



Долгорочни прогнози за потребите од електрична енергија и моќност – 2020

октомври, 2020

Наслов: Долгорочни прогнози за потребите од електрична енергија
и моќност – 2020

Автори: Служба за стратешко планирање и развојни анализи

Содржина

1. ВОВЕД.....	3
2. КАТЕГОРИИ НА БИЛАНСОТ НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА И МОЌНОСТ И МЕТОДОЛОГИЈА ЗА ДОЛГОРОЧНА ПРОГНОЗА	5
2.1. КАТЕГОРИИ НА БИЛАНСОТ НА ПРОИЗВОДСТВОТО И ПОТРОШУВАЧКАТА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА	5
2.2. КАТЕГОРИИ ВО БИЛАНСОТ НА МОЌНОСТИ.....	6
2.3. МЕТОДОЛОГИЈА ЗА ПРОГНОЗА НА ПОТРОШУВАЧКАТА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА И ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИТЕ БИЛАНСИ	7
3. СТАТИСТИЧКА ОБРАБОТКА НА БИЛАНСОТ НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА И МОЌНОСТ ЗА ИЗМИНАТИОТ ПЕРИОД.....	9
3.1. ПОДАТОЦИ ЗА ПОТРОШУВАЧКАТА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА И КАРАКТЕРИСТИКИТЕ НА ПОТРОШУВАЧКАТА ЗА ИЗМИНАТИОТ ПЕРИОД	9
3.2. БИЛАНС НА МОЌНОСТ ЗА ИЗМИНАТИОТ ПЕРИОД.....	11
4. ПРОГНОЗА НА БИЛАНСОТ НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА И МОЌНОСТ	13
4.1. ПРОГНОЗА НА БИЛАНСОТ НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА.....	13
4.1.1. СЦЕНАРИЈА ЗА ПОРАСТ НА ПОТРОШУВАЧКА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА ВО РЕПУБЛИКА СЕВЕРНА МАКЕДОНИЈА ДО 2040 ГОДИНА	13
4.1.2. СЦЕНАРИЈА ЗА ПОРАСТ НА ПРОИЗВОДСТВО НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА ДО 2040 ГОДИНА	16
4.1.3. СЦЕНАРИЈА ЗА РАЗМЕНА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА ВО РЕПУБЛИКА СЕВЕРНА МАКЕДОНИЈА ДО 2040 ГОДИНА	27
4.1.4. СЦЕНАРИЈА ЗА БИЛАНСОТ НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА ВО РЕПУБЛИКА СЕВЕРНА МАКЕДОНИЈА ДО 2040 ГОДИНА	28
4.2. ПРОГНОЗА НА БИЛАНСОТ НА МОЌНОСТ	29
5. ЗАКЛУЧОК.....	31
6. КОРИСТЕНА ЛИТЕРАТУРА.....	32
7. ПРИЛОГ 1: Проценка на адекватноста на системот со користење на пробабилистички пристап.....	33
7.1. Вовед за пробабилистички пристап во проценката на адекватноста на системот и разлики со детерминистичкиот пристап.....	33
7.2. Опис на алатка за пазарни симулации – Plexos	35
7.3. Опис на користениот пазарен модел	37
7.4. Резултати од пазарните симулации.....	39
7.5. Заклучок.....	43

1. ВОВЕД

Согласно Законот [1], МЕРСО како оператор на електропреносниот систем е одговорен за работата, одржувањето, развојот, поврзувањето со електропреносните системи на соседните земји и за обезбедување на долгорочната способност на системот за задоволување на разумните потреби за пренесување на електрична енергија.

Членот 83 пропишува дека МЕРСО е должен до 31 октомври секоја календарска година да достави до Министерството за економија и Регулаторна комисија за енергетика и водни услуги на Република Северна Македонија (РКЕ), едногодишни, петгодишни и десетгодишни прогнози за потребите од електрична енергија. Основните насоки за подготовка на прогнозите на билансот на електрична енергија и моќност се дадени во Мрежните правила.

За да може краткорочно, среднорочно и долгорочно да се планира работата на електропреносниот систем, како и да се одредат потребните инвестиции во изградба на нови преносни објекти и ревитализација на постоечките, операторите на електропреносниот систем мораат да ги прогнозираат трендовите во потрошувачката на електрична енергија, оптоварувањата во системите, можната изградба на нови електрични централи, како и планираното производство на постоечките електрични централи во различните временски периоди во иднината. Заради тоа, предвидувањето на идната потрошувачка на електрична енергија и карактеристиката на потрошувачката, како и предвидувањето на начините со кои таа потрошувачка долгорочно ќе се задоволи, претставуваат основа на планирањето на развојот на електропреносниот систем за кој е задолжен одреден оператор.

МЕРСО ги ажурира своите планови за пораст на потрошувачката согласно новата Стратегија за развој на енергетиката во Република Северна Македонија до 2040 година усвоена од Владата на Република Северна Македонија на седницата одржана на 28.12.2019 година.

Во рамките на Студијата за прогноза на билансот на електрична енергија и моќност за долгорочен период и анализа на адекватноста на преносната мрежа е направен избор на методологија за долгорочна прогноза на билансот на електрична енергија и моќност, статистичка обработка на билансот на електрична енергија и моќност за изминатиот период, и прогноза на билансот на електрична енергија и моќност. Оваа методологија, но со ажурирани подлоги според [4] е искористена за изработка на најновите Долгорочни прогнози за потребите од електрична енергија и моќност – 2020.

Проценка на адекватноста на системот во поглед на електрична енергија (и моќност) е проценка на способноста во рамките на ЕЕС во разгледуваната година во иднината да се постигне еднаквост на производството и потрошувачката (оптоварувањето) на електрична енергија вклучувајќи ја и можноста за увоз/извоз на ЕЕ (моќност). Проценката во овој извештај се прави врз основа на детерминистички принцип и дефинираната методологијата од страна на ENTSO-E, [8].

Како дополнување на овој документ е направена проценка на адекватноста на системот со користење на пробалистички пристап. Поради големиот наплив на обновливи извори на енергија кои имаат интермитентна природа како и отворањето на пазарите, детерминистичкиот метод станува се помалку точен и доверлив начин за проценка на адекватноста на системот. Слабоста на детерминистичките анализи се состои во тоа што не ја земаат предвид веројатноста на природата на однесувањето на електроенергетскиот систем.

Новиот метод за проценка на адекватноста на системот го дефинира користењето на пазарно ориентираните пробалистички методи и е дефиниран во новата методологија на ENTSO-E за проценка на адекватноста на системот (MAF). Со овој нов начин подобро се отсликува стохастичката природа на електроенергетскиот систем и овозможува поквалитетно моделирање на несигурностите што се појавуваат при планирање на системот. Методологијата ја оценува адекватноста на системот разгледувајќи ги пробалистичките променливи LOLE (веројатност за загуба на потрошувачка/оптоварување, анџ.: *Loss of Load Expectation*) и ENS (неиспорачана ЕЕ, анџ.: *Energy Not Supplied*).

Пресметките се изведени со користење на пазарниот симулатор PLEXOS. Во анализите е користен модел за Југоисточна Европа, како дел од европскиот MAF модел креиран од ENTSO-E. Моделот има дополнителни измени со цел да се прикаже критично сценарио за развој на електроенергетскиот систем и да се илустрира методологијата. Деталниот опис на користениот модел како и резултатите од анализата се е дадени во ПРИЛОГ 1: Проценка на адекватноста на системот со користење на пробабилистички пристап.

2. КАТЕГОРИИ НА БИЛАНСОТ НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА И МОЌНОСТ И МЕТОДОЛОГИЈА ЗА ДОЛГОРОЧНА ПРОГНОЗА

2.1. КАТЕГОРИИ НА БИЛАНСОТ НА ПРОИЗВОДСТВОТО И ПОТРОШУВАЧКАТА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА

Во ова поглавје се прикажани поединечните категории на електроенергетскиот биланс на електрична енергија и се воспоставени односите помеѓу категориите кои моментално постојат во рамките на ЕЕС. Електроенергетскиот биланс кој моментално може да се воспостави, е прикажан на Слика 1..

Производство на дистрибутивна мрежа КОГЕЛ Север КОГЕЛ ЕЛЕМ ХЕЦ Равен ХЕЦ Врбен ХЕЦ Калиманци ХЕЦ Матка мали ХЕЦ Фотонапонски електроцентрали електроцентрали на биогаз електроцентрали на биомаса	Производство на ТЕЦ на преносната мрежа Битола 1 Битола 2 Битола 3 Осломеј Неготино ТЕТО	Производство на ХЕЦ на преносната мрежа Вруток Глобочица Тиквеш Шпиље Св. Петка Козјак	Производство на ПП на преносната мрежа ВЕЦ Богданци	Синхрона работа (ВЛЕЗ) Србија/Косово Грција Бугарија
Вкупниот влез на електрична енергија во Република Македонија				
Пренесува вкупната електрична енергија				
Вкупното производство во Република Македонија				
Потрошувачката во дистрибутивната мрежа	Загуби во дистрибутивната мрежа	Директни потрошувачи	Загуби во преносна мрежа	Синхрона работа (ИЗЛЕЗ) Србија/ Косово Грција Бугарија
Вкупниот излез на електрична енергија од Република Македонија				
Вкупната финална потрошувачка на ЕЕ (вкупната потрошувачка на енергија без загуби во мрежите)				
Нето потрошувачка во дистрибуцијата				
Вкупната вредност на потрошувачката на преносната мрежа				
↑ Производство на дистрибутивна мрежа				

Слика 1. Категории на билансот на електрична енергија во ЕЕС на Република Северна Македонија и меѓусебните односи помеѓу нив

При собирањето на податоците и составувањето на билансот на ЕЕС, нужен услов е вкупниот влез на електрична енергија во ЕЕС да биде еднаков на вкупниот излез. Под вкупен влез на електрична енергија се сметаат вкупното производство на сите електрични централи и влезот на електрична енергија од соседните ЕЕС-и, додека под вкупен излез се сметаат загубите во преносната и дистрибутивната мрежа, електрична енергија консумирана од страна на различните категории на потрошувачка и излезот на електрична енергија во насока на соседните ЕЕС-и.

Вкупниот влез на електрична енергија во ЕЕС, се состои од следниве категории:

- Производство на ЕЕ во ТЕЦ приклучени на преносната мрежа.
- Производство на ЕЕ во ХЕЦ приклучени на преносната мрежа.
- Производство на ЕЕ од повластени производители (ВЕЦ) приклучени на преносната мрежа.

- Производство на ЕЕ од електрични централи приклучени на дистрибутивната мрежа.
- Влез на ЕЕ од соседните ЕЕС-и.

Вкупниот излез на електрична енергија од ЕЕС се состои од следниве категории:

- Потрошувачка на ЕЕ на потрошувачите директно приклучени на преносната мрежа.
- Потрошувачка на ЕЕ во дистрибутивната мрежа.
- Загуби во преносната мрежа.
- Загуби во дистрибутивната мрежа.
- Излез на ЕЕ кон соседните ЕЕС-и.

Вообичаено во земјите со изградени реверзибилни ХЕЦ (ХЕЦ), во вкупниот излез на електрична енергија од ЕЕС, се вклучува и дополнителна категорија на електрична енергија потребна за пумпен режим на ХЕЦ. Во случај на изградба на таков објект во иднина, потребно е да се земе предвид и оваа категорија на потрошувачка.

2.2. КАТЕГОРИИ ВО БИЛАНСОТ НА МОЌНОСТИ

Во ова поглавје прикажани се поединечните категории на билансот на моќности, кои можат да се споредат со поедноставениот електроенергетски биланс на енергија во разгледуваниот момент (на пример времетраење од 1 час или пократко), при што билансот се однесува на карактеристичен час за карактеристичен ден во годината кој се избира за потребите на специфичните анализи (на пример потребниот развој на мрежата, анализа на работата на ENTSO-E интерконекциите, анализа на адекватноста на системот според ENTSO-E методологијата, пресметка на NTC вредностите, анализа на напонските состојби и друго).

Билансот на моќности вообичаено се изработува за часот во кој се случува максималното оптоварување во системот за разгледуваната година (P_{max}), но биланси можат да се изработуваат и за некои други карактеристични денови/часови.

За изработка на билансот на моќности за одреден разгледуван момент, потребно е да се соберат следниве податоци:

- Моќност на поединечните ТЕЦ приклучени на преносната мрежа во разгледуваниот момент ($P_{ТЕЦ,i}$),
- Моќност на поединечните ХЕЦ приклучени на преносната мрежа во разгледуваниот момент ($P_{ХЕЦ,i}$),
- Моќност на поединечните повластени производители (ВЕЦ) во разгледуваниот момент ($P_{пл,i}$ или $P_{ВЕЦ,i}$),
- Размена на моќности со соседните ЕЕС-и односно салдото увоз/извоз (размена),
- Нето моќности на поединечните ТС 110/x kV кои ја напојуваат дистрибутивната мрежа во разгледуваниот момент, вклучувајќи ги загубите во дистрибутивната мрежа, без моќностите на производството приклучено на дистрибутивната мрежа во разгледуваниот момент (P_i),
- Моќноста на поединечните ТС 110/x kV кои ги напојуваат потрошувачите директно приклучени на преносната мрежа во разгледуваниот момент ($P_{дi}$),
- Загубите на моќност во преносната мрежа ($P_{загуби_пренос}$).

<p>Моќност на ТЕЦ на преносната мрежа Битола 1 Битола 2 Битола 3 Осломеј Неготино ТЕТО</p>	<p>Моќност на ХЕЦ на преносната мрежа Вруток Глобочица Тиквеш Шпилге Св. Петка Козјак</p>	<p>Моќност на ПП на преносната мрежа ВЕЦ Богданци</p>	<p>Синхрона работа (ВЛЕЗ-ИЗЛЕЗ) Србија/Косово Грција Бугарија</p>
<p>Вкупното производство и увоз</p>			
<p>Нето потрошувачка во дистрибуцијата и загуби во дистрибутивната мрежа (потрошувачка во дистрибуцијата + загуби во дистрибутивната мрежа – производство на дистрибутивна мрежа) TC 110/x kV 1 TC 110/x kV 2 TC 110/x kV 3 TC 110/x kV 4 TC 110/x kV 5 TC 110/x kV 6 ...</p>	<p>Директни потрошувачи TC 110/x kV D1 TC 110/x kV D2 TC 110/x kV D3 TC 110/x kV D4 TC 110/x kV D5 TC 110/x kV D6 ...</p>	<p>Загуби во преносна мрежа</p>	
<p>Вкупната потрошувачка и загуби</p>			

Слика 2. Категории на билансот на моќности во преносната мрежа

За да биде задоволен билансот на моќности во разгледуваниот момент мора да важи равенката за еднаквост помеѓу вкупно производство и размената од една страна и потрошувачката во дистрибуцијата и директно приклучените потрошувачи, вклучувајќи ги и загубите во преносната мрежа, од друга страна:

$$P_{ТЕЦ} + P_{ХЕЦ} + P_{ВЕЦ} + P_{размена} = P_{дистрибуција} + P_{директни} + P_{загуби_пренос} \quad (1)$$

2.3. МЕТОДОЛОГИЈА ЗА ПРОГНОЗА НА ПОТРОШУВАЧКАТА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА И ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИТЕ БИЛАНСИ

Прогнозата на идните енергетски потреби секогаш се прави врз основа на неколку сценарија. Секое сценарио претставува едно множество на претпоставки за: трендот на одредени економски и социолошки показатели, развојот на различни категории од потрошувачката, како и степенот на примена на мерки за енергетска ефикасност, модернизација и нови технологии.

Според податоците достапни во Стратегијата за енергетика на Република Северна Македонија (Стратегијата), [4], за претстојните краткорочни, среднорочни и долгорочни планирачки хоризонти се разгледани три сценарија за развој на производствениот профил и три трендовски промени на оптоварувањето (потрошувачката) во електроенергетскиот систем. Наведените сценарија го опфаќаат периодот од 2020 година до 2040 година и се разгледуваат вкупно три комбинации за балансирање на

системот. Методологиите за изработка на сценаријата за развој на производствениот профил и трендовските промени на оптоварувањето се детално опишани во Стратегијата [4].

3. СТАТИСТИЧКА ОБРАБОТКА НА БИЛАНСОТ НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА И МОЌНОСТ ЗА ИЗМИНАТИОТ ПЕРИОД

Во [8] е направена детална статистичка обработка на сите поединечни категории кои се составен дел од билансот на електрична енергија и моќност за изминатиот период. Во рамките на ова поглавје е даден посебен осврт на податоците за потрошувачка на електрична енергија и карактеристиките на потрошувачката, билансот на потрошувачка на електрична енергија и моќност за изминатиот период.

3.1. ПОДАТОЦИ ЗА ПОТРОШУВАЧКАТА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА И КАРАКТЕРИСТИКИТЕ НА ПОТРОШУВАЧКАТА ЗА ИЗМИНАТИОТ ПЕРИОД

На Слика 3. е дадена вкупната потрошувачка на електрична енергија за изминатиот десет годишен период. Вкупната потрошувачка на електрична енергија континуирано опаѓа од 2011 година. Поради намалената потрошувачка на електрична енергија, од една страна, како и поради инвестиции во мрежите од друга страна, се намалуваат загубите во преносната и дистрибутивната мрежа од 1,4 TWh во 2011 година до 0,978 TWh во 2019 година. Потрошувачката на електрична енергија бележи намалување од страна на директно приклучените потрошувачи. Потрошувачката на енергија кај корисниците приклучени на дистрибутивната мрежа стагнира и се движи околу 5,3 TWh.



Слика 3. Вкупна годишна потрошувачка на електрична енергија за периодот 2009-2018 година

Доколку се разгледува годишната потрошувачка на електрична енергија од страна на сите потрошувачи приклучени на 110 kV и дистрибутивната мрежа, а без загубите во преносот и дистрибуцијата, таквата потрошувачка варира од 6,4 TWh во 2017 година на 6,3 TWh во 2018 година и 6,5 TWh во 2019 година. Во Табела 1 е дадена вкупната годишна потрошувачка на електрична енергија за периодот 2009-2018 година, по различни категории.

Табела 1. Годишна потрошувачка на електрична енергија за периодот 2009-2019 година

Потрошувачка	Годишна потрошувачка на електрична енергија (GWh)										
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Приклучени на преносната мрежа 110 kV	1,311	1,732	2,256	1,967	1,961	1,987	1,672	1,254	1,012	1,073	1,148
Приклучени на дистрибутивен систем	5,283	5,167	5,359	5,254	5,029	4,974	5,183	5,128	5,395	5,322	5,357
Загуби во преносната мрежа	172	204	201	187	159	152	131	116	111	125	119
Загуби во дистрибутивниот систем	1,014	1,075	1,186	1,107	990	914	903	889	893	871	859
ВКУПНА ПОТРОШУВАЧКА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА	7,781	8,178	9,002	8,515	8,140	8,028	7,888	7,387	7,411	7,390	7,483

Во последните неколку години се забележани различни трендови во потрошувачката на директните и дистрибутивните потрошувачи (кај едните опаѓа додека кај другите расте потрошувачката и обратно). На Слика 4. е прикажана потрошувачката на електрична енергија по различни категории.



Слика 4. Потрошувачка на електрична енергија по категории во ЕЕС за периодот 2009-2019 година

Во Табела 2 е дадена годишната потрошувачка на електрична енергија за разгледуваниот период од страна на големите индустриски потрошувачи, директно приклучени на мрежата 110 kV. Видлив е тренд на намалување на годишната потрошувачка кај големите потрошувачи. ОКТА се трансформираше од рафинерија во трговско друштво, а последните три години не работи и Југохром поради недостиг на А-интегрирана еколошка дозвола, односно неинсталирање на филтри за прочистување на воздухот. Како што може да се забележи има драстично намалување во потрошувачката на ЕЕ и кај Скопски Легури, кој според десетгодишната статистика во 2011 година бележи најголема потрошувачка од 226 GWh.

Табела 2. Годишна потрошувачка на електрична енергија на директно приклучените потрошувачи

Име	Годишна потрошувачка на електрична енергија (GWh)										
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Фени Индустија АД	487	580	770	871	792	717	686	439	334	403	521
Југохром Фероалојс ДОО	84	259	459	367	630	636	377	213	2	2	2
Цементарница Усје АД	82	90	104	86	83	73	77	97	100	103	104
Окта	58	58	53	31	16	10	7	6	6	5	4
Бучим ДООЕЛ Радовиш	85	99	97	113	116	114	121	119	116	113	108
ТЕ-ТО АД	-	1	4	3	2	3	3	3	2	3	2
Македонски Железници Транспорт	21	20	19	17	17	19	18	13	12	13	13
ТЕЦ Неготино	2	3	3	3	3	3	4	4	4	3	4
Рудници и електрани на АД ЕЛЕМ	222	155	166	163	156	193	199	144	148	143	155
Макстил	182	215	268	159	81	133	104	136	204	197	155
Скопски легури	1	169	226	77	2	1	1	1	1	1	1
АРЦЕЛОРМИТАЛ СКОПЈЕ	38	38	34	32	31	31	36	38	38	39	36
КОГЕЛ (сопствена потрошувачка)	-	-	0	0	0	0	0	0	0	8	8
Останати потрошувачи и АД ЕЛЕМ - подружница Енергетика	49	43	51	46	32	54	37	39	44	41	36
ВКУПНО	1,311	1,732	2,256	1,967	1,961	1,987	1,672	1,254	1,012	1,073	1,148.31

Во Табела 3 е дадена потрошувачката на енергија по категории на потрошувачи според Тарифен систем за дистрибуција на електрична енергија за потрошувачите приклучени на електродистрибутивниот систем на електродистрибуција ДООЕЛ Скопје.

Во категорија MV1 се мери потрошувачка на енергија од потрошувачи кои се приклучени на СН (среден напон 35/20/10/6 kV) каде електричната енергија се презема директно од СН собирници во трансформаторските станици ВН/СН.

Дел од оваа потрошувачка во билансите на МЕПСО се води како потрошувачка на енергија во комплексот Енергетика (Макстил, Скопски легури, Арчелормитал, останати потрошувачи и АД ЕЛЕМ) односно потрошувачка на енергија на големи индустриски потрошувачи директно приклучените на 110 kV, прикажани во Табела 2 (последните 5 редици) и затоа не се прикажани во Табела 3 (редица 1).

Категорија MV2 ја регистрира потрошувачката на енергија во која припаѓаат сите СН приклучоци што не се опфатени со категоријата MV1. Оваа категорија бележи тренд на пораст во 2018 година во однос на 2017 година за 6%, а во 2019 година во однос на 2018 година пораст од 3%.

Во категорија LV1.1 е регистрирана енергијата од НН приклучоци кои електричната енергија ја преземаат директно од НН собирници во трансформаторските станици СН/НН, а преземената електрична енергија е наменета за јавно осветление.

Во категорија LV1.2 е регистрирана енергија превземена директно од НН собирници во трансформаторските станици СН/НН, а преземената електрична енергија не е наменета за јавно осветление.

Категорија LV2 ги регистрира потрошувачите кои припаѓаат во НН приклучоци што не се опфатени со категориите LV1.1 и LV1.2.

Разгледувајќи ја дистрибутивната потрошувачка по поединечните категории на потрошувачи, може да се заклучи дека изминатите три години се со многу слични карактеристики кои резултираат со слични навики во однос на потрошувачката на електрична енергија кај домаќинствата и слична економска клима за трговијата.

Табела 3. Годишна потрошувачка на електрична енергија на дистрибутивните потрошувачи

Категорија	2017	2018	2019
MV1	184.12	170.91	121.97
MV2	851.84	904.17	926.89
LV1.1	98.67	100.73	99.87
LV1.2	419.92	415.37	417.18
LV2	3,090.00	2,989.00	3,790.00
LV2 останати	750.00	741.00	752.13
LV2 домаќинства	3,090.00	2,989.00	3,038.00
Вкупно	5,394.55	5,321.18	5,356.05

3.2. БИЛАНС НА МОЌНОСТ ЗА ИЗМИНАТИОТ ПЕРИОД

Во ова поглавје е опишан билансот на моќност врз основа на диспечерските извештаи во последните пет години, за денови на настанување на врвното оптоварување во периодот 2015 – 2019 година.

Анализираните диспечерски извештаи се составени од: часовното производство на ХЕЦ и ТЕЦ за разгледуваните денови, часовното производство на ВЕЦ Богданци, напоните на 400 kV и 110 kV собирници на одредени трансформаторски станици (Битола 2, Вруток, Глобочица, Кавадарци, Штип, Југохром, Скопје 5 и Дуброво), часовната потрошувачка на директно приклучените потрошувачи на 110 kV мрежа, часовните размени со соседните земји и часовниот конзум со планираниот и реализираниот регулациски тотал. Диспечерските податоци не го содржат часовното производство на електричните централи приклучени на дистрибутивна мрежа за разгледуваните часови, па тоа е проценето, врз основа на разликата помеѓу системскиот максимум и максималното оптоварување на ниво на преносната мрежа, кои се прикажани во диспечерските извештаи.

Максималните оптоварувања на системот во разгледуваниот период, се постигнати во следниве денови и часови:

- врвно оптоварување со вредност 1439 MW, 08.01.2015 година, (четврток), 24 часот;
- врвно оптоварување со вредност 1457 MW, 21.01.2016 година, (четврток), 19 часот;
- врвно оптоварување со вредност 1514 MW, 11.01.2017 година, (среда), 23 часот;
- врвно оптоварување со вредност 1388 MW, 23.12.2018 година (недела), 18 часот;
- врвно оптоварување со вредност 1466 MW, 09.01.2019 година (среда), 16 часот.

Табела 4. Врвно оптоварување во ЕЕС во периодот 2015 – 2019

	Зимски максимум на оптоварување (MW)				
	2015	2016	2017	2018	2019
Зимски максимум (систем)	1,439	1,457	1,514	1,442	1,466
Фактор на оптоварување (%)	62.57%	57.87%	54.79%	56.98%	58.24%
Зимски максимум (преносна мрежа)	1,407	1,392	1,454	1,388	1,418
Загуби во пренос (2 %)	28.1	28	29	28	28.4
оптоварување (дистрибуција + директна)	1,378	1,364	1,425	1,360	1,390
размена	624	155	351	318	268
производство	782	1,226	1,249	1,170	1,150

Во разгледуваниот период системскиот максимум е регистриран во декември и јануари, во периодот од 16 - 24 часот. Во 2019 производството на електричните централите на дистрибутивната мрежа во разгледуваните часови е проценето на 48 MW од кои 20 MW е производство од мали ХЕЦ, 4 MW од електрични централи на биогаз, а 24 MW производство од комбинирани постројки.

Во оптоварувањето на ниво на преносната мрежа во 2019 година најголемо учество имале потрошувачите приклучени на дистрибутивната мрежа (околу 94 %, 1309.9 MW), потоа директно приклучените потрошувачи на 110 kV мрежа (околу 6 %, 81 MW) и околу 2 % се загубите на преносната мрежа.

Табела 5. Ангажираност на електричните централи во часот на настанување на врвното оптоварување во ЕЕС во периодот 2015 – 2019

Тип на електрична централа и размена	Зимски максимум на оптоварување (MW)				
	2015	2016	2017	2018	2019
ТЕЦ	331	745	748	817	709
ХЕЦ	449	386	323	238	405
ВЕЦ	3	31	32	15	1
Размена	624	231	231	232	268

Во вкупното оптоварување од директните потрошувачи, согласно диспечерските извештаи, најголемо учество имале Фени Индустри АД (48 MW) и Бучим (15 MW). Вкупниот конзум на ниво на преносната мрежа е покриен со ангажирање на електричните централи и со увоз од соседните системи, како што е прикажано во Табела 5. Во покривањето на врвното оптоварување во 2019 година ТЕЦ учествувале со ангажираност од 36 % од вкупното оптоварување, ХЕЦ со 45 %, додека увозот е 19 % од вкупниот конзум (оптоварување на ниво на преносна мрежа) за разгледуваниот час.

4. ПРОГНОЗА НА БИЛАНСОТ НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА И МОЌНОСТ

Прогнозата на билансот на електрична енергија и моќност за периодот до 2040 година е разработена со програмската алатка која е детално опишана во [8], а се базира на методологијата за прогноза опишана во глава 2. Билансите на електрична енергија и моќност се според Стратегијата [4]. Во Стратегијата се развиени по три различни сценарија на производство и потрошувачка на електрична енергија, кои се опишани во продолжение на ова поглавје, а резултатите се прикажани со табели и слики и опишани се во текстуалниот дел.

4.1. ПРОГНОЗА НА БИЛАНСОТ НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА

4.1.1. СЦЕНАРИЈА ЗА ПОРАСТ НА ПОТРОШУВАЧКА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА ДО 2040 ГОДИНА

Прогнозата на билансот на електрична енергија до 2040 година е направена за категории на потрошувачката, опишани во поглавјето 2.1, врз основа на методологијата дефинирана во рамките на поглавјето 2.3:

- Потрошувачка на ЕЕ на потрошувачите директно приклучени на преносната мрежа.
- Потрошувачка на ЕЕ во дистрибутивната мрежа.
- Загубите во преносната мрежа.
- Загубите во дистрибутивната мрежа.
- Пумпен режим на РХЕЦ.
- Излез на ЕЕ кон соседните ЕЕС-и.

Прогнозата на потрошувачката на ЕЕ е извршена со претпоставка за просечна стапката на раст на БДП од 3.3% во периодот до 2040 година, согласно Стратегијата [4]. Во врска со потрошувачката на електрична енергија дефинирани се три сценарија:

1. Референтно
2. Умерена транзиција
3. Зелено

Во Табела 6 се прикажани стапките на пораст на дистрибутивната потрошувачка за сите сценарија.

Табела 6. Годишни стапки на пораст на дистрибутивната потрошувачка на ЕЕ

година	сценарио		
	референтно	умерена транзиција	зелено
2020	2,30%	1,20%	1,70%
2025	2,70%	1,70%	1,90%
2030	2,30%	1,80%	2,30%
2035	2,30%	1,70%	1,70%
2040	2,60%	2,30%	2,10%

Во трите сценарија за потрошувачката на електрична енергија додадени се нови директни потрошувачи кои ќе се приклучат директно на преносната мрежа. Се претпоставува дека постоечките директни потрошувачи ќе го одржуваат нивото од претходната разгледувана (измината) година. Новите директни потрошувачи со годината на приклучување на мрежа, оптоварувањето и планираната годишна потрошувачка се прикажани во Табела 7.

Табела 7. Нови директно приклучени потрошувачи

Година на приклучување на преносната мрежа	Име на потрошувач	Оптоварување	Потрошувачка
		[MW]	[GWh]
2020	Кранфилд	19	58,99
2025	Рудник Плавица	15	122,63
2030	Кранфилд	20	100

Потрошувачка на ЕЕ на потрошувачите директно приклучени на преносната мрежа

Се претпоставува дека во планираниот период годишната потрошувачка на секој директен потрошувач во оваа категорија ќе се задржи на постигнатата од претходната година. Тоа би значело вкупна потрошувачка од 1,1 TWh за секоја година сè до појавата на некој нов голем потрошувач во оваа категорија и влегување во работа на новите директни потрошувачи, со што потрошувачката од директни потрошувачи во 2025 година и после 2030 година би изнесувала 1.25 TWh, односно 1.35 TWh.

Потрошувачка на ЕЕ во дистрибутивната мрежа

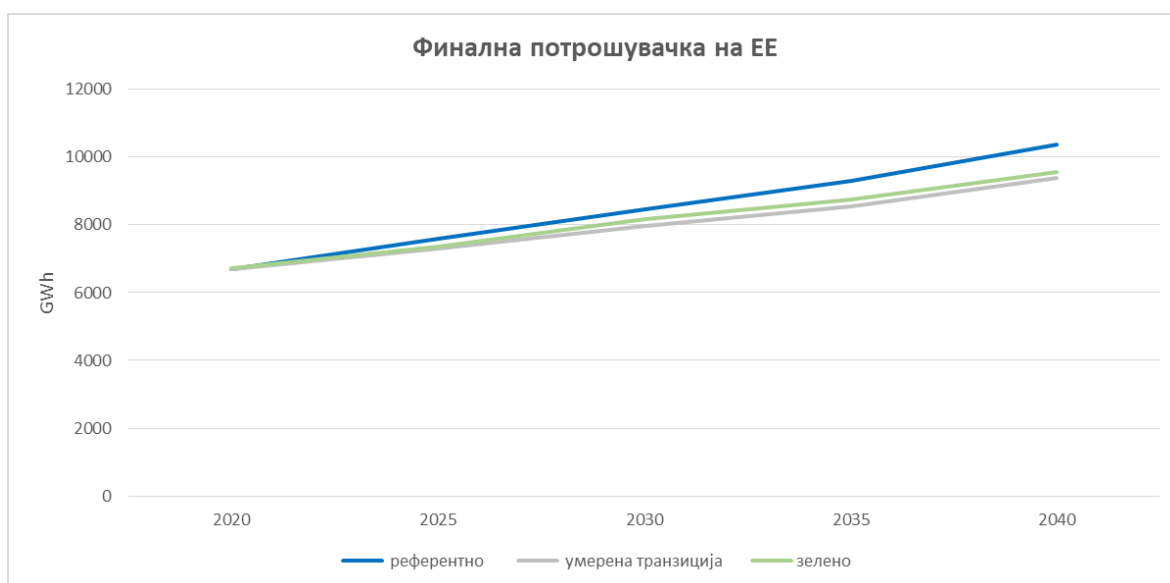
Потрошувачката на електрична енергија во дистрибутивниот сектор би растела до 2040 година и тоа до 8.94 TWh во референтното сценарио, 7.95 TWh во сценариото за умерена транзиција и до 8.14 TWh во зеленото сценарио.

Вкупната финална потрошувачка на ЕЕ

Вкупната финална потрошувачка на ЕЕ од страна на директно приклучените потрошувачи на 110 kV мрежа и дистрибутивните потрошувачи во РМ, за анализираните сценарија, е прикажана на Слика 5. Вкупната финална потрошувачка на ЕЕ согласно прикажаната прогноза се зголемува според Табела 8.

Табела 8. Вкупна финална потрошувачка на ЕЕ

година	сценарија		
	референтно [TWh]	умерена транзиција [TWh]	зелено [TWh]
2020	6.7	6.7	6.7
2025	7.6	7.3	7.4
2030	8.5	8.0	8.2
2035	9.3	8.5	8.8
2040	10.4	9.4	9.6



Слика 5. Прогноза на финалната потрошувачка на електрична енергија до 2040 година

Загуби во преносната мрежа

За Референтното сценарио, загубите во преносната мрежа би се зголемиле од 124 GWh во 2020 на 191 GWh во 2040 година, додека во Сценариото за умерена транзиција тие ќе бидат 173 GWh во 2040 година, поради намалената потрошувачка во дистрибутивната мрежа. Во Зеленото сценарио, загубите во преносната мрежа се зголемуваат од 124 GWh во 2020 година до вредност од 177 GWh во 2040 година. МЕПСО има изработено анализа за намалување на загубите на електрична енергија во кој се разгледуваат планираните инвестиции во преносната мрежа и нивното влијание врз намалувањето на загубите на

електрична енергија [9].

Загуби во дистрибутивната мрежа

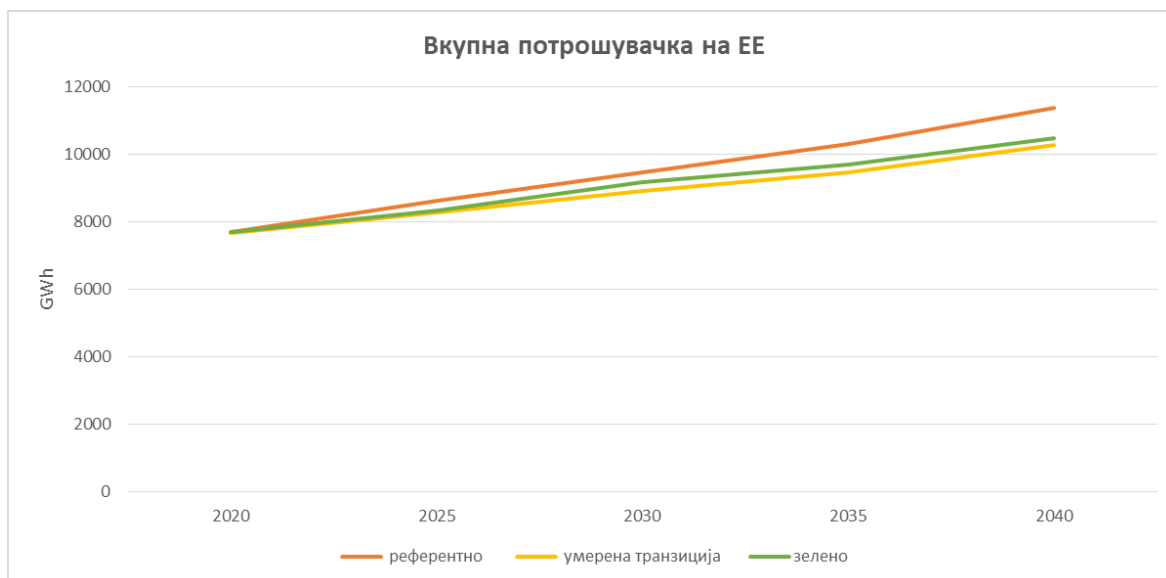
Загубите во дистрибутивната мрежа во 2019 година се 860 GWh. Прогнозата на загубите во дистрибутивната мрежа¹ во 2040 година според Референтното сценарио би изнесувале 808 GWh, за Сценариото за умерена транзиција ќе бидат 719 GWh, и за Зелено сценарио за 2040 година загубите во дистрибутивна мрежа се 736 GWh. Ваквото намалување на загубите во дистрибутивната мрежа се должи на зголеменото производство на мали електрични централи кои ќе се приклучат на дистрибутивната мрежа и локално ќе ги снабдуваат потрошувачите со електрична енергија, како и зголеменото ниво на енергетска ефикасност.

Вкупна потрошувачка на електрична енергија

Во Табела 9 е прикажана вкупната потрошувачка на електрична енергија зависно од разгледуваното сценарио на потрошувачката и развојот на производството.

Табела 9. Вкупната потрошувачка на електрична енергија

година	сценарија		
	референтно [TWh]	умерена транзиција [TWh]	зелено [TWh]
2020	7.70	7.70	7.70
2025	8.63	8.27	8.35
2030	9.48	8.92	9.17
2035	10.32	9.46	9.71
2040	11.37	10.27	10.48



Слика 6. Прогноза на вкупна потрошувачка на електрична енергија до 2040 година

¹ Според методологијата опишана во поглавјето 2.3, загубите во дистрибутивната мрежа се прогнозираат како просек во последните пет години (на пример во периодот 2015 – 2019, за прогнозата на загубите во 2020), на процентуално изразените загуби во однос на потрошувачката на ЕЕ од страна на дистрибутивните потрошувачи (апсолутната вредност на загубите во преносната мрежа / потрошувачка на дистрибутивните потрошувачи x 100 %), со претпоставка за намалување на така пресметаните загуби за 1 % годишно, заради очекуваните активности за намалување на загубите, сè додека процентуално изразените загуби не достигнат вредност од 6 % во однос на дистрибутивната потрошувачка.

4.1.2. СЦЕНАРИЈА ЗА ПОРАСТ НА ПРОИЗВОДСТВО НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА ДО 2040 ГОДИНА

Прогнозата на производството на електрична енергија до 2040 година е направена за категории на производството, опишани во поглавјето 2.1, врз основа на методологијата дефинирана во рамките на поглавјето 2.3:

- Производство на ЕЕ во ТЕЦ приклучени на преносната мрежа.
- Производство на ЕЕ во ХЕЦ приклучени на преносната мрежа.
- Производство на ЕЕ од повластени производители (ВЕЦ и СЕЦ) приклучени на преносната мрежа.
- Производство на ЕЕ од електрични централи приклучени на дистрибутивната мрежа.

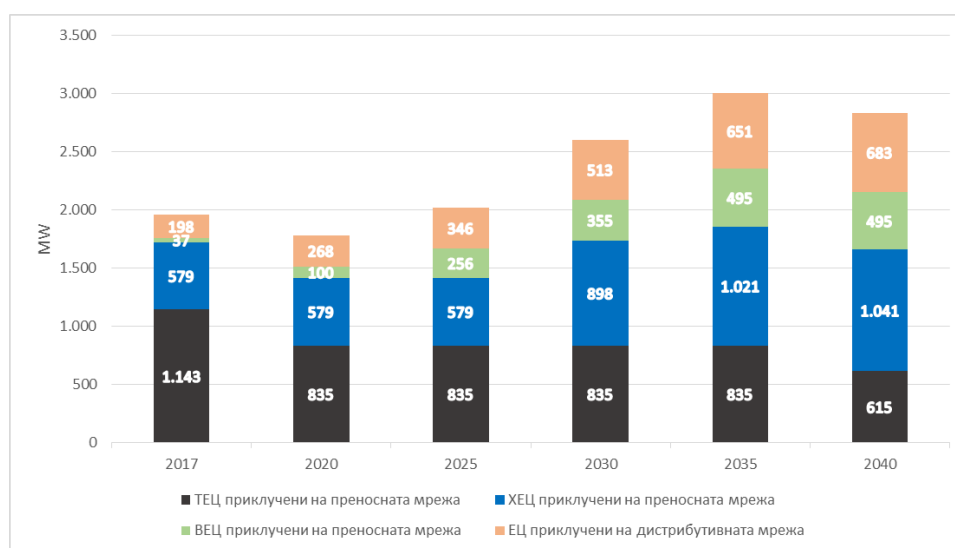
Прогнозата на производството е извршена за три сценарија на изградба на новите електрични централи:

- **Референтно**
- **Умерена транзиција**
- **Зелено**

Според Стратегијата [4] е предвидено во 2019 година ТЕЦ Осломеј да се пензионира, сепак оваа година е регистрирано минимално производство од околу 13% од капацитетот за кој е димензиониран ТЕЦ Осломеј. Во сите сценарија ќе се претпостави дека пензионирањето на ТЕЦ Осломеј ќе биде од 2020 година, а ТЕЦ Неготино со моќност од 198 MW ќе се пензионира во 2020 година.

„Референтно“ сценарио

Во ова сценарио (Слика 7) вкупниот исклучен капацитет изнесува околу 300 MW, ТЕЦ Осломеј и ТЕЦ Неготино се пензионирани по 2020 година, Табела 10, а е предвидена ревитализација на трите блокови на ТЕЦ Битола и тие ќе произведуваат по 1500 GWh годишно.



Слика 7. Инсталирана моќност според „референтно“ сценарио

Табела 10. Планирано излегување од работа на електрични центри според „референтно“ сценарио

ЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛИ		Инсталирана моќност [MW]	Година на излегување од работа
ТЕЦ	Осломеј	100	2020
	Неготино	198	2020

По 2021 година во разгледуваното сценарио би се изградиле ВЕЦ Богданци (втора фаза), ВЕЦ Крушево, СЕЦ Осломеј. Исто така во ова сценарио се планира по 2021 година да се приклучат нови мали ХЕЦ-и со инсталирана моќност од 32 MW, нови СЕЦ-и со инсталирана моќност од 30 MW и нови електрични центри на биомаса и биогаз со инсталирана моќност од 8 MW.

До 2025 година во разгледуваното сценарио на преносната мрежа би се приклучиле ВЕЦ Миравци и ВЕЦ Богословец и СЕЦ Битола 1 и 2, како и дополнителни нови ВЕЦ со вкупна инсталирана моќност од 50 MW. Според ова сценарио се предвидуваат нови СЕЦ без и со поддршка, нови мали ХЕЦ и електрични центри на биомаса и биогаз со вкупна инсталирана моќност од 78 MW.

До 2030 година ова сценарио предвидува приклучок на ХЕЦ Градец, ХЕЦ Велес и проектот Вардарска долина, како и изградба на каналот Вардар - Теново со кој ќе се зголеми производството на ХЕЦ Козјак, Св. Петка и Матка за дополнителни 140 GWh. Се очекува приклучок на ВЕЦ Демир Капија кој ќе биде составен од 3 ветерни паркови (Дрен, Копришница и Петрово) со вкупна инсталирана моќност од 99 MW, како и нови СЕЦ-и со поддршка, со вкупна инсталирана моќност од 80 MW. Дополнително нови мали ХЕЦ-и, СЕЦ-и без поддршка и центри на биомаса и биогаз со вкупна инсталирана моќност од 171 MW.

Во ова сценарио до 2035 година е предвидено приклучување на ХЕЦ Чебрин (123 MW), зголемување на инсталираниот капацитет на СЕЦ Осломеј и СЕЦ Битола како и приклучок на нови сончеви електрични центри со поддршка со вкупна инсталирана моќност од 100 MW. Дополнително ќе се приклучат нови мали ХЕЦ-и, СЕЦ-и без поддршка и центри на биомаса и биогаз со вкупна инсталирана моќност од 138 MW.

До 2040 година ова сценарио предвидува приклучок на ХЕЦ Глобочица 2, нови ВЕЦ-и со инсталирана моќност од 195 MW како и нови СЕЦ-и со инсталирана моќност од 87 MW. Дополнителни нови мали ХЕЦ-и и СЕЦ-и без поддршка со вкупна инсталирана моќност од 32 MW.

Вкупната инсталирана моќност на новите електрични центри предвидени во ова сценарио изнесува 1817 MW. Новите електрични центри распределени по година на влегување во погон се прикажани во Табела 11.

Табела 11. Планирана изградба на нови електрични центри „референтно“ сценарио

ЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛИ		Инсталирана моќност [MW]	Пуштање во работа
ХЕЦ	ХЕЦ Градец	55	2030
	ХЕЦ Велес	93	2030
	ХЕЦ Чебрин	123	2037
	ХЕЦ Глобочица 2	20	2037
	канал Козјак - Теново	0*	2030
	Вардарска долина	171	2030
ВЕЦ	ВЕЦ Богданци	13.2	2021
	ВЕЦ Миравци	50	2025
	ВЕЦ Демир Капија	99	2026
	ВЕЦ Крушево	20	2021
	ВЕЦ Богословец	36	2025
СЕЦ	СЕЦ Осломеј	30	2021
	СЕЦ Битола	20	2022
	СЕЦ Осломеј 4	60	2031
	СЕЦ Битола 3	80	2031
Нови дополнителни центри	СЕЦ, со поддршка	80	2025 - 2030
		100	2030 - 2035
		87	2035 - 2040
	ВЕЦ	50	2020 - 2025
		195	2030 - 2040
	мали ХЕЦ	32	2019 - 2020
		10	2020 - 2025
		8	2025 - 2030
		4	2030 - 2035
		12	2035 - 2040
		30	2019 - 2020
	СЕЦ, без поддршка	60	2020 - 2025
		160	2025 - 2030
		130	2030 - 2035
		20	2035 - 2040
		8	2019 - 2020
	биогаз и биомаса	8	2020 - 2025
		3	2025 - 2030
		4	2030 - 2035
		0	2035 - 2040
Вкупно нови		1871 MW	

*зголемување на производство на ХЕЦ Козјак, ХЕЦ Св.Петка и ХЕЦ Матка за 140 GWh

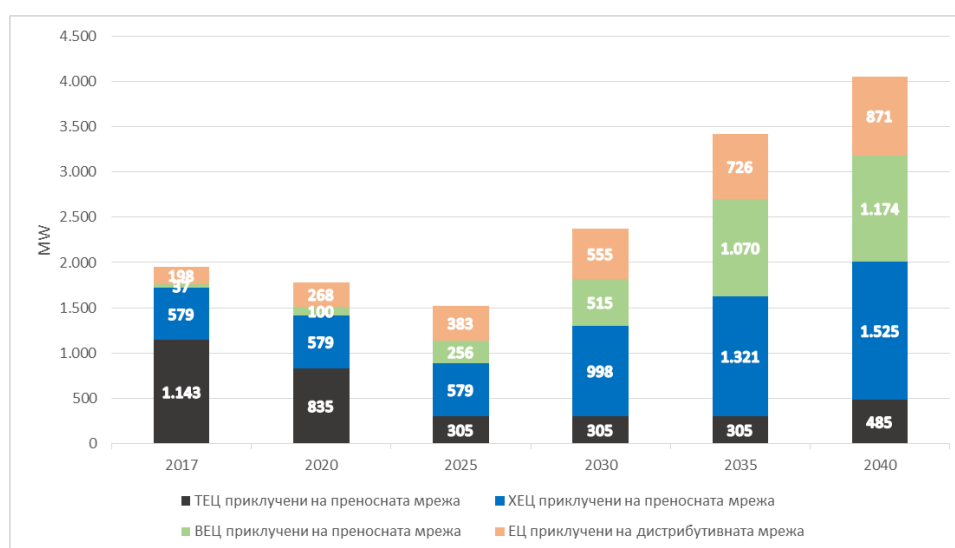
„умерена транзиција“ сценарио

Во ова сценарио покрај пензионирањето на ТЕЦ Осломеј и на ТЕЦ Неготино во 2020 година, се планира и пензионирање на ТЕЦ Битола со моќност од 636 MW во 2025 година која како гориво користи лигнит, Табела 12. Вкупниот исклучен капацитет во ова сценарио изнесува 934 MW.

Табела 12. Планирано излегување од работа на електрични централи „умерена транзиција“ сценарио

ЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛИ		Инсталирана моќност [MW]	Година на излегување од работа
ТЕЦ	Осломеј	100	2019
	Неготино	198	2020
	Битола	636	2025

До 2040 година вкупната инсталирана моќност на новите електрични централи приклучени на преносна мрежа според ова сценарио ќе изнесува 2537 MW.



Слика 8. Инсталирана моќност според сценарио „умерена транзиција“

До 2021 во ова сценарио се разгледува изградба на ВЕЦ Богданци (втора фаза) и ВЕЦ Крушево како и изградба на СЕЦ Осломеј кои ќе бидат поврзани на преносна мрежа. Во ова сценарио ќе се приклучат нови мали ХЕЦ-и со инсталирана моќност од 32 MW и нови СЕЦ-и без поддршка со вкупна моќност од 90 MW. Исто така се предвидува изградба на нови централи на биомаса и биогаз со моќност од 8 MW.

До 2025 година би се изградиле една нова ТЕЦ на гас со инсталирана моќност од 85 MW, СЕЦ Битола, ВЕЦ Миравци и Богословец, како и нови ВЕЦ-и на преносна мрежа со вкупна моќност од 50 MW. Ќе се инсталираат нови мали ХЕЦ-и, СЕЦ-и и централи на биомаса и биогаз со вкупна инсталирана моќност од 110 MW.

Според стратегијата за енергетика [4], до 2030 година во ова сценарио би се изградиле ХЕЦ Градец, ХЕЦ Велес и Вардарска долина. На преносна мрежа исто така би се приклучиле и ВЕЦ Демир Капија која е составена од три ветерни паркови (Дрен, Копришница, Петрово) како и нови СЕЦ-и со вкупна моќност од 160 MW. Ќе се приклучат нови мали ХЕЦ-и, СЕЦ-и и централи на биомаса и биогаз со вкупна инсталирана моќност од 177 MW.

Ова сценарио до 2035 година предвидува приклучување на ХЕЦ Чебрин како и изградба на нови ВЕЦ-и со моќност од 295 MW. На преносна мрежа исто така би се приклучиле и СЕЦ Осломеј 4, СЕЦ Битола 3 како и нови СЕЦ-и со моќност од 120 MW. Предвидено е приклучување на дополнителни нови мали ХЕЦ-и, СЕЦ-и и централи на биомаса и биогаз со вкупна инсталирана моќност од 171 MW.

До 2040 година во ова сценарио дополнително би се изградиле ТЕ-ТО 1 и ТЕ-ТО 2 кои ќе работат на гас и ХЕЦ Глобочица 2. Ќе се приклучат и дополнителни нови СЕЦ-и со поддршка со инсталирана моќност од 104 MW, нови мали ХЕЦ-и и СЕЦ-и без поддршка со вкупна инсталирана моќност од 145 MW.

Табела 13. Планирана изградба на нови електрични централи „умерена транзиција“ сценарио

ЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛИ		Инсталирана моќност [MW]	Пуштање во работа
ТЕЦ	ТЕЦ 1 на гас	85	2025
	ТЕТО 1 на гас	119	2039
	ТЕТО 2 на гас	61	2040
ХЕЦ	ХЕЦ Градец	55	2030
	канал Козјак - Теново	0*	2030
	ХЕЦ Велес	93	2030
	ХЕЦ Чебрин	123	2037
	ХЕЦ Глобочица 2	20	2037
	Вардарска долина	171	2030
ВЕЦ	ВЕЦ Богданци II	13.2	2021
	ВЕЦ Миравци	50	2025
	ВЕЦ Демир Капија	99	2026
	ВЕЦ Крушево	20	2021
	ВЕЦ Богословец	36	2025
СЕЦ	СЕЦ Осломеј	30	2021
	СЕЦ Битола	20	2022
	СЕЦ Осломеј 4	60	2031
	СЕЦ Битола 3	80	2031
Нови дополнителни централи	СЕЦ, со поддршка	160	2025 - 2030
		120	2030 - 2035
		104	2035 - 2040
	ВЕЦ	50	2020 - 2025
		295	2030 - 2040
	мали ХЕЦ	32	2019 - 2020
		10	2020 - 2025
		4	2025 - 2030
		4	2030 - 2035
		12	2035 - 2040
		30	2019 - 2020
	СЕЦ, без поддршка	90	2020 - 2025
		160	2025 - 2030
		160	2030 - 2035
		133	2035 - 2040
		8	2019 - 2020
	биогаз и биомаса	10	2020 - 2025
		13	2025 - 2030
		7	2030 - 2035
		0	2035 - 2040
Вкупно нови		2537 MW	

*зголемување на производство на ХЕЦ Козјак, ХЕЦ Св.Петка и ХЕЦ Матка за 140 GWh

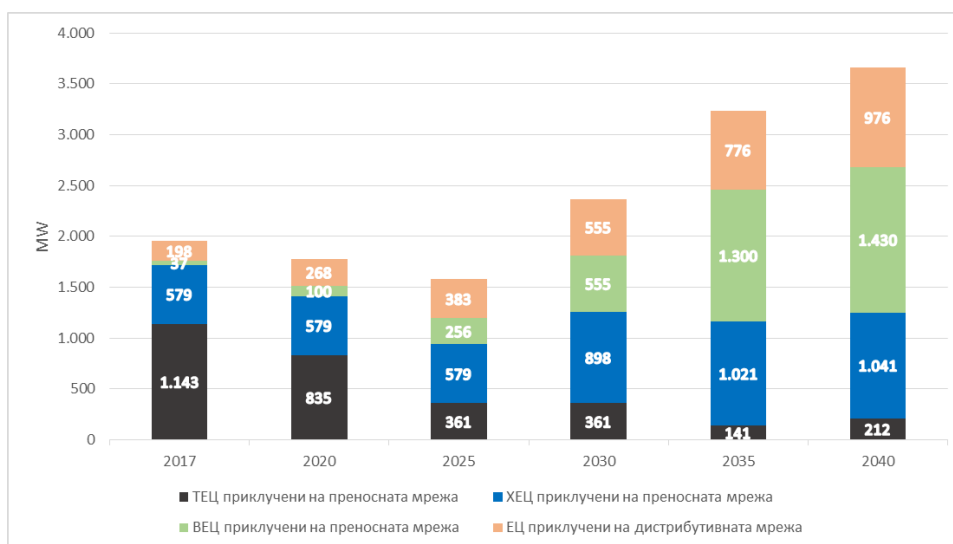
„зелено“ сценарио

Во ова сценарио според [4] покрај ТЕЦ Осломеј (2020) и ТЕЦ Неготино (2020) дополнително е планирано и пензионирање на ТЕЦ Битола (2025), ТЕ-ТО (2033), Когел (2033) и Енергетика (2033) со вкупна моќност од 1224 MW, како што е прикажано во Табела 14.

Табела 14. Планирано излегување од работа на електрични централи според сценарио „зелено“

ЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛИ		Инсталирана моќност [MW]	Година на излегување од работа
ТЕЦ	Осломеј	100	2020
	Неготино	198	2020
	Битола	636	2025
	ТЕ-ТО(СНР)	230	2033
	Когел(СНР)	30	2033
	Енергетика(СНР)	30	2033

Вкупната моќност на нови електрични централи приклучени на електроенергетскиот систем до 2040 година би изнесувала 2845 MW.



Слика 9. Инсталирана моќност (MW) на електрични централи во „зелено“ сценарио

Во ова сценарио според Табела 15 до 2021 година е предвидено изградба на ВЕЦ Богданци (втора фаза), ВЕЦ Крушево и СЕЦ Осломеј. Исто така според стратегијата за енергетика [4] ќе се приклучат дополнителни нови мали ХЕЦ-и, СЕЦ-и и централи на биомаса и биогаз со вкупна моќност од 70 MW.

Според сценариото, до 2025 година ќе се приклучат ТЕЦ која ќе работи на гас, ВЕЦ Миравци и Богословец, СЕЦ Битола, како и нови ВЕЦ-и со инсталирана моќност од 50 MW. Исто така е предвидено да се приклучат дополнителни 110 MW од мали ХЕЦ-и, СЕЦ-и и централи на биомаса и биогаз.

До 2030 година се очекува приклучување на ХЕЦ Градец, ХЕЦ Велес и Вардарска долина, ВЕЦ Демир Капија, како и нови СЕЦ-и со инсталирана моќност од 200 MW. Исто така е предвидено да се приклучат дополнителни 177 MW инсталиран капацитет од нови мали ХЕЦ-и, СЕЦ-и и централи на биомаса и биогаз.

До 2035 година се очекува приклучување на ХЕЦ Чебрин, нови ВЕЦ-и со моќност од 445 MW, СЕЦ Осломеј 4 и СЕЦ Битола 3 и нови СЕЦ-и со поддршка со моќност од 160 MW. Се очекува да се приклучат дополнителни нови мали ХЕЦ-и, СЕЦ-и без поддршка и централи на биомаса и биогаз со моќност од 221 MW.

До 2040 година се очекува да влезат во работа ТЕТО 1 и ТЕТО 2 кои ќе работат на гас, ХЕЦ Глобочица 2, нови СЕЦ-и со моќност од 130 MW како и дополнителни мали електрични централи со моќност до 200 MW.

Табела 15. Планирана изградба на електрични центри („зелено“ сценарио)

ЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛИ		Инсталирана моќност [MW]	Пуштање во работа
ТЕЦ	ТЕЦ 1 на гас	141	2025
	ТЕТО 1 на гас	64	2039
	ТЕТО 2 на гас	7	2040
ХЕЦ	ХЕЦ Градец	55	2030
	ХЕЦ Велес	93	2030
	ХЕЦ Чебрин	123	2037
	ХЕЦ Глобочица 2	20	2037
	канал Козјак - Теново	0*	2030
	Вардарска долина	171	2030
ВЕЦ	ВЕЦ Богданци II	13.2	2021
	ВЕЦ Миравци	50	2025
	ВЕЦ Демир Капија	99	2026
	ВЕЦ Крушево	20	2021
	ВЕЦ Богословец	36	2025
СЕЦ	СЕЦ Осломеј	30	2021
	СЕЦ Битола	20	2022
	СЕЦ Осломеј 4	60	2031
	СЕЦ Битола 3	80	2031
Нови дополнителни центри	СЕЦ, со поддршка	200	2025 - 2030
		160	2030 - 2035
		130	2035 - 2040
	ВЕЦ	50	2020 - 2025
		445	2030 - 2040
	мали ХЕЦ	32	2019 - 2020
		10	2020 - 2025
		4	2025 - 2030
		4	2030 - 2035
		12	2035 - 2040
		30	2019 - 2020
	СЕЦ, без поддршка	90	2020 - 2025
		160	2025 - 2030
		210	2030 - 2035
		188	2035 - 2040
		8	2019 - 2020
	биогаз и биомаса	10	2020 - 2025
		13	2025 - 2030
		7	2030 - 2035
		0	2035 - 2040
Вкупно нови		2845 MW	
*зголемување на производство на ХЕЦ Козјак, ХЕЦ Св.Петка и ХЕЦ Матка за 140 GWh			

Табела 16. Инсталирана моќност (MW) на електрични центри, зависно од анализираното сценарио (праг на преносна мрежа)

Година	2017	2020	2025	2030	2035	2040
Сценарио	референтно					
Вкупно [MW]	1956	1662	2016	2601	3002	2834
ТЕЦ на преносна мрежа	1143	835	835	835	835	615
ХЕЦ на преносна мрежа	579	579	579	898	1021	1041
ВЕЦ и СЕЦ на преносна мрежа	37	37	256	355	495	495
ЕЦ на дистрибутивна мрежа	198	211	346	513	651	683
Сценарио	умерена транзиција					
Вкупно [MW]	1956	1662	1523	2373	3422	4055
ТЕЦ на преносна мрежа	1143	835	305	305	305	485
ХЕЦ на преносна мрежа	579	579	579	998	1321	1525
ВЕЦ и СЕЦ на преносна мрежа	37	37	256	515	1070	1174
ЕЦ на дистрибутивна мрежа	198	211	383	555	726	871
Сценарио	зелено					
Вкупно [MW]	1956	1662	1579	2469	3538	4143
ТЕЦ на преносна мрежа	1143	835	361	361	141	212
ХЕЦ на преносна мрежа	579	579	579	998	1321	1525
ВЕЦ и СЕЦ на преносна мрежа	37	37	256	555	1300	1430
ЕЦ на дистрибутивна мрежа	198	211	383	555	776	976

За сите анализирани сценарија на изградба на новите електрични центри и излегувањето од работа на постоечките електрични центри, прогнозираното производство на ТЕЦ е прикажано во Табела 17.

Табела 17. Производство на ЕЕ од ТЕЦ приклучени на преносната мрежа

Производство на ЕЕ во ТЕЦ приклучени на преносната мрежа					
	TWh				
сценарио	2020	2025	2030	2035	2040
„референтно“	5.37	5.33	5.34	5.34	4.74
„умерена транзиција“	5.37	1.59	1.60	1.60	3.40
„зелено“	5.37	1.59	1.60	1.00	2.80

Прогнозираното производство на ХЕЦ за анализирани сценарија, прикажано е во Табела 18. Производство на ХЕЦ за нормална хидролошка година, планирано е во следниве вредности:

Табела 18. Производство на ЕЕ од ХЕЦ приклучени на преносната мрежа

Производство на ЕЕ во ХЕЦ приклучени на преносната мрежа					
	TWh				
сценарио	2020	2025	2030	2035	2040
„референтно“	1.25	1.25	2.04	2.24	2.33
„умерена транзиција“	1.25	1.25	1.92	2.12	2.22
„зелено“	1.25	1.25	2.04	2.24	2.33

Производството на ВЕЦ и СЕЦ приклучени на преносна мрежа, планирано е во следниве вредности прикажани во

Табела 19.

Табела 19. Производство на ЕЕ од ВЕЦ и СЕЦ приклучени на преносната мрежа

Производство на ЕЕ од повластени производители (ВЕЦ и СЕЦ) приклучени на преносната мрежа					
	TWh				
сценарио	2020	2025	2030	2035	2040
„референтно“	0.11	0.54	0.85	1.14	1.67
„умерена транзиција“	0.11	0.54	0.95	1.91	2.03
„зелено“	0.11	0.54	1.00	2.34	2.49

Производството на електрични централи приклучени на дистрибутивната мрежа е планирано во следниве вредности прикажани во Табела 20.

Табела 20. Производство на ЕЕ од електрични централи приклучени на дистрибутивната мрежа

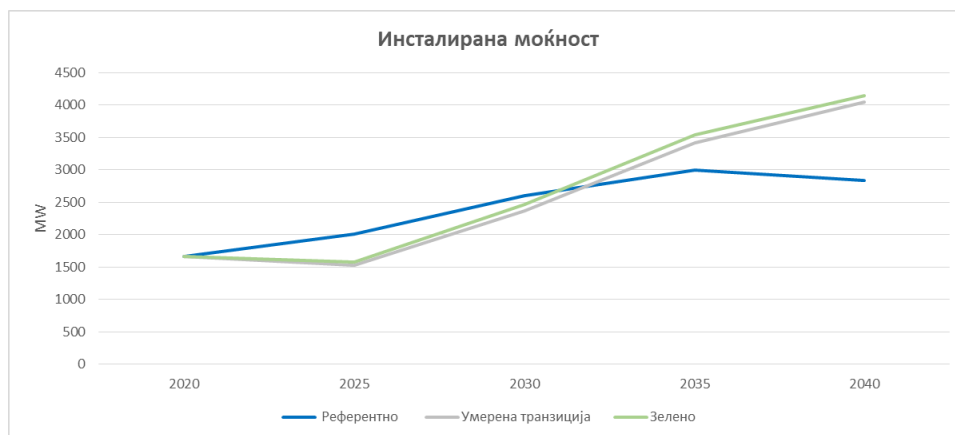
Производство на ЕЕ од електроцентрали приклучени на дистрибутивната мрежа					
	TWh				
сценарио	2020	2025	2030	2035	2040
„референтно“	0.47	0.76	1.00	1.19	1.25
„умерена транзиција“	0.47	0.82	1.06	1.30	1.49
„зелено“	0.47	0.82	1.08	1.38	1.64

Прогнозираното вкупно производство на електрични централи при нормална хидролошка година, за анализираните сценарија е прикажано во Табела 21 во продолжение. Производството на сите електрични централи, за нормална хидролошка година е планирано во следниве вредности:

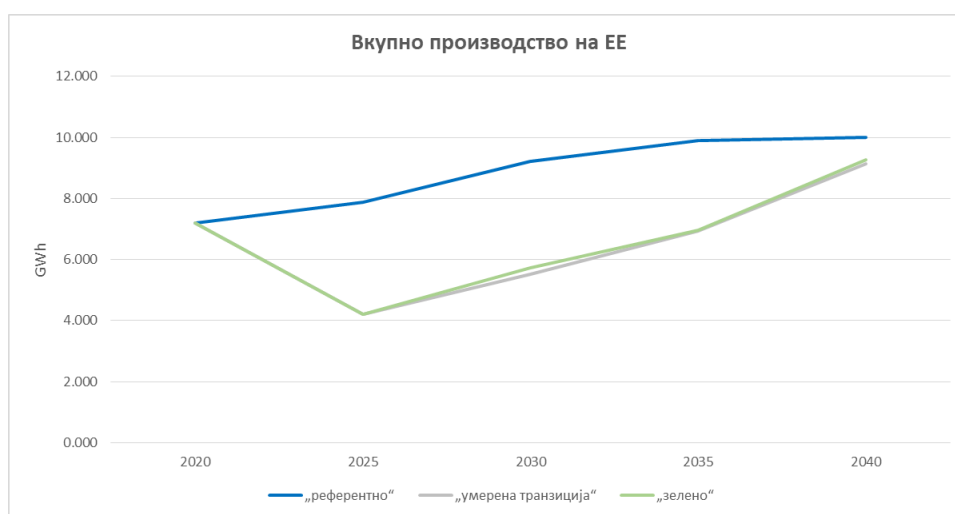
Табела 21. Вкупно производство на ЕЕ

Вкупното производство на ЕЕ					
	TWh				
сценарио	2020	2025	2030	2035	2040
„референтно“	7.20	7.88	9.23	9.90	9.99
„умерена транзиција“	7.20	4.21	5.53	6.92	9.14
„зелено“	7.20	4.21	5.71	6.95	9.26

На Слика 10 се дадени инсталираните моќности по години за трите разгледувани сценарија, а на Слика 11 производството на електрична енергија во секое од трите дефинирани сценарија. Произведената електрична енергија во **референтното** сценарио е значително поголема од произведената електрична енергија по 2025 година во останатите две сценарија бидејќи се темели на производството во ТЕЦ Битола. Останатите две сценарија за **умерена транзиција** и **зелено** и покрај високо ниво на инсталирана моќност сепак имаат низок производствен профил бидејќи се темелат на замена на енергијата произведена во ТЕЦ Битола со енергија произведена во гасни електрични централи и обновливи извори.



Слика 10. Вкупна инсталирана моќност (MW) на електрични центри по сценарија и години



Слика 11. Прогноза на вкупното производство на ЕЕ во периодот до 2040 година

4.1.3. СЦЕНАРИЈА ЗА РАЗМЕНА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА ДО 2040 ГОДИНА

Прогнозираната размена на електрична енергија е одредена за секое сценарио на потрошувачка и производство до 2040 година, на тој начин што количината на електрична енергија која треба да се увезе /извезе е точно онаа потребна за задоволување на билансот на електрична енергија (вкупниот влез во ЕЕС = вкупниот излез од ЕЕС). Со оглед на фактот што без спроведување на детални пазарни симулации за секоја анализирана година, не е возможно да се прогнозираат тековите на енергија во и од ЕЕС, при одредувањето на потребниот влез на електрична енергија е претпоставено дека излезот од ЕЕС долгорочно ќе се одржува на нивото од 2019 година, кога од преносната мрежа кон соседните системи излегле 2908 GWh.

Согласно ова, прогнозата на годишните размени на електрична енергија потполно зависи од разгледуваните сценарија на пораст на потрошувачката на ЕЕ и сценаријата на изградба на нови електроцентрали и излегувањето од работа на постојните електроцентрали, односно од прогнозираното годишно производство на електрична енергија од електроцентралите. Анализирајќи ги трите сценарија на потрошувачката и трите сценарија на производството (Сценарио за умерена транзиција, Референтно сценарио и Зелено сценарио), пресметани се потребните размени на електрична енергија за секое разгледувано сценарио и со тоа се дефинирани прогнозираните биланси на електрична енергија за идниот период. Пресметаните размени на електрична енергија за сценаријата се прикажани во Табела 22.

Табела 22. Размени на електрична енергија

	Сценарио		
	„референтно“ [R]	„умерено“ [M]	„зелено“ [G]
година	GWh		
2020	508	470	501
2025	599	3916	3991
2030	92	3233	3294
2035	254	2378	2733
2040	1357	975	1193

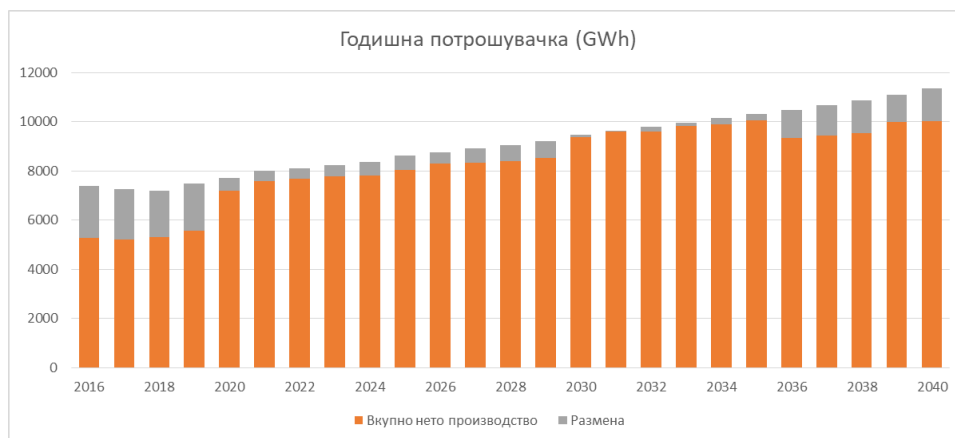
Во **референтното сценарио** се предвидува увозот на електрична енергија да се намалува до 2030 година и потоа се очекува повторен пораст. Најголем увоз кој достигнува до 1357 GWh има во 2040 година.

Во **сценариото за умерена транзиција** генерално се предвидува увоз на електрична енергија. Во ова сценарио е предвидено излегување од работа (пензионирање) на големи електрични централи на фосилни горива (ТЕЦ Битола 1,2 и 3, ТЕЦ Осломеј и ТЕЦ Неготино) и поради тоа се јавува зголемен увоз на електрична енергија. Најголем увоз од 3916 GWh се јавува во 2025 година кога електричните централи на фосилни горива се надвор од погон.

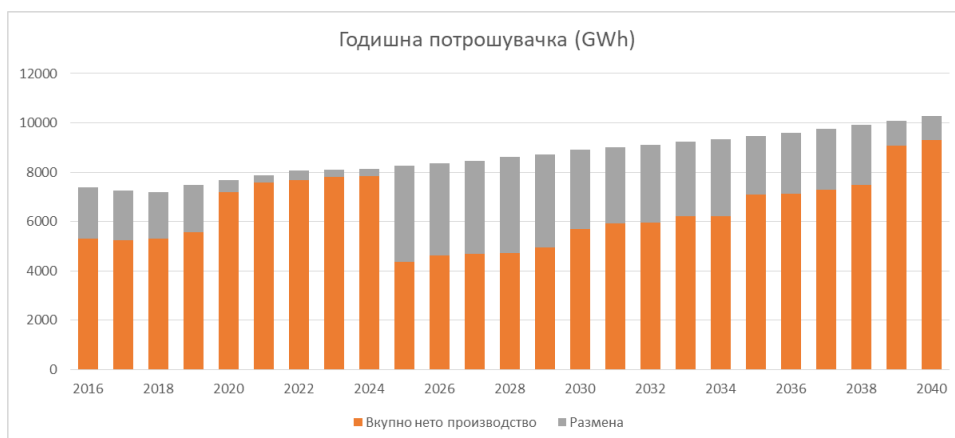
Во **зелено сценарио** се предвидува генерално увоз на електрична енергија, кога е предвидено исклучување на големите термоелектрични централи, но има појава на зголемена интеграција на електрични централи на ОИЕ. Најголем увоз од 3991 GWh се јавува во 2025 година кој понатаму ќе се намалува и во 2040 би изнесувал 1193 GWh.

4.1.4. СЦЕНАРИЈА ЗА БИЛАНСОТ НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА ДО 2040 ГОДИНА

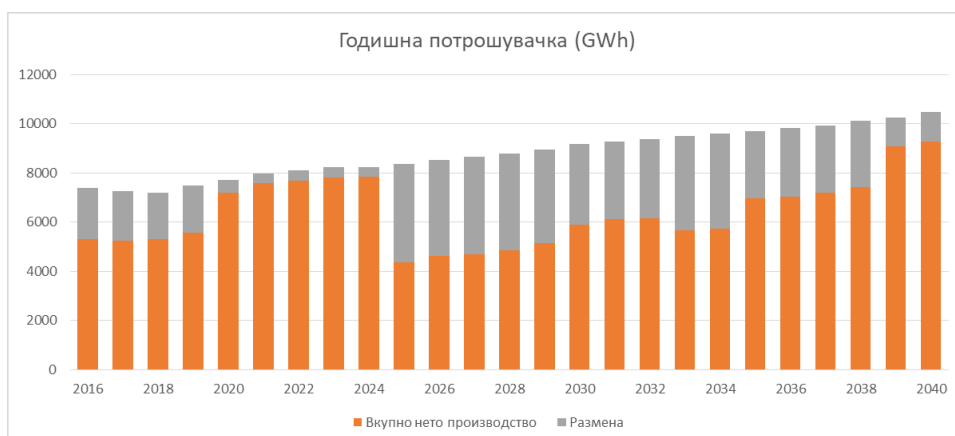
Прогнозираните биланси на електрична енергија се прикажани на илустрациите дадени во продолжение. Вкупната потрошувачка се добива како збир од нето производството и размената.



Слика 12. Биланс на ЕЕ до 2040 година, сценарио „Reference“



Слика 13. Биланс на ЕЕ до 2040 година: сценарио „Moderate“



Слика 14. Биланс на ЕЕ до 2040 година: сценарио „Green“

4.2. ПРОГНОЗА НА БИЛАНСОТ НА МОЌНОСТ И АДЕКВАТНОСТ НА СИСТЕМОТ

Прогнозата на билансот на моќност е извршена врз основа на методологијата опишана во поглавјето 2.3 и тоа за следниве карактеристични часови во рамките на македонскиот ЕЕС:

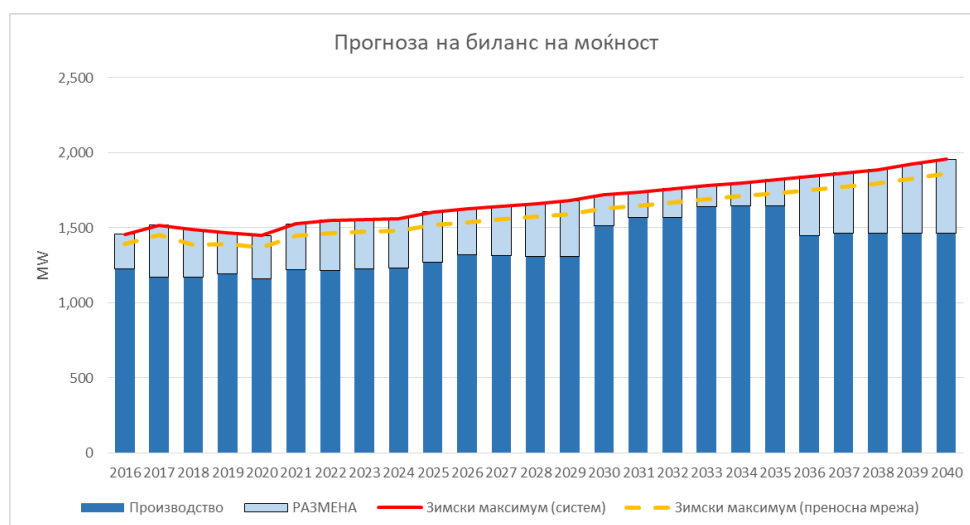
- Часовите на настанување на максималното оптоварување (зимско), односно врвното оптоварување на системот,
- Трета среда во 19 часот во секој месец (од јануари до декември).

Прогнозата е изведена врз основа на планираните биланси на електрична енергија до 2040 година, за трите претходно опишани сценарија, како и диспечерските извештаи за реализираните биланси на моќност во разгледуваните часови во периодот од 2013 до 2019 година.

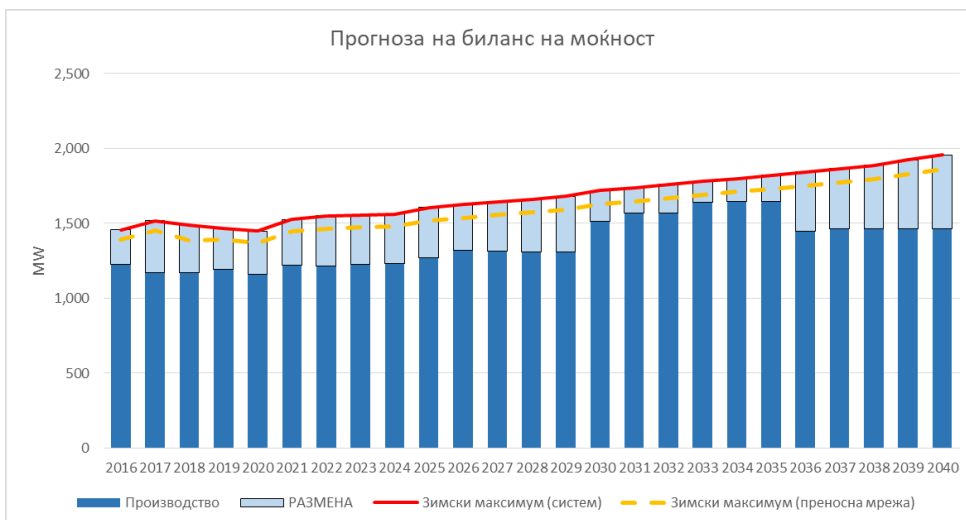
Прогнозите се вршени со претпоставка дека, годишниот фактор на оптоварување во периодот до 2040 година ќе се зголеми од постоечките 60 % на 70 % заради влијанието на мерките за управување со потрошувачката и пазарните механизми кои би требало да го поттикнат зголемувањето на потрошувачката на електрична енергија во периодите на ниска потрошувачка, односно ќе го стимулираат намалувањето на потрошувачката на електрична енергија во периодите на вообичаено високи вредности на потрошувачката (дневно помеѓу 18 и 24 часот).

Исто така, претпоставените вредности на “довербата во производството” за електрични центри на ОИЕ приклучени на дистрибутивната мрежа по поединечните месеци, се усвоени врз основа на искуството на авторите. За поточна проценка би биле потребни низа на податоци за производството на електрични центри на ОИЕ за разгледуваните часови.

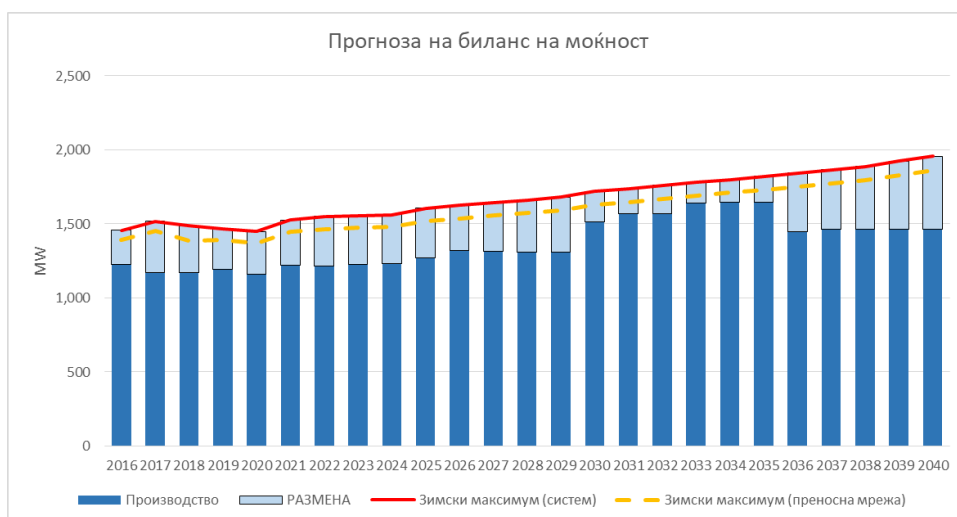
На сликите во продолжение се прикажани максималните оптоварувања на ниво на системот и преносната мрежа, вкупната ангажираност на електрични центри во моментите на настанување на врвното оптоварување и очекуваните размени во разгледуваните часови. Размените се прикажани со позитивен предзнак ако моќноста се увезува во Република Северна Македонија, односно со негативен предзнак ако моќноста се извезува од Република Северна Македонија. На Слика 18 е прикажана размената при системски максимум во однос на интерконекциски (NTC) капацитет и може да се заклучи дека прекуграничните преносни можности се такви да може да ги поддржат сите увозно/извозни трансакции на електрична енергија кон/надвор од земјава, а истовремено се овозможува непречен транзит на електрична енергија низ регионот.



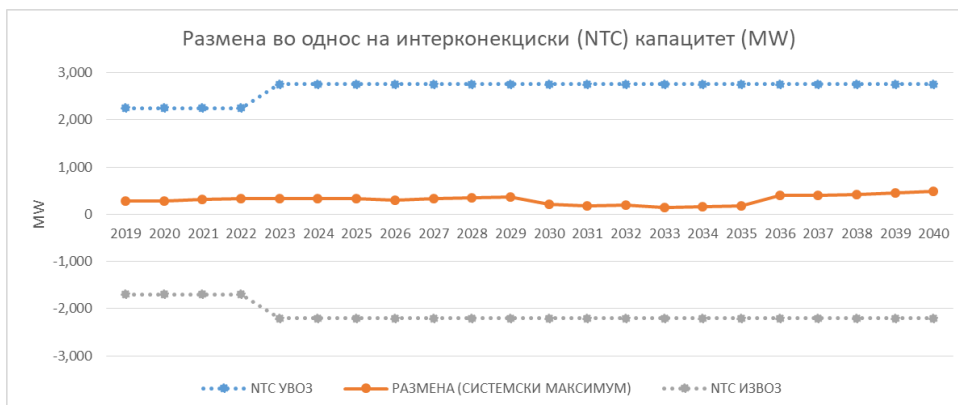
Слика 15. Прогноза на биланс на моќност до 2040 година: сценарио „Reference“



Слика 16. Прогноза на биланс на моќност до 2040 година: сценарио „Moderate“



Слика 17. Прогноза на биланс на моќност до 2040 година: сценарио „Green“



Слика 18. Размена во однос на интерконекциски капацитет

5. ЗАКЛУЧОК ЗА АДЕКВАТНОСТА НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИОТ СИСТЕМ

Проценка на адекватноста на системот во поглед на електрична енергија е проценка на способноста во рамките на ЕЕС во разгледуваната година во иднината да се постигне еднаквост на производството и потрошувачката на електрична енергија вклучувајќи ја и можноста за увоз/извоз на ЕЕ. Проценка се прави врз основа на детерминистички принцип и дефинираната методологијата од страна на ENTSO-E, [8].

Според референтното сценарио за производството и пораст на потрошувачката на електрична енергија, соодветното производство и потрошувачка во 2040 година се 10 010 GWh и 11 367 GWh.

Адекватноста на системот во поглед на енергија ќе се задоволи со соодветен увоз на електрична енергија кој достигнува вредност 1357 GWh во 2040 година.

Доколку развојот на енергетскиот систем се одвива според **референтното сценарио**, тогаш може да се очекува дека **системот ќе остане релативно избалансиран**.

Според сценариото за умерена транзиција, соодветното производство и потрошувачка во 2025 година се 4354 GWh и 8269 GWh, а во 2040 година се 9298 GWh и 10 273 GWh.

Адекватноста на системот во поглед на енергија ќе се задоволи со значителен увоз на електрична енергија кој достигнува вредност 3916 GWh 2025 година и како ќе влегуваат во погон електрични централи од обновливи извори така ќе се намалува до 975 GWh во 2040 година.

Доколку развојот се одвива според **сценариото за умерена транзиција**, **системот ќе се соочи со потреба од увоз на електрична енергија од околу 47% од вкупните потреби на електрична енергија во 2025 година**.

Според зеленото сценариото, производството се очекува да биде 5877 GWh во 2030 година и 9286 GWh во 2040 година.

Адекватноста на системот се исполнува со увоз на електрична енергија од 3294 GWh во 2030 година и 1193 GWh во 2040 година.

Реализација на **зеленото сценарио** за развој на производствени капацитети ќе го доведе енергетскиот систем во голема зависност, односно системот ќе се соочи со потреба од **увоз на електрична енергија во износ од 35% до 45% од вкупните потреби на електрична енергија**, во одредени години.

Проценката на адекватноста на системот во поглед на моќност е проценката на способноста во рамките на ЕЕС во разгледуваните карактеристични режими во иднината да се постигне еднаквост на производството и оптоварувањето вклучувајќи ја и можноста за увоз/извоз на моќност. Проценката се прави врз основа на детерминистички принцип и дефинираната методологијата од страна на ENTSO-E, [8].

Доколку се разгледува и можноста за увоз/извоз на моќност во разгледуваниот период, адекватноста на системот задоволува за сите анализирани режими на производството и оптоварување, бидејќи сите НТС вредности на увозниот капацитет во сите разгледувани години се поголеми од потребите за увоз, како што е прикажано на Слика 18.

Генерално, може да се заклучи дека во иднина ЕЕС на Република Северна Македонија без оглед на стапка на пораст на потрошувачката на електрична енергија и изградбата на нови електрични централи, не би требало да има загрозувана адекватност. Ова се должи пред се на добрите интерконективни врски со соседните системи на 400 kV напонско ниво, кои овозможуваат висок увоз на електрична енергија/моќност.

6. КОРИСТЕНА ЛИТЕРАТУРА

- [1] Министерство за економија , Закон за енергетика, Скопје: Министерство за економија, 2011.
- [2] МЕПСО, Мрежни правила за пренос на електрична енергија, Скопје: МЕПСО, 2015.
- [3] Министерство за економија , Енергетски биланс на Република Северна Македонија за периодот 2014-2018 година, Скопје: Министерство за економија, 2013.
- [4] МАНУ, Стратегија за развој на енергетиката во Република Северна Македонија до 2040 година, Скопје: Министерство за економија, 2019, во изработка.
- [5] МЕПСО, Студија за развој на преносната мрежа за периодот 2010-2020 година, Скопје : МЕПСО, 2011.
- [6] Министерство за економија , Енергетски биланс на Република Северна Македонија за периодот од 2015 до 2019 година, Предлог, Скопје: Министерство за економија , 2014.
- [7] МЕПСО, Концепти за развој на преносната мрежа во одделни региони за долгорочен период, 2017
- [8] МЕПСО, Студија за прогноза на биланс на електрична енергија и моќност за долгорочен период и анализа за адекватност на преносната мрежа на РМ, 2016.
- [9] МЕПСО, Влијание на планираните инвестиции врз намалувањето на загубите на електрична енергија во преносната мрежа за регулиран период 2020-2023 година, 2020.

7. ПРИЛОГ 1: ПРОЦЕНКА НА АДЕКВАТНОСТА НА СИСТЕМОТ СО КОРИСТЕЊЕ НА ПРОБАБИЛИСТИЧКИ ПРИСТАП

7.1. ВОВЕД ЗА ПРОБАБИЛИСТИЧКИ ПРИСТАП ВО ПРОЦЕНКАТА НА АДЕКВАТНОСТА НА СИСТЕМОТ И РАЗЛИКИ СО ДЕТЕРМИНИСТИЧКИОТ ПРИСТАП

Не може да се постигне “апсолутна” адекватност на системот, освен доколку не се разгледуваат “бесконечни” инвестиции. Целта е да се најде најдобриот компромис помеѓу ефективноста на трошоците и сигурноста на системот. Постојат два начини за проценка на адекватноста на системот:

- Детерминистички пристап,
- Пробабилистички пристап.

Детерминистичкиот пристап на проценка на адекватноста на системот во суштина е пресметка на специфични состојби базирани на сценарио. Поради тоа, може да се направат само ограничен број на пресметки за однапред одредени специфични состојби на системот. Овој метод дава брзи резултати и не бара голем пресметковен капацитет, но бара големо познавање на електроенергетскиот систем - операторот на преносниот систем мора да ги идентификува и предвиди идните најкритични состојби на системот и врз основа на тие податоци треба да се извршат пресметките за проценка на адекватноста на системот. Слабоста на детерминистичките анализи се состои во тоа што не ја земаат предвид веројатносната природа на однесувањето на електроенергетскиот систем. Поради големиот наплив на обновливи извори на енергија кои имаат интермитентна природа како и отворањето на пазарите, детерминистичкиот метод станува се помалку точен и доверлив начин за проценка на адекватноста на системот.

Новиот метод за проценка на адекватноста на системот дефиниран во новата методологија на ENTSO-E за проценка на адекватноста на системот (MAF) користи пазарно ориентирани пробабилистички пресметки. Со овој нов начин подобро се отсликува стохастичката природа на електроенергетскиот систем и овозможува поквалитетно моделирање на несигурностите што се појавуваат при планирање на системот.

Со користење на пазарни симулатори и со пробабилистичко моделирање на поединечните важни влезни променливи, како што се: зависноста на потрошувачката на ЕЕ односно оптоварувањето од температурата, хидролошките состојби во поединечните региони, веројатноста за присилни испади на термо-генераторите, интерконекциите како и HVDC врските, поквалитетно се отсликуваат идните состојби на системот. Исто така може да се моделираат и планираните исклучувања за одржување на елементите од мрежата како и прогнозирањето на производството на ЕЕ од обновливите извори на енергија (сончеви и ветерни електрични центри).

Во рамките на пазарните симулатори, возможно е да се моделираат и преносните мрежи, но заради поедноставување тие главно се прикажуваат како еден фиктивен вод помеѓу два поврзани системи, со ограничување во преносот еднакво на NTC вредноста на разгледуваната граница. Со високи вредности на NTC се овозможува значителен увоз или извоз на електрична енергија во/од разгледуваниот систем, зависно од пазарната ангажираност на сите електрични центри во моделот. Од друга страна, низок NTC значи помала можност за размена, односно електричните центри во разгледуваниот регион мораат да покријат најголем дел од потрошувачката, што евентуално ќе резултира со повисоко ниво на цена на електричната енергија, а можно е и загрозување на адекватноста на системот доколку домашното производство не е во состојба да ја покрие домашната потрошувачка од различни можни причини (не пример недоволна изграденост на електроцентралите, лоша хидрологија, висока веројатност за испад на термо-генераторите, голема температурна зависност на потрошувачката и друго).

Методологијата ја оценува адекватноста на системот разгледувајќи ги пробабилистичките променливи LOLE (веројатност за загуба на потрошувачка/оптоварување, англ.: *Loss of Load Expectation*) и ENS (неиспорачана ЕЕ, англ.: *Energy Not Supplied*). Пазарните симулации се спроведуваат за период од една година, моделирајќи ги меѓу другото: часовната потрошувачка во системот, часовниот доток на вода во

ХЕЦ, цената на производството на електрична енергија кај ТЕЦ и часовното производство на електрична енергија од обновливи извори. Пресметковниот алгоритам на пазарниот симулатор PLEXOS врши и оптимизација на производството за секој час во разгледуваниот период. Разгледуваниот систем се смета за адекватен доколку вредностите на LOLE и ENS се еднакви на 0 (во % или GWh).

Предности на пробабилистичкиот во однос на детерминистичкиот пристап:

- Нема избор на специфични состојби и сценарија како кај детерминистичкиот пристап, се анализира секоја можна идна состојба со помош на Монте Карло симулации.
- Моделирање на веројатносната природа на присилните и планираните испади на елементите во мрежата.
- Различно вреднување на секој испад според неговата веројатност за појава.
- Оптимизација на производството за секој час од разгледуваниот период.
- Уважување на климатските услови во параметрите зависни од нив (податочна база од 34 климатски години 1982-2016).

7.2. ОПИС НА АЛАТКА ЗА ПАЗАРНИ СИМУЛАЦИИ – PLEXOS

Еден од пазарните симулатори кои можат да се користат при проценката на адекватноста на системот е PLEXOS, воедно користен во рамките на овој експеримент за проценката на адекватноста на македонскиот електроенергетски систем за долгорочен период. PLEXOS користи напреден алгоритам на мешовито целобројно програмирање (MIP – анџ.: *Mixed Integer Programming*), со цел оптимизација на производството и ангажираноста на генераторите на моделот по критериум на минимум трошоци, до висина на вкупната потрошувачка во моделираните системи, а при тоа уважувајќи ги техничките односно технолошките и економските ограничувања на секој поединечен генератор.

PLEXOS е алатка за пазарни симулации којшто се темели на оптимизација. Таа може да оптимизира:

- Трошоци за производство
Оптимални текови на моќност, како и оптимално ангажирање на генераторски единици на краткорочен, среднорочен и долгорочен план.
- Проширување и надградба на системот и мрежата
Утврдување на оптимални големини и временски распоред на нови инвестиции како и вреднување на производствени и преносни капацитети. Исто така дава можност за оптимизирање и пресметка на трошоците за пренос на електрична енергија и моќност и предвидување на влијанието на сигурносните ограничувања на системот. Со дополнително моделирање и подлабоки анализи има можност за пресметка и оптимизација на загубите на системот со цел поефикасно и економично водење на системот.
- Одржување
Оптимизација на периодот и времетраењето на одржувањето на прекините со цел поефикасно и економично водење на системот.
- Проценка на пазарот
Спроведување на анализи за пазарни придобивки за преносни и производствени капацитети, како и пресметка на пазарни исходи кои се однесуваат на фиксни и варијабилни трошковни компоненти. Со оваа алатка има можност за пресметка на оптимални пазарни стратегии за портфолио на производствени и преносни капацитети вклучувајќи и интерконекции. Можност за проектирање на големопродажните цени во различни сценарија на пораст на оптоварувањето како и одредување на влијанието на пазарот во анализирањето на ограничувањата на производството и преносот на електрична енергија.

Овој пазарен симулатор нуди четири различни опции за симулација:

- Долгорочен план (LT)
Се користи за планирање на развојот и проширувањата на системот на долгорочен план. Целта на LT модулот е да ја пронајде оптималната комбинација на нови производствените капацитети и надоградувања на преносната мрежа со цел намалување на трошоците на системот на долг рок. Симултано го решава и проблемот за проширувањето на производствениот и преносниот капацитет и проследува проблем од централното планирање, од перспектива на долг рок. Хоризонтите на планирање за LT моделот се дефинирани од страна на корисникот и вообичаено се очекува да бидат во опсег од 10 до 30 години.
- Проценка на адекватност на системот (PASA)
Со PASA модулот се прават пресметки за проценка на адекватноста на системот. Овие пресметки се изведуваат со пробабилистички метод и се во согласност со новата методологија за проценка на адекватноста на системот од ENTSO-E. Целта на овој модул е пресметка на индексите за доверливост и адекватност (LOLE, LOLP, ENS), како и оптимизација

на одржувањето на елементите од системот со цел обезбедување на задоволително ниво на резерви за нормално функционирање.

- Среднорочен план (MT)

MT модулот се однесува за пазарни анализи на електроенергетскиот систем на среден до долг рок, притоа земајќи ги предвид ограничувањата од резервите на вода, потрошувачката на гориво и емисиите на стакленички гасови. MT планот може да биде спроведуван на неделно или месечно ниво.

- Краткорочен план (ST)

Оваа алатка единствено се користи за краткорочен планирачки хоризонт и со неа е можна симулација на пазарите на електрична енергија на часовно ниво или на 5-минутен временски интервал. Со овој модул од пазарниот симулатор се симулираат и трошоците за производство на електрична енергија како и оперативните трошоци за водење на системот. Една од целите на оваа алатка е оптимизација на производството од термо и хидро капацитети, пренос и системски услуги преку ограничувања на оперативноста, горивото и регулацијата. Исто така дава и решенија за оптимално ангажирање на генераторските единици и одредување на математички точни, подржани и оправдани цени со цел намалување на трошоците на системот.

7.3. ОПИС НА КОРИСТЕНИОТ ПАЗАРЕН МОДЕЛ

За проценка на адекватноста на македонскиот систем со пробабилистички пристап, користен е пазарниот модел на Југоисточна Европа во PLEXOS, кој ја претставува очекуваната состојба на пазарот и електроенергетските системи во овој регион во 2025 година, врз основа на очекувањата и влезните податоци кои ги доставиле сите преносни оператори во регионот.

Моделот е развиен од страна на ENSTO-E и се користи во анализите за проценка на адекватноста на системите (MAF). Во овој модел преносните систем оператори се моделирани со по еден јазел и поврзувањето со соседните земји е направено со интерконекции. Овие интерконекции се претставени со константни увозно-извозни вредности на NTC, кои за секоја граница ги доставиле релевантните преносни оператори во регионот. Моделирањето на земјите од Југоисточна Европа како и меѓусебното поврзување со интерконективни водови е прикажано на Слика 1.



Слика 1. Регионален пазарен модел за 2025г. како дел од европскиот MAF модел на ENTSO-E

Овој пазарен модел има голема грануларност на податоците. Моделирањето е направено детално особено за термоелектричните и хидроелектричните производствени капацитети со што внесени се сите потребни технички и економски параметри на генераторите.

За моделирање е користена PEMMDB (Pan-European Market Modelling Database) податочната база на ENTSO-E како и податочната база за клима PECD (Pan-European Climate Database) креирана во 2017 година која содржи податоци од минатото за вкупно 35 различни климатски години (1982-2016). Направена е солидна корелација на PECD базата со генераторите од ОИЕ како и хидрогенераторите со цел пореално пресликување на интермитентната состојбата на ваков тип на електрични централи. Во однос на потрошувачката на ЕЕ на системот, направени се временски серии за оптоварувањето на системот во зависност од температурата за различни климатски години. Во истата податочна база за клима (PECD) се наведени временски серии со коефициенти за производството на електрична енергија од обновливи извори на енергија (ветер и сонце) за секоја климатска година.

Термоелектричните централи се дефинирани со деталните технички односно технолошки ограничувања и трошоците на производство во зависност од користеното гориво (лигнит, високо калоричен јаглен, гас). Производството на ХЕЦ со акумулација е моделирано во зависност од месечните

дотоци на вода во соодветната акумулација, додека пак проточните ХЕЦ се моделирани со постојано месечно производство согласно податоците за дотоци на вода од PECD податочната база на ENTSO-E. Генераторите во ТЕЦ се дефинирани и со веројатноста од непланирани (присилни) и планирани испади, кои за нашиот систем изнесуваат помеѓу 5 % и 10 %.

7.4. РЕЗУЛТАТИ ОД ПАЗАРНИТЕ СИМУЛАЦИИ

Со пазарниот симулатор PLEXOS направен е експеримент со измени во моделирањето во основниот MAF модел креиран од страна на ENTSO-E. Измените се направени со цел приказ на критично можно сценарио за развој на електроенергетскиот систем поткрепено со некои дополнителни ограничувања.

Во основниот MAF модел на ENTSO-E направени се следните измени:

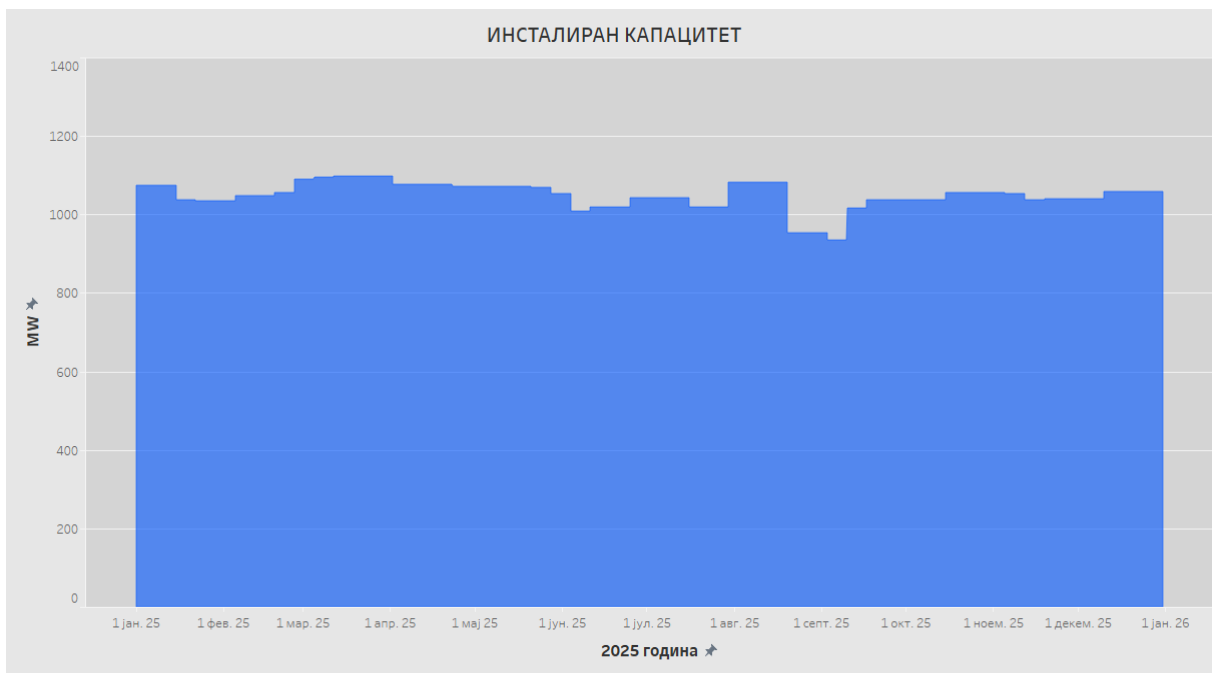
- Исклучување на сите термо блокови, како дел од сценариото за намалување на емисиите на стакленички гасови.
- Одложување на проектот за интерконективно поврзување со соседниот електроенергетски систем на Албанија.
- Зголемени производствени капацитети од обновливи извори на енергија.
- Намален преносен капацитет на постоечките интерконективни водови со соседните електроенергетски системи

Во пазарниот симулатор моделирана е потрошувачка од 9,4 TWh за 2025 година. Оптоварувањето на часовно ниво во разгледуваниот период е прикажано на Слика 2. Од сликата може да се види дека имаме зголемена потрошувачка во зимските месеци каде што се очекува врвно оптоварување од околу 1650 MW, додека пак во летните месеци потрошувачката на електрична енергија опаѓа и се очекува минимално оптоварување на системот од околу 610 MW кое најчесто се појавува во ноќните часови во лето.



Слика 2. Часовно оптоварување на системот во 2025 година

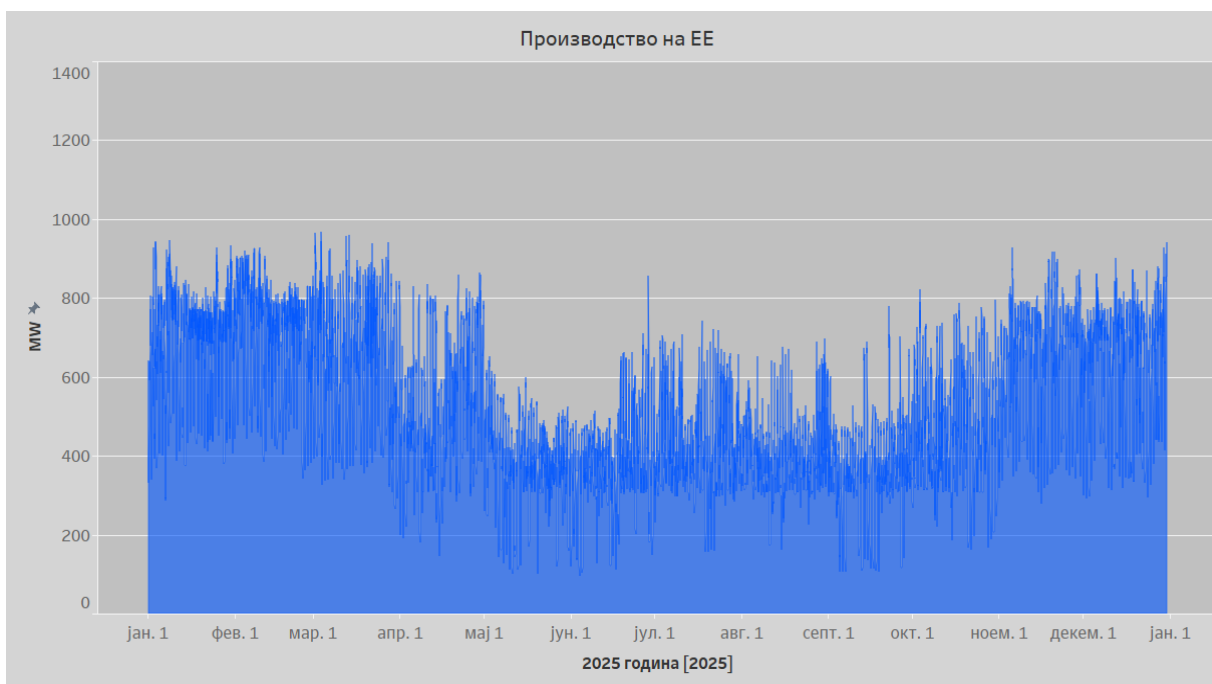
Инсталираната моќност на електричните централи во овој модел по оптимизација е прикажана на Слика 3.



Слика 3. Инсталиран капацитет на генератори

Од сликата може да се види дека максималниот инсталиран капацитет достигнува до 1100 MW, притоа важно е да се напомене дека се исклучени (пензионирани) постоечките електрични центри на јаглен, како можен исход од зеленото сценарио кое има цел за намалување на емисиите на стакленички гасови со воведување на CO₂ тарифите. За сметка на исклучувањето на термо-блоковите, зголемен е инсталираниот капацитет на електрични центри од обновливи извори на енергија (сончеви и ветерни електрични центри) што е во согласност со стратегијата за развој на енергетиката.

По извршените симулации и процесот на оптимизација со пазарниот симулатор PLEXOS, добиена е кривата на производство на електрична енергија и ангажирањето на електричните центри за секој час во разгледуваниот период од една година и тоа е прикажано на Слика 4.



Слика 4. Производство на електрична енергија

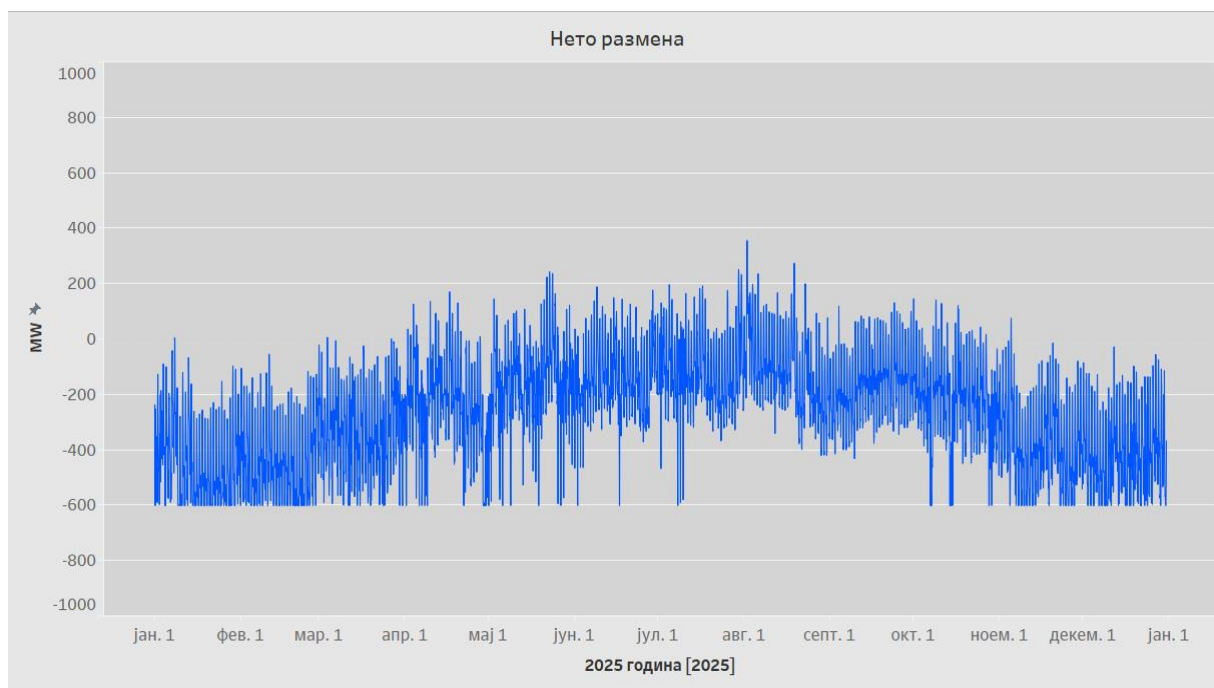
Во направениот експеримент за проценка на адекватноста на системот, електроенергетскиот систем на нашата земја е интерконективно поврзан со електроенергетските системи на соседните земји (Бугарија, Србија+Косово, Грција). Интерконективниот вод со електроенергетскиот систем на Албанија не е моделиран како дел од можното сценарио за одложување на овој проект.

Бидејќи овие пресметки претставуваат експеримент, а не приказ на реалната можна состојба на системите во 2025 година, интерконективните водови со соседните земји се моделирани со редуциран преносен капацитет од 200 MW во правец. Така, вкупниот капацитет за увоз на електрична енергија изнесува 600 MW.

Табела 1. Преносни капацитети на интерконективни водови

Граница	MK-RS & MK-XK	RS-MK & XK-MK	MK-BG	BG-MK	MK-GR	GR-MK	MK-AL	AL-MK
Преносен капацитет (MW)	200	200	200	200	200	200	0	0

По извршените пресметки со пазарниот симулатор добиени се часовни вредности за нето размена со соседните електроенергетски системи. Резултатите се прикажани на Слика 5.



Слика 5. Нето размена со соседните електроенергетски системи

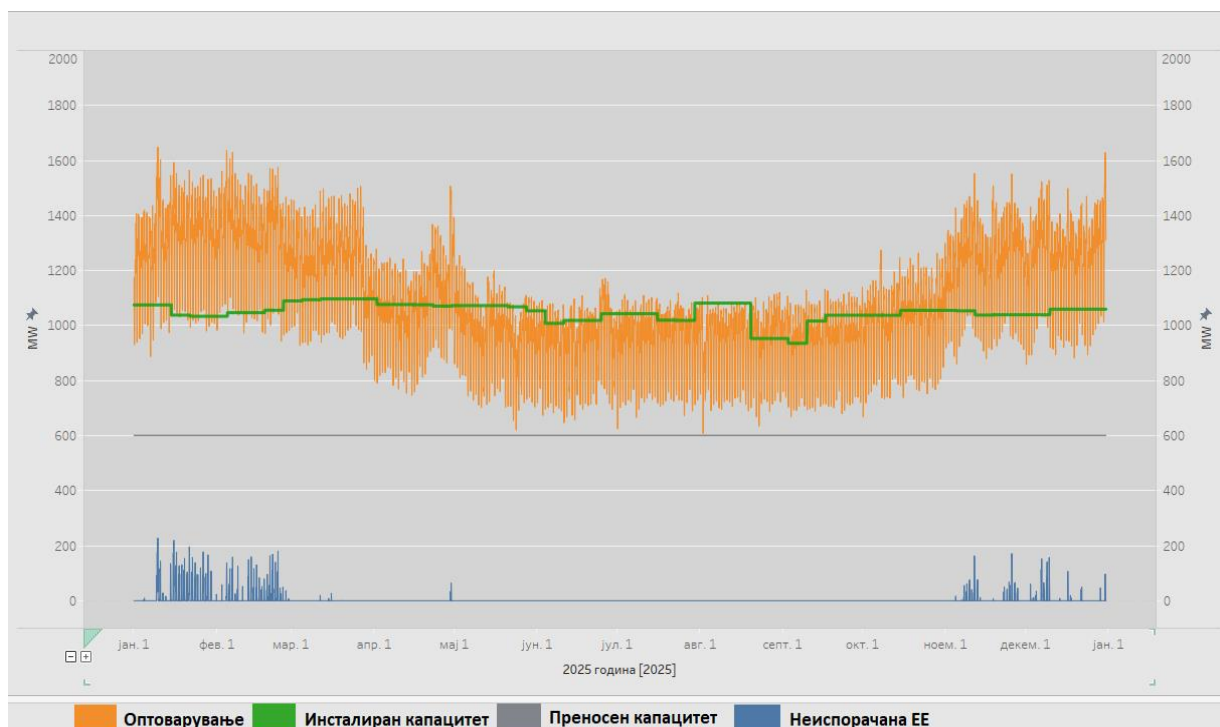
Од Слика 5 може да се види дека можна е појава на загушувања на интерконективните водови бидејќи е исполнет преносниот капацитет за увоз на електрична енергија кој изнесува 600 MW. Ваквата појава резултира со нарушена адекватност на системот, бидејќи не е можно да се задоволи потрошувачката на електрична енергија од домашно производство заедно со преносните капацитети на интерконективните водови.

Во пазарниот симулатор PLEXOS моделирана е опцијата за проценка на адекватноста на системот PASA. Со овој модул има можност да се пресметаат и индексите на доверливост EENS и LOLE. Пресметките се направени за цела 2025 година на часовно ниво.

Еден систем е адекватно изграден доколку може да ја покрие потрошувачка на електрична енергија со сопствено производство или во комбинација со увоз преку интрконективните водови, што значи дека

вредностите за неиспорачана енергија (ENS) и веројатност за загуба на потрошувачка/оптоварување (LOLP) треба да бидат еднакви на нула (во % или GWh).

На Слика 6 се прикажани резултатите од пресметката за проценка на адекватност на системот од направениот експеримент.



Слика 6. Неиспорачана електрична енергија

На графикот со сина боја е прикажана кривата на неиспорачана електрична енергија, што покажува дека е нарушена адекватноста на системот. Овој проблем може да се јави во зимските месеци кога и оптоварувањето на системот е повисоко. Проблемот е резултат на тоа што инсталираната моќност на генераторите и преносниот капацитет на интерконективните водови не можат да ја задоволат потрошувачката на електрична енергија што се јавува во периодите со врвни оптоварување. Вкупната неиспорачана електрична енергија во разгледуваниот период за 2025 година според експерименталниот модел користен во пазарниот симулатор PLEXOS изнесува 27,7 GWh.

7.5. Заклучок

Поради големиот наплив на обновливи извори на енергија кои имаат интермитентна природа како и отворањето на пазарите, детерминистичкиот метод станува се помалку точен и доверлив начин за проценка на адекватноста на системот. Слабоста на детерминистичките анализи се состои во тоа што не ја земаат предвид веројатноста природа на однесувањето на електроенергетскиот систем.

Новиот метод за проценка на адекватноста на системот го дефинира користењето на пазарно ориентираните пробабилистички методи и е дефиниран во новата методологија на ENTSO-E за проценка на адекватноста на системот (MAF). Со овој нов начин подобро се отсликува стохастичката природа на електроенергетскиот систем и овозможува поквалитетно моделирање на несигурностите што се појавуваат при планирање на системот.

Пазарниот симулатор PLEXOS е моќна алатка која има можност за анализирање и развивање на пазарот на електрична енергија и електроенергетскиот систем во целост, како и оптимално водење на системот со цел намалување на трошоците на среден и долг рок. Како една од многубројните можности на PLEXOS, во оваа анализа се користи PASA модулот за проценка на адекватноста на системот. Со оваа опција на PLEXOS, пресметките се изведуваат со пробабилистички метод и се во согласност со новата методологија за проценка на адекватноста на системот од ENTSO-E. Целта на овој модул е пресметка на индексите за доверливост и адекватност (LOLE, ENS), како и оптимизација на одржувањето на елементите од системот со цел обезбедување на задоволително ниво на резерви за нормално функционирање.

Во анализите е користен модел за Југоисточна Европа, како дел од европскиот MAF модел креиран од ENTSO-E. Моделот има дополнителни измени со цел да се прикаже критично сценарио за развој на електроенергетскиот систем и да се илустрира методологијата. Деталниот опис на користениот модел е даден во поглавје 3.

Според користениот модел и за критичното сценарио, во 2025 година може да се јави нарушена адекватност на системот. Оваа појава е резултат на тоа што инсталираната моќност на генераторите и преносниот капацитет на интерконективните водови не можат да ја задоволат потрошувачката. Вредноста на неиспорачаната електрична енергија во системот достигнува 27.7 GWh. Проблемите се јавуваат во зимскиот период кога и се очекуваат високи оптоварувања во системот.