



ДОЛГОРОЧНИ ПРОГНОЗИ ЗА ПОТРЕБИТЕ ОД ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА И МОЌНОСТ – 2021

јануари, 2022

Наслов: Долгорочни прогнози за потребите од електрична енергија
и моќност – 2021

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 15	
4.1.3. СЦЕНАРИЈА ЗА РАЗМЕНА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА ВО РЕПУБЛИКА СЕВЕРНА МАКЕДОНИЈА ДО 2040 ГОДИНА	20
4.1.4. СЦЕНАРИЈА ЗА БИЛАНСОТ НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА ВО РЕПУБЛИКА СЕВЕРНА МАКЕДОНИЈА ДО 2040 ГОДИНА	21
4.2. ПРОГНОЗА НА БИЛАНСОТ НА МОЌНОСТ	22
5. ЗАКЛУЧОК.....	24
6. КОРИСТЕНА ЛИТЕРАТУРА.....	25

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.

Членот 83 пропишува дека МЕПСО 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.

МЕПСО ги ажурира своите планови за пораст на потрошувачката согласно Стратегијата за развој на енергетиката во Република Северна Македонија до 2040 година,[4] усвоена од Владата на Република Северна Македонија на седницата одржана на 28.12.2019 година односно избраното зелено сценарио како планирана насока во која ќе се движи развојот на енергетскиот систем и Планот за развој на електродистрибутивниот систем 2021 – 2025, издаден од Електродистрибуција ДООЕЛ Скопје,[12].

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 – 2021.

Проценката на адекватноста на системот претставува проценка на способноста ЕЕС да ја задоволи потрошувачката (оптоварувањето) во разгледуваната година во иднина од домашно производство и/или увоз на ЕЕ (моќност). Во овој документ проценката е направена врз основа на детерминистички принцип и дефинирана методологија [8].

Детерминистичкиот пристап на проценка на адекватноста на системот во суштина е пресметка на специфични состојби базирани на сценарио и не ја зема предвид неизвесноста на нерасположливоста на елементите во електроенергетскиот систем. 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, односно 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.

Поради големиот наплив на обновливи извори на енергија (пред се сончеви електрични централи и ветерни паркови) кои имаат интермитентна природа како и влијанието од 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 веројатносната природа на однесувањето на електроенергетскиот систем. Ваквиот начин на проценка станува недоверлив и поради тоа МЕПСО од наредната година е обврзан да ја применува новата методологија на ENTSO-E која се базира на пазарно ориентирани пробабилистички методи.

Новиот метод за проценка на адекватноста на системот дефиниран во новата методологија на ENTSO-E за проценка на адекватноста на системот (ERAA) 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 и интерконекциите, поквалитетно се отсликуваат идните состојби на системот. Дополнително се моделираат и планираните исклучувања за одржување на елементите од мрежата како и прогнозата за производството на ЕЕ од обновливите извори на енергија (сончеви електрични централи и ветерни паркови).

Методологијата ја оценува адекватноста на системот разгледувајќи ги пробабилистичките променливи LOLE (веројатност за загуба на потрошувачка/оптоварување, анџ.: *Loss of Load Expectation*) и ENS (неиспорачана ЕЕ, анџ.: *Energy Not Supplied*). Пазарните симулации се спроведуваат за период од една година со часовна резолуција, 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 врши и оптимизација на производството за секој час во разгледуваниот период. Системот се смета за апсолутно адекватен доколку вредностите на LOLE и ENS се еднакви на 0 (во % или GWh).

Предности на пробабилистичкиот во однос на детерминистичкиот пристап за проценка на адекватноста на системот:

- 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 во рамките на ENTSOE, PECD – Pan European Climate Database).

МЕПСО подготвува Студија за проценка на адекватност и флексибилност на енергетскиот систем, базирана на пробабилистика и пазарни симулации, прва од ваков тип. Со изработка на Студијата се очекува да се стекне потребното искуство за овој тип на симулации и проценката да стане редовна активност од планирачката пракса.

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 може да се воспостави, е прикажан на **Error! Reference source not found.**

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 Шлиѓе 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 ($P_{ПП,i}$ 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>
Вкупното производство и увоз			
<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>	
Вкупната потрошувачка и загуби			

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.

Како барање од Законот за енергетика, во декември 2019 година беше донесена Стратегијата за развој на енергетиката. Стратегијата разработува три сценарија - референтно сценарио, сценарио со умерена транзиција и зелено сценарио, кои одразуваат различна динамика на енергетска транзиција и овозможуваат флексибилност на земјата да одговори на соодветните политики за управување во ЕУ, кон модерна, конкурентна и климатски неутрална економија до 2050 година.

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.

Приоритените проекти кои ги дефинира Стратегијата за краткорочен период, односно за наредни пет години, се разработуваат во Програмата за реализација на Стратегијата за развој на енергетиката 2021-2025 година[10]. Програмата за реализација на Стратегијата за енергетика не беше донесена во рок од шест месеци по донесувањето на Стратегијата, заради политичката состојба во земјата (распуштање на Собранието со цел отворање на патот за предвремени парламентарни избори) и КОВИД-19 кризата. Подготовката на овој документ започна во октомври 2020 и се очекува да се усвои до крајот на 2021 година. Во рамките на тој проект се изработи и ажурирана верзија на стратегијата за енергетика до 2040 година, во која што е вклучено влијанието на КОВИД-19.

Во меѓувреме Министерството за економија го изработува Националниот план за енергија и клима [11]. Планот се темели на Зеленото сценарио во Стратегијата за развој на енергетиката кое е проширено со политиките и мерките од секторите индустрија, земјоделство, шумарство и други употреби на земјиште и отпад.

Основа за понатамошните проценки на електроенергетските биланси ќе биде планот за производство на електрична енергија како што е предвидено во Зеленото сценарио. За потрошувачката на електрична енергија ќе се направат две сценарија: едното ќе биде според зеленото сценарио од Стратегијата, а другото сценарио ќе ги земе предвид плановите за пораст на потрошувачката за наредни десет години според План за развој на електродистрибутивниот систем 2021 – 2025, Електродистрибуција ДООЕЛ Скопје,[12].

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.

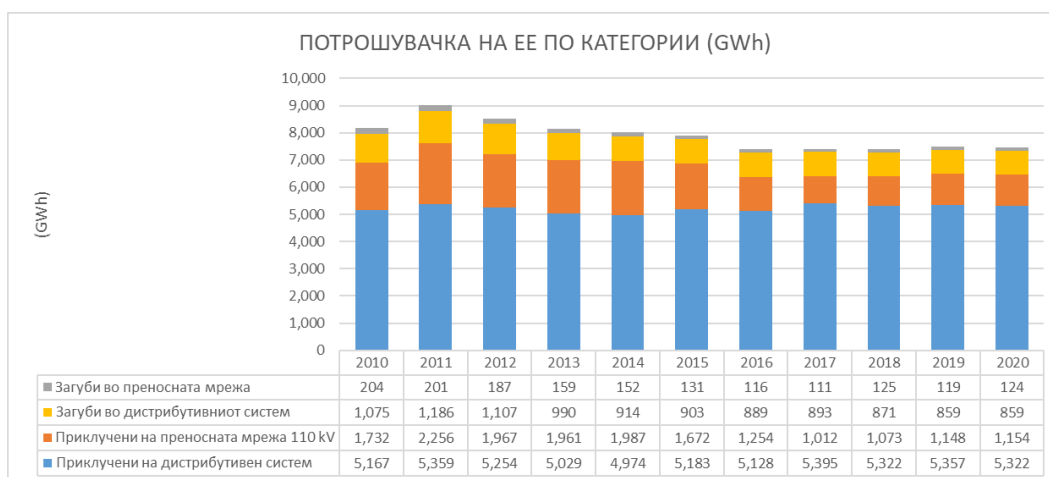
3.1. ПОДАТОЦИ ЗА ПОТРОШУВАЧКАТА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА И КАРАКТЕРИСТИКИТЕ НА ПОТРОШУВАЧКАТА ЗА ИЗМИНАТИТЕ 10 ГОДИНИ

На Слика 3 е дадена вкупната потрошувачка на електрична енергија за изминатиот десет годишен период. Просечната годишна потрошувачка на електрична енергија во последните пет години е околу 7430 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 3. Вкупна годишна потрошувачка на електрична енергија за периодот 2010-2020 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 4 е прикажана потрошувачката на електрична енергија по различни категории.



Слика 4. Потрошувачка на електрична енергија по категории во ЕЕС за периодот 2010-2020 година

Во Табела 1 е дадена годишната потрошувачка на електрична енергија за разгледуваниот период од страна на големите индустриски потрошувачи, директно приклучени на мрежата 110 kV.

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

Име	Годишна потрошувачка на електрична енергија (GWh)											
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Фени Индустри АД	580	770	871	792	717	686	439	334	403	521	590	
Југохром Фероалојс ДОО	259	459	367	630	636	377	213	2	2	2	1	
Цементарница Усје АД	90	104	86	83	73	77	97	100	103	104	109	
Окта	58	53	31	16	10	7	6	6	5	4	4	
Бучим ДООЕЛ Радовиш	99	97	113	116	114	121	119	116	113	108	103	
ТЕ-ТО АД	1	4	3	2	3	3	3	2	3	2	1	
Македонски Железници Транспорт	20	19	17	17	19	18	13	12	13	13	13	
ТЕЦ Неготино	3	3	3	3	3	4	4	4	3	4	3	
Рудници и електрани на АД ЕЛЕМ	155	166	163	156	193	199	144	148	143	155	167	
Макстил	215	268	159	81	133	104	136	204	197	155	120	
Скопски легури	169	226	77	2	1	1	1	1	1	1	1	
АРЦЕЛОРМИТАЛ СКОПЈЕ	38	34	32	31	31	36	38	38	39	36	35	
КОГЕЛ (сопствена потрошувачка)	-	0	0	0	0	0	0	0	8	8	-	
Останати потрошувачи и АД ЕЛЕМ - подружница Енергетика	43	51	46	32	54	37	39	44	41	36	-	
Кранфилд	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.10	5	
ВКУПНО	1,732	2,256	1,967	1,961	1,987	1,672	1,254	1,012	1,073	1,148	1,154	

Во Табела 2 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 Електро-дистрибуција ДООЕЛ Скопје.

Табела 2. Годишна потрошувачка на електрична енергија на дистрибутивните потрошувачи

Категорија	2017	2018	2019	2020
MV1	184.1	170.9	122.0	77.3
MV2	851.8	904.2	926.9	861.0
LV1.1	98.7	100.7	99.9	95.0
LV1.2	419.9	415.4	417.2	393.8
LV2 останати	750.0	741.0	752.1	701.9
LV2 домаќинства	3,090.0	2,989.0	3,038.0	3,191.1
Вкупно	5,395	5,321	5,356	5,320

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 Табела 2 (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 се бележи намалување на потрошувачката на електрична енергија во 2020 година од 5,61 % споредено со 2019 година, а тоа е од причина 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 во 2020 година за 5,03% споредено со 2019 година, односно има пораст за 6,76% споредено со 2018 година. Ова е за очекување со оглед дека 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.

Генерално нема драстични отстапувања во однос на вкупната потрошувачка, туку само мали разлики во прераспределбата помеѓу секторите.

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 – 2020 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 последните три години, се постигнати во следниве денови и часови:

- 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
- врвно оптоварување со вредност 1429 MW, 03.12.2020 година (четврток), 16 часот.

Табела 3. Врвно оптоварување во ЕЕС во периодот 2015 – 2020

	Зимски максимум на оптоварување (MW)					
	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Зимски максимум (систем)	1,439	1,457	1,514	1,442	1,466	1,429
Фактор на оптоварување (%)	62.57%	57.87%	54.79%	56.98%	58.24%	63.15%
Зимски максимум (преносна мрежа)	1,407	1,392	1,454	1,388	1,418	1,401
Загуби во пренос (2 %)	28.1	28	29	28	28.4	28.0
оптоварување (дистрибуција + директна)	1,378	1,364	1,425	1,360	1,390	1,373
размена	624	155	351	318	268	729
производство	782	1,226	1,249	1,170	1,150	700

Во последните три години системскиот максимум е регистриран во декември и јануари, во периодот од 16 - 19 часот. Во 2020 производството на електричните централите на дистрибутивната мрежа во

разгледуваните часови е проценето на 28 MW од кои 11 MW е производство од мали ХЕЦ, 5 MW од електрични центри на биогаз, а 6 MW производство од комбинирани постројки.

Во оптоварувањето на ниво на преносната мрежа во 2020 година најголемо учество имале потрошувачите приклучени на дистрибутивната мрежа (околу 85 %, 1195 MW), потоа директно приклучените потрошувачи на 110 kV мрежа (околу 13 %, 178 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 2015 – 2020

Тип на електрична центри и размена	Зимски максимум на оптоварување (MW)					
	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ТЕЦ	331	745	748	817	709	510
ХЕЦ	449	386	323	238	405	158
ВЕЦ	3	31	32	15	1	3
Размена	624	259	351	318	303	729

Во вкупното оптоварување од директните потрошувачи, согласно диспечерските извештаи, најголемо учество имале Фени Индусти АД (73.64 MW), Железара (66,88 MW) и Бучим (13.87 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 2020 година ТЕЦ учествувале со ангажираност од 36.4 % од вкупното оптоварување, ХЕЦ со 11.3 %, додека увозот е 52.1 % од вкупниот конзум (оптоварување на ниво на преносна мрежа) за разгледуваниот час што е зголемување за 2.5 пати во однос на истиот режим од претходната година.

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 [4] и План за развој на електродистрибутивниот систем 2021 – 2025 од Електродистрибуција ДООЕЛ [12]. Врз основа на овие два документи дефинирани се две сценарија за потрошувачката и едно сценарио за производство на електрична енергија кои се детално разработени и опишани во продолжение на овој документ.

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.

Во врска со потрошувачката на електрична енергија дефинирани се две сценарија:

- **Зелено сценарио**, според Стратегијата за развој на енергетиката до 2040 година
- **EVN сценарио**, според План за развој на електродистрибутивниот систем 2021 – 2025 од Електродистрибуција ДООЕЛ

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

Потрошувачка на ЕЕ на потрошувачите директно приклучени на преносната мрежа

Во двете 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 5.

Табела 5. Нови директно приклучени потрошувачи

Година на приклучување на преносната мрежа	Име на потрошувач	Оптоварување	Потрошувачка
		[MW]	[GWh]
2025	Рудник Плавица	15	122.63
2030	Кранфилд	20	100

Вкупната потрошувачка изнесува 1,1 TWh за секоја година сè до појавата на некој нов 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

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%. 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 и 7,8 TWh во 2040 година.

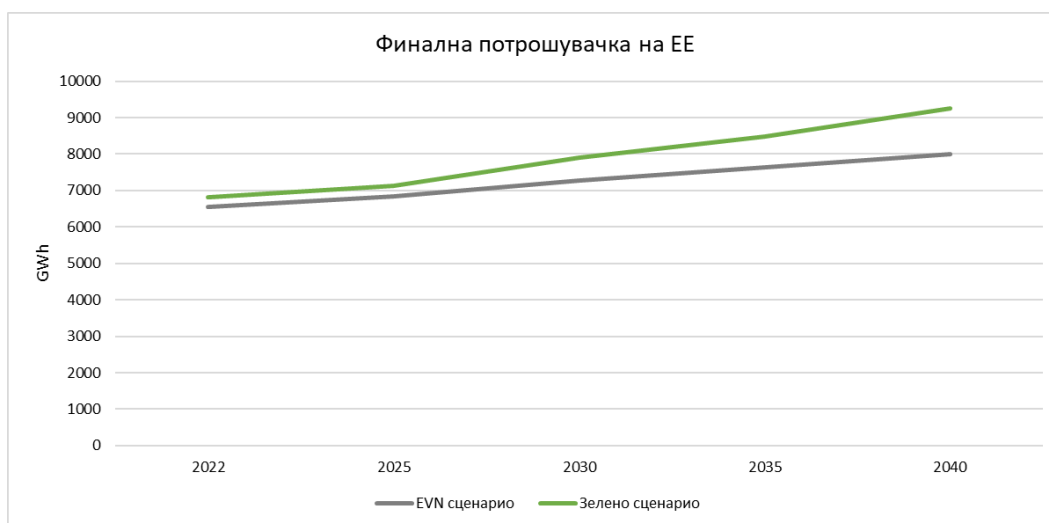
Во EVN сценариото се претпоставува стапката на пораст на потрошувачката на електрична енергија во дистрибутивната мрежа од 1% до 2030 година и 1,2% од 2030 до 2040 година. Според претпоставките потрошувачката на електрична енергија во 2030 година би била околу 5,9 TWh, а во 2040 година околу 6,6 TWh.

Вкупната финална потрошувачка на ЕЕ

Вкупната финална потрошувачка на ЕЕ од страна на директно приклучените потрошувачи на 110 kV мрежа и дистрибутивните потрошувачи за анализираните сценарија, е прикажана на Слика 5. Вкупната финална потрошувачка на ЕЕ согласно прикажаната прогноза се зголемува според Табела 6.

Табела 6. Вкупна финална потрошувачка на ЕЕ

година	сценарија	
	EVN [TWh]	зелено [TWh]
2022	6.5	6.8
2025	7.6	7.4
2030	8.5	8.2
2035	9.3	8.8
2040	10.4	9.6



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

Загуби во преносната мрежа

За Зеленото сценарио, загубите во преносната мрежа би се зголемиле од 124 GWh во 2022 на 162 GWh во 2040 година, додека во EVN сценариото тие ќе бидат 149 GWh во 2040 година, поради намалената потрошувачка во дистрибутивната мрежа. МЕРСО 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 2021 година се 860 GWh. Прогнозата на загубите во дистрибутивната мрежа¹ во 2040 година според Зеленото сценарио би изнесувале 747 GWh, додека во

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

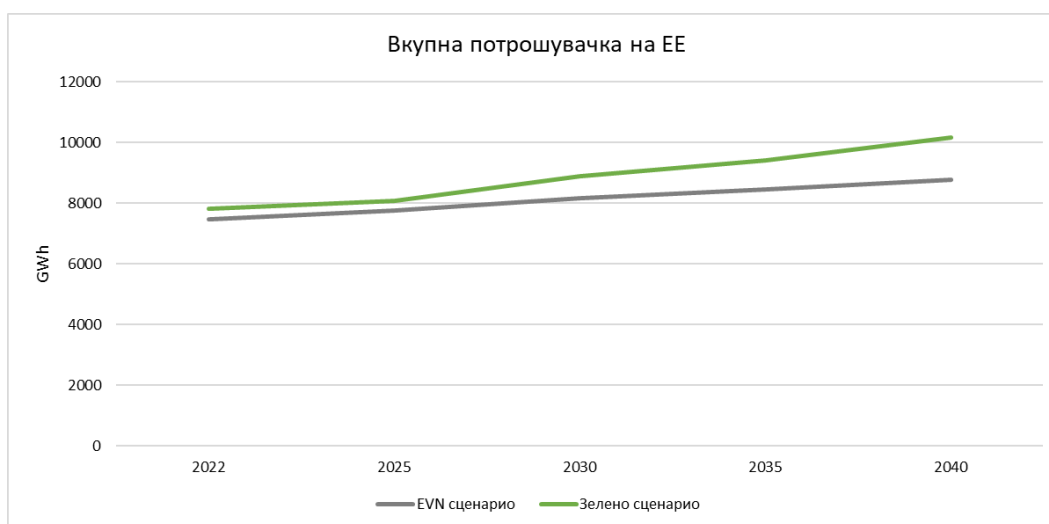
EVN сценариото ќе бидат 608 GWh. Ваквото намалување на загубите во дистрибутивната мрежа се должи на зголеменото производство на мали електрични централи кои ќе се приклучат на дистрибутивната мрежа и локално ќе ги снабдуваат потрошувачите со електрична енергија, зголеменото ниво на енергетска ефикасност и инвестициите во дистрибутивната мрежа.

Вкупна потрошувачка на електрична енергија

Во Табела 7 е прикажана вкупната потрошувачка на електрична енергија зависно од разгледуваното сценарио на потрошувачката и развојот на производството.

Табела 7. Вкупната потрошувачка на електрична енергија

година	сценарија	
	EVN	зелено
	[TWh]	[TWh]
2022	7.50	7.80
2025	7.77	8.35
2030	8.16	9.17
2035	8.16	9.71
2040	8.16	10.48



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

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:

(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.

- 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 центри приклучени на дистрибутивната мрежа.

Прогнозата на производството е извршена според Зеленото сценарио на изградба на новите електрични центри, според Стратегијата.

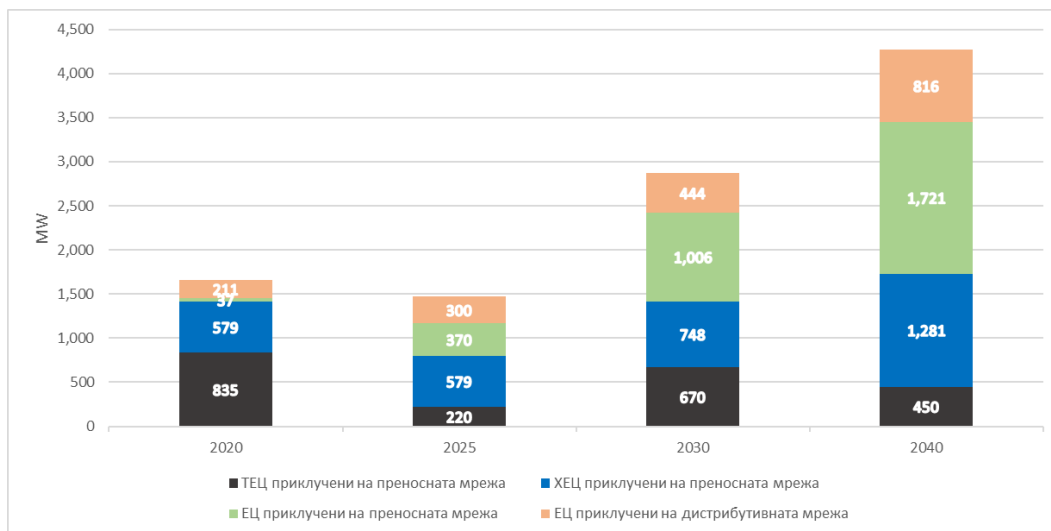
Според Стратегијата [4] е предвидено во 2019 година ТЕЦ Осломеј да се пензионира, сепак оваа година е регистрирано минимално производство од околу 13,5% од капацитетот за кој е димензиониран ТЕЦ Осломеј. Во сите сценарија ќе се претпостави дека пензионирањето на ТЕЦ Осломеј ќе биде од 2022 година, а ТЕЦ Неготино со моќност од 198 MW е пензионирана во 2020 година.

Во ова сценарио според [4] покрај ТЕЦ Осломеј (2022) 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 8.

Табела 8. Планирано излегување од работа на електрични центри според зеленото сценарио

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 центри приклучени на електроенергетскиот систем до 2040 година би изнесувала 4268 MW.



Слика 7. Инсталирана моќност (MW) на електрични центри во зелено сценарио

Во ова сценарио според Табела 9 на краткорочен хоризонт е предвидено изградба на ВЕЦ-и до вкупен инсталиран капацитет од 180 MW и СЕЦ-и до вкупен инсталиран капацитет од 190 MW, приклучени на преносна мрежа. Исто така според стратегијата за енергетика [4] на дистрибутивна мрежа ќе се приклучат дополнителни нови мали ХЕЦ-и, СЕЦ-и и центри на биомаса и биогаз со вкупна моќност од 89 MW.

На среднорочен хоризонт се очекува приклучување на ХЕЦ Градец (2x37.65 MW инсталиран капацитет со годишно производство од 190 GWh) и ХЕЦ Велес (3x32 MW инсталиран капацитет со

годишно производство од 154 GWh). Вкупниот инсталиран капацитет на ветерни електрични центри би бил околу 443 MW, а на сончеви електрични центри приклучени на преносна мрежа околу 563 MW.

Според Програмата за реализација на Стратегијата за развој на енергетиката 2021-2025 година (ПМ 39 Изградба на нова гасна централа) е направено прилагодување на претпоставките во Стратегијата според динамиката на реализација на проектите и инфраструктурата за гас. Во Програмата се претпоставува дека во системот ќе има нови 450 MW инсталиран капацитет од гасна или гасни електрични центри. Според капацитетот на постојниот гасовод, а и брзата динамика на изградба на новите гасоводи, се претпоставува дека дел од овој планиран капацитет ќе биде искористен во атарот на ТЕЦ Битола, а дел ќе биде во околината на Скопје.

На долгорочен хоризонт се очекува приклучување на ХЕЦ Чебрин, Вардарска долина и ХЕЦ Глобочица 2.

Вкупниот инсталиран капацитет од ВЕЦ-и ќе достигне 723 MW, додека на преносна мрежа ќе се приклучени вкупно 998 MW од сончеви електрични центри. Се очекува да се приклучат дополнителни нови мали ХЕЦ-и така што вкупно би биле: 208 MW, СЕЦ-и без поддршка со инсталиран капацитет од 376 MW и центри на биомаса 15 MW и биогаз со моќност од 23 MW.

Табела 9. Планирана изградба на нови електрични центри („зелено“ сценарио)

Нови електроцентри	инсталирана моќност (MW)		
	краткорочен хоризонт	среднорочен хоризонт	долгорочен хоризонт
ТЕЦ Битола Гас		250	
ТЕЦ Скопје Гас		200	
ХЕЦ Градец		76	
ХЕЦ Велес		96	
ХЕЦ Глобочица G3			21
ХЕЦ Чебрин			333
ХЕЦ Вардарска Долина			179
ВЕЦ	180	263	280
СЕЦ приклучени на преносна мрежа	190	373	435
СЕЦ приклучени на дистрибутивна мрежа	42	75	259
мали ХЕЦ	41	114	53
ТЕЦ на биогаз	16	3	4
ТЕЦ на биомаса	7	5	3

Табела 10. Инсталирана моќност (MW) на електрични центри, зависно од анализираното сценарио (праг на преносна мрежа)

ПРОИЗВОДСТВО	2020	2025	2030	2040
Вкупно	1,662	1,469	2,867	4,268
ТЕЦ приклучени на преносната мрежа	835	220	670	450
ХЕЦ приклучени на преносната мрежа	579	579	748	1,281
ЕЦ приклучени на преносната мрежа	37	370	1,006	1,721
ЕЦ приклучени на дистрибутивната мрежа	211	300	444	816

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 11.

Табела 11. Производство на ЕЕ од ТЕЦ приклучени на преносната мрежа

Производство на ЕЕ во ТЕЦ приклучени на преносната мрежа	TWh				
	2022	2025	2030	2035	2040
„зелено“	3.53	0.99	2.70	1.80	1.80

Прогнозираното производство на ХЕЦ за анализирани сценарија, прикажано е во

Табела 12. Производство на ХЕЦ за нормална хидролошка година, планирано е во следниве вредности:

Табела 12. Производство на ЕЕ од ХЕЦ приклучени на преносната мрежа

Производство на ЕЕ во ХЕЦ приклучени на преносната мрежа					
	TWh				
	2022	2025	2030	2035	2040
„зелено“	1.25	1.25	1.72	3.06	3.15

Производството на ВЕЦ и СЕЦ приклучени на преносна мрежа, планирано е во следниве вредности прикажани во Табела 13.

Табела 13. 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				
	2022	2025	2030	2035	2040
„зелено“	0.14	0.65	1.68	2.49	2.82

Производството на електрични централи приклучени на дистрибутивната мрежа планирано е во следниве вредности прикажани во Табела 14.

Табела 14. Производство на ЕЕ од електрични централи приклучени на дистрибутивната мрежа

Производство на ЕЕ од електроцентрали приклучени на дистрибутивната мрежа					
	TWh				
сценарио	2022	2025	2030	2035	2040
„зелено“	0.63	0.77	1.06	1.35	1.72

Прогнозираното вкупно производство на електрични централи при нормална хидролошка година, за анализираните сценарија е прикажано во Табела 15 во продолжение. Производството на сите електрични централи, за нормална хидролошка година е планирано во следниве вредности:

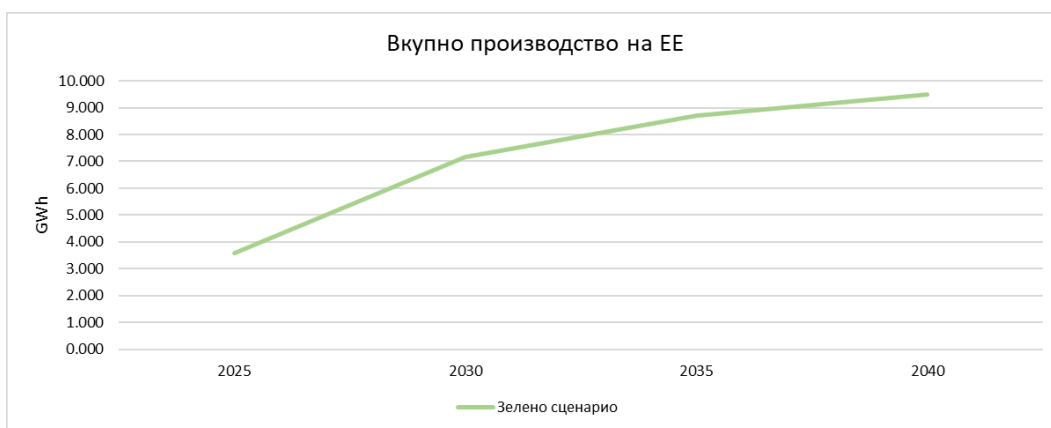
Табела 15. Вкупно производство на ЕЕ

Вкупното производство на ЕЕ					
	TWh				
	2022	2025	2030	2035	2040
„зелено“	5.55	3.67	7.15	8.69	9.48

На **Error! Reference source not found.** е дадена инсталираната моќност по години, а на **Error! Reference source not found.** производството на електрична енергија.



Слика 8. Вкупна инсталирана моќност (MW) на електрични центри



Слика 9. 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 2020 година, кога од преносната мрежа кон соседните системи излегле 2917 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 двете сценарија на потрошувачката (Зелено сценарио и EVN сценарио) и сценариото за производството (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. Размените се прикажани со позитивен предзнак ако моќноста се увезува во македонскиот електроенергетски систем, односно со негативен предзнак ако моќноста се извезува од македонскиот електроенергетски систем. Пресметаните размени на електрична енергија за сценаријата се прикажани во Табела 16.

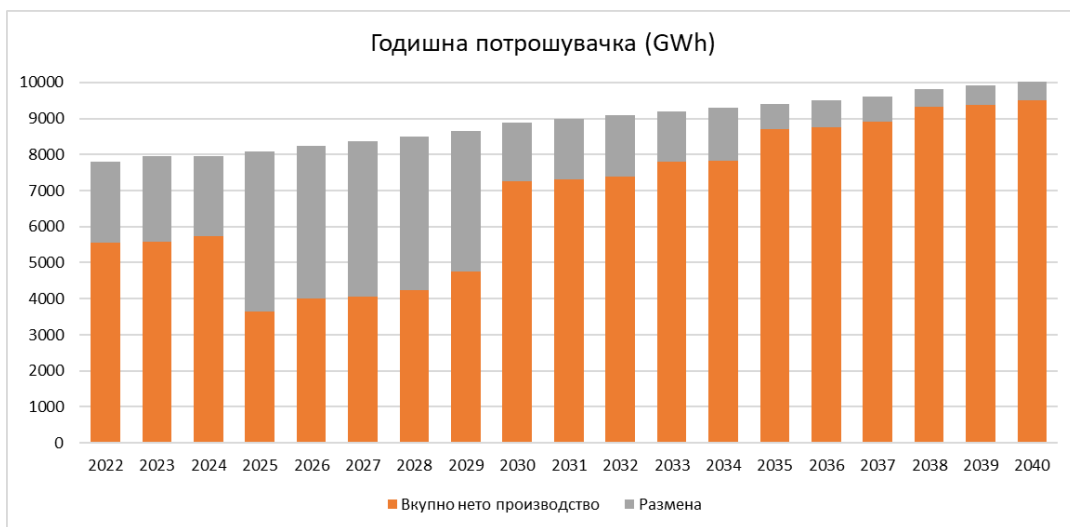
Табела 16. Размени на електрична енергија

	Сценарио	
	зелено	според EVN
година	GWh	
2022	188	1926
2025	4500	4095
2030	1721	907
2035	688	-261
2040	649	-741

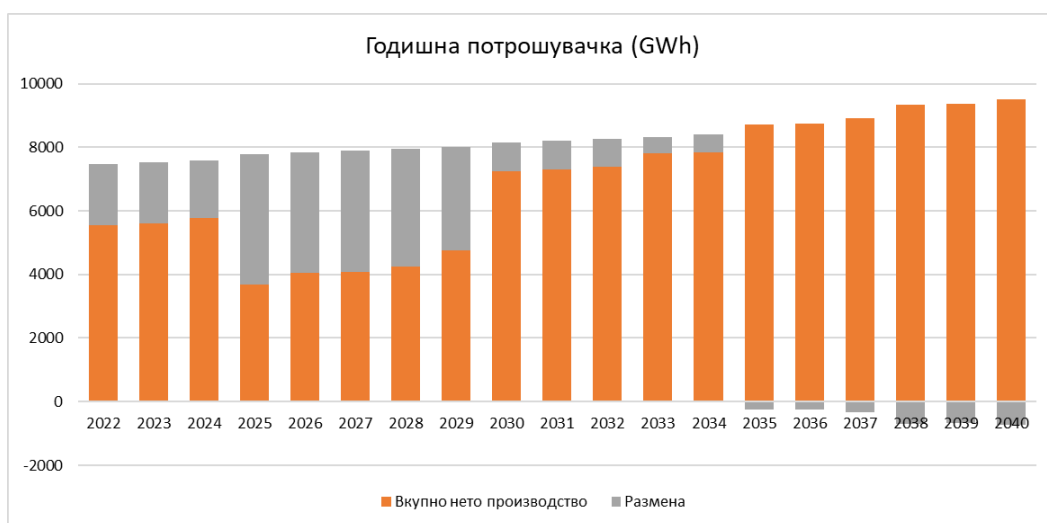
Според вредностите кои се прикажани во Табела 16 може да се заклучи дека адекватноста на системот генерално ќе се постигнува со значителни количини на увезена енергија во периодот од 2025 до 2029 година, бидејќи во овој период е планирано пензионирање на ТЕЦ Битола, и истовремено нема голема пенетрација на обновливи извори. Понатаму, со зголемување на инсталираната моќност од обновливи извори пред се сончеви електрични централи и ветерни паркови и со влегување во погон на гасните електрични централи, системот ќе се стабилизира и увозот ќе се намали од 1721 GWh во 2030 на 649 GWh во 2040 година според зеленото сценарио, кое има повисока потрошувачка на енергија. Според EVN сценариото кое предвидува пониска потрошувачка, увезената енергија од 907 GWh во 2030 година до 2040 година ќе премине во извоз од околу 741 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 10. Биланс на ЕЕ до 2040 година, Зелено сценарио



Слика 11. Биланс на ЕЕ до 2040 година: EVN сценарио

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).

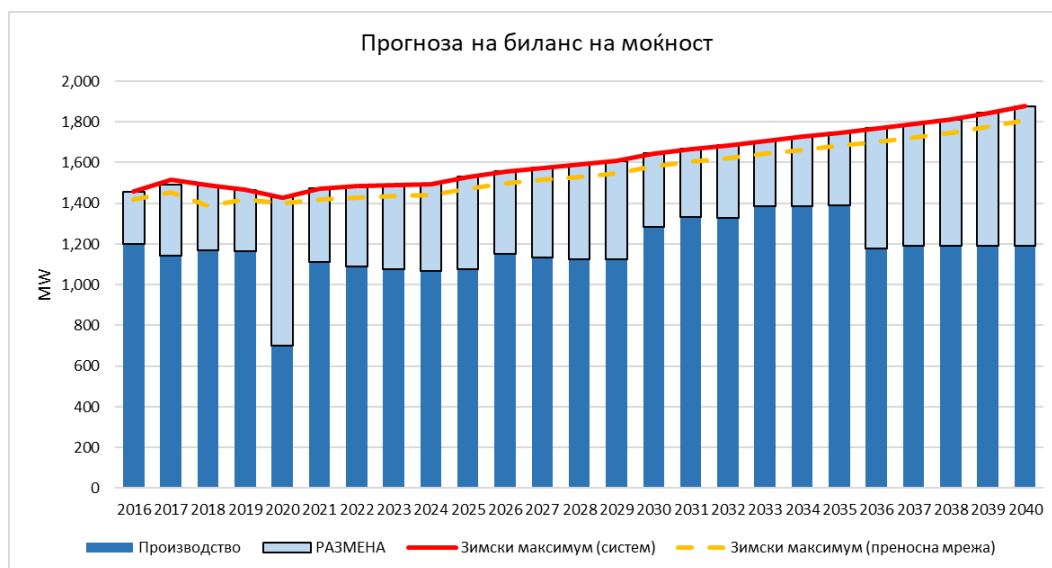
Прогнозата е изведена врз основа на планираните биланси на електрична енергија до 2040 година, за двете претходно опишани сценарија, како и диспечерските извештаи за реализираните биланси на моќност во разгледуваните часови во периодот од 2013 до 2020 година.

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).

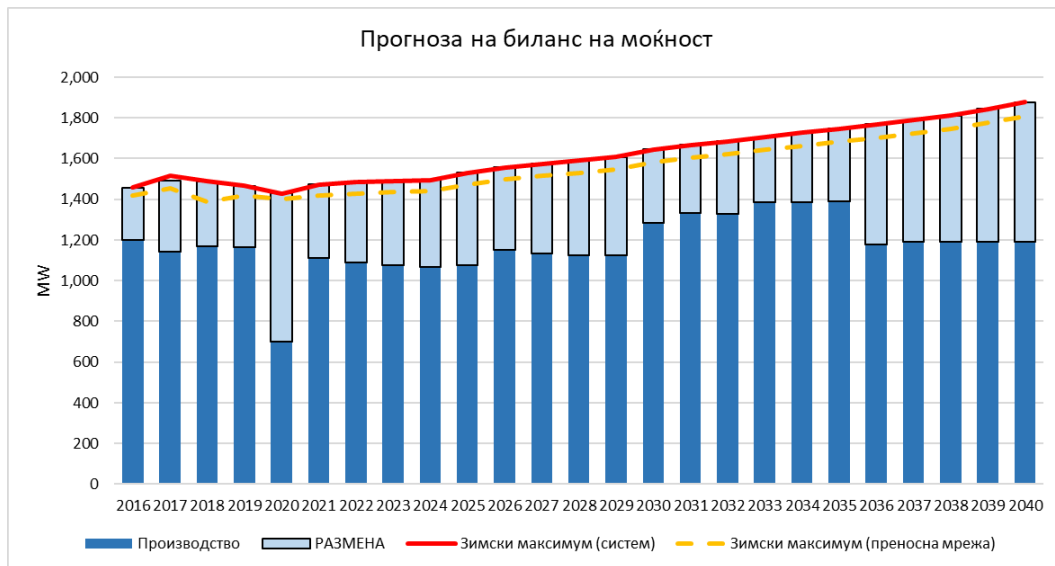
Исто така, претпоставените вредности на “довербата во производството” за електрични центри на ОИЕ приклучени на дистрибутивната мрежа по поединечните месеци, се усвоени врз основа на искуството на авторите. За поточна проценка би биле потребни низа на податоци за производството на електрични центри на 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 македонскиот електроенергетски систем, односно со негативен предзнак ако моќноста се извезува од македонскиот електроенергетски систем.

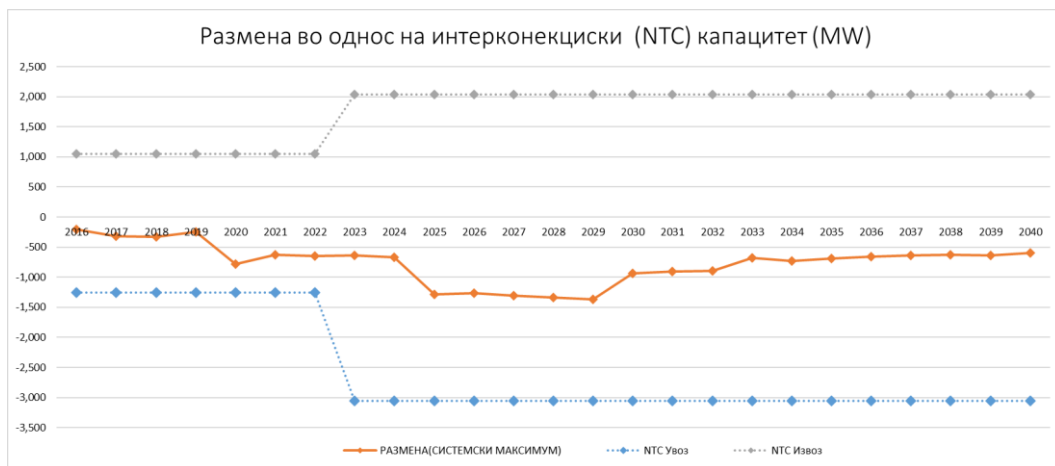
Анализата е направена според зеленото сценарио за производство и потрошувачка на енергија според EVN сценариото. На **Error! Reference source not found.** е прикажана размената при системски максимум во однос на интерконекциски (NTC) капацитет и може да се заклучи дека прекуграничните преносни можности 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 12. Прогноза на биланс на моќност до 2040 година: Зелено сценарио, режим со врвно оптоварување



Слика 13. Прогноза на биланс на моќност до 2040 година: EVN сценарио, режим со врвно оптоварување



Слика 14. Размена во однос на интерконекциски капацитет, зелено сценарио за производство и EVN сценарио за потрошувачка, режим со врвно оптоварување

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 претпоставките за развој на производните проекти во земјава во периодот од 2025 до 2030 година адекватноста на системот во поглед на енергија ќе се задоволи со значителен увоз од околу 55% од вкупните потреби на електрична енергија. Производството на електрична енергија се очекува да биде на ниско ниво од околу 3600 GWh поради пензионирање на ТЕЦ Битола. Домашното производство е ослонето на енергија произведена од обновливи извори. Ова е состојбата во системот независно од сценариото за потрошувачка на електрична енергија.

Како ќе влегуваат во погон централи од обновлива енергија така ќе се намалува потребата од увоз и во 2030 година ако влезат во погон и гасните електрични централи со инсталиран капацитет од 450 MW адекватноста на системот ќе се задоволи со увоз кој би се намалил на 1721 GWh (ако потрошувачката на енергија е според зеленото сценарио, односно ако е повисока, 8879 GWh) и околу 1000 GWh (ако потрошувачката е според прогнозите на ЕВН и изнесува 8156 GWh).

Доколку се реализираат сите производни проекти како што е планирано во Стратегијата тогаш може да се очекува дека адекватноста на системот во 2040 година ќе се задоволи со увоз од 649 GWh (ако потрошувачката е според зеленото сценарио и изнесува 10147 GWh), односно извоз од околу 700 GWh (ако потрошувачката е според прогнозите на ЕВН и изнесува 8760 GWh).

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 во анализираниот режим 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 **Error! Reference source not found.**

Порастот на потрошувачката на електрична енергија не влијае значително на адекватноста на системот. Зеленото сценарио од Стратегијата предвидува проекти за голема интеграција на ОИЕ како и дополнителни гасни електроцентрали, чија несигурност во реализација може да предизвика загрозна адекватност на системот. Применетата детерминистичка метода не може да ја опфати веројатноста природа на однесувањето на планираниот генераторски профил од зеленото сценарио, затоа во наредниот период ќе се применува нова пробабилистичка метода која се базира на пазарно ориентиран симулации со кои ќе се направи соодветна проценка на адекватноста.

Во секој случај, развиената преносна инфраструктура и добрите интерконективни врски на 400 kV напонско ниво со соседните електроенергетски системи, креираат услови за високо ниво на размена на електрична енергија/моќност. Со тоа се овозможува значително ниво на флексибилност на управување на системот, односно задоволителна адекватност.

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] 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.
- [10] МАНУ, Програма за реализација на Стратегијата за развој на енергетиката 2021-2025 година, Скопје: Министерство за економија, 2021.
- [11] Национален план за енергија и клима до 2030 година, Скопје: Министерство за економија, 2021.
- [12] План за развој на електродистрибутивниот систем 2021 – 2025, Скопје: Електродистрибуција ДООЕЛ Скопје, 2020