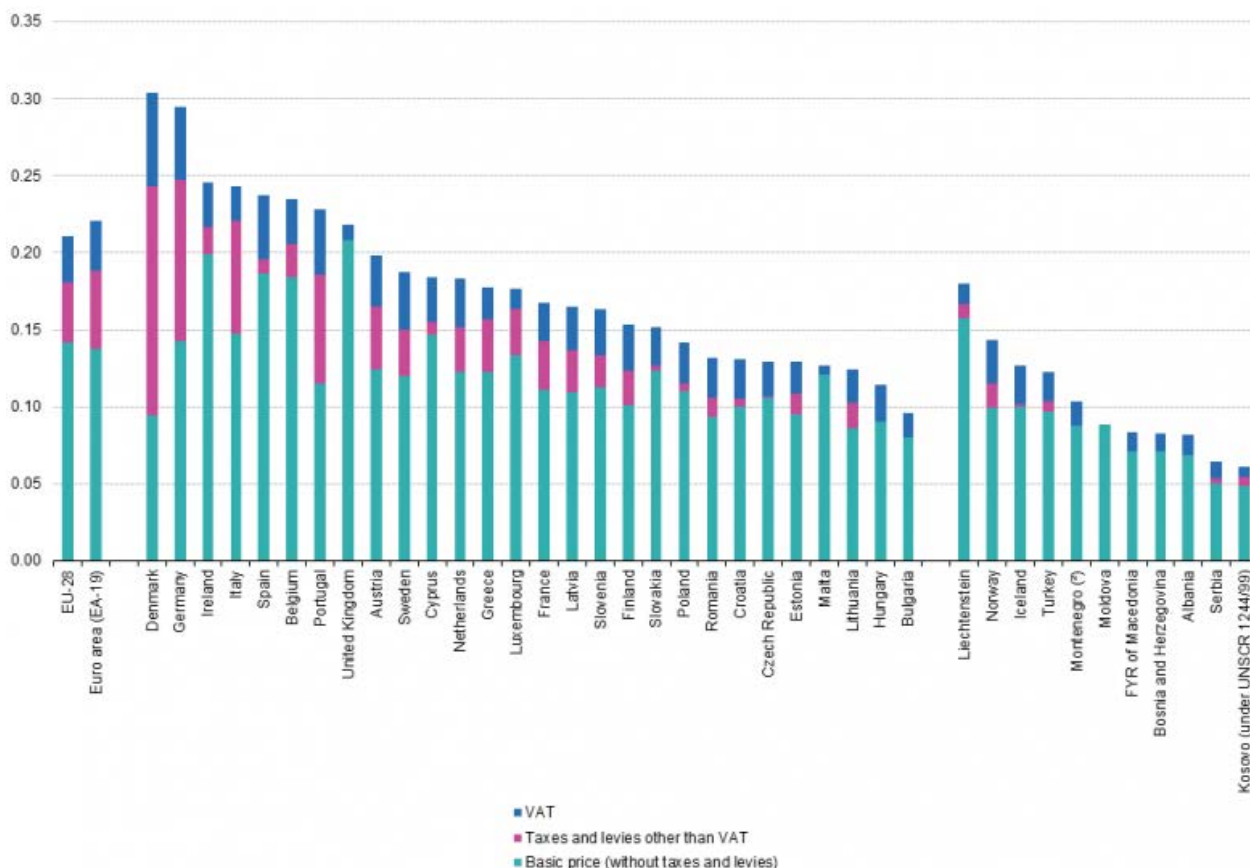
¹⁴ <http://www.erc.org.mk/pages.aspx?id=153>

ВКУПНО БЕЗ ДДВ	7,15	€/kWh
ВКУПНО СО ДДВ	8,43	€/kWh

Во постоечката цена на ЕЕ за домаќинствата, 57,4 % е делот кој се однесува на цената на производството на ЕЕ, 36,7 % се однесува на цената на дистрибуцијата на ЕЕ, 5,6 % на цената на преносот и 0,3 % на цената на организацијата и управувањето на пазарот во што е вклучен и повластени механизам за ОИЕ. Доколку ја разгледуваме цената со ДДВ, на производството на ЕЕ отпаѓа околу 50 % од вкупната цена, што претставува реален простор за да се развие малопродажниот пазар, бидејќи снабдувачите меѓусебно ќе конкурираат на тој дел од вкупната цена на ЕЕ, кога пазарот ќе биде 100 % отворен (цените на дистрибуцијата, преносот и управувањето и организирањето на пазар и натаму ќе бидат регулирани и нема кај нив пазарен натпревар). Пазарот на ЕЕ во РМ ќе биде доволно развиен и ликвиден, само ако просторот во цената на ЕЕ кој се однесува на производството (денес) односно снабдувањето (2020 година и во иднина), биде доволно широк за да во неговите рамки се развие конкуренција помеѓу поголем број на снабдувачи.



Слика 4.1 Постоечка структура на цената на ЕЕ за домаќинствата во РМ



Слика 4.2 Просечни цени на ЕЕ во €/kWh која ја плаќаат домаќинствата во Европа (извор: Eurostat¹⁵)

Како што може да се види на претходната слика, Македонија со просечна цена од 8,43 €с/kWh (0,084 €/kWh) во втората половина на 2015 година, моментално е меѓу земјите со најниска цена на ЕЕ за домаќинствата, а пониска цена за домаќинства имаат само уште Косово (0,061 €/kWh), Србија (0,065 €/kWh), Албанија (0,082 €/kWh) и БиХ (0,083 €/kWh). Распонот на цени во земјите на ЕУ изнесувал 0,096 €/kWh (Бугарија) до 0,304 €/kWh (Данска), а просекот на цените во земјите на ЕУ-28 изнесувал 0,211 €/kWh, што е 2,5 пати поголема просечна цена од онаа во РМ.

Кај земјите во регионот, кои се полноправни членки на ЕУ, просечната цена на ЕЕ за домаќинствата изнесува:

Грција: 0,177 €/kWh (2,1 пати поголема цена од РМ)
 Бугарија: 0,096 €/kWh (1,14 пати поголема цена од РМ)
 Романија: 0,132 €/kWh (1,57 пати поголема цена од РМ)
 Хрватска: 0,131 €/kWh (1,55 пати поголема цена од РМ)

Видливо е дека во земјите со отворен пазар на ЕЕ, а во опкружувањето на РМ, домаќинствата плаќаат од 1,1 до 2,1 пати поголема цена од македонските домаќинства, што може да укаже на трендот на цената на ЕЕ при 100% отворање на пазарот во РМ.

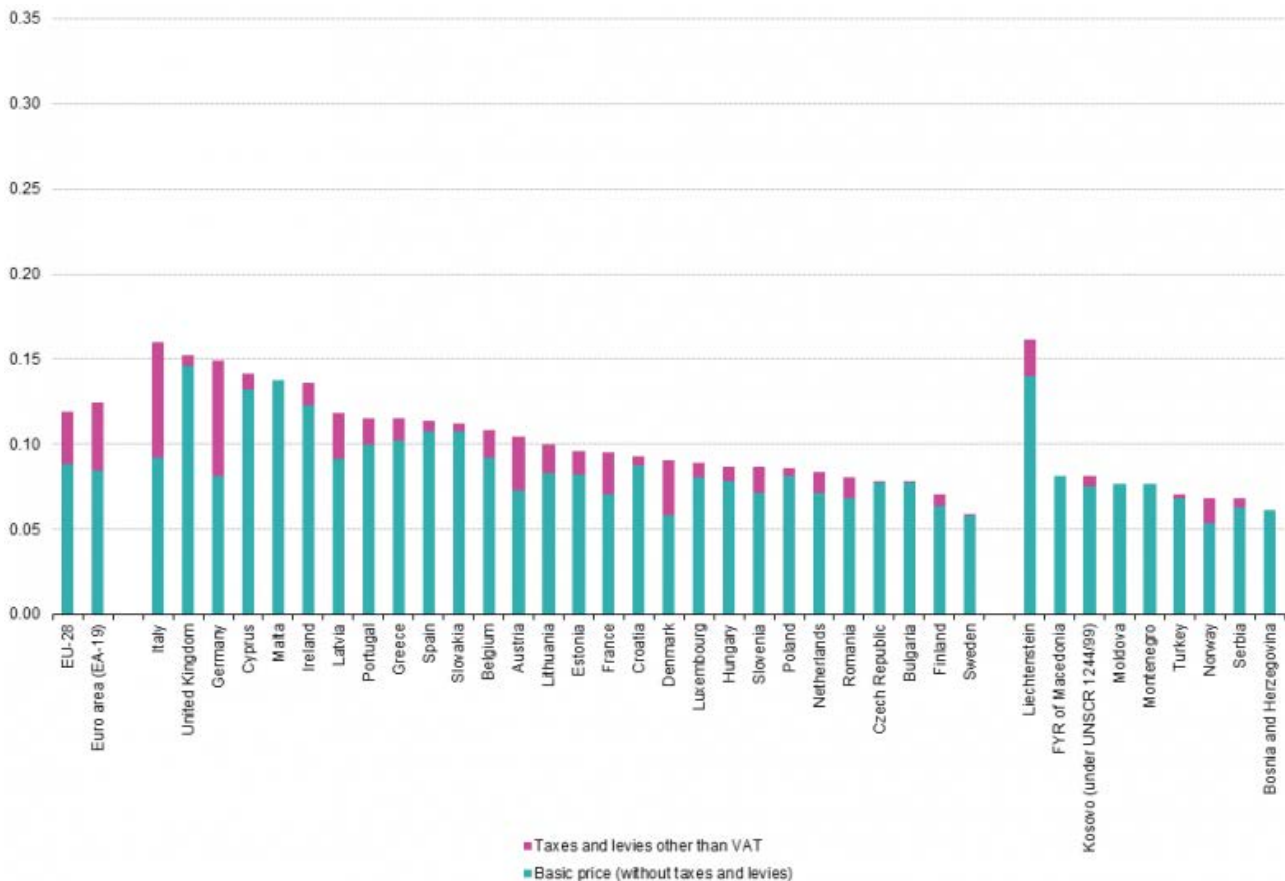
Во рамките на пазарот на ЕЕ во Хрватска, делуваат неколку снабдувачи на малопродажно ниво, кои нудат ЕЕ на потрошувачите во категоријата домаќинства. Моменталните цени за оваа категорија на потрошувачи, врз основа на примерот на еден од снабдувачите, се:

¹⁵ http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Energy_price_statistics

Надомест за снабдување	0,0564	€/kWh
Надомест за дистрибуција	0,0293	€/kWh
Надомест за пренос	0,0120	€/kWh
Надомест за ОИЕ	0,0047	€/kWh
ВКУПНО без ДДВ	0,1024	€/kWh
ВКУПНО со ДДВ	0,1157	€/kWh

Просторот во цената на ЕЕ за домаќинствата во рамките на кој се натпреваруваат пазарните снабдувачи изнесува 55 % од вкупната цена без ДДВ, односно 49 % од вкупната цена со ДДВ, што меѓу другите фактори резултираше со само околу 8 % потрошувачи во категоријата домаќинства кои го промениле снабдувачот во изминатиот период од 3,5 години, односно избрале пазарен снабдувач (околу 92 % од вкупниот број на потрошувачи во категоријата домаќинства и понатаму се наоѓа во рамките на универзалната услуга). Во прилог на малата ликвидност на малопродажниот пазар, исто така оди во прилог и фактот што понудите на пазарните снабдувачи многу малку се разликуваат во цената (разликите во цените за снабдување се до ± 5 % од цената за снабдување, односно околу $\pm 2,5$ % од вкупната цена на ЕЕ со ДДВ).

Слична е ситуацијата во поглед на односот на цените на ЕЕ за индустриските потрошувачи во различните европски земји и во РМ. Моменталната просечна цена на ЕЕ во РМ за индустриските потрошувачи, согласно Eurostat изнесува 0,081 €/kWh и со таа цена РМ се наоѓа во втората половина на разгледуваните земји, а пониска цена за индустријата имаат БиХ (0,061 €/kWh), Србија (0,068 €/kWh), Турција (0,07 €/kWh), Црна Гора (0,076 €/kWh), Норвешка (0,069 €/kWh), Шведска (0,059 €/kWh), Финска (0,071 €/kWh), Романија (0,08 €/kWh), Чешка (0,078 €/kWh) и Бугарија (0,078 €/kWh). Распонот на цени за индустриските потрошувачи во земјите на ЕУ се движи од 0,059 €/kWh (Шведска) до 0,16 €/kWh (Италија), а просекот на цената во земјите на ЕУ-28 изнесувал 0,119 €/kWh, што е 1,47 пати поголема од просечната цена за индустријата во РМ.



Слика 4.3 Просечни цени на ЕЕ €/kWh која ја плаќаат индустриските потрошувачи во Европа (извор: Eurostat)

4.3 ПРОЦЕНКА НА ИДНИТЕ ПАЗАРНИ ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧНАТА ЕНЕРГИЈА ВО РЕПУБЛИКА МАКЕДОНИЈА

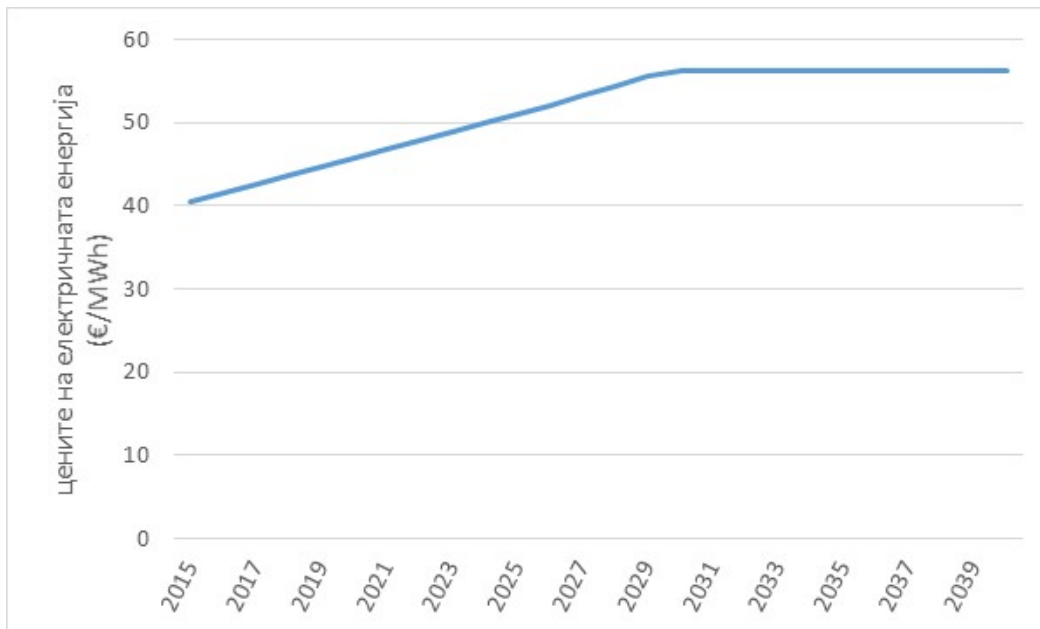
За да се одреди влијанието на интеграцијата на ОИЕ (посебно ВЕЦ и ФНЕЦ) на вкупната цена на ЕЕ, потребно е да се процени идното движење на:

- цената на ЕЕ на големо (wholesale),
- цената на ЕЕ која ја плаќаат крајните потрошувачи (retail price).

Цената на ЕЕ на големо е цената по која ЕЕ може да се набави на пазарот, односно од страна на снабдувачите на големо. Таа е вообичаено нешто поголема од производната цена на ЕЕ дефинирана врз основа на merit-order листата (возниот ред на електричните централи составен спрема растечките трошоци на производство, конечната цена е дефинирана како производната цена на последната електрична централа на листата). Оваа цена се дефинира на берзите на ЕЕ за различни разгледувани производи односно пазари (ден однапред, интра-дневно, идни и други). Големо продажната цена на ЕЕ (базната) на пазарот ден-однапред (*DAM – day ahead market*) на берзата NUPX изнесувала просечно 40,5 €/MWh во 2014 и 40,6 €/MWh за 2015 година [11]. Движењето на големо продажната цена во иднина не е едноставно да се процени, а таа зависи од низа на различни фактори чие предвидување е поврзано со различни несигурности.

За потребите на изработката на оваа студија, големо продажната цена на ЕЕ во РМ е претпоставена на следните вредности:

40,6 €/MWh за постоечката состојба (референтна просечна цена на HUPX DAM),
 45,7 €/MWh¹⁶ за состојба 2020 година согласно [16],
 51,0 €/MWh за состојба 2025 година, врз основа на линеарен пораст на цените во периодот 2020 – 2030 година,
 56,2 €/MWh¹⁷ за состојба 2030 година и после тоа, согласно [17].
 Претпоставеното движење на големо продажната цена на ЕЕ во РМ, прикажано е на следната слика.



Слика 4.4 Претпоставено движење на големо продажната цена на ЕЕ во РМ

Цената на ЕЕ која ја плаќаат крајните потрошувачи, вообичаено се дефинира како збир од следните ставки (Слика 4.5):

- Надоместок за снабдување со ЕЕ (цена по која снабдувачите ја нудат ЕЕ на потрошувачите во услови на отворен пазар, а се формира така што големо продажната цена снабдувачите ја зголемуваат минимално за своите очекувани трошоци и за нив минимално прифатливиот профит)¹⁸,
- Надоместок за пренос на ЕЕ (во кој во РМ е вклучен и надоместок за операторот на пазарот на ЕЕ, односно надоместокот за производство на ЕЕ од страна на повластените производители со повластена тарифа),
- Надоместок за дистрибуција на ЕЕ,
- Данок на додадена вредност (ДДВ).

¹⁶ Во литературата [16] во периодот 2011 – 2020 во референтното сценарио е предвиден пораст на трошоците на производство од 2,4 %/годишно и таквата стапка е применета на периодот 2016 – 2020 почнувајќи од почетната цена 40,6 €/MWh.

¹⁷ Се однесува на пазарни симулации спроведени за базно сценарио во кое во 2030 година се во работа две HVDC врска кон Италија, од Грција и Црна Гора, прикажаната проценка се однесува на големо продажната цена во РМ.

¹⁸ Во постоечкиот регулиран пазар, оваа компонента на цената ја претставува регулираната цена за производство на АД ЕЛЕМ – Скопје, по која снабдувачот (ЕВН Македонија) е должен да ја откупи произведената ЕЕ од ЕЛЕМ.



Слика 4.5 Структура на цената на ЕЕ која ја плаќаат потрошувачите

Надоместокот за снабдување со ЕЕ ќе се претпостави како 15 % поголема цена од пазарната цена. Ќе се претпостави дека интеграцијата на ОИЕ во РМ нема да влијае на овој дел во вкупната цена на ЕЕ, бидејќи претпоставена е цврста зависност со цената на пазарот на која интеграцијата на ОИЕ во РМ не влијае. Влијанието на интеграцијата на ОИЕ на разгледуваната категорија на цената сепак е возможно, ако на снабдувачите на ЕЕ во иднина им се наметнат одредени обврски во поглед на купување на „зелена“ ЕЕ.

Надоместокот за пренос на ЕЕ се состоел од дел за пренос кој ги покривал трошоците за работењето на МЕПСО (без трошоците за операторот на пазарот) и делот за организирање и управување на пазарот на ЕЕ од страна на пазарниот оператор во МЕПСО. Интеграцијата на ОИЕ влијае на двете ставки во надоместокот за пренос на ЕЕ, преку поголемите инвестициски трошоци за зајакнување на мрежата и поголемите трошоци за регулација во рамките на системот, како и преку поголемата вредност на сумата која се исплатува на производителите од ОИЕ за повластената тарифа, а заради зголемување на бројот на ОИЕ. Затоа во студијата ќе се одреди (процени) колку заради интеграцијата на ВЕЦ и ФНЕЦ, ќе се зголеми делот за надоместокот за пренос, а колку ќе се зголеми делот за надоместокот за организирање и управување на пазарот, во однос на денешното ниво на цената.

Надоместокот за дистрибуција на ЕЕ ги покрива оправданите трошоци за работењето на операторот на дистрибутивната мрежа. Бидејќи во студијата нема да се анализира потребната изградба на дистрибутивната мрежа заради приклучокот на ОИЕ, посебно ФНЕЦ, се претпоставува дека интеграцијата на ОИЕ нема да влијае на оваа ставка во конечната цена на ЕЕ, иако тоа влијание може да биде значително при приклучок на поголем број на мали и дисперзирани електрични центри.

Вредноста на ДДВ ќе се претпостави на денешното ниво од 18 %.



Слика 4.6 Приказ на влијанието на интеграцијата на ОИЕ на цента на ЕЕ која ја плаќаат потрошувачите

4.4 ПРЕТПОСТАВКИ ЗА ЕВОЛУЦИЈА НА ПОВЛАСТЕНИТЕ ТАРИФИ

4.4.1 Механизми за поддршка на инвестициите во ОИЕ

Електричните центри кои користат ОИЕ сè уште не се пазарно конкурентни, односно цената на произведената ЕЕ од таквите електрични центри е значително повисока од цената на ЕЕ произведена во големите ХЕЦ, ТЕЦ и нуклеарните електрични центри. Тоа се должи на техничките карактеристики на овие постројки и инвестициите кои се потребни за да се изгради одредена електрична централа која користи ОИЕ. Затоа, одредени држави го поттикнуваат нивното производство со примена на различни мерки на плаќање на ЕЕ произведена во тие електрични центри надвор од пазарните принципи, гарантирајќи го преземањето на целокупното производство во мрежата, со однапред дефинирани рокови во рамките на кои ќе се применуваат мерките за поттикнување. На тој начин се намалува ризикот на инвеститорите и се овозможува прифатлив рок за враќање на инвестицијата.

Цената на ЕЕ која ја произведуваат ОИЕ (ВЕЦ, ФНЕЦ и останатите), односно приходот од продажбата на така произведената ЕЕ, мора на инвеститорите да им го покрива трошокот за инвестицијата и работењето, земајќи го предвид и трошокот за финансирање на инвестицијата (на пример кредитен аранжман со банките) и во одреден рок да им гарантира и профит. Најчесто користен механизам за поттикнување во Европа е т.н. „feed-in tarifa“, односно фиксна откупна цена, која се одредува врз основа на претпоставениот еквивалентен број на часови работа годишно со максимална моќност, инсталираната моќност на постројката, единечниот трошок за инвестицијата во изградба на електрична централа на ОИЕ и дефинираниот рок на враќање на инвестицијата во распон од 5 до 10

години. Притоа заради низа на фактори, трошокот за капиталот во одредени земји како РМ, може да биде изразено висок и значително понеповолен отколку во многу земји членки на ЕУ и неповолен во однос на вредноста претпоставена при дефинирањето на системот за поттикнување, што ќе доведе до тоа да значителен дел од приходот од поттикнувачката цена оди кај комерцијалните банки кои финансираат проекти за искористување на ОИЕ.

Табелата во продолжение го прикажува описот на механизмот за поттикнување на производството на ВЕЦ во регионот и во одредени земји во ЕУ (состојба од 2013 година).

Освен преку поттикнувачката цена, проектите за искористување на ОИЕ уште се стимулираат и преку директен финансиски надомест на дел од инвестицијата, загарантиран откуп на ЕЕ, префрлање на трошоците за зајакнување на преносната и дистрибутивната мрежа на сите корисници, иземање на производителите од ОИЕ од системот на балансирање и намалување/укинување на нивната финансиска одговорност за дебаланси и други видови на стимулирачки механизми.

Табела 4.3 Механизми за поддршка на инвестициите во ВЕЦ

Држава	Механизам	Откупна цена на производството на ВЕЦ	Период на поддршка
Бугарија	Feed-in	67,8 €/MWh или 76 €/MWh зависно од бројот на работни часови	12 години
Хрватска	Feed-in	95,6 €/MWh	14 години
Чешка	Референтна цена	Разлика помеѓу пазарната и референтната цена	20 години
Унгарија	Тендер	Зависно од проектот	Зависно од проектот
Полска	Сертификати	Пазарна цена	10+ години
Романија	Сертификати	Два сертификати/MWh плус додаток помеѓу 28 €/MWh – 57,4 €/MWh	до 2017
Србија	Feed-in	95 €/MWh	12 години
Словачка	Feed-in	72,29 €/MWh	15 години
Словенија	Feed-in и Референтна цена	95,38 €/MWh (ВЕЦ<5 MW), 59,75 €/MWh (ВЕЦ<10 MW), 38,76 €/MWh (ВЕЦ>10 MW).	15 години
Турција	Feed-in	56,6 €/MWh плус премија за домашна компонента 0,47-1,01 €/MWh	-
Украина	Feed-in	55,22 €/MWh помножено со 1,2-2,1 зависно од моќноста на ВЕЦ	до 2030
Грција	Feed-in	105 €/MWh	20
Македонија	Feed-in	89 €/MWh	20 години

Механизмите за поттикнување на ФНЕЦ се слични како и за ВЕЦ, но зависно од видот на постројката (панели на покрив, панели интегрирани во фасадата, панели на земјиште) и нејзината големина, feed-in тарифите се општо значително повисоки отколку кај ВЕЦ, заради позначителните специфични трошоци за инвестицијата и помалите вредности на еквивалентниот број на часови работа годишно со максимална моќност. Поради намалување на цените на фотонапонските панели во последните години, воглавно под влијание на кинеското производство, но и поради унапредувањето на технолошките решенија при изработката на фотопанелите, повластени цени за произведената ЕЕ од

ФНЕЦ генерално опаѓаат, а одредени држави (Чешка, Хрватска) прекинаа да склучуваат нови договори за повластено производство заради исполнување на квотите.

Освен механизми за поттикнување на производството преку feed-in тарифи, во ЕУ се сретнуваат и други механизми како што се премиум тарифа (на производителите им се гарантира фиксна и варијабилна тарифа над пазарната цена за одреден временски период), субвенција при инвестицијата, субвенционирани кредити или даночни олеснувања. Регулаторните механизми за изградба на ОИЕ се и спроведување на тендери за одреден капацитет преку гарантирана цена во одреден временски рок спрема критериумот за најниска понуда и систем за купопродажба на сертификати, каде произведувачите, трговците и снабдувачите се должни да купуваат одреден процент на ЕЕ од ОИЕ. Поттикнувањето на изградбата на електричните центри кои користат ОИЕ возможно е и со воведување на данок или дозвола за емисија на CO₂, воведување на еко-данок на ЕЕ произведена од електрични центри кои не користат ОИЕ или со укинување на субвенциите кои се давале на електричните центри кои користат фосилни горива и нуклеарните електрични центри.

Табела 4.4 Механизми за поддршка на инвестициите во ФНЕЦ¹⁹

Држава	Механизам	Откупна цена на производството на ВЕЦ	Период на поддршка [години]
Австрија	Feed-in	82,4 €/MWh (5-200 kW)	13
Бугарија	Feed-in	130,2 €/MWh (<5 kW), 109,1 €/MWh (5 – 30 kW).	20
Хрватска	Feed-in	254 €/MWh (<10 kWh), 226 €/MWh (10-30 kWh), 205 €/MWh (>30 kWh).	14
Чешка	Feed-in	306 €/MWh (<30 kWh), 241 €/MWh (30-100 kWh), 225 €/MWh (>100 kWh)*.	20
Унгарија	Feed-in	100 €/MWh (<20 MW) 30 – 90 €/MWh (20 – 50 MW)** 50 – 70 €/MWh (>50 MW)**	-
Словачка	Feed-in	84,98 €/MWh (<30 kWh)	15
Турција	Feed-in	103 €/MWh	10
Грција	Feed-in	120 €/MWh (ФНЕЦ на покриви) 115 €/MWh (<100 MW) 90 €/MWh (>100 MW)	25
Македонија	Feed-in	160 €/MWh (<50 kW) 120 €/MWh (50 kW - 1 MW)	15

* цени за 2011 година, од 2014 година нема повеќе feed-in тарифи за нови ФНЕЦ

** зависно од периодот на денот

¹⁹ <http://www.res-legal.eu/en/comparison-tool/>

4.4.2 Преглед и ревизија на актуелните повластени тарифи за поддршка на ОИЕ

Сегашните повластени тарифи во РМ за поттикнување на производството од ОИЕ, прикажани се детално во поглавјето 4.1. Производството на ВЕЦ со моќност до 50 MW се поттикнува со откупна цена од 89 €/MWh со рок од 20 години, додека цената за ФНЕЦ се поттикнува со откупни цени од 160 €/MWh за постројки со моќност до 0,05 MW (50 kW) и 120 €/MWh за постројки со моќност од 0,05 MW до 1 MW со рок од 15 години.

ВЕЦ

Доколку се разгледуваат постоечките вредности на feed-in тарифите за „onshore“ ВЕЦ во Европа (од 44,2 €/MWh до 105 €/MWh) и се споредат со feed-in тарифата во РМ (89 €/MWh), може да се заклучи дека feed-in тарифата во РМ е во горниот дел по вредноста и со продолжен рок на траење во однос на повеќето земји од ЕУ.

Доколку се земе во предвид податок од 2015 година во кој ВЕЦ Богданци произвела нето 115,477 GWh ЕЕ, со еквивалентен број на часови работа годишно со максимална моќност од 3.282 ?, со постоечката feed-in тарифа годишната заработувачка за ВЕЦ Богданци изнесувала околу 10,3 милиони €. Доколку специфичната инвестиција во ВЕЦ Богданци изнесувала колку генерално користената вредност на инвестиција во ВЕЦ од 1.500 €/kW, односно доколку вкупниот трошокот за инвестицијата изнесувал 55,2 милиони €, а годишните трошоци за одржување биле на ниво од 10 €/MWh од произведената ЕЕ, рокот за враќање на инвестицијата би изнесувал 10 години без трошоците за поединечни надоместоци, осигурување и слично. Тоа со други зборови значи дека со рок на траење на feed-in тарифата од 20 години со претпоставените трошоци за инвестицијата и одржувањето, како и со претпоставка за приближно постојано годишно производство на ниво од 2015 година, инвестицијата во ВЕЦ Богданци ќе донесе профит за инвеститорот од околу 25 милиони € (дисконтирано на сегашна вредност) во рокот на траење на feed-in тарифата (со точни податоци рокот на враќање на инвестицијата ќе биде веројатно поголем од овде проценетиот, а вкупниот профит помал, бидејќи не се земени предвид трошоците за финансирање, односно каматите кои инвеститорот веројатно е должен да ги плаќа спрема банката/банките кај кои се задолжил).

Доколку сметаме дека на вложувачите во ВЕЦ им е прифатлив рокот на враќање на инвестицијата од 5 до 8 години, со постоечката големина на изграденост на ВЕЦ Богданци и постоечката feed-in тарифа, заклучуваме дека за конкретната ВЕЦ рокот на враќање на инвестицијата ја преминува посакуваната вредност, односно ВЕЦ по тој критериум не би била исплатлива. Од друга страна долгиот рок за откуп на производството по feed-in тарифа и очекуваниот профит на крајот на рокот го прави проектот многу поприфатлив, доколку на вложувачите не им е битен профитот во краток рок.

Од претходните разгледувања можеме да заклучиме дека постоечката повластена цена за ВЕЦ е релативно добро поставена, но само во комбинација со подолг рок на траење од 20 години.

Табелите во продолжение ги прикажуваат проценките на рокот за враќање на инвестицијата и вкупниот профит на крајот на периодот на откуп на произведената ЕЕ, по постоечката feed-in тарифа, како и за различни помали вредности на feed-in тарифата, со следниве претпоставки:

Специфична инвестиција:	1.429 €/kW (ветерна турбина од 1.000 €/kW, како 70 % од вкупниот трошок за ВЕЦ)
еквивалентниот број на часови на работа годишно со максималната моќност:	3000
Трошок за одржување:	10 €/MWh произведена ЕЕ
Дисконтна стапка:	8 %

Груба проценка укажува на заклучокот дека со постоечките специфични трошоци за изградба на ВЕЦ и нивното очекувано производство во РМ, рокот на враќање на инвестицијата со денешната поттикнувачка цена за откуп на ЕЕ изнесува околу 10 години, во мала мерка зависи од големината на изградба на ВЕЦ (специфичните трошоци на инвестицијата сепак ќе бидат помали за ВЕЦ со поголема моќност, а со тоа и рокот за враќање на инвестицијата ќе биде помал), но со зголемување на профитот на рок од 20 години кај постројка со поголема моќност.

Табела 4.5 Проценка на рокот за враќање на инвестицијата и профит после истекот на рокот за откуп со постоечката feed-in тарифа за ВЕЦ

Моќност на ВЕЦ (MW)	Feed-in (€/MWh)	Рок за враќање на инвестицијата (години)**	Профит после 20 години (милиони €)
20	89	10	12
30	89	10	18
50	89	10	30
100*	89	10	61

* ВЕЦ со оваа моќност моментално не може да добие поттикнувачка тарифа

** Со претпоставка за еднакви специфични трошоци на инвестицијата, независно од моќноста на ВЕЦ.

Табела 4.6 Проценка на рокот за враќање на инвестицијата и профит после истекот на рокот за откуп со пониска feed-in тарифа за ВЕЦ

Моќност на ВЕЦ (MW)	Feed-in (€/MWh)	Рок за враќање на инвестицијата (години)**	Профит после 20 години (милиони €)
50	89	10	12
50	89 - 10% (80,1)	13	19
50	89 - 20% (71,2)	16	8
50	89 - 30% (62,3)	> 20	-4

Доколку се разгледува горната гранична моќност на ВЕЦ од 50 MW, за која согласно сегашните закони, односно одлука на Владата, може да се добие статус на повластен производител и да користи „feed-in“ тарифа, долната гранична цена на поттикнувањето со која би се исплатила постројката може да биде помеѓу 20 % и 30 % пониска од таа што е денес, но со рок за враќање на инвестицијата поголем од 15 години, за која сигурно е дека инвеститорите не би биле значително заинтересирани за вакви вложувања. Затоа може да се заклучи дека со денешната повластена тарифа, ВЕЦ во РМ можат да бидат изградени до квота од 150 MW, како што е планирано во службените документи до 2025 година, но понатамошно намалување на субвенцирањето за изградба на ВЕЦ може реално да се очекува во подолг период после 2025 година, само ако значително се намали специфичниот трошок за инвестицијата во изградба на ВЕЦ или доколку низ технолошкиот развој на ветерните турбини се постигне подобро искористување на енергијата на ветерот (зголемување на еквивалентниот број на часови работа годишно со максимална моќност за одредени локации во РМ).

ФНЕЦ

Бидејќи специфичните трошоци за изградба на ФНЕЦ значително варираат зависно од технологијата и моќноста на постројката, а со тоа не е возможно да се направи едноставна анализа на исплатливоста за изградба на таквите постројки, анализата на постоечките повластени тарифи ќе се спроведе на тој начин што ќе се испита динамиката на изградбата на ФНЕЦ во РМ во минатиот период до моментално утврдените квоти од 4 MW во ФНЕЦ со моќност до 50 kW и 14 MW во ФНЕЦ со моќност од 50 kW до 1 MW, а која во 2016 година би требало да е исполнета за ФНЕЦ до 50 kW, со многу мал преостанат дел од 1 MW за нови ФНЕЦ со моќности од 50 kW до 1 MW.

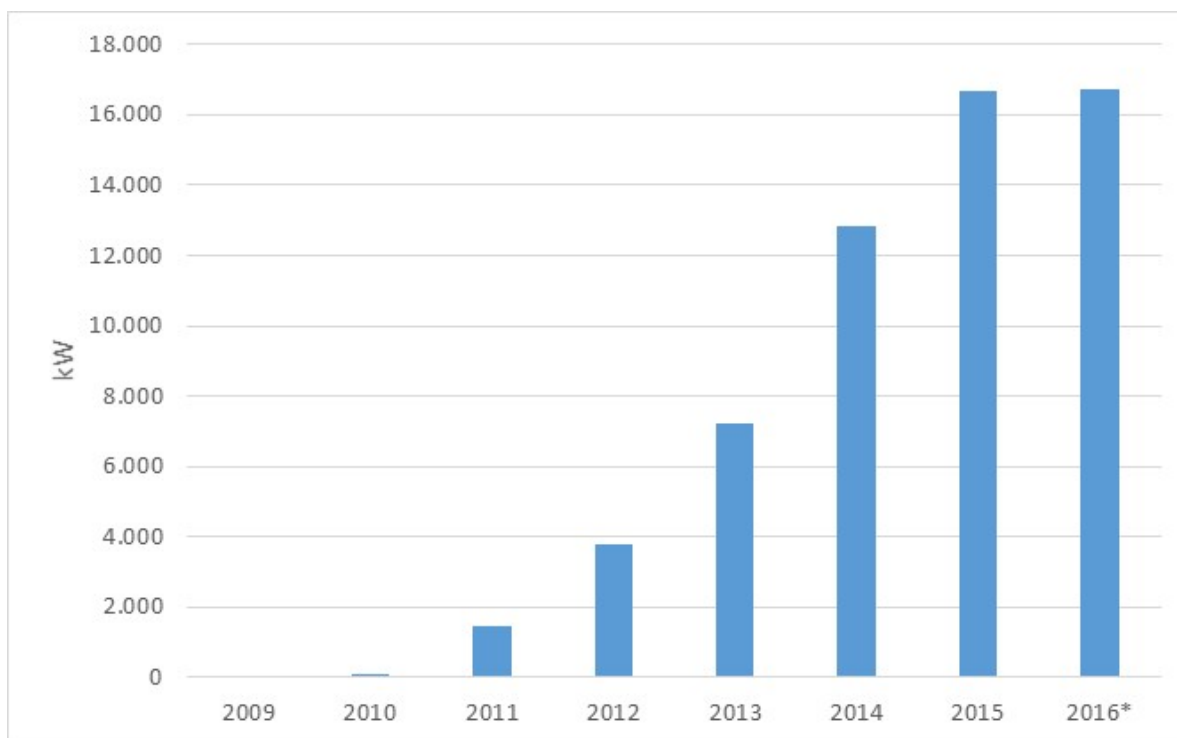
Следната табела ја прикажува вкупната инсталирана моќност на ФНЕЦ во РМ во минатиот период и важечките „feed-in“ тарифи за разгледуваните години. Со одлуката од 2008 година²⁰, тарифите изнесувале 460 €/MWh за постројки до и еднакви на 50 kW и 410 €/MWh за постројки поголеми од 50 kW. Со одлуката од 2010 година²¹, повластени тарифи се намалиле на 300 €/MWh (моќност ≤ 50 kW) и 260 €/MWh (моќност > 50 kW), за во 2013 да биде воспоставена денешната поттикнувачка цена од 160 €/MWh, односно 120 €/MWh.

Табела 4.7 Изградба на ФНЕЦ до 2016 година и важечките „feed-in“ тарифи

Година	Моќност на ФНЕЦ (kW)	Број на ФНЕЦ	Вредност на "feed-in" тарифата (€/MWh)**
2009	0	0	460 / 410
2010	110	3	460 / 410
2011	1.467	8	300 / 260
2012	3.787	16	300 / 260
2013	7.229	34	160 / 120
2014	12.851	89	160 / 120
2015	16.663	101	160 / 120
2016*	16.713	102	160 / 120

* проценка

** тарифа за постројки до 50 kW / тарифа за постројки 50 kW – 1 MW



Слика 4.7 Динамика на изградбата на ФНЕЦ во РМ

²⁰ Одлука за утврдување на повластена тарифа за купопродажба на електрична енергија произведена и испорачана од фотоволтаични системи кои се стекнале со својство на повластен производител („Службен весник на Република Македонија“, бр. 112/08)

²¹ Одлука за утврдување на повластена тарифа за купопродажба на електрична енергија произведена и испорачана од фотоволтаични системи кои се стекнале со својство на повластен производител („Службен весник на Република Македонија“, бр. 101/10)

До најинтензивна изградба на ФНЕЦ доаѓа во периодот од 2013/2014 година, кога се изградени околу 5,6 MW нови ФНЕЦ во вкупно 55 нови постројки и во 2014/2015 година кога влегле во работа 12 нови постројки со вкупна моќност од 3,8 MW, за во 2015/2016 година интересот за изградба приближно потполно да исчезне.

Од производството на ФНЕЦ и вкупните поттикнувања во 2015 година, можно е да се пресмета дека им се исплатени просечно 213,43 €/MWh, што би значело дека поголем дел од постројките правото на поттикнувачка цена го добиле пред последната одлука од 2013 година, која ја дефинира постоечката вредност на повластената тарифа.

4.4.3 Претпоставки за еволуција на повластените тарифи

Развојот на повластените тарифи во идниот период, после исполнувањето на квотите за поединечните електрични центри на ОИЕ кои се дефинирани со одлуки на Владата на РМ, зависи од развојот на технологиите кои се користат за претворање на поединечните ОИЕ во ЕЕ и политиките на Владата на РМ и ЕУ во целина поврзани со понатамошно зголемување на учеството на ОИЕ во вкупната потрошувачка на енергија за долгорочен период. Сегашните трендови во политиката на ЕУ се такви што упатуваат на понатамошно зголемување на учеството на ОИЕ во производството на ЕЕ, но на се поголемо базирање на пазарни принципи, што би водело кон намалување на субвенциите за искористување на разните ОИЕ.

Технологијата на искористување на ветерот се унапредува континуирано, преку развој на ветерните турбини со поголеми единични моќности со поголем коефициент на искористување на ветерот. Во последно време е постигнат значителен напредок во производството на ветерни турбини при ниски и средни брзини на ветерот, па сега за брзини на ветерот помали од 15 m/s (приближно веќе за просечни брзини помали од 10 m/s) ветерните турбини можат да ја даваат во мрежата својата максимална моќност.

Опишаниот развој на ветерните турбини ќе доведе до поголеми вредности на еквивалентниот број на часови работа годишно со максимална моќност од 3000 часови колку е претпоставено во примерите за економската исплатливост од претходното поглавје, а со тоа и до пократок рок за враќање на инвестицијата, доколку се пресмета со истите специфични трошоци за инвестицијата и приближно истите трошоци за одржување.

Табелите во продолжение го прикажуваат рокот за враќање на инвестицијата за ВЕЦ со моќност од 50 MW со истите претпоставки како и во претходното поглавје, но со вредност на еквивалентниот број на часови работа годишно со максимална моќност од 3500 и 4000 часови, колку е возможно да изнесува за локациите во РМ со идниот развој на технологиите за изработка на ветерни турбини. Од табелите е видно дека грубо може да се очекува 10 % или 20 % помала вредност на поттикнувачката цена во однос на нејзината денешна вредност, ист рок на враќање на инвестицијата (10 години) со поефикасно искористување на енергијата на ветерот.

Табела 4.8 Проценка на рокот за враќање на инвестицијата и профит после истекот на рокот за откуп со пониска feed-in тарифа за ВЕЦ (еквивалентен број на часови работа годишно со максимална моќност=3500 часови)

Моќност на ВЕЦ (MW)	Feed-in (€/MWh)	Рок за враќање на инвестицијата (години)	Профит после 20 години (милиони €)
50	89	8	47
50	89 - 10% (80,1)	10	34
50	89 - 20% (71,2)	12	21
50	89 - 30% (62,3)	16	7

Табела 4.9 Проценка на рокот за враќање на инвестицијата и профит после истекот на рокот за откуп со пониска feed-in тарифа за ВЕЦ (еквивалентен број на часови работа годишно со максимална моќност=4000 часови)

Моќност на ВЕЦ (MW)	Feed-in (€/MWh)	Рок за враќање на инвестицијата (години)	Профит после 20 години (милиони €)
50	89	7	64
50	89 - 10% (80,1)	8	49
50	89 - 20% (71,2)	10	34
50	89 - 30% (62,3)	13	19

При проценка на трошоците за производството на идните ВЕЦ над квотата од 150 MW која моментално има поттикнувачка цена од 89 €/MWh, во оваа студија ќе се пресметува со поттикнувачка цена од **71 €/MWh после 2025 година**, односно 20 % пониска во однос на постоечката вредност.

Во сегашниот момент фабричката цена на фотонапонските модули изнесува 41,9 c\$/W. Тој просек се менува помеѓу 36 и 62 c\$/W зависно од производителот. Ова е пад во цената од 36 % во последните година дена, но не мора да биде нужно последица на развојот на технологијата или поголемото производство, дел од падот на цената е поврзан со односот на валутите €/\$.

Цените на spot пазарот секако се нешто различни, за германскиот пазар зависно од типот на модулот (моно или поли кристален силициум) просечно изнесуваат 60,8 c€/W (моно) и 48,6 c€/W (поли). Сите претходно наведени цени се исклучиво за кристален силициум.

Првата генерација (кристален силициум) е доста зрела и не останува многу простор за развој, па разумно е да се претпостави дека евентуално цената во иднина ќе се стабилизира на 25-30 c\$/W.

Третата генерација на сончеви ќелии (пример перовскиот, органски ќелии) може да ја спушти производната цена до 10 c\$/W, но овие технологии сè уште се во експериментална фаза.

Модулите во практичната примена се само околу 25 % од цената. На оваа цена треба да се додадат уште околу 10 c€/W за претворувачот, носачите, локацијата, уредувањето и секако приклучок на мрежата. Во најдобар случај вкупната цена изнесува околу 1.000 €/kW, со тоа што 1.200 – 1.300 €/kW е пореална вредност.

ФНЕЦ со големи моќности постигнуваат пониска цена на ЕЕ и не така одамна за проект на изградба на 50 MW ФНЕЦ, Германско-Дански конзорциум победил на тендер со цена од 53,8 €/MWh²²

Во проценката за идните повластени тарифи за ФНЕЦ, ќе се претпостави дека со развојот на технологијата ќе дојде до зголемување на вредноста на еквивалентниот број на часови работа годишно со максимална моќност за ФНЕЦ со моќност од 1 MW и тоа од сегашните просечни 1255 на просечни 2000 часови со специфична инвестиција од 1000 €/kW, како и со рок на враќање на инвестицијата од 10 години со дисконтна стапка од 8 %. Поттикнувачката цена која тоа би го овозможила изнесува **85 €/MWh**.

²² Photon International – The Solar Power Magazine, 1-2017
(http://www.photon.info/documents/magazines/PI/PHOTON_International_2017-01_Mounting_systems_going_global.pdf)

5. МЕТОДОЛОГИЈА ЗА ПРОЦЕНКА НА ВЛИЈАНИЕТО НА ИНТЕГРАЦИЈАТА НА ОИЕ ВО ЕЕС НА РМ

Проценката на вкупните трошоци заради интеграцијата на ОИЕ (ВЕЦ и ФНЕЦ) во ЕЕС на РМ, како и проценката на можностите за нивна интеграција со предлог динамика за интеграција, ќе се изврши преку согледување на следните технички и економски влијанија кои ОИЕ ги имаат на преносната мрежа и ЕЕС во целина:

1. Влијанието на различните големини на изградба на ВЕЦ и ФНЕЦ на работата на преносната мрежа и евентуалните потребни зајакнувања на мрежата.
2. Влијанието на различните големини на изградба на ВЕЦ и ФНЕЦ на потребните регулациони P/f резерви во рамките на системот, проценка на можностите за обезбедување на тие резерви, како и трошоците за резервите и регулационата енергија.
3. Влијанието на различните големини на изградба на ВЕЦ и ФНЕЦ на цената на ЕЕ, вклучувајќи ги вкупните трошоци за зајакнување на мрежата и обезбедување на потребните системски услуги, со трошоците заради повластени (feed-in) тарифи за повластените производители.



Слика 5.1 Шематски приказ на методологијата за проценка на влијанието на интеграцијата на ОИЕ во ЕЕС на РМ

5.1 АНАЛИЗА НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА

Анализата на работата на преносната мрежа ќе се изврши преку пресметка на тековите на моќност, критериумот на сигурност (N-1) и пресметка на кусите врски за сите дефинирани сценарија на интеграција на ВЕЦ и ФНЕЦ, за работните состојби карактеристични по максималното зимско (врвно) оптоварување во ЕЕС и максималното летно оптоварување во ЕЕС, како и просечното оптоварување на ЕЕС. Комбинацијата на ангажираност на ВЕЦ и ФНЕЦ во различните сценарија е следна:

Максимално зимско оптоварување²³: 100 % $P_{\max}$ ангажираност на ВЕЦ
0 % $P_{\max}$ ангажираност на ФНЕЦ

Максимално летно оптоварување²⁴: 0 % $P_{\max}$ ангажираност на ВЕЦ
100 % $P_{\max}$ ангажираност на ФНЕЦ

Просечно оптоварување: 50 % $P_{\max}$ ангажираност на ВЕЦ
50 % $P_{\max}$ ангажираност на ФНЕЦ

Во сите разгледувани сценарија при анализа на нормалната 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 центри, доаѓа до струјно преоптоварување на мрежата, треба да се предложи решение за елиминација на преоптоварувањето.

На ист начин се разгледуваат напонските состојби. Согласно мрежните правила, напоните на преносната мрежа мораат да бидат во рамките на дозволените вредности, зависно дали се разгледува нормална работна состојба или работна состојба со пореметување. Напонските состојби се проверуваат за краткорочен период на планирање на преносната мрежа, додека за долгорочно планирање се даваат индикативни проценки.

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 нерасположлив еден елемент на системот (вод, трансформатор, генератор), преносната мрежа мора да ја задржи сигурноста, односно не смее да дојде до понатамошно термичко преоптоварување на елементите (водови, трансформатори), што може да предизвика каскадно исклучување на елементите. Исто така, напоните во преносната мрежа треба да останат во рамките на дозволените вредности. 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.

Проверката на исполнетоста на критериумот (n-1) се изведува за сите испитувани сценарија со оглед на изградбата на нови електрични центри, стапката на пораст на потрошувачката/оптоварувањето и разгледуваната карактеристична работна состојба.

²³ Времето на настанување на максималното зимско оптоварување вообичаено е во ладните зимски вечерни или нојни часови кога производството на ФНЕЦ е еднакво на нула.

²⁴ Времето на настанување на максималното летно оптоварување вообичаено е во жешките летни попладневни часови кога очекувано нема да има ветер.

Пресметката на кусите врски се однесува на одредување на максималните вредности на струите на кусите врски во 400 kV и 110 kV трансформаторските станици 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).

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 во 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 во предвид со стандардот се следниве:

- За време на траењето на кусата врска нема промена во типот на куса врска (пример трифазна 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 $\delta \leq 1,4$).

Новите електрични центри при пресметките ќе се моделираат како еквивалентни генератори приклучени на 110 kV мрежата преку блок трансформатори со параметри кои одговараат на типот 3 (С) на ветротурбина (двојно напојуван индукционен генератор) и по потреба и со параметри кои одговараат на типот 4 (D) на ветротурбина (синхрони генератори споени преку претворувач за цела моќност).

5.2 АНАЛИЗА НА СИСТЕМСКИ УСЛУГИ

Во постоечката состојба, МЕПСО ги набавува системските услуги од ЕЛЕМ, вклучително примарната, секундарната и терциерната регулација на моќност и фреквенција (P/f регулација) и му ги плаќа со паушална годишна сума, без оглед на реалното активирање и расположливост на помошните услуги. Со понатамошна интеграција на ОИЕ и зголемувањето на дебалансот во системот заради варијабилното производство на некои видови ОИЕ (ВЕЦ и ФНЕЦ), не е реално да се очекува дека ЕЛЕМ ќе продолжи да обезбедува доволни помошни услуги и да биде платен со истата паушална сума како во постоечката состојба.

Опишаниот принцип на резервација, набавка и плаќање на помошните услуги би довел до тоа ЕЛЕМ да го презема во потполност на себе балансирањето на системот со зголемена интеграција на ОИЕ во однос на постоечката состојба и дека ќе го оптимизира производството на сопствените електрични центри откако ќе обезбеди доволно резерва за покривање на дебалансот, кој очекувано ќе се зголемува со зголемената интеграција на ОИЕ. На тој начин ЕЛЕМ ќе ја влоши својата пазарна позиција и ќе го намали својот финансиски приход, ако се задржи постоечкото ниво на приход од помошните (системските) услуги.

Процесот на потполно отворање на пазарот на ЕЕ, би требало да доведе до различен принцип на набавка и плаќање на помошните услуги и модификација на постоечката состојба по однос на тоа прашање помеѓу МЕПСО и ЕЛЕМ, за кој се очекува и понатаму да остане доминантен снабдувач на помошни услуги во РМ.

Помошните услуги би требало да се плаќаат врз основа на реално расположливите резерви во разгледуваните временски периоди, по однапред дефинирани единечни цени за секој вид на помошна услуга, дефинирани преку билатерален договор помеѓу МЕПСО и ЕЛЕМ, но со одобрување на Регулаторната комисија за енергетика²⁵.

Во земјите на ЕУ, најчесто помошните услуги се набавуваат по пазарни принципи и се плаќа поединечно за примарна P/f регулација (во некои земји оваа помошна услуга и понатаму е задолжителна), секундарната P/f регулација и терциерната P/f регулација²⁶, при што во одредени земји различно се дефинирани одредени помошни услуги (на пример терциерната P/f регулација можно е да се договори како брзо активирање до 15 минути со неограничен или ограничен број на активирања во текот на денот, како бавна со активирање до 1 h или повеќе со неограничен или ограничен број на дневни активирања). Исто така постојат и важни разлики поврзани со самиот пазар на помошни услуги, кои можат да се организираат во различни временски интервали, на пример пазар ден однапред (*day-ahead market*) или пазар во рамките на денот (*intra-day market*).

Проценката на потребните помошни услуги во оваа студија ќе се изврши врз основа на следниве претпоставки поврзано со обезбедувањето на помошните услуги во ЕЕС на РМ:

- Возните редови на електричните центри и плановите на пазарните учесници ќе се изработуваат ден однапред и со тоа за активирање на регулационите P/f резерви ќе бидат меродавни плановите во денот пред самото реализирање на возните редови²⁷,
- Примарната P/f регулација и понатаму ќе се обезбедува без финансиски надомест, а потребната резерва ќе се одредува врз основа на барањата на ENTSO-E (за РМ изнесува околу 8 MW);
- Автоматската секундарна P/f регулација ќе се обезбедува со финансиски надомест за резервата (моќноста) и енергијата произведена во регулацијата, врз основа на реалните активирања, а потребната резерва и понатаму ќе се одредува со ENTSO-E формулата;
- Терциерната P/f регулација ќе се договара преку два производи, брза регулација со активирање до 15 минути после усмениот налог со неограничен број на дневни активирања и бавна регулација со активирање до 1 h после усмениот налог со ограничен број на дневни активирања (пример едно активирање дневно). бавната терциерна регулација ќе се користи за покривање на испадот на најголемата производна единица во системот (*Replacement Reserve*), додека за

²⁵ Одредени видови на помошни услуги, на пример брзата и спората терциерна P/f регулација МЕПСО во иднина веројатно ќе може да ги набавува и на пазар преку соодветни тендери, а можна е и појава на нови потенцијални даватели на такви услуги во РМ (нови инвеститори во одредени електрични центри освен ЕЛЕМ, посебно во гасни електрични центри).

²⁶ Новата терминологија на ENTSO-E ги дефинира поинаку називите на одредените видови на P/f регулација (*FCR – frequency containment reserve, FRR – frequency restoration reserve, RR – replacement reserve*).

²⁷ Отстапување во денот D и часот h = реализацијата во денот D и часот h – прогнозата во денот D-1 за денот D и часот h

балансирање на системот ќе се користи исклучиво брзата терциерна P/f регулација. Двата типа на терциерна регулација ќе се обезбедуваат со финансиски надомест за резервата (моќноста) и енергијата произведена во регулацијата, врз основа на реалните активирања;

- Регулацијата на реактивните моќности и напоните (Q/U регулација) ќе се извршува без надомест за работа на генераторите во рамките на факторот на моќност 0,95 капацитивно до 0,95 индуктивно, а извршувањето на налогот за работа на генераторите надвор од тој интервал ќе се изведува со одреден финансиски надомест.

Со опишаните претпоставки можно е да се одреди влијанието на зголемената интеграција на ВЕЦ и ФНЕЦ на трошоците за системски услуги. Во случај и понатаму да се применува паушалниот принцип на плаќање на помошните услуги од страна на МЕПСО спрема ЕЛЕМ врз основа на билатерални договори, без следење на реалните активирања на поединечните помошни услуги, не би било возможно да се одреди реално влијанието на интеграцијата на ОИЕ врз системските услуги и трошоците кои настануваат заради варијабилното производство на ОИЕ.

При проценката на резервирањето, активирањето и трошоците на поединечните помошни услуги, ќе се користат податоците за часовните отстапувања на ВЕЦ, ФНЕЦ, ХЕЦ, ТЕЦ, дистрибутивниот конзум и конзумот на директните потрошувачи од 2015 година, кои ќе бидат релевантни за активирањето на секундарната и брзата терциерна P/f регулација, иако истите се изведуваат во време до 15 минути. Со други зборови, ќе се претпостави дека отстапувањата во системот во рамките на 15 минути се еднакви на часовните отстапувања, бидејќи на авторите не им се доставени референтните 15-минутни податоци.

За референтните отстапувања на производството на ВЕЦ и ФНЕЦ од прогнозата, ќе се користат податоците опишани во поглавјето 2.1.1 и 2.1.2 за периодот во годината од 1. 1. до 1. 8 и 1. 11. до 31. 12. во разгледуваната идна година, односно податоците од поглавјето 2.2 за периодот во годината од 1. 9. до 31. 10. (само за ВЕЦ, бидејќи прогнозата на производството на ФНЕЦ не е вклучена во доставените податоци). Отстапувањата за ФНЕЦ за периодот 1. 9. до 31. 10., за кои не се доставени податоци до авторите, ќе се проценат врз основа на часовните отстапувања од месец август 2016 година и месец ноември 2015 година, за кои авторите имаат податоци.

Зависно од степенот на интеграција на ВЕЦ и ФНЕЦ, како и од вкупните трошоци, проценката на активирањето на помошните услуги од секундарната и брзата терциерна P/f регулација, понатаму е врз основа на следниве претпоставки:

- Заради поедноставување, претпоставено е дека потрошувачката на ЕЕ и грешката во планирањето на часовната потрошувачка без дополнителни ФНЕЦ, се задржува на истите часовни вредности како во 2015 година (апсолутните часовни отстапувања на потрошувачката остануваат непроменети).
- Часовните реализации на производството на ВЕЦ ќе бидат пропорционални на односот на вкупната инсталирана моќност на сите ВЕЦ (согласно описот на сценаријата од поглавјето 1.5) и инсталираните моќности на ВЕЦ од 2015 година (ВЕЦ со вкупна моќност 36,8 MW).
- Часовните прогнози на производството на ВЕЦ за ден однапред, исто така ќе бидат пропорционални на односот на вкупната инсталирана моќност на сите ВЕЦ и инсталираните моќности на ВЕЦ од 2015 година, што значи дека часовните отстапувања на производството на ВЕЦ од прогнозата, изразени во проценти од инсталираната моќност на ВЕЦ, ќе се задржат на постоечкото ниво.
- Ќе бидат дефинирани три сценарија за просечната грешка во прогнозата на производството на ВЕЦ: просечна грешка од 20 % спрема постоечката состојба, односно просечни грешки од 10 % и 5 % (намалувањето на грешката во прогнозата за ВЕЦ би требало да се случи заради изградбата на дополнителни ВЕЦ оддалечени од ВЕЦ Богданци со други карактеристики на ветерот и заради унапредување на системот за прогноза).

- Часовните реализации на производството на ФНЕЦ ќе бидат пропорционални на односот на вкупната инсталирана моќност на сите ФНЕЦ (согласно описот на сценаријата од поглавјето 1.5) и инсталираните моќности на ФНЕЦ од 2015 година (вкупна моќност 16,7 MW).
- Часовните прогнози на производството на ФНЕЦ за ден однапред, исто така ќе бидат пропорционални на односот на вкупната инсталирана моќност на сите ФНЕЦ и инсталираните моќности на ФНЕЦ од 2015 година, што значи дека часовните отстапувања на производството на ФНЕЦ од прогнозата, изразени во проценти во однос на инсталираната моќност на ФНЕЦ, ќе се задржат на постоечкото ниво.
- Просечната грешка на прогнозата на ФНЕЦ ќе се задржи на постоечкото ниво (околу 5 %).
- Отстапувањата заради грешките во прогнозата на производството на ФНЕЦ се додаваат на грешките во прогнозата на потрошувачката на ЕЕ.
- Дебалансите во ЕЕС заради останатите извори (ХЕЦ, ТЕЦ) ќе се задржат на истите апсолутни отстапувања како во 2015 година.

Согласно претходно опишаните претпоставки се пресметува вкупната потребна енергија за балансирање на годишно ниво и тоа, нагоре (недостиг на енергија во системот) и надолу (вишок на енергија во системот), зависно од: вкупната инсталирана моќност на ВЕЦ и ФНЕЦ, просечната грешка во прогнозата на производството на ВЕЦ, како и останатите параметри на дебаланс во рамките на системот (просечните апсолутни часовни отстапувања во MWh/h, распределбата на отстапувањата во зависност од бројот на часови, кривата на траење на отстапувањата и слично). За поединечните сценарија на интеграција на ВЕЦ и ФНЕЦ се пресметуваат вредностите опишани во продолжение.

$\Delta_{\text{потрошувачка},i}$ = потрошувачка_i (реализација) – потрошувачка_i (план)

Каде што:

$\Delta_{\text{потрошувачка},i}$ – дебаланс во системот заради грешка во планирањето на потрошувачката (дистрибуција и директни потрошувачи) во часот i
 потрошувачка_i (реализација) – реализација на часовната потрошувачка во часот i
 потрошувачка_i (план) – прогноза на часовната потрошувачка во часот i

$\Delta_{\text{ВЕЦ},i}$ = $P_{\text{ВЕЦ},i}$ (реализација) – $P_{\text{ВЕЦ},i}$ (план)

Каде што:

$\Delta_{\text{ВЕЦ},i}$ – дебаланс во системот заради грешка во планирањето на производството на ВЕЦ во часот i
 $P_{\text{ВЕЦ},i}$ (реализација) – реализација на производството на ВЕЦ во часот i
 $P_{\text{ВЕЦ},i}$ (план) – прогноза на производството на ВЕЦ во часот i

$\Delta_{\text{ФНЕЦ},i}$ = $P_{\text{ФНЕЦ},i}$ (реализација) – $P_{\text{ФНЕЦ},i}$ (план)

Каде што:

$\Delta_{\text{ФНЕЦ},i}$ – дебаланс во системот заради грешка во планирањето на производството на ФНЕЦ во часот i
 $P_{\text{ФНЕЦ},i}$ (реализација) – реализација на производството на ФНЕЦ во часот i
 $P_{\text{ФНЕЦ},i}$ (план) – прогноза на производството на ФНЕЦ во часот i

$\Delta_{\text{ХЕЦ},i}$ = $P_{\text{ХЕЦ},i}$ (реализација) – $P_{\text{ХЕЦ},i}$ (план)

Каде што:

$\Delta_{\text{ХЕЦ},i}$ – дебаланс во системот заради грешка во планирањето на производството на ХЕЦ во часот i
 $P_{\text{ХЕЦ},i}$ (реализација) – реализација на производството на ХЕЦ во часот i
 $P_{\text{ХЕЦ},i}$ (план) – прогноза на производството на ХЕЦ во часот i

$$\Delta_{TEC,i} = P_{TEC,i} \text{ (реализација)} - P_{TEC,i} \text{ (план)}$$

Каде што:

$\Delta_{TEC,i}$ – дебаланс во системот заради грешка во планирањето на производството на ТЕЦ во часот i

$P_{TEC,i}$ (реализација) – реализација на производството на ТЕЦ во часот i

$P_{TEC,i}$ (план) – прогноза на производството на ТЕЦ во часот i

$$\Delta_{EEC,i} = -\Delta_{ПОТРОШУВАЧКА,i} + \Delta_{ФНЕЦ,i} + \Delta_{ВЕЦ,i} + \Delta_{ХЕЦ,i} + \Delta_{ТЕЦ,i}$$

Каде што:

$\Delta_{EEC,i}$ – вкупен дебаланс во системот во часот i , при што позитивните вредности се вишок на енергија во системот и потребно е активирање на секундарната резерва надолу (SR-) и/или брзата терциерна регулација надолу (TR-), а негативните вредности се недостаток на енергија во системот и потребно е активирање на секундарната резерва нагоре (SR+) и/или брзата терциерна регулација нагоре (TR+).

После пресметувањето на претходно опишаните величини, за секое испитувано сценарио на изградба на ВЕЦ и ФНЕЦ и просечна грешка на планирање на производството на ВЕЦ, во поглед на енергијата потребна за балансирање, се одредуваат следниве величини:

1. Максимално позитивно отстапување од планот – вишок на енергија во ЕЕС, потребна е регулација надолу (MWh/h).
2. Максимално негативно отстапување од планот – недостаток на енергија во ЕЕС, потребна е регулација нагоре (MWh/h).
3. Просечна апсолутна вредност на отстапувањето (MWh/h).
4. Потребна енергија за балансирање нагоре (GWh).
5. Потребна енергија за балансирање надолу (GWh).

Величината под 1 се одредува како: $\text{MAX} (\Delta_{EEC,i})$

Величината под 2 се одредува како: $\text{MIN} (\Delta_{EEC,i})$

Величината под 3 се одредува како: $\text{AVERAGE} (|\Delta_{EEC,i}|)$

Величината под 4 се одредува како: $\text{SUM} (|\Delta_{EEC,i}|)$, за сите $\Delta_{EEC,i} < 0$, $i=1$ до 8760

Величината под 5 се одредува како: $\text{SUM} (|\Delta_{EEC,i}|)$, за сите $\Delta_{EEC,i} > 0$, $i=1$ до 8760

Уважувајќи ги претходно означените отстапувања, за поединечните сценарија на интеграција на ВЕЦ и ФНЕЦ, се пресметува следново:

ДЕБАЛАНС ВО СИСТЕМОТ ЗАРАДИ ОТСТАПУВАЊЕ НА ЧАСОВНАТА ПОТРОШУВАЧКА ОД ПЛАНОТ ЗА ДЕН ОДНАПРЕД (отстапувањето на потрошувачката за секој час се претпоставува константно во однос на податоците од 2015 година)

$\Delta_{ПОТРОШУВАЧКА,i} = \text{потрошувачка}_i \text{ (реализација)} - \text{потрошувачка}_i \text{ (план)}, i = 1 \text{ до } 8760$

ДЕБАЛАНС ВО СИСТЕМОТ ЗАРАДИ ОТСТАПУВАЊЕ НА ЧАСОВНОТО ПРОИЗВОДСТВО НА ВЕЦ ОД ПЛАНОТ ЗА ДЕН ОДНАПРЕД (за секој час се претпоставува пропорционален на односот на вкупната инсталирана моќност на ВЕЦ и инсталираните моќности на ВЕЦ чие производство се планирало во 2015 година: 36,8 MW)

$$\Delta_{\text{ВЕЦ},i} = (P_{\text{инст.,ВЕЦ}} / 36,8) \times [P_{\text{ВЕЦ},i} (\text{реализација}) - P_{\text{ВЕЦ},i} (\text{план})] \times G_{\text{ВЕЦ}}, i = 1 \text{ до } 8760$$

Каде што:

$G_{\text{ВЕЦ}}$ – однос на просечната грешка на планирање на производството на ВЕЦ (20 %; 10 %; 5 %) и просечната грешка на планирање на производството на ВЕЦ во 2015 година (20 %)

$$G_{\text{ВЕЦ},1} = 20/20 = 1 \text{ (просечната грешка на планирање на производството на ВЕЦ = 20 \%)}$$

$$G_{\text{ВЕЦ},2} = 10/20 = 0,5 \text{ (просечната грешка на планирање на производството на ВЕЦ = 10 \%)}$$

$$G_{\text{ВЕЦ},3} = 5/20 = 0,25 \text{ (просечната грешка на планирање на производството на ВЕЦ = 5 \%)}$$

ДЕБАЛАНС ВО СИСТЕМОТ ЗАРАДИ ОТСТАПУВАЊЕ НА ЧАСОВНОТО ПРОИЗВОДСТВО НА ФНЕЦ ОД ПЛАНОТ ЗА ДЕН ОДНАПРЕД (за секој час се претпоставува пропорционален на односот на вкупната инсталирана моќност на ФНЕЦ и инсталираните моќности на ФНЕЦ чие производство се планирало во 2015 година: 16,7 MW)

$$\Delta_{\text{ФНЕЦ},i} = (P_{\text{инст.,ФНЕЦ}} / 16,7) \times [P_{\text{ФНЕЦ},i} (\text{реализација}) - P_{\text{ФНЕЦ},i} (\text{план})], i = 1 \text{ до } 8760$$

ДЕБАЛАНС ВО СИСТЕМОТ ЗАРАДИ ОТСТАПУВАЊЕ НА ЧАСОВНОТО ПРОИЗВОДСТВО НА ХЕЦ И ТЕЦ ОД ПЛАНОТ ЗА ДЕН ОДНАПРЕД (за секој час се претпоставува непроменето во однос на вредноста од 2015 година)

$$\Delta_{\text{ХЕЦ},i} + \Delta_{\text{ТЕЦ},i} = [P_{\text{ХЕЦ},i} (\text{реализација}) - P_{\text{ХЕЦ},i} (\text{план})] + [P_{\text{ТЕЦ},i} (\text{реализација}) - P_{\text{ТЕЦ},i} (\text{план})], i = 1 \text{ до } 8760$$

ВКУПЕН ДЕБАЛАНС ВО СИСТЕМОТ ЗАРАДИ СИТЕ ОТСТАПУВАЊА ОД ПЛАНОВИТЕ ЗА ДЕН ОДНАПРЕД

$$\Delta_{\text{ЕЕС},i} = -\Delta_{\text{потрошувачка},i} + \Delta_{\text{ФНЕЦ},i} + \Delta_{\text{ВЕЦ},i} + \Delta_{\text{ХЕЦ},i} + \Delta_{\text{ТЕЦ},i}, i = 1 \text{ до } 8760$$

ПОЗИТИВНИ ЧАСОВНИ ДЕБАЛАНСИ ВО СИСТЕМОТ (ги означува сите часовни дебаланси кога во системот постоел вишок на енергија и е потребна регулација надолу SR- i TR-)

$$\Delta_{\text{ЕЕС},i}(+) = \Delta_{\text{ЕЕС},i} \text{ ако е } \Delta_{\text{ЕЕС},i} > 0, i = 1 \text{ до } 8760$$

$$\Delta_{\text{ЕЕС},i}(+) = 0 \text{ ако е } \Delta_{\text{ЕЕС},i} < 0, i = 1 \text{ до } 8760$$

НЕГАТИВНИ ЧАСОВНИ ДЕБАЛАНСИ ВО СИСТЕМОТ (ги означува сите часовни дебаланси кога во системот постоел недостаток на енергија и е потребна регулација нагоре: SR+ i TR+)

$$\Delta_{\text{ЕЕС},i}(-) = \Delta_{\text{ЕЕС},i} \text{ ако е } \Delta_{\text{ЕЕС},i} < 0, i = 1 \text{ до } 8760$$

$$\Delta_{\text{ЕЕС},i}(-) = 0 \text{ ако е } \Delta_{\text{ЕЕС},i} > 0, i = 1 \text{ до } 8760$$

АПСОЛУТНА ВРЕДНОСТ НА ЧАСОВНИТЕ ДЕБАЛАНСИ ВО СИСТЕМОТ

$$\Delta_{\text{ЕЕС},i}(\text{ABS}) = |\Delta_{\text{ЕЕС},i}|, i = 1 \text{ до } 8760$$

Активирањето и ангажираноста на секундарната и брзата терциерна регулациона резерва за секој час во година дена, претпоставено е на следниов начин. Во секој час се претпоставува дека расположливата симетрична секундарна резерва ($SR_{\pm}$) одговара на ENTSO-E формулата (прикажана во продолжение), зависно од разгледуваниот часовен конзум. Во случај вкупниот часовен дебаланс ($\Delta_{\text{ЕЕС},i}$) да е поголем од така пресметаната резерва на секундарна регулација ($\Delta_{\text{ЕЕС},i} > SR_{\pm}$), се активира брзата

терциерна резерва (TR_{i+} или TR_{i-} зависно од предзнакот на величината $\Delta_{EEC,i}$) во вредност кој одговара на разликата на разгледуваниот часовен дебаланс и пресметаната секундарна резерва за тој час ($\Delta_{EEC,i} - SR_{i\pm}$). Насоката на секундарната и евентуално брзата терциерна резерва го прати часовниот дебаланс, односно доколку системот има недостаток на енергија се активираат SR_{+} и TR_{+} , односно ако системот има вишок на енергија се активираат SR_{-} и TR_{-} . Во случај кога часовниот дебаланс е помал од пресметаната секундарна резерва за разгледуваниот час, се активира само секундарната резерва до вредноста на дебалансот ($\Delta_{EEC,i} = SR_{i\pm}$), а брзата терциерна резерва останува на нула ($TR_{i+} = TR_{i-} = 0$). На опишаниот начин се пресметуваат вкупните часовни енергии активирани во секундарна и терциерна регулација, при тоа занемарувајќи ги дебалансите во рамките на еден час, кои можат да доведат до активирање на секундарната резерва нагоре и надолу во истиот час.

ПОТРЕБНА ЧАСОВНА ВРЕДНОСТ НА СЕКУНДАРНАТА РЕГУЛАЦИЈА (ја означува вредноста на потребната симетрична секундарна регулација во системот спрема ENTSO-E формулата зависно од часовната реализација на конзумот)

$$SR_{i\pm} = \sqrt{10 * \text{потрошувачка}_i(\text{реализација}) + 150^2} - 150, i = 1 \text{ до } 8760$$

ПОКРИЕНОСТ НА ДЕБАЛАНСИТЕ ВО ЕЕС СО ПОТРЕБНАТА ВРЕДНОСТ НА СЕКУНДАРНАТА РЕГУЛАЦИЈА (ги означува сите часови во кои пресметаната вредност на симетричната секундарна регулација не била доволна за покривање на дебалансот во ЕЕС. Односно часовите кога била доволна)

$$\Delta_{EEC,i} > SR_{i\pm}, i = 1 \text{ до } 8760$$

$$\Delta_{EEC,i} < SR_{i\pm}, i = 1 \text{ до } 8760$$

АНГАЖИРАНОСТ НА СЕКУНДАРНАТА РЕГУЛАЦИЈА (ја означува енергијата произведена со секундарната резерва за секој час)

$$SR_{\text{активирано},i+} = \Delta_{EEC,i}, \text{ за сите часови кога } |\Delta_{EEC,i}| < SR_{i\pm} \text{ и } \Delta_{EEC,i} < 0, i = 1 \text{ до } 8760$$

$$SR_{\text{активирано},i+} = SR_{i\pm}, \text{ за сите часови кога } |\Delta_{EEC,i}| > SR_{i\pm} \text{ и } \Delta_{EEC,i} < 0, i = 1 \text{ до } 8760$$

$$SR_{\text{активирано},i-} = \Delta_{EEC,i}, \text{ за сите часови кога } |\Delta_{EEC,i}| < SR_{i\pm} \text{ и } \Delta_{EEC,i} > 0, i = 1 \text{ до } 8760$$

$$SR_{\text{активирано},i-} = SR_{i\pm}, \text{ за сите часови кога } |\Delta_{EEC,i}| > SR_{i\pm} \text{ и } \Delta_{EEC,i} > 0, i = 1 \text{ до } 8760$$

ПОТРЕБНИ ЧАСОВНИ ВРЕДНОСТИ ОДНОСНО АНГАЖИРАНОСТ НА БРЗАТА ТЕРЦИЕРНА РЕГУЛАЦИЈА (ја означува потребната брза терциерна резерва нагоре TR_{+} или надолу TR_{-} со цел покривање на дебалансот за сите часови кога секундарната резерва била помала од вкупниот дебаланс во ЕЕС)

$$TR_{i+} = |\Delta_{EEC,i}(-) + SR_{i\pm}| \text{ ако е } \Delta_{EEC,i} < 0, i = 1 \text{ до } 8760$$

$$TR_{i+} = 0 \text{ ако е } \Delta_{EEC,i} > 0, i = 1 \text{ до } 8760$$

$$TR_{i-} = |\Delta_{EEC,i}(+) - SR_{i\pm}| \text{ ако е } \Delta_{EEC,i} > 0, i = 1 \text{ до } 8760$$

$$TR_{i-} = 0 \text{ ако е } \Delta_{EEC,i} < 0, i = 1 \text{ до } 8760$$

$$TR_{i+} = TR_{i-} = 0 \text{ ако е } SR_{i\pm} > |\Delta_{EEC,i}|, i = 1 \text{ до } 8760$$

Со претходно опишаниот начин, зависно од разгледуваното ниво на интеграција на ВЕЦ, просечната грешка на прогнозата на ВЕЦ и нивото на интеграција на ФНЕЦ, се пресметуваат:

1. Часовните секундарни резерви во зависност од часовниот конзум.
2. Потребната најголема часовна резерва на брзата терциерна регулација нагоре (TR_{+max}) и надолу (TR_{-max}), вклучувајќи ја часовната распределба на потребната резерва во година дена.
3. Вкупната годишна енергија активирана во секундарна регулација нагоре и надолу.

4. Вкупната годишна енергија активирана во брзата терциерна регулација нагоре и надолу.
5. Број на часови кога е потребно да се активира брзата терциерна регулациона резерва, односно бројот на часови кога дебалансот во ЕЕС би можела да го надомести само расположливата секундарна резерва.

Претходните величини се пресметуваат со користење на следниве формули:

Најголемата секундарна резерва ($\pm MWh/h$)	$MAX [SR_i(\pm)], i = 1 \text{ до } 8760$
Број на часови кога секундарната резерва го покривала вкупниот дебаланс	Број на часови за кои е $\Delta_{EES,i} < SR_i(\pm), i = 1 \text{ до } 8760$
Број на часови кога секундарната резерва не го покривала вкупниот дебаланс	Број на часови за кои е $\Delta_{EES,i} > SR_i(\pm), i = 1 \text{ до } 8760$
Максимална брза терциерна регулација нагоре ($T+$)	$MAX [TR_i+], i = 1 \text{ до } 8760$
Максимална брза терциерна регулација надолу ($T-$)	$MAX [TR_i-], i = 1 \text{ до } 8760$
Број на налози за активирање на брзата терциерна регулација надолу ($T-$)	Број на часови за кои е $TR_i- \neq 0, i = 1 \text{ до } 8760$
Број на налози за активирање на брзата терциерна регулација нагоре ($T+$)	Број на часови за кои е $TR_i+ \neq 0, i = 1 \text{ до } 8760$
Вкупна активирана секундарна резерва нагоре ($SR+$)	$\Sigma(SR_{\text{активирано},i+}), i = 1 \text{ до } 8760$
Вкупна активирана секундарна резерва надолу ($SR-$)	$\Sigma(SR_{\text{активирано},i-}), i = 1 \text{ до } 8760$
Вкупна активирана брза терциерна резерва нагоре ($TR+$)	$\Sigma(TR_i+), i = 1 \text{ до } 8760$
Вкупна активирана брза терциерна резерва надолу ($TR-$)	$\Sigma(TR_i-), i = 1 \text{ до } 8760$
Вкупна резерва нагоре ($SR+$ и $TR+$)	$\Sigma[(SR_{\text{активирано},i+}) + (TR_i+)], i = 1 \text{ до } 8760$
Вкупна резерва надолу ($SR-$ и $TR-$)	$\Sigma[(SR_{\text{активирано},i-}) + (TR_i-)], i = 1 \text{ до } 8760$

Поединечното влијание на БЕЦ и ФНЕЦ, како и нивното заедничко влијание, се одредува така што сите претходно опишани величини се пресметуваат за постоечкото ниво на интеграција на ОИЕ, а потоа и за различните сценарија со зголемена интеграција на БЕЦ и ФНЕЦ. Разликата помеѓу така пресметаните величини претставува мерка за влијанието на интеграцијата на БЕЦ и ФНЕЦ на балансирањето на системот и на P/f регулацијата во рамките на системот.

Начинот на одредување на потребните вредности на брзата терциерна P/f регулација на годишно ниво (претпоставена е симетрична вредност нагоре и надолу), кои МЕПСО треба да ги договори со давателите на таа помошна услуга (АД ЕЛЕМ или некој друг во иднина кој би имал технички можности за обезбедување на тие услуги), како и начините на одредување на вкупните трошоци за секундарната и брзата терциерна регулација, прикажани се во следното поглавје.

5.3 ПРОЦЕНКА НА ВКУПНИТЕ ТРОШОЦИ

Вкупните трошоци заради интеграцијата на ОИЕ (ВЕЦ и ФНЕЦ) во ЕЕС на РМ, ќе се одредат како сума од следниве категории на трошоци:

1. Трошоци за зајакнување на преносната мрежа поради приклучокот на новите ВЕЦ и ФНЕЦ,
2. Дополнителни трошоци за регулациона P/f резерва и трошоци за енергијата произведена во регулација поради изградбата на новите ВЕЦ и ФНЕЦ,
3. Трошоци поради поттикнување на производството од ВЕЦ и ФНЕЦ.

Вкупните трошоци за потребните зајакнување на преносната мрежа ќе се одредат со користење на единечните планирачки цени на високонапонската опрема (далекуводи, трансформатори, полиња) во договор со МЕПСО. Вкупните трошоци се пресметуваат како:

Единечен трошок за изградба на 110 kV надземен вод x должината на новите 110 kV водови поради интеграцијата на ОИЕ +

Единечен трошок за изградба на 110 kV кабел x должината на новите 110 kV кабелски водови поради интеграцијата на ОИЕ +

Единечен трошок за вградување на трансформатор 400/110 kV x број на нови трансформатори 400/110 kV поради интеграцијата на ОИЕ +

Единечен трошок за поле 110 kV x број на нови полиња 110 kV поради приклучок на нови водови и трансформатори +

Единечен трошок за полиња 400 kV x број на нови полиња 400 kV поради приклучок на нови водови и трансформатори.

Табела 5.1 Единечни трошоци (по единица должина) за изградба на водови

Напонски ниво (kV)	Број на системи	Тип на споводник	€/km
400	1	ACSR 2x490/65 mm ²	200.000
110	1	ACSR 240/40 mm ²	80.000
		AAAC-z	90.000
	2	ACSR 240/40 mm ²	120.000
		AAAC-z	140.000
Кабелски вод 110 kV	1 кабел во кабелски ров	Al 1000 mm ²	330.000

Табела 5.2 Единечен трошок за поле во трансформаторските станици (примарна и секундарна опрема)

Напонски ниво (kV)	€/парче
400	900.000
110 (AIS)	250.000

*командно контролен објект за секундарната опрема на МЕПСО - цена 100.000 €

Табела 5.3 Единечен трошок за вградување на енергетски трансформатор

Преносен однос (kV), привидна моќност (MVA)	€/парче
400/110 kV, 300 MVA	2.500.000
110/x kV, 40 MVA	485.000
110/x kV, 31,5 MVA	350.000
110/x kV, 20 MVA	300.000

Трошоците за P/f регулационата резерва ќе се проценат како сума од следниве трошоци:

Надомест за моќност (регулациона резерва):

- Дополнителен трошок за секундарна регулациона P/f резерва поради интеграција на ВЕЦ,
- Дополнителен трошок за секундарна регулациона P/f резерва поради интеграција на ФНЕЦ,
- Вкупен дополнителен трошок за секундарна регулациона P/f резерва поради интеграција на ВЕЦ и ФНЕЦ,
- Дополнителен трошок за брза терциерна регулациона P/f резерва поради интеграција на ВЕЦ,
- Дополнителен трошок за брза терциерна регулациона P/f резерва поради интеграција на ФНЕЦ,
- Вкупен дополнителен трошок за брза терциерна регулациона P/f резерва поради интеграција на ВЕЦ и ФНЕЦ.

Надомест за енергија произведена во регулација:

- Дополнителен трошок за енергија произведена во секундарна регулација поради интеграција на ВЕЦ,
- Дополнителен трошок за енергија произведена во секундарна регулација поради интеграција на ФНЕЦ,
- Дополнителен трошок за енергија произведена во секундарна регулација поради интеграција на ВЕЦ и ФНЕЦ,
- Дополнителен трошок за енергија произведена во терциерна регулација поради интеграција на ВЕЦ,
- Дополнителен трошок за енергија произведена во терциерна регулација поради интеграција на ФНЕЦ,
- Дополнителен трошок за енергија произведена во терциерна регулација поради интеграција на ВЕЦ и ФНЕЦ.

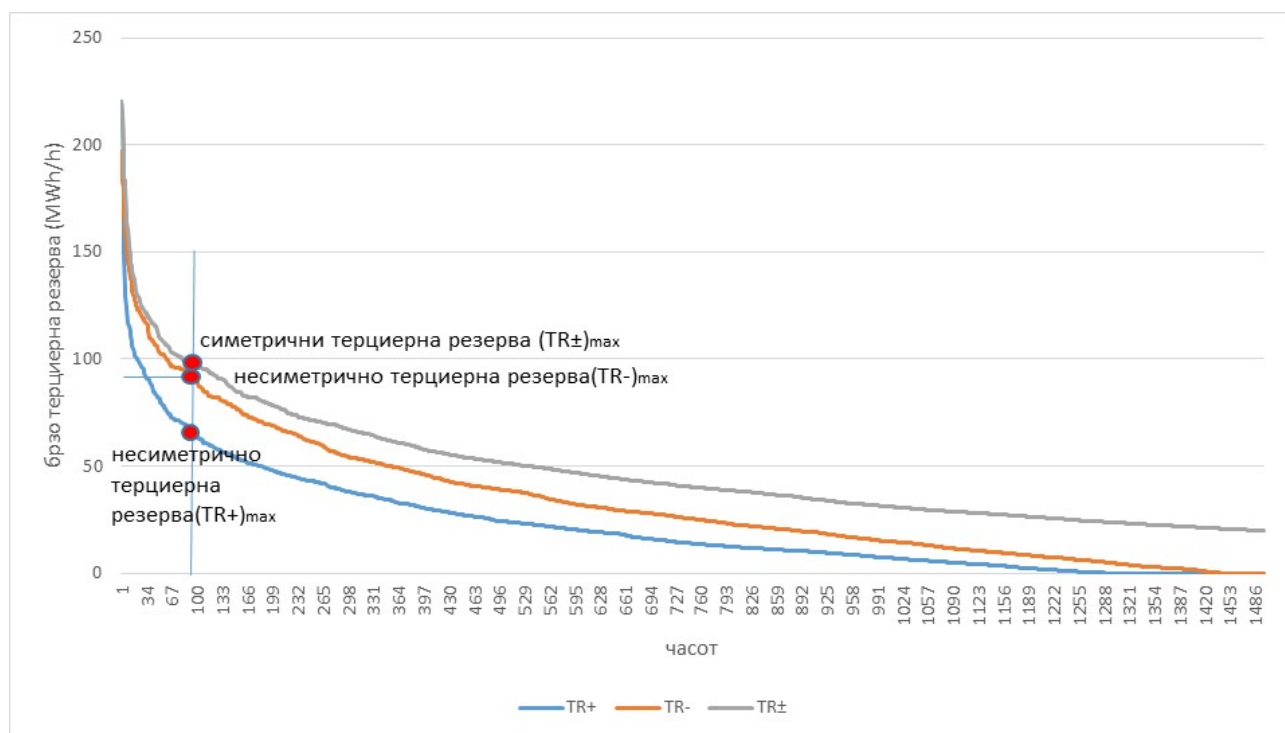
Интеграцијата на ВЕЦ и ФНЕЦ нема да ја промени резервата за примарна P/f регулација, како ни за бавната P/f терциерна регулација, за која е претпоставено дека ќе го покрива испадот на најголемата производна единица во системот. Вкупните трошоци за овие помошни услуги нема да се променат со изградбата на ВЕЦ и ФНЕЦ²⁸.

²⁸ Иако студијата на КЕМА од 2011 година [7], проценува дека заради интеграцијата на ВЕЦ ќе се зголеми терциерната резерва додека секундарната и брзата терциерна резерва ќе останат непроменети, авторите сметаат дека ова не е реално за ЕЕС на РМ, бидејќи пазарот на помошни услуги во РМ не е развиен, ниту долгорочно ќе биде развиен на начин каков што е воспоставен во Германија и другите западноевропски земји. Освен тоа, АД ЕЛЕМ долгорочно ќе остане доминантен давател на помошни услуги во РМ и МЕПСО нема да има можност да избира помеѓу поголем број на потенцијални даватели на помошни услуги. Активирањето на бавната терциерна регулација во период од 2 часа за покривање на отстапувањето на ВЕЦ, би значело дека ЕЛЕМ се согласува во рамките на денот да изведува континуиран редиспечинг, односно промена на своите возни редови, се согласува во рамките на денот да го балансира системот, одрекувајќи се од дел од финансиската добивка заради обезбедување на регулациони услуги.

Секој од претходно наведените дополнителни трошоци се пресметува како разлика во вкупните трошоци за одреден тип на регулација (секундарна и брза терциерна) со оглед на потребите на системот со и без разгледуваниот тип на ОИЕ. При тоа, трошоците за регулацијата не се проценуваат според денешната состојба кога МЕРСО плаќа за сите системски услуги паушален износ на ЕЛЕМ, туку врз основа на проценка на реално обезбедените помошни услуги со одредени претпоставки кои се дефинирани дополнително во договор со МЕРСО (претпоставки поврзани со единечните трошоци за одредени помошни услуги и методологијата за одредување на надоместокот за обезбедување на помошни услуги).

Проценката на трошоците за секундарна и брза терциерна регулација зависно од степенот на интеграција на ВЕЦ и ФНЕЦ, како и од просечната грешка во прогнозата на производството на ВЕЦ, се пресметува врз основа на разликата на трошоците пресметани со претходно опишаната методологија на сценариото со одреден степен на интеграција на ВЕЦ и ФНЕЦ и на сценариото со постоечката инсталирана моќност на ВЕЦ и ФНЕЦ чие производство се прогнозираше во 2015 година.

Годишните трошоци за резерва (моќност) на секундарната регулација се одредени врз основа на симетричната секундарна резерва, која во секој час е одредена со примена на ENTSO-E формулата зависно од часовната потрошувачка во системот. Со зголемување на инсталираната моќност на ВЕЦ и ФНЕЦ, претпоставено е дека секундарната резерва не се менува, односно сите дополнителни дебаланси во рамките на системот заради поголемата интеграција на ВЕЦ и ФНЕЦ, ги презема брзата терциерна резерва за балансирање.



Слика 5.2 Крива на траење на ангажираната брза терциерна резерва и принцип на одредување на потребниот опсег на симетричната терциерна регулација

При проценката на трошоците за резерва (моќност) на брзата терциерна регулација, применет е следниов принцип. Со пресметани часовни дебаланси во ЕЕС, зависно од степенот на интеграција на ВЕЦ и ФНЕЦ и просечната грешка во прогнозата на производството на ВЕЦ, како и претпоставена расположлива секундарна резерва пресметана со вредноста на часовната потрошувачка, потребната брза терциерна резерва во разгледуваниот час одговара на разликата од вкупниот дебаланс во ЕЕС и расположливата секундарна резерва (доколку вкупниот дебаланс е поголем од секундарната резерва,

тогаш доаѓа до активирање на брзата терциерна резерва). Со претпоставка дека во текот на годината треба да се купи (договори) брза терциерна резерва за покривање на 99 % од сите дебаланси во ЕЕС (заедно со расположливата секундарна резерва), постојано потребната симетрична брза терциерна резерва (опсег на терциерна регулација) се пресметува како најголемата часовна брза терциерна резерва после првите 88 часови (1 % од времето во годината) во рамките на кривата на траење на ангажираната терциерна резерва (Слика 5.2).

Така одредената симетрична брза терциерна резерва ќе може заедно со секундарната резерва да ги покрива 99 % од сите дебаланси во ЕЕС, додека 1 % најголеми дебаланси ќе останат непокриени, што ќе се манифестира со позначителни отстапувања на размените спрема соседните ЕЕС во однос на планираните часовни вредности²⁹.

Трошоците за секундарната и брзата терциерна регулација се пресметуваат со користење на следниве величини:

$c(P_{ASR}) =$	X_1	€/ (MW/h)	Единечна цена на секундарната резерва
$c(P_{TR}) =$	X_2	€/ (MW/h)	Единечна цена на брзата терциерна резерва
$c(W_{ASR+}) =$	X_3	€/ MWh	Единечна цена на енергијата произведена во секундарна регулација нагоре
$c(W_{ASR-}) =$	X_4	€/ MWh	Единечна цена на енергијата произведена во секундарна регулација надолу
$c(W_{TR+}) =$	X_5	€/ MWh	Единечна цена на енергијата произведена во брзата терциерна регулација нагоре
$c(W_{TR-}) =$	X_6	€/ MWh	Единечна цена на енергијата произведена во брзата терциерна регулација надолу

Вредностите на единечните цени (од X_1 до X_6) се одредени во договор со МЕРСО, бидејќи во моментот тие не се дефинирани помеѓу МЕРСО и давателот на помошни услуги (АД ЕЛЕМ). При одредувањето на единечните цени мора да биде задоволено следново:

$$X_3 > X_4$$

$$X_5 > X_6$$

Единечната цена на регулационата енергија во секундарната и брзата терциерна регулација нагоре, мора да биде поголема од единечната цена на регулационата енергија надолу, бидејќи МЕРСО ја плаќа регулационата енергија нагоре на давателот на помошната услуга, додека давателот на помошната услуга ја плаќа регулационата енергија надолу на МЕРСО. Опишаниот принцип редовно се користи во случаите кога помошните услуги на P/f регулација се плаќаат спрема реалното активирање.

Согласно измените на Пазарните правила од 2016 година [10], цената за закуп на резервната моќност за секундарна регулација (ден/MW), како и цената на активираната електрична енергија од балансните единици (ден/MWh) се определува врз основа на методологија изготвена од страна на ПЕЕ(ЈУ), а одобрена од страна на РКЕ.

²⁹ Можно е да се примени и поинаков принцип по кој брзата терциерна резерва нагоре и резервата надолу се одредуваат посебно, на начин што за двете насоки на резервата се исфрлат 1 % од најголемите отстапувања во истата насока и да се одреди потребната несиметрична резерва нагоре и надолу. На тој начин вкупно би останале непокриени 2 % од сите дебаланси во ЕЕС, но вкупниот опсег на регулационата резерва би бил помал, а на тој начин и трошоците за нејзино обезбедување би биле помали.

Часовна цена за испорачана ЕЕ во секундарна регулација нагоре е еднаква на $(+)HUPX + 50 \%$, додека часовната цена за испорачана ЕЕ во секундарна регулација надолу е еднаква на $(+)HUPX - 50 \%$. При регулацијата нагоре МЕПСО плаќа финансиски надоместок на балансната единица, додека при регулација надолу балансната единица му плаќа финансиски надоместок на МЕПСО. Во случај на негативна цена на $HUPX$, предзнаците на цената кај регулацијата нагоре и надолу се менуваат ($HUPX - 50 \%$ за регулација нагоре, $HUPX + 50 \%$ за регулација надолу).

Резервата за терциерна регулација МЕПСО е должен да ја набави на годишно ниво за секој календарски месец, преку спроведување на јавна набавка. Доколку на јавниот повик не се јави ниту еден понудувач, ПЕЕ(ЈУ) е должен да ги обезбеди потребните количини (MW) по цена одобрена од РКЕ. Цената на активираната електрична енергија од балансните единици (ден/MWh) кои не се во сопственост на ПЕЕ(ЈУ) ја формира учесникот на пазарот на балансна енергија и истата не смее да надминува 100 ден /MWh за регулација нагоре, односно не смее да биде помала од 5 ден/MWh за регулација надолу³⁰. Во Прилогот 3, Методологија за пресметка на активирана балансна енергија, дефинирано е дека вкупната активирана терциерна балансна енергија за балансна единица во соодветниот пресметковен интервал е еднаква на разликата помеѓу активираната балансна енергија за терциерна регулација при регулација нагоре за балансната единица (i) во пресметковен интервал (t) и активираната балансна енергија за терциерна регулација при регулација надолу за балансната единица (i) во пресметковен интервал (t).

Часовна цена за испорачаната ЕЕ во брза терциерна регулација нагоре се претпоставува на $(+)HUPX + 30 \%$, додека часовната цена за испорачана ЕЕ во брза терциерна регулација надолу се претпоставува на $(+)HUPX - 30 \%$. При регулацијата нагоре МЕПСО плаќа финансиски надоместок на балансната единица, додека при регулација надолу балансната единица му плаќа финансиски надоместок на МЕПСО.

Единечните цени за резервите и енергијата произведена во регулација (вредностите $X_1 - X_6$ од претходната страница), претпоставени се во следниве вредности врз основа на примерите во околните земји од ЕУ и служат само за проценка на трошоците за регулација на ВЕЦ и ФНЕЦ во оваа студија, а однапред со ништо не ги одредуваат вистинските вредности кои ќе се постигнуваат со билатерални договори помеѓу МЕПСО и ЕЛЕМ или некој друг давател на помошни услуги, односно кои ќе се постигнуваат на тендерите:

Надомест за резерва (моќност)³¹:

$$c(P_{ASR}) = 13,9 \text{ €/}(MW/h)$$

$$c(P_{TR}) = 6,43 \text{ €/}(MW/h)$$

Надомест за енергија во регулација³²:

$$c(W_{ASR+}) = 60,9 \text{ €/MWh}$$

$$c(W_{ASR-}) = 20,3 \text{ €/MWh}$$

$$c(W_{TR+}) = 52,8 \text{ €/MWh}$$

$$c(W_{TR-}) = 28,4 \text{ €/MWh}$$

³⁰ Веројатно се работи за грешка во оригиналниот текст на измените и дополнувањата на пазарните правила и наместо ден /MWh, треба да пишува €/MWh.

³¹ Проценка на горната (максималната) цена.

³² Одредено со оглед на просечната цена на $HUPX$ DAM пазарот (ден однапред) во 2015 года со вредност 40,6 €/MWh.

Вкупниот годишен трошок за секундарната резерва се пресметува на следниов начин:

$$C(P_{ASR}) = \sum [SR_{i\pm} \times c(P_{ASR})], i = 1 \text{ до } 8760$$

Каде што:

$SR_{i\pm}$ - е вредноста на потребната секундарна резерва во часот i

$c(P_{ASR})$ - е единечната цена на секундарната резерва.

Вкупниот годишен трошок за брзата терциерна резерва се пресметува на следниов начин:

$$C(P_{TR}) = (TR_{\pm})_{\max} \times 8760 \times c(P_{TR})$$

Каде што:

$(TR_{\pm})_{\max}$ - е пресметаната вредност на потребната симетрична брза терциерна резерва за покривање на 99 % од сите дебаланси во ЕЕС (Слика 5.2)

$c(P_{TR})$ - е единечната цена на брзата терциерна резерва

Вкупниот годишен трошок за енергијата произведена во секундарна регулација се пресметува на следниов начин:

$$C(W_{ASR}) = \sum (SR_{\text{активирано},i+}) \times c(W_{ASR+}) - \sum (SR_{\text{активирано},i-}) \times c(W_{ASR-}), i = 1 \text{ до } 8760$$

Каде што:

$\sum (SR_{\text{активирано},i+})$ - е вкупна активирана секундарна резерва нагоре ($SR+$)

$c(W_{ASR+})$ - е единечна цена на енергијата произведена во секундарна регулација нагоре

$\sum (SR_{\text{активирано},i-})$ - е вкупна активирана секундарна резерва надолу ($SR-$)

$c(W_{ASR-})$ - е единечна цена на енергијата произведена во секундарна регулација надолу

Вкупниот годишен трошок за енергијата произведена во терциерна регулација се пресметува на следниов начин:

$$C(W_{TR}) = \sum (TR_{i+}) \times c(W_{TR+}) - \sum (TR_{i-}) \times c(W_{TR-}), i = 1 \text{ до } 8760$$

Каде што:

$\sum (TR_{i+})$ - е вкупна активирана терциерна резерва нагоре ($TR+$)

$c(W_{TR+})$ - е единечна цена на енергијата произведена во терциерна регулација нагоре

$\sum (TR_{i-})$ - е вкупна активирана терциерна резерва надолу ($TR-$)

$c(W_{TR-})$ - е единечна цена на енергијата произведена во терциерна регулација надолу

Вкупните трошоци за поттикнување на производството на ВЕЦ се пресметуваат како производ од проценетото годишно производство на ВЕЦ и feed-in тарифите според претпоставките е опишано во делот 4.4.3.

Вкупните трошоци за поттикнување на производството на ФНЕЦ се пресметуваат како производ од проценетото годишно производство на ФНЕЦ и feed-in тарифите според претпоставките е опишано во делот 4.4.3.

Проценката на вкупните годишни производства на ВЕЦ и ФНЕЦ ќе се изврши за различните сценарија на нивна изградба, со користење на методологијата и софтверската алатка опишана во литературата [9], а прикажана во поглавјето 3 за сценариото на нивна изградба опишано во поглавјето 1.5 (Табела 3.7).

6. УВИД ВО ТЕХНИЧКИ ОГРАНИЧУВАЊА НА МРЕЖАТА ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ЕЛЕКТРИЧНИТЕ ЦЕНТРАЛИ НА ОБНОВЛИВИ ИЗВОРИ НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА

Врз основа на методологијата опишана во глава 5, за сценаријата на изградба на ВЕЦ и ФНЕЦ дефинирани во поглавјето 1.5 (Табела 1.8, Табела 1.9), во оваа глава опишани се резултатите од пресметките на тековите на моќности и напонските прилики во мрежата, пресметките за (n-1) критериумот на сигурност, како и пресметките на куси врски. Целта на овие пресметки е да се утврдат евентуалните технички ограничувања во интеграцијата на ВЕЦ и ФНЕЦ, заради оптовареноста на преносните водови и трансформатори, напонскиот профил во мрежата, сигурноста на работата на системот и нивото на струите на куси врски во мрежите 110 kV и 400 kV. Исто така, во случај да постојат ограничувања со пресметките треба да се предложат начини за нивно решавање со проценка на трошоците за тоа.

Сите пресметки се извршени за три основни сценарија на оптоварување³³ во системот (врвно – максимално зимско, максимално летно и просечно оптоварување), на кои одговараат различни комбинации на ангажираност на ВЕЦ и ФНЕЦ:

(максимална ангажираност на ВЕЦ со нула ангажираност на ФНЕЦ за време на настанувањето на врвното оптоварување,

нулта ангажираност на ВЕЦ со максимална ангажираност на ФНЕЦ во часот на настанување на максималното летно оптоварување,

како и ангажираност на ВЕЦ и ФНЕЦ со 50 % од вкупната инсталирана моќност во часот на настанување на просечното оптоварување).

Останатите фактори кои влијаат на работните услови во преносната мрежа (изградба на нови конвенционални електрични центри, размени со соседите, транзити и друго), моделирани се во согласност со студијата на развојот на мрежата која се изработуваше паралелно и во неа сите овие фактори се детално опишани [18]. ВЕЦ за одредените временски пресеци се моделирани поединечно согласно описот во поглавјето 1.5, додека ФНЕЦ се моделирани согласно поглавјето 1.5 со претпоставка за нивна рамномерна изградба по сите јазли прикажани во табелата (Табела 1.9). Големината на изградба на ФНЕЦ се движи од 10 % $P_{\max}$ нови ФНЕЦ до 2020 година, 20 % $P_{\max}$ нови ФНЕЦ до 2025 година, 60 % $P_{\max}$ нови ФНЕЦ до 2030 година и 100 % $P_{\max}$ нови ФНЕЦ до 2040 година.

³³ Разгледувана е повисоката стапка на пораст на оптоварувањето согласно [9, 18]

Табела 6.1 Листа на новите ФНЕЦ со анализирана моќност во одредените временски пресеци

Име на ЕЦ	Трансформаторска станица	Инсталиран капацитет (MW)			
		2020	2025	2030	2040
Северен 1	Ѓ. Петров	1,1	2,2	6,6	11
Северен 2	Драчево	0,9	1,8	5,4	9
Северен 3	Куманово 1	1,0	2,0	6,0	10
Северен 4	Бунарџик	1,0	2,0	6,0	10
Северо-западен 1	Гостивар	0,9	1,8	5,4	9
Северо-западен 2	Полог	1,0	2,0	6,0	10
Северо-западен 3	Тетово 1	1,0	2,0	6,0	10
Северо-западен 4	Самоков	1,1	2,2	6,6	11
Југо-западен 1	Струга	1,5	3,0	9,0	15
Југо-западен 2	Битола 1	0,6	1,2	3,6	6
Југо-западен 3	Битола 3	0,4	0,8	2,4	4
Југо-западен 4	Охрид 1	1,5	3,0	9,0	15
Југо-западен 5	Ресен	1,5	3,0	9,0	15
Југо-западен 6	Битола 4	1,5	3,0	9,0	15
Централен 1	Неготино	0,7	1,4	4,2	7
Централен 2	Кавадарци	0,9	1,8	5,4	9
Централен 3	Прилеп 1	0,9	1,8	5,4	9
Централен 4	Велес	0,5	1,0	3,0	5
Југо-источен 1	Валандово	1,0	2,0	6,0	10
Југо-источен 2	Гевгелија	1,0	2,0	6,0	10
Југо-источен 3	Струмица	1,0	2,0	6,0	10
Југо-источен 4	Радовиш	1,0	2,0	6,0	10
Северо-источен 1	Кочани	1,0	2,0	6,0	10
Северо-источен 3	Штип	1,0	2,0	6,0	10
Северо-источен 4	Пробиштип	1,0	2,0	6,0	10
ВКУПНО (MW)		25	50	150	250

6.1 ОПТОВАРУВАЊЕ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА, НАПОНСКИ ПРИЛИКИ, (N-1) СИГУРНОСТ И СТРУИ НА КУСИ ВРСКИ ВО 2020 ГОДИНА

ВРВНО ОПТОВАРУВАЊЕ:

Билансот на системот на моделот за зимско максимално оптоварување (врвно оптоварување) за 2020 година е поставен на следниот начин:

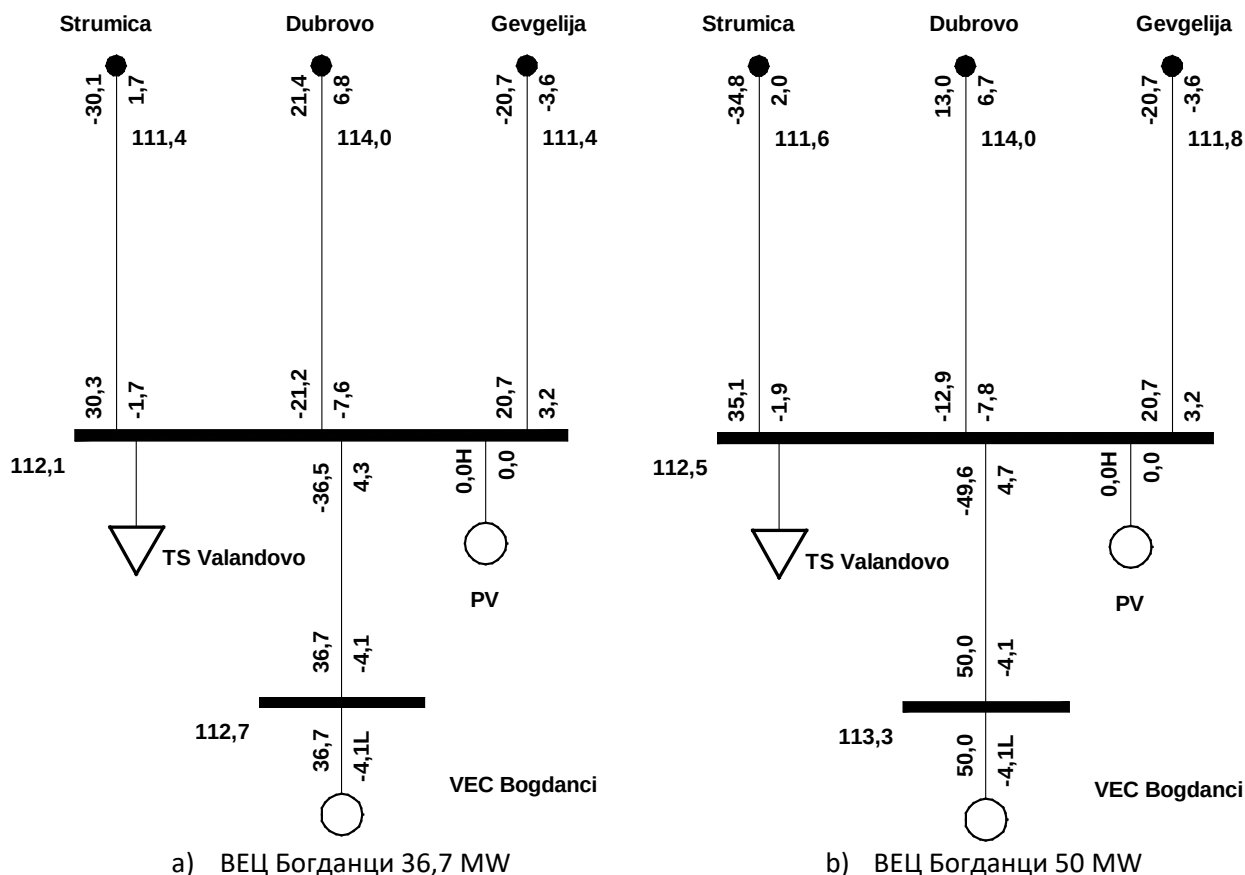
Производство во РМ: 1269 MW
 Оптоварување: 1564 MW
 Загуби во преносната мрежа: 38 MW
 Увоз: 333 MW

Со максимална ангажираност на ВЕЦ Богданци на постоечкото ниво на изграденост (36,7 MW) на моделот при расположливост на сите гранки на системот, нема преоптоварени водови и трансформатори, а напонските прилики се во дозволените граници со поддршка од страна на генераторите со производство на реактивна моќност согласно погонските карти. Во истата работна состојба, критериумот (n-1) не е задоволен, заради можните преоптоварувања на одредени 110 kV водови во регионот на Скопје (водови 110 kV ТЕТО), како и водот 110 kV Гостивар – Осломеј.

Со максимална ангажираност на ВЕЦ Богданци со моќност 50 MW (нула ангажираност на ФНЕЦ) на моделот со расположливост на сите гранки и понатаму нема преоптоварени водови и

трансформатори, а напонските прилики се во дозволените граници. Во истата работна состојба не е задоволен критериумот (n-1), заради можно преоптоварување на претходно наведените водови, а изградбата на дополнителни ВЕЦ не предизвикува нови преоптоварувања во мрежата.

Водовите 110 kV во близина на ВЕЦ Богданци во нормални услови се оптоварени до 37 % од дозволената граница (водот 110 kV Валандово – Струмица со преносна моќ 93 MVA).



Слика 6.1 Оптоварување на водовите 110 kV во близина на ВЕЦ Богданци за состојба на врвно оптоварување во 2020 година

МАКСИМАЛНО ЛЕТНО ОПТОВАРУВАЊЕ:

Билансот на системот на моделот за летното максимално оптоварување за 2020 година е поставен на следниот начин:

Производство во РМ:	846 MW
Оптоварување:	1176 MW
Загуби во преносната мрежа:	24 MW
Увоз:	354 MW

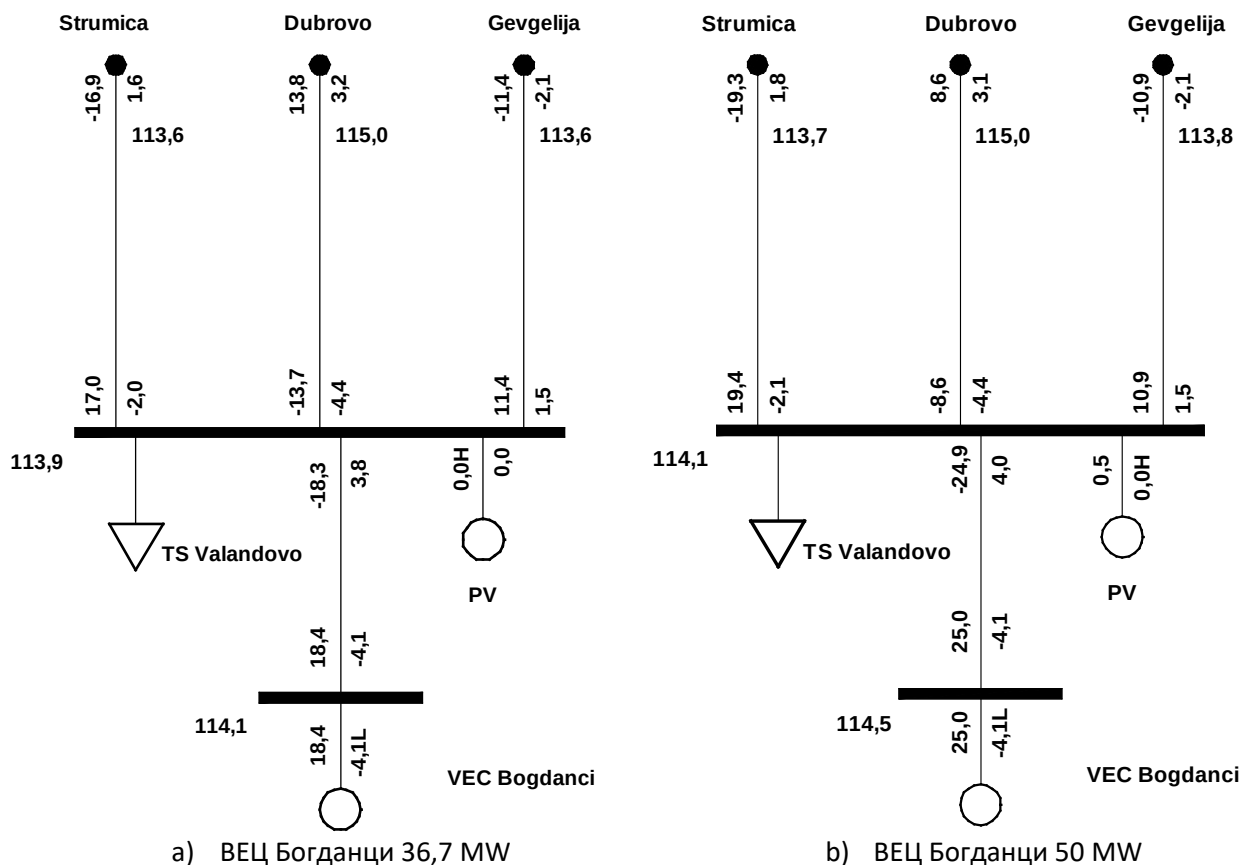
Со максимална ангажираност на ФНЕЦ во постоечката големина на изградба (16,7 MW) на моделот со расположливост на сите гранки, нема преоптоварени водови и трансформатори, а напонските прилики се во дозволените граници со поддршка од страна на генераторите со производство на реактивна моќност согласно погонските карти. Во истата работна состојба е задоволен критериумот (n-1).

Со дополнителна изградба на 25 MW и максимална ангажираност на сите ФНЕЦ (со ангажираност на ВЕЦ Богданци еднаква на нула) на моделот со расположливост на сите гранки и понатаму нема преоптоварени водови и трансформатори, а напонските прилики се во дозволените граници. Во истата работна состојба критериумот (n-1) останува задоволен, што значи дека изградбата на дополнителните ФНЕЦ не предизвикува нови потенцијални преоптоварувања во мрежата.

ПРОСЕЧНО ОПТОВАРУВАЊЕ:

Билансот на системот на моделот за просечно оптоварување (моделирано е како 62 % од врвно оптоварување) за 2020 година е поставен на следниот начин:

Производство во РМ:	1259 MW
Оптоварување:	970 MW
Загуби во преносната мрежа:	35 MW
Извоз:	254 MW



Слика 6.2 Оптоварување на 110 kV водовите во близина на ВЕЦ Богданци за состојба на просечно оптоварување во 2020 година

Со ангажираност на ВЕЦ Богданци во постоечката големина на изградба со половина од максималната моќност (18,4 MW), како и со ангажираност на постоечките ФНЕЦ со вредност половина од нивната инсталирана моќност (8,3 MW), на моделот со расположливост на сите гранки, нема преоптоварени водови и трансформатори, а напонските прилики се во дозволените граници со поддршка од страна на генераторите со производство на реактивна моќност согласно погонските карти. Во истата погонска состојба не е задоволен критериумот (n-1), заради можните преоптоварувања на поединечните 110 kV водови во Скопскиот регион (водовите 110 kV околу ТЕТО), како и водот 110 kV Кичево – Осломеј.

Со ангажираност на ВЕЦ Богданци со моќност 25 MW (50 % од 50 MW), како и ангажираност на новите ФНЕЦ еднаква на 12,5 MW (50 % од 25 MW), на моделот со расположливост на сите гранки, нема преоптоварени водови и трансформатори, а напонските прилики се во дозволените граници. Во истата погонска состојба не е задоволен критериумот (n-1), заради можните преоптоварувања на претходно наведените водови, а изградбата на дополнителните ВЕЦ и ФНЕЦ при ангажираност со вредност од 50 % од нивната максимална моќност не предизвикува нови потенцијални преоптоварувања во мрежата.

Врз основа на претходно опишаните анализи, заклучуваме дека во 2020 година во мрежата нема да има технички ограничувања за интеграција на ВЕЦ со моќност до 50 MW, како и на дополнителните ФНЕЦ со моќност до 25 MW.

Пресметката на максималните вредности на струите на трифазни и еднофазни струи на куси врски укажува дека приклучокот на ВЕЦ и ФНЕЦ не влијае значително на нивото на струите на куси врски во приклучните 110 kV јазли, а најголеми вредности на струите на куси врски достигнуваат до 22,2 kA (ТС Драчево).

6.2 ОПТОВАРУВАЊЕ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА, НАПОНСКИ ПРИЛИКИ, (N-1) СИГУРНОСТ И СТРУИ НА КУСИ ВРСКИ ВО 2025 ГОДИНА

За временскиот пресек во 2025 година, анализирана е изградбата на ВЕЦ Богословец 30 MW и ВЕЦ Шашаварлија 1 со 28 MW (вкупната анализирана моќност на ВЕЦ изнесува 108 MW), како и нови ФНЕЦ со дополнителна моќност од 50 MW во однос на постоечката состојба (дополнителни 25 MW во однос на состојбата 2020 година). Согласно студијата за развој на преносната мрежа [18], постоечката топологија на мрежата е зајакната со следните водови и постројки:

1. ДВ 110 kV ХЕЦ Козјак – Скопје 3 (должина 25 km, спроводници AAAC-Z 324 mm², со трајно дозволена моќност од 149 MVA).
2. Нов ДВ 110 kV Валандово – Дуброво (39,5 km, ACSR 240/40 mm², 123 MVA)³⁴.
3. Влез/Излез на постоечкиот ДВ 110 kV Скопје 1 – ХЕЦ Вруток во 110 kV ТС Тетово 1.
4. Ревитализација на ДВ 110 kV Валандово – Струмица 2 (замена на спроводници ACSR 150/25 mm² со преносна моќност 93 MVA со нови AAAC-Z спроводници 324 mm² со трајно дозволена моќност од 149 MVA)³⁵.
5. Попречна компензација (Shunt Reactor) 25 Mvar во 110 kV ТС Кочани (со чекор на регулација од 5 Mvar).

ВРВНО ОПТОВАРУВАЊЕ:

Билансот на системот на моделот за зимско максимално оптоварување (врвно оптоварување) за 2025 година е поставен на следниот начин:

³⁴ Вториот вод 110 kV од ТС Валандово до ТС Дуброво е потребно да се изгради во близина на ВЕЦ Богданци независно од зголемувањето на моќноста на ВЕЦ Богданци и независно од режимот на работа на ВЕЦ Богданци, како што е опишано во [18].

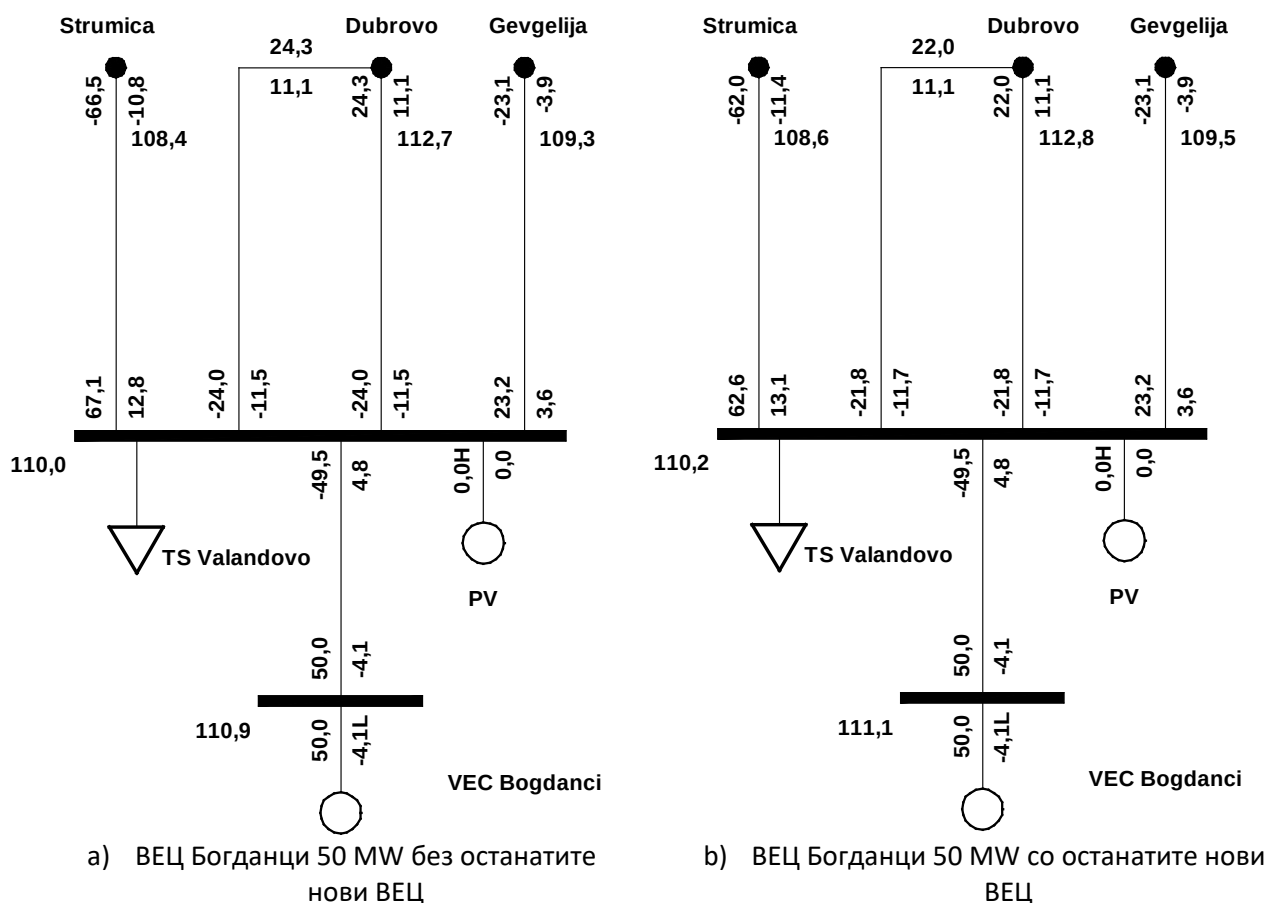
³⁵ Предвиденото зголемување на трајно дозволената моќност на водот 110 kV Валандово – Струмица 2, исто така е независно од режимот на работа и инсталираната моќност на ВЕЦ Богданци.

Производство во РМ:	1280 MW
Оптоварување:	1801 MW
Загуби во преносната мрежа:	39 MW
Увоз:	560 MW

Со максимална ангажираност на ВЕЦ Богданци од 50 MW, но без новите ВЕЦ Богословец и ВЕЦ Шашаварлија 1, на моделот со расположливост на сите гранки, нема преоптоварени водови и трансформатори, а напонските прилики се во дозволените граници. Во истата работна состојба е задоволен критериумот (n-1), само ако се изградат претходно наведените водови и ако се вгради компензација во ТС Кочани.

Со максимална ангажираност на ВЕЦ Богданци од 50 MW, ВЕЦ Богословец 30 MW и ВЕЦ Шашаварлија 1 28 MW (со ангажираност на ФНЕЦ еднаква на нула), на моделот со расположливост на сите гранки, нема преоптоварени водови и трансформатори, а напонските прилики се во дозволените граници. Во истата работна состојба останува задоволен критериумот (n-1), што значи дека дополнителната изградба на ВЕЦ во рамките на анализираната моќност не ја загрозува сигурноста на работата на преносната мрежа.

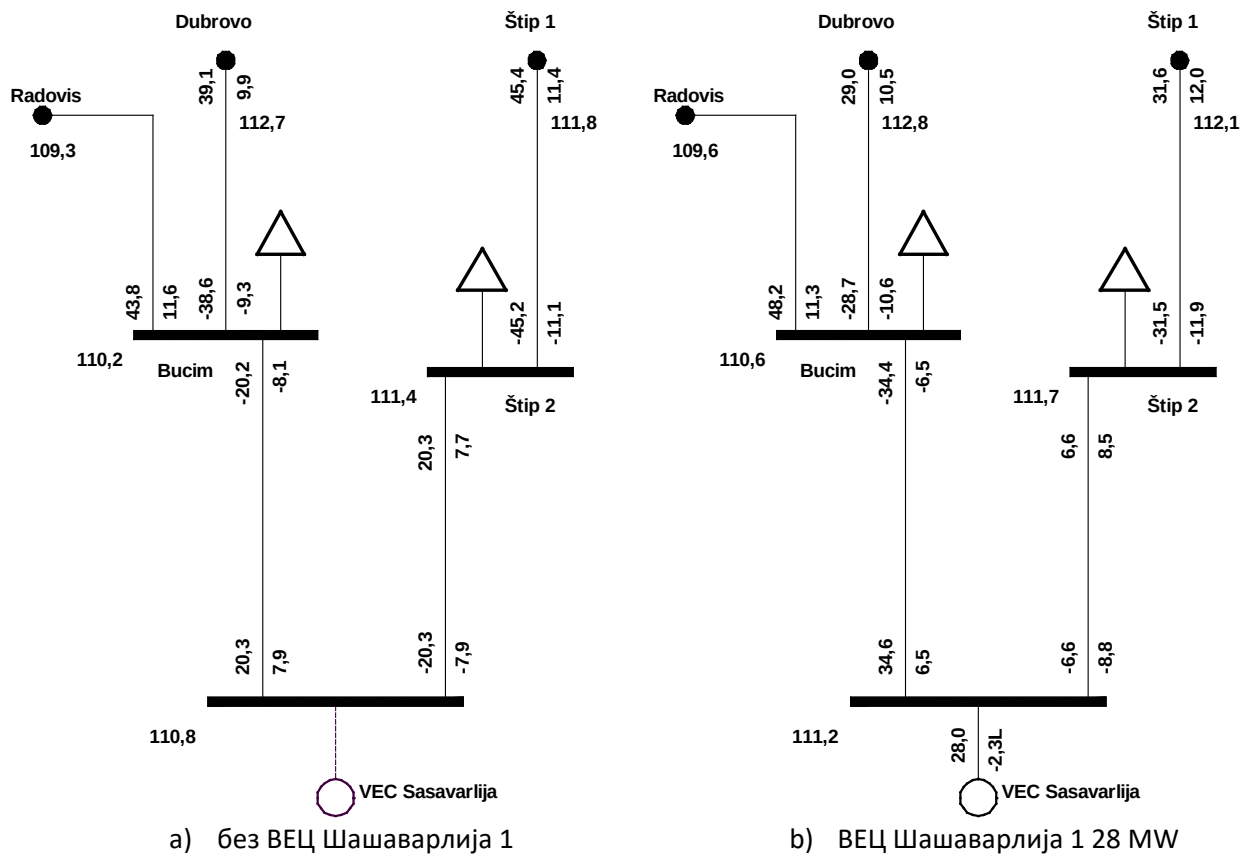
Оптоварувањата на водовите 110 kV околу ВЕЦ Богданци, како и во околината на планираните ВЕЦ Богословец и ВЕЦ Шашаварлија 1, зависно од нивната изградба до разгледуваниот временски пресек, прикажани се на следните слики (Слика 6.3 - Слика 6.5).



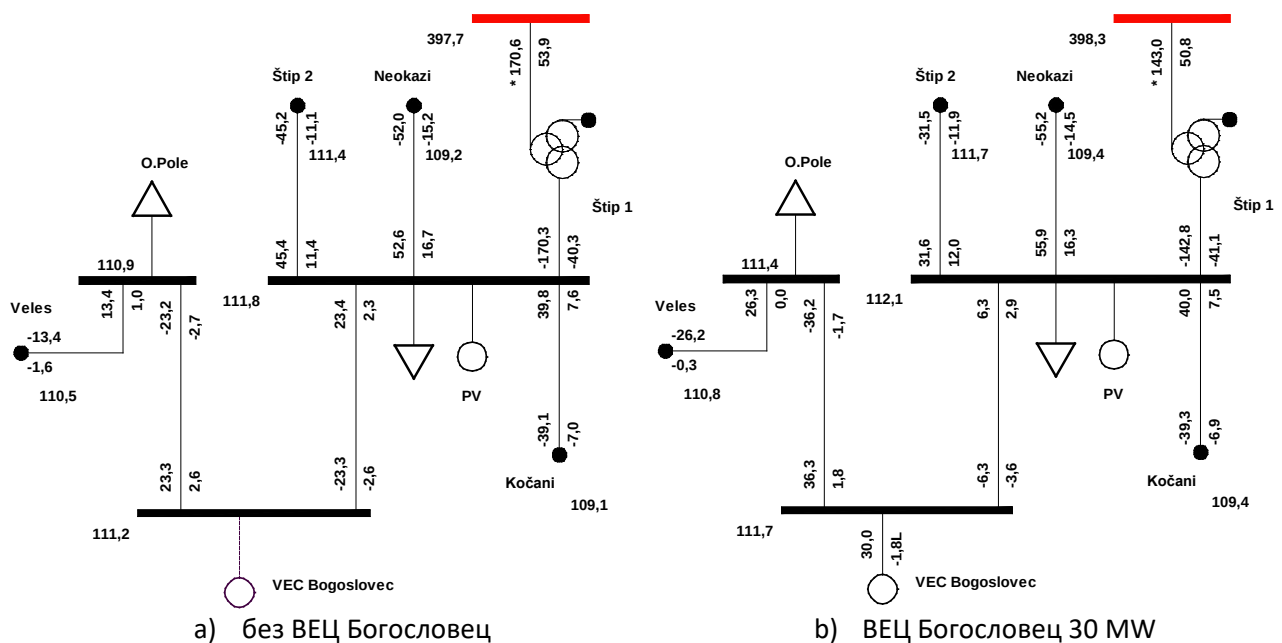
Слика 6.3 Оптоварување на водовите 110 kV во близина на ВЕЦ Богданци за состојба на врвно оптоварување во 2025 година

При максимална ангажираност на сите ВЕЦ со вкупна моќност од 108 MW, водовите 110 kV во близина на ВЕЦ Богданци се оптоваруваат во нормални услови до 43 % од нивната трајно дозволена моќност

(ДВ 110 kV Валаново – Струмица со трајно дозволена моќност од 149 MVA после вградувањето на АААС-Z спроводниците).



Слика 6.4 Оптоварување на водовите 110 kV во близина на ВЕЦ Шашаварлија 1 за состојба на врвно оптоварување во 2025 година



Слика 6.5 Оптоварување на водовите 110 kV во близина на ВЕЦ Богословец за состојба на врвно оптоварување во 2025 година

Водовите 110 kV околу ВЕЦ Шашаварлија 1, во разгледуваната работна состојба се оптоваруваат до 40 % од трајно дозволената моќност, при расположливост на сите гранки на мрежата (најголемо оптоварување има водот 110 kV Бучим – Радовиш со трајно дозволена моќност од 123 MVA), а најоптоварен вод околу ВЕЦ Богословец е Штип 1 – Неокази, оптоварен е 47 % од трајно дозволената моќност (123 MVA после предвидената ревитализација до 2020 година на постоечкиот вод Штип 1 – Пробиштип, односно изградба на нов вод со ACSR спроводници³⁶ со пресек 240/40 mm², по трасата на постоечкиот вод на бетонски столбови и спроводници со пресек 150/25 mm²).

МАКСИМАЛНО ЛЕТНО ОПТОВАРУВАЊЕ:

Билансот на системот на моделот за летно максимално оптоварување за 2025 година е поставен на следниот начин:

Производство во РМ:	858 MW
Оптоварување:	1392 MW
Загуби во преносната мрежа:	24 MW
Увоз:	558 MW

Со максимална ангажираност на ФНЕЦ во постоечката големина на изградба (16,7 MW) и ФНЕЦ предвидени за изградба до 2020 година (дополнителни 25 MW), на моделот со расположливост на сите гранки, нема преоптоварени водови и трансформатори, а напонските прилики се во дозволените граници. Во истата работна состојба е задоволен критериумот (n-1), доколку во топологијата на мрежата се вклучат наброените 110 kV водови на почетокот на поглавјето.

Со дополнителна изградба на 25 MW нови ФНЕЦ во однос на 2020 година и максимална ангажираност на сите ФНЕЦ (со ангажираност на сите ВЕЦ еднаква на нула), на моделот со расположливост на сите гранки, нема преоптоварени водови и трансформатори, а напонските прилики се во дозволените граници. Во истата работна состојба останува задоволен критериумот (n-1), што значи дека изградбата на дополнителните ФНЕЦ до вкупна моќност (16,7 MW постоечки + 50 MW нови) не предизвикува нови потенцијални преоптоварувања во мрежата.

ПРОСЕЧНО ОПТОВАРУВАЊЕ:

Билансот на системот на моделот за просечно оптоварување (моделирано е како 62 % од врвно оптоварување) за 2025 година е поставен на следниот начин:

Производство во РМ:	1280 MW
Оптоварување:	1117 MW
Загуби во преносната мрежа:	33 MW
Извоз:	130 MW

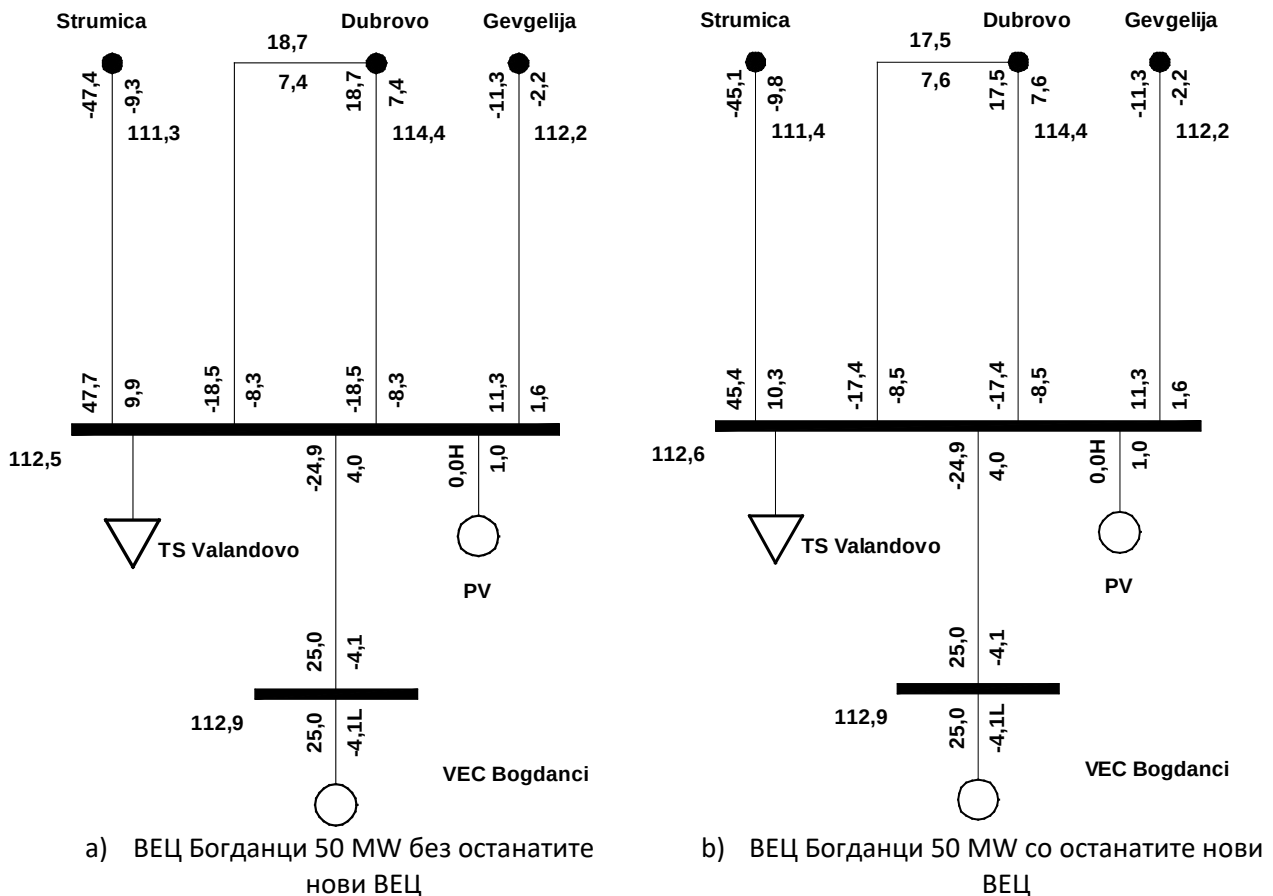
Со ангажираност на ВЕЦ Богданци со половина од максималната моќност (25 MW), како и со ангажираност на постоечките и новите ФНЕЦ предвидени за изградба до 2020 година во висина од половина од нивната инсталирана моќност (20,9 MW), без новите 25 MW во дополнителни ФНЕЦ, на моделот со расположливост на сите гранки, нема преоптоварени водови и трансформатори, а напонските прилики се во дозволените граници. Во истата работна состојба е задоволен критериумот (n-1).

³⁶ Доколку при ревитализација на 110 kV вод Штип 1 – (Неокази) – Пробиштип се употреби спроводник тип АААС-Z со трајно дозволена моќност од 149 MVA, водот ќе биде процентуално помалку оптоварен

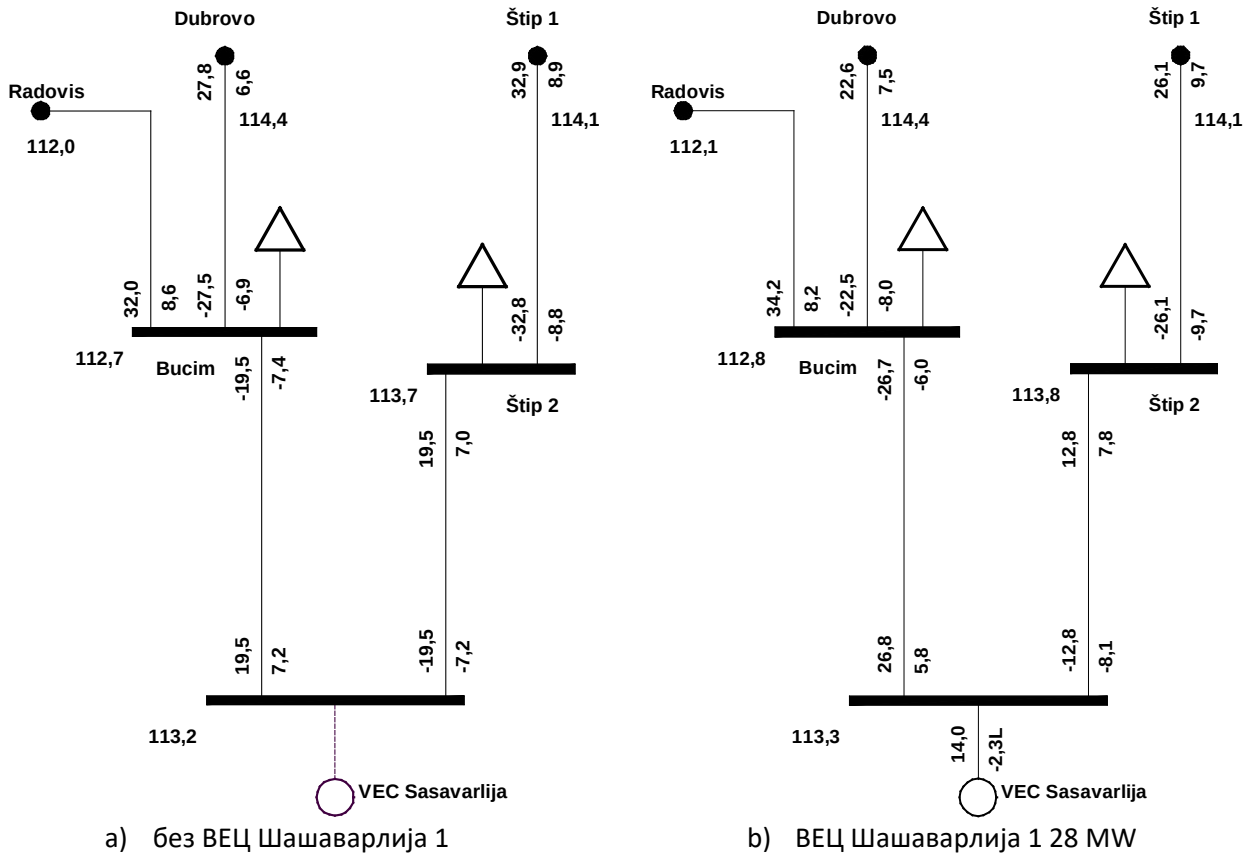
Со вклучување на новите ВЕЦ и ФНЕЦ предвидени за изградба до 2025 година, со ангажираност на сите ВЕЦ и ФНЕЦ со половина од нивната максимална моќност (ВЕЦ 54 MW, ФНЕЦ 33,4 MW), на моделот со расположливост на сите гранки, нема преоптоварени водови и трансформатори, а напонските прилики се во дозволените граници. Во истата работна состојба е задоволен критериумот (n-1), а изградбата на ВЕЦ и ФНЕЦ при ангажираност во висина од 50 % од нивната максимална моќност не предизвикува нови потенцијални преоптоварувања во мрежата.

Врз основа на претходно опишаните анализи заклучуваме дека во 2025 година во мрежата нема да има технички ограничувања за прифаќање на ВЕЦ со моќност до 108 MW, како и дополнителните ФНЕЦ со моќност до 50 MW во однос на постоечката состојба (66,7 MW вкупно).

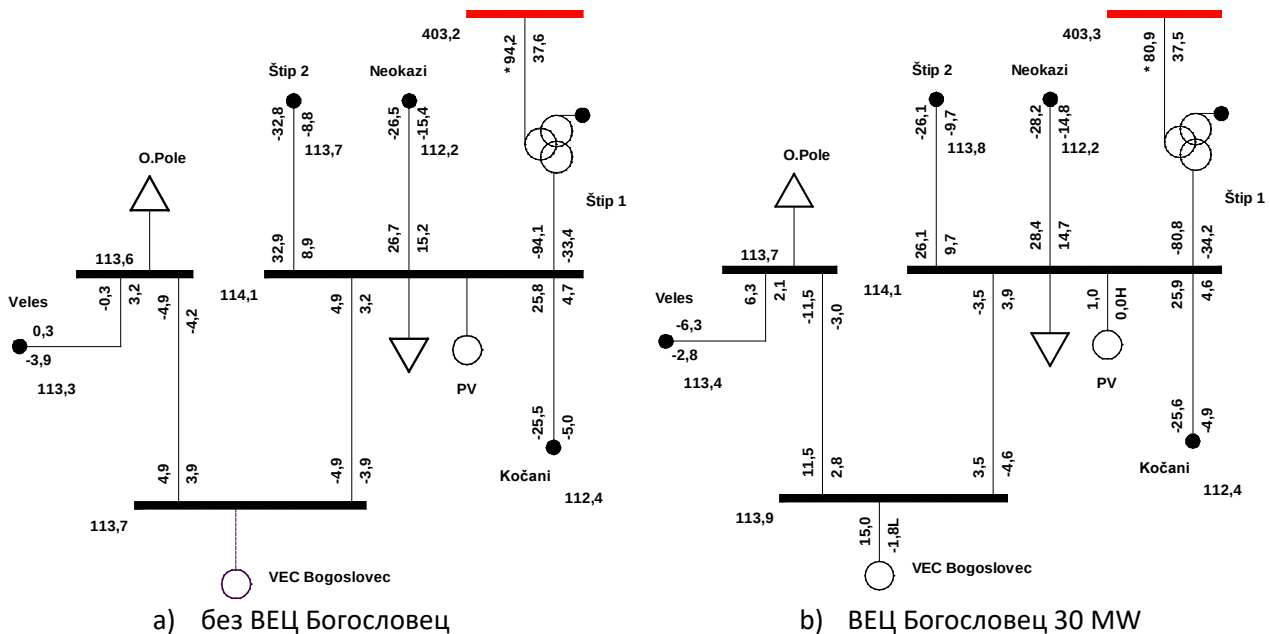
Пресметката на максималните струи на трифазни и еднофазни куси врски укажува дека приклучокот на разгледуваните ВЕЦ и ФНЕЦ не влијае значително на нивото на струите на куси врски во 110 kV јазли на приклучок, а најголеми струи на куси врски во јазлите на приклучок достигнуваат вредности до 23,2 kA (ТС Драчево).



Слика 6.6 Оптоварување на водовите 110 kV во близина на ВЕЦ Богданци за состојба на просечно оптоварување во 2025 година



Слика 6.7 Оптоварување на водовите 110 kV во близина на ВЕЦ Шашаварлија 1 за состојба на просечно оптоварување во 2025 година



Слика 6.8 Оптоварување на водовите 110 kV во близина на ВЕЦ Богословец за состојба на просечно оптоварување во 2025 година

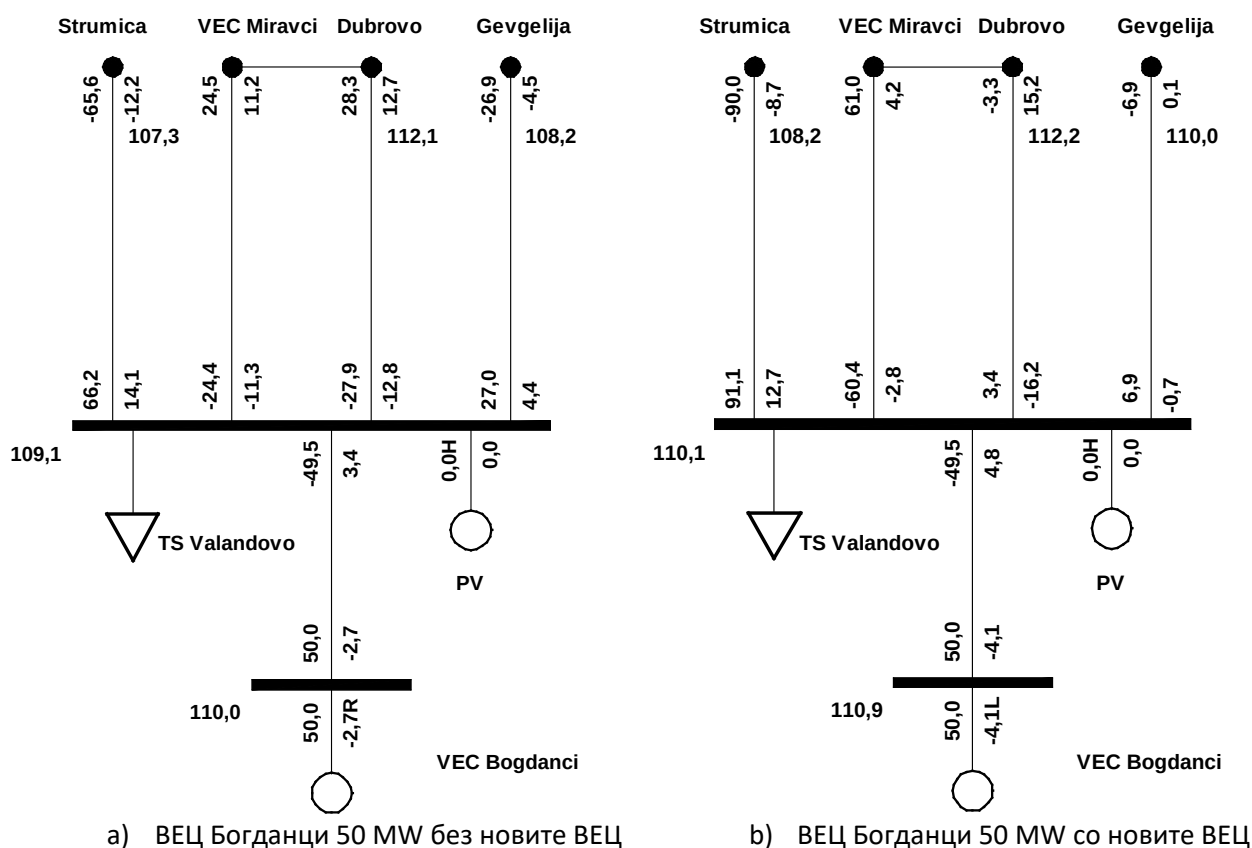
6.3 ОПТОВАРУВАЊЕ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА, НАПОНСКИ ПРИЛИКИ, (N-1) СИГУРНОСТ И СТРУИ НА КУСИ ВРСКИ ВО 2030 ГОДИНА

За временскиот пресек 2030 година, анализирана е изградбата на дополнителните ВЕЦ Миравци 100 MW и ВЕЦ Гевгелија 20 MW (вкупната анализирана моќност на ВЕЦ изнесува 228 MW), како и на новите ФНЕЦ со дополнителна моќност 150 MW во однос на постоечката состојба (дополнителни 100 MW во однос на состојбата 2025 година). Од новите конвенционални електрични центри, планирана е изградба на ХЕЦ Бошков Мост и ХЕЦ Шпиље 2, евентуално и РХЕЦ Чебрин. Во разгледуваните сценарија за изградба на нови електрични центри, сите постоечки блокови во ТЕЦ Битола уште се во работа.

ВРВНО ОПТОВАРУВАЊЕ:

Билансот на системот на моделот за зимско максимално оптоварување (врвно оптоварување) за 2030 година е поставен на следниот начин (без дополнителни ВЕЦ и ФНЕЦ):

Производство во РМ:	1428 MW
Оптоварување:	2002 MW
Загуби во преносната мрежа:	46 MW
Увоз:	620 MW



Слика 6.9 Оптоварување на водовите 110 kV во близина на ВЕЦ Богданци за состојба на врвно оптоварување во 2030 година

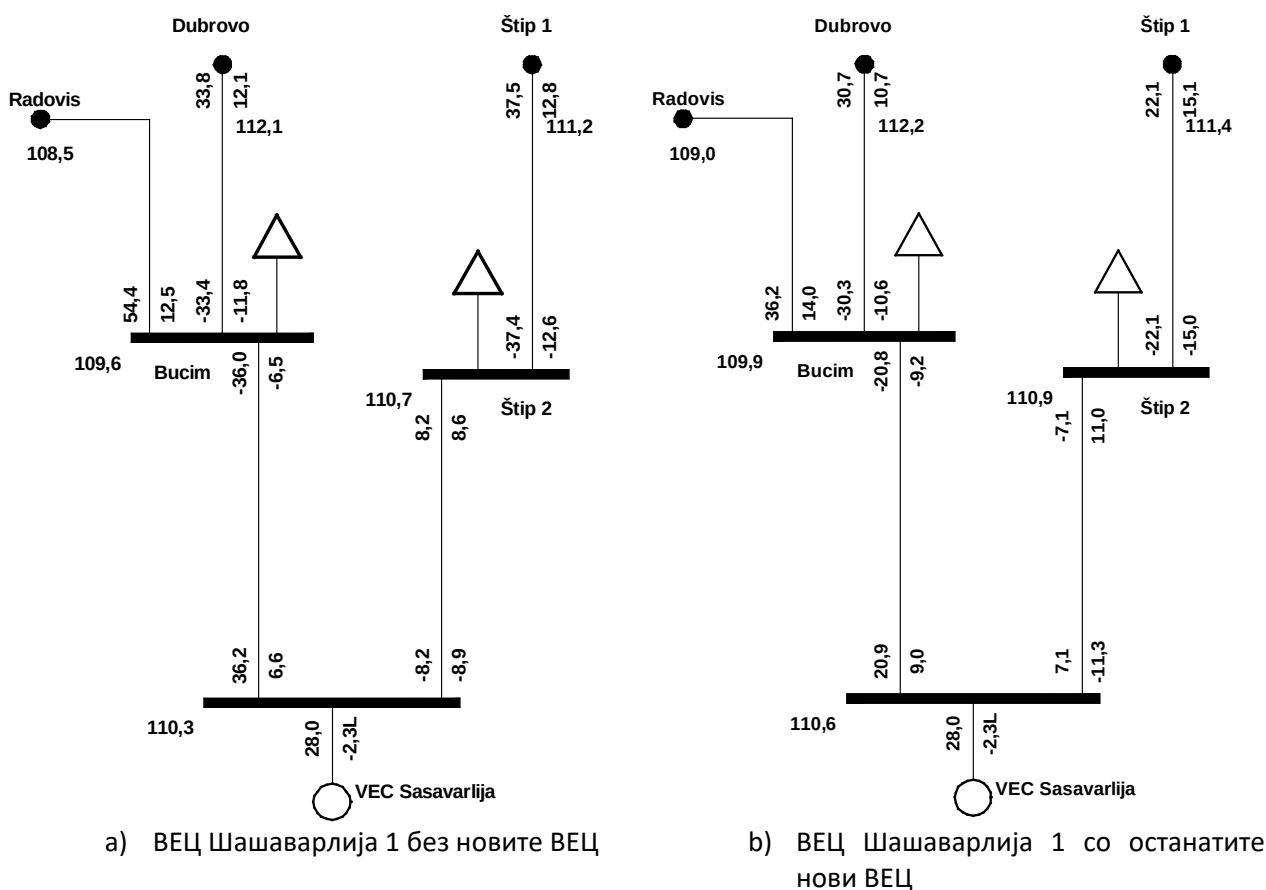
Со максимална ангажираност на ВЕЦ Богданци од 50 MW, ВЕЦ Богословец од 30 MW и ВЕЦ Шашаварлија 1 од 28 MW (без дополнителни нови ВЕЦ во однос на состојбата во 2025 година), на моделот при расположливост на сите гранки на системот, нема преоптоварени водови и

трансформатори, а напонските прилики се во дозволените граници. Во истата работна состојба задоволен е и критериумот (n-1).

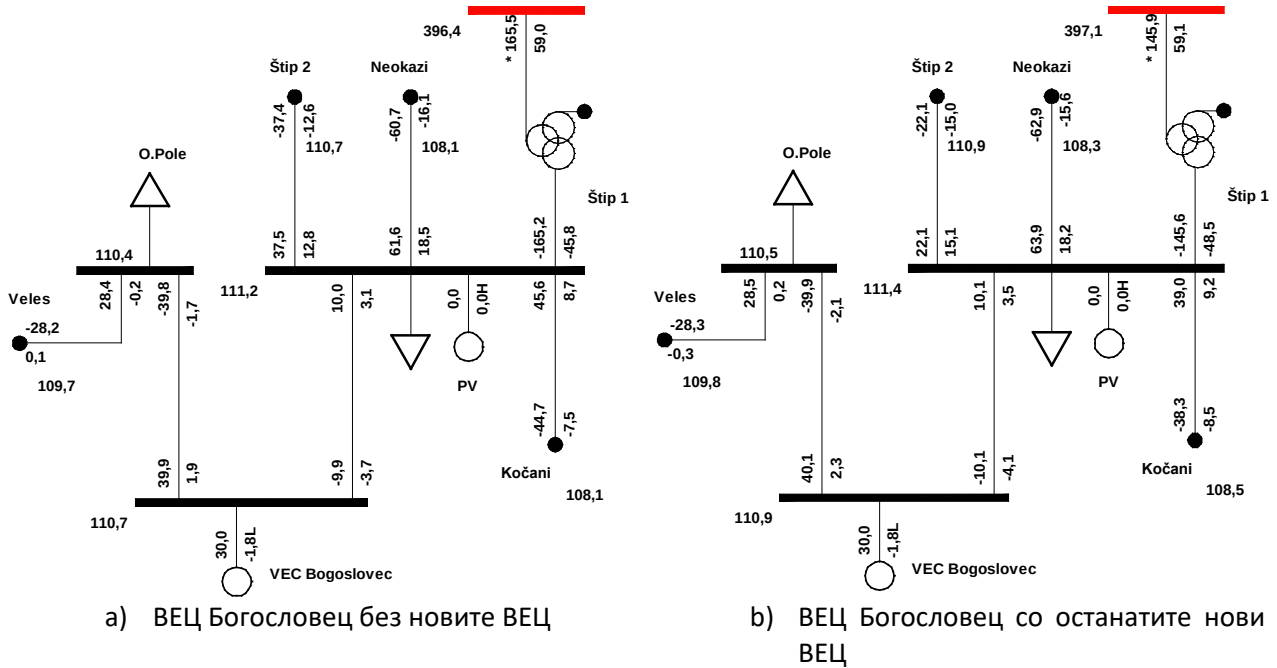
Со максимална ангажираност на ВЕЦ Богданци од 50 MW, ВЕЦ Богословец од 30 MW и ВЕЦ Шашаварлија 1 од 28 MW, ВЕЦ Миравци со моќност 100 MW и ВЕЦ Гевгелија со 20 MW (со ангажираност на ФНЕЦ еднаква на нула) на моделот при расположливост на сите гранки на системот, нема преоптоварени водови и трансформатори, а напонските прилики се во дозволените граници. Во истата работна состојба задоволен е и критериумот (n-1), што значи дека дополнителната изградба на ВЕЦ во рамките на анализираната моќност не ја загрозува сигурноста на работата на преносната мрежа.

Оптоварувањата на водовите 110 kV околу ВЕЦ Богданци, ВЕЦ Богословец и ВЕЦ Шашаварлија 1, како и во околината на планираните ВЕЦ Миравци и ВЕЦ Гевгелија, зависно од нивната изградба до разгледуваниот временски пресек, прикажани се на следните слики (Слика 6.9 – Слика 6.13).

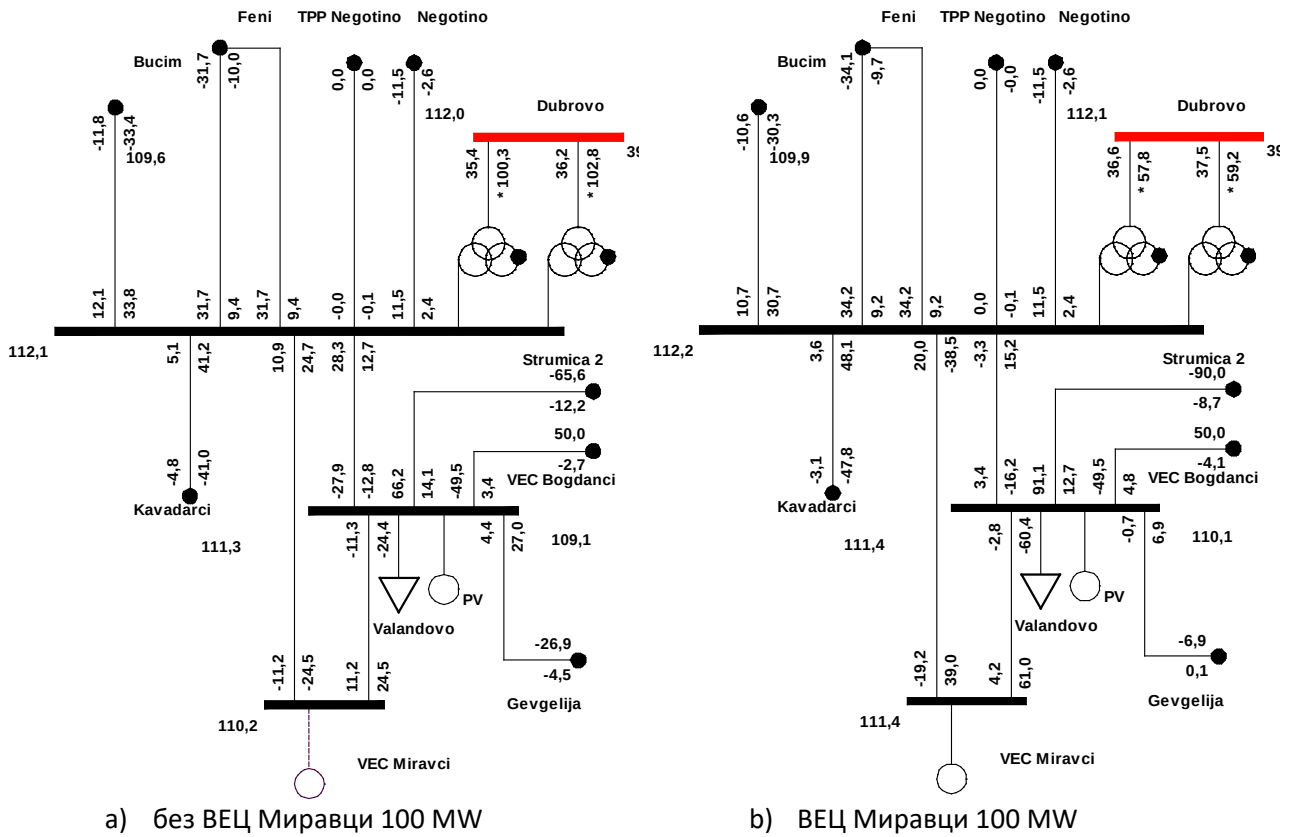
При максимална ангажираност на сите ВЕЦ со вкупна моќност 228 MW, водовите 110 kV во близина на ВЕЦ Богданци, ВЕЦ Миравци и ВЕЦ Гевгелија, во нормални услови се оптоваруваат до 62 % од трајно дозволената моќност (ДВ 110 kV Валандово – Струмица 2 со трајно дозволена моќност 149 MVA после предвиденото вградување на АААС-з спроводници).



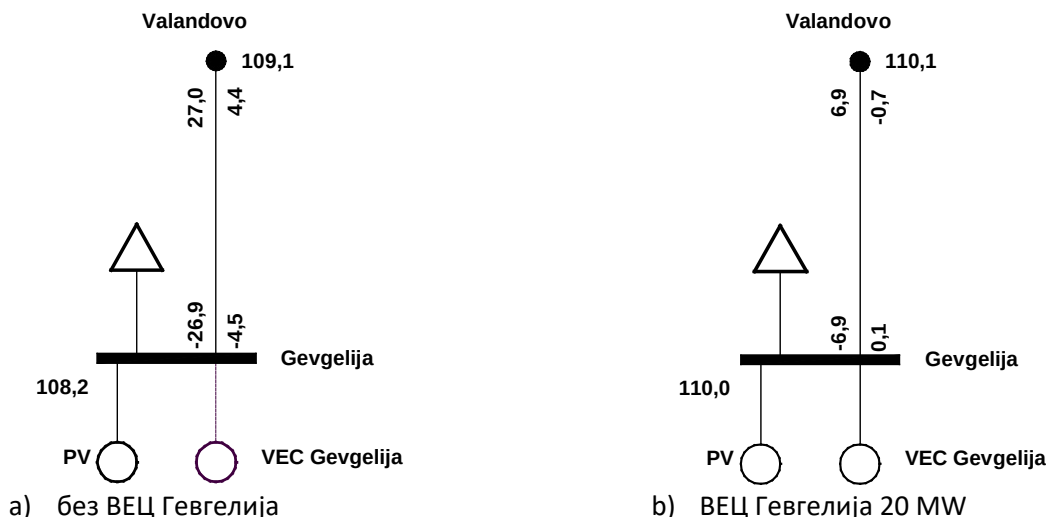
Слика 6.10 Оптоварување на водовите 110 kV во близина на ВЕЦ Шашаварлија 1 за состојба на врвно оптоварување во 2030 година



Слика 6.11 Оптоварување на водовите 110 kV во близина на ВЕЦ Богословец за состојба на врно оптоварување во 2030 година



Слика 6.12 Оптоварување на водовите 110 kV во близина на ВЕЦ Миравци за состојба на врно оптоварување во 2030 година



Слика 6.13 Оптоварување на водовите 110 kV во близина на ВЕЦ Гевгелија за состојба на врвно оптоварување во 2030 година

Водовите 110 kV околу ВЕЦ Шашаварлија 1 се оптоваруваат до 32 % од трајно дозволената моќност во разгледуваната работна состојба при расположливост на сите гранки (најголемо е оптоварувањето на водот 110 kV Бучим – Радовиш со трајно дозволена моќност 123 MVA). Најоптоварен вод околу ВЕЦ Богословец е ДВ 110 kV Штип 1 – Неокази, со оптоварување 53 % од трајно дозволената моќност (123 MVA после предвидената ревитализација до 2020 година на постоечкиот вод Штип 1 – Пробиштип).

Сите разгледувани ВЕЦ се во можност да ја инјектираат својата полна производна моќност во 110 kV мрежа за разгледуваната работна состојба со критериум (n-1).

МАКСИМАЛНО ЛЕТНО ОПТОВАРУВАЊЕ

Билансот на системот на моделот за летното максимално оптоварување за 2030 година е поставен на следниот начин:

Производство во РМ:	1022 MW
Оптоварување:	1551 MW
Загуби во преносната мрежа:	27 MW
Увоз:	556 MW

Со максимална ангажираност на ФНЕЦ во постоечката големина на изградба (16,7 MW) и ФНЕЦ предвидени за изградба до 2025 година (дополнителни 50 MW без нови ФНЕЦ предвидени за изградба до 2030 година), на моделот со расположливост на сите гранки нема преоптоварени водови и трансформатори, а напонските прилики се во дозволените граници. Во истата работна состојба е задоволен критериумот (n-1).

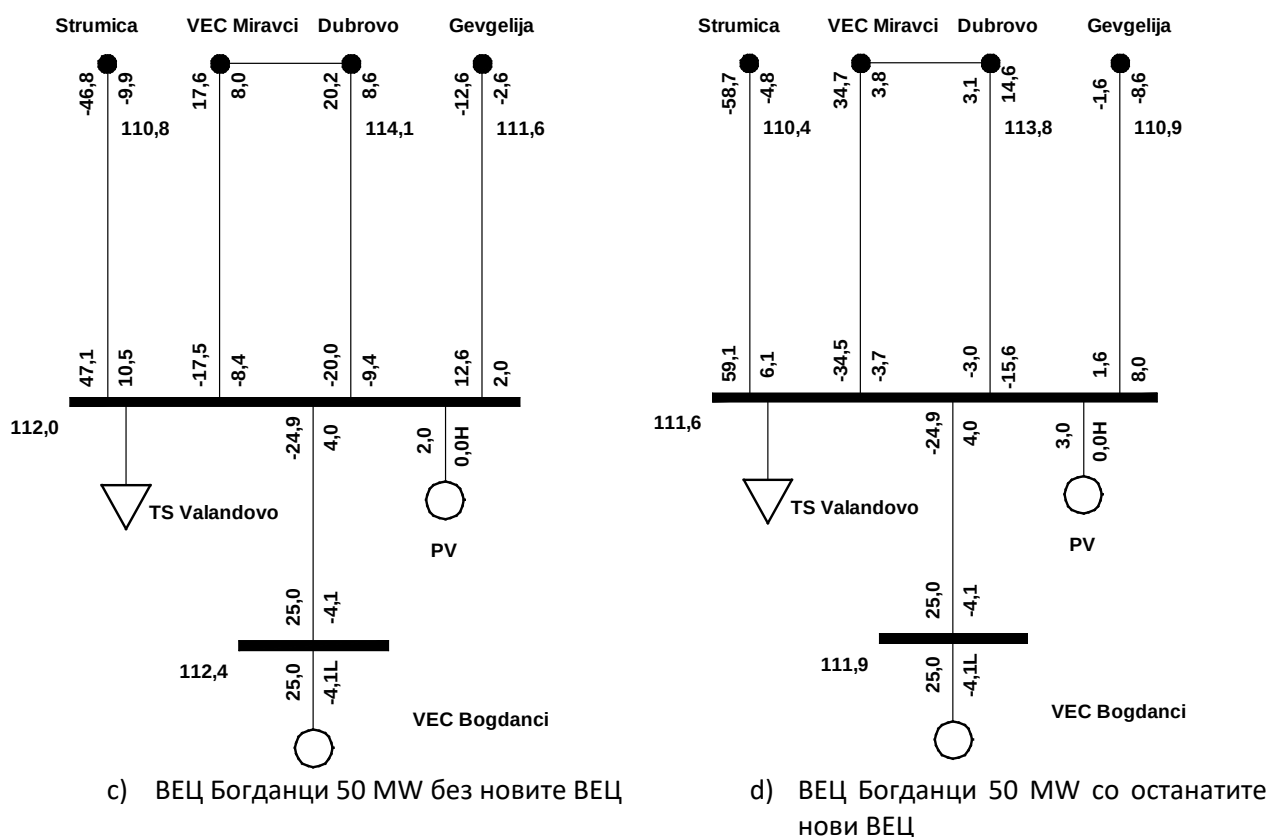
Со дополнителна изградба на 100 MW нови ФНЕЦ во однос на 2025 година и максимална ангажираност на сите ФНЕЦ (со ангажираност на сите ВЕЦ еднаква на нула), на моделот со расположливост на сите гранки нема преоптоварени водови и трансформатори, а напонските прилики се во дозволените граници. Во истата работна состојба, критериумот (n-1) останува задоволен, што значи дека изградбата на дополнителните ФНЕЦ до вкупната моќност (16,7 MW постоечки + 150 MW нови) не предизвикува нови потенцијални преоптоварувања во мрежата.

ПРОСЕЧНО ОПТОВАРУВАЊЕ:

Билансот на системот на моделот за просечно оптоварување (моделирано е како 62 % од врвно оптоварување) за 2030 година е поставен на следниот начин:

Производство во РМ:	1411 MW
Оптоварување:	1241 MW
Загуби во преносната мрежа:	40 MW
Извоз:	130 MW

Со ангажираност на ВЕЦ Богданци, ВЕЦ Богословец и ВЕЦ Шашаварлија 1 со половина од нивната максимална моќност (54 MW), како и со ангажираност на постоечките и новите ФНЕЦ предвидени за изградба до 2025 година со половина од нивната инсталирана моќност (33,4 MW), без новите 100 MW во дополнителни ВЕЦ и ФНЕЦ, на моделот со расположливост на сите гранки нема преоптоварени водови и трансформатори, а напонските прилики се во дозволените граници. Во истата работна состојба, критериумот (n-1) останува задоволен.

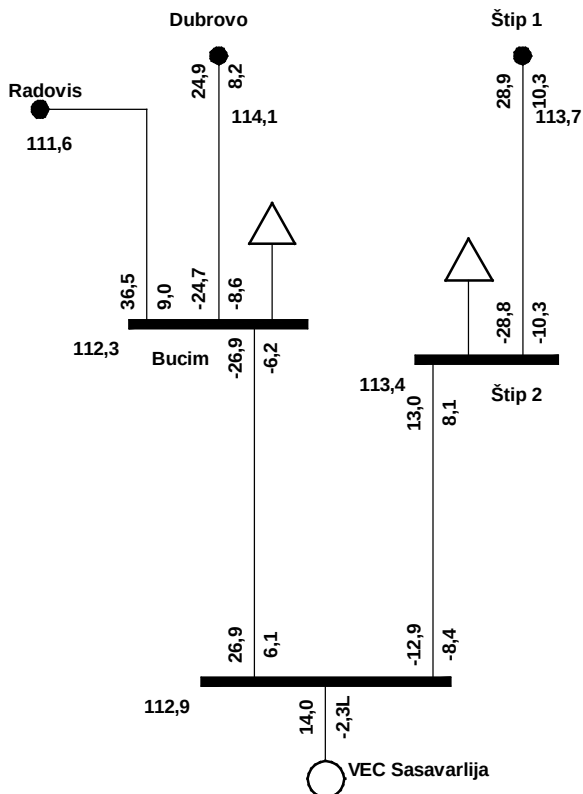


Слика 6.14 Оптоварување на 110 kV водовите во близина на ВЕЦ Богданци за состојба на просечно оптоварување во 2030 година

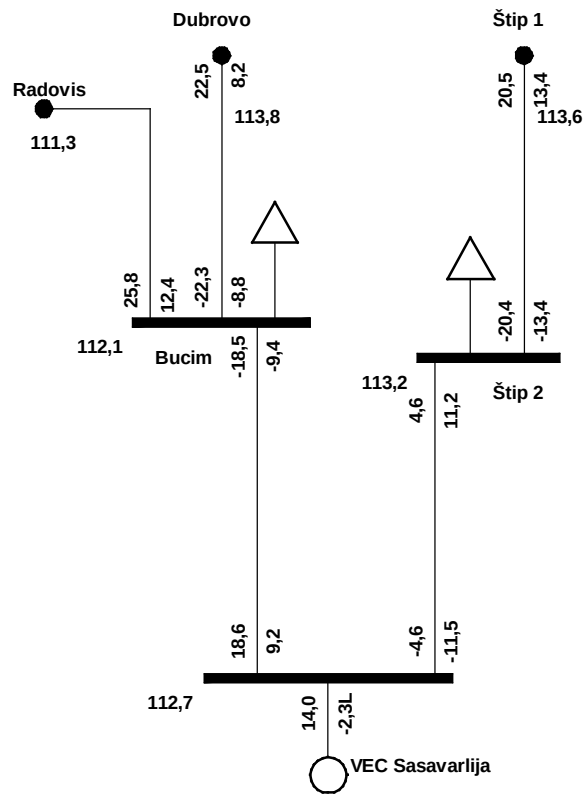
Со вклучување на новите ВЕЦ и ФНЕЦ предвидени за изградба до 2025 година, заедно со ангажираност на сите ВЕЦ и ФНЕЦ со половина од нивната максимална моќност (ВЕЦ 54 MW, ФНЕЦ 33,4 MW), на моделот со расположливост на сите гранки и понатаму нема преоптоварени водови и трансформатори, а напонските прилики се во дозволените граници. Во истата работна состојба, критериумот (n-1) останува задоволен, а изградбата на дополнителните ВЕЦ и ФНЕЦ при ангажираност во висина од 50 % од нивната максимална моќност не предизвикува нови потенцијални преоптоварувања во мрежата.

Врз основа на претходно опишаните анализи, заклучуваме дека во 2030 година во мрежата нема да има технички ограничувања за интеграција на ВЕЦ со моќност до 228 MW, како и на дополнителни ФНЕЦ со моќност до 150 MW во однос на постоечката состојба (166,7 MW вкупно).

Пресметката на максималните вредности на струите на трифазни и еднофазни струи на куси врски укажува дека приклучокот на ВЕЦ и ФНЕЦ не влијае значително на нивото на струите на куси врски во приклучните 110 kV јазли, а најголеми вредности на струите на куси врски достигнуваат до 23,5 kA (ТС Драчево).

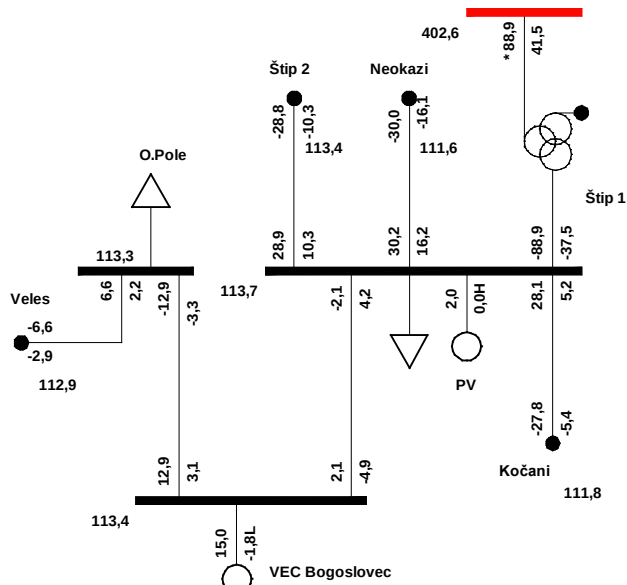


с) ВЕЦ Шашаварлија 1 без новите ВЕЦ

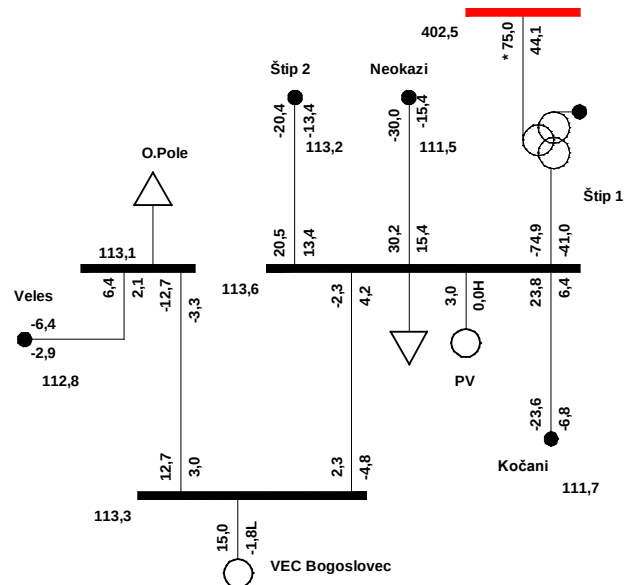


д) ВЕЦ Шашаварлија 1 со останатите нови ВЕЦ

Слика 6.15 **Оптоварување на 110 kV водовите во близина на ВЕЦ Шашаварлија 1 за состојба на просечно оптоварување во 2030 година**

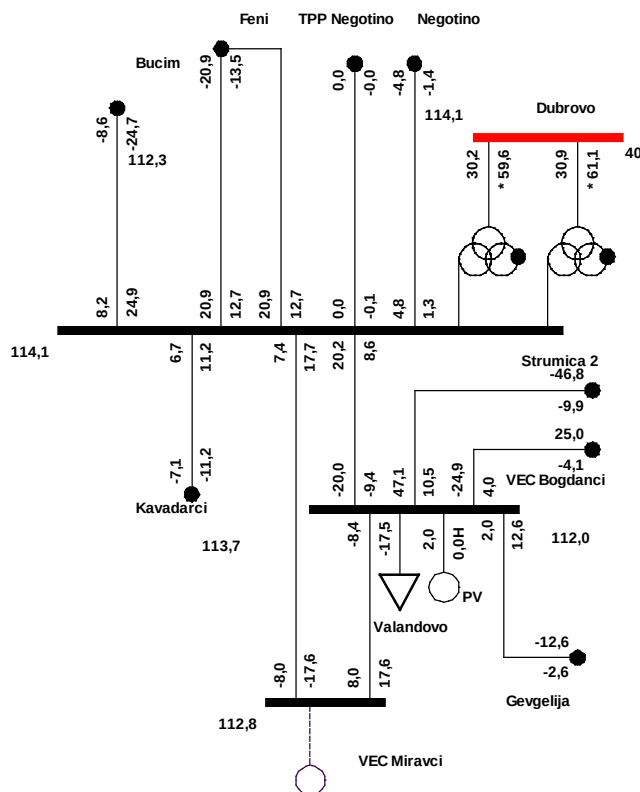


c) ВЕЦ Богословец без новите ВЕЦ

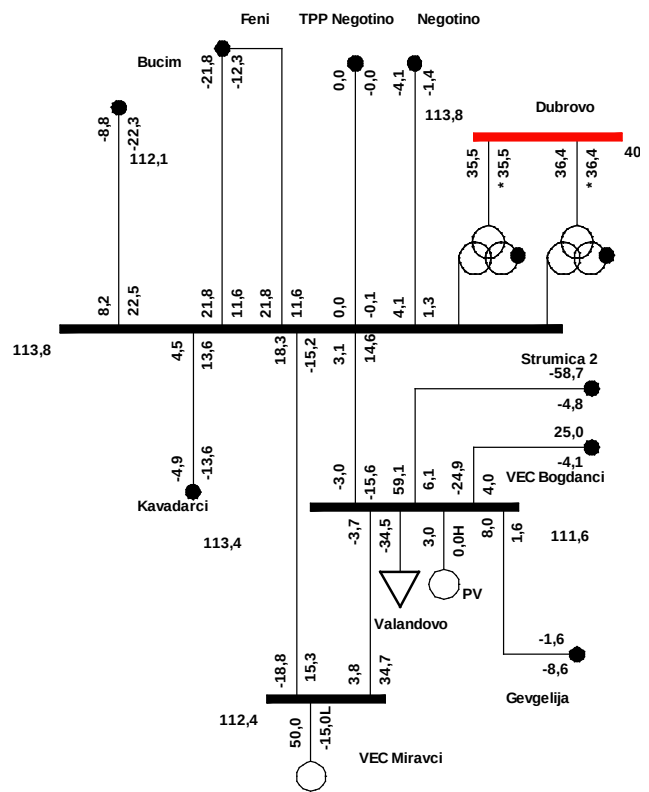


d) ВЕЦ Богословец со останатите нови ВЕЦ

Слика 6.16 Оптоварување на 110 kV водовите во близина на ВЕЦ Богословец за состојба на просечно оптоварување во 2030 година

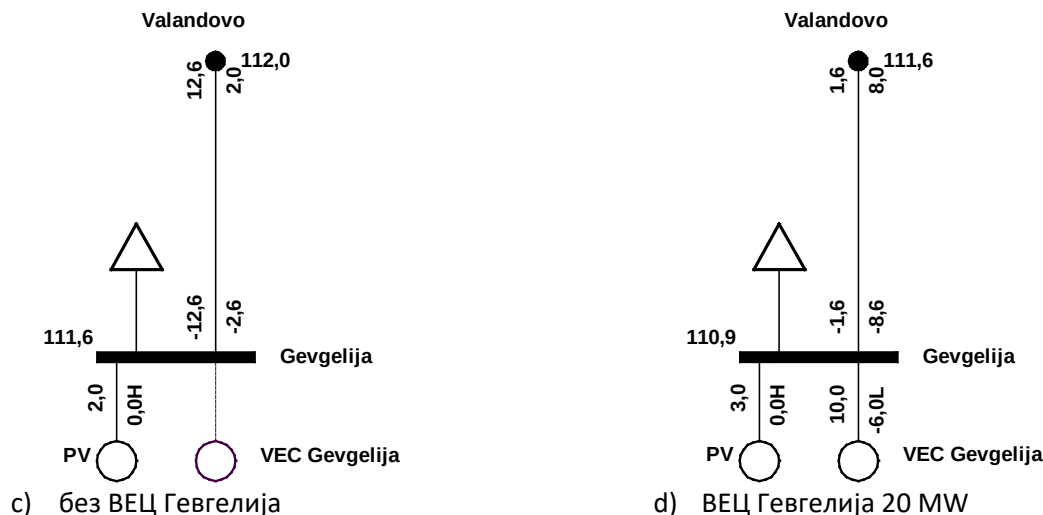


c) без ВЕЦ Миравци 100 MW



d) ВЕЦ Миравци 100 MW

Слика 6.17 Оптоварување на 110 kV водовите во близина на ВЕЦ Миравци за состојба на просечно оптоварување во 2030 година



Слика 6.18 Оптоварување на 110 kV водовите во близина на ВЕЦ Гевгелија за состојба на просечно оптоварување во 2030 година

6.4 ОПТОВАРУВАЊЕ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА, НАПОНСКИ ПРИЛИКИ, (N-1) СИГУРНОСТ И СТРУИ НА КУСИ ВРСКИ ВО 2040 ГОДИНА

До временскиот пресек 2040 година во однос на претходниот временски пресек 2030 година, во ЕЕС на РМ е анализирана изградбата на следните дополнителни ВЕЦ:

ВЕЦ Дојран со моќност 65 MW планирана за приклучок во ТС Гевгелија,
 ВЕЦ Шашаварлија 2 со моќност 100 MW планирана за приклучок во ТС Бучим,
 ВЕЦ Богданци 2 со моќност 50 MW планирана за приклучок во ТС Валандово,
 ВЕЦ Нагоричане со моќност 30 MW планирана за приклучок во ТС Куманово,
 ВЕЦ Шара со моќност 30 MW планирана за приклучок во ТС Гостивар.

Вкупната моќност на новите ВЕЦ, во однос на претходниот временски пресек, изнесува 275 MW (вкупна инсталирана моќност на сите ВЕЦ 503 MW).

До истиот временски пресек е планирана и изградба на нови ФНЕЦ со дополнителна моќност од 100 MW во однос на претходниот временски пресек 2030 година и тогаш вкупната анализирана моќност на сите ФНЕЦ е еднаква на 266,7 MW.

Покрај новите ВЕЦ и ФНЕЦ, помеѓу 2030 и 2040 година е планирана изградба и на поголем број на ХЕЦ (заедно со две ТЕЦ, Битола 4 и 3. Рид) и тоа: ХЕЦ Б.Мост 68 MW, ХЕЦ Шпиље 2 30 MW, (Р)ХЕЦ Чебрин 333 MW, ХЕЦ Црн Камен 8,4 MW, ХЕЦ Вардарска Долина 176,8 MW, ХЕЦ Галиште 193 MW, ХЕЦ Велес 93 MW, а во сценариото за изградба на електричните центри „зелено“, дополнително се планира изградба на ХЕЦ Градец 55 MW. Во овој период се предвидува излегување од погон на термо блоковите во ТЕЦ Битола (Битола 1 и Битола 2, а во сценариото „зелено“ и Битола 3).

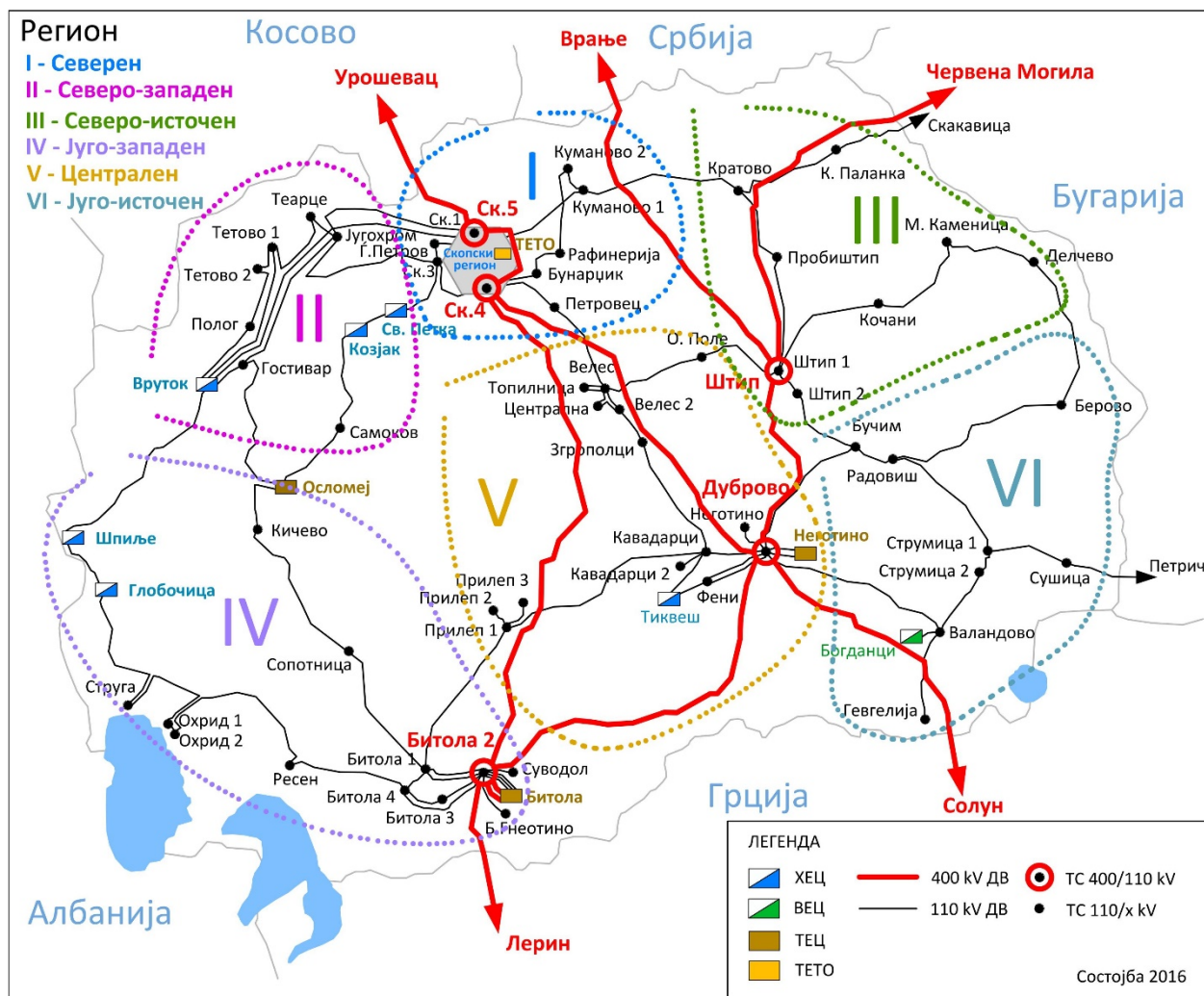
Планираната интензивна изградба на нови електрични центри за периодот помеѓу 2030 и 2040 година, ќе предизвика значителни инвестиции за нивно приклучување и за потребните зајакнувања на преносната мрежа, при што многу е сложено да се одреди која поединечна електрична централа (со тоа и поединечна ВЕЦ) директно предизвикува потреба за одредено зајакнување во преносната мрежа (нов вод или нов трансформатор). Тоа е така, бидејќи нивниот ефект на работата и сигурноста на

преносната мрежа е кумулативен, односно сите планирани електрични центри влијаат на сигурноста на работата на преносната мрежа, заедно со останатите фактори на влијание, како што се:

- Разгледуваната едновремена ангажираност на сите електрични центри во рамките на ЕЕС,
- Билансот на системот, односно нивото на увозот, извозот и транзитите низ мрежата,
- Разгледуваното ниво на оптоварувањето во мрежата и неговата просторна распределба,
- Приклучокот и оптоварувањето на новите директни потрошувачи на преносната мрежа и друго.

Согласно претходно опишаните причини, а со цел проценка на потребните зајакнувања во мрежата кои директно или доминантно ги предизвикува приклучокот на новите ВЕЦ, извршени се поголем број на пресметки на тековите на моќност и критериумот на сигурност (n-1) за состојбите на врвно, максимално летно и просечно оптоварување во ЕЕС, зависно од различните фактори на влијание, како што се вредноста на разгледуваното ниво на оптоварување (повисока и пониска стапка на пораст на потрошувачката) и поединечната изградба на нови ХЕЦ.

Резултатите од анализите се прикажани во продолжение за поединечните ВЕЦ или за групи на ВЕЦ сместени во електрично блиска област, односно во поединечните региони во ЕЕС на РМ.



Слика 6.19 Региони на преносната мрежа на РМ (состојба 2016.)

6.4.1 ВЕЦ сместени во регионот околу ТС Валандово (Југо-источен регион)

Во разгледуваниот регион, кој е најкритичен од аспект на приклучување на нови ВЕЦ до 2040 година, се наоѓаат постоечката ВЕЦ Богданци со моќност 36,7 MW со предвидена дополнителна изградба на нови ветерни турбини до вкупна моќност од 50 MW (2020 година), а потоа и изградба на ВЕЦ Богданци 2 со моќност 50 MW, при што во разгледуваната 2040 година од ВЕЦ Богданци 1 и 2 радијално се приклучени на ТС Валандово вкупно 100 MW.

Во непосредна близина е планирана изградбана ВЕЦ Гевгелија со моќност 20 MW (до 2030 година), како и ВЕЦ Дојран со моќност 65 MW, а приклучокот на двете електрични центри е планиран радијално на ТС Гевгелија, која е радијално приклучена на ТС Валандово. Затоа за анализираната 2040 година се предвидува дополнителен влез на моќност во ТС Валандово од страна на ТС Гевгелија, со вредност еднаква на вкупното производство на ВЕЦ Гевгелија и ВЕЦ Дојран намалено за разгледуваната вредноста на оптоварувањето на дистрибутивната мрежа напојувана преку ТС Гевгелија³⁷ (85 MW - $P_{TS_Gevgelija}$), околу 60 MW дополнителен пренос кон ТС Валандово.

Во близина на ТС Валандово ќе биде сместена и планираната ВЕЦ Миравци со моќност 100 MW, предвидена за приклучок на водот 110 kV Валандово – Дуброво, со должина 39,3 km и трајно дозволена моќност 123 MVA, кој согласно [18] треба да се ревитализира до 2025 година со замена на спроводниците, а заради системски потреби треба да се изгради и нов паралелен вод Валандово – Дуброво (2).

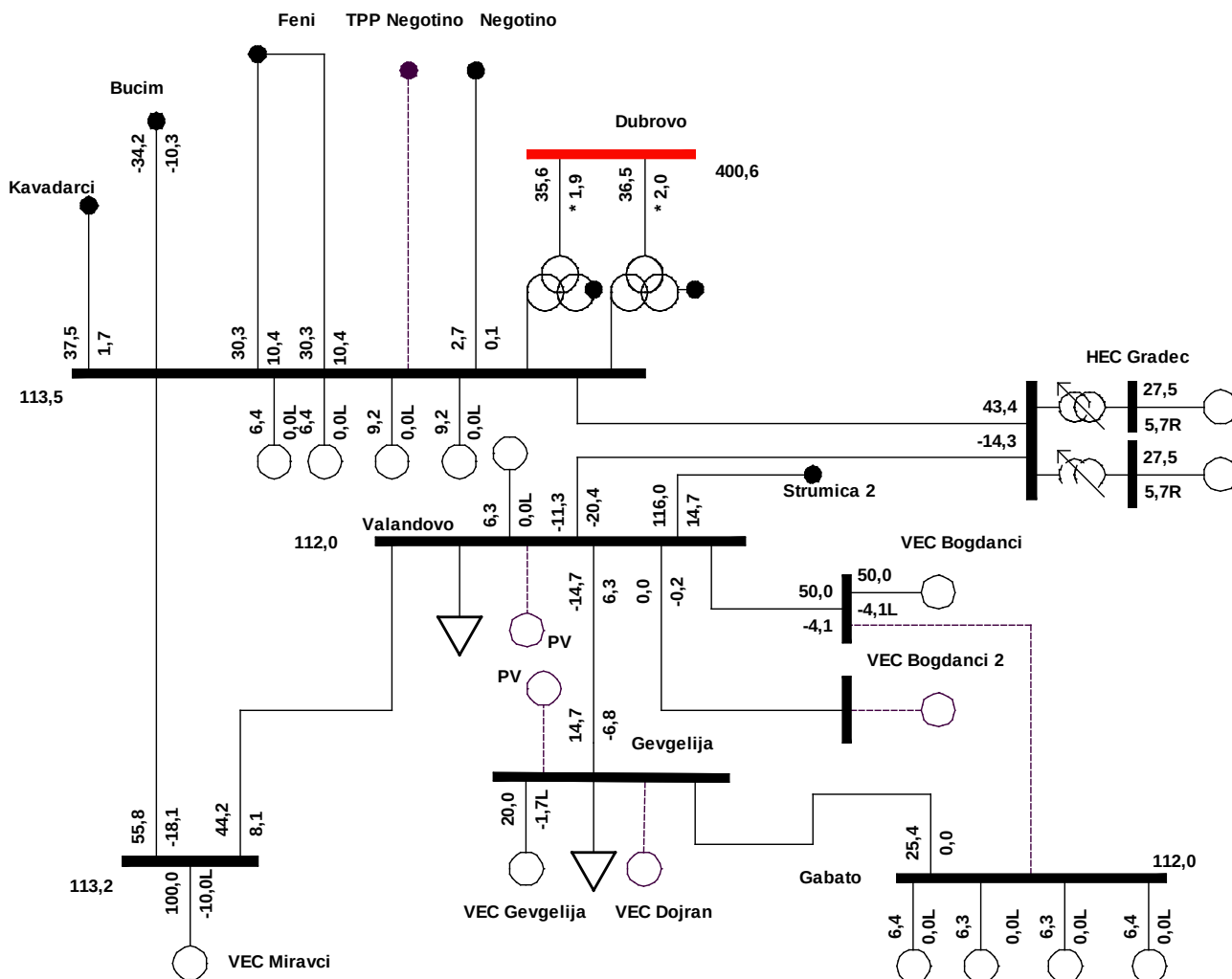
Како нова конвенционална електрична централа, планирана за изградба во рамките на разгледуваниот регион е ХЕЦ Градец со моќност 55 MW, чиј приклучок исто така се планира радијално на ТС Валандово.

На ТС Валандово, освен новите ВЕЦ и ФНЕЦ, предвидено е да се приклучат и нови ФНЕЦ со моќност од 10 MW, а во непосредна близина е планиран приклучок на по 10 MW ФНЕЦ во секоја од следните ТС: ТС Гевгелија, ТС Струмица и ТС Радовиш.

За разгледуваниот временски пресек е планирана многу интензивна изградба на електрични центри, чие производство би се пренесувало кон ТС Валандово или во нејзина непосредна близина и затоа е реално да се очекува појава на одредени ограничувања во 110 kV мрежа во разгледуваниот регион.

При максимална ангажираност на ВЕЦ предвидени за изградба до 2030 година (ВЕЦ Богданци 50 MW, ВЕЦ Миравци 100 MW и ВЕЦ Гевгелија 20 MW), но без новите ВЕЦ планирани за изградба помеѓу 2030 и 2040 година (ВЕЦ Богданци 2, ВЕЦ Дојран), како и при висока ангажираност на ХЕЦ во моментот на настанување на врвното оптоварување во 2040 година во преносната мрежа во разгледуваната регион нема да има критични ситуации и преоптоварени елементи согласно критериумот на сигурност (n-1).

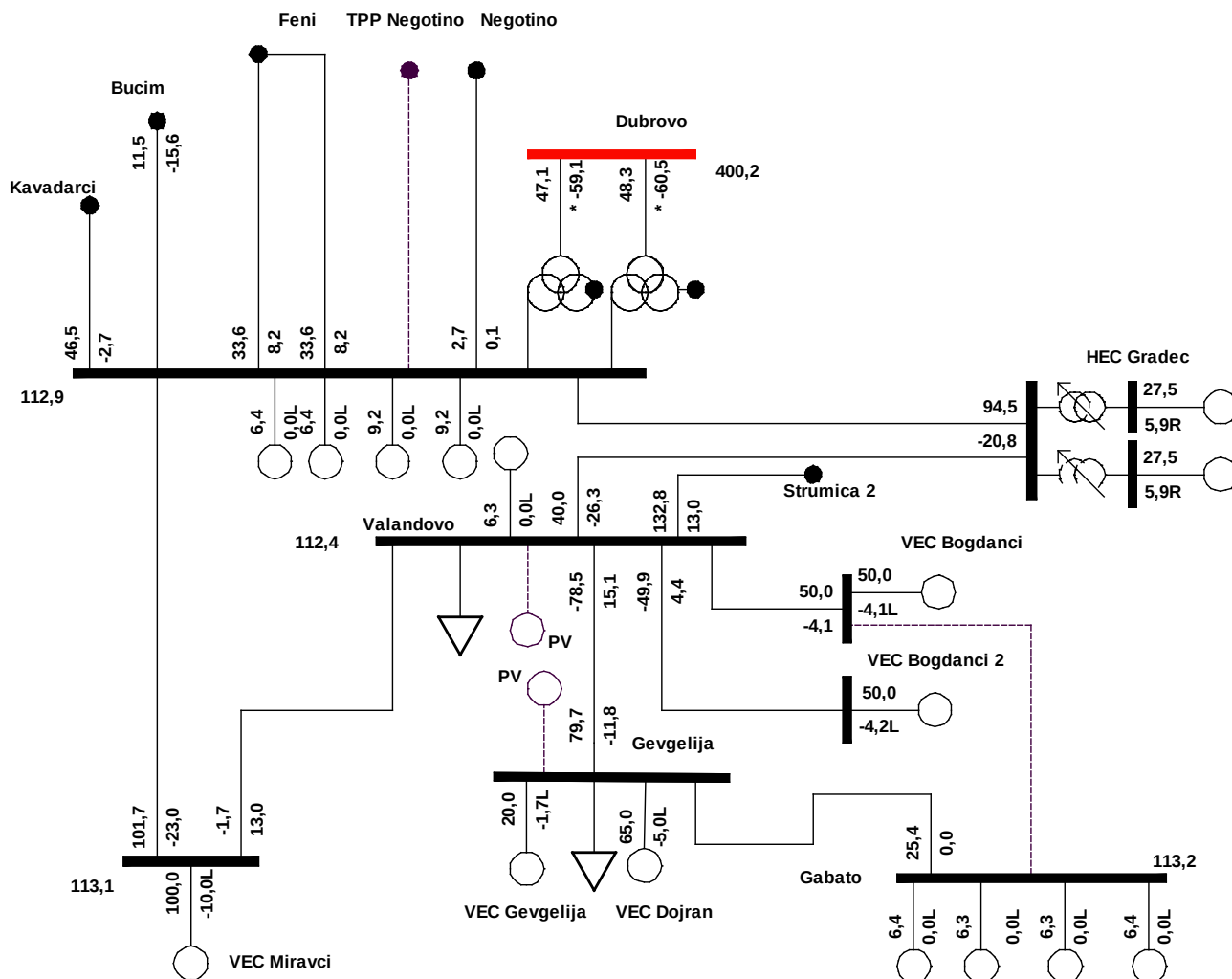
³⁷ Планираното оптоварување на ТС Гевгелија во 2040 година изнесува помеѓу 23 MW и 31 MW, при појавата на врвното оптоварување, односно околу 37 MW при појавата на максималното летно оптоварување [18].



Слика 6.20 Текови на моќности околу ТС Валандово за состојбата на врвно оптоварување во 2040 година без новите ВЕЦ планирани за изградба помеѓу 2030 и 2040 година (со сите водови расположливи)

При расположливост на сите гранки во мрежата во разгледуваната состојба, високо се оптоварува водот 110 kV Валандово – Струмица 2 (предвиден во [18] за ревитализација и зголемување на трајно дозволената моќност до 2025 година), но неговиот испад нема да ги преоптовари останатите водови во мрежата (тогаш високо се оптоварува водот ВЕЦ Миравци – Дуброво, до 90 % од трајно дозволената моќност).

Доколку на моделот се вклучат новите ВЕЦ планирани за изградба до 2040 година, при расположливост на сите гранки во мрежата, доаѓа до високо оптоварување на водовите 110 kV Валандово – Струмица 2 и ВЕЦ Миравци – Дуброво, а критериумот на сигурност не е задоволен заради поголемиот број на преоптоварувања во мрежата 110 kV, предизвикани од поединечните испади на некој од водовите 110 kV (Табела 6.2).



Слика 6.21 Текови на моќности околу ТС Валандово за состојбата на врвно оптоварување во 2040 година со новите ВЕЦ планирани за изградба помеѓу 2030 и 2040 година (со сите водови расположливи)

Во состојбите со максимално летно оптоварување со 0 % ангажираност на ВЕЦ и 100 % ангажираност на ФНЕЦ, како и при состојбата со просечно оптоварување со 50 % ангажираност на ВЕЦ и 50 % ангажираност на ФНЕЦ, не се појавуваат дополнителни ограничувања во преносната мрежа (во и надвор од разгледуваниот регион).

Ограничувањата во мрежата 110 kV околу ТС Валандово можат да се надминат на повеќе начини со инвестиции во зајакнување на мрежата 110 kV или со изградба на нова ТС 400/110 kV Валандово или Струмица, при што студијата за развојот на мрежата [18] предност дава на изградбата на нов вод 110 kV Валандово – Струмица 1, кој би бил опремен со спроводници AAAC-Z. Другите начини за решавање на воочените проблеми се и изградба на ДВ 2x110 kV Валандово – Дуброво, ДВ 2x110 kV Валандово – Струмица 2 и ДВ 2x110 kV Струмица 1 – Струмица 2, при ревитализација на постоечките водови, при што на едниот систем на водот Валандово – Дуброво би се приклучила ХЕЦ Градец, а на другиот систем ВЕЦ Миравци, како и изградба на нова ТС 400/110 kV кај Струмица или Валандово со соодветен расплет на водовите 110 kV.

Табела 6.2 Случаи кога критериумот (n-1) не е задоволен во регионот IV за врвно оптоварување во 2040 година и вклучени сите планирани ВЕЦ

Испадната гранка	Преоптоварени гранки	Вредност на преоптоварувањето (% I _{max})
110 kV Бучим – Радовиш	110 kV Валандово – Струмица 2	101,1
	110 kV Струмица 1 – Струмица 2	108,8
110 kV Валандово – Градец	110 kV Дуброво – ВЕЦ Миравци	105,6
	110 kV Струмица 1 – Струмица 2	107,6
110 kV Валандово – Струмица 2	110 kV Бучим – Радовиш	107,0
	110 kV Градец – Дуброво	127,7
	110 kV Дуброво – ВЕЦ Миравци	129,2
110 kV Дуброво – ВЕЦ Миравци	110 kV Градец – Дуброво	127,7
	110 kV Валандово – Струмица 2	114,2
	110 kV Струмица 1 – Струмица 2	125,0
110 kV Градец – Дуброво	110 kV Валандово – Струмица 2	114,1
	110 kV Дуброво – ВЕЦ Миравци	128,5
	110 kV Струмица 1 – Струмица 2	124,9
110 kV Струмица 1 – Струмица 2	110 kV Градец – Дуброво	122,8
	110 kV Дуброво – ВЕЦ Миравци	123,4

* спроводници АААС-Z (предвиден во [18] за ревитализација и зголемување на трајно дозволената моќност до 2040 година)

Во оваа студија се предлага претходно наведените преоптоварувања да се елиминираат со:

1. Изградба на ДВ 110 kV Валандово – Струмица 1³⁸.
2. Вградување на спроводници од типот АААС-Z наместо АCSR 240/40 mm² на новиот вод 110 kV Валандово – Дуброво, планиран за изградба до 2025 година заради системски потреби.
3. Вградување на спроводници од типот АААС-Z наместо АCSR 240/40 mm² на постоечкиот вод 110 kV Валандово – Дуброво, преку предвидената ревитализација до 2025 година.

Сепак, за разработка на техно-економски оптимално решение се потребни прецизни податоци за динамиката на градба и инсталираните моќности на новите електрични центри, како и потенцијалните директни потрошувачи (нови големи индустриски комплекси) во овој регион, кои во моментот не се на располагање.

6.4.2 ВЕЦ сместени во останатите региони

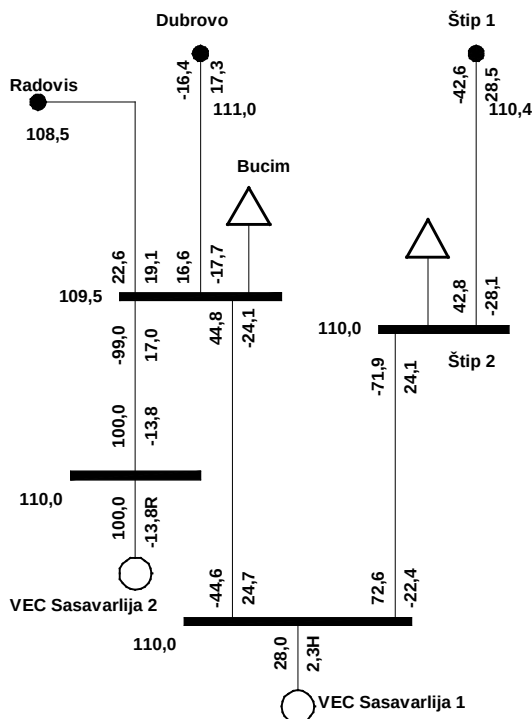
ВЕЦ Шашаварлија 1 и 2 се предвидени за приклучок на ДВ 110 kV Бучим – Радовиш (ВЕЦ Шашаварлија 1) и ДВ 110 kV Шашаварлија 2 – Бучим (Слика 6.22). Ограничувањата во мрежата 110 kV се наведени во претходната табела, а со изградбата на новите 110 kV водови што се наведени претходно, се елиминираат сите ограничувања на ДВ 110 kV Бучим – Радовиш, кои можат да настанат при максимална ангажираност на околните ВЕЦ, вклучувајќи ја и ВЕЦ Шашаварлија 1 и 2.

ВЕЦ Богословец со моќност од 30 MW, предвидена за приклучок на ДВ 110 kV Штип – Овче Поле, не предизвикува значителни оптоварувања во околната 110 kV мрежа (Слика 6.23) и не ја загрозува сигурноста на работата на мрежата во целина согласно критериумот (n-1).

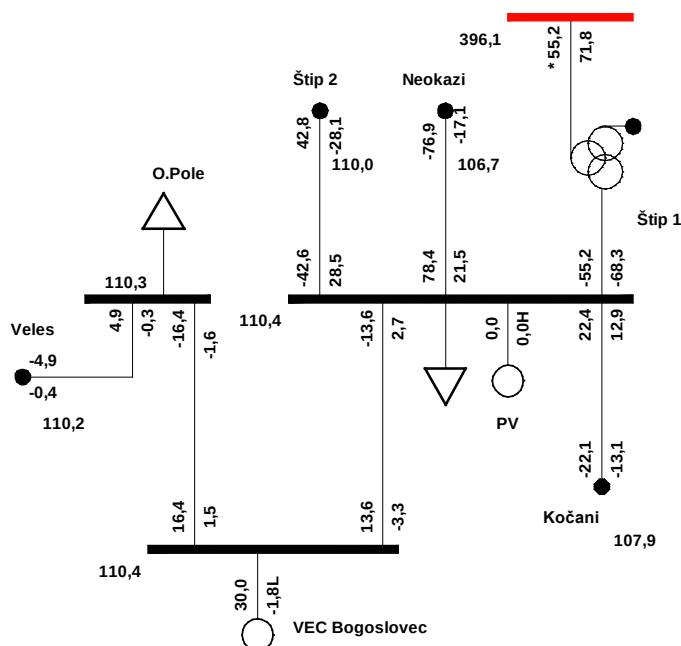
Истото важи и за ВЕЦ Нагоричане во околината на Куманово и ВЕЦ Шара во близина на Гостивар.

³⁸ Се предвидува употреба на спроводници АААС-Z заради усогласување со спроводниците на паралелниот ревитализиран вод 110 kV Валандово – Струмица 2.

Приклучокот на сите разгледувани ВЕЦ и ФНЕЦ нема дополнително да ја загрози опремата од аспект на струите на куси врски, а загрозени остануваат 110 kV собирници во ТС Скопје 1, ТС Скопје 4, ТС Зајчев Рид и ТС Дуброво, доколку се разгледува претпоставената максималната дозволена струја на куса врска од 40 kA, односно 90 % од таа вредност (36 kA). Јазол 110 kV со најголема струја на куса врска, од јазлите каде се приклучуваат новите ВЕЦ и ФНЕЦ, е ТС Драчево со вредност 24,2 kA.



Слика 6.22 Текови на моќност околу ВЕЦ Шашаварлија 1 и 2 за состојба на врвно оптоварување во 2040 година со новите ВЕЦ планирани за изградба помеѓу 2030 и 2040 година (со расположливост на сите водови)



Слика 6.23 Текови на моќност околу ВЕЦ Богословец за состојба на врвно оптоварување во 2040 година со новите ВЕЦ планирани за изградба помеѓу 2030 и 2040 година (со расположливост на сите водови)

6.5 ЗАКЛУЧОЦИ ЗА ТЕХНИЧКИТЕ ОГРАНИЧУВАЊА ВО МРЕЖАТА

Согласно анализираното сценарио за изградба на нови ВЕЦ и ФНЕЦ и нивниот приклучок на преносната и дистрибутивната мрежа на начинот опишан во претходните табели, до 2030 година не се појавува потреба за дополнителни зајакнувања на преносната мрежа во однос на развојот на мрежата предвиден во [18]. Притоа, врз основа на резултатите од студијата [18] е претпоставено дека до годината на приклучување на поединечните ВЕЦ, ќе биде извршена ревитализација на водот 110 kV Штип 1 – О. Поле на кој се приклучува ВЕЦ Богословец (изградба на челично -решеткисти столбови на целата траса и вградување на спроводници тип ACSR 240/40 mm² или AAAC-Z), ревитализација на водот 110 kV Штип 1 – (Неокази) – Пробиштип (изградба на челично -решеткисти столбови на целата траса и вградување на спроводници тип ACSR 240/40 mm² или AAAC-Z) кој е важен од аспект на приклучувањето на ВЕЦ Шашаварлија 1-2 и ВЕЦ Богословец, ревитализација (замена на спроводници ACSR 240/40 mm²) на водот 110 kV Валандово – Дуброво и Валандово – Струмица 2 (со вградување на спроводници со поголема трајно дозволена моќност во однос на постоечките спроводници, претпоставено е вградување на спроводници AAAC-Z), како и изградба на водот 110 kV Дуброво – Валандово (2) за кој заради системски потреби иницијално е одредено вградување на спроводници ACSR 240/40 mm². Претходните инвестиции се важни за приклучокот и евакуацијата на производството на ВЕЦ Богданци, ВЕЦ Миравци, ВЕЦ Гевгелија и ВЕЦ Дојран. Во случај МЕПСО да не ги реализира претходно наведените инвестиции до 2025/2030 година во мрежата би се појавиле дополнителни ограничувања, кои не се опишани во оваа студија.

Приклучокот на ВЕЦ Миравци со моќност од 100 MW со влез/излез на водот 110 kV Валандово - Дуброво во ТС на локацијата на ВЕЦ, кој е предвиден до 2030 година, би довел до ограничување на водовите ВЕЦ Миравци – Дуброво при испад на водот Валандово – Струмица 2 и на водот Валандово – Струмица 2 при испад на водот 110 kV ВЕЦ Миравци – Дуброво, но бидејќи се работи за системски потреби независно од изградбата на ВЕЦ Миравци, се предвидува изградба на нов вод 110 kV Валандово – Дуброво (2), како и замена на спроводниците на водот Валандово – Струмица 2 со зголемување на неговата трајно дозволена моќност на минимум 149 MVA (предвидено вградување на АССС-Z спроводници, односно на било кои нови спроводници чија трајно дозволена моќност е поголема од 123 MVA, колку што изнесува за ACSR 240/40 mm²), до 2030 година нема дополнителни потреби за зајакнување на преносната мрежа предизвикани од приклучокот на ВЕЦ со вкупна моќност од 228 MW и ФНЕЦ со вкупна моќност 166,7 MW.

Со вкупна моќност на ВЕЦ од 503 MW согласно анализите за 2040 година, се појавуваат дополнителни ограничувања во 110 kV мрежата околу ТС Валандово, кои се предизвикани од приклучокот на големиот број на ВЕЦ, но и од ХЕЦ Градец. Можно решавање на ограничувањата во мрежата и постигнувањето на доволна сигурност во работата согласно критериумот (п-1), се реализира со изградба на новите вод 110 kV Валандово - Струмица 1. Дополнително е потребен нов вод 110 kV Валандово – Дуброво (2), планиран за изградба до 2025 година заради системски потреби, изведен со спроводници AAAC-Z (односно некои други спроводници со поголема трајно дозволена моќност), како и ревитализација на постоечкиот вод 110 kV Валандово – Дуброво до 2025 година и негова изведба со спроводници AAAC-Z (односно некои други спроводници со поголема трајно дозволена моќност). За водовите кај кои е потребно зголемување на трајно дозволена моќност, претпоставено е вградување на AAAC-Z спроводници согласно упатствата на МЕПСО, но треба да се нагласи дека комерцијално се достапни и други високо температурни спроводници со уште поголема трајно дозволена моќност и затоа авторите сметаат дека потребата за вградување на одреден тип на спроводник треба да се анализира од случај до случај, со цел да се изберат поединечни оптимални решенија од аспект на работата на мрежата и нејзината сигурност, како и од висината на трошоците. Во останатите делови на 110 kV мрежата не се забележани можни ограничувања со изградбата и приклучокот на новите ВЕЦ. За разработка на техно-економски оптимално решение се потребни прецизни податоци за динамиката на градба и инсталираните моќности на новите електрични централи, како и потенцијалните директни

потрошувачи (нови големи индустриски комплекси) во овој регион, кои во моментот не се на располагање.

Приклучокот на ВЕЦ и ФНЕЦ до моќности од 503 MW и 266,7 MW соодветно, нема да доведе до ограничувања во 400 kV мрежа, во трансформаторите 400/110 kV, како ни во интерконекциите 400 kV со соседните ЕЕС.

Потребите за зајакнување на дистрибутивната мрежа предизвикани од приклучокот на ФНЕЦ со моќност до 266,7 MW не се анализирани во оваа студија, туку само е разгледувано влијанието на ФНЕЦ на приликите во преносната мрежа. Дополнителна потреба за зајакнување на преносната мрежа би предизвикала евентуалната изградба на големи ФНЕЦ (моќност од околу 30-50 MW и повеќе) кои би се приклучувале на 110 kV мрежа, но такво сценарио не е дефинирано со студиската задача и затоа не е истражувано. Ефектите од изградба на одредена поголема ФНЕЦ врз преносната мрежа ќе бидат предмет на анализа на соодветната студија за приклучок на централата.

7. ПРОЦЕНКА НА СИСТЕМСКИ УСЛУГИ ЗА РАЗЛИЧНИТЕ ТИПОВИ ОИЕ

Користејќи ја методологијата опишана во поглавјето 5.2, во продолжение на ова поглавје е прикажана проценката на потребата од системски услуги од типот на секундарна и брза терциерна регулација на моќност и фреквенција, зависно од нивото на интеграција на ВЕЦ и ФНЕЦ во ЕЕС на РМ и врз основа на методологијата опишана во поглавјето 5.3, пресметани се трошоците за обезбедување на споменатите системски услуги.

Анализата се темели на временските низи на податоци за реализираното и планираното часовно производство на ХЕЦ, ТЕЦ, ВЕЦ и ФНЕЦ и конзумот од дистрибутивните и директните потрошувачи во 2015 година и разгледуваниот дел од 2016 година, за кои беа достапни податоците, прикажани и анализирани во поглавјето 2.

При анализата на потребните системски услуги од секундарна и брза терциерна P/f регулација, претпоставено е дека отстапувањата на ХЕЦ, ТЕЦ и конзумот од прогнозата, ќе бидат по апсолутна вредност еднакви на забележените отстапувања во 2015 година, независно од изградбата на нови конвенционални електрични центри и зголемувањето на конзумот, односно часовните оптоварувања во ЕЕС. Исто така претпоставено е дека потребната секундарна резерва ќе се одржува на вредности кои се дефинирани со часовните оптоварувања на системот од 2015 година, иако предвидениот пораст на потрошувачката и оптоварувањата ќе предизвика зголемување на потребната секундарна резерва во системот. Претходната претпоставка се користи за јасно да се одреди самостојното влијание на нивото на интеграција на ВЕЦ и ФНЕЦ на разгледуваните системски услуги и нивните трошоци, без влијанието на останатите важни фактори кои ја одредуваат потребата за резерва и енергија произведена во регулација³⁹.

Проценката на зголемувањето на потребата за системски услуги од типот на секундарна и брза терциерна P/f регулација е одредена со оглед на сценаријата за интеграција на ВЕЦ и ФНЕЦ опишани во поглавјето 1.5, со проценета просечна грешка во планирањето на производството на ВЕЦ од 20 %, 10 % и 5 % од нивната вкупна инсталирана моќност и 5 % од вкупната инсталирана моќност на ФНЕЦ.

МЕПСО во иднина ќе мора да ги следи податоците за планираното производство или потрошувачка во системот, како и реализациите на производството и потрошувачката и со анализа на временските низи за ист период на сите дебаланси во системот, да ги одредува потребните вредности на регулационите резерви кои ќе ги купува од давателите на тие видови на помошни услуги. Плаќањето на системските услуги за регулација на моќност и фреквенција (секундарна, брза терциерна, бавна терциерна, односно било кој производ кој ќе го договара), ќе се темели на реалната реализација и мерења, во согласност со договорените обврски кои МЕПСО ќе ги дефинира во однос на давателот (давателите) на помошните услуги. На тој начин проценката која е прикажана во оваа студија редовно ќе се ажурира со актуелни податоци и реалните дебаланси кои во иднина ќе се случуваат во рамките на ЕЕС на РМ.

³⁹ Во случај на зголемување на конзумот и часовните оптоварувања согласно ENTSO-E формулата (поглавје 5.2) се зголемува потребната секундарна резерва, а со тоа се зголемуваат и трошоците за обезбедување на таа резерва од страна на МЕПСО. Тоа во иднина ќе доведе до зголемување на вкупните трошоци за обезбедување на разгледуваните системски услуги независно од интеграцијата на ВЕЦ, ФНЕЦ и другите ОИЕ. Исто така заради предвидената изградба на нови конвенционални електрични центри, посебно ТЕЦ на јаглен, може да се очекува и зголемување на потребната P/f регулациона резерва заради отстапувањето на новите електрични центри од плановите за часовното производство. Согласно тоа, интеграцијата на ВЕЦ и ФНЕЦ нема да биде единствена причина за зголемувањето на разгледуваните помошни услуги, но при одредени високи нивоа на нивна интеграција (изградба) може да се очекува дека сепак тие ќе бидат доминантен фактор за зголемување на трошоците.

На крајот од поглавјето е прикажана проценката на можностите за обезбедување на помошни услуги од страна на МЕПСО во иднина, врз база на постоечката и планираната структура на конвенционални електрични центри во ЕЕС, способни за ефикасно обезбедување на потребните системски услуги. Деталните технички податоци за постоечките и планираните електрични центри во РМ не беа достапни за авторите, па затоа проценката на можностите за обезбедување на доволни регулациони резерви се базира на структурата на производните постројки, нивната инсталирана моќност, можното сезонско и годишно производство и општите карактеристики за поединечните типови на конвенционални електрични центри.

7.1 ПОСТОЕЧКА СОСТОЈБА

Проценката на отстапувањата на ВЕЦ и ФНЕЦ и вкупните дебаланси во ЕЕС на РМ, при постоечкото ниво на изграденост на електричните центри на ОИЕ и конвенционалните електрични центри и постоечкото ниво на конзумент, прикажана е во табелите во продолжение (Табела 7.1 - Табела 7.3). Вкупната прогноза на најголемите дебаланси од 194 MWh/h нагоре и 369 MWh/h надолу, значително е поголема од најголемите отстапувања на ВЕЦ (33 MWh/h нагоре и надолу) и ФНЕЦ (2,3 MWh/h нагоре и 9,5 MWh/h надолу), што значи дека доминантна причина за дебалансите моментално не се ВЕЦ и ФНЕЦ, а е разбирливо со оглед на релативно ниското ниво на нивна моментална изграденост.

Табела 7.1 Прогноза на отстапувањата на производството на ВЕЦ од планот за постоечката состојба

Отстапувања	Грешка во прогнозата за ВЕЦ (20 % $P_{instVEЦ}$)
Максимално отстапување нагоре (MWh/h)	32,62
Максимално отстапување надолу (MWh/h)	-32,62
Просечно отстапување (MWh/h)	7,34

Табела 7.2 Прогноза на отстапувањата на производството на ФНЕЦ од планот за постоечката состојба

Отстапувања	Грешка во прогнозата за ФНЕЦ (5 % $P_{instФНЕЦ}$)
Максимално отстапување нагоре (MWh/h)	2,28
Максимално отстапување надолу (MWh/h)	-9,46
Просечно отстапување (MWh/h)	0,84

Табела 7.3 Прогноза на вкупните дебаланси во ЕЕС на РМ за постоечката состојба

Отстапувања	Грешка во прогнозата за ВЕЦ (20 % $P_{instVEЦ}$)
Максимално отстапување нагоре (MWh/h)	194
Максимално отстапување надолу (MWh/h)	-369
Просечно отстапување (MWh/h)	23
Вкупно отстапување надолу (GWh)	-77,4
Вкупно отстапување нагоре (GWh)	124,2

Табелата во продолжение ја прикажува проценката на потребната секундарна и брзата терциерна резерва во постоечката состојба на системот. Најголема секундарна резерва изнесува ± 41 MWh/h, а во приближно 70 % од времето секундарната резерва одредена врз основа на часовниот конзум би ги покривала дебалансите во рамките на системот. Во останатите 30 % од времето би било потребно

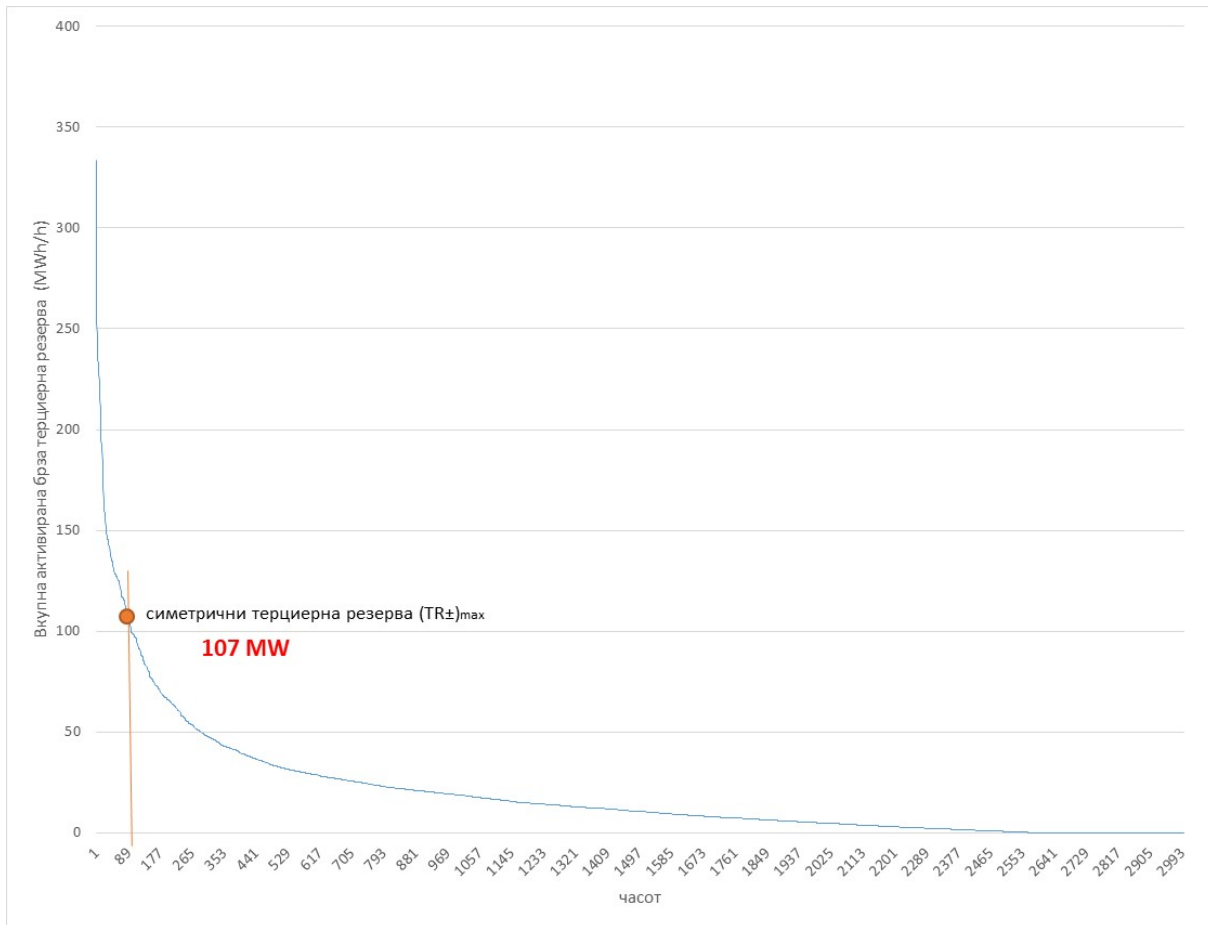
повремено да се ангажира брзата терциерна резерва, која во случај на договарање на симетрични вредности би изнесувала ± 107 MW. Вкупниот трошок за резервата и енергијата произведена во регулација, проценет е на 20,3 милиони €, при што околу 92 % од вкупниот трошок се однесува на резервата, а само 8 % на енергијата.

Табела 7.4 Проценка на активацијата на P/f регулационите резерви (секундарна, брза терциерна) во ЕЕС на РМ за постоечката состојба

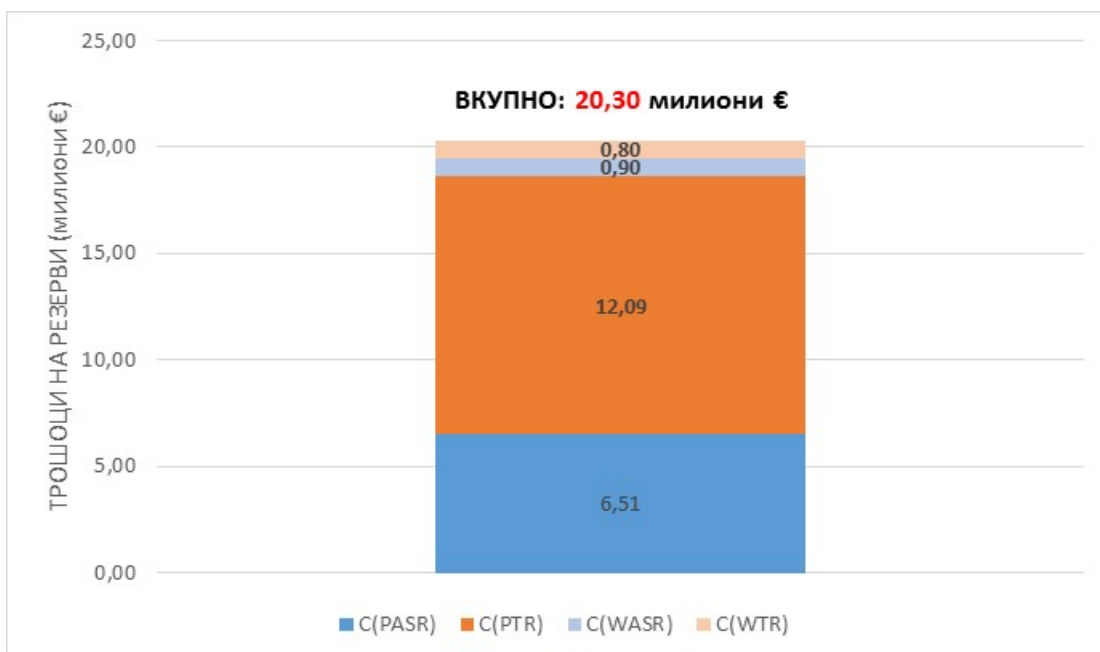
Проценка на секундарната и брзата терциерна P/f резерва	Грешка во прогнозата за ВЕЦ (20 % $P_{instBEЦ}$)
Најголемата секундарна резерва ($\pm MWh/h$)	41
Број на часови кога секундарната резерва го покривала вкупниот дебаланс (h)	6165
Број на часови кога секундарната резерва не го покривала вкупниот дебаланс (h)	2595
Максимална брза терциерна регулација нагоре (T+) (MWh/h)	334
Максимална брза терциерна регулација надолу (T-) (MWh/h)	-160
Број на налози за активирање на брзата терциерна регулација надолу (T-) (h)	1840
Број на налози за активирање на брзата терциерна регулација нагоре (T+) (h)	755
Вкупна активирана секундарна резерва нагоре (SR+) (GWh)	46,3
Вкупна активирана секундарна резерва надолу (SR-) (GWh)	-94,6
Вкупна активирана брза терциерна резерва нагоре (TR+) (GWh)	31,2
Вкупна активирана брза терциерна резерва надолу (TR-) (GWh)	-29,6
Вкупна активирана резерва нагоре (SR+ и TR+) (GWh)	77,4
Вкупна активирана резерва надолу (SR- и TR-) (GWh)	-124,2

Табела 7.5 Проценка на трошоците за P/f регулационите резерви (секундарна, брза терциерна) во ЕЕС на РМ за постоечката состојба (милиони €)

Трошоци за секундарната и брзата терциерна регулација	Грешка во прогнозата за ВЕЦ (20 % $P_{instBEЦ}$)
Вкупниот годишен трошок за секундарната резерва - $C(P_{ASR})$	6,51
Вкупниот годишен трошок за брзата терциерна резерва - $C(P_{TR})$	12,09
Вкупниот годишен трошок за енергијата произведена во секундарна регулација - $C(W_{ASR})$	0,90
Вкупниот годишен трошок за енергијата произведена во терциерна регулација - $C(W_{TR})$	0,80
ВКУПНО	20,30



Слика 7.1 Крива на траење на ангажираната брза терциерна резерва и потребниот опсег на симетричната терциерна регулација (постоечка состојба, грешка во прогнозата на ВЕЦ = 20 %)



Слика 7.2 Проценка на трошоците за обезбедување на секундарна и брза терциерна P/f регулациона резерва и енергија произведена во регулација за постоечката состојба во ЕЕС на РМ (грешка во прогнозата на ВЕЦ = 20 %)

7.2 КРАТКОРОЧНА ИДНА СОСТОЈБА (2020 ГОДИНА)

Во краткорочната идна состојба, предвидена е доградба на ВЕЦ Богданци до вкупна моќност 50 MW и дополнителна изградба на ФНЕЦ со моќност 25 MW и поради тоа може да се очекува пораст на вкупните дебаланси во ЕЕС. Проценката на отстапувањата на ВЕЦ и ФНЕЦ, како и на вкупните дебаланси во ЕЕС на РМ, во краткорочна идна состојба, прикажани се во табелите во продолжение (Табела 7.6 - Табела 7.8). Разгледувајќи ги прогнозите на најголемите дебаланси во рамките на системот, како и просечните дебаланси во однос на постоечката состојба, може да се заклучи дека дебалансите нема значително да се променат. Заради зголемувањето на интеграцијата на ВЕЦ и ФНЕЦ ќе дојде до мала промена во потребната брза терциерна резерва (помеѓу 105 MW и 111 MW, зависно од просечната грешка во прогнозата на производството на ВЕЦ, Слика 7.3, Слика 7.5, Слика 7.7), а вкупниот трошок за регулацијата на моќност и фреквенција би се зголемил за 0,57 милиони € во однос на постоечката состојба (Табела 7.10).

При разгледуваното ниво на интеграција на ВЕЦ, грешката во предвидувањето на нивното производство се уште не доведува до значителни разлики во вкупните трошоци за обезбедување на системските резерви, а ќе дојде до израз дури после поголемо ниво на интеграција на ВЕЦ и ФНЕЦ во системот.

Табела 7.6 Прогноза на отстапувањето на производството на ВЕЦ од планот за краткорочна идна состојба

Отстапувања	Грешка во прогнозата за ВЕЦ (% $P_{instVEЦ}$)		
	20 %	10 %	5 %
Максимално отстапување нагоре (MWh/h)	44,32	22,16	11,08
Максимално отстапување надолу (MWh/h)	-44,32	-22,16	-11,08
Просечно отстапување (MWh/h)	9,97	4,99	2,49

Табела 7.7 Прогноза на отстапувањето на производството на ФНЕЦ од планот за краткорочна идна состојба

Отстапувања	Грешка во прогнозата за ФНЕЦ (5 % $P_{instФНЕЦ}$)
Максимално отстапување нагоре (MWh/h)	5,71
Максимално отстапување надолу (MWh/h)	-23,62
Просечно отстапување (MWh/h)	2,09

Табела 7.8 Прогноза на вкупните дебаланси во ЕЕС на РМ за краткорочна идна состојба

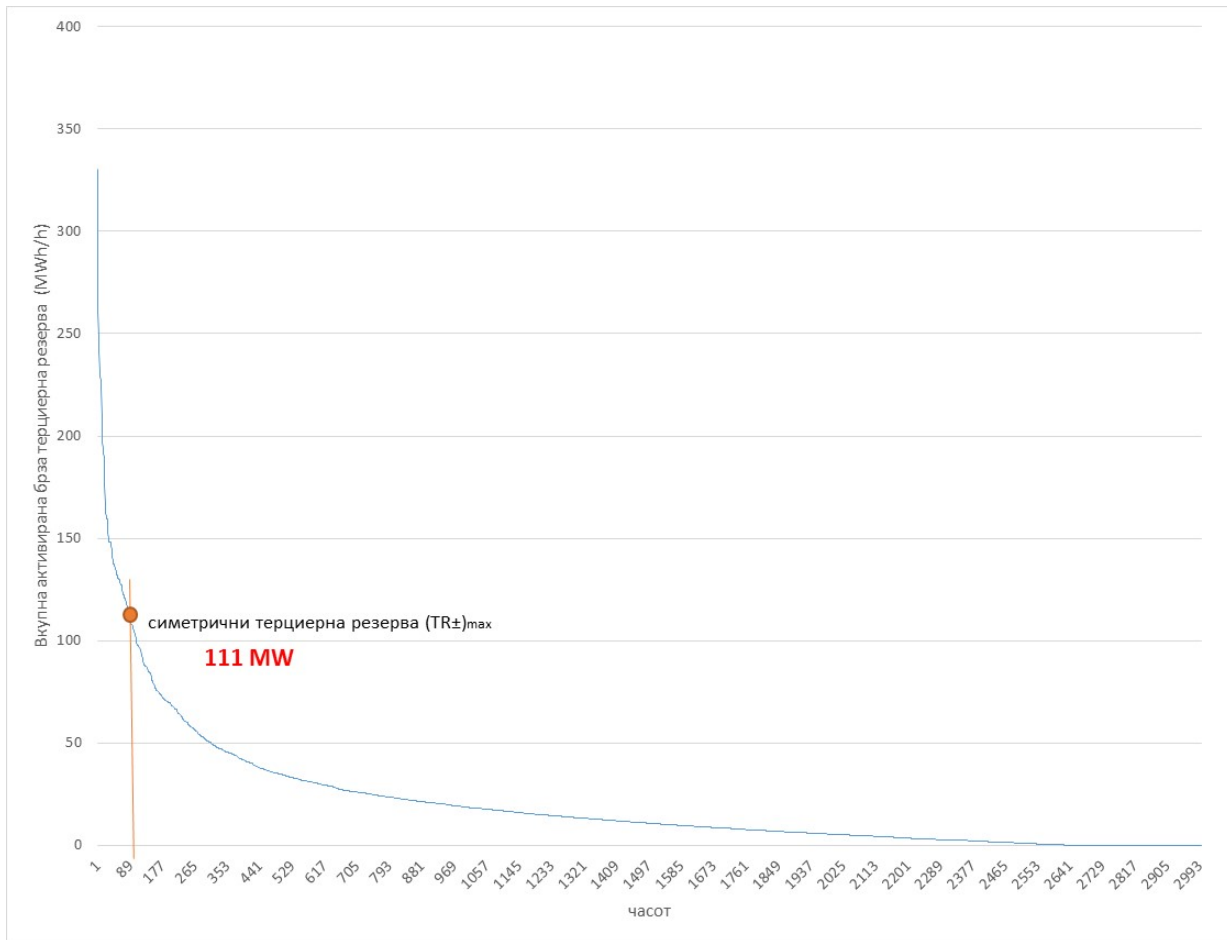
Отстапувања	Грешка во прогнозата за ВЕЦ (% $P_{instVEЦ}$)		
	20 %	10 %	5 %
Максимално отстапување нагоре (MWh/h)	194	194	194
Максимално отстапување надолу (MWh/h)	-366	-372	-375
Просечно отстапување (MWh/h)	23	22	23
Вкупно отстапување надолу (GWh)	-81,2	-82,9	-86,6
Вкупно отстапување нагоре (GWh)	124,1	113,5	110,9

Табела 7.9 Проценка на активацијата на P/f регулационите резерви (секундарна, брза терциерна) во ЕЕС на РМ за краткорочна идна состојба

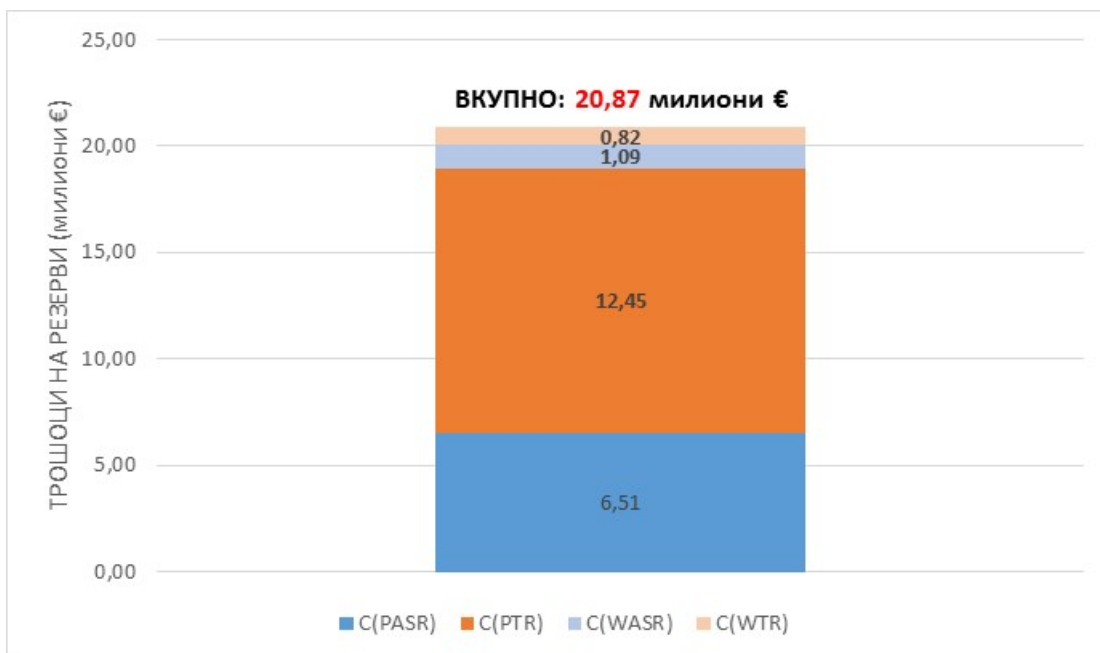
Проценка на секундарната и брзата терциерна P/f резерва	Грешка во прогнозата за ВЕЦ (% $P_{instBEU}$)		
	20 %	10 %	5 %
Најголемата секундарна резерва ($\pm MWh/h$)	41	41	41
Број на часови кога секундарната резерва го покривала вкупниот дебаланс (h)	6106	6265	6228
Број на часови кога секундарната резерва не го покривала вкупниот дебаланс (h)	2654	2495	2532
Максимална брза терциерна регулација нагоре (T+) (MWh/h)	331	337	340
Максимална брза терциерна регулација надолу (T-) (MWh/h)	-161	-159	-159
Број на налози за активирање на брзата терциерна регулација надолу (T-) (h)	1877	1687	1664
Број на налози за активирање на брзата терциерна регулација нагоре (T+) (h)	777	808	868
Вкупна активирана секундарна резерва нагоре (SR+) (GWh)	49,0	51,1	54,0
Вкупна активирана секундарна резерва надолу (SR-) (GWh)	-93,2	-87,1	-85,2
Вкупна активирана брза терциерна резерва нагоре (TR+) (GWh)	32,2	31,9	32,6
Вкупна активирана брза терциерна резерва надолу (TR-) (GWh)	-30,9	-26,4	-25,7
Вкупна активирана резерва нагоре (SR+ и TR+) (GWh)	81,2	82,9	86,6
Вкупна активирана резерва надолу (SR- и TR-) (GWh)	-124,1	-113,5	-110,9

Табела 7.10 Проценка на трошоците за P/f регулационите резерви (секундарна, брза терциерна) во ЕЕС на РМ за краткорочна идна состојба (милиони €)

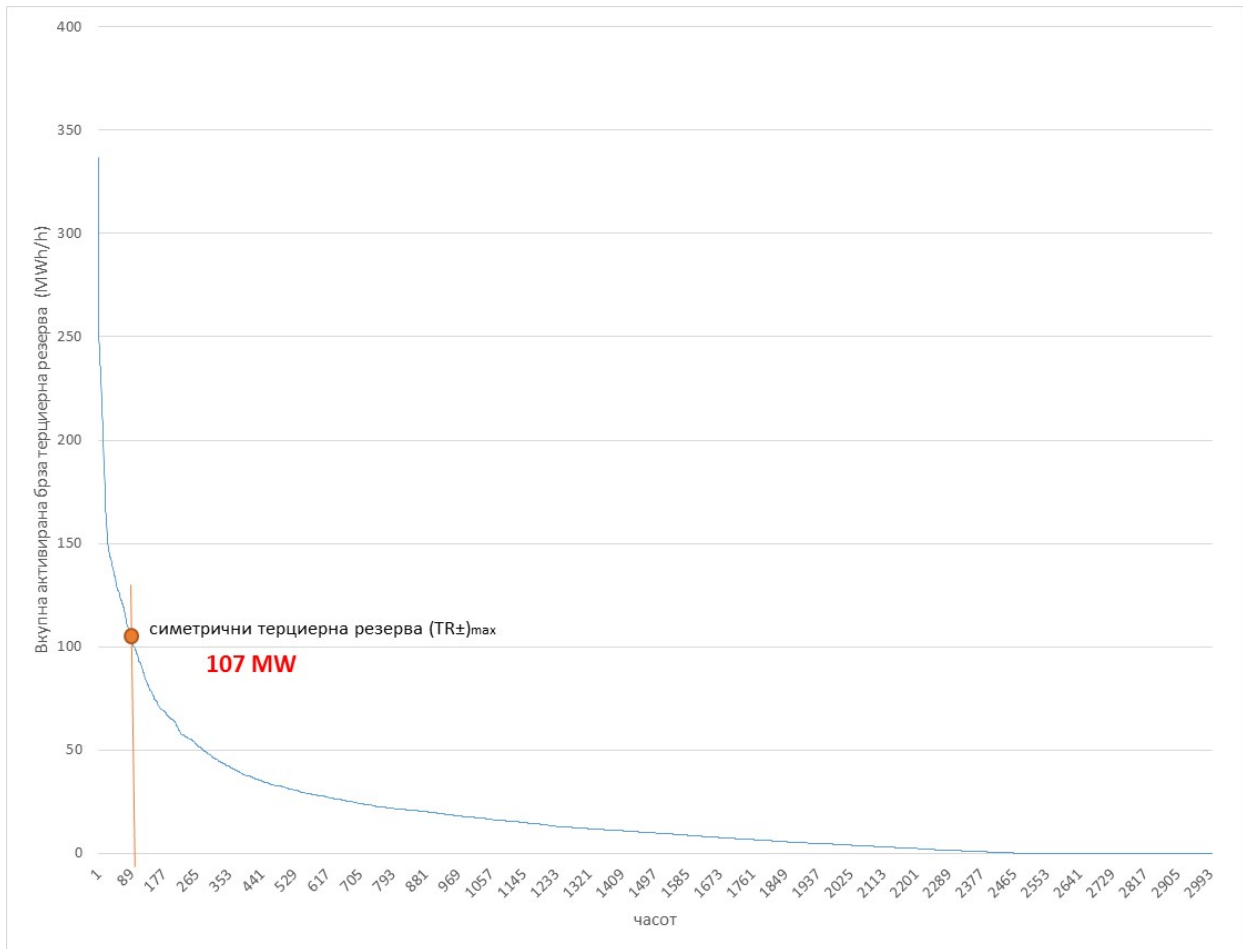
Трошоците за секундарната и брзата терциерна регулација	Грешка во прогнозата за ВЕЦ (% $P_{instBEU}$)		
	20 %	10 %	5 %
Вкупниот годишен трошок за секундарната резерва - $C(P_{ASR})$	6,51	6,51	6,51
Вкупниот годишен трошок за брзата терциерна резерва - $C(P_{TR})$	12,45	12,09	11,81
Вкупниот годишен трошок за енергијата произведена во секундарна регулација - $C(W_{ASR})$	1,09	1,34	1,56
Вкупниот годишен трошок за енергијата произведена во терциерна регулација - $C(W_{TR})$	0,82	0,93	0,99
ВКУПНО	20,87	20,87	20,87



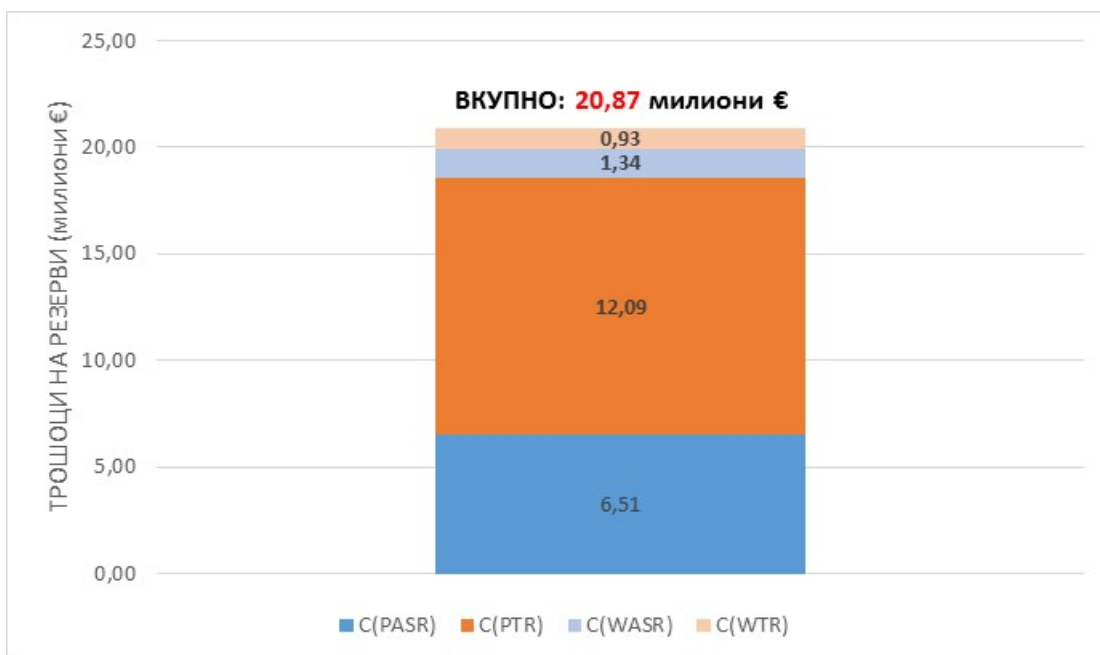
Слика 7.3 Крива на траење на ангажираната брза терциерна резерва и потребниот опсег на симетричната терциерна регулација (краткорочна идна состојба, грешка во прогнозата за ВЕЦ = 20 %)



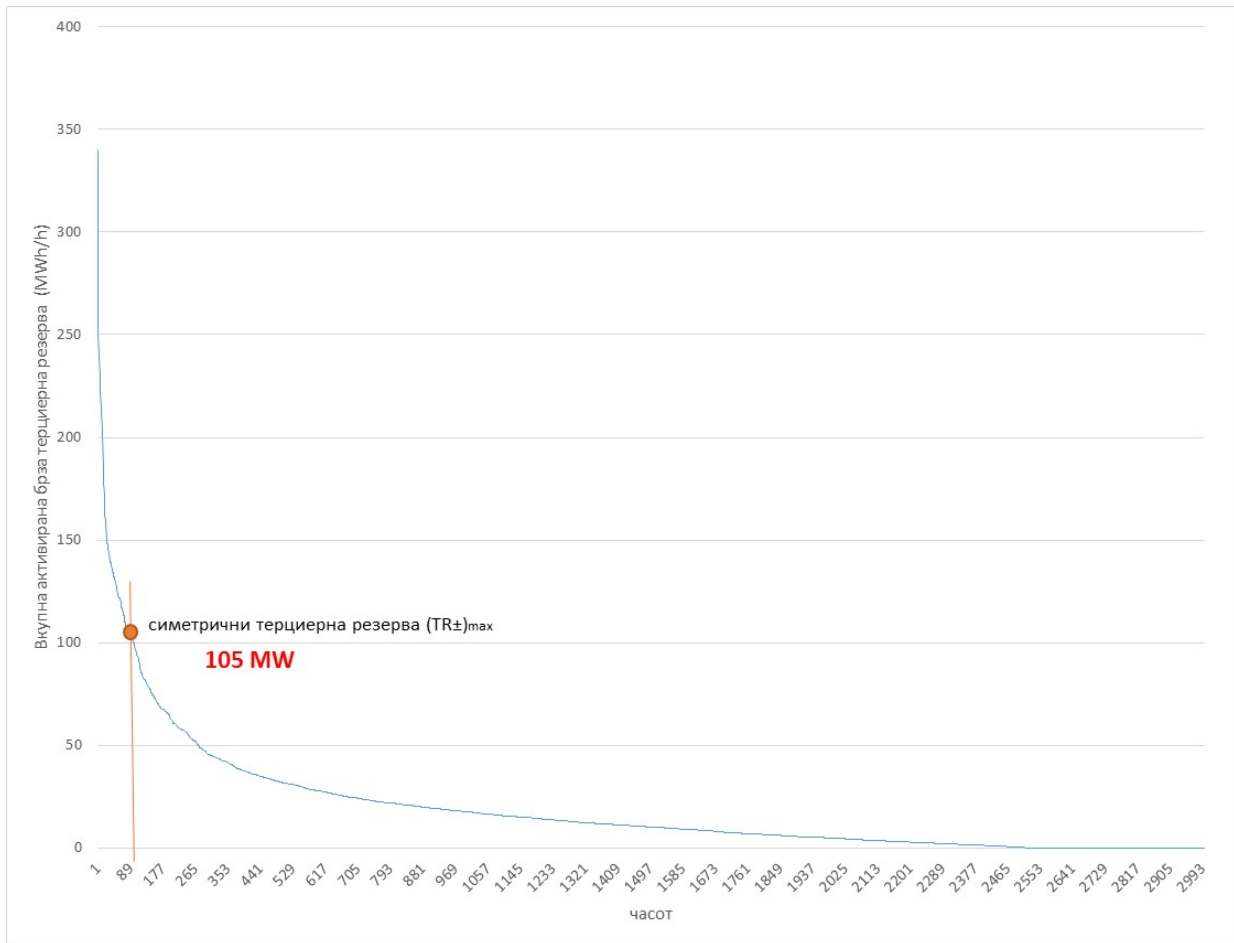
Слика 7.4 Проценка на трошоците за обезбедување на секундарна и брза терциерна P/f регулациона резерва и енергија произведена во регулација за краткорочна идна состојба во ЕЕС на РМ (грешка во прогнозата за ВЕЦ = 20 %)



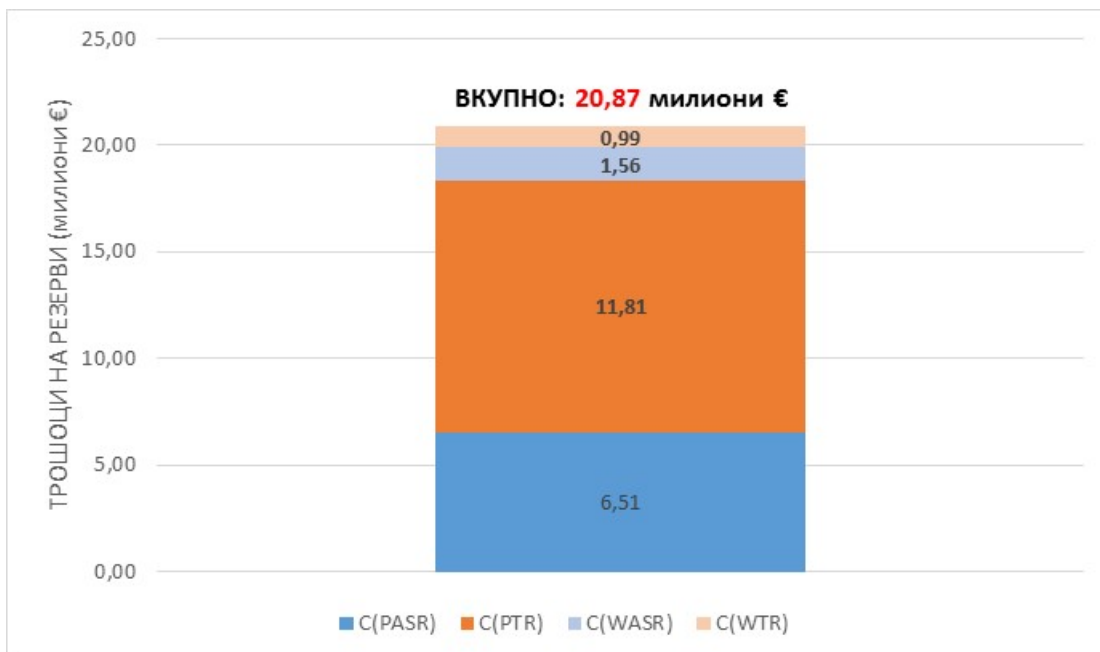
Слика 7.5 Крива на траење на ангажираната брза терциерна резерва и потребниот опсег на симетричната терциерна регулација (краткорочна идна состојба, грешка на прогнозата за ВЕЦ = 10 %)



Слика 7.6 Проценка на трошоците за обезбедување на секундарна и брза терциерна P/f регулациона резерва и енергија произведена во регулација за краткорочна идна состојба во ЕЕС на РМ (грешка во прогнозата за ВЕЦ = 10 %)



Слика 7.7 Крива на траење на ангажираната брза терциерна резерва и потребниот опсег на симетричната терциерна регулација (краткорочна идна состојба, грешка во прогнозата за ВЕЦ = 5 %)



Слика 7.8 Проценка на трошоците за обезбедување на секундарна и брза терциерна P/f регулациона резерва и енергија произведена во регулација за краткорочна идна состојба во ЕЕС на РМ (грешка во прогнозата за ВЕЦ = 5 %)

7.3 СРЕДНОРОЧНА ИДНА СОСТОЈБА (2025 ГОДИНА)

Во среднорочната идна состојба, предвидена е дополнителна изградба на ВЕЦ со моќност 58 MW (ВЕЦ Богословец 30 MW и ВЕЦ Шашаварлија 1 28 MW), како и дополнителна изградба на ФНЕЦ со моќност 25 MW во однос на 2020 година. Проценката на отстапувањата на ВЕЦ и ФНЕЦ, како и вкупните дебаланси во ЕЕС на РМ, прикажана е во табелите во продолжение (Табела 7.11 - Табела 7.13). Зависно од квалитетот на прогнозата на производството на ВЕЦ, потребната брза терциерна резерва би можела да остане на денешното ниво (Слика 7.13), ако просечната грешка во прогнозата се намали на 5 %. Во спротивно, разгледуваната резерва би се зголемила на 113 MW (при просечна грешка во прогнозата на производството на ВЕЦ од 10 %), односно 128 MW (при просечна грешка во прогнозата на производството на ВЕЦ од 20 %), што е зголемување во распон од 6 MW – 21 MW во однос на постоечката состојба. Вкупниот трошок за секундарна и брза терциерна регулација би се зголемил за 0,97 милиони € до најмногу 2,57 милиони € во однос на постоечката состојба (Табела 7.15).

При разгледуваното ниво на интеграција на ВЕЦ и ФНЕЦ се забележува намалување на бројот на часови кога секундарната резерва би ги покривала вкупните дебаланси во ЕЕС (58 % од времето со просечна грешка во прогнозата на производството на ВЕЦ на денешно ниво), а затоа ангажираноста на брзата терциерна резерва би била почеста (околу 42 % од времето).

Табела 7.11 Прогноза на отстапувањето на производството на ВЕЦ од планот за среднорочна идна состојба

Отстапувања	Грешка во прогнозата за ВЕЦ (% $P_{instBEЦ}$)		
	20 %	10 %	5 %
Максимално отстапување нагоре (MWh/h)	95,74	47,87	23,93
Максимално отстапување надолу (MWh/h)	-95,74	-47,87	-23,93
Просечно отстапување (MWh/h)	21,54	10,77	5,38

Табела 7.12 Прогноза на отстапувањето на производството на ФНЕЦ од планот за среднорочна идна состојба

Отстапувања	Грешка во прогнозата за ФНЕЦ (5 % $P_{instФНЕЦ}$)
Максимално отстапување нагоре (MWh/h)	9,13
Максимално отстапување надолу (MWh/h)	-37,79
Просечно отстапување (MWh/h)	3,34

Табела 7.13 Прогноза на вкупните дебаланси во ЕЕС на РМ за среднорочна идна состојба

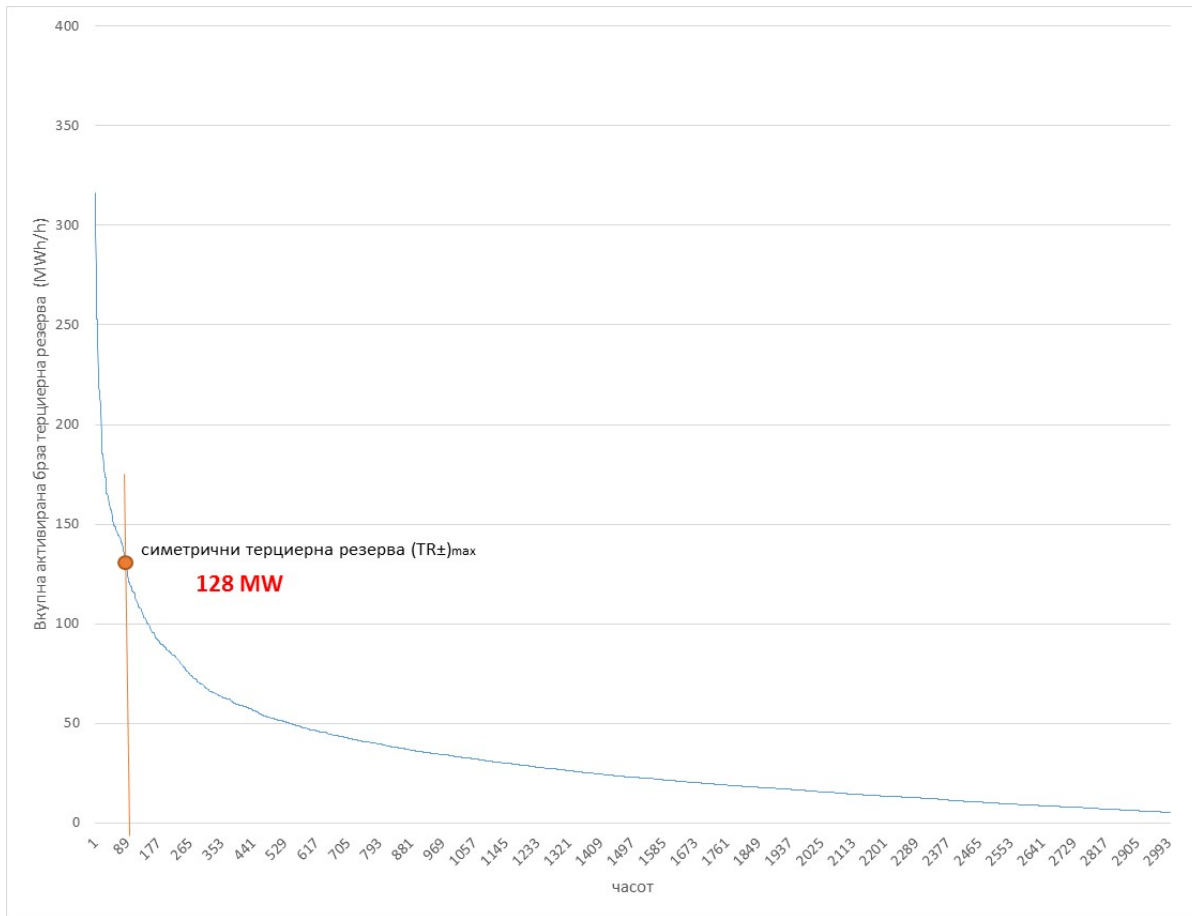
Отстапувања	Грешка во прогнозата за ВЕЦ (% $P_{instBEЦ}$)		
	20 %	10 %	5 %
Максимално отстапување нагоре (MWh/h)	196	194	194
Максимално отстапување надолу (MWh/h)	-352	-365	-371
Просечно отстапување (MWh/h)	30	24	22
Вкупно отстапување надолу (GWh)	-100,3	-86,6	-87,7
Вкупно отстапување нагоре (GWh)	161,8	121,2	108,8

Табела 7.14 Проценка на активацијата на P/f регулационите резерви (секундарна, брза терциерна) во ЕЕС на РМ за среднорочна идна состојба

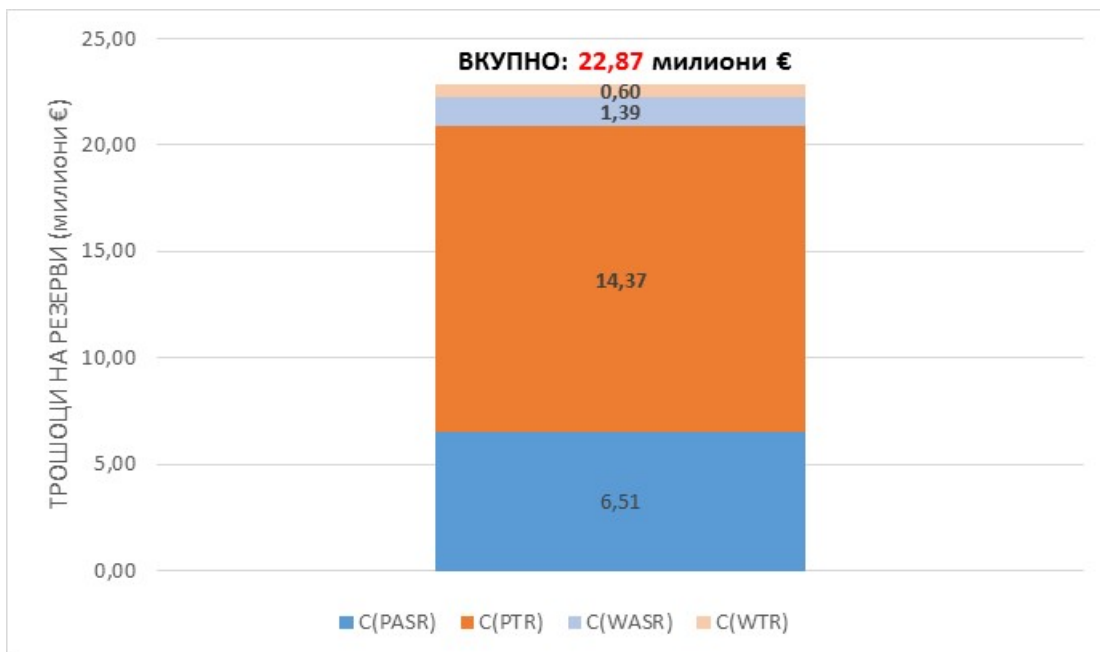
Проценка на секундарната и брзата терциерна P/f резерва	Грешка во прогнозата за ВЕЦ (% $P_{instBEU}$)		
	20 %	10 %	5 %
Најголемата секундарна резерва ($\pm MWh/h$)	41	41	41
Број на часови кога секундарната резерва го покривала вкупниот дебаланс (h)	5115	6051	6269
Број на часови кога секундарната резерва не го покривала вкупниот дебаланс (h)	3645	2709	2491
Максимална брза терциерна регулација нагоре (T+) (MWh/h)	316	330	336
Максимална брза терциерна регулација надолу (T-) (MWh/h)	-165	-161	-159
Број на налози за активирање на брзата терциерна регулација надолу (T-) (h)	2516	1859	1627
Број на налози за активирање на брзата терциерна регулација нагоре (T+) (h)	1129	850	864
Вкупна активирана секундарна резерва нагоре (SR+) (GWh)	57,0	53,2	55,0
Вкупна активирана секундарна резерва надолу (SR-) (GWh)	-102,2	-90,4	-83,5
Вкупна активирана брза терциерна резерва нагоре (TR+) (GWh)	43,3	33,3	32,7
Вкупна активирана брза терциерна резерва надолу (TR-) (GWh)	-59,5	-30,8	-25,3
Вкупна активирана резерва нагоре (SR+ и TR+) (GWh)	100,3	86,6	87,7
Вкупна активирана резерва надолу (SR- и TR-) (GWh)	-161,8	-121,2	-108,8

Табела 7.15 Проценка на трошоците за P/f регулационите резерви (секундарна, брза терциерна) во ЕЕС на РМ за среднорочна идна состојба (милиони €)

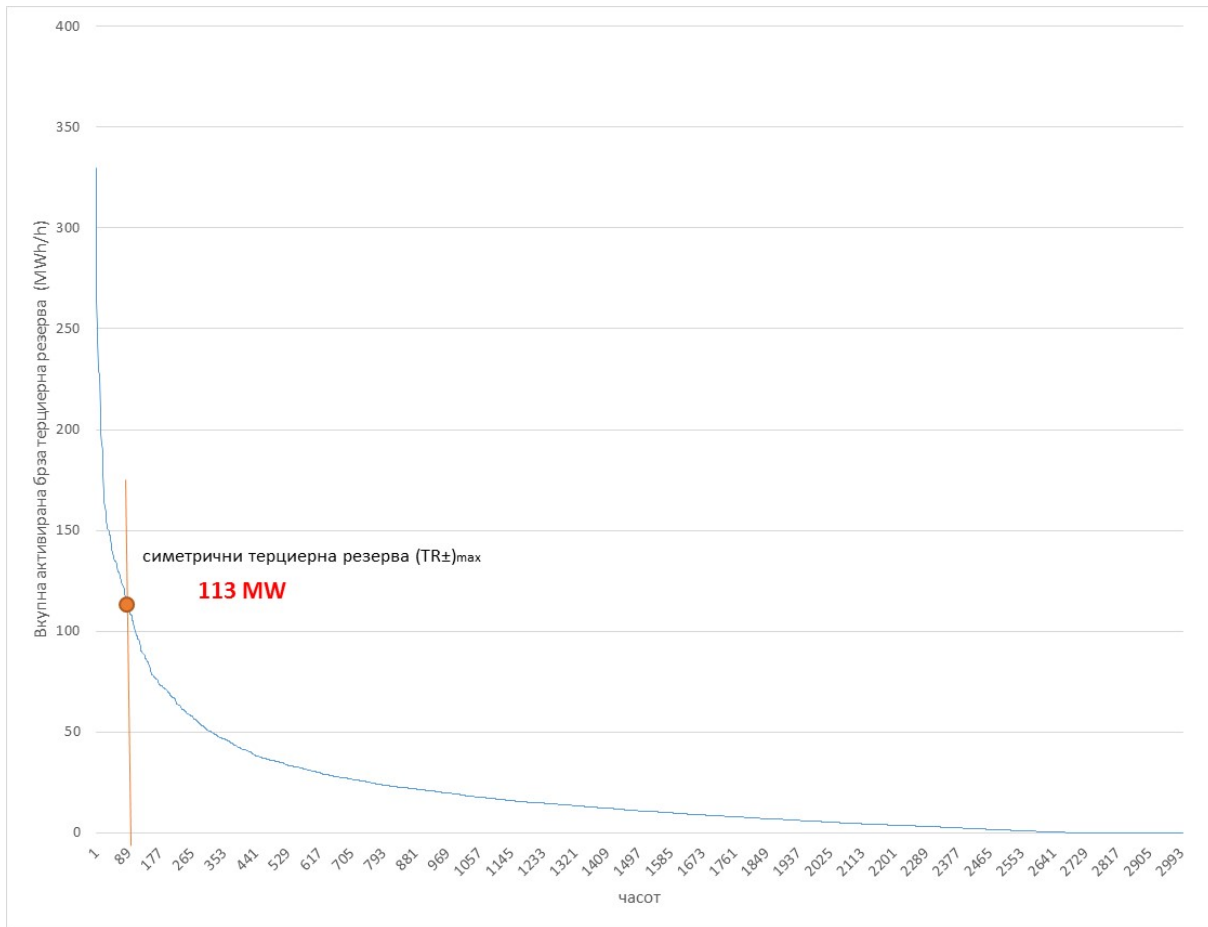
Трошоците за секундарната и брзата терциерна регулација	Pogreška prognoze VE (% P_{instVE})		
	20 %	10 %	5 %
Вкупниот годишен трошок за секундарната резерва - $C(P_{ASR})$	6,51	6,51	6,51
Вкупниот годишен трошок за брзата терциерна резерва - $C(P_{TR})$	14,37	12,75	12,10
Вкупниот годишен трошок за енергијата произведена во секундарна регулација - $C(W_{ASR})$	1,39	1,41	1,65
Вкупниот годишен трошок за енергијата произведена во терциерна регулација - $C(W_{TR})$	0,60	0,89	1,01
ВКУПНО	22,87	21,55	21,27



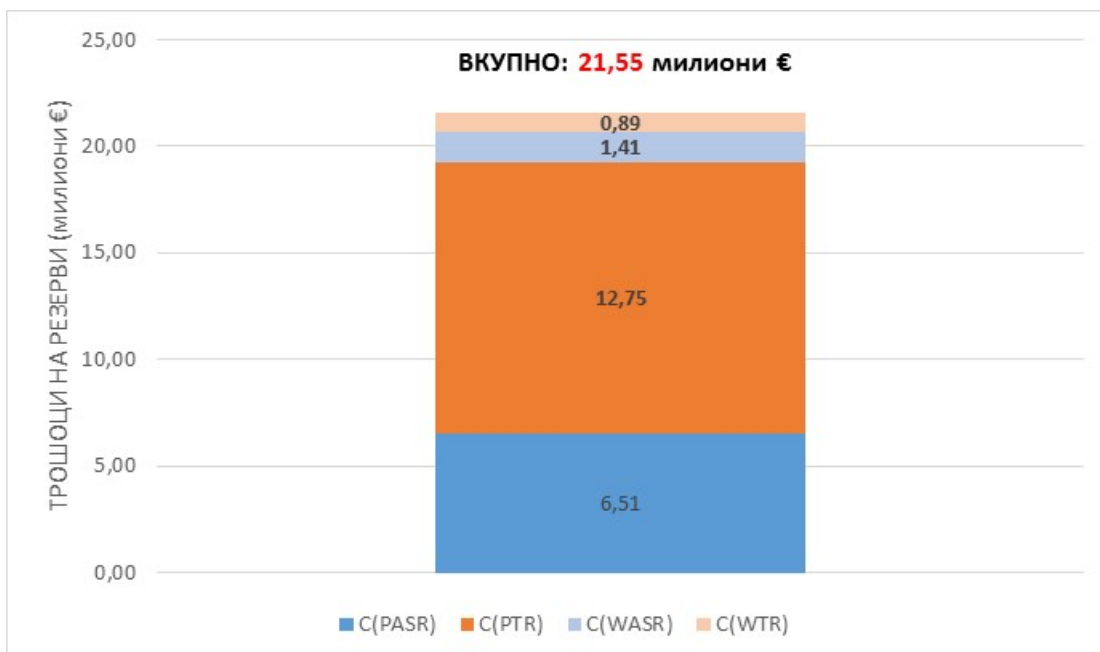
Слика 7.9 Крива на траење на ангажираната брза терциерна резерва и потребниот опсег на симетричната терциерна регулација (среднорочна идна состојба, грешка во прогнозата за ВЕЦ = 20 %)



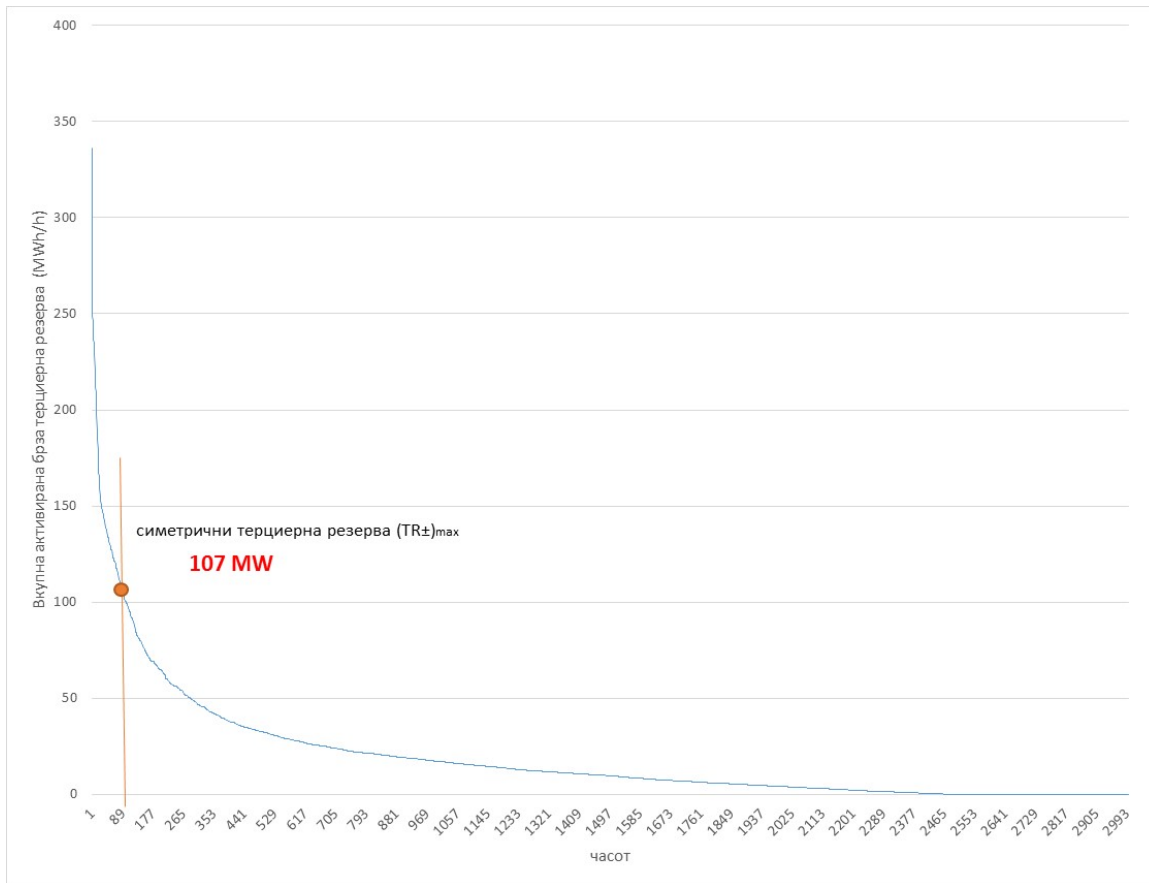
Слика 7.10 Проценка на трошоците за обезбедување на секундарна и брза терциерна P/f регулациона резерва и енергија произведена во регулација за среднорочна идна состојба во ЕЕС на РМ (грешка во прогнозата за ВЕЦ = 20 %)



Слика 7.11 Крива на траење на ангажираната брза терциерна резерва и потребниот опсег на симетричната терциерна регулација (среднорочна идна состојба, грешка во прогнозата за ВЕЦ = 10 %)



Слика 7.12 Проценка на трошоците за обезбедување на секундарна и брза терциерна P/f регулациона резерва и енергија произведена во регулација за среднорочна идна состојба во ЕЕС на РМ (грешка во прогнозата за ВЕЦ =10 %)



Слика 7.13 Крива на траење на ангажираната брза терциерна резерва и потребниот опсег на симетричната терциерна регулација (среднорочна идна состојба, грешка во прогнозата за ВЕЦ = 5 %)



Слика 7.14 Проценка на трошоците за обезбедување на секундарна и брза терциерна P/f регулациона резерва и енергија произведена во регулација за среднорочна идна состојба во ЕЕС на РМ (грешка во прогнозата за ВЕЦ = 5 %)

7.4 ДОЛГОРОЧНА ИДНА СОСТОЈБА (2030 ГОДИНА)

Во долгорочна идна состојба, предвидена е дополнителна изградба на ВЕЦ со моќност 120 MW (ВЕЦ Гевгелија 20 MW и ВЕЦ Миравци 100 MW), како и дополнителна изградба на ФНЕЦ со моќност од 100 MW во однос на 2025 година, со што вкупната инсталирана моќност на ВЕЦ би изнесувала 228 MW, а на ФНЕЦ на 166,7 MW. Проценката на отстапувањата на ВЕЦ и ФНЕЦ и вкупните дебаланси во ЕЕС на РМ, за анализираното ниво на интеграција на ВЕЦ и ФНЕЦ, прикажана е во табелите во продолжение (Табела 7.16 - Табела 7.18). Зависно од квалитетот на прогнозата на производството на ВЕЦ, потребната брза терциерна резерва би се зголемила во распон од 116 MW (со просечна грешка во прогнозата на производството на ВЕЦ од 5 %) до 189 MW (грешка 20 %), што претставува зголемување во распон од 9 MW – 82 MW во однос на постоечката состојба, а укажува на важноста на усовршувањето на квалитетот на прогнозата на производството на ВЕЦ (во помала мерка и на ФНЕЦ) за да се избегне високото зголемување на трошоците за P/f регулационата резерва. Вкупниот трошок за секундарната и брзата терциерна регулација би достигнал вредност во распонот од 23,4 милиони € до 31,5 милиони €, што е зголемување од 3,6 милиони € до најмногу 11,2 милиони € во однос на постоечката состојба (Табела 7.20).

При разгледуваното ниво на интеграција на ВЕЦ и ФНЕЦ се забележува значително намалување на бројот на часови кога секундарната резерва би ги покривала вкупните дебаланси во ЕЕС (42 % од времето со просечна грешка во прогнозата на производството на ВЕЦ на денешно ниво, 64 % од времето ако просечна грешка во прогнозата на производството на ВЕЦ се намали на 5 %).

Табела 7.16 Прогноза на отстапувањето на производството на ВЕЦ од планот за долгорочна (2030) идна состојба

Отстапувања	Грешка во прогнозата за ВЕЦ (% $P_{instBEЦ}$)		
	20 %	10 %	5 %
Максимално отстапување нагоре (MWh/h)	202,11	101,05	50,53
Максимално отстапување надолу (MWh/h)	-202,11	-101,05	-50,53
Просечно отстапување (MWh/h)	45,47	22,74	11,37

Табела 7.17 Прогноза на отстапувањето на производството на ФНЕЦ од планот за долгорочна (2030) идна состојба

Отстапувања	Грешка во прогнозата за ФНЕЦ (5 % $P_{instФНЕЦ}$)
Максимално отстапување нагоре (MWh/h)	22,81
Максимално отстапување надолу (MWh/h)	-94,43
Просечно отстапување (MWh/h)	8,34

Табела 7.18 Прогноза на вкупните дебаланси во ЕЕС на РМ за долгорочна (2030) идна состојба

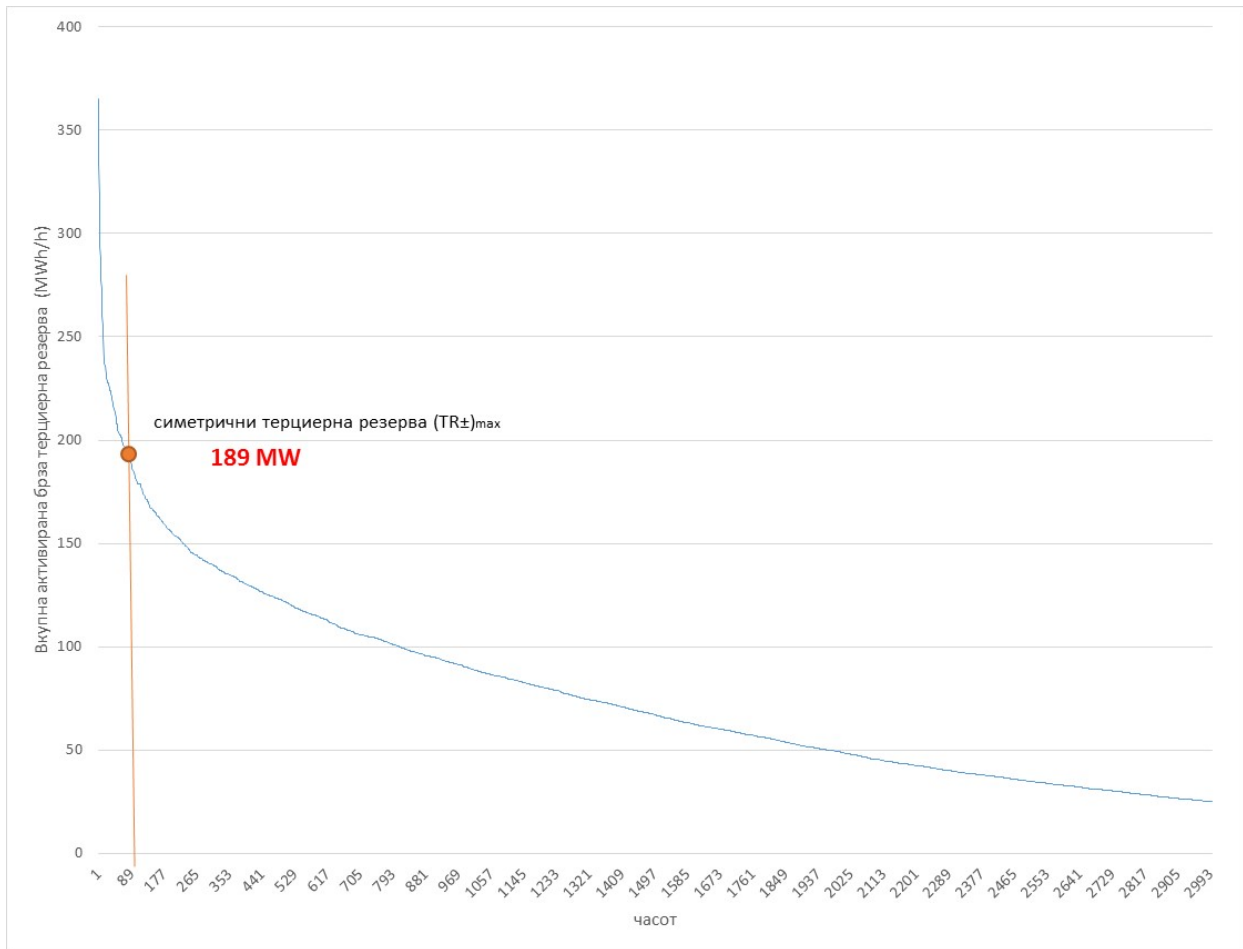
Отстапувања	Грешка во прогнозата за ВЕЦ (% $P_{instBEЦ}$)		
	20 %	10 %	5 %
Максимално отстапување нагоре (MWh/h)	261	197	194
Максимално отстапување надолу (MWh/h)	-406	-350	-364
Просечно отстапување (MWh/h)	50	32	26
Вкупно отстапување надолу (GWh)	-180,0	-129,9	-117,0
Вкупно отстапување нагоре (GWh)	259,7	152,8	111,5

Табела 7.19 Проценка на активацијата на P/f регулационите резерви (секундарна, брза терциерна) во ЕЕС на РМ за долгорочна (2030) идна состојба

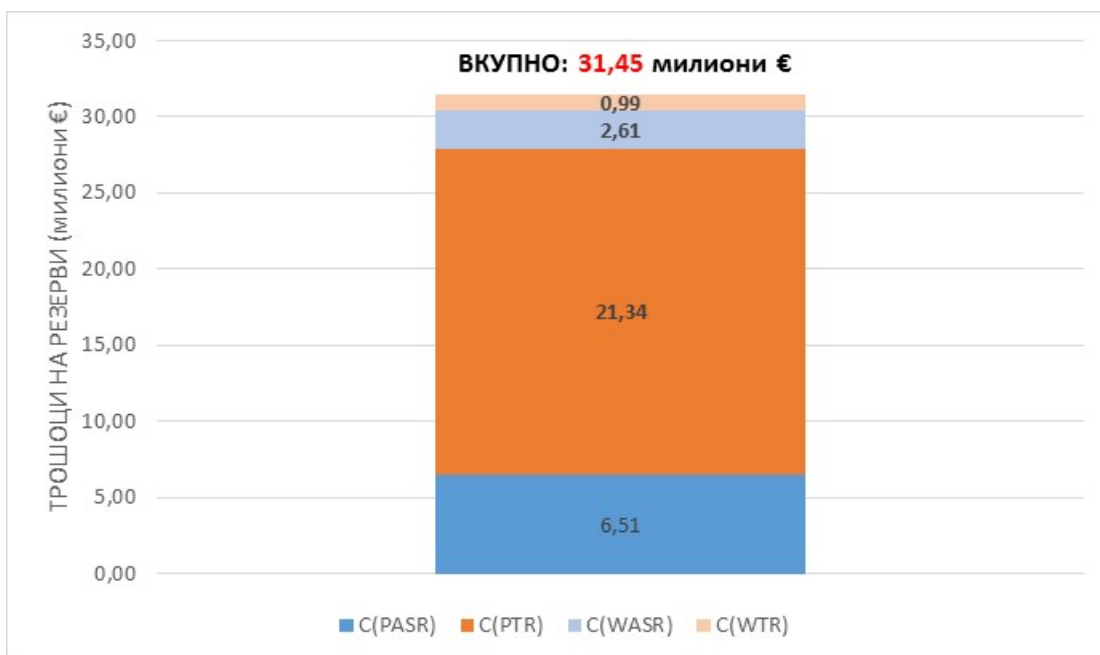
Проценка на секундарната и брзата терциерна P/f резерва	Грешка во прогнозата за ВЕЦ (% $P_{instBEU}$)		
	20 %	10 %	5 %
Најголемата секундарна резерва ($\pm MWh/h$)	41	41	41
Број на часови кога секундарната резерва го покривала вкупниот дебаланс (h)	3695	4780	5589
Број на часови кога секундарната резерва не го покривала вкупниот дебаланс (h)	5065	3980	3171
Максимална брза терциерна регулација нагоре (T+) (MWh/h)	365	315	329
Максимална брза терциерна регулација надолу (T-) (MWh/h)	-236	-166	-161
Број на налози за активирање на брзата терциерна регулација надолу (T-) (h)	3070	2379	1739
Број на налози за активирање на брзата терциерна регулација нагоре (T+) (h)	1995	1601	1432
Вкупна активирана секундарна резерва нагоре (SR+) (GWh)	77,7	71,9	71,0
Вкупна активирана секундарна резерва надолу (SR-) (GWh)	-104,5	-94,0	-82,6
Вкупна активирана брза терциерна резерва нагоре (TR+) (GWh)	102,3	58,0	45,9
Вкупна активирана брза терциерна резерва надолу (TR-) (GWh)	-155,3	-58,8	-28,9
Вкупна активирана резерва нагоре (SR+ и TR+) (GWh)	180,0	129,9	117,0
Вкупна активирана резерва надолу (SR- и TR-) (GWh)	-259,7	-152,8	-111,5

Табела 7.20 Проценка на трошоците за P/f регулационите резерви (секундарна, брза терциерна) во ЕЕС на РМ за долгорочна (2030) идна состојба (милиони €)

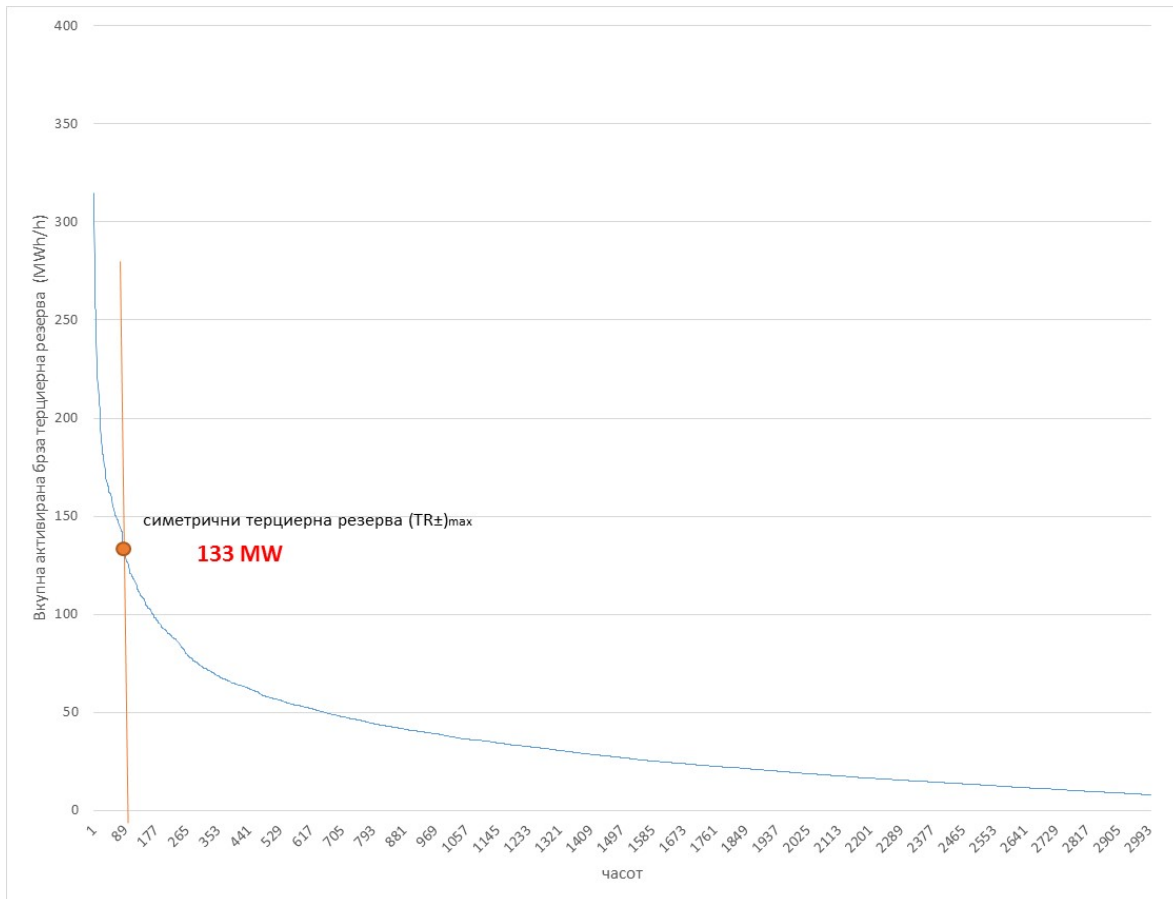
Трошоците за секундарната и брзата терциерна регулација	Грешка во прогнозата за ВЕЦ (% $P_{instBEU}$)		
	20 %	10 %	5 %
Вкупниот годишен трошок за секундарната резерва - $C(P_{ASR})$	6,51	6,51	6,51
Вкупниот годишен трошок за брзата терциерна резерва - $C(P_{TR})$	21,34	14,98	13,09
Вкупниот годишен трошок за енергијата произведена во секундарна регулација - $C(W_{ASR})$	2,61	2,47	2,65
Вкупниот годишен трошок за енергијата произведена во терциерна регулација - $C(W_{TR})$	0,99	1,39	1,60
ВКУПНО	31,45	25,35	23,85



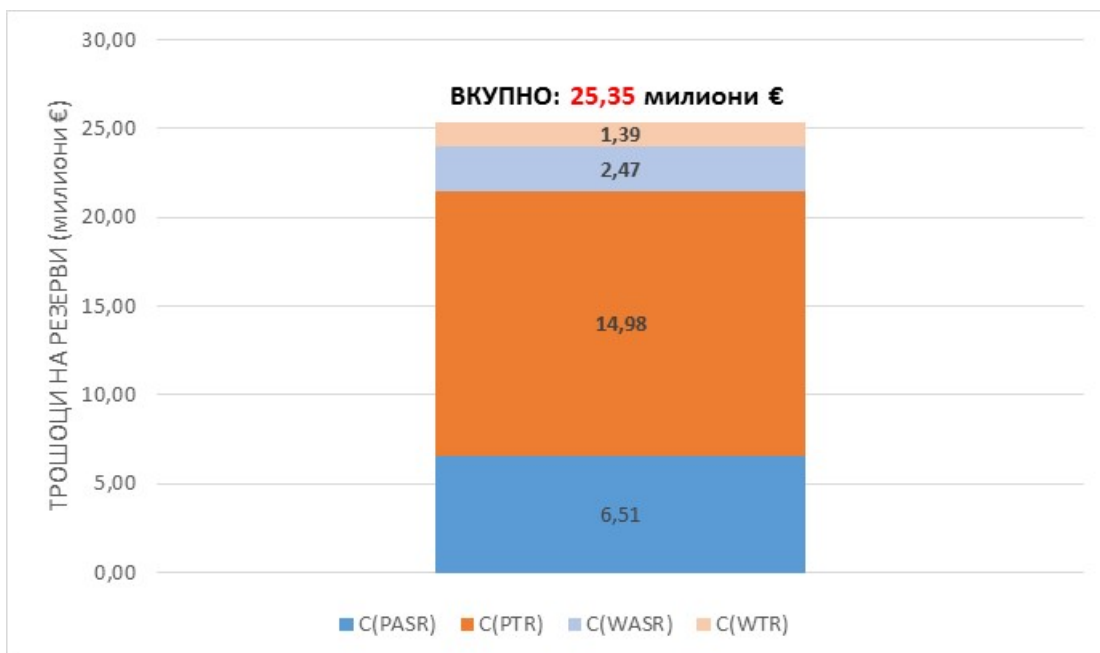
Слика 7.15 Крива на траење на ангажираната брза терциерна резерва и потребниот опсег на симетричната терциерна регулација (долгорочна- 2030 идна состојба, грешка во прогнозата за ВЕЦ = 20 %)



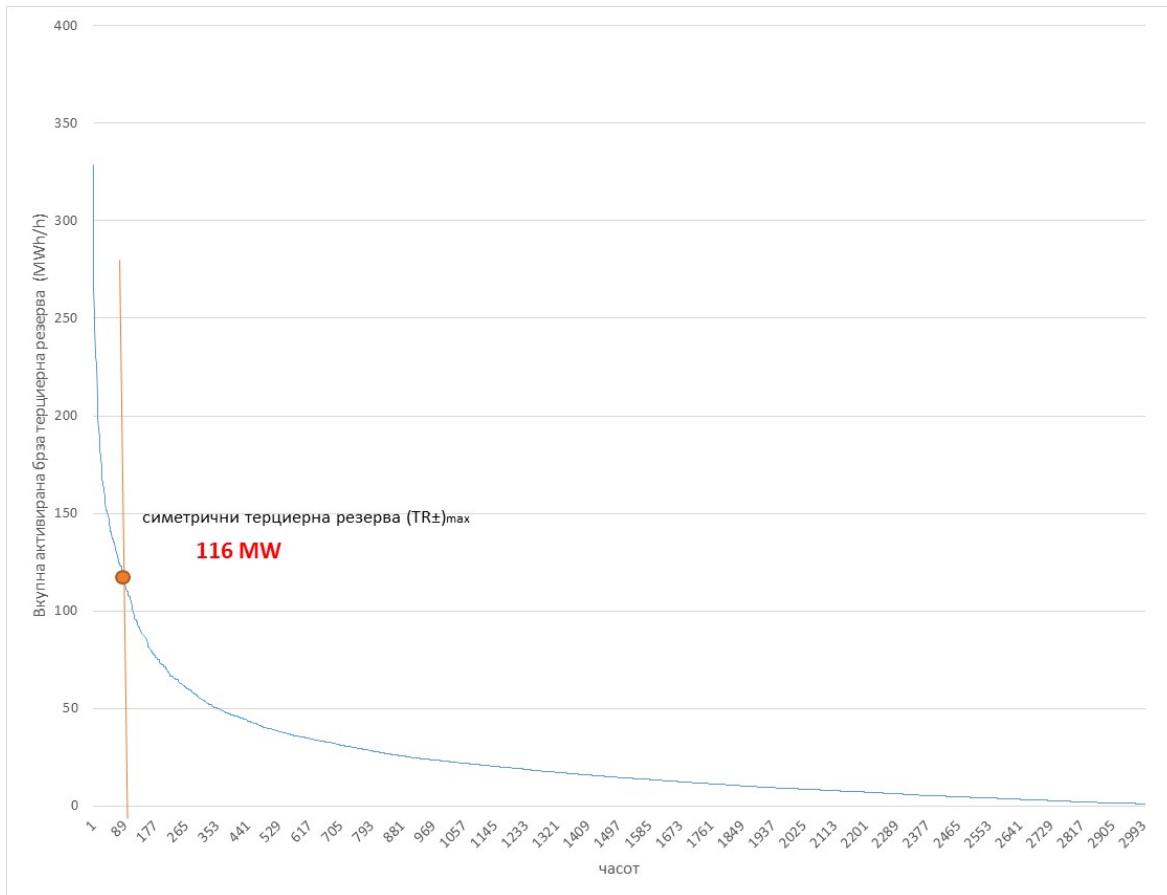
Слика 7.16 Проценка на трошоците за обезбедување на секундарна и брза терциерна P/f регулациона резерва и енергија произведена во регулација за долгорочна (2030) идна состојба во ЕЕС на РМ (грешка во прогнозата за ВЕЦ = 20 %)



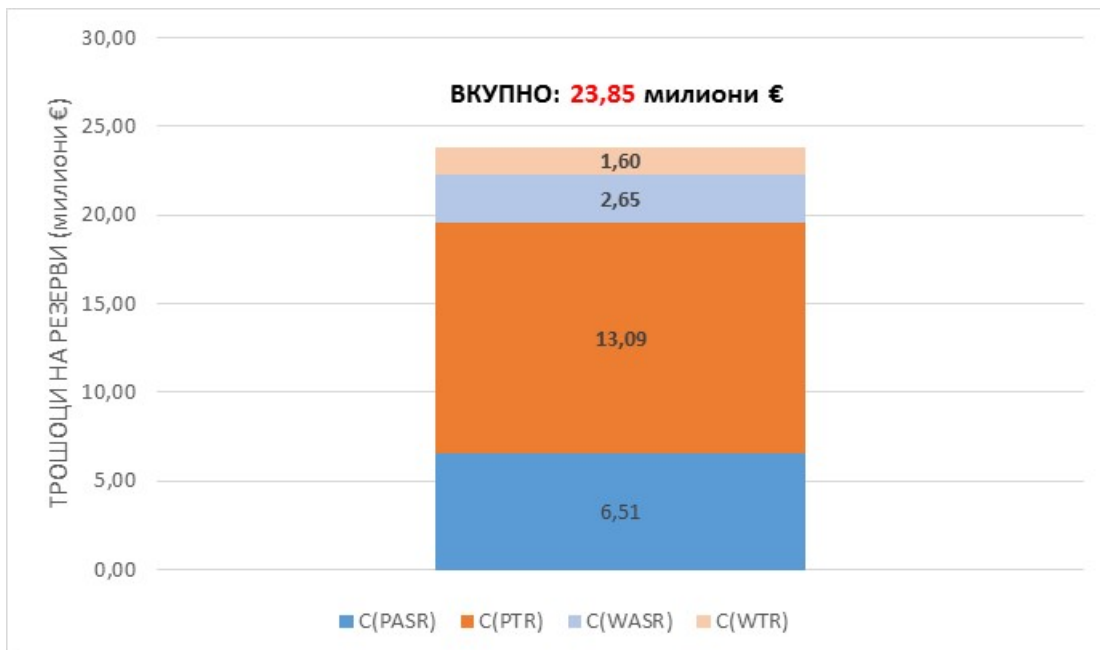
Слика 7.17 Крива на траење на ангажираната брза терциерна резерва и потребниот опсег на симетричната терциерна регулација (долгорочна- 2030 идна состојба, грешка во прогнозата за ВЕЦ = 10 %)



Слика 7.18 Проценка на трошоците за обезбедување на секундарна и брза терциерна P/f регулациона резерва и енергија произведена во регулација за долгорочна (2030) идна состојба во ЕЕС на РМ (грешка во прогнозата за ВЕЦ = 10 %)



Слика 7.19 Крива на траење на ангажираната брза терциерна резерва и потребниот опсег на симетричната терциерна регулација (долгорочна- 2030 идна состојба, грешка во прогнозата за ВЕЦ = 5 %)



Слика 7.20 Проценка на трошоците за обезбедување на секундарна и брза терциерна P/f регулациона резерва и енергија произведена во регулација за долгорочна (2030) идна состојба во ЕЕС на РМ (грешка во прогнозата за ВЕЦ = 5 %)

7.5 ДОЛГОРОЧНА ИДНА СОСТОЈБА (2040 ГОДИНА)

Во финалниот разгледуван временски пресек 2040 година, анализирана е вкупна изградба на ВЕЦ од 503 MW и ФНЕЦ од 266,7 MW. Прогнозата на дебалансите е прикажана во табелите во продолжение (Табела 7.21 - Табела 7.23). Согласно прикажаната прогноза, сите ВЕЦ би можеле да отстапуваат најмногу во распон од ± 111 MWh/h до ± 446 MWh/h, а реално е да се очекува и пониска вредност заради просторната дисперзираност на нивната изградба и очекуваното зголемување на квалитетот на прогнозата на нивното производство. Во случајот на ФНЕЦ најголеми отстапувања се очекуваат до вредност од 151 MW надолу, кои ќе настануваат при ненадејна појава на облаци кои не се предвидени ден однапред⁴⁰.

При анализираната висока интеграција на ВЕЦ и ФНЕЦ, постоечката секундарна резерва би покривала само мал дел од дебалансите (од 26 % до 49 % од времето во година дена би била доволна за потполна регулација на дебалансите), додека потребната резерва од брза терциерна регулација би се зголемила на 146 MW до 391 MW, при што во поглед на веројатноста на настанување на потреба за пониска или повисока вредност на таквата резерва важи истото што е дефинирано во претходното поглавје (Слика 7.21, Слика 7.23, Слика 7.25). Вкупните трошоци за регулационите резерви би изнесувале од 28,9 милиони € до 56 милиони € (Табела 7.25).

Табела 7.21 Прогноза на отстапувањето на производството на ВЕЦ од планот за долгорочна (2040) идна состојба

Отстапувања	Грешка во прогнозата за ВЕЦ (% $P_{instVEЦ}$)		
	20 %	10 %	5 %
Максимално отстапување нагоре (MWh/h)	445,88	222,94	111,47
Максимално отстапување надолу (MWh/h)	-445,88	-222,94	-111,47
Просечно отстапување (MWh/h)	100,32	50,16	25,08

Табела 7.22 Прогноза на отстапувањето на производството на ФНЕЦ од планот за долгорочна (2040) идна состојба

Отстапувања	Грешка во прогнозата за ФНЕЦ (5 % $P_{instФНЕЦ}$)
Максимално отстапување нагоре (MWh/h)	36,49
Максимално отстапување надолу (MWh/h)	-151,08
Просечно отстапување (MWh/h)	13,34

Табела 7.23 Прогноза на вкупните дебаланси во ЕЕС на РМ за долгорочна (2040) идна состојба

Отстапувања	Грешка во прогнозата за ВЕЦ (% $P_{instVEЦ}$)		
	20 %	10 %	5 %
Максимално отстапување нагоре (MWh/h)	495	279	197
Максимално отстапување надолу (MWh/h)	-568	-419	-347
Просечно отстапување (MWh/h)	102	56	37
Вкупно отстапување надолу (GWh)	-359,7	-222,4	-168,0
Вкупно отстапување нагоре (GWh)	534,8	272,3	155,2

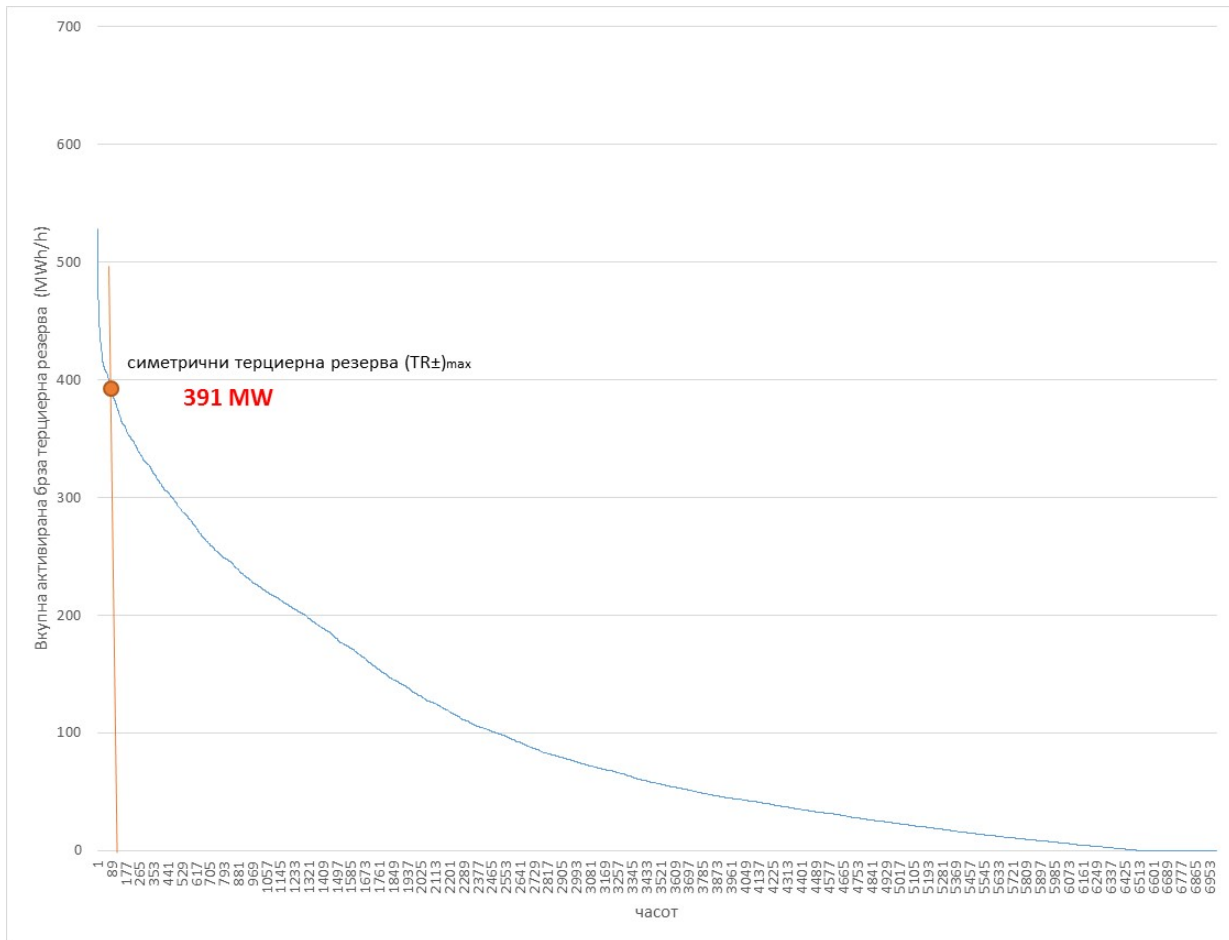
⁴⁰ За потребите на изработката на оваа студија е задржан временски редослед на прогнозата од ден однапред (D-1), иако реално е да се очекува дека со развојот на пазарот на електрична енергија и различните производи на берзите, рокот за прогнозата ќе се редуцира на денот на разгледување (D), веројатно неколку часови однапред (H-k), со што дополнително ќе се намалува грешката во прогнозата на производството на ВЕЦ и ФНЕЦ.

Табела 7.24 Проценка на активацијата на P/f регулационите резерви (секундарна, брза терциерна) во ЕЕС на РМ за долгорочна (2040) идна состојба

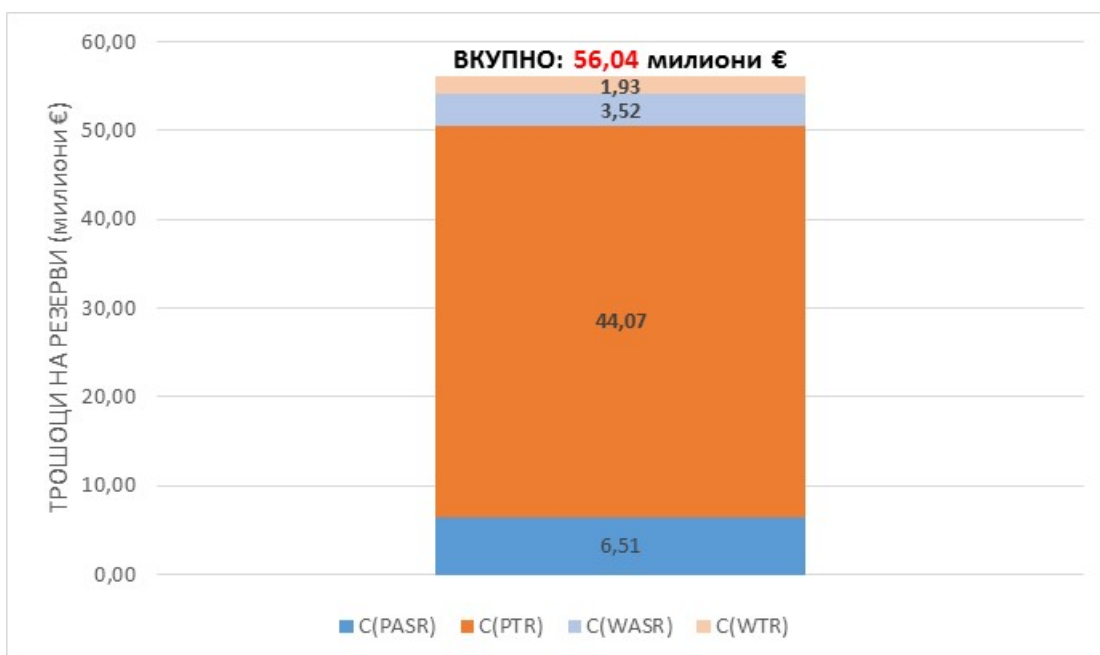
Проценка на секундарната и брзата терциерна P/f резерва	Грешка во прогнозата за ВЕЦ (% $P_{instBEU}$)		
	20 %	10 %	5 %
Најголемата секундарна резерва ($\pm MWh/h$)	41	41	41
Број на часови кога секундарната резерва го покривала вкупниот дебаланс (h)	2238	3316	4333
Број на часови кога секундарната резерва не го покривала вкупниот дебаланс (h)	6522	5444	4427
Максимална брза терциерна регулација нагоре (T+) (MWh/h)	528	379	312
Максимална брза терциерна регулација надолу (T-) (MWh/h)	-471	-254	-166
Број на налози за активирање на брзата терциерна регулација надолу (T-) (h)	3590	3052	2361
Број на налози за активирање на брзата терциерна регулација нагоре (T+) (h)	2932	2392	2066
Вкупна активирана секундарна резерва нагоре (SR+) (GWh)	94,3	86,2	81,8
Вкупна активирана секундарна резерва надолу (SR-) (GWh)	-109,4	-101,6	-90,7
Вкупна активирана брза терциерна резерва нагоре (TR+) (GWh)	265,4	136,3	86,1
Вкупна активирана брза терциерна резерва надолу (TR-) (GWh)	-425,4	-170,7	-64,5
Вкупна активирана резерва нагоре (SR+ и TR+) (GWh)	359,7	222,4	168,0
Вкупна активирана резерва надолу (SR- и TR-) (GWh)	-534,8	-272,3	-155,2

Табела 7.25 Проценка на трошоците за P/f регулационите резерви (секундарна, брза терциерна) во ЕЕС на РМ за долгорочна (2040) идна состојба (милиони €)

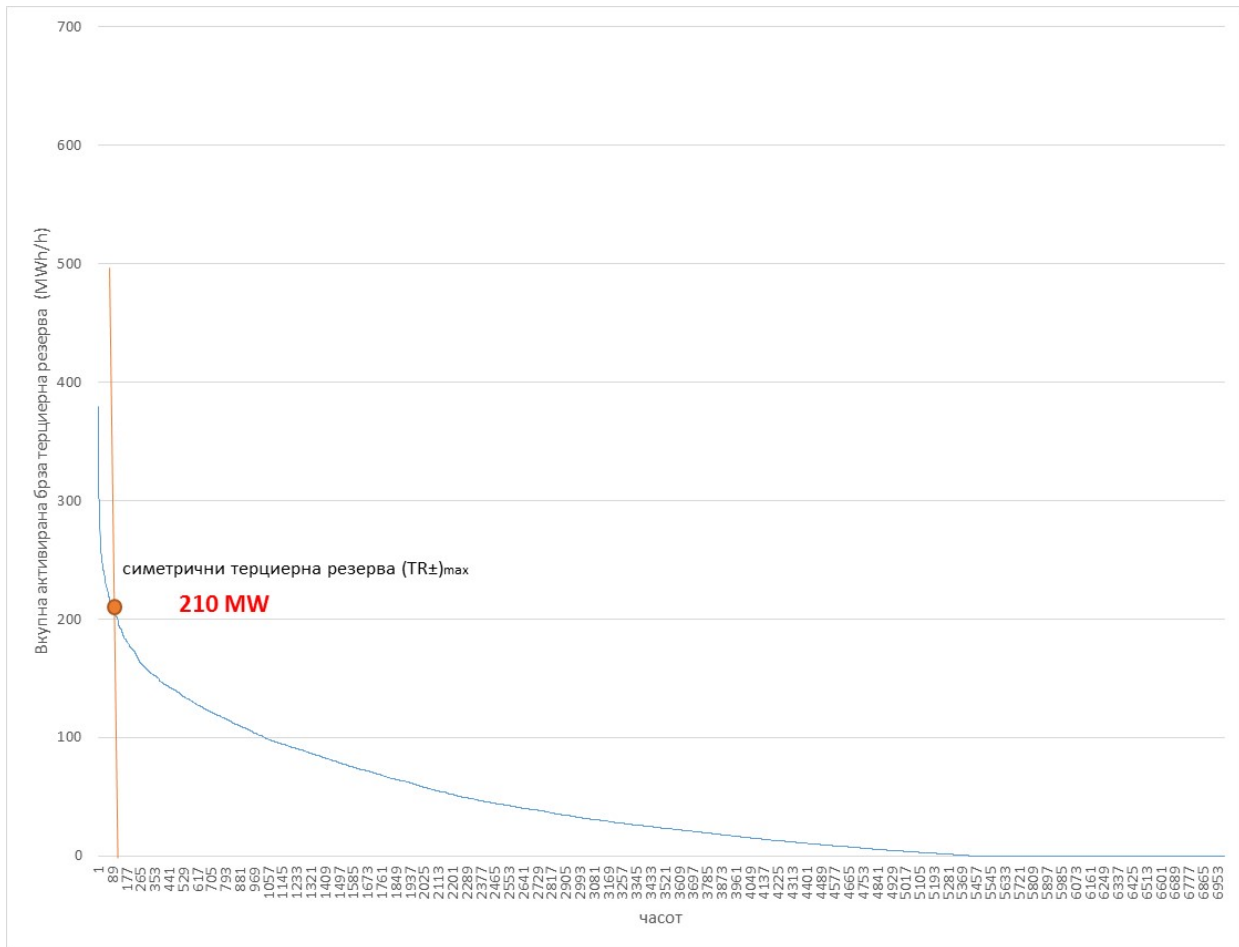
Трошоците за секундарната и брзата терциерна регулација	Грешка во прогнозата за ВЕЦ (% $P_{instBEU}$)		
	20 %	10 %	5 %
Вкупниот годишен трошок за секундарната резерва - $C(P_{ASR})$	6,51	6,51	6,51
Вкупниот годишен трошок за брзата терциерна резерва - $C(P_{TR})$	44,07	23,62	16,49
Вкупниот годишен трошок за енергијата произведена во секундарна регулација - $C(W_{ASR})$	3,52	3,19	3,14
Вкупниот годишен трошок за енергијата произведена во терциерна регулација - $C(W_{TR})$	1,93	2,35	2,71
ВКУПНО	56,04	35,66	28,85



Слика 7.21 Крива на траење на ангажираната брза терциерна резерва и потребниот опсег на симетричната терциерна регулација (долгорочна- 2040 идна состојба, грешка во прогнозата за ВЕЦ = 20 %)



Слика 7.22 Проценка на трошоците за обезбедување на секундарна и брза терциерна P/f регулациона резерва и енергија произведена во регулација за долгорочна (2040) идна состојба во ЕЕС на РМ (грешка во прогнозата за ВЕЦ = 20 %)



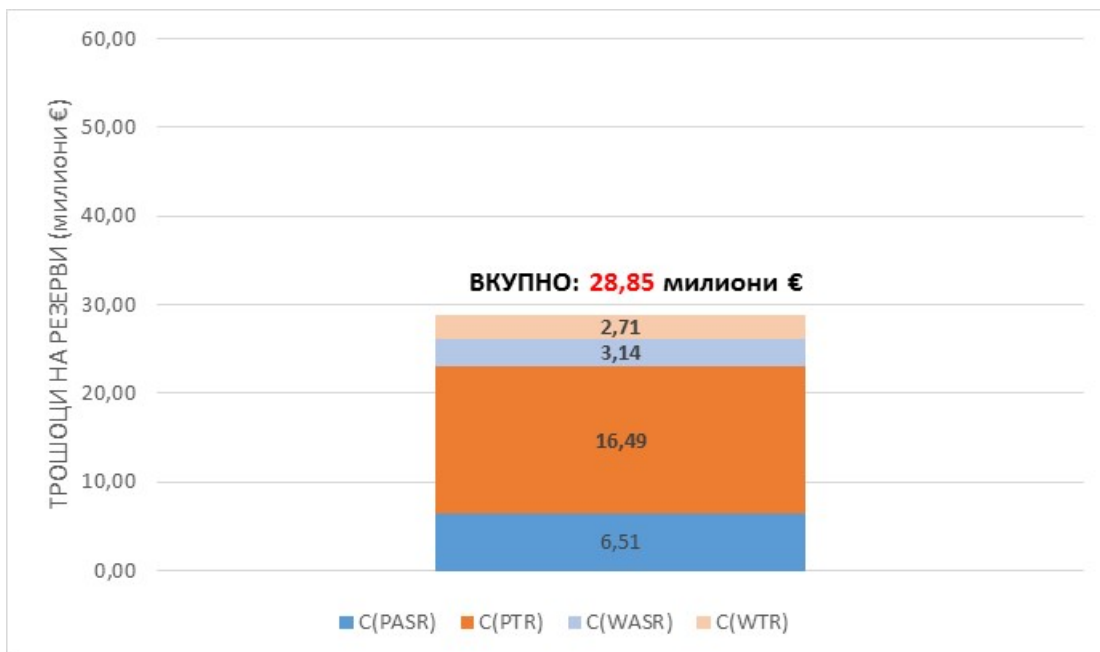
Слика 7.23 Крива на траење на ангажираната брза терциерна резерва и потребниот опсег на симетричната терциерна регулација (долгорочна- 2040 идна состојба, грешка во прогнозата за ВЕЦ = 10 %)



Слика 7.24 Проценка на трошоците за обезбедување на секундарна и брза терциерна P/f регулациона резерва и енергија произведена во регулација за долгорочна (2040) идна состојба во ЕЕС на РМ (грешка во прогнозата за ВЕЦ = 10 %)



Слика 7.25 Крива на траење на ангажираната брза терциерна резерва и потребниот опсег на симетричната терциерна регулација (долгорочна- 2040 идна состојба, грешка во прогнозата за ВЕЦ = 5 %)



Слика 7.26 Проценка на трошоците за обезбедување на секундарна и брза терциерна P/f регулациона резерва и енергија произведена во регулација за долгорочна (2040) идна состојба во ЕЕС на РМ (грешка во прогнозата за ВЕЦ = 5 %)

7.6 ПРОЦЕНКА НА МОЖНОСТА ЗА ОБЕЗБЕДУВАЊЕ НА P/f РЕГУЛАЦИОНИ РЕЗЕРВИ ВО МАКЕДОНСКИОТ ЕЕС

Системските услуги за регулација на моќност и фреквенција, вообичаено ги обезбедуваат конвенционалните електрични центри кои се опремени со синхрони генератори и турбински регулатори (регулатори на брзината на вртење на агрегатите), вклучени во системите за автоматска регулација на производството (AGC – *Automatic Generation Control*) и автоматска регулација на отстапувањата на прекуграничните размени (ACE – *Automatic Control Error*), како и сите електрични центри кои во разгледуваниот момент се во работа и можат после устен/рачен налог на диспечерот во бараниот временски рок да го зголемат или намалат производството.

Способноста за обезбедување на системски услуги за регулација на моќност и фреквенција од страна на ВЕЦ и/или ФНЕЦ, значително е ограничена заради цврстата зависност помеѓу моменталните климатски прилики (брзина на ветерот, сончевото зрачење) и производството на овие типови на електрични центри на ОИЕ. За една ВЕЦ да учествува во обезбедувањето на системски услуги за регулација на моќност и фреквенција, нејзиното моментално производство би морало да биде ограничено, без оглед на моменталната брзина на ветерот. Вака, ВЕЦ може да биде способна согласно потребите на системот во краток временски период да го зголеми производството, односно повремено да го намали производството без оглед на брзината на ветерот, што би довело до значителни економски загуби за сопственикот, бидејќи варијабилните трошоци на овие постројки се практично нула.

Согласно претходно опишаните причини во продолжение на ова поглавје ќе се претпостави дека ВЕЦ и ФНЕЦ во македонскиот ЕЕС ќе бидат изземени од вклучувањето во системите за автоматска и рачна регулација на моќност и фреквенција, односно дека нивното моментално производство ќе биде зависно од климатски прилики во разгледуваниот момент и дека операторот на системот (МЕПСО) понатаму ќе биде должен да го преземе целокупното нивно производство во мрежата без оглед на неговата моменталната вредност. Тоа значи дека со зголемување на интеграцијата на ВЕЦ и ФНЕЦ во ЕЕС на РМ ќе дојде до зголемување на потребите за регулациона резерва и на трошоците за нејзино обезбедување од страна на конвенционалните електрични центри, согласно проценката прикажана во претходните поглавја.

Постоечките Мрежни правила (Grid Code) ја поткрепува претходно опишаната претпоставка, бидејќи во прилогот 8, Дополнителни барања за приклучок на електрични центри, исклучена е обврската за учество на енергетските паркови во примарната, секундарната и терцијерната регулација на моќност и фреквенција.

За да може да се утврдат евентуалните ограничувања во интеграцијата на ВЕЦ и ФНЕЦ со оглед на расположливата P/f регулациона резерва, потребно е да се анализира следното:

- Потребните вредности на регулационата резерва (моќност/фреквенција или P/f),
- Структурата и техничките можности на конвенционалните електрични центри во обезбедувањето на P/f регулационите резерви,
- Очекуваните возни редови на електричните центри во година дена, вклучувајќи ги хидролошките и климатските ограничувања со оглед на можната ангажираност на ХЕЦ и ТЕЦ,
- Можности за делење на поединечните типови на резерви (примарна, секундарна, терцијерна, односно согласно новите правила FCR, aFRR, mFRR i RR⁴¹) помеѓу контролните региони во SMM на контролниот блок ENTSO-E.

⁴¹ Објаснување во текстот на наведените типови на регулациони резерви:

FCR – Frequency Containment Reserve (претходно нарекувана примарна резерва).

aFRR – Automatic Frequency Restoration Reserve (претходно нарекувана секундарна резерва).

Во продолжение на ова поглавје, анализирана е секоја од претходно наброените ставки и прикажана е проценката на можностите за обезбедување на P/f регулациони резерви, кои би ги поткрепили анализираните сценарија за изградба на ВЕЦ и ФНЕЦ во ЕЕС на РМ.

7.6.1 Проценка на потребните вредности на P/f регулационите резерви

Примарна регулациона резерва или FCR

Вредноста на потребната примарна регулациона резерва во рамките на контролната област ENTSO-E се одредува врз основа на референтното пореметување (испад 3000 MW производство или потрошувачка во рамките на ENTSO-E) и однос помеѓу инсталираната моќност на сите производни постројки во разгледуваната контролна област и вкупните инсталирани моќности на сите производни објекти во ENTSO-E.

Така одредената примарна регулациона резерва моментално за ЕЕС на РМ изнесува околу **± 8 MW** (симетрично нагоре и надолу), а ја обезбедуваат сите генератори кои се во работа во разгледуваниот момент, опремени со турбински регулатори врз основа на нагонување на вредноста на статизмот (*анг. droop*) кој мора да изнесува помеѓу 2-5 % за ХЕЦ со моќност поголема од 10 MW и 5-10 % за ТЕЦ со моќност поголема од 30 MW (барање од Мрежните правила), како и „мртва зона“ (*анг. deadband*) на регулаторот (вообичаено 20 ms).

Идните потреби за примарна секундарна регулациона резерва не е возможно точно да се предвидат, бидејќи не е познат податокот за идната инсталирана моќност на електричните центри во ENTSO-E, но реално е да се очекува дека потребната вредност на резервата нема значително да се менува за ЕЕС на РМ.

Искусствено може да се претпостави дека интеграцијата на ВЕЦ и ФНЕЦ не влијае на примарната P/f регулациона резерва, бидејќи варијацијата во нивното производство не е значителна во временскиот период во кој оваа резерва мора да биде активирана.

Секундарна регулациона резерва или aFRR

Терциерна (брза) регулациона резерва или mFRR

Секундарната резерва се одредува врз основа на максималниот конзум во разгледуваната контролна област, а согласно пропишаната формула и моменталната вредност на конзумот во ЕЕС на РМ, така одредената вредност на секундарната резерва би изнесувала ± 41 MW.

Согласно новиот „Network Code on Load Frequency Control and Reserves (LFCR)“ кој го изработи ENTSO-E [14] и кој наскоро треба да стане дел од ЕУ законодавството, содржан во документот „System Operation Guideline“, вредноста на потребната секундарна резерва по поединечните контролни области не е дефинирана, а како нов производ на регулација наместо секундарната резерва, дефинирана е FRR резервата. Потребната вредност на FRR резервата се дефинира на ниво на контролен блок (SMM во случајот на РМ), врз основа на усогласеното референтно пореметување помеѓу преносните систем оператори кои учествуваат во работата на контролниот блок (детерминистички одредена резерва) и бара расположливата резерва во рамките на блокот да може да покрие 99 % од сите позитивни и 99 % од сите негативни дебаланси. FRR резервата потребно е да

mFRR – Manual Frequency Restoration Reserve (во оваа студија нарекувана брза терциерна регулациона резерва).

RR – Replacement Reserve (претходно нарекувана терциерна резерва, во оваа студија нарекувана бавна терциерна регулациона резерва).

се активира автоматски или рачно во 15 минутен временски период од моментот на настанување на фреквентното пореметување.

Искусствено може да се претпостави дека интеграцијата на ВЕЦ и ФНЕЦ значително ќе влијае на потребната вредност на FRR резервата, бидејќи можно е да се очекува варијација во нивното производство во разгледуваниот временски интервал од 15 минути до 1 час.

Со оглед што МЕПСО, како и соседните преносни оператори во рамките на SMM контролниот блок, се уште не ги димензионирале регулационите FRR резерви согласно барањата на ENTSO-E, во оваа студија е претпоставено дека разгледуваните резерви ќе се состојат од постоечката секундарна регулациона резерва, со воведување на нова брза терциерна резерва и таквата терминологија е и користена во студијата.

Исто така во студијата е претпоставено дека автоматската секундарна резерва (или aFRR резервата) ќе се задржи на постоечкото ниво до најмногу **±41 MW**, а дека интеграцијата на ВЕЦ и ФНЕЦ ќе доведе до потреба за обезбедување на поголеми вредности на брзата терциерна регулациона резерва (mFRR), анализирани во претходните поглавја, а сумарно прикажани во продолжение.

Со оглед што во иднина е реално да се очекува постепено намалување на вкупните дебаланси во ЕЕС предизвикани од ВЕЦ и ФНЕЦ, заради нивната просторна дисперзираност и очекуваното намалување на просечните грешки во прогнозата односно унапредување на квалитетот на прогнозата и очекуваното намалување на временскиот интервал за димензионирање на резервите (од D-1 на D), со цел споредба помеѓу потенцијално расположливите и потребните регулациони резерви (се однесува на брзата терциерна регулација), во продолжение на студијата како референтни се земаат вредностите на потребната брза терциерна резерва одредени во претходните поглавја со просечна грешка во прогнозата од 5 % до и после 2030 година, додека за временските пресеци 2020 се задржува постоечкото ниво на грешка во прогнозата на производството на ВЕЦ од 20 %, а за 2025 се зема предвид очекуваната грешка од 10 %. Со претходно опишаните претпоставки во рамките на ЕЕС на РМ за анализираниите сценарија за изградба на ВЕЦ и ФНЕЦ би требало да се обезбеди брза терциерна резерва во следните вредности:

2020 година: ± 111 MW
2025 година: ± 113 MW
2030 година: ± 116 MW
2040 година: ± 146 MW

односно вкупна секундарна и брза терциерна резерва (FRR) би требало да изнесува:

2020 година: ± 152 MW
2025 година: ± 154 MW
2030 година: ± 157 MW
2040 година: ± 187 MW

Влијанието на идната интеграција на ВЕЦ и ФНЕЦ во однос на денешната состојба, а во врска со потребното зголемување на брзата терциерна резерва (за секундарната резерва се претпоставува дека нема да се менува заради интеграцијата на електричните центри на ОИЕ), се проценува на (со претходно опишаните претпоставки за среднорочното и долгорочното намалување на грешката во прогнозата на производството на ВЕЦ):

2020 година: ± 4 MW
2025 година: ± 6 MW
2030 година: ± 9 MW
2040 година: ± 39 MW

Видливо е дека влијанието на интеграцијата на ВЕЦ и ФНЕЦ врз потребната брза терциерна резерва е многу мало, согласно проценката на авторите на оваа студија.

Од ова следи важен заклучок дека согласно прикажаната проценка, **системските услуги за регулација на фреквенција и моќност нема да ја ограничуваат идната интеграција на ВЕЦ и ФНЕЦ за анализираното сценарио на нивна изградба**, а поголем предизвик ќе биде да се регулира постоечката состојба во поглед на дебалансите во рамките на системот и набавката на помошните услуги помеѓу МЕПСО и ЕЛЕМ.

Терциерна (бавна) регулациона резерва или RR

Терциерната регулациона резерва се користи за покривање на испадот на најголемата производна единица во контролната област, односно испад на најголемиот поединечен потрошувач. За ЕЕС на РМ потребната вредност на резервата во постоечката состојба изнесува до најмногу +205 MW (моќност на прагот на еден блок во ТЕЦ Битола), односно со вредност надолу еднаква на најголемата моќност на директно приклучените потрошувачи (до околу -100 MW).

Интеграцијата на ВЕЦ и ФНЕЦ може да влијае на потребната вредност на RR резервата, ако таа се планира повремено да се користи за израмнување варијациите на нивното производство заедно со aFRR и mFRR резервите. Во оваа студија се претпоставува дека МЕПСО ќе ја одреди потребната вредност и така одредената вредност ќе ја договори со давателот на системски услуги, врз основа на можниот испад на најголемиот произведен блок или потрошувач, односно дека посебно ќе ги договори потребните вредности на поединечните aFRR (секундарна), mFRR (брзата терциерна) и RR (бавната терциерна) резерва.

Согласно претходно опишаниот начин, потребните вредности на бавната терциерна резерва, зависно од разгледуваното сценарио за изградба на нови електрични центри во ЕЕС на РМ, би изнесувале како што е прикажано во продолжение⁴²:

Сценарио „business as usual“

2020 година: +205 MW / -100 MW
 2025 година: +205 MW / -100 MW
 2030 година: +300 MW / -100 MW
 2040 година: +300 MW / -100 MW

Сценарио „coal-lignit“

2020 година: +205 MW / -100 MW
 2025 година: +300 MW / -100 MW
 2030 година: +300 MW / -100 MW
 2040 година: +300 MW / -100 MW

Сценарио „gas“

2020 година: +205 MW / -100 MW
 2025 година: +230 MW / -100 MW

⁴² Бавната терциерна резерва надолу е одредена со претпоставката дека нема да се појави некој поголем потрошувач од постојниот Фени Индустри АД, а дека Фени Индустри АД ќе продолжи да работи со постоечкото ниво на потребна моќност.

2030 година: +300 MW / -100 MW
2040 година: +300 MW / -100 MW

Сценарио „green“

2020 година: +205 MW / -100 MW
2025 година: +205 MW / -100 MW
2030 година: +205 MW / -100 MW
2040 година: +230 MW / -100 MW

Согласно прикажаната проценка, потребната вредност на бавната терциерна вредност во нормални услови нема да се користи за покривање на дебалансите во ЕЕС настанати од варијацијата на производството на ВЕЦ и ФНЕЦ, како и на останатите извори на дебаланси, а ќе изнесува од **205 MW до 300 MW нагоре** (одредено врз основа на моќноста на праготот на постоечкиот блок во ТЕЦ Битола, односно новиот планиран блок во ТЕЦ Битола со моќност 300 MW, односно новиот планиран блок во ТЕТО 3. рид со претпоставка на еден блок со моќност 230 MW), и до **100 MW надолу** (одредено врз основа на постоечката моќност на Фени Индусти АД).

7.6.2 Проценка на техничките можности на конвенционалните електрични центри во поглед на обезбедување P/f регулациони резерви

Во рамките на ЕЕС на РМ моментално освен електрични центри на ОИЕ, изградени се следниве видови на електрични центри: ХЕЦ, ТЕЦ и ТЕЦ - топлани.

Во идниот период до 2040 година се планирани за изградба поголем број на нови ТЕЦ на високо калоричен јаглен или лигнит, односно гас, како и поголем број на ХЕЦ од кои најголем дел акумулациони со потенцијално една пумпно - акумулациона ХЕЦ.

ТЕЦ на јаглен можат да учествуваат во примарната, секундарната и брзата терциерна P/f регулација, со ограничување дека во разгледуваниот момент мораат да бидат во работа со ангажираност значително под максималната моќност, за да бидат способни да обезбедат резерва нагоре и со работна точка доволно над техничкиот минимум за исто така да можат да обезбедат резерва надолу. Бидејќи моќноста на ТЕЦ е оптимизирана во поглед на ефикасноста на постојката, вообичаено блоковите во ТЕЦ работат блиску до максималната моќност. Тоа дополнително ги ограничува нивните можности во обезбедување на регулациони резерви. Обезбедувањето на брзата терциерна резерва не е можно од ладна или топла состојба надвор од работа, заради долгото време на пуштање и постигнување на посакуваната моќност (9 до 12 часови од ладна состојба). Кога ТЕЦ на јаглен е во работа, градиентот на промена на моќноста вообичаено изнесува од 3 % до 5 % P_{max} /минута. ТЕЦ кое моментално се во работа во РМ (три блока во ТЕ Битола и еден блок во ТЕЦ Осломеј) се соочуваат со проблемот на некавалитетен јаглен или недостаток од јаглен и затоа нивното учество во обезбедувањето на регулациони резерви е дополнително ограничено, односно во случајот на секундарната и брзата терциерна P/f регулација практично оневозможено. Со оглед што во одредени сценарија за изградба на електрични центри се планира изградба на нови термоблокови на висококалоричен јаглен (или лигнит) во ТЕЦ Битола, ТЕЦ Осломеј и/или ТЕЦ Неготино, реално е да се очекува дека можноста за учество на тие блокови во обезбедувањето на услугите за регулација на моќност и фреквенција би се зголемила. Во оваа студија ќе се претпостави дека ТЕЦ на јаглен во постоечката состојба, а посебно во идната состојба, способни се да обезбедат само примарна регулациона резерва од ± 8 MW, заедно со други видови на конвенционални електрани.

ТЕЦ на гас во општ случај можат брзо да го менуваат своето производство (вообичаено од 15 % до 25 % P_{max} /минута), како и да стартуваат од ладна состојба (5 – 15 минути од ладна состојба до P_{max}) и затоа како такви се поволни за обезбедување на услуги во секундарна и брза терциерна регулација. Меѓутоа,

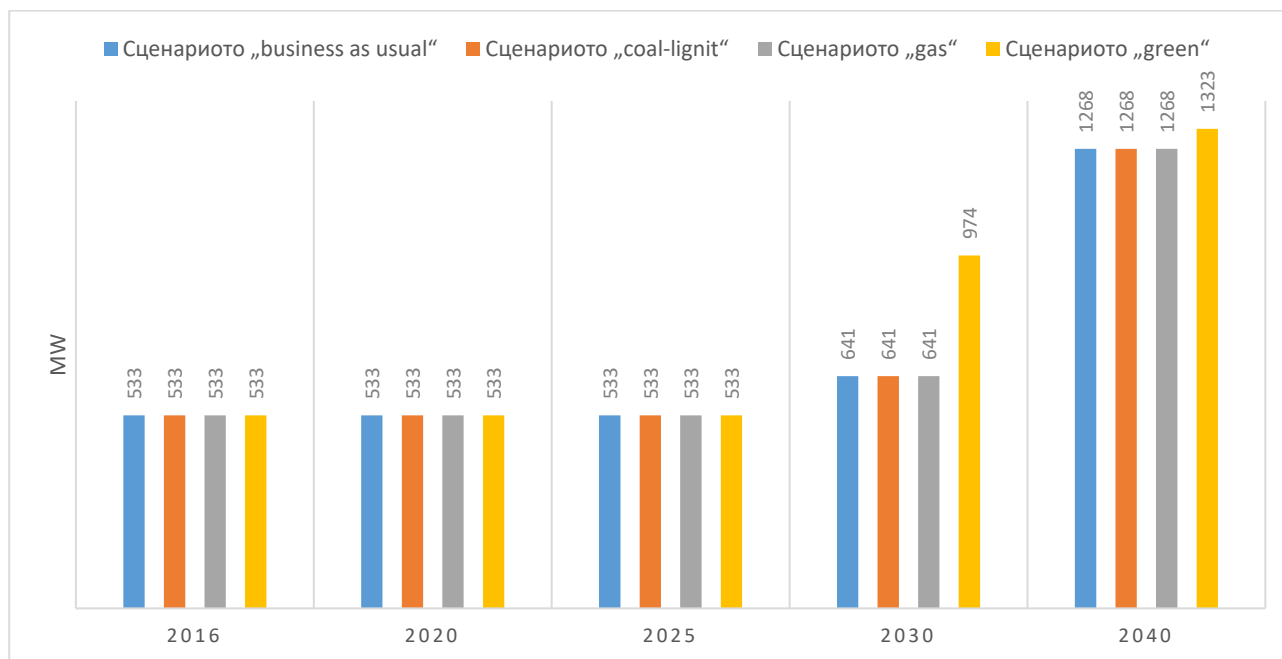
останува проблемот на високите варијабилни трошоци (цената на гасот и ефикасноста на постројката), поради што нивното учество во регулацијата е сепак ограничено. ТЕЦ - топлани се дополнително ограничени во учеството за регулација со потребите за производство на топлинска енергија, а позначителна регулациона резерва можат евентуално да обезбедат надвор од сезоната на греење. Од разгледуваните видови на ТЕЦ, моментално во ЕЕС на РМ во работа е ТЕТО, а планирана е изградба и на ТЕТО 3. Рид, како и можна изградба на ТЕЦ Неготино на гас до 2030 (сценарио на изградба на електричните центри „гас“). Во оваа студија ќе се претпостави дека ТЕЦ на гас (ТЕТО и ТЕЦ во отворен или CCGT процес ако се изградат) ќе бидат способни да ја покриваат целата или барем дел од потребната бавна терциерна резерва, димензионирани да ја покриваат испадот на најголемата производна единица во работа (од 205 MW до 300 MW), додека сите конвенционални електрични центри кои се во работа во разгледуваниот момент се способни да ја обезбедат бавната терциерна резерва надолу (-100 MW).

Со опишаната претпоставка, ТЕТО и ТЕЦ на гас не би се користеле за обезбедување на секундарната и брзата терциерна резерва, туку за тие потреби би биле користени исклучиво ХЕЦ.

ХЕЦ имаат способност за многу брзи промени на моќноста (вообичаено од 50 % до 100 % P_{max} /минута за акумулационен тип, пониски вредности за проточните ХЕЦ) со кратко време за стартување на хидроагрегатите од состојба на мирување (150 – 500 секунди) и затоа се многу погодни за обезбедување на помошни услуги во секундарна и брза терциерна P/f регулација. Ограничувањата во можностите за ангажирање на ХЕЦ во регулационите резерви се предизвикани од моменталните хидролошки состојби (расположливост на вода) и затоа за целта на регулација се користат акумулационите ХЕЦ кои имаат различна исполнетост на акумулационите езера зависно од разгледуваниот период од годината (очекувана поголема исполнетост во зимски, рано пролетен и касно есенски период, пониска исполнетост во летен, касно пролетен и рано есенски период). Во оваа студија ќе се претпостави дека акумулационите ХЕЦ во РМ (какво што е постоечката пракса) обезбедуваат услуга во секундарна и брза терциерна P/f регулација со потребните вредности на резервата опишани во претходното поглавје.

Моментално во ЕЕС на РМ во работа се (изградени) шест поголеми ХЕЦ (моќност поголема од 10 MW не сметајќи ги ХЕЦ Равен и ХЕЦ Врбен кои се од проточен тип и се приклучени на дистрибутивната мрежа). Сите шест големи ХЕЦ се од акумулационен тип, а вкупната инсталирана моќност изнесува 532,5 MW. Во нормални хидролошки услови тие се во состојба да произведат годишно околу 1200 GWh ЕЕ, со распон од околу 800 GWh/годишно при сува хидрологија до околу 1600 GWh/годишно и повеќе при влажна хидрологија.

Од новите акумулациони ХЕЦ, планирана е изградба во периодот од 2030 година и после тоа на дополнителни 7 до 8 акумулациони ХЕЦ со вкупна инсталирана моќност од 967,2 MW, што значи до крајно разгледуваната 2040 година во македонскиот ЕЕС би биле изградени вкупно 1500 MW во акумулационите ХЕЦ. Вкупната инсталирана моќност на акумулационите ХЕЦ за различните сценарија за изградба на електричните центри до 2040 година, прикажана е на сликата во продолжение.



Слика 7.27 Инсталирана моќност на акумулационите ХЕЦ во ЕЕС на РМ во периодот до 2040 година

Зависно од изведбата и хидромеханичките карактеристики на акумулационите ХЕЦ вклучени во секундарна регулација и/или користени во брза терциерна регулација, овие постројки можат да обезбедат регулациона резерва во полниот опсег на својата моќност ($0 \% P_{\max} - 100 \% P_{\max}$) или во намален опсег на моќноста (на пример $30 \% P_{\max} - 80 \% P_{\max}$). Доколку го претпоставиме вториот наведен случај, вкупната расположлива резерва за разгледуваните типови на регулација, би изнесувала:

Сценарио „business as usual“

2020 година: 266 MW вкупно / ± 133 MW симетрично
 2025 година: 266 MW вкупно / ± 133 MW симетрично
 2030 година: 320 MW вкупно / ± 160 MW симетрично
 2040 година: 634 MW вкупно / ± 317 MW симетрично

Сценарио „coal-lignite“

2020 година: 266 MW вкупно / ± 133 MW симетрично
 2025 година: 266 MW вкупно / ± 133 MW симетрично
 2030 година: 320 MW вкупно / ± 160 MW симетрично
 2040 година: 634 MW вкупно / ± 317 MW симетрично

Сценарио „gas“

2020 година: 266 MW вкупно / ± 133 MW симетрично
 2025 година: 266 MW вкупно / ± 133 MW симетрично
 2030 година: 320 MW вкупно / ± 160 MW симетрично
 2040 година: 634 MW вкупно / ± 317 MW симетрично

Сценарио „green“

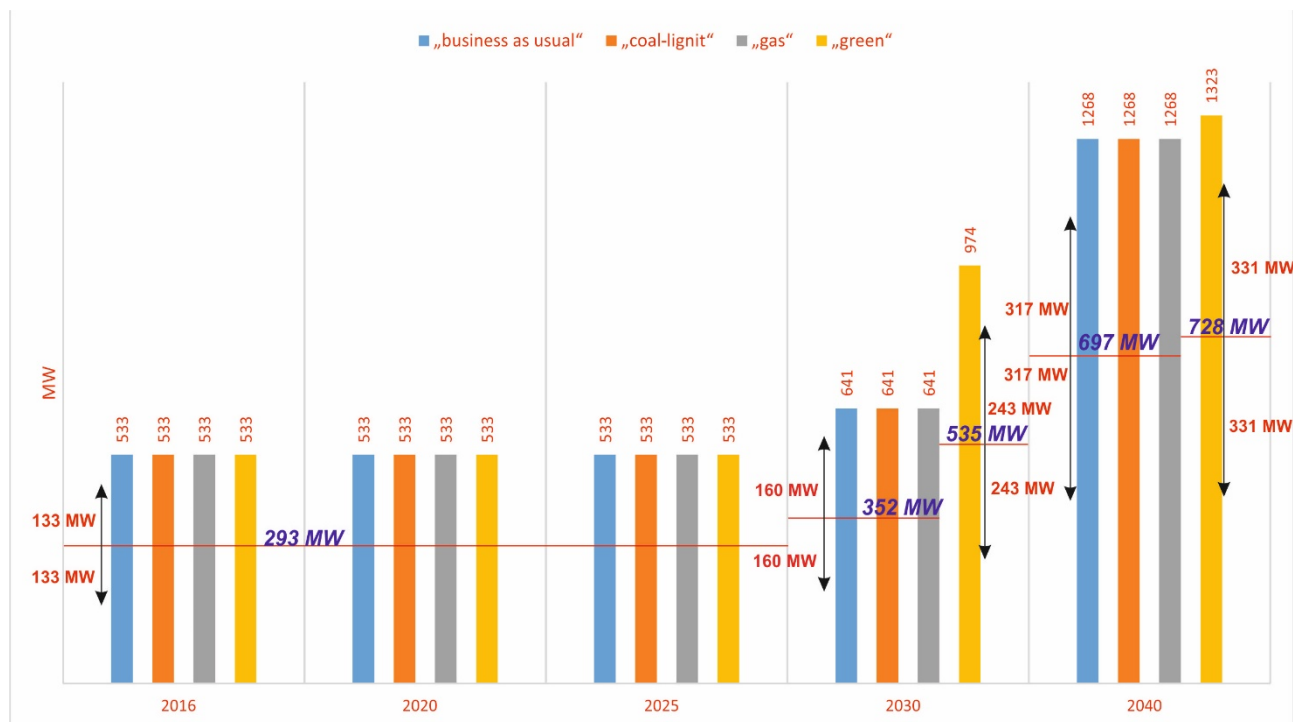
2020 година: 266 MW вкупно / ± 133 MW симетрично
 2025 година: 266 MW вкупно / ± 133 MW симетрично
 2030 година: 487 MW вкупно / ± 243 MW симетрично
 2040 година: 661 MW вкупно / ± 331 MW симетрично

Без оглед на сценариото за изградба на нови електрични центри во периодот до 2025 година, вкупната теоретска резерва за секундарна и брза терциерна регулација во акумулационите ХЕЦ би изнесувала 266 MW вкупно, односно ± 133 MW ако се обезбедува симетрична резерва (нагоре и надолу иста вредност). Во 2030 година за сите сценарија освен „green“, вкупната теоретска резерва би изнесувала 320 MW (± 160 MW симетрични резерви), а во „green“ сценариото би изнесувала 487 MW (± 243 MW симетрични резерви). Во 2040 година за сите сценарија освен „green“, вкупната теоретска резерва би изнесувала 634 MW (± 317 MW симетрични резерви), а во „green“ сценариото би изнесувала 661 MW (± 331 MW симетрични резерви). Согласно тоа, во сите разгледувани временски пресеци, теоретски одредените резерви се поголеми од потребните резерви опишани во претходните поглавја.

Доколку исклучиво акумулационите ХЕЦ би обезбедувале системски услуги во секундарна и брза терциерна P/f регулација со симетрична вредност, тие би морале континуирано да бидат во работа (независно од сезоната и периодот на денот), со ангажирана моќност која би овозможувала зголемување и намалување на производството за потребната симетрична вредност. Со претпоставка дека сите акумулациони ХЕЦ можат да обезбедуваат регулациона резерва во распон од 30 % $P_{\max}$ – 80 % $P_{\max}$, претходно наведените теоретски резерви би било возможно да се реализираат доколку во секој момент акумулационите ХЕЦ се ангажирани со моќност од 293 MW за сите сценарија на производството до 2025 година, односно 352 MW (535 MW во сценарио „green“) и 697 MW (728 MW во сценарио „green“).

Сликата во продолжение ја прикажува инсталираната моќност на акумулационите ХЕЦ во периодот до 2040 година за различните сценарија за изградба на електричните центри, со назначена минимално потребна постојана ангажираност (црвените прави линии и сините italic броеви) и теоретската вкупна секундарна и брза терциерна симетрична резерва (означено со црни вертикални стрелки со црвени броеви). Иако теоретската резерва во секундарна и брзата терциерна регулација е доволна да ги покрие сите дебаланси во ЕЕС, согласно извршената проценка, очигледни се три основни проблеми:

1. Сите акумулациони ХЕЦ би требало да бидат постојано во работа независно од сезоната и периодот на денот, со ангажирана моќност од околу 55 % $P_{\max}$, што е под знак прашање со оглед на хидролошката состојба во разгледуваната година и можните и очекуваните дотоци во периодот од касна пролет до рана есен, кога исполнетоста на акумулациите ќе биде помала.
2. Производството на ЕЕ во акумулационите ХЕЦ во ноќните периоди кога конзумот е низок, како би можеле и тогаш да ја обезбедат потребната регулациона резерва надолу, освен што тоа е проблематично по прашањето на дотоците и исполнетоста на акумулациите, има и лоши економски последици, бидејќи многу вредна вода се троши во периоди кога пазарната цена на ЕЕ е ниска.
3. Постојаната работа на акумулационите ХЕЦ 24 h/дневно, веројатно не е можна заради ограничувањата во акумулациите и дотоците.



Слика 7.28 Теоретски можна резерва за секундарна и брза терциерна P/f регулација во акумулационите ХЕЦ во ЕЕС на РМ во периодот до 2040 година

Поради наведените проблеми реално е да се очекува дека акумулационите ХЕЦ ќе бидат во можност да обезбедуваат значително помала регулациона резерва во однос на претходно проценетата теоретска максимална резерва, посебно во ноќните часови и делот од годината кога хидролошките улови се неповолни или преку целата година која е карактеристична по сува хидрологија. Затоа нужно е да се спроведат одредени мерки со кои би се олеснил проблемот со обезбедувањето на потребните системски услуги во секундарна и брза терциерна P/f регулација:

1. Потребно е значително да се намалат постоечките дебаланси во ЕЕС, првенствено кај ТЕЦ и ХЕЦ, а по можност и кај конзумот, за да се минимизира потребната резерва независно од интеграцијата на електричните центри на ОИЕ;
2. За да се минимизира потребната базна ангажираност на акумулационите ХЕЦ кои обезбедуваат регулациона резерва, посебно е важно да се минимизираат дебалансите надолу, односно да се намалат часовите во кои постои вишок на енергија во системот (планови на производството помали од реализацијата, планови на конзумот поголеми од реализацијата);
3. Во брза терциерна регулација потребно е освен акумулационите ХЕЦ да се вклучи некој друг вид на конвенционални електрични центри, зависно од техничките можности, евентуално ТЕТО. Ова е посебно важно да се спроведе во периодите кога исполнетоста на акумулациите е ниска.
4. Да се спроведат и останатите мерки кои се наведени во заклучоците на ова поглавје.

7.6.3 Очекувана ангажираност на акумулационите ХЕЦ во карактеристичните часови

Врз основа на расположливите податоци за часовната ангажираност на електричните центри во минатото⁴³, во продолжение на ова поглавје се разгледува ангажираноста на поединечните видови на електрични центри за кои е оценето дека можат да обезбедат системски услуги во секундарна и брза терциерна P/f регулација во карактеристичните часови. Како карактеристични часови анализирани се следните:

⁴³ Авторите ги имаа на располагање IDSpacto датотеките и/или диспечерските извештаи за третите среди во месеците во 19 часот за периодот 2013 – 2015 и месечните часови со максимална потрошувачка во 2015 година, како и летниот и годишниот минимум на оптоварувањето во 2015 година.

1. Часовите на максималното годишно оптоварување на конзумот за периодот 2013 – 2015 година,
2. Третите среди во месеците во 19 часот за периодот 2013 – 2015 година,
3. Часовите на максималното месечно оптоварување на конзумот во 2015 година,
4. Часот на минимално годишно оптоварување на конзумот во 2015 година и
5. Часот на минимално летно оптоварување на конзумот во 2015 година.

Табелите во продолжение (Табела 7.26 - Табела 7.28) ја прикажуваат часовната ангажираност на акумулационите ХЕЦ⁴⁴, за часовите на настанување на максималното годишно оптоварување во периодот 2013 – 2015 година и за сите трети среди во месеците во 19 часот за истиот период, како и проценката на можната регулациона резерва нагоре и надолу со претпоставка дека сите разгледувани ХЕЦ можат да ја обезбедат таа услуга во распон од 30 % P_{max} – 80 % P_{max} . Во табелата со црвени броеви се означени вредностите кога резервата нагоре и надолу е помала од проценетата потребна резерва од +107 MW и -107 MW за постоечката состојба. Очигледно е дека во поголемиот број на разгледувани часови, проценетата резерва од ± 107 MW не е можно да се обезбеди во акумулационите ХЕЦ со нивната анализирана ангажираност, што минимално би било потребно да се промени нивната ангажираност (работните точки) заради постигнување на потребните резерви со обезбедување на дополнителна енергија од другите електрични центри или од увоз.

Табелите во продолжение (Табела 7.29 - Табела 7.31) ја прикажуваат часовната ангажираност на акумулационите ХЕЦ⁴⁵ за часовите на настанување на максималните месечни оптоварувања во 2015 година, како и проценката на можната симетрична регулациона резерва нагоре и надолу со претпоставка дека сите разгледувани ХЕЦ можат да ја обезбедат таа услуга во распон од 30 % P_{max} – 80 % P_{max} . Очигледно е дека во поголемиот број на разгледувани часови, проценетата резерва од ± 107 MW не е можно да се обезбеди во акумулационите ХЕЦ со нивната анализирана ангажираност.

Табелите (Табела 7.32 - Табела 7.34) ја прикажуваат часовната ангажираност на акумулационите ХЕЦ во часовите на настанување на минималното годишно и минималното летно оптоварување во ЕЕС, како и проценката на можните резерви. Се гледа дека акумулационите ХЕЦ во разгледуваните часови биле надвор од работа, што укажува на можноста од постојан недостиг на резерви во ноќните часови, односно укажува на потребата од ангажираност на одредени ХЕЦ во ноќниот период за во системот да се обезбеди одредена регулациона резерва.

Сите резултати од проценката прикажани во табелите би значеле дека ангажираноста на ХЕЦ понатаму не би се оптимизирала ден однапред по досегашната пракса на ЕЛЕМ, туку би се оптимизирало постигнувањето на бараните регулациони резерви, при што евентуалниот недостиг на производство би морал да се обезбеди од други електрични центри или од увоз.

Со изградбата на новите ХЕЦ кои се предвидуваат во периодот 2030 и после тоа, реално е да се очекува дека расположливите резерви значително ќе се зголемат, но ќе останат присутни проблемите со обезбедувањето на доволни резерви во сувите хидролошки периоди и во ноќните часови.

⁴⁴ Во табелите е прикажана ХЕЦ Маврово која се состои од акумулационата ХЕЦ Вруток, како и проточните ХЕЦ Равен и ХЕЦ Врбен, а потенцијалната регулациона резерва е пресметана со оглед на вкупната моќност на овие ХЕЦ од 213 MW.

⁴⁵ Во табелите е прикажана само ХЕЦ Вруток (наместо ХЕЦ Маврово) чија потенцијална регулациона резерва е пресметана со оглед на вкупната моќност од 166 MW.

Табела 7.26 Ангажираност на акумулационите ХЕЦ во часот на настанување на максималното оптоварување и во 19 часот во сите трети среди во месеците во периодот 2013 – 2015

Име	Инсталирана моќност (MW)	МАКСИМАЛНО ОПТОВАРУВАЊЕ			ЈАНУАРИ-19h			ФЕВРУАРИ-19h			МАРТ-19h			АПРИЛ-19h			МАЈ-19h			ЈУНИ-19h			ЈУЛИ-19h			АВГУСТ-19h			СЕПТЕМВРИ-19h			ОКТОМВРИ-19h			НОЕМВРИ-19h			ДЕКЕМВРИ-19h		
		2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015			
ХЕЦ Маврово	213	132	170	160	3	68	139	2	138	155	163	127	87	12	136	8	122	10	11	0	37	21	0	25	45	122	49	113	0	0	0	39	78	141	151	88	138	6		
ХЕЦ Тиквеш	116	69	88	82	0	0	34	85	0	101	97	0	97	104	0	98	97	0	0	0	0	0	0	21	0	0	0	0	0	3	56	98	89	19	3	21	72	83	0	
ХЕЦ Глобочица	42	35	37	37	36	20	37	38	38	39	42	38	0	41	36	38	41	25	38	38	24	36	38	24	0	38	21	35	39	16	13	36	37	20	35	39	35	35	21	35
ХЕЦ Шпиље	84	56	66	65	0	0	45	76	60	61	77	64	61	82	65	0	81	77	69	77	51	23	46	0	25	45	68	65	38	22	42	64	44	22	54	59	63	58	0	60
ХЕЦ Козјак	88	67	74	72	20	31	36	30	0	38	79	15	74	0	0	0	86	0	40	65	0	0	54	0	41	0	0	40	11	0	2	37	82	39	35	0	37	67	30	14
ХЕЦ Св. Петка	36	25	33	32	18	18	17	24	24	16	25	25	33	36	36	0	31	31	17	25	25	0	24	24	17	19	19	16	9	9	0	10	10	17	21	0	17	25	12	6

Табела 7.27 Проценка на можната Р/ф регулациона резерва нагоре во часот на настанување на максималното оптоварување и во 19 часот во сите трети среди во месеците во периодот 2013 – 2015

Име	Инсталирана моќност (MW)	МАКСИМАЛНО ОПТОВАРУВАЊЕ			ЈАНУАРИ-19h			ФЕВРУАРИ-19h			МАРТ-19h			АПРИЛ-19h			МАЈ-19h			ЈУНИ-19h			ЈУЛИ-19h			АВГУСТ-19h			СЕПТЕМВРИ-19h			ОКТОМВРИ-19h			НОЕМВРИ-19h			ДЕКЕМВРИ-19h		
		2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015			
ХЕЦ Маврово	213	38	1	10	0	102	31	0	32	15	7	43	84	0	34	0	48	0	0	0	0	0	0	0	48	0	57	0	0	0	0	0	92	30	19	82	32	0		
ХЕЦ Тиквеш	116	24	5	11	0	0	0	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	37	0	4	0	0	0	21	10	0		
ХЕЦ Глобочица	42	0	0	0	0	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9	0	0	10	0	0	10	0	0	13	0	0	18	21	0	0	14	0	0	0	12	0		
ХЕЦ Шпиље	84	11	1	2	0	0	22	0	7	6	0	3	7	0	2	0	0	0	0	0	16	0	21	0	0	22	0	2	29	0	25	3	23	0	13	8	4	9	0	
ХЕЦ Козјак	88	3	0	0	0	39	35	40	0	33	0	0	0	0	0	0	0	31	5	0	0	16	0	29	0	0	31	0	0	33	0	31	35	0	33	3	40	0		
ХЕЦ Св. Петка	36	4	0	0	11	11	12	5	5	13	4	4	0	0	0	0	0	12	4	4	0	5	5	12	10	13	0	0	0	0	0	12	8	0	12	4	17	0		
Максимална резерва - нагоре (MW)		81	6	23	11	167	101	53	45	67	12	51	90	0	37	0	48	9	43	10	30	0	43	15	42	81	23	103	29	18	46	73	23	60	149	38	69	120	112	7

Табела 7.28 Проценка на можната Р/ф регулациона резерва надолу во часот на настанување на максималното оптоварување и во 19 часот во сите трети среди во месеците во периодот 2013 – 2015

Име	Инсталирана моќност (MW)	МАКСИМАЛНО ОПТОВАРУВАЊЕ			ЈАНУАРИ-19h			ФЕВРУАРИ-19h			МАРТ-19h			АПРИЛ-19h			МАЈ-19h			ЈУНИ-19h			ЈУЛИ-19h			АВГУСТ-19h			СЕПТЕМВРИ-19h			ОКТОМВРИ-19h			НОЕМВРИ-19h			ДЕКЕМВРИ-19h		
		2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015			
ХЕЦ Маврово	213	68	106	96	0	4	75	0	74	91	99	63	23	0	72	0	58	0	0	0	0	0	0	0	0	58	0	49	0	0	0	0	0	14	77	87	24	74	0	
ХЕЦ Тиквеш	116	34	53	47	0	0	0	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	21	0	55	0	0	0	37	48	0		
ХЕЦ Глобочица	42	0	0	0	0	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12	0	0	11	0	0	11	0	0	8	0	0	3	0	0	0	7	0	0	0	0	9	0	
ХЕЦ Шпиље	84	31	41	40	0	0	20	0	35	36	0	39	36	0	40	0	0	0	0	0	26	0	21	0	0	20	0	40	13	0	17	39	19	0	29	34	38	33	0	35
ХЕЦ Козјак	88	41	0	0	0	5	9	4	0	11	0	0	0	0	0	0	13	39	0	0	28	0	15	0	0	13	0	0	0	11	0	13	9	0	11	41	4	0		
ХЕЦ Св. Петка	36	14	0	0	7	7	6	13	13	5	14	14	0	0	0	0	6	14	14	0	13	13	6	8	8	5	0	0	0	0	0	6	10	0	6	14	1	0		
Максимална резерва - надолу (MW)		188	200	183	7	23	110	67	122	144	113	116	58	0	112	0	58	12	19	53	51	0	61	24	21	86	16	108	13	3	17	71	19	81	62	110	142	149	136	35

Табела 7.29 Ангажираност на акумулационите ХЕЦ во часот на настанување на максималното месечно оптоварување во 2015 година

Име	Инсталирана моќност (MW)	ЈАНУАРИ	ФЕВРУАРИ	МАРТ	АПРИЛ	МАЈ	ЈУНИ	ЈУЛИ	АВГУСТ	СЕПТЕМВРИ	ОКТОМВРИ	НОЕМВРИ	ДЕКЕМВРИ
ХЕЦ Вруток	166	143	136	112	140	123	95	118	81	0	156	155	113
ХЕЦ Тиквеш	116	82	97	98	97	99	24	23	14	43	88	47	61
ХЕЦ Глобочица	42	37	39	37	37	38	36	20	35	35	35	35	35
ХЕЦ Шпиље	84	65	62	61	61	69	59	39	43	61	66	0	60
ХЕЦ Козјак	88	72	74	74	77	82	1	40	40	38	78	37	38
ХЕЦ Св. Петка	36	32	33	33	32	34	1	17	17	16	34	16	16

Табела 7.30 Проценка на можната Р/ф регулациона резерва нагоре во часот на настанување на максималното месечно оптоварување во 2015 година

Име	Инсталирана моќност (MW)	ЈАНУАРИ	ФЕВРУАРИ	МАРТ	АПРИЛ	МАЈ	ЈУНИ	ЈУЛИ	АВГУСТ	СЕПТЕМВРИ	ОКТОМВРИ	НОЕМВРИ	ДЕКЕМВРИ
ХЕЦ Вруток	166	0	0	21	0	10	37	15	51	0	0	0	20
ХЕЦ Тиквеш	116	11	0	0	0	0	0	0	0	49	5	46	32
ХЕЦ Глобочица	42	0	0	0	0	0	0	13	0	0	0	0	0
ХЕЦ Шпиље	84	2	5	6	6	0	8	29	24	6	1	0	7
ХЕЦ Козјак	88	0	0	0	0	0	0	30	30	32	0	33	33
ХЕЦ Св. Петка	36	0	0	0	0	0	0	12	12	13	0	13	13
Максимална резерва - нагоре (MW)		13	5	27	6	10	45	99	117	101	6	91	104

Табела 7.31 Проценка на можната Р/ф регулациона резерва надолу во часот на настанување на максималното месечно оптоварување во 2015 година

Име	Инсталирана моќност (MW)	ЈАНУАРИ	ФЕВРУАРИ	МАРТ	АПРИЛ	МАЈ	ЈУНИ	ЈУЛИ	АВГУСТ	СЕПТЕМВРИ	ОКТОМВРИ	НОЕМВРИ	ДЕКЕМВРИ
ХЕЦ Вруток	166	0	0	62	0	73	46	68	32	0	0	0	63
ХЕЦ Тиквеш	116	47	0	0	0	0	0	0	0	9	53	12	26
ХЕЦ Глобочица	42	0	0	0	0	0	0	8	0	0	0	0	0
ХЕЦ Шпиље	84	40	37	36	36	0	34	13	18	36	41	0	35
ХЕЦ Козјак	88	0	0	0	0	0	0	14	14	12	0	11	11
ХЕЦ Св. Петка	36	0	0	0	0	0	0	6	6	5	0	5	5
Максимална резерва - надолу (MW)		87	37	98	36	73	80	109	70	61	94	29	141

Табела 7.32 Ангажираност на акумулационите ХЕЦ во часот на настанување на минималното годишно и летно оптоварување во 2015 година

Име	Инсталирана моќност (MW)	Минимално оптоварување 2015	Минимално оптоварување 2015 (лето)
ХЕЦ Вруток	166	0	0
ХЕЦ Тиквеш	116	0	0
ХЕЦ Глобочица	42	0	0
ХЕЦ Шпиље	84	0	0
ХЕЦ Козјак	88	0	0
ХЕЦ Св. Петка	36	0	0

Табела 7.33 Проценка на можната P/f регулациона резерва нагоре во часот на настанување на минималното годишно и летно оптоварување во 2015 година

Име	Инсталирана моќност (MW)	Минимално оптоварување 2015	Минимално оптоварување 2015 (лето)
ХЕЦ Вруток	166	0	0
ХЕЦ Тиквеш	116	0	0
ХЕЦ Глобочица	42	0	0
ХЕЦ Шпиље	84	0	0
ХЕЦ Козјак	88	0	0
ХЕЦ Св. Петка	36	0	0
Максимална резерва - нагоре (MW)		0	0

Табела 7.34 Проценка на можната P/f регулациона резерва надолу во часот на настанување на минималното годишно и летно оптоварување во 2015 година

Име	Инсталирана моќност (MW)	Минимално оптоварување 2015	Минимално оптоварување 2015 (лето)
ХЕЦ Вруток	166	0	0
ХЕЦ Тиквеш	116	0	0
ХЕЦ Глобочица	42	0	0
ХЕЦ Шпиље	84	0	0
ХЕЦ Козјак	88	0	0
ХЕЦ Св. Петка	36	0	0
Максимална резерва - надолу (MW)		0	0

7.6.4 Можности за делење на поединечните видови на резерви помеѓу контролните области во рамките на SMM контролниот блок од ENTSO-E

Во [14] е предвидена можност за делење на поединечните видови на резерви во рамките на контролните блокови на ENTSO-E. Македонската преносна мрежа работи во контролниот блок Србија – Црна Гора – Македонија (SMM блок), а моментално контролниот блок го води Електромрежа на Србија (EMC).

Видовите на P/f резерви како што ги пропишува [14], прикажани се во табелата во продолжение.

Табела 7.35 Видови на P/f регулациони резерви и времиња на активирање

Вид на резерва	Поранешен назив во УСТЕ/ENTSO-E	Автоматско или рачно активирање	Време на активирање
FCR	Примарна резерва	Автоматско	< 30 секунди
aFRR	Секундарна резерва	Автоматско	< 15 минути
mFRR	Брза терциерна резерва	Рачно	< 15 минути
RR	Бавна терциерна резерва	Рачно	15 минути – 1 час

Литературата [14] пропишува можности за размена и делење на регулационите резерви. Под размена на резерви се дефинира концепт каде преносниот оператор има можност за пристап на резервните капацитети приклучени во друга контролна област, контролен блок или синхронно подрачје, со цел задоволување на сопствените потреби за одредени видови на регулациони резерви. Ваква размена на резерви значи дека резервите се зафатени од еден преносен оператор и не може да ги користи ниту еден друг оператор.

Под поимот делење на резерви се подразбира механизам во кој повеќе од еден преносен оператор резервира ист резервен капацитет при димензионирањето на сопствените резерви.

Димензионирањето и можностите за размена и делење на регулационите резерви, како што е пропишано во [14], прикажано е со следната табела.

Табела 7.36 Можности за размена и делење на P/f регулационите резерви [15]

Вид на резерва	Димензионирање на резерва	Размена на резерва	Делење на резерва
FCR	Референтен испад во ENTSO-E (3000 MW, симетрично), Поделено помеѓу TSO	ДА (до најмногу 30 % или 100 MW)	НЕ
aFRR + mFRR	Заеднички со RR, несиметрична резерва. Комбинација на детерминистичка проценка (референтно пореметување во LFC блокот) и пробабилистички проценки (балансиран 99 % од дебалансите во година дена)	ДА (до најмногу 50 %)	ДА (до најмногу 30 %)
RR	Заеднички со FRR	ДА (до најмногу 50 %)	ДА (до најмногу 30 %)

Регулативата на ENTSO-E, наскоро и на ЕУ, дозволува можност за делење на секундарната и брзата терциерна резерва, односно aFRR и mFRR за кои претходно опишаните анализи укажуваат дека

недостасува во РМ во постоечката состојба и ќе недостасува и во иднина, барем до 2030 година, кога се планира влегување во работа на поголем број на нови ХЕЦ, ТЕТО, ТЕЦ на гас и ТЕЦ на јаглен.

Размената на овие резерви е дозволена најмногу до 50 % од потребната вредност, а постои можност и за делење на тие резерви во рамките на контролниот блок до најмногу 30 % од потребната вредност.

Со размената и делењето и на бавната терциерна регулациона резерва (односно RR) до вредност од 50 % во размена и 30 % преку делење, евентуално би било можно да се ослободи дел од капацитетот за обезбедување на тој вид на резерва во РМ и да се користи за обезбедување на системски услуги во секундарна и брза терциерна P/f регулација.

Преку заедничко димензионирање на резервите во рамките на SMM блокот би било возможно (очекувано) да се намалат потребните резерви во поединечните контролни области, со тоа и во контролната област РМ, при што учеството на секој преносен оператор во обезбедувањето на потребните резерви се одредува врз основа на меѓусебен договор.

Преку принципот на размена на резервите, поединечен преносен оператор може да набавува до 50 % од потребните резерви од другите контролни области/блокови, било заради неможност за обезбедување на резервата во сопствената област, било заради можност за набавка на поединечни резерви по помала цена во соседните области.

Дополнителна можност за заштеда и обезбедување на резерви постои доколку помеѓу два или повеќе преносни оператори е договорено делење на одредени видови на резерви до величини од 30 % во однос на референтното пореметување нагоре и надолу.

Со проценетите потреби за P/f регулациона резерва (секундарна и брза терциерна) во вредности од ± 152 MW (2020 година) до ± 187 MW (2040 година), МЕПСО би можел до најмногу ± 76 MW (2020 година), односно ± 94 MW (2040 година) да набавува надвор од РМ преку размена, а претходно наведените вредности дополнително да ги намали доколку заедно со ЕМС и ЦГЕС во контролниот блок договори заедничко димензионирање на референтните пореметувања и делење на резервите до 30 % во однос на пресметаната резерва за така дефинираното референтно пореметување.

Во рамките на [15], заштедата во резерва заради можноста на делење на спората терциерна резерва (RR) во SMM контролниот блок се проценува за РМ на околу 100 MW (намалување од постоечките 200 MW на 100 MW доколку референтното пореметување се дефинира на 600 MW, колку што е најголемата моќност по блок во Србија, а така дефинираната моќност да се подели на ЕМС 400 MW, ЦГЕС 100 MW и МЕПСО 100 MW) [15].

Детална анализа на можноста за заедничко димензионирање, размена и делење на резервите во SMM контролниот блок излегува од рамките на оваа студија, но генерално може да се заклучи и да се препорача на МЕПСО, во соработката со соседните контролни области да се обиде да ги намали потребните регулациони резерви кои ги набавува од ЕЛЕМ, заради ограничените способности на постоечките електрични центри во РМ за обезбедување на подредени видови на резерви и заради намалување на вкупниот трошок кој настанува заради резервирањето на регулациониот капацитет.

7.6.5 Заклучоци за проценката на можностите за обезбедување на P/f регулациони резерви

Врз основа на претходно опишаните анализи, авторите сметаат дека од аспект на системските услуги за P/f регулација во ЕЕС на РМ, можно е до 2040 година да се интегрираат ВЕЦ и ФНЕЦ согласно анализираните сценарија на нивна изградба, имајќи предвид дека тие веројатно нема значително да ги зголемат потребните вредности за P/f регулациони резерви, но со следниве нужни активности и мерки:

Постоечка состојба и краткорочна идна состојба (2020)

1. МЕПСО и ЕЛЕМ во постоечката состојба, односно МЕПСО и потенцијалниот давател на системски услуги за P/f регулација во идна состојба во случај на приватни инвестиции во изградба на конвенционални електрични центри во ЕЕС на РМ, треба договорно да го регулираат начинот, вредностите и цената на обезбедување на помошни услуги во секундарна и брза терциерна P/f регулација, а плаќањето на извршените услуги треба да се спроведува врз основа на реално расположливите резерви и активираната енергија во регулација. На тој начин би се напуштила досегашната пракса за плаќање на системските услуги врз основа на годишна паушална вредност, без оглед на реалната расположливост и произведената енергија во регулација.
2. Примарната P/f регулациона резерва и енергијата произведена во оваа регулација би требало да се задржи како задолжителна системска услуга без посебен финансиски надомест, но секундарната, брзата терциерна и бавната терциерна P/f регулациона резерва и енергија произведена во тие видови на регулација би требало финансиски да се вреднува на тој начин што на давателот на системските услуги (ЕЛЕМ во постоечката состојба) нема да му донесе финансиски загуби.
3. РКЕ како регулаторна комисија мора да го одобри договорот за обезбедување на системски услуги помеѓу МЕПСО и ЕЛЕМ склучен на година дена (или уште подобро на 6-месечен период) и обновуван секоја идна година (односно секоја идна пола година), а трошоците кои произлегуваат од тие услуги во одреден дел (на пример 100 % за резерва и 0 % за енергија или 70 % за резерва и 0 % за енергија) треба да се валоризираат преку тарифата за пренос на ЕЕ.
4. Остатокот на трошоците за P/f регулација кои МЕПСО ќе ги плаќа на ЕЛЕМ треба да се надоместат преку механизмот на балансирање во кој треба да бидат вклучени сите субјекти кои предизвикуваат дебаланси, вклучително и електричните центри на ОИЕ (притоа треба да се провери дали постоечките електрични центри на ОИЕ можат да се сметаат за финансиски одговорни за дебалансиите согласно досегашните нивни договори и правните основи).
5. Ако електричните центри на ОИЕ бидат сметани за финансиски одговорни за дебалансиите, потребно е да им се овозможи сами да го планираат односно прогнозираат своето производство ден однапред, а МЕПСО треба да ги уважува нивните доставени возни редови. Ако ОИЕ не бидат сметани за финансиски одговорни за дебалансиите, нивното производство треба да го планира МЕПСО на тој начин што ќе се оспособи за користење на софистицирани програмски алатки за таа намена или ќе ја купува таа услуга од реномирани и искусни компании.
6. Бидејќи во постоечката состојба конвенционалните електрични центри (ТЕЦ и ХЕЦ) во сопственост на ЕЛЕМ предизвикуваат високи дебаланси во ЕЕС, потребно е дополнително да се анализира и да се предложи начин на кој дебалансиите на тие електрични центри значително би се намалиле односно минимизирал. ЕЛЕМ како давател на помошни услуги не смее да остварува финансиска добивка заради балансирање на електричните центри во негова сопственост и тоа треба правно да се дефинира во договорите за обезбедување на помошни услуги.
7. МЕПСО треба да се обиде да договори со ЕЛЕМ временски променливи резерви (кај секундарната резерва по можност временски што пократки вредности, идеално би било часовни вредности, кај брзата терциерна резерва минимално месечни вредности, најдобро е две дневни вредности – ноќна и дневна) и континуирано да го проценува потребните вредности на резервите (минимално 2 пати годишно односно секои 6 месеци).
8. Дополнителната изградба на ВЕЦ со моќност до 50 MW вкупно и ФНЕЦ со дополнителна моќност од 25 MW до 2020 година, нема значително да влијае на потребните резерви и затоа претходните препораки се независни од интеграцијата на ОИЕ, односно поставени се за да се подобри

водењето на системот и да се минимизираат дебалансите во контролната област РМ во рамките на SMM контролниот блок.

Среднорочна идна состојба (2025)

9. Квалитетот на прогнозата на производството на ВЕЦ и ФНЕЦ треба континуирано да се подобрува (истото се очекува ако финансиската одговорност за дебалансите се префрли на ОИЕ, односно ако МЕПСО се оспособи за употреба на напредно софтверски алатки за прогноза) и да се намали просечната грешка во прогнозата на производството на ВЕЦ од постоечките 20 % $P_{\max}$ на максимално 10 % $P_{\max}$.
10. Во случај на недостиг од расположлива секундарна и брза терциерна резерва, потребно е во рамките на SMM блокот да се пронајдат можности за обезбедување на дел од тие резерви согласно правилата дефинирани со ЕУ законодавството (на пример постоечкиот LF code), зависно од реалните потреби и анализа на расположливоста на обезбедените системски услуги во минатиот период.
11. Дополнителната изградба на ВЕЦ со моќност до 108 MW вкупно и ФНЕЦ со дополнителна моќност од 50 MW до 2025 година, нема значително да влијае на потребните резерви и затоа претходните препораки се независни од интеграцијата на ОИЕ, односно поставени се за да се минимизира трошокот на МЕПСО за обезбедување на разгледуваните системски услуги.

Долгорочна идна состојба (2030 и 2040 година)

12. Квалитетот на прогнозата на производството на ВЕЦ и ФНЕЦ треба континуирано да се подобрува, и да се намали просечната грешка во прогнозата на производството на ВЕЦ на максимално 5 % $P_{\max}$.
13. Ако се реализираат планираните проекти за изградба на акумулационите ХЕЦ и новите ТЕЦ на јаглен и гас, како и ако потребните резерви се намалат преку нивно делење и размена со соседните контролни области, не се очекуваат проблеми со недостиг на системски услуги потребни за балансирање на производството на ВЕЦ и ФНЕЦ.
14. Ако планираните проекти не се реализираат, треба детално да се анализира разгледуваната проблематика и одново да се проценат можностите за понатамошна интеграција на ВЕЦ и ФНЕЦ до конечно предвидените моќности во 2040 година од 503 MW во ВЕЦ и 266,7 MW во ФНЕЦ.
15. Ако планираните проекти не се реализираат, треба да се согледаат техничките можности и финансиските последици од вклучувањето на гасните ТЕЦ (дополнително и новите блокови во ТЕЦ на јаглен) во системските услуги за секундарна и брза терциерна P/f регулација.

7.7 ПРОЦЕНКА НА ЕВЕНТУАЛНИТЕ ОГРАНИЧУВАЊА ВО ИНТЕГРАЦИЈАТА НА ВЕЦ И ФНЕЦ ВО ПОГЛЕД НА РАСПОЛОЖЛИВИТЕ РЕЗЕРВИ ЗА РЕГУЛАЦИЈА НА НАПОНИТЕ И РЕАКТИВНИТЕ МОЌНОСТИ

Согласно Мрежните правила во РМ, дозволениот распон на напоните во преносната мрежа во нормални услови изнесува од 380 kV до 420 kV (за 400 kV мрежата) и од 99 kV до 121 kV (за 110 kV мрежата). Во рамките на кратки периоди на работа со пореметување, дозволен е распон на напоните:

- Во 110 kV мрежа од 88 kV до 93,5 kV за време од 30 минути, односно 93,5 kV до 99 kV до 60 минути, како и од 122,65 kV до 126,5 kV до 60 минути.
- Во 400 kV мрежа од 320 kV до 340 kV за време од 30 минути, односно од 340 kV до 360 kV за 60 минути, како и од 420 kV до 435 kV и од 435 kV до 440 kV за 60 минути.

МЕПСО е задолжен за регулација на напоните, како системска услуга важна за обезбедување на квалитетот на испорачаната ЕЕ на директните потрошувачи и дистрибутивната мрежа. Согласно правилата за работа на ENTSO-E, секој преносен оператор мора да биде способен да ги регулира напоните во мрежата која е во негова надлежност и да ги редуцира на минимум размените на реактивна моќност преку интерконективните водови.

Управувањето со напоните и тековите на реактивни моќности, МЕПСО го изведува со следниве мерки: давање налози на генераторите за производство/потрошувачка на реактивна моќност во рамките на дозволените технички можности согласно погонската карта на секој генератор, со нагонување на преносните односи на енергетските трансформатори, со вклучување/исклучување на компензационите уреди, со намалување на напонскиот профил во мрежата, со тополошки промени и со давање инструкции на операторот на дистрибутивната мрежа и директно приклучените потрошувачи за работа со фактор на моќност 0,95 (нормално е дозволена работа со фактор на моќност 0,9).

Во врска со енергетските паркови, Мрежните правила пропишуваат за напонската стабилност и регулацијата на тековите на реактивните моќности, трансформаторите со кои се поврзани на мрежа парковите да бидат изведени како регулациони, а МЕПСО има право да ја дефинира реактивната моќност согласно напоните во јазлите на приклучок. Секој парк/генератор мора да има способност за нагонување на производството/потрошувачката на реактивна моќност во распон од 0,95 индуктивно/капацитивно.

Современите ветерни турбини приклучени на преносната мрежа преку претворувач на целосна моќност, способни се динамички да произведуваат/трошат реактивна моќност согласно барањата на операторот на системот, со можност за дополнително управување со реактивната моќност преку трансформаторот во приклучната ТС, опремен со автоматски регулатор на напонот (преносниот однос). Затоа во пресметките опишани во главата 6 од оваа студија, сите ВЕЦ се моделирани со способност да произведуваат/трошат реактивна моќност во распон на факторот на моќност во 110 kV јазол на приклучок на мрежата од 0,95 индуктивно/капацитивно.

Со оглед на тоа што за сите ФНЕЦ е претпоставен приклучок на дистрибутивната мрежа и моделирани се како еквивалентен генератор приклучен на соодветните TS 110/x kV (поглавје 1.5), во пресметките е претпоставено дека таквиот еквивалентен генератор работи со фактор на моќност еднаков на 1, односно ФНЕЦ не обезбедуваат реактивна поддршка на ниво на преносната мрежа.

Пресметките на тековите на моќност во главата 6 не укажуваат на евентуални ограничувања во интеграцијата на ВЕЦ и ФНЕЦ во поглед на напонските прилики во мрежата и способностите за Q/U регулација.

8. ПРОЦЕНКА НА ВКУПНИТЕ ТРОШОЦИ ЗА ИНТЕГРИРАЊЕ НА РАЗЛИЧНИ ТИПОВИ НА ПОВЛАСТЕНИ ОИЕ ВО ЕЕС НА РМ

Вкупните трошоци за интеграцијата на ВЕЦ и ФНЕЦ во ЕЕС РМ, според анализираните сценарија на нивната изградба, разгледувани се преку следните категории на трошоци:

- Трошоци потребни за изградба/зајакнување/ревитализација на преносната мрежа,
- Трошоци за обезбедување на потребните системски услуги,
- Трошоци за поттикнување на производството на ВЕЦ и ФНЕЦ врз основа на feed-in тарифите.

Во вкупните трошоци не се вклучени трошоците за потребниот развој на дистрибутивната мрежа, кои најмногу ќе бидат предизвикани од приклучокот на ФНЕЦ, односно претпоставено е дека заради интеграцијата на ВЕЦ и ФНЕЦ нема да се менува надоместокот за дистрибуција на ЕЕ во однос на постоечката состојба.

Претходно наведените трошоци пресметни се за целиот систем при постоечкото ниво на интеграција на ВЕЦ и ФНЕЦ, а потоа се пресметани вкупните трошоци кои настануваат заради зголемувањето на инсталираната моќност на ВЕЦ и ФНЕЦ согласно анализираните сценарија. Разликата помеѓу вкупните трошоци за интеграцијата на ВЕЦ со вкупна моќност до 503 MW и ФНЕЦ со вкупна моќност до 267 MW и трошоците на постоечкото ниво на нивна интеграција (ВЕЦ со вкупна моќност 37,6 MW и ФНЕЦ со вкупна моќност 16,67 MW), ги претставува дополнителните трошоци кои произлегуваат од нивната интеграција и се опишани во продолжението на ова поглавје.

На крајот од поглавјето е проценето влијанието на дополнителните трошоци заради интеграцијата на ВЕЦ и ФНЕЦ на одредените категории од вкупната цена на ЕЕ која ќе ја плаќаат потрошувачите во РМ и оценето е влијанието на интеграцијата врз варијабилниот (пазарниот) дел од вкупната цена на ЕЕ. Исто така е наведено мислењето на авторите на оваа студија, како таа интеграција може да влијае на пазарните односи во РМ.

8.1 ДОПОЛНИТЕЛНИ ТРОШОЦИ ЗАРАДИ ЗАЈАКНУВАЊЕ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА

Потребните зајакнувања на преносната мрежа заради интеграцијата на ВЕЦ и ФНЕЦ (во овој случај доминантно е влијанието на ВЕЦ), идентифицирани се во главата 6.

Трошоците за зајакнување на преносната мрежа се пресметани врз основа на единечните планирачки цени за високонапонската опрема усогласени со МЕПСО, согласно кои поединечните зафати во мрежата го имаат следниот единечен трошок (Табела 5.1):

- 80.000 €/km е трошокот за изградба на нов вод 110 kV со спроводници ACSR 240/40 mm²,
- 90.000 €/km е трошокот за изградба на нов вод 110 kV со спроводници AAAC-Z,
- 10 % од вкупната инвестиција е трошокот за демонтажа на постоечкиот вод/спроводници,
- Замена на спроводниците (без замена на столбовите) изнесува 32.000 €/km за ACSR 240/40 mm², односно за 36.000 €/km за AAAC-Z,
- Единечниот трошок за далекуводно поле 110 kV е 225.000 €, при изградба на нов вод на вкупните трошоци се додаваат две такви полиња (+500.000 € на вкупниот трошок за изградба на новиот вод 110 kV).

Вкупните дополнителни трошоци за зајакнување на преносната мрежа, кои се предизвикани од интеграцијата на ВЕЦ и ФНЕЦ во периодот до 2040 година, проценети се на околу **2,6 милиони €**

(Табела 8.1). Вкупните дополнителни трошоци се предизвикани со интеграцијата на 503 MW на ВЕЦ, која се предвидува во периодот до 2040 година, додека интеграцијата на ВЕЦ со моќност 228 MW до 2030 година не предизвикува дополнителни трошоци за зајакнување на преносната мрежа во однос на системските потреби.

Табела 8.1 Дополнителни трошоци за зајакнување на преносната мрежа заради интеграцијата на ВЕЦ и ФНЕЦ

Временски пресек	Инвестиција	Трошок (€)		
		Спроводници ACSR 240	Спроводници AAAC-Z	Разлика на трошоците (€)
до 2020 година	-	-	-	-
до 2025 година	Ревитализација на водот 110 kV Валандово - Дуброво (замена на спроводници)	1.383.360 (1)	1.556.280 (2)	172.920
	Изградба на нов вод 110 kV Валандово - Дуброво 2	3.594.000 (1)	3.987.000 (2)	393.000
до 2030 година	-	-	-	-
до 2040 година	Изградба на нов вод 110 kV Валандово - Струмица 1	-	2.025.000	2.025.000
ВКУПНО (€)				2.590.920

(1) заради системски потреби

(2) заради интеграцијата на ВЕЦ

* изградбата не е потребна без дополнителна интеграција на ВЕЦ и ФНЕЦ

Околу 565.920 € од вкупните дополнителни трошоци е потребно да се вложат до 2025 година, бидејќи тогаш е планирана изградбата на новиот вод Валандово – Дуброво и ревитализација на постоечкиот вод, додека останатите 2.025.000 € потребно е да се вложат во периодот помеѓу 2030 и 2040 година, кога предвидената моќност на ВЕЦ се зголемува од 228 MW на вкупни 503 MW.

Со оглед на тоа што вкупните дополнителни трошоци за зајакнување на мрежата за интеграцијата на ВЕЦ се предизвикани со вкупната изградбата на новите ВЕЦ, а не со изградбата на поединечни ВЕЦ, а исто така дел се предизвикани со изградбата на ХЕЦ Градец, понатаму е претпоставено дека дополнителните трошоци ќе се покријат од надоместокот за пренос на ЕЕ⁴⁶ и дека ќе бидат финансирани со динамиката прикажана во следната табела.

Табела 8.2 Динамика на вложувањата во зајакнување на преносната мрежа заради интеграцијата на ВЕЦ и ФНЕЦ

Период	Трошок (€)	Трошок (€/годишно)
до 2020	0	0
2021-2025	565.920	113.184
2026-2030	0	135.000
2031-2040	2.456.000	135.000

Со цел рамномерна распределба на трошоците за зајакнување на мрежата во анализираниот период до 2040 година, а со тоа и избегнување на изразено скоковити промени на надоместокот за пренос на ЕЕ, претпоставено е дека во зајакнувањето на мрежата предизвикано од интеграцијата на ВЕЦ нема да

⁴⁶ Начинот на кој Мрежните правила ја дефинираат одговорноста за трошоците за зајакнување на мрежата, коментиран е во главата 10.

се вложува до 2020 година, додека трошокот кој настанува за временскиот пресек 2025 година рамномерно ќе се подели на петгодишен период 2021 – 2025 година, а дополнителниот трошок кој настанува за временскиот пресек 2040 година рамномерно ќе се подели на 15 годишниот период 2026 – 2040 година.

Согласно опишаната претпоставка за динамиката на вложувањето, во периодот од 2021 до 2025 година во зајакнување на мрежата ќе треба дополнително да се вложува 113.184 €/годишно, додека во периодот од 2026 до 2040 година дополнителните годишни вложувања ќе изнесуваат 135.000 €/годишно.

8.2 ДОПОЛНИТЕЛНИ ТРОШОЦИ ЗАРАДИ ОБЕЗБЕДУВАЊЕ НА СИСТЕМСКИТЕ УСЛУГИ

Анализата на влијанието на дополнителната интеграција на ВЕЦ и ФНЕЦ на системските услуги е прикажана во главата 7 од студијата, заедно со проценката на вкупните трошоци кои МЕПСО може да ги има заради обезбедувањето на тие услуги. Трошоците се однесуваат на секундарната и брзата терциерна P/f регулација, а поделени се помеѓу трошоци за регулациони резерви и трошоци за енергија произведена во регулација, врз основа на претпоставките опишани во поглавјето 5.3.

Со оглед што во главата 7, вкупните трошоци за секундарна и брза терциерна P/f регулација се пресметни на три нивоа на просечната грешка во прогнозата на производството на ВЕЦ (20 % P_{VE_max} , 10 % P_{VE_max} и 5 % P_{VE_max}), при проценката на дополнителните трошоци се претпоставени следните грешки на тие прогнози во поединечните временски пресеци:

- 20 % P_{VE_max} за временскиот пресек 2020 година,
- 10 % P_{VE_max} за временскиот пресек 2025 и 2030 година,
- 5 % P_{VE_max} за временскиот пресек 2040 година.

Пресметаните трошоци за разгледуваните видови на регулација претставуваат вкупна годишна вредност која МЕПСО ќе мора да ја плаќа на давателот (давателите) на помошните услуги, а за кој е претпоставено дека ќе се покрива од надоместокот за пренос на ЕЕ и прикажани се на следната табела.

Табела 8.3 Вкупни трошоци за системските услуги во секундарна и брза терциерна P/f регулација заради интеграцијата на ВЕЦ и ФНЕЦ

Помошна услуга	Трошок (милиони €/годишно)				
	Постоечка состојба	2020	2025	2030	2040
Вкупниот годишен трошок за секундарната резерва - $C(P_{ASR})$	6,51	6,51	6,51	6,51	6,51
Вкупниот годишен трошок за брзата терциерна резерва - $C(P_{TR})$	12,09	12,45	12,75	14,98	16,49
Вкупниот годишен трошок за енергијата произведена во секундарна регулација - $C(W_{ASR})$	0,9	1,09	1,41	2,47	3,14
Вкупниот годишен трошок за енергијата произведена во терциерна регулација - $C(W_{TR})$	0,8	0,82	0,89	1,39	2,71
ВКУПНО	20,3	20,87	21,55	25,35	28,85

Табела 8.4 Дополнителни трошоци за системските услуги во секундарна и брза терциерна P/f регулација заради интеграцијата на ВЕЦ и ФНЕЦ во однос на постоечката состојба

Година	Трошок (€/годишно)
2020	570.000
2025	1.250.000
2030	5.050.000
2040	8.550.000

Претходната табела ги прикажува дополнителните трошоци по поединечните временски пресеци, кои настануваат како последица на интеграцијата на ВЕЦ и ФНЕЦ во однос на постоечката состојба. Потребно е да се нагласи дека под поимот „постоечка состојба“ не се смета моменталната пракса каде МЕПСО му плаќа на ЕЛЕМ за сите системски услуги преку паушална годишна вредност, туку се смета проценката на вкупниот трошок за секундарна и брза терциерна P/f регулација која МЕПСО би ја плаќал на ЕЛЕМ, денес пресметана со користење на истата методологија и единечни цени, како при проценката на трошоците за поголеми нивоа на интеграција на ВЕЦ и ФНЕЦ во иднина.

8.3 ДОПОЛНИТЕЛНИ ТРОШОЦИ ЗАРАДИ FEED-IN ТАРИФИТЕ

Моментално производството на ВЕЦ и ФНЕЦ се поттикнува со повластена „feed-in“ тарифа, како што е опишано во поглавјето 4.1 од оваа студија. Во истото поглавје се прикажани вредностите на постоечките „feed-in“ тарифи (Табела 4.1).

Моменталното ниво на годишното производство на ВЕЦ изнесува околу 121 GWh, а на ФНЕЦ околу 23 GWh. Прогнозата на годишното производство на ВЕЦ и ФНЕЦ согласно анализираните сценарија на нивна изградба, прикажано е во поглавјето 3.3 од студијата (Табела 3.7).

Согласно прикажаната проценка и анализираните сценарија за изградба, ВЕЦ би произведувале од 160 GWh во 2020 година до 1,5 TWh во 2040 година, а ФНЕЦ од 51 GWh во 2020 година до 321 GWh во 2040 година.

Дополнителното годишно производство на ВЕЦ и ФНЕЦ во однос на денешната состојба, прикажано е во следната табела.

Табела 8.5 Проценка на дополнителното годишно производство на ВЕЦ и ФНЕЦ во однос на постоечката состојба согласно анализираните сценарија на нивна изградба

Година	Дополнително годишно производство на ВЕЦ (GWh)	Дополнително годишно производство на ФНЕЦ (GWh)
2020	39,60	28,32
2025	213,60	58,07
2030	573,60	178,02
2040	1.398,60	298,01

Претпоставувајќи дека и понатаму, се до 2040 година, ќе се поттикнува производството на ВЕЦ и ФНЕЦ со feed-in тарифи, со вредности на тие тарифи како што е претпоставено во поглавјето 4.4.3 од оваа студија (89 €/MWh за ВЕЦ до 2025 година, а после тоа 71 €/MWh, 120 €/MWh за ФНЕЦ до 2025 година,

а после тоа 85 €/MWh⁴⁷), заради дополнителното производство на ВЕЦ и ФНЕЦ прикажано во претходната табела, би било потребно да се платат сумите прикажани со следната табела.

Табела 8.6 Просечни зголемувања на годишните трошоци за поттикнување производството на ВЕЦ и ФНЕЦ преку „feed-in“тарифи во однос на постоечката состојба

Година	Трошок за производството на ВЕЦ (€/годишно)	Трошок за производството на ФНЕЦ (€/годишно)	Вкупен трошок за производството на ВЕЦ и ФНЕЦ (€/годишно)
2020	3.524.400	3.398.670	6.923.070
2025	19.010.400	6.968.191	25.978.591
2030	40.725.472	15.131.522	55.856.995
2040	99.300.472	25.330.697	124.631.169

Бидејќи дополнителните трошоци, за производството на ВЕЦ и ФНЕЦ кое се поттикнува преку „feed-in“ тарифи, од социо – економски фактори се еднакви на разликата помеѓу повластената цена (feed-in тарифата) и моменталната пазарна големопродажна цена (производство) на ЕЕ, во продолжение е прикажана проценката на вкупните трошоци на производството на ВЕЦ и ФНЕЦ пресметна врз основа на таа разлика, при што големопродажната цена за разгледуваниот временски пресек, претпоставена е врз основа на разгледувањата во поглавјето 4.3 од оваа студија (Error! Reference source not found.).

Табела 8.7 Проценка на дополнителните годишни трошоци за поттикнување на производството на новите ВЕЦ и ФНЕЦ преку „feed-in“тарифи во однос на големопродажната цена на ЕЕ

Година	(Feed-in ВЕЦ – пазарна цена) (€/MWh)	(Feed-in ФНЕЦ – пазарна цена) (€/MWh)	Трошок за ВЕЦ (€/год.)	Трошок за ФНЕЦ (€/год.)	Трошок заради “feed-in” тарифи (€/год.)
2020	48,4	79,4	1.916.640	2.248.787	4.165.427
2025	43,4	74,4	9.270.240	4.320.278	13.590.518
2030	14,6	28,6	8.374.534	5.091.312	13.465.846
2040	14,6	28,6	20.419.534	8.523.035	28.942.568

Заради дополнителна изградба на ВЕЦ и ФНЕЦ во однос на постоечката состојба и заради поттикнувањето на нивното производство преку „feed-in“ тарифи за кои е претпоставено дека и во иднина ќе бидат значително поголеми од големопродажната цена (пазарната) цена на ЕЕ, настануваат дополнителни трошоци кои ќе ги плаќаат потрошувачите во РМ, во вредност од околу 4 милиони € за 2020 година, до околу 29 милиони € за 2040 година.

Треба да се нагласи дека претходно наведените дополнителни трошоци се проценети врз основа на претпоставката за задржување на feed-in тарифите се до 2040 година (иако е претпоставено постепено намалување на тие тарифи после 2025 година), но можно е и друго сценарио по кое поттикнувањето на производството на ЕЕ од ОИЕ во Македонија ќе се стопира после исполнувањето на моментално дефинираните квоти, што ќе биде резултат првенствено на политичка одлука. Оваа студија не дава никаква препорака во тој поглед, ниту детално ги анализира последиците од било која политичка одлука во однос на идната интеграција на ОИЕ.

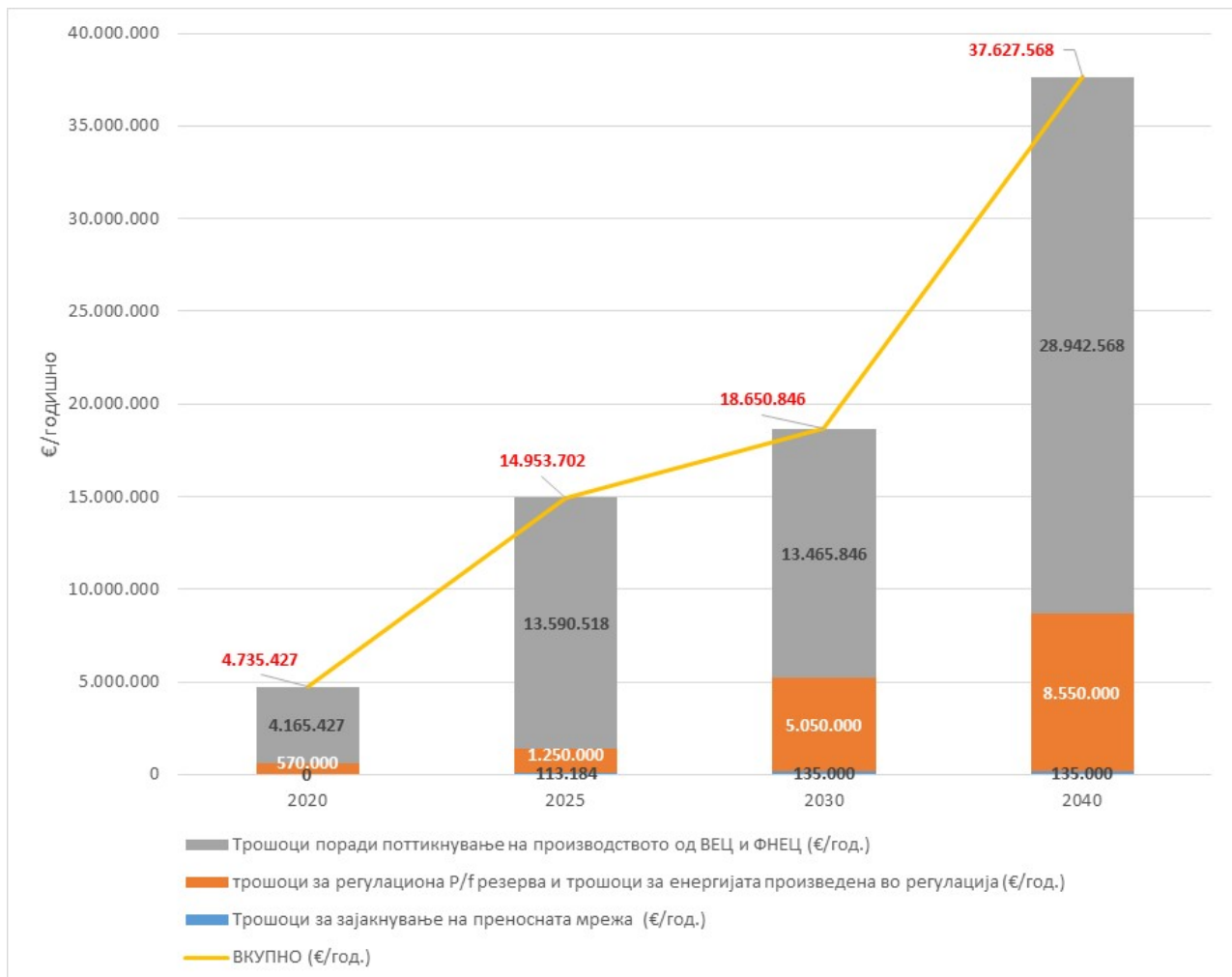
⁴⁷ Претпоставка е дека сите нови ФНЕЦ имаат моќност поголема од 0,05 MW, а помала од 1 MW и повластената цена се однесува на таа големина на изградба.

8.4 ВКУПНИ ДОПОЛНИТЕЛНИ ТРОШОЦИ ЗАРАДИ ИНТЕГРАЦИЈА НА ВЕТЕРНИ И ФОТОНАПОНСКИ ЕЛЕКТРИЧНИ ЦЕНТРАЛИ

Доколку се сумираат сите претходно наведени дополнителни трошоци, кои се проценети како резултат на понатамошната интеграција ВЕЦ и ФНЕЦ, се добиваат вкупните трошоци за зголемувањето на нивната интеграција, прикажани во табелата во продолжение.

Табела 8.8 Проценка на вкупните дополнителни годишни трошоци за производството на ВЕЦ и ФНЕЦ во однос на постоечкото ниво на интеграција на ВЕЦ и ФНЕЦ

Година	Трошок за зајакнување на мрежата (€/год.)	Трошок за P/f регулација (€/год.)	Трошок за feed-in тарифи (€/год.)	Вкупен дополнителен трошок (€/год.)
2020	0	570.000	4.165.427	4.735.427
2025	113.184	1.250.000	13.590.518	14.953.702
2030	135.000	5.050.000	13.465.846	18.650.846
2040	135.000	8.550.000	28.942.568	37.627.568



Слика 8.1 Проценка на дополнителните трошоци за интеграција на ВЕЦ и ФНЕЦ и учество на поединечните категории на трошоците

Во дополнителните трошоци за интеграција на ВЕЦ и ФНЕЦ, поединечните категории на зголемувањето на трошоците го сочинуваат процентуалното учество во вкупното зголемување на трошоците и тоа со следните вредности:

Година	Трошок за зајакнување на мрежата (%)	Трошок за P/f регулација (%)	Трошок за feed-in тарифи (%)
2020	0,0%	12,0%	88,0%
2025	0,8%	8,4%	90,9%
2030	0,7%	27,1%	72,2%
2040	0,4%	22,7%	76,9%

Очигледно е дека најголемиот дел од дополнителните трошоци произлегува од поттикнувањето на производството на ЕЕ од ОИЕ, а учеството на зголемените трошоци за регулација е умерено, додека трошокот за потребните зајакнувања во мрежата е минимален.

Со оглед на тоа што интеграцијата на ВЕЦ и ФНЕЦ во РМ нема да влијае на големопродажната цена на ЕЕ во поширокиот регион (со претпоставка дека цената на снабдувањето на малопродажниот пазар ќе биде пропорционална на големопродажната цена, интеграцијата на ВЕЦ и ФНЕЦ нема да влијае ниту на надоместокот за снабдување со ЕЕ⁴⁸), како и со претпоставката дека нема да влијае ниту на надоместокот за дистрибуција на ЕЕ, бидејќи оваа студија не ги анализираше потребните зајакнувања на дистрибутивната мрежа заради приклучокот на ФНЕЦ, вкупниот дополнителен трошок за интеграцијата ќе предизвика зголемување на трошоците за пренос на ЕЕ, во кои се вклучени и трошоците за организирање и управување со пазарот на ЕЕ кои исто така ги извршува МЕПСО.

Надоместокот за пренос на ЕЕ го плаќаат сите директно приклучени потрошувачи и потрошувачите приклучени на дистрибутивната мрежа. Затоа дополнителниот трошок изразен по MWh потрошена ЕЕ зависи од идната потрошувачка на директните и дистрибутивните потрошувачи, а која во оваа студија е прогнозирана како што е опишано во поглавјето 3.1, за три сценарија на можен пораст на потрошувачката до 2040 година (А: повисока стапка на пораст *rast*, В: пониска стапка на пораст, С: повисока стапка на пораст и нови директни потрошувачи).

Табела 8.9 Проценка на вкупната потрошувачка на директните и дистрибутивните потрошувачи во РМ [9]

Година	Вкупна финална потрошувачка на ЕЕ (GWh)		
	СЦЕНАРИО А	СЦЕНАРИО В	СЦЕНАРИО С
2020	7.704	7.426	7.763
2025	8.691	8.160	9.342
2030	9.783	8.828	10.884
2040	12.296	9.498	13.397

Доколку дополнителниот трошок за интеграцијата на ВЕЦ и ФНЕЦ согласно табелата (Табела 8.8) го поделиме со вкупната потрошувачка на ЕЕ, ги добиваме дополнителните трошоци за интеграција по 1 MWh потрошена ЕЕ, како што е прикажано во табелата во продолжение, со претпоставка дека дополнителните трошоци во целост се изразуваат преку надоместокот за пренос на ЕЕ во која се вклучени и трошоците за организирање и управување со пазарот.

⁴⁸ Оваа претпоставка не мора да биде точна ако на снабдувачите им се наметне обврска за откуп на ЕЕ произведена од ОИЕ.

Табела 8.10 Проценка на потребното зголемување на надоместокот за пренос на ЕЕ (вклучувајќи го и надоместокот за организирање и управување со пазарот) заради интеграцијата на дополнителни ВЕЦ и ФНЕЦ

Година	Зголемување на надоместокот за пренос на ЕЕ (€/MWh)		
	СЦЕНАРИО А	СЦЕНАРИО В	СЦЕНАРИО С
2020	0,61	0,64	0,61
2025	1,72	1,83	1,60
2030	1,91	2,11	1,71
2040	3,06	3,96	2,81

Зависно од финалната потрошувачка на ЕЕ во РМ, надоместокот за пренос на ЕЕ би можел да расте во следните распони, заради зголемената интеграција на ВЕЦ и ФНЕЦ:

0,61 – 0,64 €/MWh за 2020 година,

1,60 – 1,83 €/MWh за 2025 година,

1,71 – 2,11 €/MWh за 2030 година,

2,81 – 3,96 €/MWh за 2040 година.

Постоечкото ниво на надоместокот за пренос на ЕЕ и организирање и управување со пазарот, изнесува 4,24 €/MWh.

8.5 ВЛИЈАНИЕ НА ИНТЕГРАЦИЈАТА НА ВЕТЕРНИТЕ И ФОТОНАПОНСКИТЕ ЕЛЕКТРИЧНИ ЦЕНТРАЛИ НА МАЛОПРОДАЖНАТА ЦЕНА НА ЕЕ И СТРУКТУРАТА НА ЦЕНАТА

Како што е опишано во поглавјето 4.2 и 4.3, вкупната просечна цена на ЕЕ се состои, односно ќе се состои кога во РМ ќе се воведат услови за потполно отворен пазар без регулација од страна на РКЕ на цента на производството и надоместокот за снабдување со ЕЕ, од следните категории:

1. Надоместок за снабдување со ЕЕ (во постоечкиот регулиран пазар, оваа компонента на цената ја претставува регулираната цена за производство на АД ЕЛЕМ – Скопје, по која снабдувачот (ЕВН Македонија) е должен да ја откупи произведената ЕЕ од ЕЛЕМ).
2. Надоместок за пренос на ЕЕ.
3. Надоместок за дистрибуција на ЕЕ.
4. Данок на додадена вредност (ДДВ).

При анализата на влијанието на интеграцијата на ВЕЦ и ФНЕЦ на вкупната малопродажна цена и структурата на таа цена, направени се следните претпоставки:

- Надоместокот за снабдување со ЕЕ ќе биде поголем за 15 % од пазарната големопродажна цена на ЕЕ, прикажана со сликата (Слика 4.4)⁴⁹.
- Надоместокот за дистрибуција на ЕЕ останува непроменет во однос на денешната состојба согласно претходно опишаните причини.
- Данокот на додадена вредност (ДДВ) останува 18 % до крајот на разгледуваниот период.
- Дополнителните трошоци за интеграцијата на ВЕЦ и ФНЕЦ се изразуваат со зголемување на надоместокот за пренос на ЕЕ со вредности прикажани во претходната табела (Табела 8.10).

⁴⁹ ОВАА ПРЕТПОСТАВКА НИКАКО НЕ ВЛИЈАЕ НА ИДНАТА ЦЕНА НА СНАБДУВАЊЕТО СО ЕЕ, КОЈА МОЖЕ ДА БИДЕ И ПОНИСКА ОД ПРЕТПОСТАВЕНАТА (ВО РАСПОНОТ ОД ГОЛЕМОПРОДАЖНАТА ЦЕНА ДО ПРЕТПОСТАВЕНАТА ЦЕНА), ЗА ЗАВИСИ ОД НИЗА НА ФАКТОРИ НА ВЛИЈАНИЕ (БРОЈОТ НА АКТИВНИ СНАБДУВАЧИ, ПРЕКУГРАНИЧНИТЕ ЗАГУШУВАЊА, ПАЗАРНИ ОДЛУКИ, МАРКЕТИНГ, ИДНИОТ СТАНДАРД НА ПОТРОШУВАЧИТЕ ВО РМ И ДР.).

Постоечката цена на ЕЕ во РМ е опишана во поглавјето 4.2 од студијата (Табела 4.2), а просечно изнесува 71,52 €/MWh без ДДВ, односно 84,39 €/MWh со ДДВ⁵⁰, и ја има следната структура:

АД ЕЛЕМ – Скопје, Цена за производство	41,02 €/MWh	57,4% од вкупната цена без ДДВ	48,6% од вкупната цена со ДДВ
ЕВН Македонија АД – Скопје, Тарифа за дистрибуција	26,26 €/MWh	36,7% од вкупната цена без ДДВ	31,1% од вкупната цена со ДДВ
АД МЕПСО – Скопје, Тарифа за пренос, Тарифа за организирање и управување со пазарот на електрична енергија	4,25 €/MWh	5,9% од вкупната цена без ДДВ	5,0% од вкупната цена со ДДВ
ДДВ	12,87 €/MWh	-	15,3% од вкупната цена со ДДВ
ВКУПНО БЕЗ ДДВ	71,52 €/MWh		
ВКУПНО СО ДДВ	84,39 €/MWh		

Структурата на идната цена на ЕЕ (вклучена е проценката на сегашната цена на снабдувањето кога во РМ би функционирал отворен пазар, за да може идната пазарна цена да се споредува со постоечката регулирана цена) со интеграција на ВЕЦ и ФНЕЦ согласно анализираното сценарио, за сценариото А на потрошувачката би изнесувала:

КАТЕГОРИИ НА МАЛОПРОДАЖНАТА ПРОСЕЧНА ЦЕНА	2017 во пазарни услови	2020	2025	2030	2040
Надомест за снабдување (€/MWh)	47,17	46,69	52,44	64,86	64,86
ЕВН Македонија АД – Скопје, Тарифа за дистрибуција (€/MWh)	26,26	26,26	26,26	26,26	26,26
АД МЕПСО – Скопје, Тарифа за пренос, Тарифа за организирање и управување со пазарот на електрична енергија (€/MWh)	4,25	4,86	5,97	6,16	7,31
ДДВ (€/MWh)	13,98	14,01	15,24	17,51	17,72
ВКУПНО БЕЗ ДДВ (€/MWh)	77,67	77,81	84,66	97,27	98,42
ВКУПНО СО ДДВ (€/MWh)	91,65	91,81	99,90	114,78	116,14
% Зголемување на вкупната цена со ДДВ во однос на постоечката состојба	-	0,17%	9,00%	25,24%	26,72%
% Зголемување заради интеграцијата на ВЕЦ и ФНЕЦ	-	0,79%	2,22%	2,46%	3,94%

Во случајот кога би се претпоставила непроменлива големопродажна цена на ЕЕ, односно надоместок за снабдување со ЕЕ, во текот на целиот период на разгледување, интеграцијата на ВЕЦ и ФНЕЦ би довела до пораст на просечната малопродажна цена од 0,79 % во 2020 година до 3,94 % во 2040 година.

⁵⁰ Конверзијата на денарите во € е извршена по курсот 1 €=61,5 денари.

Учеството на пазарната цена, односно надоместокот за снабдување во вкупната цена на ЕЕ со ДДВ, за анализираното сценарио изнесува:

Година	Учество на пазарниот дел во вкупната цена на ЕЕ со ДДВ
2017	51,47%
2020	50,85%
2025	52,49%
2030	56,51%
2040	55,85%

Согласно прикажаната проценка, во анализираното сценарио на пораст на потрошувачката ([Сценарио А – повисока стапка на пораст](#)), учеството на пазарната компонента во вкупната просечна цена на ЕЕ останува преку 50 % без оглед на анализираната висока интеграција на ВЕЦ и ФНЕЦ.

Ако се анализира [сценариото В](#) на порастот на потрошувачката (пониска стапка на пораст), структурата на идната цена на ЕЕ би изнесувала:

КАТЕГОРИИ НА МАЛОПРОДАЖНАТА ПРОСЕЧНА ЦЕНА	2017 во пазарни услови	2020	2025	2030	2040
Надомест за снабдување (€/MWh)	47,17	46,69	52,44	64,86	64,86
ЕВН Македонија АД – Скопје, Тарифа за дистрибуција (€/MWh)	26,26	26,26	26,26	26,26	26,26
АД МЕПСО – Скопје, Тарифа за пренос, Тарифа за организирање и управување со пазарот на електрична енергија (€/MWh)	4,25	4,88	6,08	6,36	8,21
ДДВ (€/MWh)	13,98	14,01	15,26	17,55	17,88
ВКУПНО БЕЗ ДДВ (€/MWh)	77,67	77,83	84,77	97,48	99,33
ВКУПНО СО ДДВ (€/MWh)	91,65	91,84	100,03	115,02	117,20
% Зголемување на вкупната цена со ДДВ во однос на постоечката состојба	-	0,20%	9,15%	25,50%	27,88%
% Зголемување заради интеграцијата на ВЕЦ и ФНЕЦ	-	0,82%	2,36%	2,72%	5,10%

Учеството на пазарната цена, односно надоместокот за снабдување во вкупната цена на ЕЕ со ДДВ, за анализираното сценарио В изнесува:

Година	Учество на пазарниот дел во вкупната цена на ЕЕ со ДДВ
2017	51,47%
2020	50,84%
2025	52,42%
2030	56,39%
2040	55,34%

Согласно прикажаната проценка, во анализираното сценарио на пораст на потрошувачката (Сценарио В – пониска стапка на пораст), учеството на пазарната компонента во вкупната просечна цена на ЕЕ останува преку 50 %.

Ако се анализира [сценариото С](#) на пораст на потрошувачката (повисока стапка на пораст и приклучок на нови директни потрошувачи), структурата на идната цена на ЕЕ би изнесувала:

КАТЕГОРИИ НА МАЛОПРОДАЖНАТА ПРОСЕЧНА ЦЕНА	2017 во пазарни услови	2020	2025	2030	2040
Надомест за снабдување (€/MWh)	47,17	46,69	52,44	64,86	64,86
ЕВН Македонија АД – Скопје, Тарифа за дистрибуција (€/MWh)	26,26	26,26	26,26	26,26	26,26
АД МЕПСО – Скопје, Тарифа за пренос, Тарифа за организирање и управување со пазарот на електрична енергија (€/MWh)	4,25	4,86	5,85	5,96	7,06
ДДВ (€/MWh)	13,98	14,00	15,22	17,47	17,67
ВКУПНО БЕЗ ДДВ (€/MWh)	77,67	77,80	84,54	97,08	98,17
ВКУПНО СО ДДВ (€/MWh)	91,65	91,81	99,76	114,55	115,84
% Зголемување на вкупната цена со ДДВ во однос на постоечката состојба	-	0,17%	8,85%	24,99%	26,40%
% Зголемување заради интеграцијата на ВЕЦ и ФНЕЦ	-	0,79%	2,06%	2,21%	3,62%

Учеството на пазарната цена, односно надоместокот за снабдување во вкупната цена на ЕЕ со ДДВ, за анализираното сценарио С изнесува:

Година	Учество на пазарниот дел во вкупната цена на ЕЕ со ДДВ
2017	51,47%
2020	50,86%
2025	52,57%
2030	56,62%
2040	55,99%

Согласно прикажаната проценка, во анализираното сценарио на пораст на потрошувачката (Сценарио С – повисока стапка на пораст со нови директни потрошувачи), учеството на пазарната компонента во вкупната просечна цена на ЕЕ останува преку 50 %.

Претходно опишаните резултати укажуваат на тоа дека без оглед на вкупната вредност на потрошувачката на ЕЕ во РМ, интеграцијата на ВЕЦ и ФНЕЦ во разгледуваното сценарио на нивна изградба значително не би го намалила просторот за одвивање на пазарните активности, бидејќи пазарниот дел од цената (надоместокот за снабдување) би останал поголем од 50 % од вкупната просечна цена со ДДВ. Овој заклучок важи само доколку независно од интеграцијата на ОИЕ значително не се зголеми надоместокот за пренос и надоместокот за дистрибуција на ЕЕ, како ни ДДВ. Во спротивно, учеството на пазарниот дел од цената би можел да падне под половина од вкупната цена, што значително би ја намалило мотивацијата на новите снабдувачи за влез на малопродажен пазар на ЕЕ, што би ги намалило и активностите на крајните потрошувачи приклучени на дистрибутивната мрежа во однос на промена на снабдувач, а на тој начин би се намалила ефикасноста и ликвидноста на малопродажниот пазар.

9. ПРЕДЛОГ ЗА ДИНАМИКА НА ГРАДБА И МОЖНИ ОГРАНИЧУВАЊА НА ИНСТАЛИРАНИОТ КАПАЦИТЕТ НА РАЗЛИЧНИ ТИПОВИ ОИЕ

Во однос на анализираната динамика за изградба на нови ВЕЦ и ФНЕЦ, како и можните ограничувања во поглед на потребната изградба и сигурност на преносната мрежа и расположливост на системските услуги, претходните анализи укажуваат дека вкупната моќност на ВЕЦ и ФНЕЦ анализирана за изградба до 2025 година со следните вредности:

108 MW во ВЕЦ 66,7 MW во ФНЕЦ

нема да влијае на потребната изградба на преносната мрежа и нема значително да се зголемат потребите за системски услуги за секундарна и брза терциерна P/f регулација, па со тоа нема да предизвикаат ниту значително зголемување на трошоците за пренос на ЕЕ (освен во делот на организација и управување со пазарот заради примена на „feed-in“ тарифи). Затоа авторите сметаат дека анализираната големина на изградба на ВЕЦ и ФНЕЦ до 2025 година може едноставно да биде интегрирана во постоечкиот систем.

Понатамошното зголемување на инсталираната моќност на ВЕЦ на 228 MW до 2030 година и 503 MW до 2040 година, како што е анализирано во оваа студија, без посебни ограничувања во поглед на дополнителните ФНЕЦ до анализираниите 250 MW, ќе зависи првенствено од можностите на МЕПСО за набавка на доволна секундарна и брза терциерна P/f регулациона резерва било во РМ или надвор од неа, во согласност со правилата кои ќе ги дефинира ЕУ законодавството (правилниците) за делење на резервите и размена на регулационата енергија во рамките на и надвор од контролниот блок и општо зависно од развојот на пазарот на помошни услуги на регионално ниво.

Поради тоа што веќе во постоечката состојба можат да се забележат одредени ограничувања кои постојат во РМ во поглед на расположливост на регулационите резерви (на пример во текот на ноќта кога вообичаено ХЕЦ се надвор од работа или во периодите со намалена можност за производство во ХЕЦ – сува хидрологија и летен период), од големо значење за идната интеграција на ВЕЦ после 2025 година ќе биде изградбата и влегувањето во работа на новите конвенционални електрични центри на јаглен или гас, односно ХЕЦ, кои би морале да бидат способни да обезбедуваат регулациона резерва и за таа услуга да бидат соодветно финансиски компензирани. Во случај МЕПСО да биде во состојба да набавува доволни P/f регулациони резерви во РМ или надвор од неа, нема да има посебни технички проблеми за идната интеграција на ВЕЦ и ФНЕЦ.

Во поглед на трошоците за интеграцијата, секое поттикнување на производството на било кој извор со откупна цена поголема од пазарната големо продажна цена, претставува финансиско оптоварување за индустријата во РМ и за сите останати потрошувачи и затоа од тој аспект не е пожелна од економска гледна точка. Доколку во подалечна иднина цената на производството на ВЕЦ и ФНЕЦ, како и на сите други електрични центри на ОИЕ, стане конкурентна со конвенционалните извори, односно ако се приближи на цената која се постигнува на големопродажниот пазар без скриени и нескриени поттикнувања, идната интеграција на ОИЕ не е доведена во прашање од аспект на евентуалните технички ограничувања, секако со претходно опишаната претпоставка дека варијацијата во нивното производство може да се балансира со активирање на помошните услуги.

Како конечен предлог за динамиката на изградба на ОИЕ, првенствено ВЕЦ и ФНЕЦ како ОИЕ со најголем потенцијал за производството на ЕЕ во РМ, авторите предлагаат продолжување со нивната интеграција согласно целите кои се поставени од Владата на РМ во корелација со директивите на ЕУ, при што како технички изводливо од аспект на работата на преносната мрежа го оценуваат сценариото за нивна изградба анализирано во оваа студија (со предуслов до и после 2030 година да се зголеми регулационата P/f резерва во системот со изградба на новите планирани ХЕЦ и ТЕЦ на гас):

2020: 50 MW во ВЕЦ	41,7 MW во ФНЕЦ
2025: 108 MW во ВЕЦ	66,7 MW во ФНЕЦ
2030: 228 MW во ВЕЦ	166,7 MW во ФНЕЦ
2040: 503 MW во ВЕЦ	266,7 MW во ФНЕЦ

10. РЕВИЗИЈА НА МРЕЖНИТЕ ПРАВИЛА ЗА ПРЕНОС НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА

Во врска со приклучокот и работата на електричните центри на ОИЕ, посебно ВЕЦ и ФНЕЦ, во постоечката верзија на Мрежните правила (Grid code) на МЕРСО се опфатени релевантни теми кои се опишани во продолжение, заедно со предлог на подобрувања на документот за секоја тема.

1. Планирање на развојот на преносната мрежа (глава II)

Поглавје II.2. Влезни и основни податоци: во членот 18 се пропишани податоците кои МЕРСО ги разменува со корисниците на мрежата. Во делот кој се однесува на операторот на дистрибутивната мрежа, треба да се додаде обврска за размена на годишните податоци за часовното производство на електричните центри приклучени на дистрибутивната мрежа, за МЕРСО да може да ги процени отстапувањата од плановите на производството кај овие постројки, а со цел пресметка на потребната брза терциерна резерва која во иднина ќе треба да ја набавува. Тоа е посебно важно доколку се продолжи со интензивната интеграција на ФНЕЦ до високата вредност на вкупната моќност која е анализирана во оваа студија (266,7 MW).

Поглавје II.5 Предлог решенија: Во членот 40 се дефинирани стандардните пресеци на 110 kV спроводниците кои се користат при планирање на мрежата. Треба да се вклучат и другите видови на спроводници кои МЕРСО ги разгледува, пример АССС-Z спроводници и другите високо температурни спроводници со мал провес (HTLS спроводници), бидејќи оваа студија покажа дека на одредени водови од 110 kV мрежа треба да се користат спроводници со поголема трајно дозволена моќност од АCSR 240/40 mm² спроводници.

Во членот 44 од истото поглавје, дефинирани се мерките за решавање на поединечните ограничувања/проблеми во мрежата, но не е вклучена можноста за повремено ограничување на производството на електричните центри (вклучувајќи ги и ВЕЦ) во критични состојби. Авторите сметаат дека и таквата можност треба овде да се наведе, барем како привремена мерка до имплементацијата на конечното развојно решение.

Во англиската верзија на документот после овој член (44), по грешка следниот член е означен со (41) (во верзијата на македонски јазик е точно означен со 45).

2. Барања за приклучок на преносната мрежа (глава III)

Поглавјето „Учество за создавање технички услови во преносниот систем за приклучување на нови корисници или зголемување на капацитет на постојни приклучоци“: Во овој член се пропишува дека новите корисници или постоечките корисници со барање за зголемување на моќноста на приклучок, учествуваат во создавањето технички услови во мрежата преку дополнителни инвестиции во зајакнувањето на мрежата предизвикани од приклучувањето на корисникот, а кои не се дел од директниот приклучок ниту од стратешкиот план на ЕЕС на операторот на системот. Овој член треба подетално да се разработи во поглед на јасни дефиниции кои се тие инвестиции во стратешкиот план и како се дефинираат и потребно е да се одреди на кој начин учествуваат новите корисници во покривањето на тие трошоци ако сите тие придонесуваат во потребите за зајакнување на мрежата (на пример зајакнувања во мрежата околу ТС Валандово кои ги предизвикуваат големиот број на ВЕЦ, ВЕЦ Богданци, ВЕЦ Миравци, ВЕЦ Гевгелија и ВЕЦ Дојран, како и ХЕЦ Градец во разгледуваната област).

3. Работа на ЕЕС (глава V)

Поглавјето V.2.1 воведот и останатите поврзани делови од документот: После влегување во сила на новите ЕУ регулативи, потребно е да се применат новите називи и карактеристики на поединечните P/f регулациони резерви и во документот да се вградат најважните одредби околу набавката, активацијата, делењето и преку граничното купување на резервите.

4. Прилог 8 - дополнителни барања за приклучување на производните единици

Поглавје XVII.3. Модули на енергетски паркови: Во делот кој го пропишува исклучувањето на електричните центри од преносната мрежа, треба да се вметне нов член кој ќе ја пропишува можноста МЕПСО да го исклучи било кој енергетски парк од мрежата во случај на загрозување на сигурноста на работата на мрежата и напојувањето на корисниците со ЕЕ, со обврска за МЕПСО јасно да му ги образложи техничките причини за исклучувањето на сопственикот на енергетскиот парк.

11. ЗАКЛУЧОК

Во постоечката состојба (спрема податоците од 2015 година) во рамките на ЕЕС на РМ се изградени ОИЕ од типот на: мали ХЕЦ, ТЕЦ на биогаз, една ВЕЦ (36,7 MW) и поголем број на ФНЕЦ (16,67 MW). Разгледуваните ОИЕ во 2015 година произвеле 471,94 GWh ЕЕ, што изнесувало 5,98 % од вкупната потрошувачка на ЕЕ во РМ. Доколку на наведените ОИЕ, го придружаме и производството на големите ХЕЦ, вкупното производство на ЕЕ од разгледуваните електрични центри изнесувало 2 TWh во 2015 година, што е 25,4 % од вкупната бруто потрошувачка на ЕЕ во РМ, односно 29,2 % од вкупната потрошувачка на директните и дистрибутивните потрошувачи.

Во договор со МЕРСО, во оваа студија се извршени анализи за различни сценарија за изградба на ВЕЦ со вкупна моќност до 503 MW и ФНЕЦ со вкупна моќност до 267 MW.

Анализата на отстапувањето на производството на сите електрични центри во РМ во однос на плановите, вклучувајќи ги и ВЕЦ и ФНЕЦ, како и отстапувањата на конзумот од плановите за ден однапред, упатува на заклучок дека во рамките на ЕЕС на РМ регулацијата на моќност и фреквенција моментално не се изведува квалитетно ниту пак на соодветен начин, а причината за тоа може да се бара во следното:

- МЕРСО обезбедувањето на помошните услуги од страна на ЕЛЕМ го плаќа паушално без оглед на реализацијата на услугите,
- МЕРСО моментално не ја прати вистинската реализација на помошните услуги од страна на ЕЛЕМ,
- Сите субјекти во рамките на ЕЕС не се финансиски одговорни за своите отстапувања, односно механизмот на балансирање не е поставен на задоволителен начин.

Согласно разгледуваните сценарија на изградба на конвенционални електрични центри и ОИЕ, сите разгледувани електрични центри на ОИЕ би можеле годишно да произведат ЕЕ во распон од:

736 GWh – 771 GWh во 2020 година
(160 GWh во ВЕЦ и 51 GWh во ФНЕЦ согласно анализираното сценарио),

971 GWh – 1029 GWh во 2025 година
(334 GWh во ВЕЦ и 81 GWh во ФНЕЦ),

1451 GWh – 1544 GWh во 2030 година
(694 GWh во ВЕЦ и 201 GWh во ФНЕЦ) и

2396 GWh – 2612 GWh во 2040 година
(1519 GWh во ВЕЦ и 321 GWh во ФНЕЦ).

Согласно анализираните сценарија за изградба на нови ВЕЦ и ФНЕЦ и пресметките на тековите на моќност и напонските прилики, критериумот на сигурност (n-1) и струите на куси врски, до 2030 година не се појавува потреба за дополнителни зајакнувања на преносната мрежа во однос на развојот на мрежата предвиден во [18]. Притоа, врз основа на резултатите од студијата [18] е претпоставено дека до годината на приклучување на поединечните ВЕЦ, ќе биде извршена ревитализација на водот 110 kV Штип 1 – О. Поле на кој се приклучува ВЕЦ Богословец (изградба на челично - решеткасти столбови на целата траса и вградување на спроводници тип ACSR 240/40 mm²или AAAC-Z), ревитализација на

водот 110 kV Штип 1 – (Неокази) – Пробиштип изградба на челично - решеткасти столбови на целата траса и вградување на спроводници тип ACSR 240/40 mm² или AAAC-Z), важен од аспект на приклучувањето на ВЕЦ Шашаварлија 1-2 и ВЕЦ Богословец, ревитализација (замена на спроводници ACSR 240/40 mm²) на водот 110 kV Валандово – Дуброво и Валандово – Струмица 2 (со вградување на спроводници со поголема трајно дозволена моќност во однос на постоечките спроводници, претпоставено е вградување на спроводници AAAC-Z), како и изградба на водот 110 kV Дуброво – Валандово за кој заради системски потреби иницијално е одредено вградување на спроводници ACSR 240/40 mm². Овие инвестиции можат да се реализираат и при ревитализацијата на постоечките водови, на тој начин што по нивните траси да се изградат новите двосистемски далекуводи од ТС Валандово до ТС Дуброво и ТС Струмица 1. Претходните инвестиции се важни за приклучокот и евакуацијата на производството на ВЕЦ Богданци, ВЕЦ Миравци, ВЕЦ Гевгелија и ВЕЦ Дојран. Во случај МЕПСО да не ги реализира претходно наведените инвестиции до 2025/2030 година во мрежата би се појавиле дополнителни ограничувања, кои не се опишани во оваа студија.

Со вкупна моќност на ВЕЦ од 503 MW согласно анализите за 2040 година, се појавуваат дополнителни ограничувања во 110 kV мрежата околу ТС Валандово, кои се предизвикани од приклучокот на големиот број на ВЕЦ, но и од ХЕЦ Градец. Решавање на ограничувањата во мрежата и постигнувањето на доволна сигурност во работата согласно критериумот (n-1), се реализира со изградба на новите вод 110 kV Валандово - Струмица 1. Дополнително е потребен нов вод 110 kV Валандово – Дуброво (2), планиран за изградба до 2025 година заради системски потреби, изведен со спроводници AAAC-Z (односно некои други спроводници со поголема трајно дозволена моќност), како и ревитализација на постоечкиот вод 110 kV Валандово – Дуброво до 2025 година и негова изведба со спроводници AAAC-Z (односно некои други спроводници со поголема трајно дозволена моќност). Сепак, за разработка на техно-економски оптимално решение се потребни прецизни податоци за динамиката на градба и инсталираните моќности на новите електрични центри, како и потенцијалните директни потрошувачи (нови големи индустриски комплекси) во овој регион, кои во моментот не се на располагање. Во останатите делови на 110 kV мрежата не се забележани можни ограничувања со изградбата и приклучокот на новите ВЕЦ.

Приклучокот на ВЕЦ и ФНЕЦ до моќности од 503 MW и 266,7 MW соодветно, нема да доведе до ограничувања во 400 kV мрежа, во трансформаторите 400/110 kV, како ни во интерконекциите 400 kV со соседните ЕЕС.

Потребите за зајакнување на дистрибутивната мрежа предизвикани од приклучокот на ФНЕЦ со моќност до 266,7 MW не се анализирани во оваа студија, туку само е разгледувано влијанието на ФНЕЦ на приликите во преносната мрежа. Дополнителна потреба за зајакнување на преносната мрежа би предизвикала евентуалната изградба на големи ФНЕЦ (моќност од околу 30-50 MW и повеќе) кои би се приклучувале на 110 kV мрежа, но такво сценарио не е дефинирано со студиската задача и затоа не е истражувано. Ефектите од изградба на одредена поголема ФНЕЦ врз преносната мрежа ќе бидат предмет на анализа на соодветната студија за приклучок на централата

Влијанието на идната интеграција на ВЕЦ и ФНЕЦ во однос на денешната состојба, а во врска со потребното зголемување на брзата терциерна резерва (за секундарната резерва се претпоставува дека нема да се менува заради интеграцијата на електричните центри на ОИЕ), се проценува на:

2020 година: ± 4 MW
 2025 година: ± 6 MW
 2030 година: ± 9 MW
 2040 година: ± 39 MW

Врз основа на извршените анализи, авторите сметаат дека од аспект на системските услуги за P/f регулација во ЕЕС на РМ, можно е до 2040 година да се интегрираат ВЕЦ и ФНЕЦ согласно

анализираните сценарија на нивна изградба, имајќи предвид дека тие веројатно нема значително да ги зголемат потребните вредности за P/f регулациони резерви, но со следниве нужни активности и мерки:

Постоечка состојба и краткорочна идна состојба (2020)

1. МЕПСО и ЕЛЕМ во постоечката состојба, односно МЕПСО и потенцијалниот давател на системски услуги за P/f регулација во идна состојба во случај на приватни инвестиции во изградба на конвенционални електрични центри во ЕЕС на РМ, треба договорно да го регулираат начинот, вредностите и цената на обезбедување на помошни услуги во секундарна и брза терциерна P/f регулација, а плаќањето на извршените услуги треба да се спроведува врз основа на реално расположливите резерви и активираната енергија во регулација. На тој начин би се напуштила досегашната пракса за плаќање на системските услуги врз основа на годишна паушална вредност, без оглед на реалната расположливост и произведената енергија во регулација.
2. Примарната P/f регулациона резерва и енергијата произведена во оваа регулација би требало да се задржи како задолжителна системска услуга без посебен финансиски надомест, но секундарната, брзата терциерна и спората терциерна P/f регулациона резерва и енергија произведена во тие видови на регулација би требало финансиски да се вреднува на тој начин што на давателот на системските услуги (ЕЛЕМ во постоечката состојба) нема да му донесе финансиски загуби.
3. РКЕ како регулаторна комисија мора да го одобри договорот за обезбедување на системски услуги помеѓу МЕПСО и ЕЛЕМ склучен на година дена (или уште подобро на 6-месечен период) и обновуван секоја идна година (односно секоја идна пола година), а трошоците кои произлегуваат од тие услуги во одреден дел (на пример 100 % за резерва и 0 % за енергија или 70 % за резерва и 0 % за енергија) треба да се валоризираат преку тарифата за пренос на ЕЕ.
4. Остатокот на трошоците за P/f регулација кои МЕПСО ќе ги плаќа на ЕЛЕМ треба да се надоместат преку механизмот на балансирање во кој треба да бидат вклучени сите субјекти кои предизвикуваат дебаланси, вклучително и електричните центри на ОИЕ (притоа треба да се провери дали постоечките електрични центри на ОИЕ можат да се сметаат за финансиски одговорни за дебалансиите согласно досегашните нивни договори и правните основи).
5. Ако електричните центри на ОИЕ бидат сметани за финансиски одговорни за дебалансиите, потребно е да им се овозможи само да го планираат односно прогнозираат своето производство ден однапред, а МЕПСО треба да ги уважува нивните доставени возни редови. Ако ОИЕ не бидат сметани за финансиски одговорни за дебалансиите, нивното производство треба да го планира МЕПСО на тој начин што ќе се оспособи за користење на софистицирани програмски алатки за таа намена или ќе ја купува таа услуга од реномирани и искусни компании.
6. Бидејќи во постоечката состојба конвенционалните електрични центри (ТЕЦ и ХЕЦ) во сопственост на ЕЛЕМ предизвикуваат високи дебаланси во ЕЕС, потребно е дополнително да се анализира и да се предложи начин на кој дебалансиите на тие електрични центри значително би се намалиле односно минимизирале. ЕЛЕМ како давател на помошни услуги не смее да остварува финансиска добивка заради балансирање на електричните центри во негова сопственост и тоа треба правно да се дефинира во договорите за обезбедување на помошни услуги.
7. МЕПСО треба да се обиде да договори со ЕЛЕМ временски променливи резерви (кај секундарната резерва по можност временски што пократки вредности, идеално би било часовни вредности, кај брзата терциерна резерва минимално месечни вредности, најдобро е две дневни вредности – ноќна и дневна) и континуирано да ги проценува потребните вредности на резервите (минимално 2 пати годишно односно секои 6 месеци).

8. Дополнителната изградба на ВЕЦ со моќност до 50 MW вкупно и ФНЕЦ со дополнителна моќност од 25 MW до 2020 година, нема значително да влијае на потребните резерви и затоа претходните препораки се независни од интеграцијата на ОИЕ, односно поставени се за да се подобри водењето на системот и да се минимизираат дебалансите во контролната област РМ во рамките на SMM контролниот блок.

Среднорочна идна состојба (2025)

9. Квалитетот на прогнозата на производството на ВЕЦ и ФНЕЦ треба континуирано да се подобрува (истото се очекува ако финансиската одговорност за дебалансите се префрли на ОИЕ, односно ако МЕПСО се оспособи за употреба на напредно софтверски алатки за прогноза) и да се намали просечната грешка во прогнозата на производството на ВЕЦ од постоечките 20 % $P_{\max}$ на максимално 10 % $P_{\max}$.
10. Во случај на недостиг од расположлива секундарна и брза терциерна резерва, потребно е во рамките на SMM блокот да се пронајдат можности за обезбедување на дел од тие резерви согласно правилата дефинирани со ЕУ законодавството (на пример постоечкиот LF code), зависно од реалните потреби и анализа на расположливоста на обезбедените системски услуги во минатиот период.
11. Дополнителната изградба на ВЕЦ со моќност до 108 MW вкупно и ФНЕЦ со дополнителна моќност од 50 MW до 2025 година, нема значително да влијае на потребните резерви и затоа претходните препораки се независни од интеграцијата на ОИЕ, односно поставени се за да се минимизира трошокот на МЕПСО за обезбедување на разгледуваните системски услуги.

Долгорочна идна состојба (2030 и 2040 година)

12. Квалитетот на прогнозата на производството на ВЕЦ и ФНЕЦ треба континуирано да се подобрува, и да се намали просечната грешка во прогнозата на производството на ВЕЦ на максимално 5 % $P_{\max}$.
13. Ако се реализираат планираните проекти за изградба на акумулационите ХЕЦ и новите ТЕЦ на јаглен и гас, како и ако потребните резерви се намалат преку нивно делење и размена со соседните контролни области, не се очекуваат проблеми со недостиг на системски услуги потребни за балансирање на производството на ВЕЦ и ФНЕЦ.
14. Ако планираните проекти не се реализираат, треба детално да се анализира разгледуваната проблематика и одново да се проценат можностите за понатамошна интеграција на ВЕЦ и ФНЕЦ до конечно предвидените моќности во 2040 година од 503 MW во ВЕЦ и 266,7 MW во ФНЕЦ.
15. Ако планираните проекти не се реализираат, треба да се согледаат техничките можности и финансиските последици од вклучувањето на гасните ТЕЦ (дополнително и новите блокови во ТЕЦ на јаглен) во системските услуги за секундарна и брза терциерна P/f регулација.

Вкупните трошоци за интеграцијата на ВЕЦ и ФНЕЦ во ЕЕС РМ, според анализираните сценарија на нивната изградба, разгледувани се преку следните категории на трошоци:

- Трошоци потребни за изградба/зајакнување/ревитализација на преносната мрежа,
- Трошоци за обезбедување на потребните системски услуги,
- Трошоци за поттикнување на производството на ВЕЦ и ФНЕЦ врз основа на feed-in тарифите.

Вкупните дополнителни трошоци за зајакнување на преносната мрежа, кои се предизвикани од интеграцијата на ВЕЦ и ФНЕЦ во периодот до 2040 година, проценети се на околу 2,6 милиони € (Табела 8.1). Вкупните дополнителни трошоци се предизвикани со интеграцијата на 503 MW на ВЕЦ, која се предвидува во периодот до 2040 година, додека интеграцијата на ВЕЦ со моќност 228 MW до 2030 година не предизвикува дополнителни трошоци за зајакнување на преносната мрежа во однос на системските потреби.

Дополнителните трошоци за системските услуги се проценети на 570.000 €/годишно до 2020, 1,25 милиони €/годишно до 2025, 5 милиони €/годишно до 2030 и околу 8,5 милиони €/годишно до 2040 година.

Дополнителните трошоци кои би настанале со идната примена на feed-in тарифи, проценети се на околу 4,7 милиони €/годишно до 2020, 15 милиони €/годишно до 2025, 18,7 милиони €/годишно до 2030 и околу 37,6 милиони €/годишно до 2040 година. Овие дополнителни трошоци се однесуваат на разликата помеѓу дополнителните трошоци за поттикнување на производството на новите ВЕЦ и ФНЕЦ и очекуваните пазарни цени на ЕЕ. Наведените дополнителни трошоци се проценети врз основа на претпоставката за задржување на feed-in тарифите се до 2040 година, но можно е и друго сценарио по кое поттикнувањето на производството на ЕЕ од ОИЕ во Македонија ќе се стопира после исполнувањето на моментално дефинираните квоти, што ќе биде резултат првенствено на политичка одлука во однос на идната интеграција на ОИЕ. Во такво сценарио вкупните дополнителни трошоци ќе бидат значително пониски, бидејќи feed-in тарифите се доминантен дел од трошоците.

Вкупните дополнителни трошоци заради интеграцијата на ВЕЦ и ФНЕЦ проценети се како што е прикажано во табелата.

Година	Трошок за зајакнување на мрежата (€/год.)	Трошок за Р/ф регулација (€/год.)	Трошок за feed-in тарифи (€/год.)	Вкупен дополнителен трошок (€/год.)
2020	0	570.000	4.165.427	4.735.427
2025	113.184	1.250.000	13.590.518	14.953.702
2030	135.000	5.050.000	13.465.846	18.650.846
2040	135.000	8.550.000	28.942.568	37.627.568

Зависно од финалната потрошувачка на ЕЕ во РМ, а заради интеграцијата на ВЕЦ и ФНЕЦ, надоместокот за пренос на ЕЕ, како и за организација и управување со пазарот би можел да се зголеми во следните распони:

0,61 – 0,64 €/MWh за 2020 година,

1,60 – 1,83 €/MWh за 2025 година,

1,71 – 2,11 €/MWh за 2030 година,

2,81 – 3,96 €/MWh за 2040 година.

Извршените анализи укажуваат дека вкупната моќност на ВЕЦ и ФНЕЦ планирани за изградба до 2025 година во вредност од 108 MW ВЕЦ и 66,7 MW во ФНЕЦ, нема да влијае на потребната изградба на преносната мрежа и нема значително да ги зголеми потребите за системски услуги во секундарна и брза терциерна Р/ф регулација, а со тоа нема да предизвика ниту значително зголемување на трошоците за пренос на ЕЕ (освен во делот на организацијата и управувањето со пазарот заради

примената на „feed-in“ тарифите). Затоа авторите сметаат дека анализираната големина на изградбата на ВЕЦ и ФНЕЦ до 2025 година може едноставно да се интегрира во постоечкиот систем.

Понатамошното зголемување на инсталираната моќност на ВЕЦ на 228 MW до 2030 година и 503 MW до 2040 година, како што е анализирано во оваа студија, без посебни ограничувања во поглед на дополнителните ФНЕЦ до анализираните 250 MW, ќе зависи првенствено од можностите на МЕПСО за набавка на доволна секундарна и брза терциерна P/f регулациона резерва било во РМ или надвор од неа, во согласност со правилата кои ќе ги дефинира ЕУ законодавството (правилниците) за делење на резервите и размена на регулационата енергија во рамките на и надвор од контролниот блок и општо зависно од развојот на пазарот на помошни услуги на регионално ниво.

Како конечен предлог за динамиката на изградба на ОИЕ, првенствено ВЕЦ и ФНЕЦ како ОИЕ со најголем потенцијал за производството на ЕЕ во РМ, авторите предлагаат продолжување со нивната интеграција согласно целите кои се поставени од Владата на РМ во корелација со директивите на ЕУ, при што како технички изводливо од аспект на работата на преносната мрежа го оценуваат сценариото за нивна изградба анализирано во оваа студија (со предуслов до и после 2030 година да се зголеми регулационата P/f резерва во системот со изградба на новите планирани ХЕЦ и ТЕЦ на гас):

2020: 50 MW во ВЕЦ	41,7 MW во ФНЕЦ
2025: 108 MW во ВЕЦ	66,7 MW во ФНЕЦ
2030: 228 MW во ВЕЦ	166,7 MW во ФНЕЦ
2040: 503 MW во ВЕЦ	266,7 MW во ФНЕЦ

12. ЛИТЕРАТУРА

1. **Annual report 2013**, The European Wind Energy Association, 2014
2. **Global Market Outlook for Solar Power 2016 – 2020**, Solar Power Europe, 2016
3. **Стратегија за искористувањето на обновливите извори на енергија во Република Македонија до 2020 година**, Министерство за економија, 2010
4. **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
5. **Renewable energy action plan for the Republic of Macedonia until 2025 with vision until 2030**, Влада на Република Македонија, 2015 година
6. **Стратегија за развој на енергетиката во Република Македонија за периодот до 2035**, Македонска академија на науките и уметностите, 2016 година
7. **Студија за интеграција на ветерни електрани во македонскиот преносен систем**, КЕМА, 2011
8. **Годишен извештај - 2015 година**, Регулаторна комисија за енергетика на Република Македонија, март, 2016 година
9. **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
10. **Правила за изменување и дополнување на правилата за пазар на електрична енергија**, Регулаторна комисија за енергетика на Република Македонија, 13. 10. 2016.
11. <https://www.hupx.hu/en/Market%20data/Public%20reports/DAM/2015%20Annual/DAM%20public%20annual%20report%20of%202015.pdf>
12. **Уредба за повластени тарифи за електрична енергија**, Влада на Република Македонија, 2013 година
13. **Одлука за целите и годишната динамика на порастот на учеството на енергијата од обновливи извори на енергија во финалната потрошувачка на енергија**, Влада на Република Македонија, 2011 година
14. **Network Code on Load-Frequency Control and Reserves**, ENTSO-E, 2013.
15. **Regional integration for balancing reserves**, SECI Meeting 03-2017, ЕКС Београд, 2017.
16. **Energy prices and costs report**, European Commission, 2014.
17. **South east Europe electricity market perspectives until 2030**, SECI group, EIHP, ЕКС, 2017
18. **Студија со концепти за развој на преносната мрежа во одделни региони за долгорочен период**, EIHP, 2017

13. ЛИСТА НА ТАБЕЛИ

ТАБЕЛА 1.1	Изграденост на ОИЕ во РМ во постоечката состојба	5
ТАБЕЛА 1.2	Финансиски издатоци за повластените производители во 2015 година	6
ТАБЕЛА 1.3	Податоци за најповолни локации за градба на ВЕЦ [3]	9
ТАБЕЛА 1.4	Инсталирани моќности на одделните видови ОИЕ до кои моментално ќе се поттикнува производството со примена на FEED-IN тарифи во РМ	10
ТАБЕЛА 1.5	Основни податоци за ТЕЦ (извор: МЕПСО)	17
ТАБЕЛА 1.6	Основни податоци за ХЕЦ во сопственост на ЕЛЕМ (извор: МЕПСО)	18
ТАБЕЛА 1.7	Типични градиенти на промена на активната моќност и време на пуштање на производните блокови.....	19
ТАБЕЛА 1.8	Листа на новите ВЕЦ кои се разгледуваат во оваа студија и начинот на нивен приклучок на преносната мрежа	20
ТАБЕЛА 1.9	Листа на новите ФНЕЦ кои се разгледуваат во оваа студија и местата на нивен приклучок на преносната мрежа	21
ТАБЕЛА 2.1	Траење на поединечните нивоа на часовно производство на ВЕЦ Богданци (% од разгледуваното време)	23
ТАБЕЛА 2.2	Траење на поединечните нивоа на часовен дебаланс за ВЕЦ Богданци (% од разгледуваното време)	27
ТАБЕЛА 2.3	Траење на поединечните нивоа на часовно производство на сите ФНЕЦ во РМ (% од разгледуваното време)	35
ТАБЕЛА 2.4	Траење на поединечните нивоа на часовен дебаланс за сите ФНЕЦ (% од разгледуваното време)	36
ТАБЕЛА 2.5	Траење на поединечните нивоа на часовен дебаланс за ВЕЦ Богданци и сите ФНЕЦ (% од разгледуваното време)	39
ТАБЕЛА 2.6	Траење на поединечните нивоа на часовен дебаланс на прекуграничните размени (% од разгледуваното време)	60
ТАБЕЛА 3.1	Прогноза на вкупната потрошувачка на ЕЕ во РМ согласно [9]	63
ТАБЕЛА 3.2	Вредности на прогнозираното врвно оптоварување на ниво на преносната мрежа	64
ТАБЕЛА 3.3	Вредности на прогнозираното максимално летно оптоварување на ниво на преносната мрежа	64
ТАБЕЛА 3.4	Вредности на прогнозираното просечно оптоварување на ниво на преносната мрежа	65
ТАБЕЛА 3.5	Инсталирана моќност (MW) на електроцентралите во РМ, зависно од анализираното сценарио (праг на преносна мрежа)	67
ТАБЕЛА 3.6	Прогноза на вкупното годишно производство на ЕЕ ЕЕ (GWh) во РМ за различните сценарија на изградба на нови електрични централи	68
ТАБЕЛА 3.7	Прогноза на производството на електричните централи на ОИЕ без големите ХЕЦ во различните сценарија на изградба на електрични централи (GWh)	68
ТАБЕЛА 3.8	Учество на производството на ОИЕ во вкупното производство на ЕЕ во РМ за различните сценарија на изградба на електрични централи	70
ТАБЕЛА 3.9	Учество на производството на ОИЕ во финалната потрошувачка на ЕЕ РМ (сценарио на производството „BUSINESS AS USUAL“, „COAL-LIGNITE“ и „GAS“)	71
ТАБЕЛА 3.10	Учество на производството на ОИЕ во финалната потрошувачка на ЕЕ РМ (сценарио на производството „GREEN“)	72
ТАБЕЛА 3.11	Прогноза на производството на ОИЕ и големите ХЕЦ во различните сценарија на изградба на електричните централи (GWh)	73
ТАБЕЛА 3.12	Учество на производството на ОИЕ и големите ХЕЦ во финалната потрошувачка на ЕЕ во РМ (сценарија на производството „BUSINESS AS USUAL“ и „GAS“)	74

ТАБЕЛА 3.13	УЧЕСТВО НА ПРОИЗВОДСТВОТО НА ОИЕ И ГОЛЕМИТЕ ХЕЦ ВО ФИНАЛНАТА ПОТРОШУВАЧКА НА ЕЕ ВО РМ (СЦЕНАРИО НА ПРОИЗВОДСТВОТО „COAL-LIGNITE“)	75
ТАБЕЛА 3.14	УЧЕСТВО НА ПРОИЗВОДСТВОТО НА ОИЕ И ГОЛЕМИТЕ ХЕЦ ВО ФИНАЛНАТА ПОТРОШУВАЧКА НА ЕЕ ВО РМ (СЦЕНАРИО НА ПРОИЗВОДСТВОТО „GREEN“)	76
ТАБЕЛА 4.1	FEED-IN ТАРИФИ ВО РМ [5, 12]	78
ТАБЕЛА 4.2	РЕГУЛИРАНИ ЦЕНИ НА ЕЕ И МОЌНОСТ ВО РМ (02/2017) [8]	80
ТАБЕЛА 4.3	МЕХАНИЗМИ ЗА ПОДДРШКА НА ИНВЕСТИЦИИТЕ ВО ВЕЦ	88
ТАБЕЛА 4.4	МЕХАНИЗМИ ЗА ПОДДРШКА НА ИНВЕСТИЦИИТЕ ВО ФНЕЦ	89
ТАБЕЛА 4.5	ПРОЦЕНКА НА РОКОТ ЗА ВРАЌАЊЕ НА ИНВЕСТИЦИЈАТА И ПРОФИТ ПОСЛЕ ИСТЕКОТ НА РОКОТ ЗА ОТКУП СО ПОСТОЕЧКАТА FEED-IN ТАРИФА ЗА ВЕЦ	91
ТАБЕЛА 4.6	ПРОЦЕНКА НА РОКОТ ЗА ВРАЌАЊЕ НА ИНВЕСТИЦИЈАТА И ПРОФИТ ПОСЛЕ ИСТЕКОТ НА РОКОТ ЗА ОТКУП СО ПОНИСКА FEED-IN ТАРИФА ЗА ВЕЦ	91
ТАБЕЛА 4.7	ИЗГРАДБА НА ФНЕЦ ДО 2016 ГОДИНА И ВАЖЕЧКИТЕ „FEED-IN“ ТАРИФИ	92
ТАБЕЛА 4.8	ПРОЦЕНКА НА РОКОТ ЗА ВРАЌАЊЕ НА ИНВЕСТИЦИЈАТА И ПРОФИТ ПОСЛЕ ИСТЕКОТ НА РОКОТ ЗА ОТКУП СО ПОНИСКА FEED-IN ТАРИФА ЗА ВЕЦ (ЕКВИВАЛЕНТЕН БРОЈ НА ЧАСОВИ РАБОТА ГОДИШНО СО МАКСИМАЛНА МОЌНОСТ=3500 ЧАСОВИ)	93
ТАБЕЛА 4.9	ПРОЦЕНКА НА РОКОТ ЗА ВРАЌАЊЕ НА ИНВЕСТИЦИЈАТА И ПРОФИТ ПОСЛЕ ИСТЕКОТ НА РОКОТ ЗА ОТКУП СО ПОНИСКА FEED-IN ТАРИФА ЗА ВЕЦ (ЕКВИВАЛЕНТЕН БРОЈ НА ЧАСОВИ РАБОТА ГОДИШНО СО МАКСИМАЛНА МОЌНОСТ=4000 ЧАСОВИ)	94
ТАБЕЛА 5.1	ЕДИНЕЧНИ ТРОШОЦИ (ПО ЕДИНИЦА ДОЛЖИНА) ЗА ИЗГРАДБА НА ВОДОВИ	105
ТАБЕЛА 5.2	ЕДИНЕЧЕН ТРОШОК ЗА ПОЛЕ ВО ТРАНСФОРМАТОРСКИТЕ СТАНИЦИ (ПРИМАРНА И СЕКУНДАРНА ОПРЕМА)	105
ТАБЕЛА 5.3	ЕДИНЕЧЕН ТРОШОК ЗА ВГРАДУВАЊЕ НА ЕНЕРГЕТСКИ ТРАНСФОРМАТОР	106
ТАБЕЛА 6.1	ЛИСТА НА НОВИТЕ ФНЕЦ СО АНАЛИЗИРАНА МОЌНОСТ ВО ОДРЕДЕНИТЕ ВРЕМЕНСКИ ПРЕСЕЦИ	112
ТАБЕЛА 6.2	СЛУЧАИ КОГА КРИТЕРИУМОТ (N-1) НЕ Е ЗАДОВОЛЕН ВО РЕГИОНОТ IV ЗА ВРВНО ОПТОВАРУВАЊЕ ВО 2040 ГОДИНА И ВКЛУЧЕНИ СИТЕ ПЛАНИРАНИ ВЕЦ	133
ТАБЕЛА 7.1	ПРОГНОЗА НА ОТПАДУВАЊАТА НА ПРОИЗВОДСТВОТО НА ВЕЦ ОД ПЛАНОТ ЗА ПОСТОЕЧКАТА СОСТОЈБА	138
ТАБЕЛА 7.2	ПРОГНОЗА НА ОТПАДУВАЊАТА НА ПРОИЗВОДСТВОТО НА ФНЕЦ ОД ПЛАНОТ ЗА ПОСТОЕЧКАТА СОСТОЈБА	138
ТАБЕЛА 7.3	ПРОГНОЗА НА ВКУПНИТЕ ДЕБАЛАНСИ ВО ЕЕС НА РМ ЗА ПОСТОЕЧКАТА СОСТОЈБА	138
ТАБЕЛА 7.4	ПРОЦЕНКА НА АКТИВАЦИЈАТА НА Р/Ф РЕГУЛАЦИОНИТЕ РЕЗЕРВИ (СЕКУНДАРНА, БРЗА ТЕРЦИЕРНА) ВО ЕЕС НА РМ ЗА ПОСТОЕЧКАТА СОСТОЈБА	139
ТАБЕЛА 7.5	ПРОЦЕНКА НА ТРОШОЦИТЕ ЗА Р/Ф РЕГУЛАЦИОНИТЕ РЕЗЕРВИ (СЕКУНДАРНА, БРЗА ТЕРЦИЕРНА) ВО ЕЕС НА РМ ЗА ПОСТОЕЧКАТА СОСТОЈБА (МИЛИОНИ €)	139
ТАБЕЛА 7.6	ПРОГНОЗА НА ОТПАДУВАЊЕТО НА ПРОИЗВОДСТВОТО НА ВЕЦ ОД ПЛАНОТ ЗА КРАТКОРОЧНА ИДНА СОСТОЈБА	141
ТАБЕЛА 7.7	ПРОГНОЗА НА ОТПАДУВАЊЕТО НА ПРОИЗВОДСТВОТО НА ФНЕЦ ОД ПЛАНОТ ЗА КРАТКОРОЧНА ИДНА СОСТОЈБА	141
ТАБЕЛА 7.8	ПРОГНОЗА НА ВКУПНИТЕ ДЕБАЛАНСИ ВО ЕЕС НА РМ ЗА КРАТКОРОЧНА ИДНА СОСТОЈБА	141
ТАБЕЛА 7.9	ПРОЦЕНКА НА АКТИВАЦИЈАТА НА Р/Ф РЕГУЛАЦИОНИТЕ РЕЗЕРВИ (СЕКУНДАРНА, БРЗА ТЕРЦИЕРНА) ВО ЕЕС НА РМ ЗА КРАТКОРОЧНА ИДНА СОСТОЈБА	142
ТАБЕЛА 7.10	ПРОЦЕНКА НА ТРОШОЦИТЕ ЗА Р/Ф РЕГУЛАЦИОНИТЕ РЕЗЕРВИ (СЕКУНДАРНА, БРЗА ТЕРЦИЕРНА) ВО ЕЕС НА РМ ЗА КРАТКОРОЧНА ИДНА СОСТОЈБА (МИЛИОНИ €)	142
ТАБЕЛА 7.11	ПРОГНОЗА НА ОТПАДУВАЊЕТО НА ПРОИЗВОДСТВОТО НА ВЕЦ ОД ПЛАНОТ ЗА СРЕДНОРОЧНА ИДНА СОСТОЈБА	146
ТАБЕЛА 7.12	ПРОГНОЗА НА ОТПАДУВАЊЕТО НА ПРОИЗВОДСТВОТО НА ФНЕЦ ОД ПЛАНОТ ЗА СРЕДНОРОЧНА ИДНА СОСТОЈБА	146
ТАБЕЛА 7.13	ПРОГНОЗА НА ВКУПНИТЕ ДЕБАЛАНСИ ВО ЕЕС НА РМ ЗА СРЕДНОРОЧНА ИДНА СОСТОЈБА	146
ТАБЕЛА 7.14	ПРОЦЕНКА НА АКТИВАЦИЈАТА НА Р/Ф РЕГУЛАЦИОНИТЕ РЕЗЕРВИ (СЕКУНДАРНА, БРЗА ТЕРЦИЕРНА) ВО ЕЕС НА РМ ЗА СРЕДНОРОЧНА ИДНА СОСТОЈБА	147

ТАБЕЛА 7.15	ПРОЦЕНКА НА ТРОШОЦИТЕ ЗА Р/Ф РЕГУЛАЦИОНИТЕ РЕЗЕРВИ (СЕКУНДАРНА, БРЗА ТЕРЦИЕРНА) ВО ЕЕС НА РМ ЗА СРЕДНОРОЧНА ИДНА СОСТОЈБА (МИЛИОНИ €)	147
ТАБЕЛА 7.16	ПРОГНОЗА НА ОТПАПУВАЊЕТО НА ПРОИЗВОДСТВОТО НА ВЕЦ ОД ПЛАНОТ ЗА ДОЛГОРОЧНА (2030) ИДНА СОСТОЈБА	151
ТАБЕЛА 7.17	ПРОГНОЗА НА ОТПАПУВАЊЕТО НА ПРОИЗВОДСТВОТО НА ФНЕЦ ОД ПЛАНОТ ЗА ДОЛГОРОЧНА (2030) ИДНА СОСТОЈБА	151
ТАБЕЛА 7.18	ПРОГНОЗА НА ВКУПНИТЕ ДЕБАЛАНСИ ВО ЕЕС НА РМ ЗА ДОЛГОРОЧНА (2030) ИДНА СОСТОЈБА	151
ТАБЕЛА 7.19	ПРОЦЕНКА НА АКТИВАЦИЈАТА НА Р/Ф РЕГУЛАЦИОНИТЕ РЕЗЕРВИ (СЕКУНДАРНА, БРЗА ТЕРЦИЕРНА) ВО ЕЕС НА РМ ЗА ДОЛГОРОЧНА (2030) ИДНА СОСТОЈБА	152
ТАБЕЛА 7.20	ПРОЦЕНКА НА ТРОШОЦИТЕ ЗА Р/Ф РЕГУЛАЦИОНИТЕ РЕЗЕРВИ (СЕКУНДАРНА, БРЗА ТЕРЦИЕРНА) ВО ЕЕС НА РМ ЗА ДОЛГОРОЧНА (2030) ИДНА СОСТОЈБА (МИЛИОНИ €)	152
ТАБЕЛА 7.21	ПРОГНОЗА НА ОТПАПУВАЊЕТО НА ПРОИЗВОДСТВОТО НА ВЕЦ ОД ПЛАНОТ ЗА ДОЛГОРОЧНА (2040) ИДНА СОСТОЈБА	156
ТАБЕЛА 7.22	ПРОГНОЗА НА ОТПАПУВАЊЕТО НА ПРОИЗВОДСТВОТО НА ФНЕЦ ОД ПЛАНОТ ЗА ДОЛГОРОЧНА (2040) ИДНА СОСТОЈБА	156
ТАБЕЛА 7.23	ПРОГНОЗА НА ВКУПНИТЕ ДЕБАЛАНСИ ВО ЕЕС НА РМ ЗА ДОЛГОРОЧНА (2040) ИДНА СОСТОЈБА	156
ТАБЕЛА 7.24	ПРОЦЕНКА НА АКТИВАЦИЈАТА НА Р/Ф РЕГУЛАЦИОНИТЕ РЕЗЕРВИ (СЕКУНДАРНА, БРЗА ТЕРЦИЕРНА) ВО ЕЕС НА РМ ЗА ДОЛГОРОЧНА (2040) ИДНА СОСТОЈБА	157
ТАБЕЛА 7.25	ПРОЦЕНКА НА ТРОШОЦИТЕ ЗА Р/Ф РЕГУЛАЦИОНИТЕ РЕЗЕРВИ (СЕКУНДАРНА, БРЗА ТЕРЦИЕРНА) ВО ЕЕС НА РМ ЗА ДОЛГОРОЧНА (2040) ИДНА СОСТОЈБА (МИЛИОНИ €)	157
ТАБЕЛА 7.26	АНГАЖИРАНОСТ НА АКУМУЛАЦИОНИТЕ ХЕЦ ВО ЧАСОТ НА НАСТАНУВАЊЕ НА МАКСИМАЛНОТО ОПТОВАРУВАЊЕ И ВО 19 ЧАСОТ ВО СИТЕ ТРЕТИ СРЕДИ ВО МЕСЕЦИТЕ ВО ПЕРИОДОТ 2013 – 2015	171
ТАБЕЛА 7.27	ПРОЦЕНКА НА МОЖНАТА Р/Ф РЕГУЛАЦИОНА РЕЗЕРВА НАГОРЕ ВО ЧАСОТ НА НАСТАНУВАЊЕ НА МАКСИМАЛНОТО ОПТОВАРУВАЊЕ И ВО 19 ЧАСОТ ВО СИТЕ ТРЕТИ СРЕДИ ВО МЕСЕЦИТЕ ВО ПЕРИОДОТ 2013 – 2015	171
ТАБЕЛА 7.28	ПРОЦЕНКА НА МОЖНАТА Р/Ф РЕГУЛАЦИОНА РЕЗЕРВА НАДОЛУ ВО ЧАСОТ НА НАСТАНУВАЊЕ НА МАКСИМАЛНОТО ОПТОВАРУВАЊЕ И ВО 19 ЧАСОТ ВО СИТЕ ТРЕТИ СРЕДИ ВО МЕСЕЦИТЕ ВО ПЕРИОДОТ 2013 – 2015	171
ТАБЕЛА 7.29	АНГАЖИРАНОСТ НА АКУМУЛАЦИОНИТЕ ХЕЦ ВО ЧАСОТ НА НАСТАНУВАЊЕ НА МАКСИМАЛНОТО МЕСЕЧНО ОПТОВАРУВАЊЕ ВО 2015 ГОДИНА	172
ТАБЕЛА 7.30	ПРОЦЕНКА НА МОЖНАТА Р/Ф РЕГУЛАЦИОНА РЕЗЕРВА НАГОРЕ ВО ЧАСОТ НА НАСТАНУВАЊЕ НА МАКСИМАЛНОТО МЕСЕЧНО ОПТОВАРУВАЊЕ ВО 2015 ГОДИНА	172
ТАБЕЛА 7.31	ПРОЦЕНКА НА МОЖНАТА Р/Ф РЕГУЛАЦИОНА РЕЗЕРВА НАДОЛУ ВО ЧАСОТ НА НАСТАНУВАЊЕ НА МАКСИМАЛНОТО МЕСЕЧНО ОПТОВАРУВАЊЕ ВО 2015 ГОДИНА	172
ТАБЕЛА 7.32	АНГАЖИРАНОСТ НА АКУМУЛАЦИОНИТЕ ХЕЦ ВО ЧАСОТ НА НАСТАНУВАЊЕ НА МИНИМАЛНОТО ГОДИШНО И ЛЕТНО ОПТОВАРУВАЊЕ ВО 2015 ГОДИНА	173
ТАБЕЛА 7.33	ПРОЦЕНКА НА МОЖНАТА Р/Ф РЕГУЛАЦИОНА РЕЗЕРВА НАГОРЕ ВО ЧАСОТ НА НАСТАНУВАЊЕ НА МИНИМАЛНОТО ГОДИШНО И ЛЕТНО ОПТОВАРУВАЊЕ ВО 2015 ГОДИНА	173
ТАБЕЛА 7.34	ПРОЦЕНКА НА МОЖНАТА Р/Ф РЕГУЛАЦИОНА РЕЗЕРВА НАДОЛУ ВО ЧАСОТ НА НАСТАНУВАЊЕ НА МИНИМАЛНОТО ГОДИШНО И ЛЕТНО ОПТОВАРУВАЊЕ ВО 2015 ГОДИНА	173
ТАБЕЛА 7.35	ВИДОВИ НА Р/Ф РЕГУЛАЦИОНИ РЕЗЕРВИ И ВРЕМИЊА НА АКТИВИРАЊЕ	174
ТАБЕЛА 7.36	МОЖНОСТИ ЗА РАЗМЕНА И ДЕЛЕЊЕ НА Р/Ф РЕГУЛАЦИОНИТЕ РЕЗЕРВИ [15]	174
ТАБЕЛА 8.1	ДОПОЛНИТЕЛНИ ТРОШОЦИ ЗА ЗАЈАКНУВАЊЕ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА ЗАРАДИ ИНТЕГРАЦИЈАТА НА ВЕЦ И ФНЕЦ	180
ТАБЕЛА 8.2	ДИНАМИКА НА ВЛОЖУВАЊАТА ВО ЗАЈАКНУВАЊЕ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА ЗАРАДИ ИНТЕГРАЦИЈАТА НА ВЕЦ И ФНЕЦ	180
ТАБЕЛА 8.3	ВКУПНИ ТРОШОЦИ ЗА СИСТЕМСКИТЕ УСЛУГИ ВО СЕКУНДАРНА И БРЗА ТЕРЦИЕРНА Р/Ф РЕГУЛАЦИЈА ЗАРАДИ ИНТЕГРАЦИЈАТА НА ВЕЦ И ФНЕЦ	181
ТАБЕЛА 8.4	ДОПОЛНИТЕЛНИ ТРОШОЦИ ЗА СИСТЕМСКИТЕ УСЛУГИ ВО СЕКУНДАРНА И БРЗА ТЕРЦИЕРНА Р/Ф РЕГУЛАЦИЈА ЗАРАДИ ИНТЕГРАЦИЈАТА НА ВЕЦ И ФНЕЦ ВО ОДНОС НА ПОСТОЕЧКАТА СОСТОЈБА	182

ТАБЕЛА 8.5	ПРОЦЕНКА НА ДОПОЛНИТЕЛНОТО ГОДИШНО ПРОИЗВОДСТВО НА ВЕЦ И ФНЕЦ ВО ОДНОС НА ПОСТОЕЧКАТА СОСТОЈБА СОГЛАСНО АНАЛИЗИРАНИТЕ СЦЕНАРИЈА НА НИВНА ИЗГРАДБА	182
ТАБЕЛА 8.6	ПРОСЕЧНИ ЗГОЛЕМУВАЊА НА ГОДИШНИТЕ ТРОШОЦИ ЗА ПОТТИКНУВАЊЕ ПРОИЗВОДСТВОТО НА ВЕЦ И ФНЕЦ ПРЕКУ „FEED-IN“ ТАРИФИ ВО ОДНОС НА ПОСТОЕЧКАТА СОСТОЈБА.....	183
ТАБЕЛА 8.7	ПРОЦЕНКА НА ДОПОЛНИТЕЛНИТЕ ГОДИШНИ ТРОШОЦИ ЗА ПОТТИКНУВАЊЕ НА ПРОИЗВОДСТВОТО НА НОВИТЕ ВЕЦ И ФНЕЦ ПРЕКУ „FEED-IN“ ТАРИФИ ВО ОДНОС НА ГОЛЕМОПРОДАЖНАТА ЦЕНА НА ЕЕ	183
ТАБЕЛА 8.8	ПРОЦЕНКА НА ВКУПНИТЕ ДОПОЛНИТЕЛНИ ГОДИШНИ ТРОШОЦИ ЗА ПРОИЗВОДСТВОТО НА ВЕЦ И ФНЕЦ ВО ОДНОС НА ПОСТОЕЧКОТО НИВО НА ИНТЕГРАЦИЈА НА ВЕЦ И ФНЕЦ.....	184
ТАБЕЛА 8.9	ПРОЦЕНКА НА ВКУПНАТА ПОТРОШУВАЧКА НА ДИРЕКТНИТЕ И ДИСТРИБУТИВНИТЕ ПОТРОШУВАЧИ ВО РМ [9]	185
ТАБЕЛА 8.10	ПРОЦЕНКА НА ПОТРЕБНОТО ЗГОЛЕМУВАЊЕ НА НАДОМЕСТОКОТ ЗА ПРЕНОС НА ЕЕ (ВКЛУЧУВАЈЌИ ГО И НАДОМЕСТОКОТ ЗА ОРГАНИЗИРАЊЕ И УПРАВУВАЊЕ СО ПАЗАРОТ) ЗАРАДИ ИНТЕГРАЦИЈАТА НА ДОПОЛНИТЕЛНИ ВЕЦ И ФНЕЦ.....	186

14. ЛИСТА НА СЛИКИ

Слика 1.1	ИНСТАЛИРАНАТА МОЌНОСТ ВО ВЕЦ ВО ЕВРОПА ВО 2013 ГОДИНА (ИЗВОР EWEA) [1]	1
Слика 1.2	ИНСТАЛИРАНАТА МОЌНОСТ ВО ФНЕЦ ВО ЕВРОПА 2015 ГОДИНА (ИЗВОР SPE) [2].....	2
Слика 1.3	УЧЕСТВО НА ПОЕДИНЕЧНИТЕ ЕЛЕКТРИЧНИ ЦЕНТРАЛИ КОИ КОРИСТАТ ОИЕ ВО ВКУПНОТО ПРОИЗВОДСТВО НА ЕЕ ОД ОИЕ ВО 2015 ГОДИНА	4
Слика 1.4	ПРОСЕЧНА ЦЕНА НА ПРОИЗВОДСТВОТО НА ПОВЛАСТЕНИТЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ ВО 2015 ГОДИНА ПО ТИП НА ОИЕ.....	6
Слика 1.5	МАПА СО РЕСУРСИ НА СОЛАРНА ЕНЕРГИЈА [3]	8
Слика 1.6	МАПА НА НАЈПОВОЛНИ ЛОКАЦИИ ЗА ГРАДБА НА ВЕЦ [3]	8
Слика 1.7	МАПА НА 4 ЛОКАЦИИ СО ИНСТАЛИРАНИ МЕРНИ УРЕДИ [3].....	9
Слика 1.8	ПРВА И ВТОРА ГРУПА НА ЛОКАЦИИ ЗА ИЗГРАДБА НА ВЕЦ СПРЕМА ЛИТЕРАТУРАТА [3]	10
Слика 1.9	ПРОИЗВОДСТВО НА ЕЕ ВО ОСНОВНОТО СЦЕНАРИО [6]	12
Слика 1.10	ПРОИЗВОДСТВО НА ЕЕ ВО С-ЕЕ И С-ЕЕ-ОИЕ [6]	13
Слика 1.11	ВЕРОЈАТНОСТ НА ЧАСОВНИТЕ ПРОМЕНИ НА ПРОИЗВОДСТВОТО НА ВЕЦ НА ЛОКАЦИИТЕ БОГДАНЦИ, БОГОСЛОВЕЦ И ШАШАВАРЛИЈА (ВО ОДНОС НА ИНСТАЛИРАНАТА МОЌНОСТ НА ВЕЦ) [7]	14
Слика 1.12	КУМУЛАТИВНА ВЕРОЈАТНОСТ НА ЧАСОВНИТЕ ПРОМЕНИ НА ПРОИЗВОДСТВОТО НА ВЕЦ НА ЛОКАЦИИТЕ БОГДАНЦИ, БОГОСЛОВЕЦ И ШАШАВАРЛИЈА (ВО ОДНОС НА ИНСТАЛИРАНАТА МОЌНОСТ НА ВЕЦ) [7]	15
Слика 1.13	МАПА НА ПОСТОЕЧКИ И ПЛАНИРАНИ ПОСТРОЈКИ ЗА ПРОИЗВОДСТВО НА ЕЕ [7]	16
Слика 1.14	АНАЛИЗИРАНИТЕ ЛОКАЦИИ НА НОВИТЕ ВЕЦ	20
Слика 2.1	ЛОКАЦИИ НА ОИЕ ЗА КОИ СЕ СОБРАНИ ПОДАТОЦИ ЗА ПРОИЗВОДСТВОТО И ПРОГНОЗАТА НА ПРОИЗВОДСТВОТО НА ЕЕ	22
Слика 2.2	РЕАЛИЗИРАНОТО ЧАСОВНО ПРОИЗВОДСТВО НА ВЕЦ БОГДАНЦИ ВО ПЕРИОДОТ 1. 9. 2015. – 31. 8. 2016.	24
Слика 2.3	РЕАЛИЗИРАНОТО ЧАСОВНО ПРОИЗВОДСТВО НА ВЕЦ БОГДАНЦИ И ПРОГНОЗА НА ПРОИЗВОДСТВОТО ВО РАЗГЛЕДУВАНИОТ ПЕРИОД.....	25
Слика 2.4	ЧАСОВНИТЕ ОТПАПУВАЊА НА ПРОИЗВОДСТВОТО НА ВЕЦ БОГДАНЦИ ОД ПРОГНОЗАТА ВО ПЕРИОДОТ 1. 11. 2015. – 31. 8. 2016.	26
Слика 2.5	РАСПРЕДЕЛБА НА ПОЕДИНЕЧНИТЕ РАСПОНИ НА ЧАСОВНОТО ПРОИЗВОДСТВО НА ВЕЦ БОГДАНЦИ ВО РАЗГЛЕДУВАНИОТ ПЕРИОД (УЧЕСТВА ВО ГОДИНА ДЕНА)	27
Слика 2.6	РАСПРЕДЕЛБА НА ПОЕДИНЕЧНИТЕ РАСПОНИ НА ЧАСОВЕН ДЕБАЛАНС НА ВЕЦ БОГДАНЦИ (УЧЕСТВО ВО РАЗГЛЕДУВАНИОТ ПЕРИОД)	28
Слика 2.7	ЧАСОВНО ПРОИЗВОДСТВО НА ВЕЦ БОГДАНЦИ И ПРОГНОЗА НА ПРОИЗВОДСТВОТО ЗА ДЕНОТ СО НАЈГОЛЕМА ГРЕШКА ВО ПРОГНОЗАТА (12. 4. 2016.).....	28
Слика 2.8	РАСПРЕДЕЛБА НА ПОЕДИНЕЧНИТЕ РАСПОНИ НА ПРОМЕНА НА ЧАСОВНОТО ПРОИЗВОДСТВО НА ВЕЦ БОГОСЛОВЕЦ (УЧЕСТВА ВО РАЗГЛЕДУВАНИОТ ПЕРИОД)	29
Слика 2.9	ПРОГНОЗИРАНО ЧАСОВНО ПРОИЗВОДСТВО НА ВЕЦ БОГОСЛОВЕЦ ВО НЕПОЗНАТ ПЕРИОД ОД 8424 ЧАСОВИ	30
Слика 2.10	РЕАЛИЗИРАНОТО ЧАСОВНО ПРОИЗВОДСТВО НА СИТЕ ФНЕЦ ВО ПЕРИОДОТ 1. 9. 2015 – 31. 8. 2016.....	32
Слика 2.11	РЕАЛИЗИРАНОТО ЧАСОВНО ПРОИЗВОДСТВО НА СИТЕ ФНЕЦ И ПРОГНОЗА НА ПРОИЗВОДСТВОТО ВО РАЗГЛЕДУВАНИОТ ПЕРИОД.....	33
Слика 2.12	ЧАСОВНИ ОТПАПУВАЊА НА ПРОИЗВОДСТВОТО НА СИТЕ ФНЕЦ ВО ОДНОС НА ПРОГНОЗАТА ВО ПЕРИОДОТ 1. 11. 2015. – 31. 8. 2016	34
Слика 2.13	РАСПРЕДЕЛБА НА ПОЕДИНЕЧНИТЕ РАСПОНИ НА ЧАСОВНОТО ПРОИЗВОДСТВО НА ФНЕЦ ВО РАЗГЛЕДУВАНИОТ ПЕРИОД (УЧЕСТВА ВО ГОДИНА ДЕНА)	35
Слика 2.14	ЧАСОВНО ПРОИЗВОДСТВО НА ФНЕЦ ВО РМ ЗА ТИПИЧЕН ЗИМСКИ И ЛЕТЕН ДЕН	36
Слика 2.15	РАСПРЕДЕЛБА НА ПОЕДИНЕЧНИТЕ РАСПОНИ НА ЧАСОВНА НЕРАМНОТЕЖА НА ФНЕЦ (УЧЕСТВА ВО РАЗГЛЕДУВАНИОТ ПЕРИОД)	37

Слика 2.16	Часовно производство на ФНЕЦ и прогноза на производството во денот со најголема грешка (29. 11. 2015).....	37
Слика 2.17	Часовни отстапувања на производството на ВЕЦ Богданци и сите ФНЕЦ од прогнозата во периодот 1. 11. 2015 – 31. 8. 2016.....	38
Слика 2.18	РАСПРЕДЕЛБА НА ПОЕДИНЕЧНИТЕ РАСПОНИ НА ЧАСОВЕН ДЕБАЛАНС ЗА ВЕЦ БОГДАНЦИ И ФНЕЦ (УЧЕСТВА ВО РАЗГЛЕДУВАНИОТ ПЕРИОД)	39
Слика 2.19	РАСПРЕДЕЛБА НА ОТСАПУВАЊАТА НА ЧАСОВНОТО ПРОИЗВОДСТВО НА ХЕЦ ОД ПЛАНОТ (УЧЕСТВА ВО РАЗГЛЕДУВАНОТО ВРЕМЕ).....	41
Слика 2.20	РАСПРЕДЕЛБА НА ОТСАПУВАЊАТА НА ЧАСОВНОТО ПРОИЗВОДСТВО НА ТЕЦ ОД ПЛАНОТ (УЧЕСТВА ВО РАЗГЛЕДУВАНОТО ВРЕМЕ).....	43
Слика 2.21	ОТСАПУВАЊАТА НА ЧАСОВНОТО ПРОИЗВОДСТВО НА ХЕЦ ОД ПЛАНОТ 2015 ГОДИНА	44
Слика 2.22	ОТСАПУВАЊАТА НА ЧАСОВНОТО ПРОИЗВОДСТВО НА ТЕЦ ОД ПЛАНОТ ВО 2015 ГОДИНА	45
Слика 2.23	ОТСАПУВАЊАТА НА ЧАСОВНОТО ПРОИЗВОДСТВО НА ВЕЦ ОД ПЛАНОТ ВО 2015 ГОДИНА	46
Слика 2.24	ОТСАПУВАЊАТА НА ЧАСОВНОТО ПРОИЗВОДСТВО НА ХЕЦ, ТЕЦ И ВЕЦ ОД ПЛАНОТ ВО 2015 ГОДИНА.....	47
Слика 2.25	РАСПРЕДЕЛБА НА ОТСАПУВАЊАТА НА ЧАСОВНОТО ПРОИЗВОДСТВО НА ВЕЦ ОД ПЛАНОТ (УЧЕСТВА ВО РАЗГЛЕДУВАНОТО ВРЕМЕ).....	48
Слика 2.26	РАСПРЕДЕЛБА НА ОТСАПУВАЊАТА НА ЧАСОВНОТО ПРОИЗВОДСТВО НА ХЕЦ, ТЕЦ И ВЕЦ ОД ПЛАНОТ (УЧЕСТВА ВО РАЗГЛЕДУВАНОТО ВРЕМЕ).....	49
Слика 2.27	РАСПРЕДЕЛБА НА ОТСАПУВАЊАТА НА ЧАСОВНИОТ ДИСТРИБУТИВЕН КОНЗУМ ОД ПЛАНОТ (УЧЕСТВА ВО РАЗГЛЕДУВАНОТО ВРЕМЕ).....	50
Слика 2.28	РАСПРЕДЕЛБА НА ОТСАПУВАЊАТА НА ЧАСОВНИОТ КОНЗУМ НА ДИРЕКТНИТЕ ПОТРОШУВАЧИ ОД ПЛАНОТ (УЧЕСТВА ВО РАЗГЛЕДУВАНОТО ВРЕМЕ)	51
Слика 2.29	ОТСАПУВАЊА НА ЧАСОВНИОТ ДИСТРИБУТИВЕН КОНЗУМ ОД ПЛАНОТ ВО 2015 ГОДИНА.....	52
Слика 2.30	ОТСАПУВАЊА НА ЧАСОВНИОТ КОНЗУМ НА ДИРЕКТНИТЕ ПОТРОШУВАЧИ ОД ПЛАНОТ ВО 2015 ГОДИНА.....	53
Слика 2.31	ОТСАПУВАЊА НА ВКУПНИОТ ЧАСОВЕН КОНЗУМ ОД ПЛАНОТ ВО 2015 ГОДИНА	54
Слика 2.32	РАСПРЕДЕЛБА НА ОТСАПУВАЊАТА НА ВКУПНИОТ ЧАСОВЕН КОНЗУМ ОД ПЛАНОТ (УЧЕСТВА ВО РАЗГЛЕДУВАНОТО ВРЕМЕ)	55
Слика 2.33	РАСПРЕДЕЛБА НА ВКУПНИТЕ ОТСАПУВАЊА ВО ЕЕС ЗА 2015 ГОДИНА (УЧЕСТВА ВО РАЗГЛЕДУВАНОТО ВРЕМЕ)	56
Слика 2.34	ЧАСОВЕН ДЕБАЛАНС ВО ЕЕС И ЧАСОВНИ РАЗЛИКИ ВО ПРОИЗВОДСТВОТО НА ХЕЦ ВО ОДНОС НА ПЛАНОТ ЗА ПРВИТЕ 500 ЧАСОВИ ВО 2015 ГОДИНА	57
Слика 2.35	ВКУПНИ ОТСАПУВАЊА (ДЕБАЛАНСИ) ВО ЕЕС ЗА 2015 ГОДИНА.....	58
Слика 2.36	ОТСАПУВАЊА НА ПРЕКУГРАНИЧНИТЕ РАЗМЕНИ ОД ПЛАНОТ ЗА 2015 ГОДИНА	59
Слика 2.37	РАСПРЕДЕЛБА НА ОТСАПУВАЊАТА НА ЧАСОВНИТЕ РАЗМЕНИ ОД ПЛАНОТ (УЧЕСТВА ВО РАЗГЛЕДУВАНОТО ВРЕМЕ)	60
Слика 2.38	ОТСАПУВАЊА НА ПРЕКУГРАНИЧНИТЕ РАЗМЕНИ ОД ПЛАНОТ И РАСПОН НА ПРИФАТЛИВИ ОТСАПУВАЊА СОГЛАСНО ИНТЕРНИОТ ДОГОВОР ВО РАМКИТЕ НА КОНТРОЛНИОТ БЛОК	61
Слика 3.1	ПРОГНОЗА НА ФИНАЛНАТА ПОТРОШУВАЧКА НА ЕЕ ДО 2040 ГОДИНА [9].....	63
Слика 3.2	ПРОГНОЗА НА ВРВНОТО ОПТОВАРУВАЊЕ, МАКСИМАЛНОТО ЛЕТНО ОПТОВАРУВАЊЕ И ПРОСЕЧНОТО ОПТОВАРУВАЊЕ НА НИВО НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА ВО СЦЕНАРИОТО А ЗА ПОРАСТ НА ПОТРОШУВАЧКАТА НА ЕЕ.....	64
Слика 3.3	ДИНАМИКА НА ВЛЕГУВАЊЕ ВО ПОГОН НА НОВИ ЕЛЕКТРИЧНИ ЦЕНТРАЛИ (СЦЕНАРИО „BUSINESS AS USUAL“).....	65
Слика 3.4	ДИНАМИКА НА ВЛЕГУВАЊЕ ВО ПОГОН НА НОВИ ЕЛЕКТРИЧНИ ЦЕНТРАЛИ (СЦЕНАРИО „COAL-LIGNITE“)	66
Слика 3.5	ДИНАМИКА НА ВЛЕГУВАЊЕ ВО ПОГОН НА НОВИ ЕЛЕКТРИЧНИ ЦЕНТРАЛИ (СЦЕНАРИО „GAS“)	66
Слика 3.6	ДИНАМИКА НА ВЛЕГУВАЊЕ ВО ПОГОН НА НОВИ ЕЛЕКТРИЧНИ ЦЕНТРАЛИ (СЦЕНАРИО „GREEN“).....	67
Слика 3.7	УЧЕСТВОТО НА ПОЕДИНЕЧНИТЕ ТИПОВИ НА ОИЕ ВО ВКУПНОТО ГОДИШНО ПРОИЗВОДСТВО НА СИТЕ ОИЕ (СЦЕНАРИО „BUSINESS AS USUAL, И „COAL-LIGNITE“).....	69
Слика 3.8	УЧЕСТВОТО НА ПОЕДИНЕЧНИТЕ ТИПОВИ НА ОИЕ ВО ВКУПНОТО ГОДИШНО ПРОИЗВОДСТВО НА СИТЕ ОИЕ (СЦЕНАРИО „GREEN“)	69
Слика 3.9	УЧЕСТВО НА ПРОИЗВОДСТВОТО НА ОИЕ БЕЗ ГОЛЕМИТЕ ХЕЦ ВО ВКУПНОТО ГОДИШНО ПРОИЗВОДСТВО НА СИТЕ ЕЛЕКТРИЧНИ ЦЕНТРАЛИ ВО РМ.....	70

Слика 3.10	Учество на производството на ОИЕ без големите ХЕЦ во финалната потрошувачка на ЕЕ во РМ (сценарија на производството „BUSINESS AS USUAL“, „COAL-LIGNITE“ и „GAS“)	71
Слика 3.11	Учество на производството на ОИЕ без големите ХЕЦ во финалната потрошувачка на ЕЕ во РМ (сценарио на производството „GREEN“)	72
Слика 3.12	Учество на производството на ОИЕ и големите ХЕЦ во финалната потрошувачка на ЕЕ во РМ (сценарија на производството „BUSINESS AS USUAL“ и „GAS“)	74
Слика 3.13	Учество на производството на ОИЕ и големите ХЕЦ во финалната потрошувачка на ЕЕ во РМ (сценарио на производството „COAL-LIGNITE“)	75
Слика 3.14	Учество на производството на ОИЕ и големите ХЕЦ во финалната потрошувачка на ЕЕ во РМ (сценарија на производството „GREEN“)	76
Слика 4.1	Постоечка структура на цената на ЕЕ за домаќинствата во РМ.....	81
Слика 4.2	Просечни цени на ЕЕ во €/кWh која ја плаќаат домаќинствата во Европа (извор: EUROSTAT).....	82
Слика 4.3	Просечни цени на ЕЕ €/кWh која ја плаќаат индустриските потрошувачи во Европа (извор: EUROSTAT).....	84
Слика 4.4	Претпоставено движење на големо продажната цена на ЕЕ во РМ	85
Слика 4.5	Структура на цената на ЕЕ која ја плаќаат потрошувачите.....	86
Слика 4.6	Приказ на влијанието на интеграцијата на ОИЕ на цената на ЕЕ која ја плаќаат потрошувачите	87
Слика 4.7	Динамика на изградбата на ФНЕЦ во РМ.....	92
Слика 5.1	Шематски приказ на методологијата за проценка на влијанието на интеграцијата на ОИЕ во ЕЕС на РМ.....	95
Слика 5.2	Крива на траење на ангажираната брза терциерна резерва и принцип на одредување на потребниот опсег на симетричната терциерна регулација	107
Слика 6.1	Оптоварување на водовите 110 kV во близина на ВЕЦ Богданци за состојба на врвно оптоварување во 2020 година.....	113
Слика 6.2	Оптоварување на 110 kV водовите во близина на ВЕЦ Богданци за состојба на просечно оптоварување во 2020 година.....	114
Слика 6.3	Оптоварување на водовите 110 kV во близина на ВЕЦ Богданци за состојба на врвно оптоварување во 2025 година.....	116
Слика 6.4	Оптоварување на водовите 110 kV во близина на ВЕЦ Шашаварлија 1 за состојба на врвно оптоварување во 2025 година.....	117
Слика 6.5	Оптоварување на водовите 110 kV во близина на ВЕЦ Богословец за состојба на врвно оптоварување во 2025 година.....	117
Слика 6.6	Оптоварување на водовите 110 kV во близина на ВЕЦ Богданци за состојба на просечно оптоварување во 2025 година.....	119
Слика 6.7	Оптоварување на водовите 110 kV во близина на ВЕЦ Шашаварлија 1 за состојба на просечно оптоварување во 2025 година.....	120
Слика 6.8	Оптоварување на водовите 110 kV во близина на ВЕЦ Богословец за состојба на просечно оптоварување во 2025 година.....	120
Слика 6.9	Оптоварување на водовите 110 kV во близина на ВЕЦ Богданци за состојба на врвно оптоварување во 2030 година.....	121
Слика 6.10	Оптоварување на водовите 110 kV во близина на ВЕЦ Шашаварлија 1 за состојба на врвно оптоварување во 2030 година.....	122
Слика 6.11	Оптоварување на водовите 110 kV во близина на ВЕЦ Богословец за состојба на врвно оптоварување во 2030 година.....	123
Слика 6.12	Оптоварување на водовите 110 kV во близина на ВЕЦ Миравци за состојба на врвно оптоварување во 2030 година.....	123
Слика 6.13	Оптоварување на водовите 110 kV во близина на ВЕЦ Гевгелија за состојба на врвно оптоварување во 2030 година.....	124
Слика 6.14	Оптоварување на 110 kV водовите во близина на ВЕЦ Богданци за состојба на просечно оптоварување во 2030 година.....	125

Слика 6.15	Оптоварување на 110 kV водовите во близина на ВЕЦ Шашаварлија 1 за состојба на просечно оптоварување во 2030 година.....	126
Слика 6.16	Оптоварување на 110 kV водовите во близина на ВЕЦ Богословец за состојба на просечно оптоварување во 2030 година.....	127
Слика 6.17	Оптоварување на 110 kV водовите во близина на ВЕЦ Миравци за состојба на просечно оптоварување во 2030 година.....	127
Слика 6.18	Оптоварување на 110 kV водовите во близина на ВЕЦ Гевгелија за состојба на просечно оптоварување во 2030 година.....	128
Слика 6.19	Региони на преносната мрежа на РМ (состојба 2016.).....	129
Слика 6.20	Текови на моќности околу ТС Валандово за состојбата на врвно оптоварување во 2040 година без новите ВЕЦ планирани за изградба помеѓу 2030 и 2040 година (со сите водови расположливи)	131
Слика 6.21	Текови на моќности околу ТС Валандово за состојбата на врвно оптоварување во 2040 година со новите ВЕЦ планирани за изградба помеѓу 2030 и 2040 година (со сите водови расположливи)	132
Слика 6.22	Текови на моќност околу ВЕЦ Шашаварлија 1 и 2 за состојба на врвно оптоварување во 2040 година со новите ВЕЦ планирани за изградба помеѓу 2030 и 2040 година (со расположливост на сите водови)	134
Слика 6.23	Текови на моќност околу ВЕЦ Богословец за состојба на врвно оптоварување во 2040 година со новите ВЕЦ планирани за изградба помеѓу 2030 и 2040 година (со расположливост на сите водови) ...	134
Слика 7.1	Крива на траење на ангажираната брза терциерна резерва и потребниот опсег на симетричната терциерна регулација (постоечка состојба, грешка во прогнозата на ВЕЦ = 20 %).....	140
Слика 7.2	Проценка на трошоците за обезбедување на секундарна и брза терциерна P/F регулациона резерва и енергија произведена во регулација за постоечката состојба во ЕЕС на РМ (грешка во прогнозата на ВЕЦ = 20 %)	140
Слика 7.3	Крива на траење на ангажираната брза терциерна резерва и потребниот опсег на симетричната терциерна регулација (краткорочна идна состојба, грешка во прогнозата за ВЕЦ = 20 %)	143
Слика 7.4	Проценка на трошоците за обезбедување на секундарна и брза терциерна P/F регулациона резерва и енергија произведена во регулација за краткорочна идна состојба во ЕЕС на РМ (грешка во прогнозата за ВЕЦ = 20 %).....	143
Слика 7.5	Крива на траење на ангажираната брза терциерна резерва и потребниот опсег на симетричната терциерна регулација (краткорочна идна состојба, грешка на прогнозата за ВЕЦ = 10 %)	144
Слика 7.6	Проценка на трошоците за обезбедување на секундарна и брза терциерна P/F регулациона резерва и енергија произведена во регулација за краткорочна идна состојба во ЕЕС на РМ (грешка во прогнозата за ВЕЦ = 10 %)	144
Слика 7.7	Крива на траење на ангажираната брза терциерна резерва и потребниот опсег на симетричната терциерна регулација (краткорочна идна состојба, грешка во прогнозата за ВЕЦ = 5 %)	145
Слика 7.8	Проценка на трошоците за обезбедување на секундарна и брза терциерна P/F регулациона резерва и енергија произведена во регулација за краткорочна идна состојба во ЕЕС на РМ (грешка во прогнозата за ВЕЦ = 5 %)	145
Слика 7.9	Крива на траење на ангажираната брза терциерна резерва и потребниот опсег на симетричната терциерна регулација (среднорочна идна состојба, грешка во прогнозата за ВЕЦ = 20 %)	148
Слика 7.10	Проценка на трошоците за обезбедување на секундарна и брза терциерна P/F регулациона резерва и енергија произведена во регулација за среднорочна идна состојба во ЕЕС на РМ (грешка во прогнозата за ВЕЦ = 20 %)	148
Слика 7.11	Крива на траење на ангажираната брза терциерна резерва и потребниот опсег на симетричната терциерна регулација (среднорочна идна состојба, грешка во прогнозата за ВЕЦ = 10 %)	149
Слика 7.12	Проценка на трошоците за обезбедување на секундарна и брза терциерна P/F регулациона резерва и енергија произведена во регулација за среднорочна идна состојба во ЕЕС на РМ (грешка во прогнозата за ВЕЦ = 10 %)	149
Слика 7.13	Крива на траење на ангажираната брза терциерна резерва и потребниот опсег на симетричната терциерна регулација (среднорочна идна состојба, грешка во прогнозата за ВЕЦ = 5 %)	150

Слика 7.14	ПРОЦЕНКА НА ТРОШОЦИТЕ ЗА ОБЕЗБЕДУВАЊЕ НА СЕКУНДАРНА И БРЗА ТЕРЦИЕРНА P/F РЕГУЛАЦИОНА РЕЗЕРВА И ЕНЕРГИЈА ПРОИЗВЕДЕНА ВО РЕГУЛАЦИЈА ЗА СРЕДНОРОЧНА ИДНА СОСТОЈБА ВО ЕЕС НА РМ (ГРЕШКА ВО ПРОГНОЗАТА ЗА ВЕЦ = 5 %)	150
Слика 7.15	КРИВА НА ТРАЕЊЕ НА АНГАЖИРАНАТА БРЗА ТЕРЦИЕРНА РЕЗЕРВА И ПОТРЕБНИОТ ОПСЕГ НА СИМЕТРИЧНАТА ТЕРЦИЕРНА РЕГУЛАЦИЈА (ДОЛГОРОЧНА- 2030 ИДНА СОСТОЈБА, ГРЕШКА ВО ПРОГНОЗАТА ЗА ВЕЦ = 20 %)	153
Слика 7.16	ПРОЦЕНКА НА ТРОШОЦИТЕ ЗА ОБЕЗБЕДУВАЊЕ НА СЕКУНДАРНА И БРЗА ТЕРЦИЕРНА P/F РЕГУЛАЦИОНА РЕЗЕРВА И ЕНЕРГИЈА ПРОИЗВЕДЕНА ВО РЕГУЛАЦИЈА ЗА ДОЛГОРОЧНА (2030) ИДНА СОСТОЈБА ВО ЕЕС НА РМ (ГРЕШКА ВО ПРОГНОЗАТА ЗА ВЕЦ = 20 %)	153
Слика 7.17	КРИВА НА ТРАЕЊЕ НА АНГАЖИРАНАТА БРЗА ТЕРЦИЕРНА РЕЗЕРВА И ПОТРЕБНИОТ ОПСЕГ НА СИМЕТРИЧНАТА ТЕРЦИЕРНА РЕГУЛАЦИЈА (ДОЛГОРОЧНА- 2030 ИДНА СОСТОЈБА, ГРЕШКА ВО ПРОГНОЗАТА ЗА ВЕЦ = 10 %)	154
Слика 7.18	ПРОЦЕНКА НА ТРОШОЦИТЕ ЗА ОБЕЗБЕДУВАЊЕ НА СЕКУНДАРНА И БРЗА ТЕРЦИЕРНА P/F РЕГУЛАЦИОНА РЕЗЕРВА И ЕНЕРГИЈА ПРОИЗВЕДЕНА ВО РЕГУЛАЦИЈА ЗА ДОЛГОРОЧНА (2030) ИДНА СОСТОЈБА ВО ЕЕС НА РМ (ГРЕШКА ВО ПРОГНОЗАТА ЗА ВЕЦ = 10 %)	154
Слика 7.19	КРИВА НА ТРАЕЊЕ НА АНГАЖИРАНАТА БРЗА ТЕРЦИЕРНА РЕЗЕРВА И ПОТРЕБНИОТ ОПСЕГ НА СИМЕТРИЧНАТА ТЕРЦИЕРНА РЕГУЛАЦИЈА (ДОЛГОРОЧНА- 2030 ИДНА СОСТОЈБА, ГРЕШКА ВО ПРОГНОЗАТА ЗА ВЕЦ = 5 %)	155
Слика 7.20	ПРОЦЕНКА НА ТРОШОЦИТЕ ЗА ОБЕЗБЕДУВАЊЕ НА СЕКУНДАРНА И БРЗА ТЕРЦИЕРНА P/F РЕГУЛАЦИОНА РЕЗЕРВА И ЕНЕРГИЈА ПРОИЗВЕДЕНА ВО РЕГУЛАЦИЈА ЗА ДОЛГОРОЧНА (2030) ИДНА СОСТОЈБА ВО ЕЕС НА РМ (ГРЕШКА ВО ПРОГНОЗАТА ЗА ВЕЦ = 5 %)	155
Слика 7.21	КРИВА НА ТРАЕЊЕ НА АНГАЖИРАНАТА БРЗА ТЕРЦИЕРНА РЕЗЕРВА И ПОТРЕБНИОТ ОПСЕГ НА СИМЕТРИЧНАТА ТЕРЦИЕРНА РЕГУЛАЦИЈА (ДОЛГОРОЧНА- 2040 ИДНА СОСТОЈБА, ГРЕШКА ВО ПРОГНОЗАТА ЗА ВЕЦ = 20 %)	158
Слика 7.22	ПРОЦЕНКА НА ТРОШОЦИТЕ ЗА ОБЕЗБЕДУВАЊЕ НА СЕКУНДАРНА И БРЗА ТЕРЦИЕРНА P/F РЕГУЛАЦИОНА РЕЗЕРВА И ЕНЕРГИЈА ПРОИЗВЕДЕНА ВО РЕГУЛАЦИЈА ЗА ДОЛГОРОЧНА (2040) ИДНА СОСТОЈБА ВО ЕЕС НА РМ (ГРЕШКА ВО ПРОГНОЗАТА ЗА ВЕЦ = 20 %)	158
Слика 7.23	КРИВА НА ТРАЕЊЕ НА АНГАЖИРАНАТА БРЗА ТЕРЦИЕРНА РЕЗЕРВА И ПОТРЕБНИОТ ОПСЕГ НА СИМЕТРИЧНАТА ТЕРЦИЕРНА РЕГУЛАЦИЈА (ДОЛГОРОЧНА- 2040 ИДНА СОСТОЈБА, ГРЕШКА ВО ПРОГНОЗАТА ЗА ВЕЦ = 10 %)	159
Слика 7.24	ПРОЦЕНКА НА ТРОШОЦИТЕ ЗА ОБЕЗБЕДУВАЊЕ НА СЕКУНДАРНА И БРЗА ТЕРЦИЕРНА P/F РЕГУЛАЦИОНА РЕЗЕРВА И ЕНЕРГИЈА ПРОИЗВЕДЕНА ВО РЕГУЛАЦИЈА ЗА ДОЛГОРОЧНА (2040) ИДНА СОСТОЈБА ВО ЕЕС НА РМ (ГРЕШКА ВО ПРОГНОЗАТА ЗА ВЕЦ = 10 %)	159
Слика 7.25	КРИВА НА ТРАЕЊЕ НА АНГАЖИРАНАТА БРЗА ТЕРЦИЕРНА РЕЗЕРВА И ПОТРЕБНИОТ ОПСЕГ НА СИМЕТРИЧНАТА ТЕРЦИЕРНА РЕГУЛАЦИЈА (ДОЛГОРОЧНА- 2040 ИДНА СОСТОЈБА, ГРЕШКА ВО ПРОГНОЗАТА ЗА ВЕЦ = 5 %)	160
Слика 7.26	ПРОЦЕНКА НА ТРОШОЦИТЕ ЗА ОБЕЗБЕДУВАЊЕ НА СЕКУНДАРНА И БРЗА ТЕРЦИЕРНА P/F РЕГУЛАЦИОНА РЕЗЕРВА И ЕНЕРГИЈА ПРОИЗВЕДЕНА ВО РЕГУЛАЦИЈА ЗА ДОЛГОРОЧНА (2040) ИДНА СОСТОЈБА ВО ЕЕС НА РМ (ГРЕШКА ВО ПРОГНОЗАТА ЗА ВЕЦ = 5 %)	160
Слика 7.27	ИНСТАЛИРАНА МОЌНОСТ НА АКУМУЛАЦИОНИТЕ ХЕЦ ВО ЕЕС НА РМ ВО ПЕРИОДОТ ДО 2040 ГОДИНА	167
Слика 7.28	ТЕОРЕТСКИ МОЖНА РЕЗЕРВА ЗА СЕКУНДАРНА И БРЗА ТЕРЦИЕРНА P/F РЕГУЛАЦИЈА ВО АКУМУЛАЦИОНИТЕ ХЕЦ ВО ЕЕС НА РМ ВО ПЕРИОДОТ ДО 2040 ГОДИНА	169
Слика 8.1	ПРОЦЕНКА НА ДОПОЛНИТЕЛНИТЕ ТРОШОЦИ ЗА ИНТЕГРАЦИЈА НА ВЕЦ И ФНЕЦ И УЧЕСТВО НА ПОЕДИНЕЧНИТЕ КАТЕГОРИИ НА ТРОШОЦИТЕ	184

