

## **ДОЛГОРОЧНИ ПРОГНОЗИ ЗА ПОТРЕБИТЕ ОД ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА И МОЌНОСТ – 2022**

ноември, 2022

Наслов: Долгорочни прогнози за потребите од електрична енергија  
и моќност – 2022

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
3. СТАТИСТИЧКА ОБРАБОТКА НА БИЛАНСОТ НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА И МОЌНОСТ ЗА ИЗМИНАТИОТ ПЕРИОД.....	7
3.1. Податоци за потрошувачката на електрична енергија и карактеристиките на потрошувачката за изминатите 10 години.....	7
3.2. Биланс на моќност за изминатиот период.....	9
4. ПРОГНОЗА НА БИЛАНСОТ НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА И МОЌНОСТ .....	11
4.1. СЦЕНАРИЈА ЗА ПОРАСТ НА ПОТРОШУВАЧКА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА.....	11
4.1.1. Потрошувачка на ЕЕ во дистрибутивната мрежа .....	11
4.1.2. Потрошувачка на ЕЕ на потрошувачите директно приклучени на преносната мрежа	11
4.1.3. Финална потрошувачка на ЕЕ.....	12
4.1.4. Загуби во дистрибутивната мрежа.....	12
4.1.5. Загуби во преносната мрежа .....	12
4.1.6. Вкупна потрошувачка на електрична енергија .....	13
4.2. СЦЕНАРИЈА ЗА РАЗВОЈ НА ГЕНЕРАТОРСКИОТ ПРОФИЛ.....	13
4.2.1. Зелено Сценарио.....	14
4.2.2. Сценарио со одложен развој.....	15
4.2.3. Сценарио со забрзан развој.....	16
5. АДЕКВАТНОСТА НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИОТ СИСТЕМ.....	19
6. КОРИСТЕНА ЛИТЕРАТУРА.....	21

## 1. ВОВЕД

Согласно Законот [1], МЕПСО 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. Според член 68 од Законот [1] Операторот на електро-преносниот систем е одговорен за долгорочно планирање на развојот на електропреносниот систем.

МЕПСО има започнато постапка за изработка на Студија за развој на преносната мрежа. Во овој документ се дадени подлогите кои ќе се користат како влезни податоци во процесот на планирање.

Врз основа на овие влезни податоци ќе се креираат повеќе сценарија за развој на преносната мрежа. 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. Секое сценарио има различен збир на политики и стратешки мерки за постигнување на стратешките цели. Развиените политики и стратешки мерки се категоризирани во пет енергетски столбови: енергетска ефикасност, интеграција и сигурност на енергетските пазари, декарбонизација, истражување, иновации и конкурентност и законски и регулаторни аспекти, кои даваат одговори како да се решаваат специфичните предизвици и да се поттикнат нови можности.

За да може долгорочно да се планира работата на електропреносниот систем, како и да се одредат потребните инвестиции во изградба на нови преносни објекти, ревитализација на постоечките и зајакнување на преносната мрежа со цел прифаќање на енергија од ОИЕ, Операторот на електропреносниот систем мора да ги прогнозира трендовите во потрошувачката на електрична енергија, оптоварувањата во системите, како и можната изградба на нови електрични центри во различните временски хоризонти. 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.

Плановите за пораст на потрошувачката МЕПСО ги ажурира согласно македонската стратешка рамка<sup>1</sup>, односно избраното зелено сценарио како планирана насока во која ќе се движи развојот на енергетскиот систем. Предвидени се две основни сценарија за пораст на потрошувачката на електрична енергија:

- зелено сценарио за пораст на потрошувачката на ЕЕ и
- умерено сценарио за пораст на потрошувачката на ЕЕ.

Дополнително, сценаријата за пораст на потрошувачката на електрична енергија се изработени врз основа на Планот за развој на електродистрибутивниот систем 2021 – 2025, издаден од Електродистрибуција ДООЕЛ Скопје, [6], Долгорочни прогнози за потребите на електрична енергија и моќност – 2021,[10] како и информациите, прогнозите и трендот на индустриската потрошувачка.

Развојот на електропреносната мрежа треба да биде во согласност со македонската стратешка рамка и да ги следи трендовите на развој на електроенергетскиот систем од аспект на интегрирање на нови електрични центри. За таа цел, МЕПСО изработува сценарија за развој на генераторскиот профил кои ќе претставуваат основа за планирањето на развојот на електроенергетскиот систем и ќе овозможат

---

<sup>1</sup> Македонската стратешка рамка ги опфаќа следните документи: Стратегија за развој на енергетиката во МК до 2040 година, [3], Национален план за енергија и клима, [4], и Програма за реализација на стратегијата за развој на енергетиката во МК до 2040 година, [5].

рана идентификација на потребни проекти за зајакнување на постоечката електропреносна инфраструктура.

Предвидени се три основни сценарија за развој на генераторскиот профил:

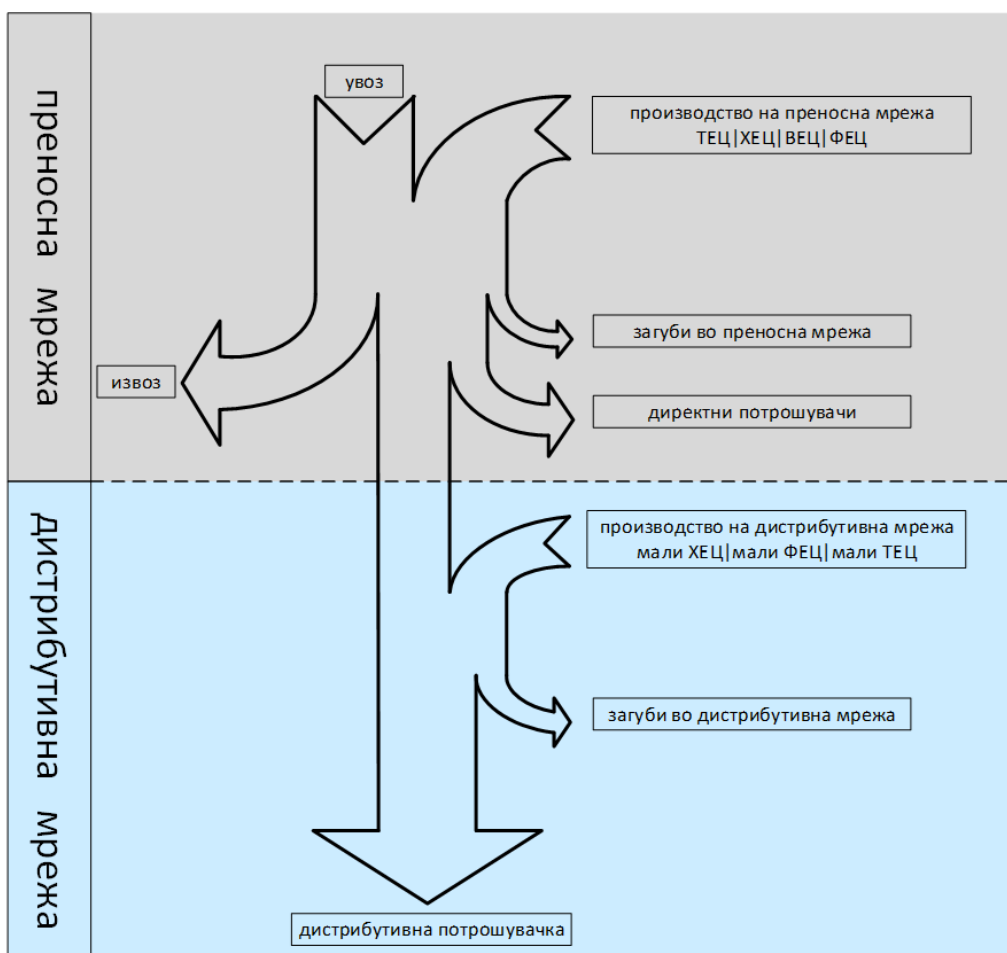
- зелено сценарио,
- сценарио со одложен развој и
- сценарио со забрзан развој.

Сценаријата за развој на генераторскиот профил се базирани на националната стратешка рамка односно избраното зелено сценарио, искажаниот интерес за приклучување на нови ОИЕ на преносната мрежа како и претпоставки и прогнози на МЕРСО.

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

Електроенергетските системи се комплексни системи кои во себе интегрираат повеќе делови, Слика 1. Во ова поглавје прикажани се поединечните категории на македонскиот електроенергетски систем.

- Преносна мрежа:
  - производство на ТЕЦ приклучени на преносната мрежа,
  - производство на ХЕЦ приклучени на преносната мрежа,
  - производство на ОИЕ (ВЕЦ+ФЕЦ) приклучени на преносната мрежа,
  - потрошувачка на директни потрошувачи приклучени на преносната мрежа,
  - загуби во преносната мрежа.
- Дистрибутивна мрежа:
  - производство на ЕЕ од електрични центри приклучени на дистрибутивната мрежа,
  - потрошувачка на дистрибутивниот систем,
  - загуби во дистрибутивната мрежа.
- Интерконекции со соседни ЕЕС-и:
  - увоз на ЕЕ и моќност од соседните ЕЕС-и,
  - извоз на ЕЕ и моќност кон соседните ЕЕС-и.



Слика 1. Компоненти на електроенергетскиот систем

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

### 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.

#### 3.1. ПОДАТОЦИ ЗА ПОТРОШУВАЧКАТА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА И КАРАКТЕРИСТИКИТЕ НА ПОТРОШУВАЧКАТА ЗА ИЗМИНАТИТЕ 10 ГОДИНИ

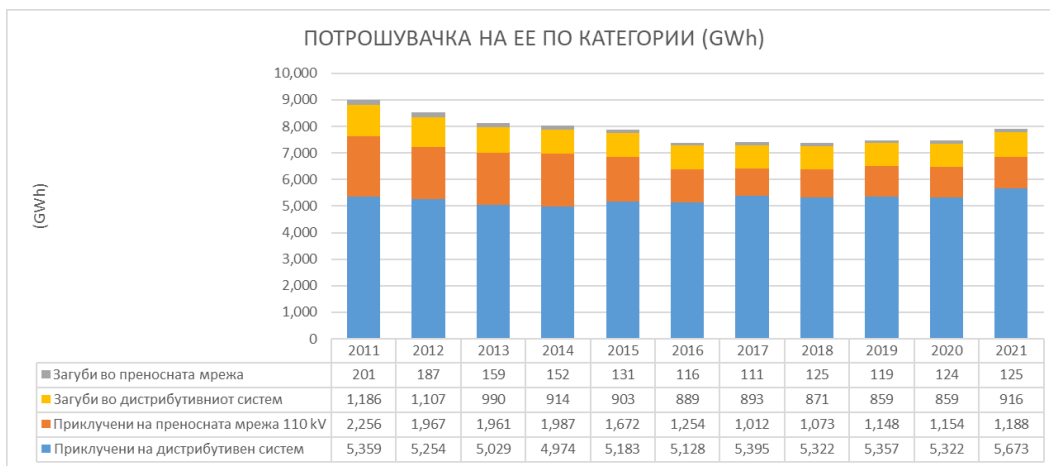
На Слика 2 е дадена вкупната потрошувачка на електрична енергија за изминатиот годишен период. Просечната годишна потрошувачка на електрична енергија во последните пет години е околу 7530 GWh. Генерално, последните години имаме слични временски прилики кои се одликуваат со умерено студени и кратки зими, долга пролет и есен со благи и пријатни температури и лето кое се одликува со повисоки температури во јули и август. Нема нови големи индустриски потрошувачи, а поради либерализација на пазарот на електрична енергија има прераспределба на потрошувачите во различни категории. Од една страна поинтензивно се применуваат мерките за зголемување на енергетска ефикасност, а од друга страна се зголемува производството на електрична енергија од обновливи извори приклучени на дистрибутивна мрежа што придонесува за локално задоволување на потребата од енергија.



Слика 2. Вкупна годишна потрошувачка на електрична енергија за периодот 2011-2021 година

Во последните неколку години се забележани различни трендови во потрошувачката на директните и дистрибутивните потрошувачи (кај едните потрошувачката опаѓа додека кај другите расте, и обратно). На Слика 3 е прикажана потрошувачката на електрична енергија по различни категории.





Слика 3. Потрошувачка на електрична енергија по категории во ЕЕС за периодот 2011-2021 година

Во Табела 1 е дадена годишната потрошувачка на електрична енергија за разгледуваниот период од страна на големите индустриски потрошувачи

Табела 1. Годишна потрошувачка на електрична енергија на директно приклучените потрошувачи

Име	Годишна потрошувачка на електрична енергија (GWh)										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Фени Индустри АД	770	871	792	717	686	439	334	403	521	590	568
Југохром Фероалојс ДОО	459	367	630	636	377	213	2	2	2	1	1
Цементарница Усје АД	104	86	83	73	77	97	100	103	104	109	106
Окта	53	31	16	10	7	6	6	5	4	4	4
Бучим ДООЕЛ Радовиш	97	113	116	114	121	119	116	113	108	103	96
ТЕ-ТО АД	4	3	2	3	3	3	2	3	2	1	0
Македонски Железници Транспорт	19	17	17	19	18	13	12	13	13	13	14
ТЕЦ Неготино	3	3	3	3	4	4	4	3	4	3	3
Рудници и електрани на АД ЕЛЕМ	166	163	156	193	199	144	148	143	155	167	126
Макстил	268	159	81	133	104	136	204	197	155	120	192
Скопски легури	226	77	2	1	1	1	1	1	1	1	0
АРЦЕЛОРМИТТАЛ СКОПЈЕ	34	32	31	31	36	38	38	39	36	35	36
КОГЕЛ (сопствена потрошувачка)	0	0	0	0	0	0	0	8	8	-	9
Останати потрошувачи и АД ЕЛЕМ - подружница Енергетика	51	46	32	54	37	39	44	41	36	-	23
Кранфилд	-	-	-	-	-	-	-	-	0.10	5	8
<b>ВКУПНО</b>	<b>2,256</b>	<b>1,967</b>	<b>1,961</b>	<b>1,987</b>	<b>1,672</b>	<b>1,254</b>	<b>1,012</b>	<b>1,073</b>	<b>1,148</b>	<b>1,154</b>	<b>1,187</b>

Во Табела 2. Годишна потрошувачка на електрична енергија на дистрибутивните потрошувачи е дадена потрошувачката на енергија по категории на потрошувачи според Тарифен систем за дистрибуција на електрична енергија за потрошувачите приклучени на електро-дистрибутивниот систем на Електродистрибуција ДООЕЛ Скопје.

Табела 2. Годишна потрошувачка на електрична енергија на дистрибутивните потрошувачи

Категорија	2017	2018	2019	2020	2021
MV1	184.1	341.0	122.0	77.3	362.0
MV2	851.8	904.2	926.9	861.0	720.0
LV1.1	98.7	100.7	99.9	95.0	89.9
LV1.2	419.9	415.4	417.2	393.8	423.0
LV2	3,090.0	2,989.0	3,038.0	3,191.1	3,316.0
LV2 останати	750.0	741.0	752.1	701.9	761.8
LV2 домаќинства	3,090.0	2,989.0	3,038.0	3,191.1	3,316.0
<b>Вкупно</b>	<b>5,395</b>	<b>5,491</b>	<b>5,356</b>	<b>5,320</b>	<b>5,673</b>

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 МЕРСО 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 1 (последните 5 редици) и затоа не се прикажани во **Error! Reference source not found.** (редица 1).

Категорија MV2 ја регистрира потрошувачката на енергија во која припаѓаат сите СН приклучоци што не се опфатени со категоријата MV1.

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 преземена директно од НН собирници во трансформаторските станици СН/НН, а преземената електрична енергија не е наменета за јавно осветление. Карактеристично кај јавното осветление е дека бележи намалување на потрошувачката на електрична енергија поради тоа што голем број на општини, во чија надлежност е уличното осветлување, применуваат мерки за енергетска ефикасност (замена на постоечките живини со нови ЛЕД сијалици).

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

Може да се заклучи дека има пад на потрошувачката на електрична енергија по сите категории на приклучоци, освен кај домаќинствата каде што расте потрошувачката на електрична енергија. Ова е за очекување со оглед на тоа што во 2020 година, поради пандемијата со ковид-19, се применуваа различни шеми на работа, ротации кај економските оператори, односно се вовеле и праксата за работа од дома.

### 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 2016 – 2021 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 центри 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 последните три години, се постигнати во следниве денови и часови:

- врвно оптоварување со вредност 1466 MW, 09.01.2019 година (среда), 16 часот;
- врвно оптоварување со вредност 1429 MW, 03.12.2020 година (четврток), 16 часот;
- врвно оптоварување со вредност 1521 MW, 13.02.2021 година (сабота), 15 часот.

Табела 3. Врвно оптоварување во ЕЕС во периодот 2017 – 2021

	Зимски максимум на оптоварување (MW)				
	2017	2018	2019	2020	2021
Зимски максимум (систем)	1,514	1,488	1,466	1,429	1,521
Фактор на оптоварување (%)	55.90%	58.00%	58.27%	59.57%	59.31%
Зимски максимум (преносна мрежа)	1,454	1,388	1,418	1,401	1,469
Загуби во пренос (2 %)	29	28	28.4	28.0	29.4
оптоварување (дистрибуција + директна)	1,425	1,360	1,390	1,373	1,439

Во последните три години системскиот максимум е регистриран во периодот од декември до февруари, во периодот околу 15 - 16 часот. Во оптоварувањето на ниво на преносната мрежа во 2021 година најголемо учество имале потрошувачите приклучени на дистрибутивната мрежа (околу 91 %, 1333 MW), потоа директно приклучените потрошувачи на 110 kV мрежа (околу 7 %, 106 MW) и околу 2 % се загубите на преносната мрежа.

**Табела 4. Ангажираност на електричните центри во часот на настанување на врвното оптоварување во ЕЕС во периодот 2017 – 2021**

Тип на електрична централа и размена	Зимски максимум на оптоварување (MW)				
	2017	2018	2019	2020	2021
ТЕЦ	748	817	709	510	516
ХЕЦ	323	238	405	158	356
ВЕЦ	32	15	1	3	32
Размена	351	318	303	729	565

Во вкупното оптоварување од директните потрошувачи, согласно диспечерските извештаи, најголемо учество има Фени Индустри АД (75,7 MW). Вкупниот конзум на ниво на преносната мрежа е покриен со ангажирање на електричните центри и со увоз од соседните системи, како што е прикажано во Табела 4. Во покривањето на врвното оптоварување во 2021 година ТЕЦ учествувале со ангажираност од 35,1% од вкупното оптоварување, ХЕЦ со 24,2 %, додека увозот е 38,5 % 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 зеленото сценарио од Стратегијата [3] и План за развој на електродистрибутивниот систем 2021 – 2025 од Електродистрибуција ДООЕЛ [6]. Врз основа на овие два документи дефинирани се две сценарија за потрошувачката и три сценарија за производство на електрична енергија.

### 4.1. СЦЕНАРИЈА ЗА ПОРАСТ НА ПОТРОШУВАЧКА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА

Сценаријата за порастот на потрошувачката имаат важна улога во процесот на планирање на развојот на преносната мрежа. За таа цел, при изработката на развојните планови се анализираат две сценарија со различна стапка на пораст на потрошувачката:

- зелено сценарио и
- умерено сценарио.

Сценаријата се изработени врз основа на зеленото сценарио од македонската стратешка рамка, [3-5], и прогнозите за пораст на потрошувачката во *Планот за развој на електродистрибутивниот систем 2021 – 2025*, [6].

Овие сценарија се разликуваат во претпоставките за порастот на потрошувачката на електрична енергија во дистрибутивниот систем, загубите во дистрибутивен систем и загубите во преносна мрежа.

Сценаријата за порастот на потрошувачката на електрична енергија во себе ги содржат следните компоненти:

- потрошувачка на ЕЕ во дистрибутивната мрежа,
- потрошувачка на ЕЕ на потрошувачите директно приклучени на преносната мрежа,
- загубите во дистрибутивната мрежа и
- загубите во преносната мрежа.

#### 4.1.1. Потрошувачка на ЕЕ во дистрибутивната мрежа

Според зеленото сценарио, потрошувачката на електрична енергија во дистрибутивниот сектор е претпоставено дека ќе го следи трендот на пораст на БДП од околу 3,3%, односно до 2040 година би се достигнале денешните нивоа на БДП по глава на жител на соседните земји од Европска Унија. Просечната стапка на пораст на потрошувачката на електрична енергија во дистрибутивната мрежа е околу 2%. Со оваа динамика на развој, потрошувачката на електрична енергија во дистрибутивниот систем би била околу 5,8 TWh во 2025 година, 6,5 TWh во 2030, 7 TWh во 2035 и 7,8 TWh во 2040 година. Во ова сценарио е претпоставена имплементација на енергетска ефикасност заснована на активна политика со повеќе стимулации и напредни технологии и висока пенетрација на електрични возила.

Во умереното сценарио се претпоставува стапката на пораст на потрошувачката на електрична енергија во дистрибутивната мрежа од 1% до 2030 година и 1,2% од 2030 до 2040 година. Според претпоставките потрошувачката на електрична енергија во 2025 година би била околу 5,5 TWh, во 2030 околу 5,9 TWh, во 2035 околу 6,2 TWh и во 2040 година околу 6,6 TWh.

#### 4.1.2. Потрошувачка на ЕЕ на потрошувачите директно приклучени на преносната мрежа

Потрошувачката на директните потрошувачи во обете сценарија за потрошувачка е интегрирана во вкупната потрошувачка на електрична енергија. Во развојните процеси на МЕРСО по пат на анализи на осетливост ќе се процени влијанието на директните потрошувачи на преносната мрежа со што ќе се истражи потребата од зајакнувања на мрежата.

#### 4.1.3. Финална потрошувачка на ЕЕ

Финална потрошувачка<sup>2</sup> на ЕЕ согласно прогнозата се зголемува според Табела 5. Трендот на финалната потрошувачка на ЕЕ од страна на директно приклучените потрошувачи на 110 kV мрежа и дистрибутивните потрошувачи за анализираните сценарија е прикажана на Слика 4.

Табела 5. Финална потрошувачка на ЕЕ

година	сценарио	
	умерено	зелено
	[TWh]	[TWh]
2025	6.8	7.1
2030	7.3	7.9
2035	7.6	8.5
2040	8.0	9.3



Слика 4. Прогноза на финалната потрошувачка на електрична енергија до 2040 година

#### 4.1.4. Загуби во дистрибутивната мрежа

Загубите во дистрибутивната мрежа во 2022 година се 860 GWh. Прогнозата на загубите во дистрибутивната мрежа во 2040 година според зеленото сценарио би изнесувале 747 GWh, додека во умереното сценарио ќе бидат 608 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, зголеменото ниво на енергетска ефикасност и инвестициите во дистрибутивната мрежа.

#### 4.1.5. Загуби во преносната мрежа

Според зеленото сценарио, загубите во преносната мрежа би се зголемиле од 124 GWh во 2022 на 162 GWh во 2040 година, додека според умереното сценарио тие би изнесувале околу 149 GWh во 2040 година, поради намалената потрошувачка во дистрибутивната мрежа. МЕРСО има изработено анализа за намалување на загубите на електрична енергија во која се разгледуваат планираните инвестиции во преносната мрежа и нивното влијание врз намалувањето на загубите на електрична енергија [9].

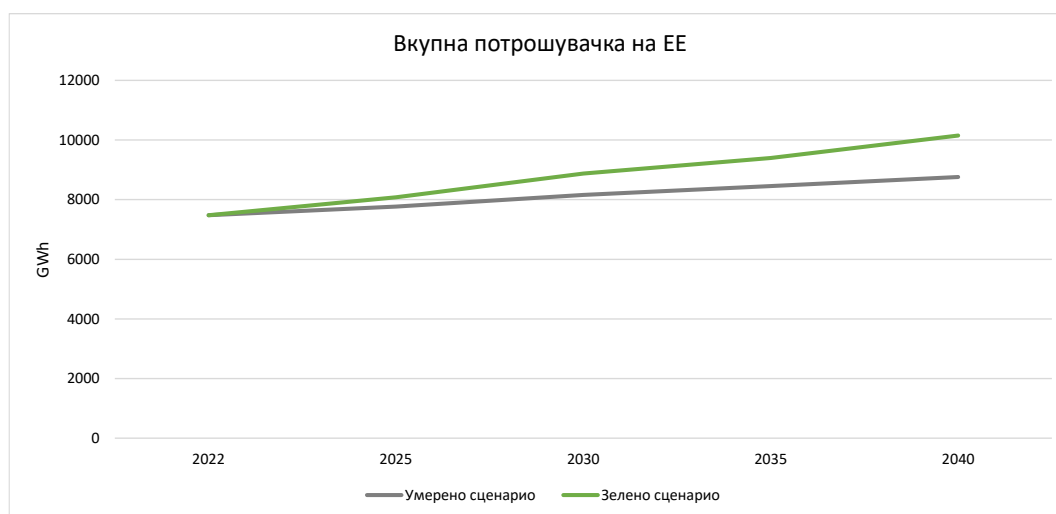
<sup>2</sup> Финална потрошувачка претставува вкупна потрошувачка на енергија без загуби во преносна и дистрибутивна мрежа

#### 4.1.6. Вкупна потрошувачка на електрична енергија

На Слика 5 е прикажана вкупната потрошувачка на електрична енергија до 2040 година за двете сценарија за пораст на потрошувачката. Дополнително, во Табела 6 е прикажана вкупната потрошувачка на електрична енергија зависно од разгледуваното сценарио за пораст на потрошувачката.

Табела 6. Вкупната потрошувачка на електрична енергија

година	сценарио	
	умерено	зелено
	[TWh]	[TWh]
2025	7.8	8.1
2030	8.2	8.9
2035	8.5	9.4
2040	8.8	10.1

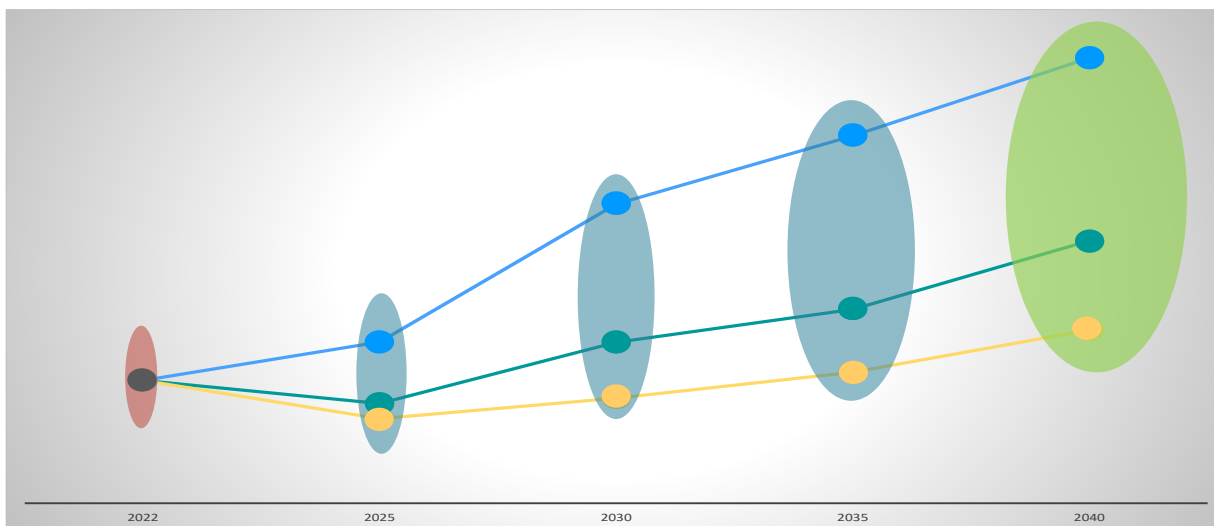


Слика 5. Прогноза на вкупна потрошувачка на електрична енергија до 2040 година

#### 4.2. СЦЕНАРИЈА ЗА РАЗВОЈ НА ГЕНЕРАТОРСКИОТ ПРОФИЛ

Еден од поважните чекори при планирање на развојот на преносната мрежа е дефинирање на основните сценарија за развој на генераторскиот профил. За таа цел МЕПСО изработи три сценарија за развој на производствените капацитети кои формираат „просторен конус“ во кој во иднина ќе се наоѓа генераторскиот микс на македонскиот електроенергетски систем. Сценаријата за развој на генераторскиот профил се креирани врз основа на:

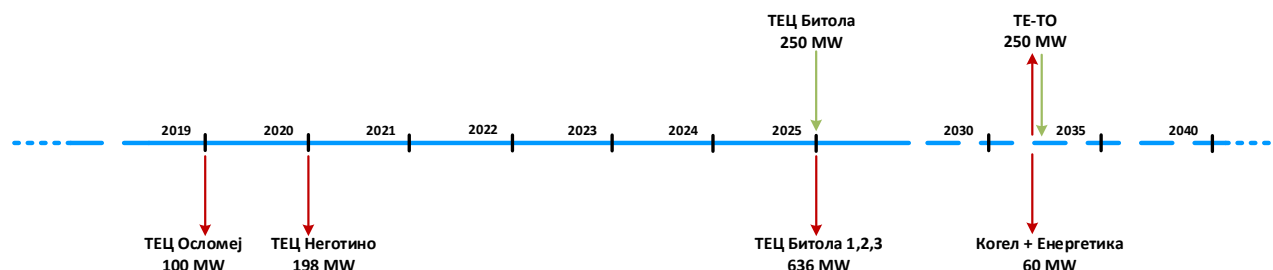
- македонската стратешка рамка [3-5].
- исказан интерес и барања за приклучок на преносна мрежа [7].



МЕПСО ги разработи документите од македонската стратешка рамка и заедно со податоците за барање за приклучок на нови производни единици на преносната мрежа ги преточи во три различни сценарија за развој на производните капацитети:

- зелено сценарио,
- сценарио со одложен развој и
- сценарио со забрзан развој.

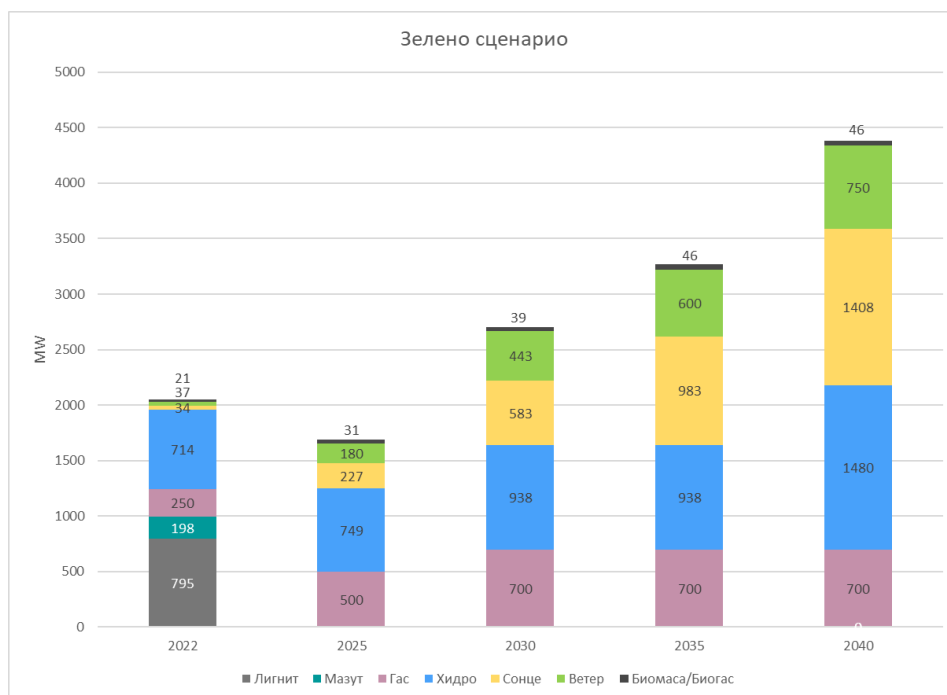
Според националната стратешка рамка предвидено беше пензионирање на ТЕЦ Осломеј во 2019 година и ТЕЦ Неготино во 2020 година. Но, поради моменталната ситуација со електроенергетскиот сектор, овие две електрични центри сè уште се во погон. Дополнително се предвидува пензионирање на трите блока во РЕК Битола до 2025 година, изградба на нова гасна ТЕЦ Битола и реконструкција на ТЕТО во 2033 година, Слика 6.



Слика 6. Временска оска на излегување/влегување во работа на електрични центри според националната стратешка рамка

#### 4.2.1. Зелено Сценарио

Развојот на генераторскиот профил за зеленото сценарио кое ја прикажува националната стратешка определба е дадено на Слика 7.



Слика 7. Инсталиран капацитет [MW] и генераторски микс според примарен енергенс – зелено сценарио

Според зеленото сценарио, се предвидува пензионирање на ТЕЦ-и<sup>3</sup> на јаглен и мазут, а дополнително е предвидена изградба на две нови гасни ТЕЦ. Според стратешката рамка, предвидена е замена на еден блок од РЕК Битола со ТЕЦ на гас од 250 MW во 2025 година, и нова ТЕЦ на гас во Скопскиот Регион со инсталиран капацитет од 200 MW. Што се однесува до развојот на хидро капацитетите, стратегијата предвидува изградба на ХЕЦ Велес, ХЕЦ Градец, проектот Вардарска долина и РХЕЦ Чебрин.

Стратегијата предвидува најголем развој на производствениот капацитет од ОИЕ каде се очекува дополнителна изградба на 2100 MW, од кои 1400 MW од сончеви електрични центри и 750 MW од ветерни електрични центри. Според разработката на сценаријата од Стратегијата, од вкупните 1400 MW сончеви електрични центри, околу 1000 MW се предвидува да бидат приклучени директно на преносна мрежа, а останатите на дистрибутивната мрежа како мали и кровни ФЕЦ.

Вкупната инсталирана моќност на електричните центри приклучени на електроенергетскиот систем во 2040 година би изнесувала 4384 MW.

#### 4.2.2. Сценарио со одложен развој

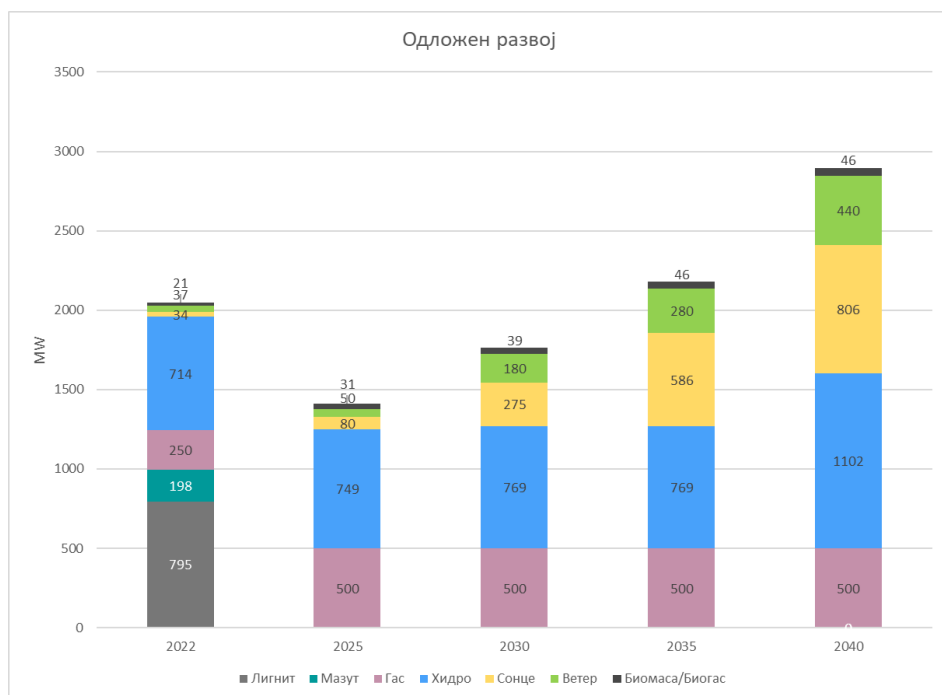
Сценариото со одложен развој предвидува дека на ниво на систем нема да има голем развој на генераторскиот профил како што е предвидено во националната стратешка рамка, односно на долг рок ќе има намален капацитет на електрични центри од ОИЕ, како и одложена реализација на ХЕЦ Велес, ХЕЦ Градец и Вардарска долина. Дополнително, сценариото со одложен развој вклучува една нова гасна ТЕЦ во Битола 250 MW, додека пак пензионирањето на ТЕЦ на мазут и јаглен останува како што е предвидено во зеленото сценарио од националната стратешка рамка.

Инсталираниот капацитет на електрични центри од ОИЕ во сценариото со одложен развој се предвидува да биде значително помал во споредба со зеленото сценарио, па така, вкупниот инсталиран капацитет од сончеви електрични центри на долг рок ќе биде околу 800 MW, од кои околу 600 MW директно приклучени на преносната мрежа. Дополнително, инсталираниот капацитет од ветерни електрични центри во сценариото со одложен развој на долг рок изнесува 440 MW.

<sup>3</sup> Трите блока во РЕК Битола, ТЕЦ Осломеј и ТЕЦ Неготино.



Развојот и генераторскиот микс по години во сценариото со одложен развој е даден на Слика 8.



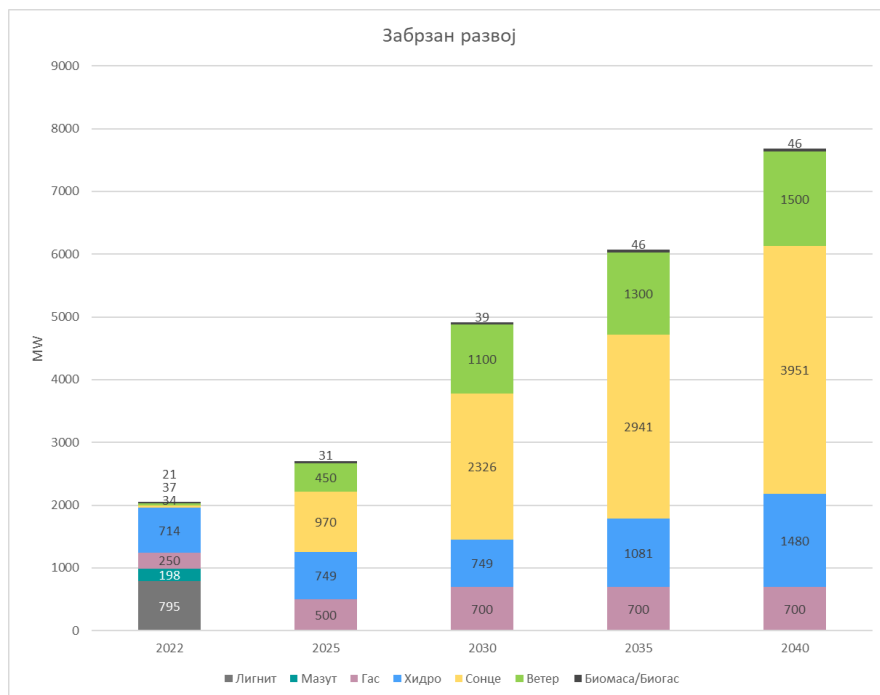
Слика 8. Инсталиран капацитет [MW] и генераторски микс според примарен енергенс – сценарио со одложен развој

Вкупната инсталирана моќност на електричните центри приклучени на електроенергетскиот систем во 2040 година би изнесувала 2894 MW.

#### 4.2.3. Сценарио со забрзан развој

Сценариото со забрзан развој во основа претставува забрзана реализација на проектите предвидени во националната стратешка рамка, дополнително засилени со зголемени инвестиции во нови капацитети од ОИЕ, пред сè сончеви електрични центри и ветерни паркови.

Развојот и генераторскиот микс по години кои се дефинирани во сценариото со одложен развој се дадени на Слика 9.

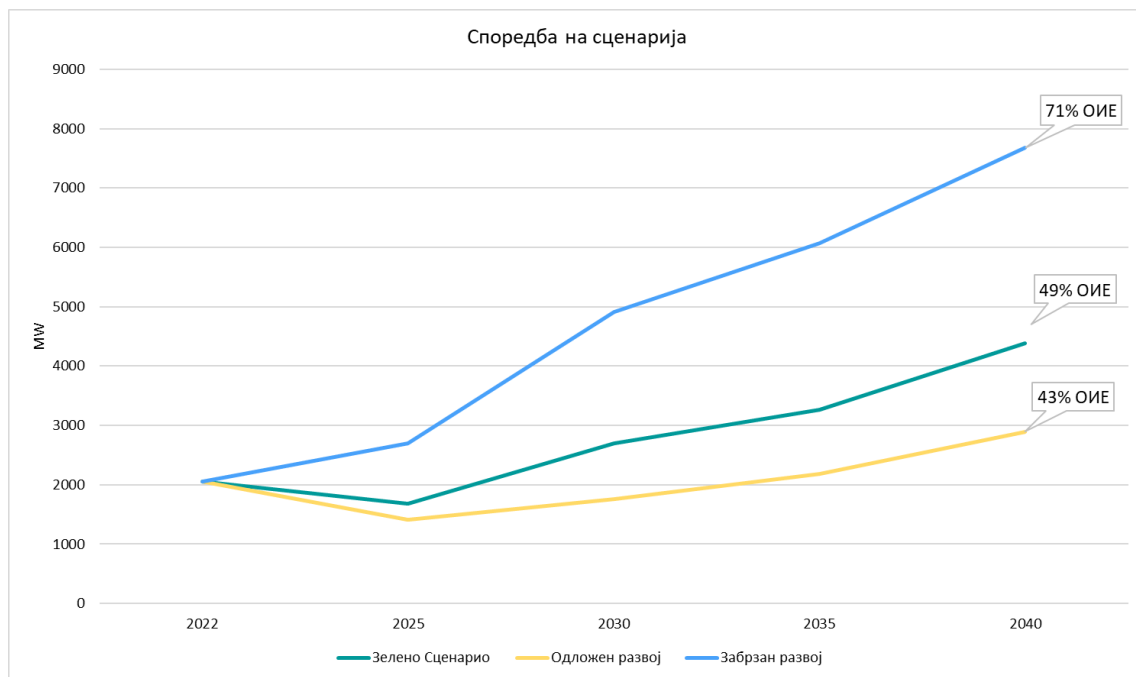


Слика 9. Инсталиран капацитет [MW] и генераторски микс според примарен енергенс – сценарио со забрзан развој

Со ова сценарио се предвидува интензивен развој на генераторскиот профил, особено во делот на ОИЕ. Вкупниот инсталиран капацитет од ОИЕ во сценариото со забрзан развој се предвидува да биде значително поголем во споредба со зеленото сценарио, па така, вкупниот инсталиран капацитет од сончеви електрични центри на долг рок ќе биде околу 3950 MW, од кои околу 3350 MW директно приклучени на преносната мрежа. Дополнително, инсталираниот капацитет од ветерни електрични центри во сценариото со забрзан развој на долг рок изнесува 1500 MW. Основата на ова оптимистичко сценарио во делот на капацитетите од ОИЕ е според пристигнатите барања за приклучок на нови електрични центри од ОИЕ на преносна мрежа.

Вкупната инсталирана моќност на електричните центри приклучени на електроенергетскиот систем во 2040 година би изнесувала 7677 MW.

На Слика 10 е прикажана споредбата на вкупниот инсталиран капацитет за трите основни сценарија. Како што е веќе опишано погоре, најголемата разлика помеѓу сценаријата е во делот на нови капацитети од ОИЕ, претежно сончеви електрични центри и ветерни паркови, чиј удел во вкупниот генераторски микс се движи помеѓу 43% и 71%, за сценариото со одложен развој и сценариото со забрзан развој, соодветно.



Слика 10. Споредба на сценарија според инсталиран капацитет

## 5. АДЕКВАТНОСТ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИОТ СИСТЕМ

Проценка на адекватноста на системот во поглед на електрична енергија претставува проценка на способноста на електроенергетскиот систем да ја задоволи потрошувачката (оптоварувањето) во разгледуваната година во иднина од домашно производство и/или увоз на електрична енергија (моќност).

Во моментов се одвива значајна транзиција во енергетскиот сектор во цела Европа. Предизвиците со кои се соочува енергетскиот сектор бараат целосно преуредување на производственото портфолио односно значително намалување на производството на електрична енергија од фосилни горива и во голема мера зголемување на производството од обновливи извори, притоа одржувајќи го електроенергетскиот систем во исто време доверлив и стабилен. Овие напори за праведна енергетска транзиција се за пофалба и се доста амбициозни, бидејќи предизвикот значително да се намали употребата на енергија базирана на фосилни горива во Западен Балкан е огромен, ако се земе предвид дека две третини од производството на електрична енергија во WB6 земјите во 2021 година се базира на такви извори, пропратени со илјадници работни места. Овој процес може да биде проследен со зголемен ризик во сигурноста во снабдување со електрична енергија од извори со интермитентна природа, кои можат многу да ги зголемат трошоците за електрична енергија.

Спојување на пазарите и создавајќи интегриран пазар низ ЈИЕ е клучен елемент во исполнување на тие предизвици. Нашата земја активно ги поддржува сите процеси со адаптација на законодавството, склучувајќи стратешки договори за големи инвестиции во соларна и ветерна енергија, изработување на акциски планови со цел целосно да се елиминираат фосилните горива и активно учество во регионалните иницијативи (пр. Отворен Балкан, спојување на пазарите).

Досега овој начин на пресметки се изработуваше со детерминистички пристап (избор на најцрното сценарио без разлика на веројатноста тоа да се случи). Но поради енергетската транзиција и големиот наплив на обновливи извори на енергија (пред сè сончеви електрични централи и ветерни паркови) кои имаат интермитентна природа, како и влијанието од отворањето на пазарите, детерминистичкиот метод станува сè помалку точен и доверлив начин за проценка на адекватноста на системот. Слабоста на детерминистичките анализи е занемарување на веројатносната природа на однесувањето на електроенергетскиот систем.

Потребата од примена на нова методологија за поуспешно да се управува со транзицијата е причина во октомври 2020 година ACER да донесе одлука за Методологија за проценка на адекватноста. Тука се поставени темелите каков треба да биде пристапот за проценка на адекватноста, како треба да функционираат пазарите на електрична енергија за да се овозможи што поголема интеграција на различни видови обновливи извори, со потребната флексибилност. Тоа ја потенцира важноста од проактивно планирање за да се осигура дека инвестицијата и одлуките од регулаторот се во линија со идните потреби.

Со поддршка од грант од УСАИД/УСЕА се изработи студија за системска адекватност и флексибилност на македонскиот електроенергетски систем, прва од ваков тип во регионот, која обработи две главни теми:

- Проценка на адекватноста на системот – според новата европска методологија ERAA (European Resource Adequacy Assessment).
- Анализа на флексибилноста на системот.

Во рамките на студијата, со користење на пазарниот симулатор ANTARES, моделирани се 20 различни сценарија за два различни хоризонти (краток планирачки хоризонт - 2025 година и среден планирачки хоризонт – 2030 година). Во пазарниот симулатор ANTARES моделиран е целиот европски електроенергетски систем со најновите податоци од Пан-Европската База на податоци (PEMMDB) на ENTSO-E, со цел опфат на сите позитивни и негативни влијанија од европскиот врз националниот електроенергетски систем. Дополнително, со цел опфаќање на повеќе временски прилики, симулирани се 37 различни климатски години од Пан-Европската Климатска база на податоци (PECD) кои вклучуваат различни податоци за оптоварувањето и генераторскиот профил зависно од временските услови.

**Анализите направени во студијата ја потврдија добрата поврзаност со соседните електроенергетски системи, а од аспект на флексибилност на системот се заклучува дека потребите за моќност и енергија за балансирање значително ќе пораснат со големата интеграција на ОИЕ во системот.**

## 6. КОРИСТЕНА ЛИТЕРАТУРА

- [1] Министерство за економија , Закон за енергетика, Скопје: Министерство за економија, 2018.
- [2] МЕПСО, Мрежни правила за пренос на електрична енергија, Скопје: МЕПСО, 2015.
- [3] МАНУ, Стратегија за развој на енергетиката во Република Северна Македонија до 2040 година, Скопје: Министерство за економија, 2019, во изработка.
- [4] Национален план за енергија и клима до 2030 година, Скопје: Министерство за економија, 2021.
- [5] TAF-WB, Програма за реализација на Стратегијата за развој на енергетиката 2021-2025 година, март 2021.
- [6] План за развој на електродистрибутивниот систем 2021 – 2025, Скопје: Електродистрибуција ДООЕЛ Скопје, 2020.
- [7] Доставени барања за приклучување на преносна мрежа до Служба за приклучоци, МЕПСО.
- [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, Анализа за намалување на загуби на ниво на преносна мрежа.
- [10] МЕПСО, Долгорочни прогнози за потребите од електрична енергија и моќност – 2021, јануари, 2022.