

## Appendix 1

# Prilozi Plana Razvoja prenosnog sistema R.Srbije za period 2017.- 2026.(2031.) -word dokumenti-

## Sadržaj

Prilog 5.1 - Planovi izgradnje, povlacenja i revitalizacije kapaciteta u JP EPS do 2026.godine.....	3
Prilog 5.3 - Spisak dalekovoda 110 kV sa neusaglasenom opremom- azurirati.....	4
Prilog 10.3 - Rezultati analize stabilnosti .....	7
Prilog 11.1 - Energetska analiza za podgradjenost dalekovoda 131-1 i 141 u Selu Rakovica.....	15
Prilog 11.2 - Energetska analiza u svrhe definisanja budućeg statusa DV 110 kV br.127_1 TS Novi Sad 3 – TS Novi Sad 1 .....	22
Prilog 11.3 -Rizici prekida isporuke elektricne energije.....	27
Prilog 11.4 - Energetska analiza varijantnih resenja za RP (TS) Pančevo 7 u drugoj etapi izgradnje	31
Prognoza potrošnje i analiza prilagođenosti proizvodnje Republike Srbije za period 2017-2031_finalno .....	36

### **План изградње нових производних капацитета у ЈП ЕПС до 2026. године**

У Дугорочном плану рада и развоја ЈП ЕПС, у наредних десет година, планирани су следећи објекти у производњи електричне енергије (очекивана снага, локација и година уласка у ЕЕС Србије):

#### **Термо капацитети:**

- ТЕ Костолац Б3 - на локацији ТЕ Костолац - снаге 350 MW - 2021.

#### **Производни капацитети на обновљиве изворе енергије:**

- ХЕ Потпећ – четврти агрегат - снаге 13 MW – 2019.
- Ветроелектрана Костолац – снаге 60 MW – 2019.
- Соарна електрана Костолац – снаге 9,9 MW – 2019.
- РХЕ Бистрица - Лим, језеро Радоиња - снаге 700 MW – могуће после 2026.

### **Повлачење постојећих производних капацитета из ЈП ЕПС до 2025. године\***

На основу тренутног стања и преговора о примени Директиве о великим ложиштима и Индустијске директиве, за сада је планирана следећа динамика повлачења из погона постојећих термоелектрана:

1. ТЕ ТО Зрењанин 2017 (ако се у току 2016. године не изнађе друго решење за наставак рада);
2. ТЕ ТО Сремска Митровица 2017 (ако се у току 2016. године не изнађе друго решење за наставак рада постројења за производњу електричне енергије) осим постројења за производњу топлотне енергије на биомасу које ће остати у раду;
3. ТЕ Колубара А1 и А2 2017;
4. ТЕ Колубара А3 2020 (на основу резултата анализа);
5. ТЕ Колубара А5 2022
6. ТЕ ТО Нови Сад 2018 (пренос локалној самоуправи на управљање);
7. ТЕ Морава после 2020; (2022)

\* имајући у виду анализе које се тренутно спроводе у оквиру ЈП ЕПС, постоји могућност да дође до одређених померања планираних година за повлачење

### **Ревитализације постојећих електрана у ЈП ЕПС са повећањем инсталираних снага**

1. ХЕ Ђердап 1 – У току је сукцесивна ревитализација другог од 6 агрегата, са очекиваним повећањем снаге по агрегату од 11 MW – укупно 66 MW. Комплетан завршетак радова се очекује до 2018.године.
2. ХЕ Бајина Башта – Завршена је ревитализација сва 4 генератора. Повећање снаге по генератору је око 11 MW - укупно 44 MW.
3. ХЕ Зворник – У току је сукцесивна ревитализација првог од 4 агрегата са једнаким повећањем снаге по агрегату – укупно 29,7 MW, планирани завршетак радова је крај 2019.године.
4. ТЕНТ А4 – Очекује се почетак и завршетак ревитализације 2017. и планирано је повећање од око 27 MW (по Студији Обрађивача).
5. ТЕНТ Б2 - Очекује се почетак ревитализације у овој години и планирано је повећање од око 47 MW.

**Prilog 5.3 - Spisak dalekovoda 110 kV sa neusaglasenom opremom- azurirati**

Списак далековода 110 kV на којима је ограничење опрема (пригушница, струјни трансформатор) у трансформаторским станицама чији је власник ОДС

**Подручје ДП Краљево**

Први приоритет

Далековод	Пресек [mm <sup>2</sup> ]	Ограничење опреме [А]
ДВ 110 kV Косјерић – Севојно	150	СТ у Косјерићу (300 А)
ДВ 110 kV Косјерић – Ваљево 1	150	СТ у Косјерићу (300 А)
ДВ 110 kV Чачак 3 – Чачак 1	150	СТ и пригушница у Чачку 3* (400 А), Чачак 1 СТ (300 А) и пригушница (400 А)
ДВ 110 kV Ваљево 3 – Ваљево 1 (оба ДВ)	150	СТ у Ваљеву 3* и у Ваљеву 1 (400 А)

\*-власник ЕМС

Други приоритет

Далековод	Пресек [mm <sup>2</sup> ]	Ограничење опреме [А]
ДВ 110 kV Ваљево 3 – Лозница	150	СТ у Ваљеву 3* и у Лозници (400 А)
ДВ 110 kV Зворник – Лозница	150	СТ у Лозници (400 А) и СТ у Зворнику** (300 А)
ДВ 110 kV Ваљево 3 – Осечина	150	СТ у Осечина (400 А)
ДВ 110 kV Осечина – Зворник	150	СТ у Осечини (400 А) и СТ у Зворнику** (300 А)
ДВ 110 kV Краљево 3 – Врњачка Бања	150	Пригушница у В. Бањи (400 А)
ДВ 110 kV Трстеник – Врњачка Бања	150	Пригушнице у Трстенику и у Врњачкој Бањи (400 А)
ДВ 110 kV Краљево 1 – Чачак 3	150	СТ у Краљеву 1 и у Чачку 3* (400 А)
ДВ 110 kV Чачак 1 – Чачак 2	150	СТ у Чачку 1 (300 А)
ДВ 110 kV Пожега – Г. Милановац	150	СТ у Пожеги* (400 А) и у Г. Милановцу (400 А)
ДВ 110 kV Зворник – Лешница	150	СТ у Зворнику** (300 А) и пригушница у Лешници (400 А)
ДВ 110 kV Колубара – Лазаревац	150	СТ у Колубари*** и у Лазаревцу (400 А)
ДВ 110 kV ЕВП Словац – Лазаревац	150	СТ у Лазаревцу (400 А)
ДВ 110 kV Аранђеловац – Колубара	150	СТ у Аранђеловцу и у Колубари*** (400 А)
ДВ 110 kV Севојно – Чајетина	150	СТ у Чајетини (400 А)
ДВ 110 kV Чајетина – Златибор 2	150	СТ у Чајетини (400 А)
ДВ 110 kV Нови Пазар 1 – Нови Пазар 2	150	У Н. Пазару 2 СТ (400 А) и пригушница (360 А)
ДВ 110 kV Валач – Нови Пазар 2	150	У Н. Пазару 2 СТ (400 А) и пригушница (360 А)
ДВ 110 kV Аранђеловац – Младеновац	150	СТ и пригушнице у Младеновцу*** и у Аранђеловцу (400 А)
ДВ 110 kV Нови Пазар 1 – Сјеница	150	Пригушница у Сјеници (400 А)

\*-власник ЕМС, \*\*-власник произвођач, \*\*\*-власник ОДС,

**Подручје ДП Београд**

Далековод	Пресек [mm <sup>2</sup> ]	Ограничење опреме [А]
-----------	---------------------------	-----------------------

ДВ 110 kV Београд 2 – Београд 22	150	СТ и пригушница у Београду 2 (400 А)
ДВ 110 kV Београд 10 – СП Тент А	150	СТ у Београду 10 (400 А) и СТ и пригушница у СП Тент А** (400 А)
ДВ 110 kV Аранђеловац – Младеновац	150	СТ и пригушнице у Младеновцу и у Аранђеловцу* (400 А)
ДВ 110 kV С. Паланка – Младеновац	150	СТ и пригушница у Младеновцу (400 А) а у С. Паланци* пригушница (400 А)

\*-власник други ПД, \*\*-власник произвођач

#### Подручје ДП Ниш

Далековод	Пресек [mm <sup>2</sup> ]	Ограничење опреме [А]
ДВ 110 kV Мајданпек 2 – Мајданпек 3	150	Пригушнице на (400 А) у обе ТС
ДВ 110 kV Зајечар 1 – Зајечар 2	240	СТ у Зајечару 1 (400 А)
ДВ 110 kV Бор 2 – Мајданпек 2	240	СТ у Мајданпеку 2 (400 А)
ДВ 110 kV Пирот 1 – Сврљиг	150	СТ у Сврљигу (300 А)
ДВ 110 kV Зајечар 1 – Књажевац	150	СТ у Зајечару 1 (400 А)
ДВ 110 kV Неготин – Прахово	150	СТ у Неготину (400 А) СТ у Прахово* (300 А)

\*-власник директни купац

#### Подручје ДП Крагујевац

Далековод	Пресек [mm <sup>2</sup> ]	Ограничење опреме [А]
ДВ 110 kV Смедерево 1 – Смедерево 2	Буће реконст.	СТ у Смедереву 2 (400 А)
ДВ 110 kV Београд 3 – Смедерево 2	150	СТ на Београд 3* (400 А) и См. 2 (400 А)
ДВ 110 kV С. Паланка – Велика Плана	150	Пригушница у С. Паланци (400 А)
ДВ 110 kV Пожаревац – Петровац	120	СТ у Петровац (300 А)

\*-власник ЕМС

#### Подручје ПД Нови Сад

Далековод	Пресек [mm <sup>2</sup> ]	Ограничење опреме [А]
ДВ 110 kV Бечеј – Нови Бечеј	150	СТ у Бечеју (400 А)
ДВ 110 kV Србобран – Сента	150	Пригушнице у Србобрану* и Сенти (400 А)

\*-власник ЕМС

#### Објекти чији су власници произвођачи електричне енергије

Далековод	Пресек [mm <sup>2</sup> ]	Ограничење опреме [А]
ДВ 110 kV Зворник – Лозница	150	СТ у Лозници* (400 А) и СТ у Зворнику (300 А)
ДВ 110 kV Осечина – Зворник	150	СТ у Осечини* (400 А) и СТ у Зворнику (300 А)
ДВ 110 kV Колубара – Тамнава ЗП	150	СТ у Колубари (400 А) и СТ у Тамнави ЗП (400 А)
ДВ 110 kV Ваљево 3 – Тамнава ЗП	150	СТ у Тамнави ЗП (400 А)
ДВ 110 kV Колубара – Београд 35	240	СТ у Колубари (400 А)
ДВ 110 kV Зворник – Лешница	150	СТ у Зворнику (300 А) и пригушница у Лешници* (400 А)

ДВ 110 kV Колубара – Лазаревац	150	СТ у Колубари и у Лазаревцу* (400 А)
ДВ 110 kV Београд 10 – СП Тент А	150	СТ у Београду 10* (400 А) и СТ и пригушница у СП Тент А (400 А)
ДВ 110 kV ЕВП Бргуле– СП Тент А	150	СТ у Бргуле и у СП Тент А (400 А)
ДВ 110 kV ЕВП Бргуле– Колубара	150	СТ у Бргуле и у Колубари (400 А)
ДВ 110 kV Аранђеловац – Колубара	150	СТ у Аранђеловцу* и у Колубари (400 А)
ДВ 110 kV К. Брод – Златибор 2	150	СТ у К. Броду (400 А)
ДВ 110 kV К. Брод – Потпећ	150	СТ у К. Броду и у Потпећи (400 А)
ДВ 110 kV Потпећ – Пљевља	150	СТ у Потпећи (400 А)
ДВ 110 kV ЕВП Ресник – Колубара	240	СТ и пригушница у Колубари (400 А)
ДВ 110 kV Увац – Сјеница	150	СТ у Увцу (400 А)
ДВ 110 kV Београд 22 – Колубара	240	СТ у Колубари (400 А)
ДВ 110 kV Лесковац 2 – Врла 3	150	Пригушнице у Лесковцу 2* и у Врли 3 (400 А)

\*-власник ОДС

Трајно дозвољена струја проводника

Пресек	Лети [А]	Зими [А]
Ал/Че 150/25	410	580
Ал/Че 240/40	560	790

## Prilog 10.3 - Rezultati analize stabilnosti

Прилог XXа - Резултати анализе транзијентне стабилности на 400 kV напонском нивоу (прорачун критичног времена искључења квара):

Табела 1: Резултати анализе транзијентне стабилности на 400 kV напонском нивоу

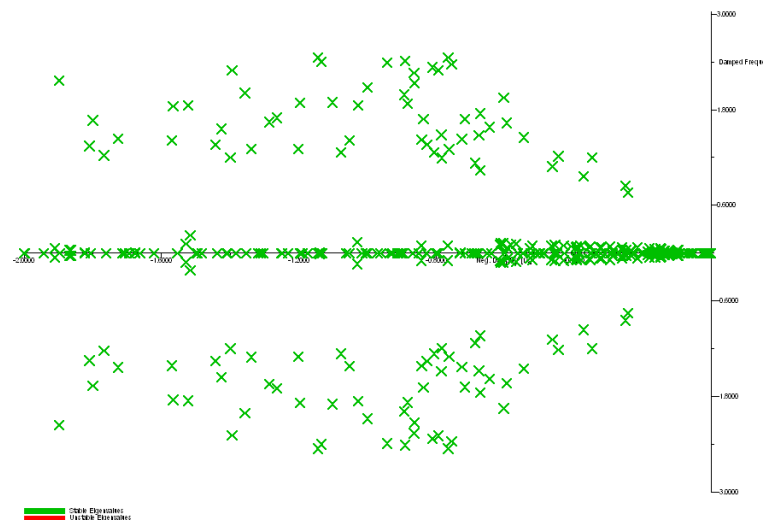
Место квара (*) на 400 kV далеководу:	Зимски максимум 2014		Летњи минимум 2014		Зимски максимум 2019		Летњи минимум 2019		Зимски максимум 2024		Летњи минимум 2024	
	$t_{kr}$ (ms)	Ген. који губи синхронизам	$t_{kr}$ (ms)	Ген. који губи синхронизам	$t_{kr}$ (ms)	Ген. који губи синхронизам	$t_{kr}$ (ms)	Ген. који губи синхронизам	$t_{kr}$ (ms)	Ген. који губи синхронизам	$t_{kr}$ (ms)	Ген. који губи синхронизам
401/2 РП Дрмно* - РП Ђердап 1	182	ТЕ Костолац Б Г1	160	ТЕ Костолац Б Г1	184	ТЕ Костолац Б Г1, Г2	161	ТЕ Костолац Б Г1	206	ТЕ Костолац Б Г3	162	ТЕ Костолац Б Г3
401/1 РП Дрмно* - ТС Београд 8	180	ТЕ Костолац Б Г1	159	ТЕ Костолац Б Г1	184	ТЕ Костолац Б Г1, Г2	159	ТЕ Костолац Б Г1	201	ТЕ Костолац Б Г3	159	ТЕ Костолац Б Г3
453/2 РП Дрмно* - ТС Панчево 2	178	ТЕ Костолац Б Г1	159	ТЕ Костолац Б Г1	180	ТЕ Костолац Б Г1, Г2	159	ТЕ Костолац Б Г1	200	ТЕ Костолац Б Г3	159	ТЕ Костолац Б Г3
450 РП Младост* - ТС Н. Сад 3	206	ТЕНТ Б Г2	162	ТЕНТ Б Г1	208	ТЕНТ Б Г2	160	ТЕНТ Б Г1	199	ТЕНТ Б Г2	166	ТЕНТ Б Г1
406/1 РП Младост* - ТС Н. Сад 3	205	ТЕНТ Б Г2	162	ТЕНТ Б Г1	208	ТЕНТ Б Г2	165	ТЕНТ Б Г1	199	ТЕНТ Б Г2	166	ТЕНТ Б Г1
409/2 РП Младост* - ТС С. Митровица 2	203	ТЕНТ Б Г2	160	ТЕНТ Б Г1	205	ТЕНТ Б Г2	162	ТЕНТ Б Г1	196	ТЕНТ Б Г2	164	ТЕНТ Б Г1
409/1 РП Младост* - ТС Обреновац	205	ТЕНТ Б Г2	158	ТЕНТ Б Г1	200	ТЕНТ Б Г2	160	ТЕНТ Б Г1	195	ТЕНТ Б Г2	162	ТЕНТ Б Г1
409/1 РП Младост - ТС Обреновац*	200	ТЕНТ А Г6	161	ТЕНТ А Г6	193	ТЕНТ А Г6	162	ТЕНТ А Г6	183	ТЕНТ А Г6	156	ТЕНТ А Г6
406/2 РП Младост* - ТС Обреновац	200	ТЕНТ Б Г2	158	ТЕНТ Б Г1	200	ТЕНТ Б Г2	160	ТЕНТ Б Г1	192	ТЕНТ Б Г2	162	ТЕНТ Б Г1
406/2 РП Младост - ТС Обреновац*	202	ТЕНТ А Г6	161	ТЕНТ А Г6	193	ТЕНТ А Г6	162	ТЕНТ А Г6	183	ТЕНТ А Г6	156	ТЕНТ А Г6
449/1 РП Младост* - ТЕНТ Б Г1	200	ТЕНТ Б Г2	158	ТЕНТ Б Г1	202	ТЕНТ Б Г2	161	ТЕНТ Б Г1	194	ТЕНТ Б Г2	179	ТЕНТ Б Г1
449/2 РП Младост* - ТЕНТ Б Г2	200	ТЕНТ Б Г2	-	-	202	ТЕНТ Б Г2	-	-	194	ТЕНТ Б Г2	-	-
424 ТС Обреновац* - ТЕНТ А Г5	201	ТЕНТ А Г5	160	ТЕНТ А Г6	193	ТЕНТ А Г6	162	ТЕНТ А Г6	183	ТЕНТ А Г6	155	ТЕНТ А Г6
425 ТС Обреновац* - ТЕНТ А Г6	201	ТЕНТ А Г6	160	ТЕНТ А Г6	193	ТЕНТ А Г6	158	ТЕНТ А Г6	183	ТЕНТ А Г6	155	ТЕНТ А Г6
412 ТС Обреновац* - ТС Београд 8	204	ТЕНТ А Г6	162	ТЕНТ А Г6	196	ТЕНТ А Г6	164	ТЕНТ А Г6	187	ТЕНТ А Г6	156	ТЕНТ А Г6
436 ТС Обреновац* - ТС Крагујевац 2	208	ТЕНТ А Г6	164	ТЕНТ А Г6	200	ТЕНТ А Г6	166	ТЕНТ А Г6	187	ТЕНТ А Г6	159	ТЕНТ А Г6
461А ТС Обреновац* - ТС Б. Башта	-	-	-	-	200	ТЕНТ А Г6	161	ТЕНТ А Г6	190	ТЕНТ А Г6	160	ТЕНТ А Г6
461В ТС Обреновац* - ТС Б. Башта	-	-	-	-	200	ТЕНТ А Г6	161	ТЕНТ А Г6	190	ТЕНТ А Г6	160	ТЕНТ А Г6

**Прилог XX6 - Резултати анализе транзијентне стабилности на 220 kV напонском нивоу (прорачун критичног времена искључења квара):**

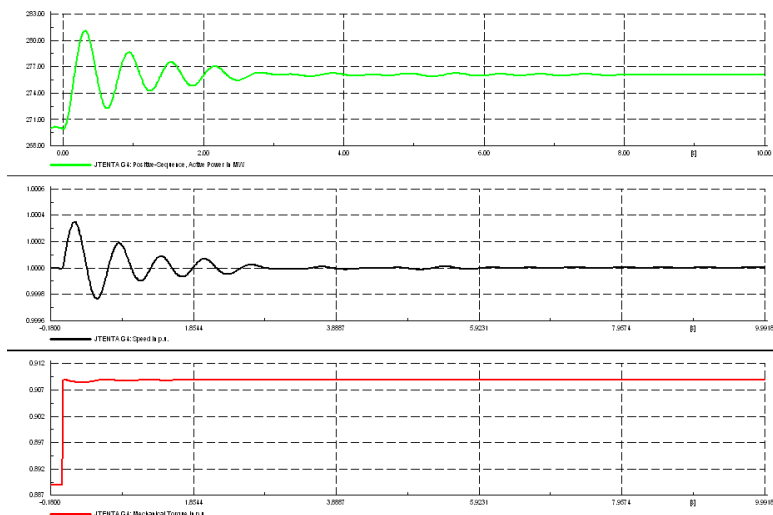
**Табела 2: Резултати анализе транзијентне стабилности на 220 kV напонском нивоу**

Место квара (*) на 220 kV далеководу:	Зимски максимум 2014		Летњи минимум 2014		Зимски максимум 2019		Летњи минимум 2019		Зимски максимум 2024		Летњи минимум 2024	
	$t_{kr}$ (ms)	Ген. који губи синхронизам	$t_{kr}$ (ms)	Ген. који губи синхронизам	$t_{kr}$ (ms)	Ген. који губи синхронизам	$t_{kr}$ (ms)	Ген. који губи синхронизам	$t_{kr}$ (ms)	Ген. који губи синхронизам	$t_{kr}$ (ms)	Ген. који губи синхронизам
263A ТС Обреновац* - ТЕНТ А Г3	190	ТЕНТ А Г4	163	ТЕНТ А Г4	195	ТЕНТ А Г4	160	ТЕНТ А Г4	203	ТЕНТ А Г3	158	ТЕНТ А Г4
263B ТС Обреновац* - ТЕНТ А Г4	190	ТЕНТ А Г4	163	ТЕНТ А Г4	195	ТЕНТ А Г4	160	ТЕНТ А Г4	203	ТЕНТ А Г3	158	ТЕНТ А Г4
216 ТС Обреновац* - СП ТЕНТ А	240	ТЕНТ А Г4	195	ТЕНТ А Г4	195	ТЕНТ А Г4	160	ТЕНТ А Г4	203	ТЕНТ А Г3	158	ТЕНТ А Г4
295 ТС Обреновац* - ТС Шабац 3	198	ТЕНТ А Г4	169	ТЕНТ А Г4	205	ТЕНТ А Г4	166	ТЕНТ А Г4	212	ТЕНТ А Г3	164	ТЕНТ А Г4
296 ТС Обреновац* - СП ТЕНТ Б	192	ТЕНТ А Г4	165	ТЕНТ А Г4	203	ТЕНТ А Г4	163	ТЕНТ А Г4	203	ТЕНТ А Г3	159	ТЕНТ А Г4
228 ТС Обреновац* - ТС Београд 5	195	ТЕНТ А Г4	167	ТЕНТ А Г4	200	ТЕНТ А Г4	165	ТЕНТ А Г4	208	ТЕНТ А Г3	161	ТЕНТ А Г4
250 ТС Обреновац* - ТС Београд 5	195	ТЕНТ А Г4	167	ТЕНТ А Г4	200	ТЕНТ А Г4	165	ТЕНТ А Г4	208	ТЕНТ А Г3	161	ТЕНТ А Г4
294А ТС Обреновац* - ТС Београд 5	195	ТЕНТ А Г4	167	ТЕНТ А Г4	200	ТЕНТ А Г4	165	ТЕНТ А Г4	208	ТЕНТ А Г3	161	ТЕНТ А Г4
294В ТС Обреновац* - ТС Београд 5	195	ТЕНТ А Г4	167	ТЕНТ А Г4	200	ТЕНТ А Г4	165	ТЕНТ А Г4	208	ТЕНТ А Г3	161	ТЕНТ А Г4
227/2 ТС Обреновац* - ТС Ваљево 3	198	ТЕНТ А Г4	169	ТЕНТ А Г4	204	ТЕНТ А Г4	166	ТЕНТ А Г4	211	ТЕНТ А Г3	165	ТЕНТ А Г4
213/2 ТС Обреновац* - ТС Београд 3	195	ТЕНТ А Г4	167	ТЕНТ А Г4	201	ТЕНТ А Г4	164	ТЕНТ А Г4	208	ТЕНТ А Г3	163	ТЕНТ А Г4
227/1 ТС Б. Башта* - ТС Ваљево 3	241	ХЕ Б. Башта Г2, Г3	210	РХЕ Б. Башта Г1	244	ХЕ Б. Башта Г2	214	РХЕ Б. Башта Г1	221	ХЕ Б. Башта Г1, Г2	206	РХЕ Б. Башта Г1, Г2
213/1 ТС Обреновац* - ТС Б. Башта	209	ТЕНТ А Г4	177	ТЕНТ А Г4	-	-	-	-	-	-	-	-
213/1 ТС Обреновац - ТС Б. Башта*	251	ХЕ Б. Башта Г2, Г3	216	РХЕ Б. Башта Г1	-	-	-	-	-	-	-	-
209/1 ТС Б. Башта* - С. Митровица 2	258	ХЕ Б. Башта Г2, Г3	222	РХЕ Б. Башта Г1	265	ХЕ Б. Башта Г2	230	РХЕ Б. Башта Г1	238	ХЕ Б. Башта Г1, Г2	209	РХЕ Б. Башта Г1, Г2
291 ТС Б. Башта* - ТС Пожега	239	ХЕ Б. Башта Г2, Г3	209	РХЕ Б. Башта Г1	240	ХЕ Б. Башта Г2	230	РХЕ Б. Башта Г1	239	ХЕ Б. Башта Г1, Г2	204	РХЕ Б. Башта Г1, Г2
210 ТС Б. Башта* - ХЕ Б. Башта	231	ХЕ Б. Башта Г2, Г3	204	РХЕ Б. Башта Г1	233	ХЕ Б. Башта Г2	209	РХЕ Б. Башта Г1	211	ХЕ Б. Башта Г1, Г2	199	РХЕ Б. Башта Г1, Г2
211 ТС Б. Башта* - ХЕ Б. Башта	231	ХЕ Б. Башта Г2, Г3	204	РХЕ Б. Башта Г1	233	ХЕ Б. Башта Г2	209	РХЕ Б. Башта Г1	211	ХЕ Б. Башта Г1, Г2	199	РХЕ Б. Башта Г1, Г2
292А ТС Б. Башта* - РХЕ Б. Башта	232	ХЕ Б. Башта Г2, Г3	203	РХЕ Б. Башта Г1	234	ХЕ Б. Башта Г2	207	РХЕ Б. Башта Г1	211	ХЕ Б. Башта Г1, Г2	198	РХЕ Б. Башта Г1, Г2
292В ТС Б. Башта* - РХЕ Б. Башта	232	ХЕ Б. Башта Г2, Г3	203	РХЕ Б. Башта Г1	234	ХЕ Б. Башта Г2	207	РХЕ Б. Башта Г1	211	ХЕ Б. Башта Г1, Г2	198	РХЕ Б. Башта Г1, Г2
203/1 ТС Б. Башта* - ХЕ Бистрица	235	ХЕ Б. Башта Г2, Г3	205	РХЕ Б. Башта Г1	-	-	-	-	-	-	-	-
206/1 ТС Б. Башта* - ТС Пљевља	239	ХЕ Б. Башта Г2, Г3	209	РХЕ Б. Башта Г1	242	ХЕ Б. Башта Г2	214	РХЕ Б. Башта Г1	-	-	-	-
207 ТС Б. Башта* - ТС Бистрица	-	-	-	-	246	ХЕ Б. Башта Г2	217	РХЕ Б. Башта Г1	224	ХЕ Б. Башта Г1, Г2	204	РХЕ Б. Башта Г1, Г2

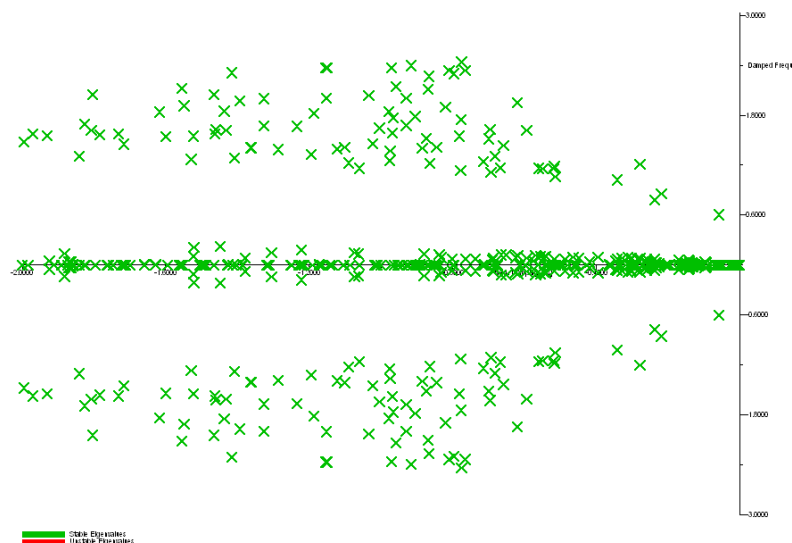




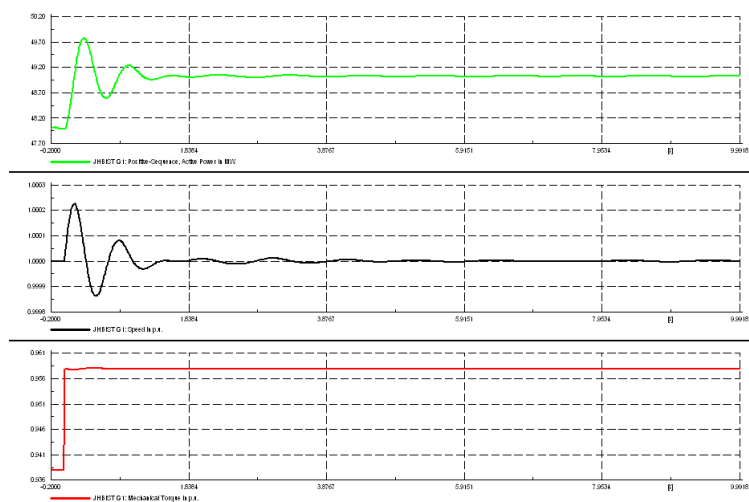
Слика 1: Корени карактеристичне једначине ЕЕС Србије за режим летњег минимума 2014. године



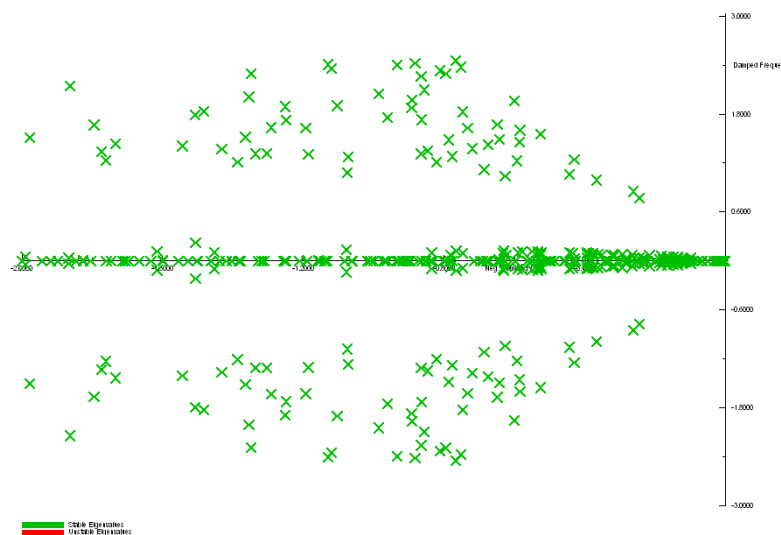
Слика 2: Повећање обртног момента (доњи дијаграм – у р.ј.) и резултујуће повећање генерисања активне снаге генератора (горњи дијаграм – у MW) и промена релативне брзине обртања ротора (доњи дијаграм – у р.ј.) генератора Г4 у ТЕНТ А за режим летњег минимума 2014. године



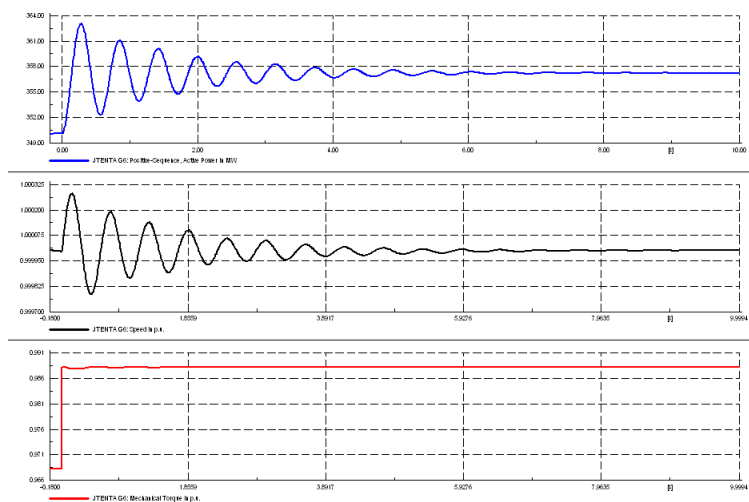
Слика 3: Корени карактеристичне једначине ЕЕС Србије за режим зимског максимума 2014. године



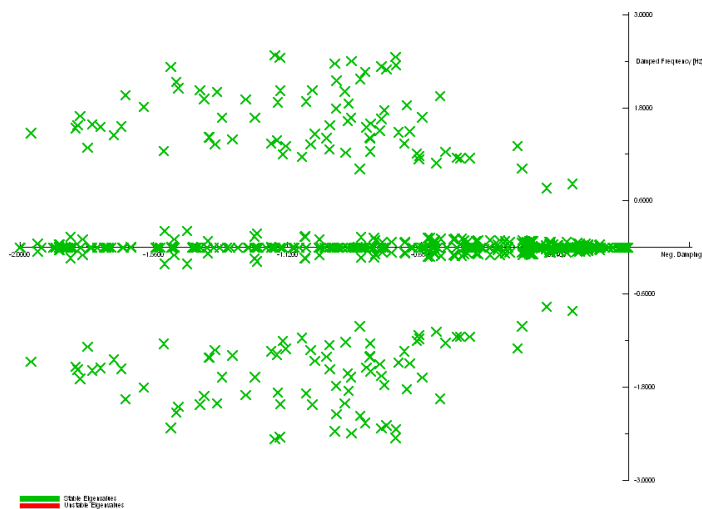
**Слика 4:** Повећање обртног момента (доњи дијаграм – у р.ј.) и резултујуће повећање генерисања активне снаге генератора (горњи дијаграм – у MW) и промена релативне брзине обртања ротора (доњи дијаграм – у р. ј.) генератора Г1 у ХЕ Бистрица за режим зимског максимума 2014. године



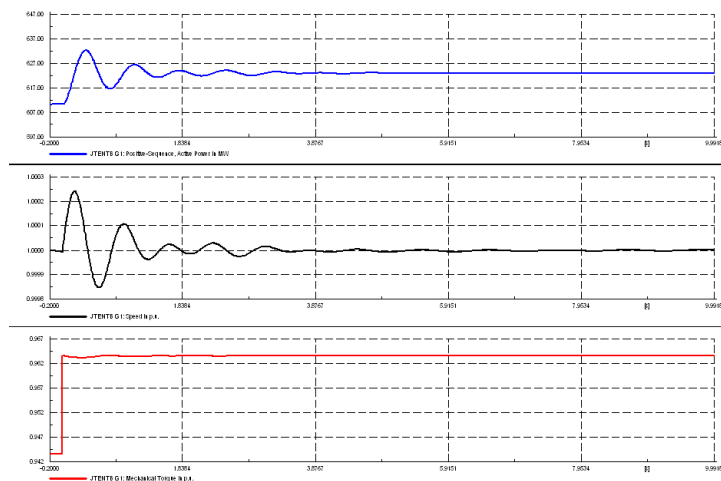
**Слика 5:** Корени карактеристичне једначине ЕЕС Србије за режим летњег минимума 2019. године



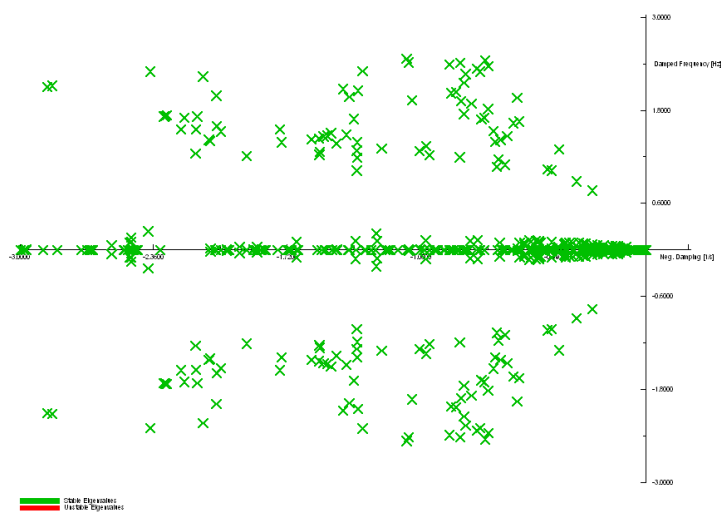
**Слика 6:** Повећање обртног момента (доњи дијаграм – у р.ј.) и резултујуће повећање генерисања активне снаге генератора (горњи дијаграм – у MW) и промена релативне брзине обртања ротора (доњи дијаграм – у р. ј.) генератора Г6 у ТЕНТ А за режим летњег минимума 2019. године



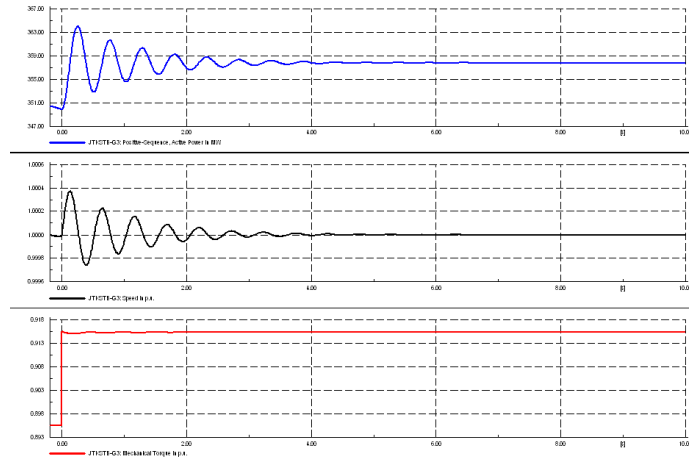
Слика 7: Корени карактеристичне једначине ЕЕС Србије за режим зимског максимума 2019. године



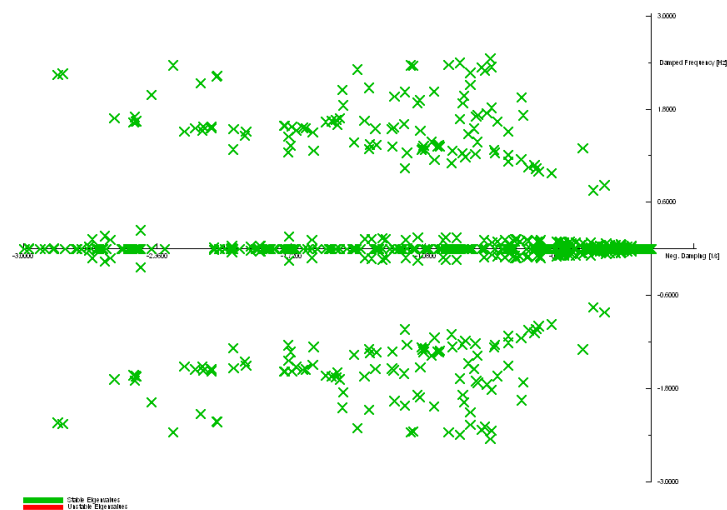
Слика 8: Повећање обртног момента (доњи дијаграм – у р.ј.) и резултујуће повећање генерисања активне снаге генератора (горњи дијаграм – у MW) и промена релативне брзине обртања ротора (доњи дијаграм – у р.ј.) генератора Г1 у ТЕНТ Б за режим зимског максимума 2019. године



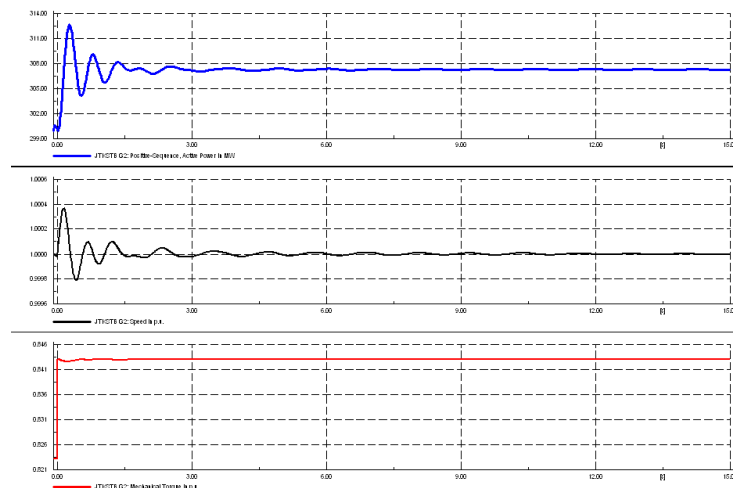
Слика 9: Корени карактеристичне једначине ЕЕС Србије за режим летњег минимума 2024. године



**Слика 10:** Повећање обртног момента (доњи дијаграм – у р.ј.) и резултујуће повећање генерисања активне снаге генератора (горњи дијаграм – у MW) и промена релативне брзине обртања ротора (доњи дијаграм – у р.ј.) генератора Г3 у ТЕ Костолац Б за режим летњег минимума 2024. године

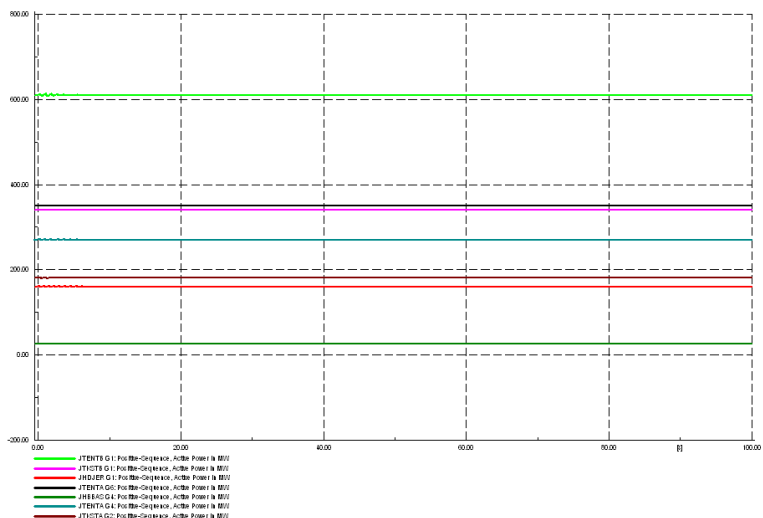


**Слика 11:** Корени карактеристичне једначине ЕЕС Србије за режим зимског максимума 2024. године

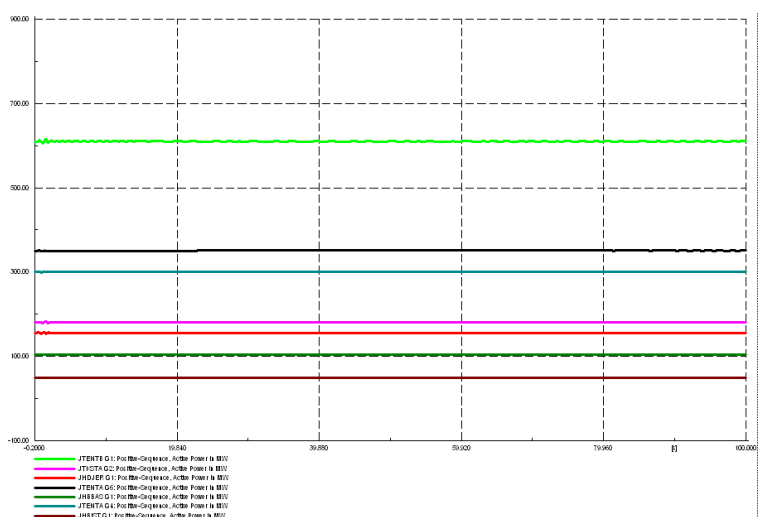


**Слика 12:** Повећање обртног момента (доњи дијаграм – у р.ј.) и резултујуће повећање генерисања активне снаге генератора (горњи дијаграм – у MW) и промена релативне брзине обртања ротора (доњи дијаграм – у р.ј.) генератора Г2 у ТЕ Костолац Б за режим зимског максимума 2024. године

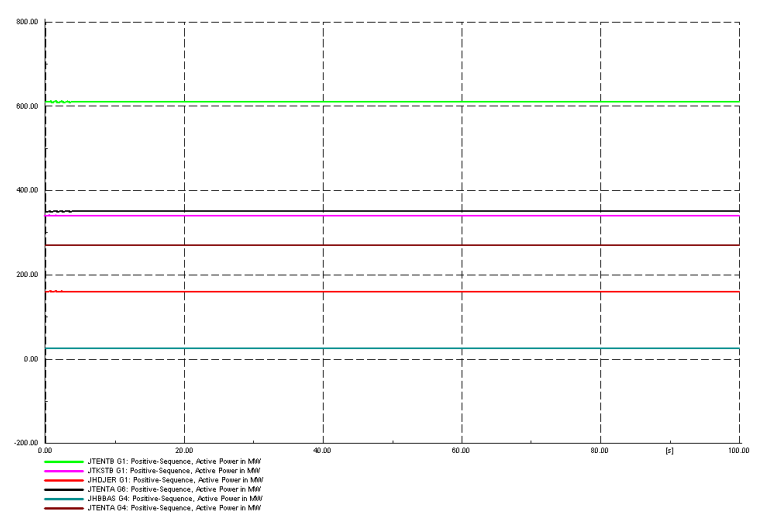
**Прилог XXд – Провера одзива динамичког модела перспективних година по анализираним режимима за почетно стање без поремећаја**



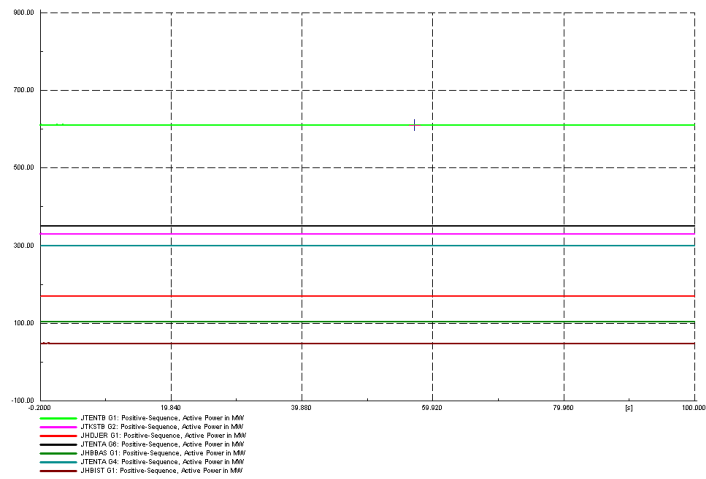
**Слика 13:** Одзив генераторских јединица у систему без поремећаја за режим летњег минимума 2014. године



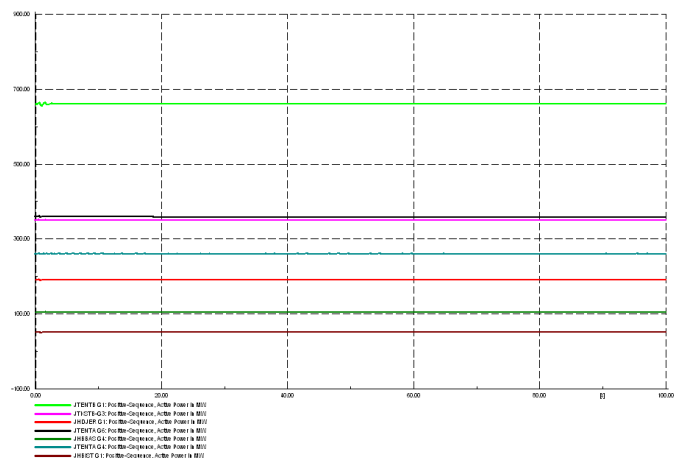
**Слика 14:** Одзив генераторских јединица у систему без поремећаја за режим зимског максимума 2014. године



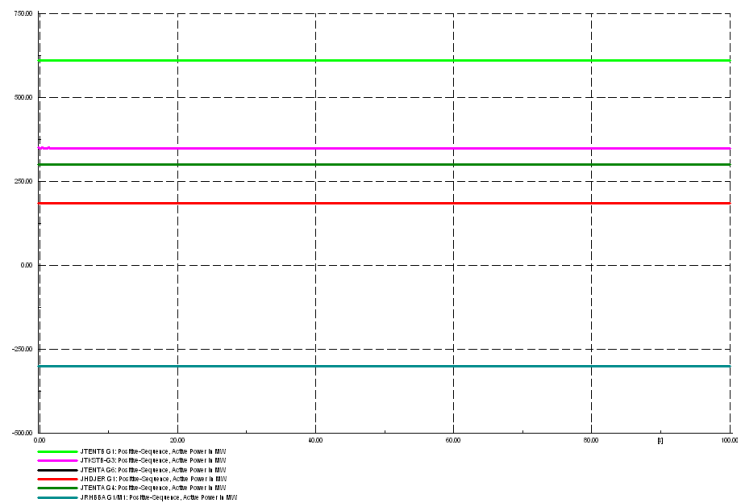
**Слика 15:** Одзив генераторских јединица у систему без поремећаја за режим летњег минимума 2019. године



Слика 16: Одзив генераторских јединица у систему без поремећаја за режим зимског максимума 2019. године



Слика 17: Одзив генераторских јединица у систему без поремећаја за режим летњег минимума 2024. године



Слика 18: Одзив генераторских јединица у систему без поремећаја за режим зимског максимума 2024. године

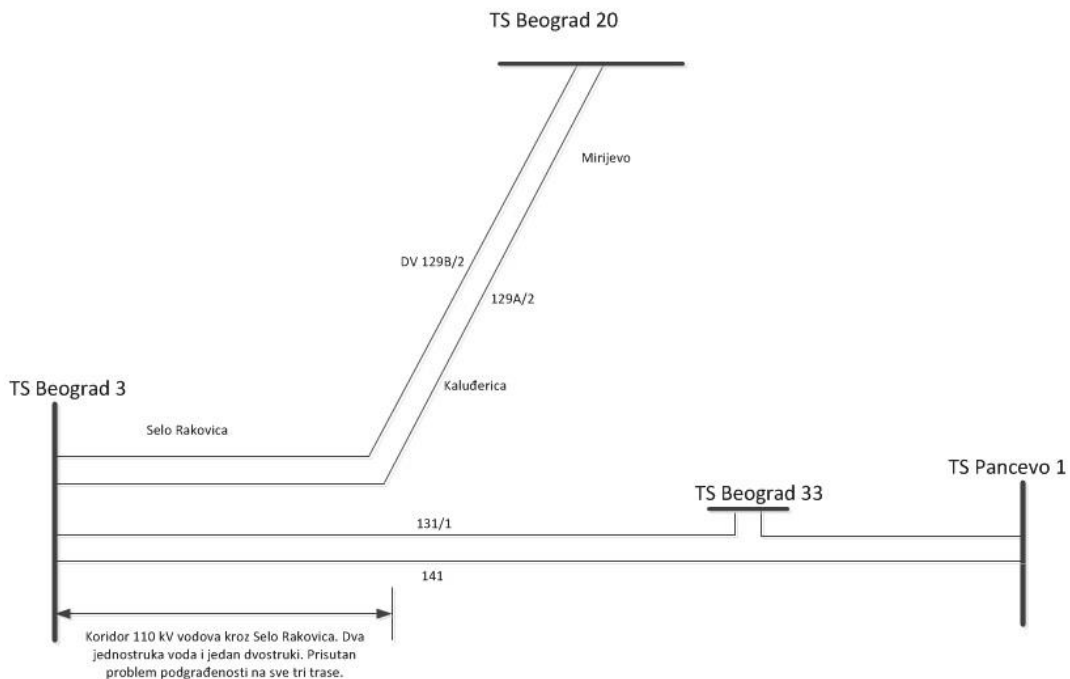
## Prilog 11.1 - Energetska analiza za podgradjenost dalekovoda 131-1 i 141 u Selu Rakovica

### Енергетска анализа за напуштање траса једноструких водова далековода бр. 131/1 и бр. 141 у делу који пролази кроз Село Раковица и њихово увођење на далековод бр.129А ТС Београд 3 – ТС Београд 20

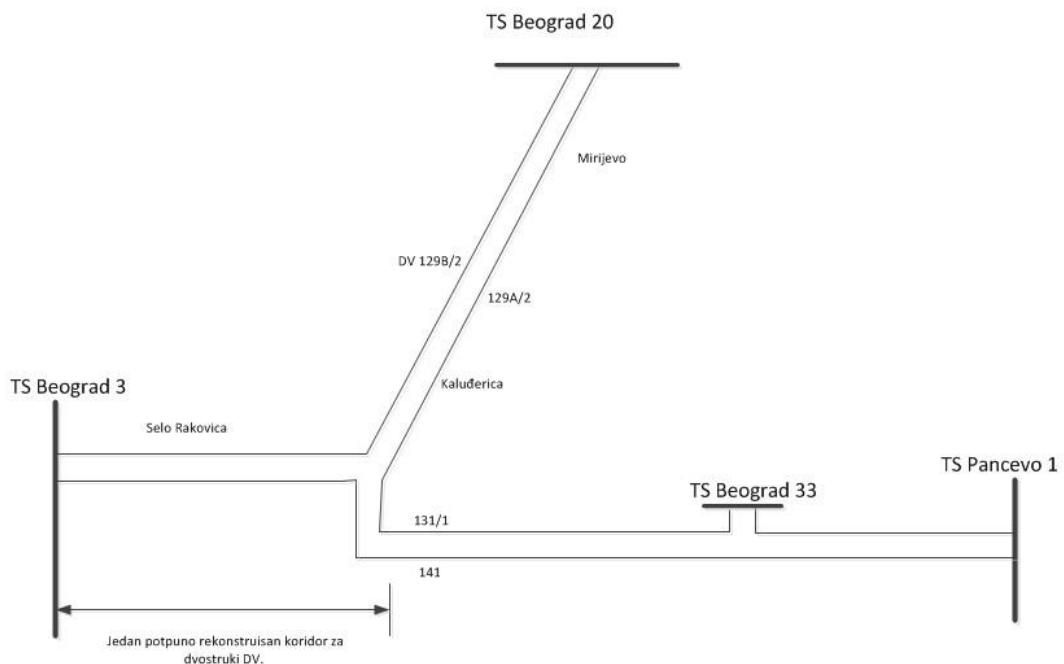
#### Увод

У складу са закључком са одржаног састанка дана 31.7.2015, ул. Кнеза Милоша 11, са темом „Сагледавање будућег статуса ДВ 2x110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 20“ урађена је енергетска анализа која узима у обзир напуштање дела траса једноструких далековода бр. 131/1 ТС Београд 3 – ТС Београд 33 и бр. 141 ТС Београд 3 – РП Панчево 1 које пролазе кроз Село Раковица и њихово увођење на далековод бр.129А ТС Београд 3 – ТС Београд 20.

На слици 1 приказано је тренутно стање са водовима 110 kV између тачака ТС Београд 3, ТС Београд 20 и РП Панчево 1, док на слици 2 приказан је преложени расплет водова између ових тачака.



Слика 1. Тренутни расплет 110 kV далековода између ТС Београд 3, ТС Београд 20 и РП Панчево 1



Слика 2. Предложени расплет 110 kV далековода између ТС Београд 3, ТС Београд 20 и РП Панчево 1

Потреба за сагледавањем предложеног расплета, као што је приказано на слици 2, је у чињеници да постоји изражен проблем са подграђеношћу на све три 110 kV трасе далековода кроз Село Раковица. Реализацијом предложеног расплета, напустиле би се две трасе једноструких далековода и потпуно реконструисала траса двоструког далековода.

#### **Модел коришћен за прорачун**

Прорачун токова снага је рађен на регионалним моделима који репрезентују два карактеристична режима за 2020. годину: режим зимског максимума и режим летњег максимума. Дати модели су коришћени током израде Плана развоја преносног система 2016. - 2025. године.

Од планираних објеката који имају утицаја на 110 kV мрежу на разматраном потезу, у моделу су присутни:

- ТС Београд 20 (2x300 MVA),
- ДВ ТС Бела Црква – ТС Велико Градиште,
- ВЕ Мали Алибунар (инсталисана снага 42 MW),
- ВЕ Кошава (инсталисана снага 117 MW),
- ВЕ Пландиште (инсталисана снага 102 MW),
- ВЕ Бела Анта (инсталисана снага 119 MW),
- Повучена је целокупна производња из ТЕ Колубара.

Стање у мрежи за 2020. годину је критичније са аспекта уласка у погон нових објеката који повећавају оптерећење трансформаторских станица и разводних постројења у овом делу преносног система.

#### **Летњи максимум**

У моделу за летњи максимум 2020. године, конзум Републике Србије износи 5205 MW, а извоз је 1000 MW. Производња електричне енергије из свих ветроелектрана које имају утицај на разматраном потезу је максимална, док је ТЕ Колубара повучена из погона, па можемо сматрати да је посматран најкритичнији случај.

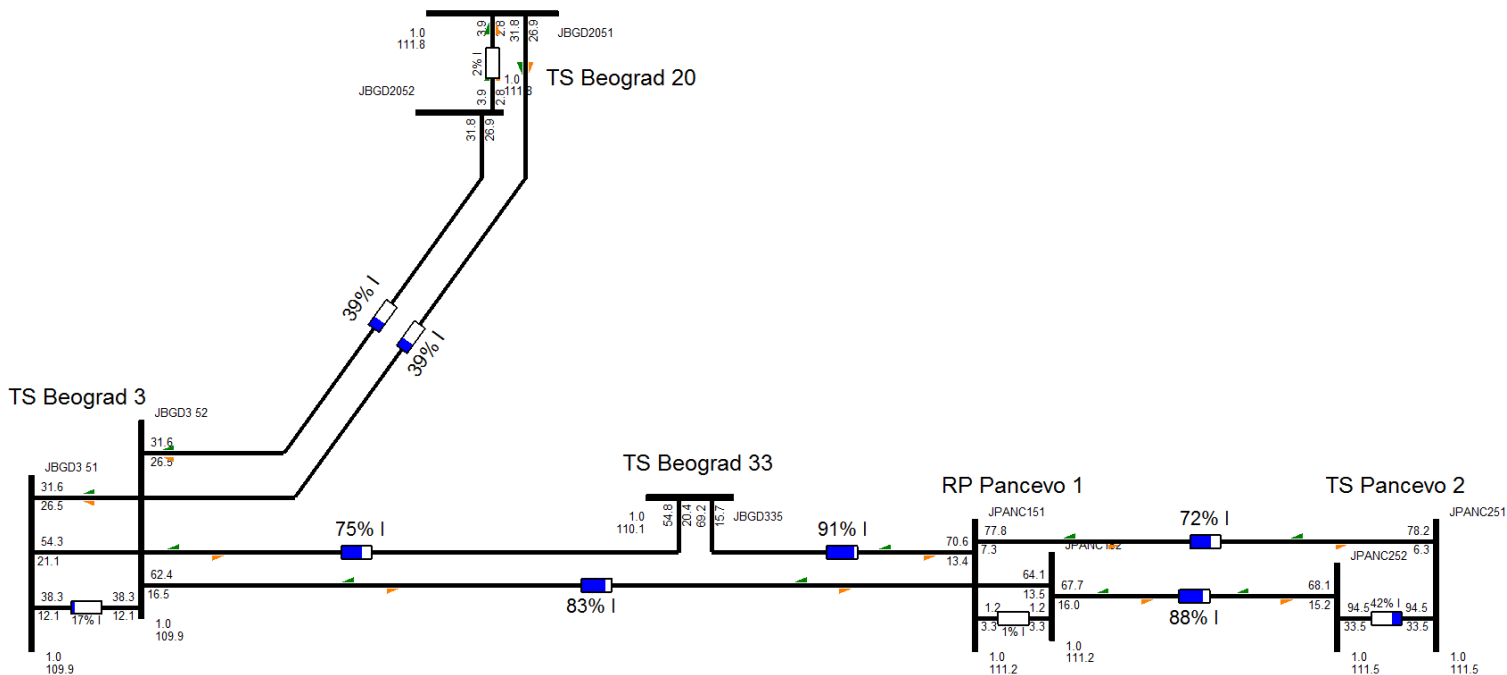
#### **Базни случај**

На Слици 3 приказани су токови снага и оптерећење далековода у посматраном делу преносне система. Прорачун токова снага и напонских прилика показује да у базном случају за летњи максимум нема преоптерећених елемената, као и да су напони у границама дозвољених погонских вредности.

У моделу са базном топологијом најоптерећенији далековод 110 kV у посматраном делу преносне мреже је од ТС Београд 33 до РП Панчево 1 и оптерећен је 91 % од максимално дозвољене струје (410 А за проводник пресека 150/25 mm<sup>2</sup>). Поред њега значајно су оптерећени:

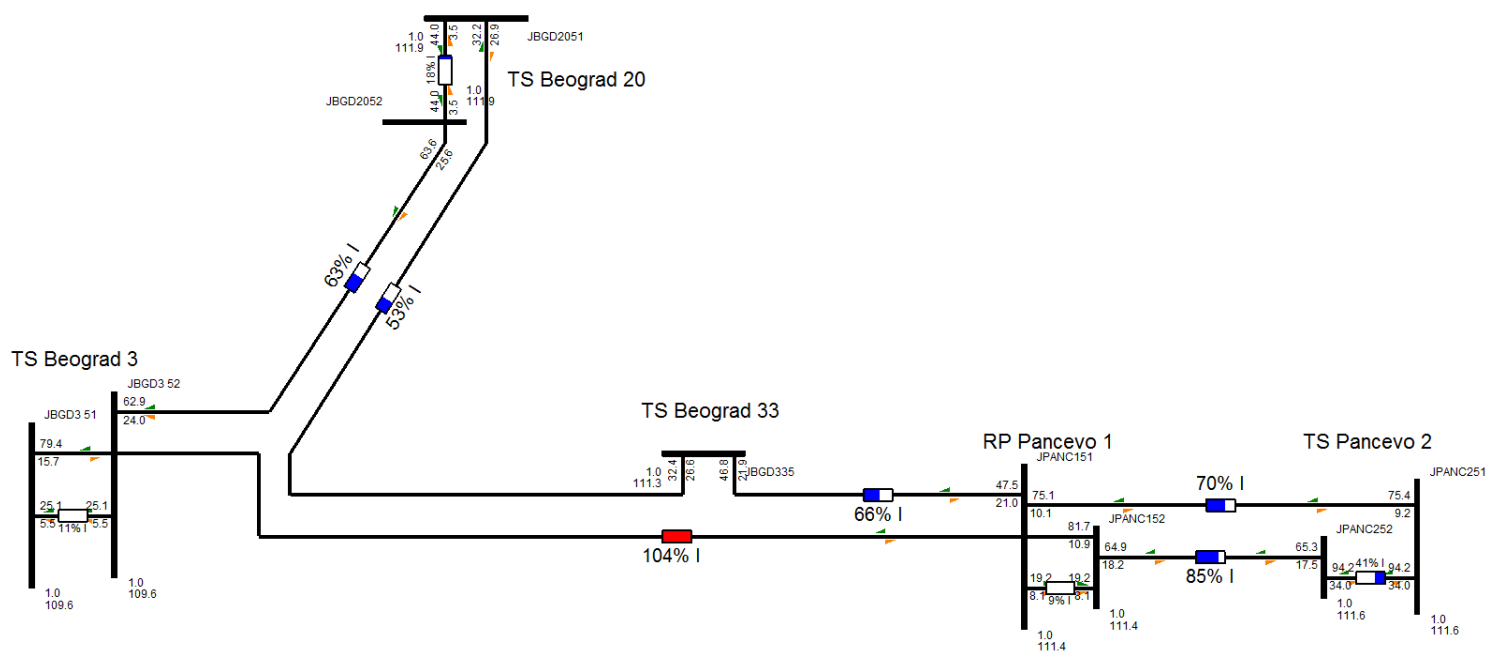
- далековод од ТС Београд 3 до РП Панчево 1 са 83 %,
- далековод од ТС Београд 3 до ТС Београд 33 са 75 % и
- оба далековода од ТС Панчево 2 до РП Панчево 1 са 88 %, односно са 72 %.





Слика 3. Процентуална оптерећења елемената преносног система за базну топологију у режиму летњег максимума 2020. године

### Након предложеног расплета



Слика 4. Процентуална оптерећења елемената преносног система након расплета у режиму летњег максимума 2020. године

Са слике 4 види се да се далековод од ТС Београд 3 до РП Панчево 1 оптерећује 104%, док је у базном случају био оптерећен 83%. Далековод од ТС Београд 33 до РП Панчево 1 и оба далековода од РП Панчево 1 до ТС Панчево 2 су мање оптерећени у односу на базни случај.

## Анализа сигурности методом „N-1“

Након урађене анализе сигурности критеријумом „N-1“, резултати су приказани у табели 1.

Табела 1. Анализа сигурности методом „N-1“ за режим летњег максимума

Летњи максимум				
Анализа сигурности N-1	Базни случај		Након расплета	
Испад	Преоптерећени елемент	Оптерећење - базни случај [%]	Преоптерећени елемент	Оптерећење - након расплета [%]
ДВ 110 kV бр.185 РП Панчево 1 - ТС Панчево 2	ДВ 110 kV. бр 151/1 РП Панчево 1 - ТС Панчево 2	167	ДВ 110 kV. бр 151/1 РП Панчево 1 - ТС Панчево 2	160
ДВ 110 kV бр.151/1 РП Панчево 1 - ТС Панчево 2	ДВ 110 kV. бр 185 РП Панчево 1 - ТС Панчево 2	125	ДВ 110 kV. бр 185 РП Панчево 1 - ТС Панчево 2	120
ДВ 110 kV ТС Београд 33 - РП Панчево 1	ДВ 110 kV. ТС Београд 3 - РП Панчево 1	113	ДВ 110 kV. ТС Београд 3 - РП Панчево 1	121
ДВ 110 kV ТС Београд 3 - ТС Београд 33	ДВ 110 kV. ТС Београд 3 - РП Панчево 1	107	нема	/
ДВ 110 kV ТС Београд 3 - РП Панчево 1	ДВ 110 kV. ТС Београд 3 - ТС Београд 33	117	нема	/
	ДВ 110 kV. ТС Београд 33 - РП Панчево 1	118	нема	/
ДВ 110 kV бр.129Б/2 ТС Београд 20 - ТС Београд 3	нема	/	ДВ 110 kV. ТС Београд 3 - РП Панчево 1	120
ДВ 110 kV ТС Београд 20 - ТС Београд 33	нема	/	ДВ 110 kV. ТС Београд 3 - РП Панчево 1	116

## Прорачун губитака

У табели 2 дати су губици у преносној мрежи по напонским нивоима.

Табела 2. Упоредивање резултата губитака у преносном мрежи РС у режимум летњег максимума – максимална производња из БЕ

Летњи максимум			
Губици у преносној мрежи	Базни случај [MW]	Након расплета [MW]	Разлика [MW]
400 kV	34.9	35	0.1
220 kV	20.2	20.4	0.2
110 kV	54.7	54.6	-0.1
<b>Укупно</b>	<b>109.8</b>	<b>110</b>	<b>+0.2</b>

У 110 kV преносној мрежи долази до смањења губитака за 0,1 MW, док у 400 kV и 220 kV долази до повећања губитака у варијанти након предложеног расплета. Укупно повећање губитака у односу на базни случај је 0,2 MW, тако да нови расплет повећава губитке у преносној мрежи за 0,18 % у режиму летњег максимума при максималној производњи из БЕ.

Табела 3. Упоредивање резултата губитака у преносном мрежи РС у режимум летњег максимума - 50 % производње из БЕ

Летњи максимум			
Губици у преносној мрежи	Базни случај [MW]	Након расплета [MW]	Разлика [MW]
400 kV	35.9	35.9	0
220 kV	20	20.1	+0.1
110 kV	45.8	45.8	0
<b>Укупно</b>	<b>101.7</b>	<b>101.8</b>	<b>+0.1</b>

Укупно повећање губитака у односу на базни случај је 0,1 MW, тако да нови расплет повећава губитке у преносној мрежи за 0,01 % у режиму летњег максимума за 50 % производње из БЕ.

## Зимски максимум

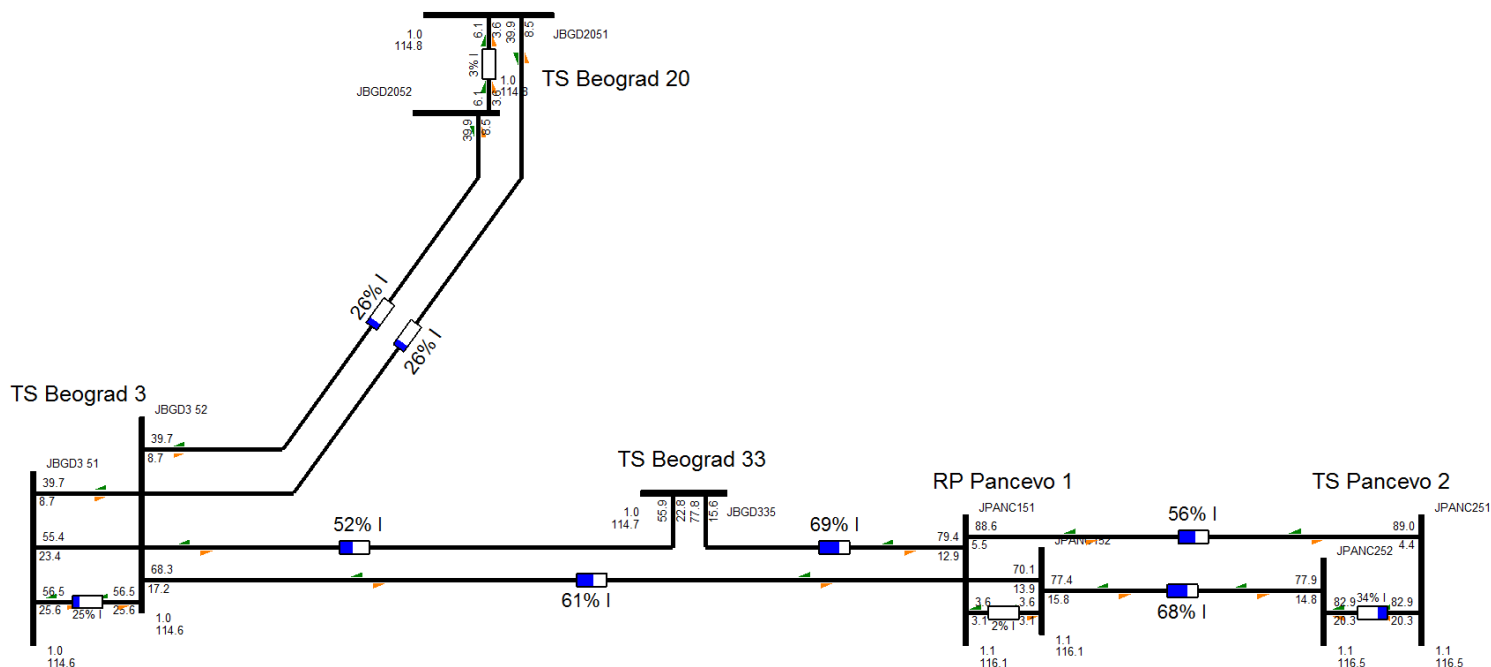
У моделу за летњи максимум 2020.године, конзум Републике Србије износи 7882 MW, а увоз је 250 MW. Производња електричне енергије из свих ветроелектрана које имају утицај на разматраном потезу је максимална, док је ТЕ Колубара повучена из погона, па можемо сматрати да је посматран најкритичнији случај.

## Базни случај

На Слици 5 приказани су токови снага и оптерећење далековада у посматраном делу преносне мреже. Прорачун токова снага и напонских прилика показује да у базном случају за зимски максимум нема преоптерећених елемената. Такође, напони су у границама дозвољених погонских вредности.

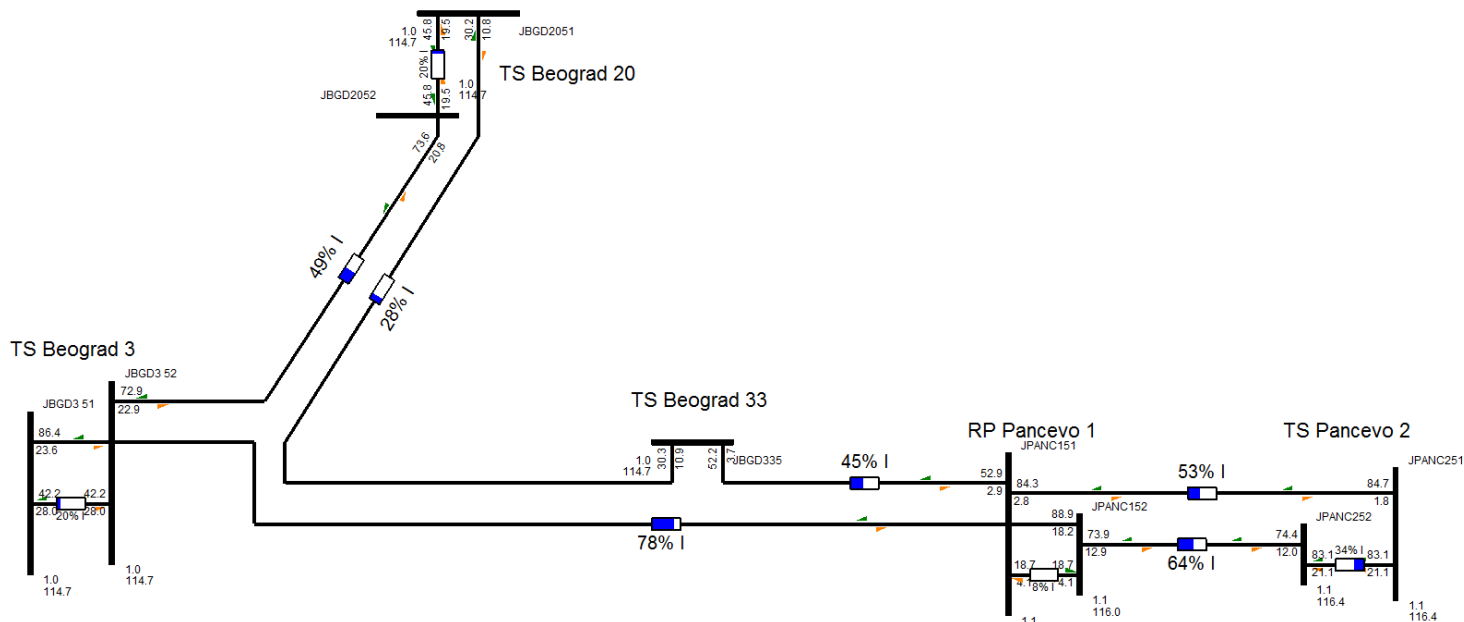
У моделу са базном топологијом најоптерећенији далековод 110 kV у посматраном делу преносне мреже, такође као и у летњем режиму, је од ТС Београд 33 до РП Панчево 1 који је оптерећен 69 % од максимално дозвољене струје (580 А за проводник пресека 150/25 mm<sup>2</sup>). Поред њега значајно су оптерећени:

- далековод од ТС Панчево 2 до РП Панчево 1 са 68 % и
- далековод од ТС Београд 3 до РП Панчево 1 са 61 % и



Слика 5. Процентуална оптерећења елемената преносног система за базну топологију у режиму зимског максимума 2020. године

## Након предложеног расплета



Слика 6. Процентуална оптерећења елемената преносног система након расплета у режиму зимског максимума 2020. године

Као и у режиму летњег максимума, далековод од ТС Београд 3 до РП Панчево 1 се након расплета више оптерећује (78 %) у односу на базни случај (61 %). Далековод од ТС Београд 33 до РП Панчево 1 и оба далековода од РП Панчево 1 до ТС Панчево 2 су мање оптерећени у односу на базни случај.

#### Анализа сигурности методом „N-1“

Након урађене анализе сигурности критеријумом „N-1“, резултати су приказани у табели 4.

Табела 4. Анализа сигурности методом „N-1“ за режим летњег максимума

Зимски максимум				
Анализа сигурности N-1	Базни случај		Након расплета	
Испад	Преоптерећени елемент	Оптерећење - базни случај [%]	Преоптерећени елемент	Оптерећење - након расплета [%]
ДВ 110 kV бр.185 РП Панчево 1 - ТС Панчево 2	ДВ 110 kV. бр 151/1 РП Панчево 1 - ТС Панчево 2	128	ДВ 110 kV. бр 151/1 РП Панчево 1 - ТС Панчево 2	121

Једини преоптерећени далековод је од РП Панчево 1 до ТС Панчево 2 са 28 % (бр. ДВ 151/1) услед испада далековода бр.185 РП Панчево 1 – ТС Панчево 2. Пресек проводника далековода бр.151/1 је 150/25 mm<sup>2</sup>, док за далековод бр.185 пресек износи 240/40 mm<sup>2</sup>.

#### Прорачун губитака

У табели 5 дати су губици у преносној мрежи по напонским нивоима.

Табела 5. Упоредивање резултата губитака у преносној мрежи РС у режиму зимског максимума – максимална производња из ВЕ

Зимски максимум			
Губици у преносној мрежи	Базни случај [MW]	Након расплета [MW]	Разлика [MW]
400 kV	38.6	38.6	0
220 kV	32	32.2	+0.2
110 kV	90.9	90.6	-0.3
<b>Укупно</b>	<b>161.5</b>	<b>161.4</b>	<b>-0.1</b>

У 110 kV преносној мрежи долази до смањења губитака за 0,3 MW, док у 220 kV долази до повећања губитака у варијанти након предложеног расплета. Укупно смањење губитака у односу на базни случај је 0,1 MW, тако да нови расplet смањује губитке у преносној мрежи за око 0,06 % у режиму зимског максимума при максималној производњи из ВЕ.

У табели 6 приказани су губици у преносној мрежи за режим зимског максимума, при производњи од 50 % из ВЕ. Укупно повећање губитака у односу на базни случај је 0,2 MW, тако да нови расплет повећава губитке у преносној мрежи за око 0,12 %.

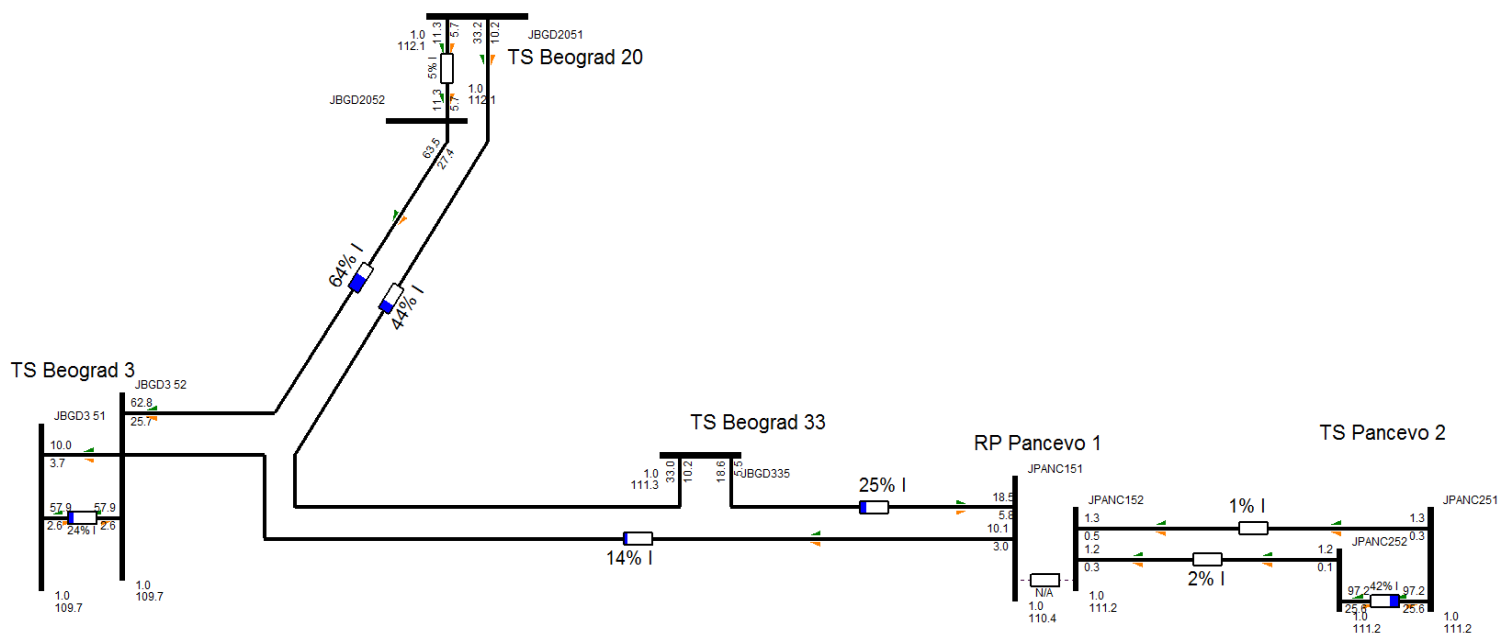
Табела 6. Упоређивање резултата губитака у преносној мрежи РС у режиму зимског максимума – 50 % производња из ВЕ

Зимски максимум			
Губици у преносној мрежи	Базни случај [MW]	Након расплета [MW]	Разлика [MW]
400 kV	40.4	40.4	0
220 kV	31.9	32.1	+0.2
110 kV	84.3	84.3	0
<b>Укупно</b>	<b>156.6</b>	<b>156.8</b>	<b>+0.2</b>

## Закључак

Летњи режим је критичнији услед максималног ангажовања ВЕ.

Након напуштања дела траса једноструких далековада бр. 131/1 ТС Београд 3 – ТС Београд 33 и бр. 141 ТС Београд 3 – РП Панчево 1 које пролазе кроз Село Раковица и њихово увођење на далековод бр.129А ТС Београд 3 – ТС Београд 20, предложено решење је да се у РП Панчево 1 изврши промена уклопног стања, тј. да се искључи спојно поље. То ће растеретити 110 kV мрежу на потезу од ТС Панчево 2 ка ТС Београд 3 (као што се може видети на слици 7).



Слика 7. Процентуална оптерећења елемената преносног система након расплета и промене уклопног стања у РП Панчево 1 - режим летњег максимума 2020. године

У посматраној преносној мрежи не долази до значајног оптерећења ни једног далековада након урађене анализе сигурности критеријумом „N-1“.

## **Prilog 11.2 - Energetska analiza u svrhe definisanja budućeg statusa DV 110 kV br.127 1 TS Novi Sad 3 – TS Novi Sad 1**

### **Energetska analiza u svrhe definisanja budućeg statusa DV 110 kV br.127/1 TS Novi Sad 3 – TS Novi Sad 1**

Energetska analiza je sprovedena proračunom tokova snaga na planerskim modelima 2019. godine koji su proizašli iz Plana razvoja 2015-2024. Analiza je sprovedena na dva kritična režima i više različitih topologija i uklopnih stanja.

U analizama polazi se od toga da TETO Novi Sad nije u pogonu tj. da je EPS povukao sa mreže postojeću TETO i da nije izgrađena nova TETO. U modelima se polazi i od toga da je spojno polje 110 kV u TS Novi Sad 1 isključeno.

Sastavni deo ove analize jeste i Dodatak 1. koje predstavlja potpoglavlje iz Plana razvoja prenosnog sistema 2014 – 2024.

#### **Topologija 1. Ima se izgrađen kabl 110 kV TS Novi Sad 5 – TS Novi Sad 7, a DV 127\_1 je razmontiran**

##### **Zimski maksimum**

U baznom stanju su opterećenja i naponske prilike u novosadskom regionu u okviru dozvoljenih vrednosti.

Rezultati analize kriterijuma sigurnosti N-1

<b>Ispad</b>	<b>Preopterećenje</b>
TS Novi Sad 3 T2 400/110	TS Novi Sad 3 T3 123 %
TS Novi Sad 3 T3 400/110	TS Novi Sad 3 T2 118 %
DV 400 kV TS Novi Sad 3 – TS Srbobran	TS Novi Sad 3 T3 110 %
	DV 110 kV TS Novi Sad 3 – TS Srbobran (127/2) 103 %

Iz prethodne tabele vidi se da u TS Novi Sad 3 za ispad jednog transformatora 400/110 kV, dobija preopterećenje drugog transformatora oko 120 %. Sekcionisanjem mreže novosadskog regiona od sremskog tj. isključenjem kabla Novi Sad 5 – Novi Sad 7 i uključenjem spojnog polja u TS Novi Sad 1 preopterećenje transformatora pada ispod 110 % (približno 107 %) što je zadovoljavajući iznos imajući u vidu da se radi o izrazito hladnim danima kada se u EES Srbije javljaju ovako visoki konzumi.

Za slučaj da imamo u pogonu TETO Novi Sad, snage na pragu prenosa od 400 MW, analiza N-1 pokazala je da se ima problem na DV 110 kV TS Novi Sad 3 – TS Srbobran (217/2). Na ovom vodu javlja se preopterećenje od oko 30 % za ispad DV 400 kV TS Novi Sad 3 – TS Srbobran. Za slučaj da uključimo spojno polje 110 kV u TS Novi Sad 1 dalekovod se ne bi rasteretio.

##### **Letnji minimum**

Analiza sigurnosti N-1 je pokazala da je kriterijum sigurnosti zadovoljen za sve ispadne u novosadskom regionu.

Za slučaj da imamo u pogonu TETO Novi Sad snage na pragu prenosa od 400 MW analiza N-1 pokazala je da se ima u baznom slučaju preopterećenje na DV 110 kV TS Novi Sad 1 –TS Novi Sad 6 od 6 % i na DV 110 kV TS Novi Sad 1 – TS BFC od 1%. Navedena preopterećenja bi se rešila sekcionisanjem mreže u TS Novi Sad 1.

#### **Topologija 2. Ima se izgrađen kabl 110 kV TS Novi Sad 5 – TS Novi Sad 7 i prisutan je DV 110 kV br. 127/1**

##### **Zimski maksimum**

U baznom stanju su opterećenja i naponske prilike u novosadskom regionu u okviru dozvoljenih vrednosti.

Proverom kriterijuma sigurnosti N-1

Ispad	Preopterećenje
TS Novi Sad 3 T2 400/110	TS Novi Sad 3 T3 123 %
TS Novi Sad 3 T3 400/110	TS Novi Sad 3 T2 118 %
DV 400 kV TS Novi Sad 3 – TS Srbobran	TS Novi Sad 3 T3 110 %
	DV 110 kV TS Novi Sad 3 – TS Srbobran (127/2) 103 %

Analiza rezultata N-1 kriterijuma sigurnosti je potpuno ista kao i u topologiji 1.

Za slučaj da imamo u pogonu TETO Novi Sad, snage na pragu prenosa od 400 MW analiza N-1 pokazala je da se ima problem kao i u topologiji 1 na DV 110 kV TS Novi Sad 3 – TS Srbobran (127/2). Na ovom vodu javlja se preopterećenje od oko 30 % za ispad DV 400 kV TS Novi Sad 3 – TS Srbobran. Za slučaj da i uključimo spojno polje 110 kV u TS Novi Sad 1 dalekovod se ne bi rasteretio. **Ovo znači da prisustvo DV 127/1 nema uticaja na dobijeno preopterećenje na DV 217/2 koji bi radio na 110 kV.**

#### **Letnji minimum**

Za slučaj da imamo u pogonu TETO Novi Sad snage na pragu prenosa od 400 MW analiza N-1 pokazala je da se ima u baznom slučaju preopterećenje na DV 110 kV TS Novi Sad 1 –TS Novi Sad 6 od 6 % i na DV 110 kV TS Novi Sad 1 – TS BFC od 1%. Navedena preopterećenja bi se rešila sekcionisanjem mreže u TS Novi Sad 1.

**Napomena:** Nova TETO Novi Sad snage na pragu prenosa od 400 MW u modelu je priključena na prenosni sistem tako što se ima:

- dvostruki DV 2x110 kV TETO Novi Sad – TS Novi Sad 6 preseka 240 mm<sup>2</sup> i
- Deo DV 217/1 od TS Novi Sad 3 do pogodnog mesta je uveden u TETO Novi Sad po 110 kV naponu. Ovo je povezano sa pričom oko TS Žablja, uvođenja 400 kV napona u TS Srbobran i potpunog gašenja 220 kV naponskog nivoa u TS Novi Sad 3 (Dodatak 1.)

### **Zaključak**

Nakon izgradnje kabla 110 kV TS Novi Sad 5 – TS Novi Sad 7 moguće je DV 110 kV TS br.127/1 Novi Sad 3 – TS Novi Sad 1 izvesti iz TS Novi Sad 1 a da pri tome u kritičnim režimima (Zimski Maksimum i Letnji Minimum) imamo zadovoljen kriterijum sigurnosti N-1 obe strane Dunava u novosadskom regionu.

Za slučaj ulaska u pogon TETO Novi Sad sa snagom na pragu prenosa od 400 MW i sa definisanim načinom priključenja u prilogu 1 ovog izveštaja, u režimu Letnjeg minimuma javljali bi se problemi sa baznim preopterećenjima na 110 kV pravcu od TS Novi Sad 6 do TS BFC. U ovom slučaju prisustvo DV 127/1 bi rešilo problem samo na DV TS Novi Sad 1 – TS Novi Sad 6, ali ne i na DV TS Novi Sad 1 – TS BFC. Drugim rečima, obzirom na definisani način priključenja eventualne buduće TETO Novi Sad, može se reći da i sa ovog stanovišta DV 127/1 je moguće izvesti iz TS Novi Sad 1.

#### **Додатак 1: Перспективна 110 kV преносна мрежа на подручју града Новог Сада**

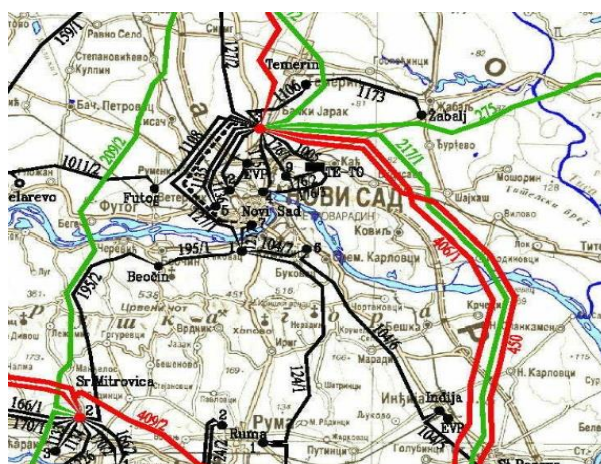
На подручју града Новог Сада сагледава се решавање више проблема. Први проблем је решавање радијално напајаних трансформаторских станица ТС Нови Сад 7, ТС Темерин и ТС Жабаљ. Тренутно, ТС Нови Сад 7 се напаја радијално преко вода бр. 1217 из правца ТС Нови Сад 1 која се налази на десној обали реке Дунав. Проблем радијалног напајања ТС Нови Сад 7 посебно долази до изражаја ако се има у виду експанзија градње пословних објеката и објеката колективног становања у јужном и југо–западном делу града која за последицу има значајан раст конзума ТС Нови Сад 7. Решење овога проблема као једино изводљиво је изградња кабловског вода од ТС Нови Сад 7 до ТС Нови Сад 5. Енергетски гледано, датим водом се добија још једна 110 kV веза леве и десне обале Дунава. Решавање проблема радијалног напајања ТС Жабаљ и Темерин се сагледава на економски засигурно најоптималнији начин. Наиме, 220 kV водови бр. 217/1 Обреновац – Нови Сад 3 и бр. 275 Нови Сад 3 – Зрењанин 2 би се на око 15 km од ТС Нови Сад 3 повезали у један далековод и формирали би ДВ 220 kV

Обреновац – Зрењанин 2. На овај начин добио би се део вода 220 kV бр. 275 Нови Сад 3 – Зрењанин 2 од ТС Нови Сад 3 до ТС Жабаљ који је слободан а који уједно пролази поред ТС Жабаљ. Овај део вода радио би по 110 kV напонском ниову и увео би се у у 110 kV постројење у ТС Нови Сад 3 и у ТС Жабаљ и на тај начин решио проблем радијалног напајања ове и ТС Темерин.

Други проблем је са ДВ 110 kV бр. 127/1 ТС Нови Сад 1 – ТС Нови Сад 3 (Ал/Че 150/25 mm<sup>2</sup>) који у актуелном стању мреже представља једину везу 110 kV између бачког и сремског дела Новог Сада и није на дужи рок довољна са техничког аспекта. У дужини од око 5 km, од обале Дунава према ТС Нови Сад 3, овај вод пролази кроз насељена приградска насеља Адице и Ветерник и на томе делу не задовољава техничке прописе. Стога је неопходно прилагођавање вода на томе делу постојећим условима и усаглашавање са прописима, што практично значи изградњу нове деонице са делимично измењеном трасом.

На слици 11.6 дата је географска мапа актуелног напајања електричном енергијом града Новог Сада са стране 110 kV.

Слика 11.6 - Мапа напајања електричном енергијом подручја града Новог Сада



Трећи проблем је проблем евакуације снаге из будуће ТЕТО Нови Сад, коју ЈП ЕПС планира да пусти у погон 2016. године.

У планерском периоду од 2018. до 2023. године у датом региону, ПД Електроовјодина планира пуштање у погон нових ТС Нови Сад 8 и ТС Беочин. ТС Нови Сад 8 би растеретио ТС Нови Сад 5 и ТС Римски Шанчеви, док ТС Беочин би растеретио ТС Нови Сад 1. Предлог иницијалног повезивања ТС Нови Сад 8 јесте изградња кабловског вода дужине око 5 km између ТС Нови Сад 4 и ТС Нови Сад 5. ТС Беочин би се повезала тако што би се постојећи далековод бр. 209/2 који ће у том периоду радити под напонам 110 kV уведе у ТС Беочин.

У циљу изналажења технички најприхватљивијег решења за проблем прикључења ТЕТО Нови Сад урађена је анализа две различите варијанте провере критеријума сигурности „N-1“. Нова ТЕТО Нови Сад снаге 450 MW би се налазила на локацији постојеће ТЕТО која би се повукла из погона. Нова електрана би се прикључила на старо постројење 110 kV са кога полазе три далековода према ТС Нови Сад 3. Због испуњења критеријума сигурности „N-1“ како у зимским месецима тако и у летњим неопходно је изградити додатне далековода. Прикључење нове ТЕТО Нови Сад сагледава се кроз два варијантна решења.

1. Изградња двоструког далековода 110 kV од ТЕТО Нови Сад до ТС Нови Сад 6. На овај начин добијају се две нове везе бачког и сремског дела конзума Новог Сада. Дужина вода би била око 10 km. Поред датих далековода, у ТЕТО Нови Сад би се увео слободни део далековода бр. 217/1 Обреновац – Нови Сад 3 од ТС Нови Сад 3.



2. Изградња двоструког далековода 110 kV од ТЕТО Нови Сад до ТС Нови Сад 3 и као у првој варијанти у ТЕТО Нови Сад би се увео слободни део далековода бр. 217/1 Обреновац – Нови Сад 3 од ТС Нови Сад 3.

За случај реализације прве варијанте имамо да се у режиму Зимског максимума 2018. године стиче могућност да се спојно поље 110 kV у ТС Нови Сад 1 држи укљученим у трајном погону (тренутно стање је такво да се спојно поље држи искљученим). Реализацијом ове варијанте има се сумарни ток снаге по двоструком воду према ТС Нови Сад 6 у износу од 160 MW. Дати двоструки далековод при максималном ангажовању ТЕТО у режиму зимског максимума растеређује ТС Београд 5 за 70 MW, а ТС Сремска Митровица 2 за 45 MW. За пласман енергије из дате ТЕТО услед мање трајно дозвољене струје на далеководима у летњим месецима, за испуњење критеријума сигурности „N-1“, критичнији су летњи режими (могућ је рад електране и у летњим месецима) од зимског режима. Због провере прилагођености мреже прве варијанте у реону ТЕТО Нови Сад, електрана је ангажована на максимуму тј. са снагом од 450 MW, односно 420 MW на прагу преноса.

У табели 11.5 приказани су упоредо резултати провере критеријума сигурности „N-1“ у 2018. и 2023. години у сва три разматрана критична режима. У првој варијанти полази се од претпоставке да је укључено спојно поље 110 kV у ТС Нови Сад 1, док у другој да је искључено због потенцијално високог преоптерећења на ДВ 110 kV ТС Нови Сад 1 – ТС Нови Сад 3.

На разматраном подручју јавља се као критичан далековод 110 kV бр. 127/2 ТС Нови Сад 3 – ТС Србобран чији је попречни пресек Ал/Че 150/25 mm<sup>2</sup>. Далекковод бр. 127/2 се препотеређује за испад ДВ 400 kV ТС Нови Сад 3 – ТС Србобран. Резултат да се у обе варијанте и у свим режимима преоптеређује далековод 110 kV бр. 127/2 намеће нам потребу да се дати далековод реконструише да му се повећа попречни пресек проводника.

Други далековод 110 kV који се јавља као критичан у разматраном региону је ДВ бр.195/1 110 kV ТС БФЦ – ТС Нови Сад 1. За случај да је у другој варијанти укључено спојно поље у ТС Нови Сад 1, за случај испада ДВ 400 kV бр.409/2 РП Младост – ТС Сремска Митровица 2 имали би преоптерећење на ДВ бр. 127/1 110 kV ТС Нови Сад 3 – ТС Нови Сад 1, док би преоптерећење ДВ бр.195/1 110 kV ТС БФЦ – ТС Нови Сад 1 зависило од износа оптерећења на ДВ бр.409/2. ДВ бр.195/1 110 kV ТС БФЦ – ТС Нови Сад 1 има проводник од Ал/Че 150/25 mm<sup>2</sup> па је стога неопходно да се реконструише и постави проводник пресека Ал/Че 240/40 mm<sup>2</sup>. У периоду од 2018. до 2023. у склопу решавања питања са далеководом бр. 127/1 Нови Сад 3 – Нови Сад 1 предлаже се након изградње ТС Беочин, измештање дела трасе ДВ бр. 127/1 дужине око 10 km и увођење у ТС Беочин тј. био би формиран ДВ 110 ТС Нови Сад 3 – ТС Беочин (нова ТС). На овај начин имали би додатно растеређење на далеководу ДВ бр.195/1 110 kV БФЦ - Нови Сад 1. За случај да је реконструкција ДВ бр. 127/1 110 kV ТС Нови Сад 3 – ТС Нови Сад 1 неопходна пре изградње ТС Беочин, ДВ бр. 127/1 би се увео у постојећу ТС Беочин (БФЦ).

Проценти оптерећења 110 kV далековода из табеле 2.1. у многоме зависе од оптерећења у базном случају 400 kV далековода ДВ 400 kV ТС Нови Сад 3 – ТС Србобран и ДВ 400 kV бр.409/2 РП Младост – ТС Сремска Митровица 2.

Табела 11.5 - Упоредни приказ преоптерећења у региону Новог Сада за случај варијантних решења прикључења нове ТЕТО Нови Сад

Испад		2018. година
-------	--	--------------

	Преоптерећени елемент	Зимски макс.		Летњи макс.		Летњи мин.	
		I	II	I	II	I	II
	Варијанта	Губици [MW]		Губици [MW]		Губици [MW]	
		183,4	189,1	114,2	116,4	99,5	100,2
ДВ 400 kV Нови Сад 3 - Србобран	ДВ 110 kV бр. 127/2 Нови Сад 3 - Србобран	<100 %	105,5 %	101,7 %	125,3 %	<100 %	113,2 %
<b>2023. година</b>							
ДВ 400 kV бр.409/2 Младост – Ср. Митровица 2	ДВ 110 kV бр.195/1 БФЦ - Нови Сад 1	<100 %	<100 %	106,7 %	<100 %	105,5 %	<100 %
ДВ 400 kV Нови Сад 3 - Србобран	ДВ 110 kV бр. 127/2 Нови Сад 3 - Србобран	<100 %	120,4 %	133,7 %	158,6 %	118,5 %	136,2 %

Поредећи предложене варијанте може се рећи да се у обе варијанте јавља проблем са два далековода 110 kV за које су горе наведене развојне мере. У другој варијанти се види да нема проблема са ДВ 110 kV бр.195/1 110 kV ТС БФЦ – ТС Нови Сад 1 што је уствари последица претпостављеног уклопног стања спојног поља (искључено) у ТС Нови Сад 1 у датој варијанти. Реализацијом друге варијанте примећују се знатно већи (до 20 %) износи преоптерећења на ДВ 110 kV бр. 127/2 ТС Нови Сад 3 – ТС Србобран за случај испада ДВ 400 kV ТС Нови Сад 3 – ТС Србобран. Затим, у првој варијанти имамо ниже губитке у преносном систему и имамо растерећење и извесној мери трансформација 220/110 kV у ТС Београд 5 и у мањој мери ТС Сремска Митровица 2.

Слика 11.7 - Сагледавано стање у 110 kV мрежи на подручју града Новог Сада 2023. године (плаве линије – нови 110 kV водови, односно постојећи водови 220 kV који ће радити под 110 kV напоном)



На слици 11.7 приказана је 110 kV мрежа на подручју града Новог Сада која се сагледава у ЈП ЕМС у 2023. години (прва варијанта). На слици није приказана најављена ТС Нови Сад 8 услед недостатка прецизнијих информација о потенцијалној локацији исте.

### Ризици прекида испоруке електричне енергије

#### ТС Тамнава Западно Поље

Повезана је на преносни систем преко два далековода 110kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава Западно Поље и бр. 107/2 ТС Тамнава Западно Поље – ТС Ваљево 3. Критеријум сигурности ( $N - 1$ ) је увек задовољен. Мера за смањење ризика прекида напајања ТС Тамнава Западно Поље су чешћи прегледи далековода 107/1 и 107/2. (Предлог можда може да буде реконструкција ДВ 107/1, изграђен је 1953, реконструкција урађена 1976 а 2003 измештање код Вреоца).

#### ТС Железара Смедерево

Четири трафостанице Железаре Смедерево (ГТС1, ГТС 2, ГТС3 и ГТС5) повезане су на преносни систем преко ТС Смедерево 3, са четири далековода 110kV бр. 110А/2, бр. 110Б/2, бр. 1119 и бр. 1120. Трафостанице Железаре Смедерево (ГТС1, ГТС 2, ГТС3 и ГТС5) повезане се међусобно са четири далековода 110kV бр. 110А/3, бр. 110Б/3, бр. 1121 и бр. 1220. С обзиром на то да су далеководи у власништву Железаре Смедерево мере за смањење ризика прекида напајања односе се на ДВП у ТС Смедерево 3. Једна од мера за је реконструкција ДВП која ће се урадити током реконструкције ТС Смедерево 3 која је у току, док су друге мере промена уклопног стања и увођење специјалних заштита за шта је ЈП ЕМС упутио допис Железари Смедерево.

#### ТС Београд 40

Тренутно је повезана на преносни систем радијално преко кабла 110kV бр. 1218 ТЕТО Нови Београд – ТС Београд 40. Мера за смањење ризика напајања је увођење другог прекида напајања преко будућих каблова 110kV бр. 1233/1 и бр. 1233/2, након уласка у погон нове ТС Београд 41, што се очекује до краја 2016. године.

#### ТС Цементара Косјерић

Повезана је на преносни систем радијално преко далековода 110kV бр. 178 ТС Цементара Косјерић – ТС Косјерић. Мера за смањење ризика напајања ТС Цементара Косјерић су чешћи прегледи далековода 178. Након коначне одлуке о преузимању објеката КПС потребно је (приликом израде Плана развоја преносног система) размотрити могућност увођења другог правца напајања.

#### ТС НИС

Повезана је на преносни систем преко два далековода 220kV бр. 253/2 ТС ХИП – ТС НИС и бр. 253/3 ТС НИС – ТС Панчево 2. Критеријум сигурности ( $N - 1$ ) је увек задовољен. Мера за смањење ризика напајања ТС НИС су чешћи прегледи далековода 253/2, 253/3 као и далековода 220kV бр. 253/1 ТС Београд 8 – ТС ХИП којим је ТС НИС (преко ТС ХИП) везана на ТС Београд 8.

#### ТС МЕСЕР

Трафостаница је повезана на ТС ГТС 5 (власништво Железаре Смедерево) преко које је повезана на преносни систем са ТС Смедерево 3. Мера за смањење ризика прекида напајања је реконструкција ДВП 110kV која ће се урадити током реконструкције ТС Смедерево 3 која је у току.

#### ТС Београд 5

Прорачуни за ТС Београд 5 рађени су за садашње уклопно стање, искључено СП 110kV у ТС Београд 5. Мера за смањење ризика прекида испоруке је промена уклопног стања, укључење СП 110kV у ТС Београд 5. Након повезивања и пуштања у погон новог кабла 1233/1 ТС Београд 5 – ТС Београд 41 биће активирана диференцијална заштита сабирница 110kV што ће омогућити укључење СП 110kV у ТС Београд 5.

#### ТС Београд 7

Повезана је на преносни систем преко два далековода 110kV бр. 1109 ТС Београд 7 – ТС Панчево 2 и бр. 1153 ТС Београд 7 – ТС Панчево 2. Критеријум сигурности (N – 1) је увек задовољен. Мера за смањење ризика прекида напајања ТС Београд 7 су чешћи прегледи далековода 1109 и 1153.

#### ТС Лозница

Повезана је на преносни систем преко два далековода 110kV бр. 106А/2 ТС Ваљево 3 – ТС Лозница и бр. 106А/3 ТС Лозница – ХЕ Зворник. У 2016. години завршена је реконструкција ДВ 106/2 од ТС Ваљево 3 до заједничке деонице 106А/2 и 106А/3 на уласку у ТС Лозница. Критеријум сигурности (N – 1) је увек задовољен. Мера за смањење ризика прекида напајања ТС Лозница је реконструкција ДВ 106А/3 која се очекује током 2017. године када ће се изводити радови на измештању дела ДВ 106А/3Б/3 са територије БиХ.

#### ТС Нови Сад 7

Повезана је на преносни систем радијално преко далековода 110kV бр. 1217 ТС Нови Сад 1 – ТС Нови Сад 7. Мера за смањење ризика напајања ТС Нови Сад 7 су чешћи прегледи далековода 1217. Планом развоја предвиђено је повезивање ТС Нови Сад 7 и ТС Нови Сад 5 каблом 110kV.

#### ТС Горњи Милановац

Повезана је на преносни систем преко два далековода 110kV бр. 115/4+182 ТС Горњи Милановац – ТС Пожега и бр. 1183 ТС Горњи Милановац – ТС Чачак 3. Критеријум сигурности (N – 1) је увек задовољен. Мера за смањење ризика прекида напајања ТС Горњи Милановац су чешћи прегледи далековода 115/4+182 и 1183 и реконструкција ДВ 115/4+1183.

#### ТС Шид

Повезана је на преносни систем преко два далековода 110kV бр. 166/1+199/1 ТС Сремска Митровица 2 – Чвор Мартинци – ТС Шид, где је ДВ 166/1 у власништву Железница Србије, и интерконективног далековода бр. 199/2 ТС Шид – ТС Нијемци (Хрватска) који је целом дужином у власништву Хрватске. Мера за смањење ризика прекида напајања ТС Шид су чешћи прегледи далековода 166/1+199/1 и 199/2.

#### ТС Пријепоље

Повезана је на преносни систем радијално преко далековода 110kV бр. 1117 ХЕ Потпећ – ТС Пријепоље. Мера за смањење ризика напајања ТС Пријепоље су чешћи прегледи далековода 1117 и разматрање могућности реконструкције ДВ с обзиром на немогућност напајања комплетне ТС Пријепоље из дистрибутивне мреже. Такође, потребно је приликом израде плана развоја размотрити могућност двостраног напајања ТС Пријепоље.

#### ТС Ћуприја

Повезана је на преносни систем радијално преко далековода 110kV бр. 1141/2 ТС Јагодина 4 – ТС Ћуприја. Мера за смањење ризика напајања ТС Ћуприја су чешћи прегледи далековода 1141/2. С обзиром на то да се преко ДВ 1141/2 и ДВ 1142 радијално напаја и ТС Стењевац (ресавски рудници) потребно је вршити и чешће прегледе ДВ 1142.

#### ТЕ-ТО Нови Београд

Повезана је на преносни систем преко два далековода 110kV бр. 146АБ ТЕ-ТО Нови Београд – ТС Београд 5 и једног кабла 110kV бр. 172 ТЕ-ТО Нови Београд – ТС Београд 6. Мера за смањење ризика напајања је изградња кабла 110kV бр. 1233/1 и бр. 1233/2 ТС Београд 5 – ТС Београд 41 – ТС Београд 40, као трећу везу између ТС Београд 5 и ТЕ-ТО Нови Београд. Завршетак изградње се очекује у 2016. години.

#### ТС Ниш 3

Повезана је на преносни систем преко два далековода 110kV бр. 187 и бр. 188 ТС Ниш 2 – ТС Ниш 3. Мера за смањење ризика прекида напајања ТС Ниш 3 су чешћи прегледи далековода 110kV бр. 187 и бр. 188. Такође, планом развоја дистрибутивног система планирана је изградња ТС Ратко Павловић преко које ће бити могуће извршити растерећење ТС Ниш 3.

#### ТС Ужице

Повезана је на преносни систем преко два далековода 110kV бр. 196 ТС Севојно – ТС Ужице и бр. 1208 ТС Пожега – ТС Ужице. Мера за смањење ризика прекида напајања ТС Ужице су чешћи прегледи далековода 110kV бр. 196 и бр. 1208.

#### ТС Бачка Паланка 2

Повезана је на преносни систем преко далековода 110kV бр. 159/1 ТС Србобран – ТС Бачка Паланка 1 и бр. 159/2 ТС Бачка Паланка 1 – ТС Бачка Паланка 2 према ТС Србобран и далековода 110kV бр. 1011/1 ТС Бачка Паланка 2 – ТС Челарево, бр. 1011/2 ТС Челарево – ТС Футог и бр. 1108 ТС Нови Сад 3 – ТС Футог према ТС Нови Сад 3. Мера за смањење ризика прекида напајања ТС Бачка Паланка 2 су чешћи прегледи горе наведених далековода 110kV.

#### ТС Ариље

Повезана је на преносни систем радијално преко далековода 110kV бр. 1115/1 ТС Пожега – ТС Ариље. Мера за смањење ризика напајања ТС Ариље су чешћи прегледи далековода 1115/1 и потребно је приликом израде плана развоја размотрити давање приоритета изградњи далековода 110kV ТС Ивањица – ТС Гуча ради обезбеђивања двостраног напајања ТС Ариље.

#### ТС Крушевац 2

Повезана је на преносни систем преко далековода 110kV бр. 191/1 ТС Крушевац 1 – ТС Крушевац 2 и бр. 191/2 Чвор Крушевац 1 – ТС Крушевац 2. Мера за смањење ризика прекида напајања ТС Крушевац 2 је увођење додатног правца напајања. У току је реконструкција ТС Крушевац 1 у оквиру које ће бити реконструисано ДВП 110kV бр. 191/1 и изграђено ново ДВП 110kV бр. 191/2.

#### ТС Ивањица

Повезана је на преносни систем радијално преко далековода 110kV бр. 1115/1 ТС Пожега – ТС Ариље и бр. 1115/2 ТС Ариље – ТС Ивањица. Мера за смањење ризика напајања ТС Ивањица су чешћи прегледи далековода 1115/1 и 1115/2. Потребно је приликом израде плана развоја размотрити давање приоритета изградњи далековода 110kV ТС Ивањица – ТС Гуча ради обезбеђивања двостраног напајања ТС Ивањица.

#### ТС Београд 4

Налази се у оквиру ТС Београд 17. У току је израда пројектног задатка за реконструкцију ТС Београд 4 и ТС Београд 17 након чега ће ове две ТС бити обједињене у једну ТС. У ТС Београд 4 планирана је замена сва четири трансформатора 110/35kV, до сада су замењена два ТР а у току је замена трећег трансформатора. Планом је предвиђено да се у 2017. години изврши замена четвртог ТР.

#### ТС Ковин

Повезана је на преносни систем радијално преко далековода 110kV бр. 1129 ТС Ковин – ТС Панчево 2 и бр. 1013 ТС Ковин – ТС Рудник Ковин. Мера за смањење ризика напајања ТС Ковин и ТС Рудник Ковин су чешћи прегледи далековода 1129 и 1013.

#### ТС Сирмијум Стил

Повезана је на преносни систем радијално преко далековода 110kV бр. 1231 ТС Сирмијум Стил – ТС Сремска Митровица 2. С обзиром на то да је далековод у власништву ПД Сирмијум Стил мере за смањење ризика прекида напајања односи се на чешће прегледе ДВП у ТС Сремска Митровица 2.

ТС Нови Сад 4.

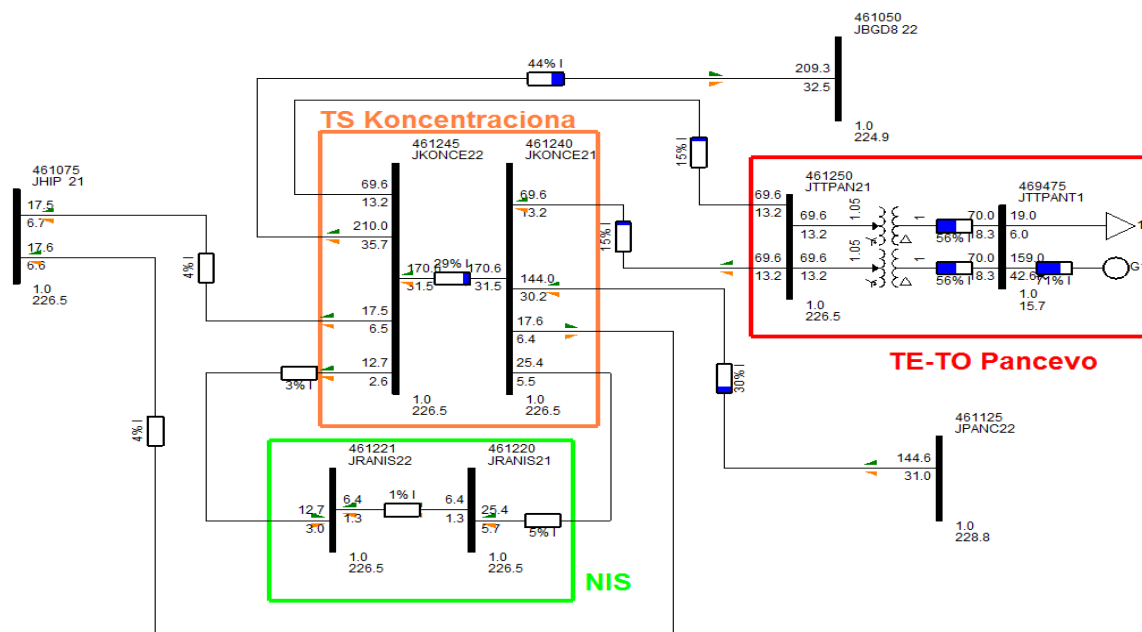
Повезана је на преносни систем преко два далековода 110kV бр. 175 ТС Нови Сад 3 – ТС Нови Сад 4 и бр. 176/3 ТЕ-ТО Нови Сад – ТС Нови Сад 4. Мера за смањење ризика прекида напајања ТС Нови Сад 4 су чешћи прегледи далековода 110kV бр. 175 и бр. 176/3.

**Енергетска анализа варијантних решења за РП (ТС) Панчево 7  
у другој етапи изградње**

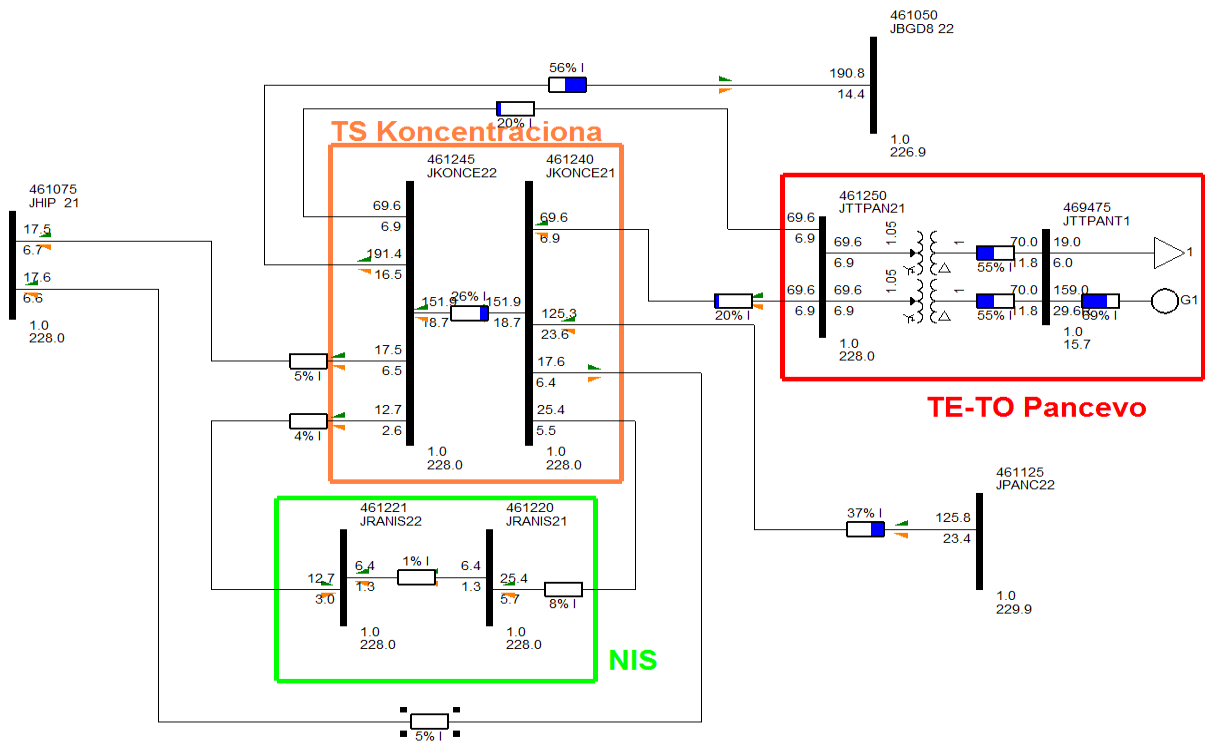
Предвиђено је да ово постројење буде лоцирано на јужној индустријској зони града Панчева. Поред локације за РП(ТС) Панчево 7 пролазе ДВ 220 kV бр. 253/1 ТС Хип – ТС Београд 8 и ДВ 220 kV бр. 253/2 ТС Хип – ТС Нис. Разводно постројење би се изградило кроз две етапе.

**Прва етапа** изградње састоји се из две фазе. *Прва фаза* представља део прикључка ТЕТО Панчево, односно реализовала би се у склопу прикључења ТЕТО Панчево на преносни систем на начин да се далековод бр. 253/2 уведе у РП Концентрациона, као и два вода из правца ТЕТО Панчево. У првој фази опремило би се укупно пет 220 kV поља (4 ДВП и једно спојно поље). Планирана реализација прве фазе је 2018. година (податак инвеститора). Прва фаза би се реализовала од стране инвеститора у склопу прикључења ТЕТО Панчево. *Друга фаза* се састоји у томе да се део постројења које је реализовано у склопу прикључења ТЕТО Панчево прошири и у тај део уведу водови 253/1 и 253/3. ДВ 253/3 би се увео на начин да се на паралелној деоници од места увођења ТС Нис до РП Концентрациона (оријентациона дужина око 0,7km) постојећи ДВ бр. 253/1 и 253/2 би се дуплирали, односно уградила би се од 2-3 стуба на свакој траси за двоструке водове. По трасама дуплираних водова водиле би се обе тројке које служе за напајање ТС Нис и обе тројке за прикључење РП Концентрациона на преносни систем.

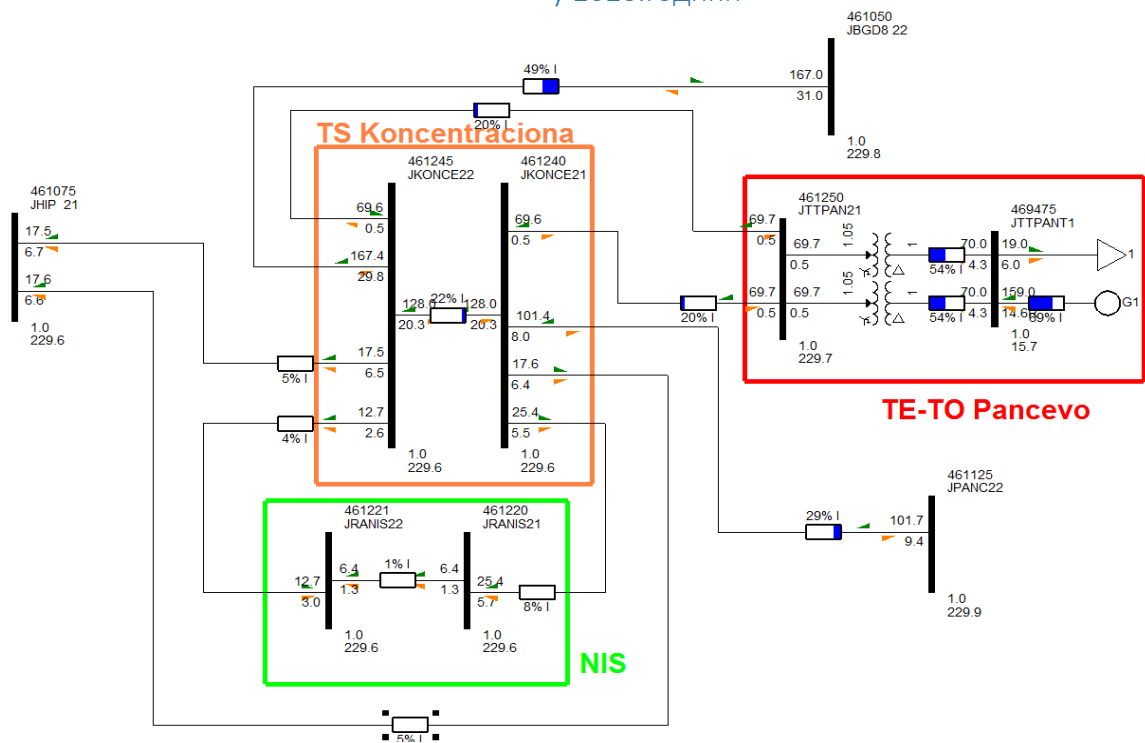
Токови снага и напонске прилике за сва три режима за прву етапу приказани су на следећим сликама.



Слика 1.1:Анализа токова снага и напонских прилика у РП Панчево 7 у режиму зимског максимума у 2026.години



Слика 1.2:Анализа токова снага и напонских прилика у РП Панчево 7 у летњег максимума у 2026.години



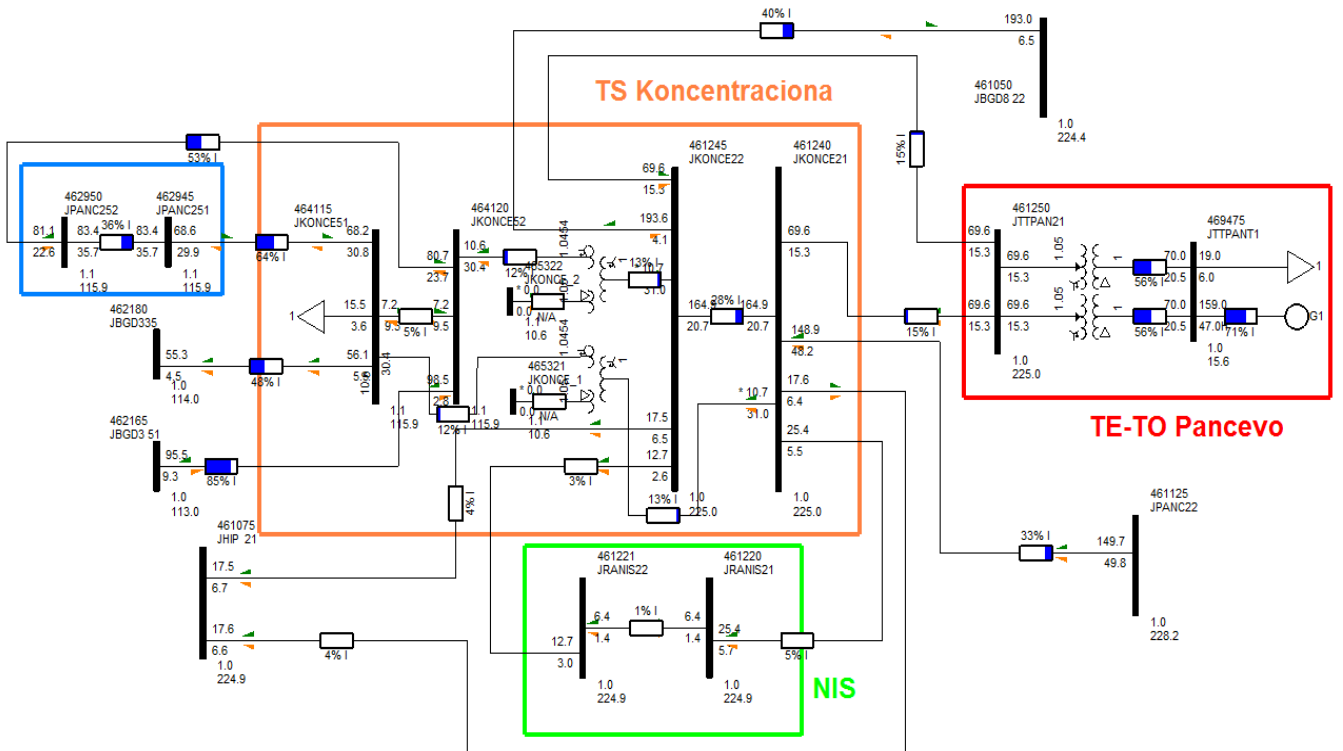
Слика 1.3:Анализа токова снага и напонских прилика у РП Панчево 7 у летњег минимума у 2026.години

Друга етапа изградње је у развојној, односно студијској фази, а предвиђа увођење трансформације 220/110 (два трансформатора 220/110 kV по 250 MVA) и изградњу 110 kV постројења. Реализација друге етапе подразумева да се РП 110 kV Панчево 1, које је старо и има потребу за тоталном реконструкцијом, угаси и сви 110 kV водови измeste у ТС 220/110 Концентрациона (131/2, 141, 151/1, 185 и далеководи за напајање ХИП 1). Поред наведених фактора, у прилог потребе за увођењем трансформације у ТС Концентрациона иде и чињеница да ће се постројење налазити у индустријској зони, тј. у зони у којој се очекују нови индустријски

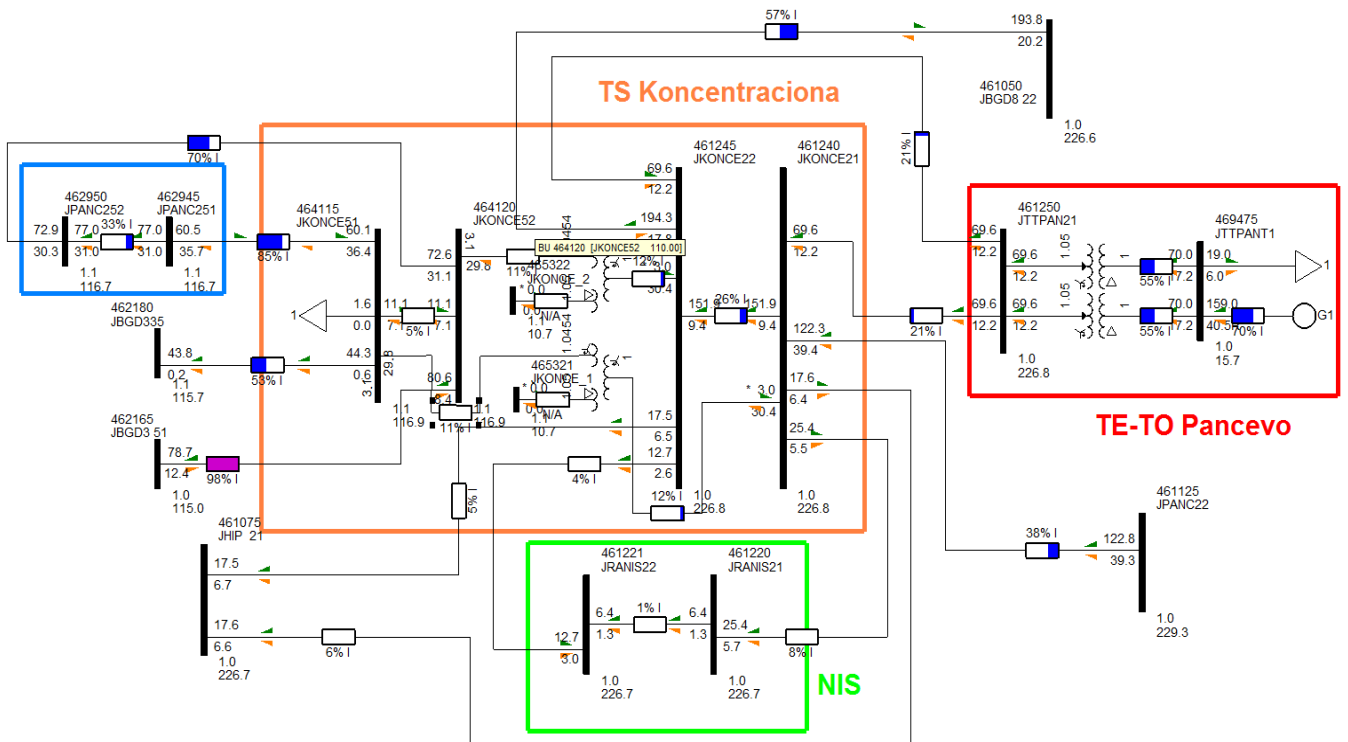


комплекси. Овим би се елиминисала потреба за реконструкцијом РП Панчево 1 и подигла сигурност напајања и преноса електричне енергије на потезу од Панчева ка Београду.

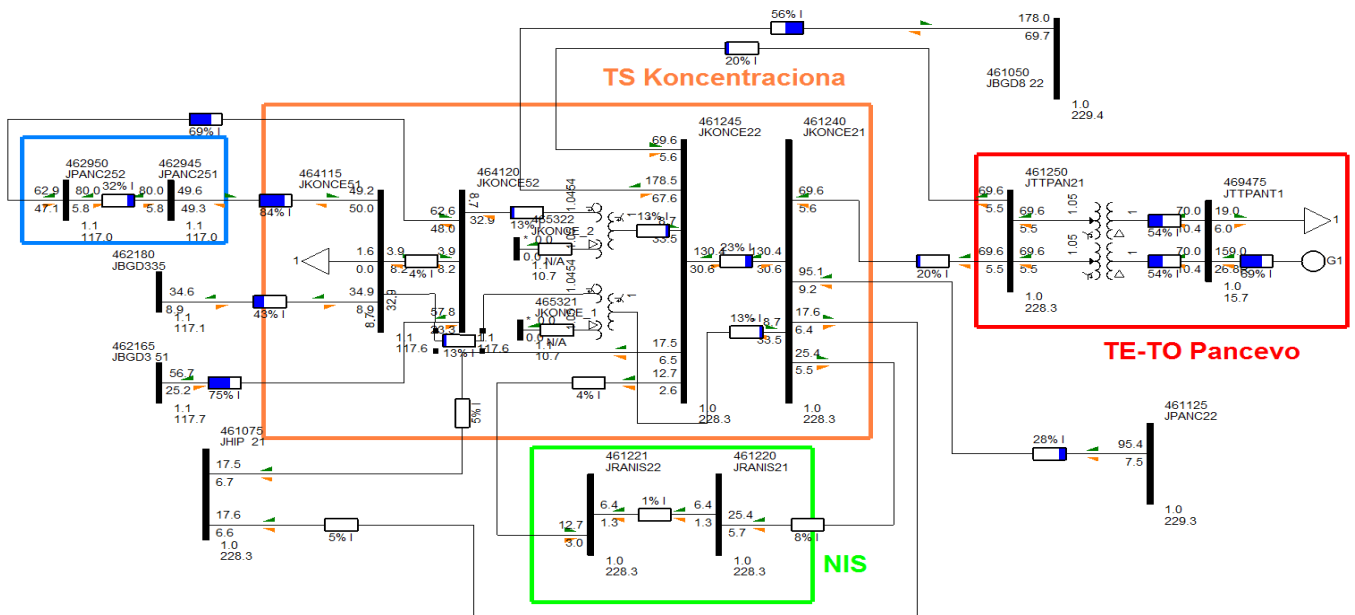
Токови снага и напонске прилике за сва три режима за други варијанту приказани су на следећим сликама.



Слика 1.4: Анализа токова снага и напонских прилика у ТС Панчево 7 у зимског максимума у 2026.години



Слика 1.5: Анализа токова снага и напонских прилика у ТС Панчево 7 у летњег максимума у 2026.години



Слика 1.6: Анализа токова снага и напонских прилика у ТС Панчево 7 у летњег минимума у 2026.години

Енергетска анализа рађена је на моделима за перспективну 2026. годину, у коме су имплементиране све планиране промене у систему, за најкритичнији случај у посматраном региону, тј. да је производња електричне енергије максимална у ветроелектранама у подручју јужног Баната (Чибуц, Планидиште 1, Ковачица, Алибунар 1, Алибунар 2, Мали Алибунар, Бела Анта). Такође, у анализи је узето у обзир да су, услед потребе за реконструкцијом и проблема са нелегалном подграђеношћу на ДВ 110 kV бр.141 РП Панчево 1 – ТС Београд 3 и ДВ 110 kV бр.131/1 РП Београд 3 – ТС Београд 33 у делу насеља Село Раковица, поменути далеководи уведени на ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 20.

Енергетска анализа је показала да нема преоптерећених елемената у преносном ситему у разматраном региону Београда и Јужног Баната за сва три режима у базном случају за обе етапе изградње РП (ТС) Концетациона.

Анализа сигурности „Н-1“ за реализацију прве етапе није задовољена и то за:

- случај испада далековода ДВ 110 kV бр.185 ТС Панчево 1 - ТС Панчево 2, преоптерећује се ДВ 110 kV бр.151/1 ТС Панчево 1 - ТС Панчево 2 у режиму зимског максимума за 22% , у режими летњег максимума за 39%, док се у режиму летњег минимума преоптерећује за 24%,
- случај испада ДВ 110 kV бр.151/1 ТС Панчево 1 - ТС Панчево 2 преоптерећује се ДВ 110 kV бр.185 ТС Панчево 1 - ТС Панчево за 4 %, само током летњег максимума,
- случај испада далековода ДВ 220 kV РП Панчево 7 - ТС Београд 8 преоптерећује се ДВ 110 kV бр.141 РП Панчево 1 - ТС Београд 3 само у режиму летњег максимума за 13%.

Последица преоптерећења ДВ 110 kV бр.151/1 ТС Панчево 1 - ТС Панчево 2 је ограничавајући фактор трајно дозвољена струја проводника (пресек далековода је 150/25mm<sup>2</sup>) и ток енергије из правца Јужног Баната и Панчева ка Београду.

Анализа сигурности „Н-1“ за реализацију друге етапе није задовољена и то за:

- случај испада далековода ДВ 110 kV бр.185 ТС Панчево 7 - ТС Панчево 2, преоптерећује се ДВ 110 kV бр.151/1 ТС Панчево 7 - ТС Панчево 2 у режиму зимског максимума за 15% , у режими летњег максимума за 51%, док се у режиму летњег минимума преоптерећује за 49%,
- случај испада ДВ 110 kV бр.151/1 ТС Панчево 7 - ТС Панчево 2 преоптерећује се ДВ 110 kV бр.185 ТС Панчево 7 - ТС Панчево за 14 % у режиму летњег максимума, док је у режиму летњег минимума то преоптерећење 12%,
- случај испада далековода ДВ 220 kV ТС Панчево 7 - ТС Београд 8 преоптерећује се ДВ 110 kV ТС Панчево 7 - ТС Београд 3 у режиму зимског максимума за 11% , у режими летњег максимума за 34%, док се у режиму летњег минимума преоптерећује за 10%.

Реализација друге етапе доприноси смањењу напона на 220 kV и благом повећању напонских прилика на 110 kV сабирницама у ТС Панчево 7. Посматрано на 220 kV сабирницама у ТС Панчево 7 у зимском максимуму смањење је за 1,5 kV (са 226,5 kV у првој варијанти на 225 kV), летњем максимуму за 1,2 kV док је у летњем минимуму за 1,3 kV (са 229,86 kV на 228,3 kV). Такође, у летњим режимима токови енергије су ка ТС Београд 3 и ТС Београд 33 и кроз трансформаторе у ТС Панчево 7 су ка сабирницама 220 kV, па је преоптерећеност далековода 151/1 и 185 већа (у односу на анализу за прву етапу) због евакуације енергије из ветроелектрана у Јужном Банату ка Београду преко далековода 110 kV напонског нивоа.

Планира се да се у наредном периоду уради анализа просторне изводљивости, буџетирање и техноекономска анализа предложених етапа.

## **Прогноза потрошње и анализа прилагођености производње Републике Србије за период 2017. 2031. године**



**Септембар 2016. године**

### **Листа коришћених слика:**

- Слика 2.1 – Историјске вредности остварене потрошње Републике Србије од 2000. до 2015. године
- Слика 2.2 – Прогноза бруто домаћег производа Републике Србије до 2031. године по сценаријима
- Слика 2.3 – Прогноза годишњег прираштаја бруто домаћег производа Републике Србије до 2031. године по сценаријима
- Слика 2.4 – Прогноза потрошње електричне енергије Републике Србије до 2031. године по сценаријима

- Слика 2.5 – Годишњи прираштај потрошње електричне енергије Републике Србије до 2031. године по сценаријима са уваженом преступном годином
- Слика 2.6 – Остварене вредности вршне снаге ЕЕС Републике Србије од 2000. године до 2015. године
- Слика 2.7 – Прогноза фактора оптерећења ЕЕС Републике Србије до 2030. године
- Слика 2.8 – Прогноза вршне снаге Републике Србије за сценарио нижег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења
- Слика 2.9 – Прогноза вршне снаге Републике Србије за сценарио средњег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења
- Слика 2.10 – Прогноза вршне снаге Републике Србије за сценарио вишег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења
- Слика 2.11 – Годишњи прираштај вршне снаге Републике Србије по сценаријима за линеарну регресију просечног фактора оптерећења
- Слика 2.12 – Историјске вредности остварене потрошње Републике Србије без Косова и Метохије од 2000. до 2015. године
- Слика 2.13 – Прогноза бруто домаћег производа Републике Србије без Косова и Метохије до 2031. године по сценаријима
- Слика 2.14 – Прогноза годишњег прираштаја бруто домаћег производа Републике Србије без Косова и Метохије до 2031. године по сценаријима
- Слика 2.15 – Прогноза потрошње електричне енергије Републике Србије без Косова и Метохије до 2031. године по сценаријима
- Слика 2.16 – Годишњи прираштај потрошње електричне енергије Републике Србије без Косова и Метохије до 2031. године по сценаријима са уваженом преступном годином
- Слика 2.17 – Остварене вредности вршне снаге ЕЕС Републике Србије без Косова и Метохије за период 2000. – 2015. године
- Слика 2.18 – Прогноза фактора оптерећења ЕЕС Републике Србије без Косова и Метохије до 2031. године
- Слика 2.19 – Прогноза вршне снаге Републике Србије без Косова и Метохије за сценарио нижег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења
- Слика 2.20 – Прогноза вршне снаге Републике Србије без Косова и Метохије за сценарио средњег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења
- Слика 2.21 – Прогноза вршне снаге Републике Србије без Косова и Метохије за сценарио вишег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења
- Слика 2.22 – Годишњи прираштај вршне снаге Републике Србије без Косова и Метохије по сценаријима за линеарну регресију просечног фактора оптерећења
- Слика 3.1 – Графички приказ методологије прилагођености производње
- Слика 3.2 – Преостали производни капацитет за режим зимског врха – реалистичан сценарио
- Слика 3.3 – Преостали производни капацитет за режим летњег врха – реалистичан сценарио
- Слика 3.4 – Преостали производни капацитет за режим зимског врха – конзервативни сценарио
- Слика 3.5 – Преостали производни капацитет за режим летњег врха – конзервативни сценарио
- Слика 3.6 – Укупна инсталисана снага производних капацитета – оба сценарија

- Слика 3.7 – Преостали производни капацитет (MW) за режим зимског врха без КиМ – реалистичан сценарио
- Слика 3.8 – Преостали производни капацитет (MW) за режим летњег врха без КиМ – реалистичан сценарио
- Слика 3.9 – Преостали производни капацитет (MW) за режим зимског врха без КиМ – конзервативни сценарио
- Слика 3.10 – Преостали производни капацитет (MW) за режим летњег врха без КиМ – конзервативни сценарио
- Слика 3.11 – Укупна инсталисана снага производних капацитета без КиМ – оба сценарија

### **Листа коришћених табела:**

- Табела 3.1 – Прилагођеност производње за зимски врх за период 2017. – 2031. – реалистичан сценарио
- Табела 3.2 – Прилагођеност производње за летњи врх за период 2017. – 2031. – реалистичан сценарио
- Табела 3.3 – Прилагођеност производње за зимски врх за период 2017. – 2031. – конзервативни сценарио
- Табела 3.4 – Прилагођеност производње за летњи врх за период 2017. – 2031. – конзервативни сценарио
- Табела 3.5 – Прилагођеност производње за зимски врх без КиМ за период 2017. – 2031. – реалистичан сценарио
- Табела 3.6 – Прилагођеност производње за летњи врх без КиМ за период 2017. – 2031. – реалистичан сценарио
- Табела 3.7 – Прилагођеност производње за зимски врх без КиМ за период 2017. – 2031. – конзервативни сценарио
- Табела 3.8 – Прилагођеност производње за летњи врх без КиМ за период 2017. – 2031. – конзервативни сценарио

## Садржај

1. Увод.....	39
2. Прогноза потрошње Републике Србије за период 2017. – 2031.....	40
2.1 Србија са Косовом и Метохијом .....	40
2.1.1 Прогноза годишње потрошње електричне енергије.....	40
2.1.2 Прогноза годишње вршне снаге .....	42
2.2 Србија без Косова и Метохије .....	46
2.2.1 Прогноза годишње потрошње електричне енергије.....	46
2.2.2. Прогноза годишње вршне снаге .....	48
3. Прилагођеност производње Републике Србије за период 2017. – 2031.....	51
3.1 Методологија прилагођености производње .....	51
3.2 Сценарији развоја производних капацитета.....	53
3.3 Резултати анализе прилагођености производње са Косовом и Метохијом .....	54
3.4 Резултати анализе прилагођености производње без Косова и Метохије.....	59
4. Закључак .....	67
5. Литература.....	68

### 1. Увод

Дугорочна прогноза потрошње електричне енергије је важан део процеса планирања развоја електроенергетског система. Као таква, није изолована од осталих друштвених активности, већ зависи од бројних фактора као што су: енергетска стратегија државе, економски развој, демографска слика земље, управљање потрошњом, цена електричне енергије и сл. Прецизно планирање потрошње на дугорочном временском хоризонту готово је немогуће, пре свега због немогућности тачног предвиђања смера у којем ће се развијати електроенергетски систем, као и људских активности које утичу на саму потрошњу. У складу са том чињеницом, приликом дугорочне прогнозе потрошње електричне енергије, користи се приступ више сценарија, који се базира на већем броју могућих „будућности“ које су добијене на основу различитих претпоставки. Електроенергетски систем је потребно планирати тако да може лако да се адаптира на ове различите сценарије.

Метода за прогнозу потрошње која је примењена на Републику Србију, базира се на проналажењу везе између макроекономског развоја државе и будуће потрошње (тзв, *top-down* приступ) [1]. Конкретно, у случају модела који је примењен, посматра се веза између историјских вредности потрошње, бруто домаћег производа (БДП-а) и будуће потрошње електричне енергије.

У складу са Законом о енергетици, национални оператор преносног система у сарадњи са Министарством рударства и енергетике Републике Србије, сагледава сигурност снабдевања електричном енергијом потрошача на територији Републике Србије. Сигурност снабдевања се може, поред осталих начина, проверити у форми прилагођености производње. *Прилагођеност производње* у једном електроенергетском систему је способност производног система да подмири потребе потрошње.

У поглављу 2 овог документа је укратко приказана методологија и резултати прогнозе потрошње електричне енергије, као и вршне снаге до 2030. године.

У поглављу 3 је објашњена методологија за процену прилагођености производње и дати су резултати у форми табела и графика.

## 2. Прогноза потрошње Републике Србије за период 2017. – 2031.

### 2.1 Србија са Косовом и Метохијом

#### 2.1.1 Прогноза годишње потрошње електричне енергије

Као и претходних година приликом израде дугорочне прогнозе потрошње електричне енергије, коришћен је економетријски модел који се може описати следећом формулом:

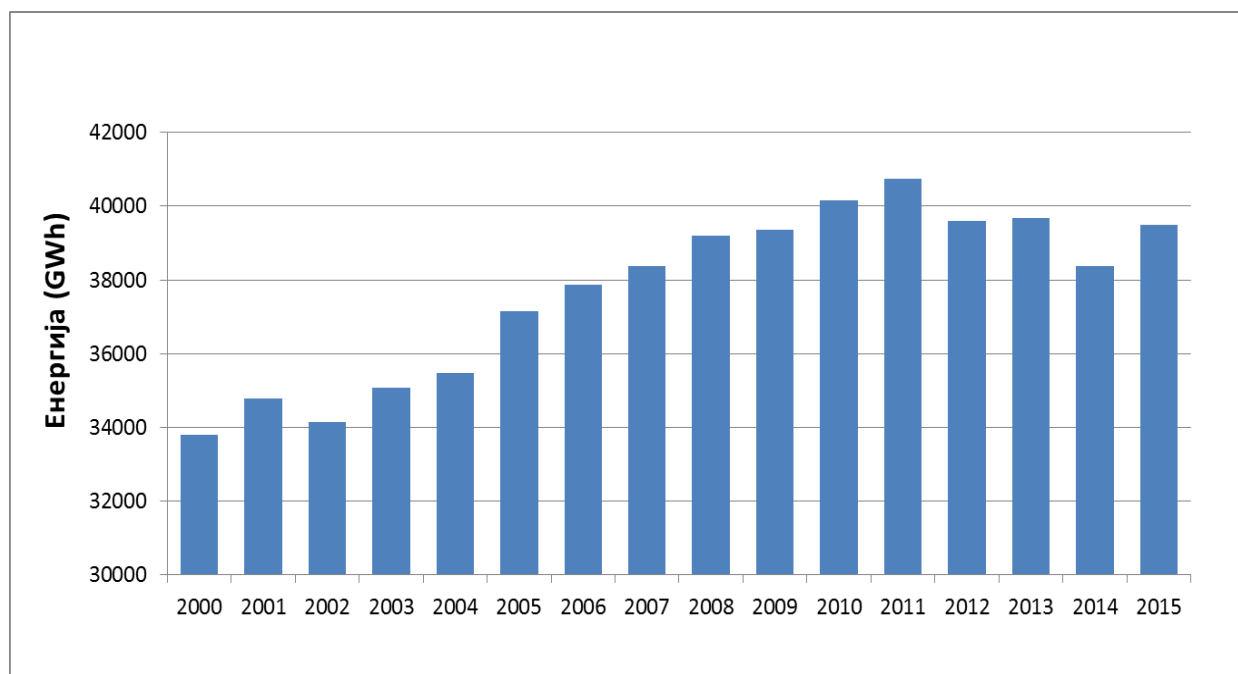
$$\ln(W_n) = \alpha + \beta_1 \ln(W_{n-1}) + \beta_2 \ln(GDP)_n \quad (2.1)$$

Где су:

- $W_n$  – Потрошња електричне енергије у години  $n$  (GWh);
- $W_{n-1}$  – Потрошња електричне енергије у години  $n-1$  (GWh);
- $GDP_n$  – Бруто домаћи производ у години  $n$  (р.ј.);
- $\alpha, \beta_1, \beta_2$  – Коефицијенти

Економетријски модел који је примењен за прогнозу потрошње, узима у обзир потенцијални економски развој земље, кроз бруто домаћи производ (БДП), као и историјске вредности остварене потрошње.

На слици 2.1 су приказане остварене вредности годишње потрошње електричне енергије Републике Србије са Косовом и Метохијом, у периоду од 2000. до 2015. године. Са слике се може видети да је потрошња имала тенденцију раста до 2011. године, а да након тога њена вредност опада до нивоа који је имала 2014. године (око 38,4 TWh). 2015. године је забележен благи раст потрошње у односу на 2014. годину (39,5 TWh). Процентуално годишње повећање потрошње у периоду од 2002. до 2011. године, износило је 1,98%. Од 2011. до 2014. године, годишња стопа промене потрошње је износила -1,96%. 2015. године, потрошња је, у односу на 2014. годину порасла за 2,95 %. Посматрајући цео период за који су доступни подаци (2000. – 2015. година), потрошња електричне енергије је просечно расла стопом од 1,1 % годишње.

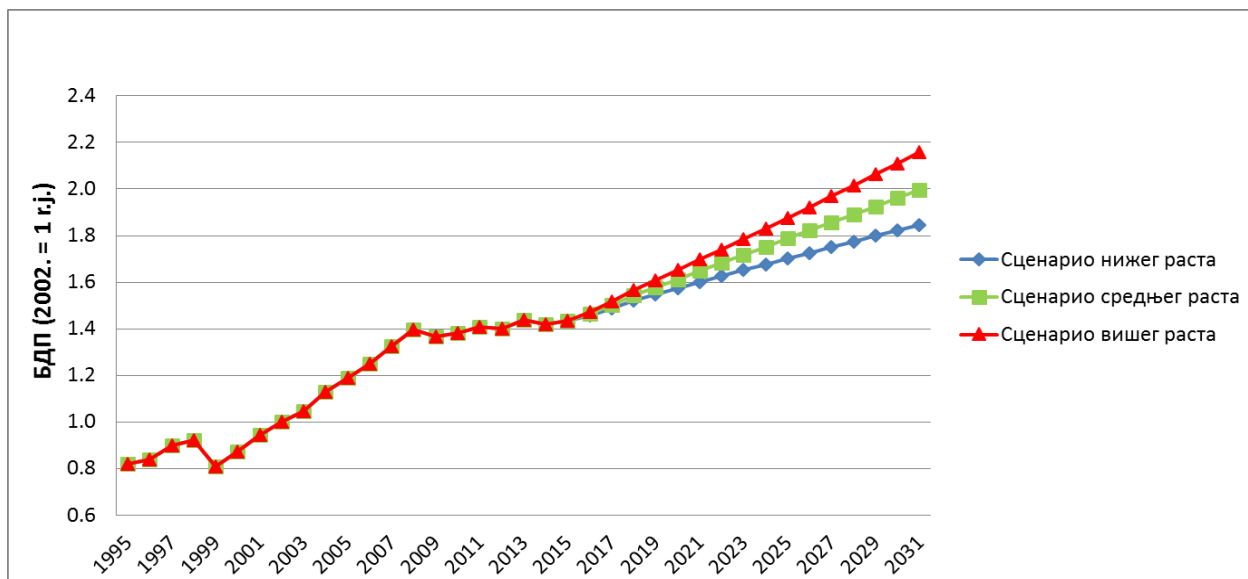


**Слика 2.1:** Историјске вредности остварене потрошње Републике Србије од 2000. до 2015. године

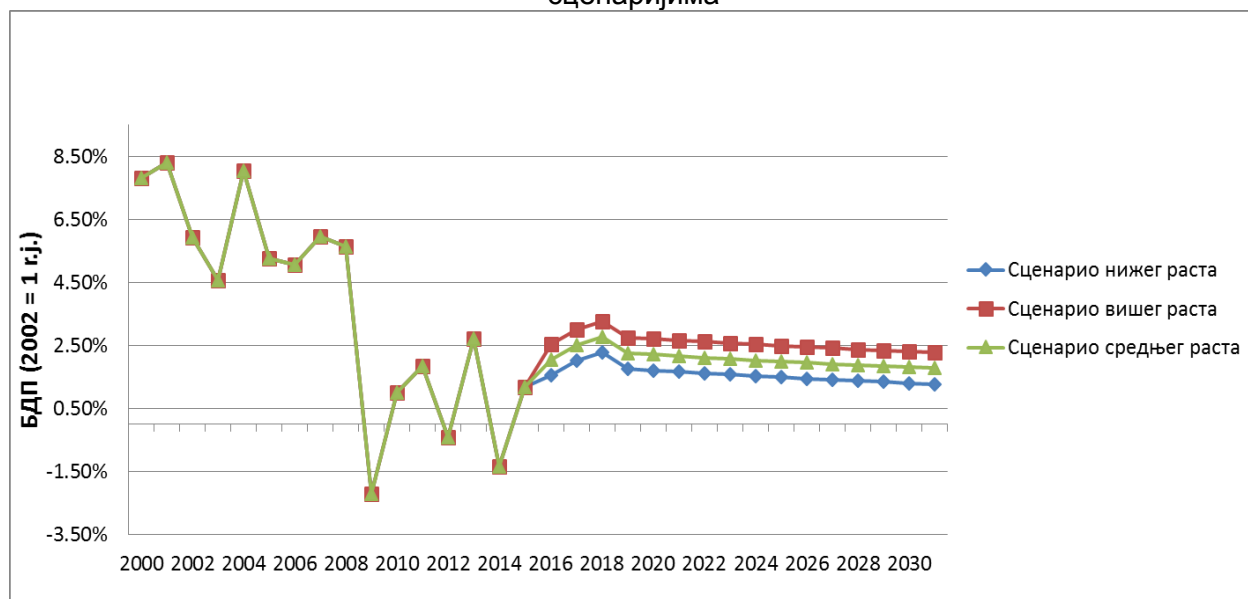
Прогноза БДП-а до 2018. године је преузета са сајта међународног монетарног фонда (IMF – *International Monetary Fund*). Прогноза БДП-а до 2031. године је добијена помоћу линеарне регресије, а коришћене су вредности од 1995. до 2018. године. Резултати показују да је, у односу на базу 2002., прогнозиран пораст БДП-а до 2026. године 82,2 %, а до 2031., 99,6 %. Ова прогноза је названа „сценарио средњег раста“. Такође су извршене прогнозе за још два



сценарија и то „сценарио нижег раста“ и „сценарио вишег раста“. Према сценарију нижег раста, пораст БДП-а до 2026. године је 72,6 %, а до 2031., 84,5 %. Према сценарију вишег раста, пораст БДП-а до 2026. године је 92,2 %, а до 2031., 115,8 %. Резултати прогноза промене БДП-а су приказани на сликама 2.2 и 2.3.

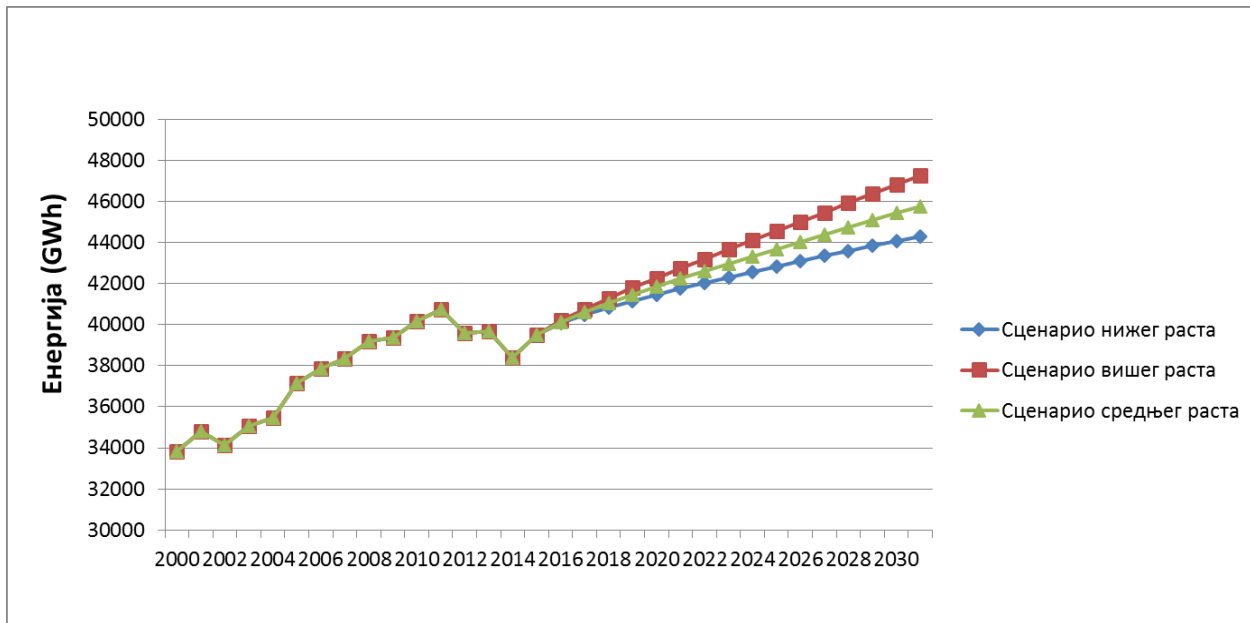


**Слика 2.2:** Прогноза бруто домаћег производа Републике Србије до 2031. године по сценаријима

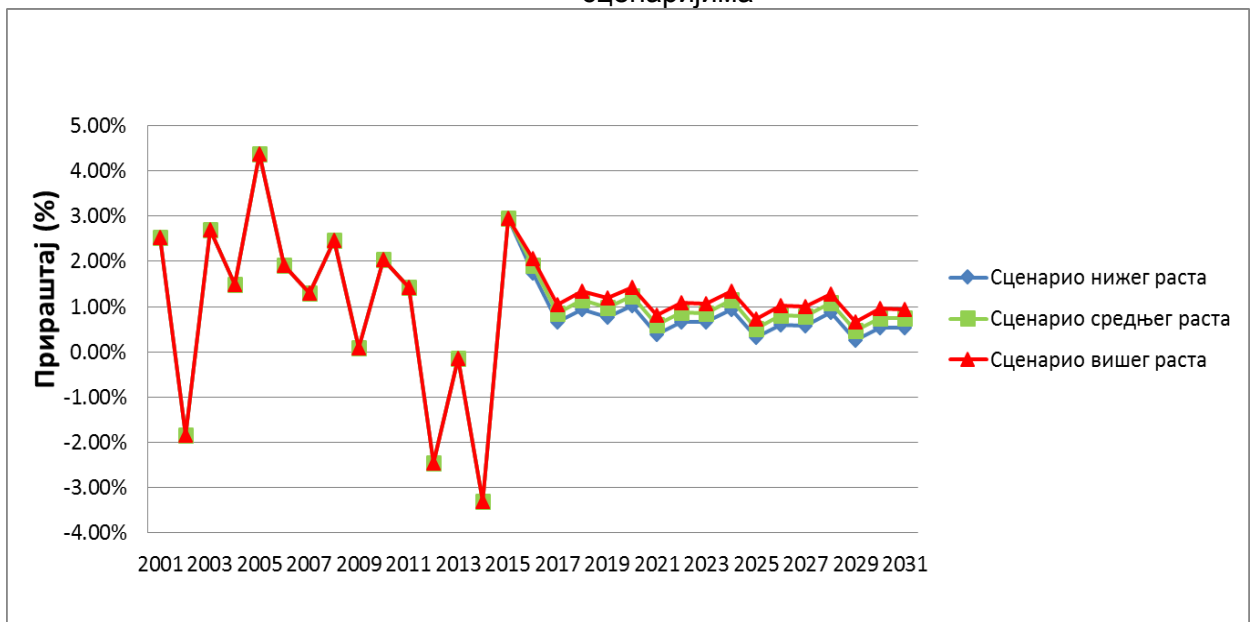


**Слика 2.3:** Прогноза годишњег прираста бруто домаћег производа Републике Србије до 2031. године по сценаријима

Након извршене прогнозе БДП-а, урађена је прогноза годишње потрошње електричне енергије Републике Србије. Процена коефицијената из формуле (2.1) је извршена вишеструком линеарном регресијом над подацима о оствареној потрошњи електричне енергије и БДП-а у периоду од 2001. до 2015. године, за који су одговарајући подаци били доступни. Добијени нови коефицијенти регресије су се затим искористили за прогнозу раста потрошње по три, раније поменута, сценарија. Резултати прогнозе су приказани на сликама 2.4 и 2.5.



**Слика 2.4:** Прогноза потрошње електричне енергије Републике Србије до 2031. године по сценаријима



**Слика 2.5:** Годишњи прираштај потрошње електричне енергије Републике Србије до 2031. године по сценаријима са уваженом преступном годином

Са претходних графика се могу приметити варијације у различитим сценаријима, приликом дугорочне прогнозе потрошње, па се прогнозирана енергија потрошње у 2031. години креће од 44,3 до 47,2 TWh.

### 2.1.2 Прогноза годишње вршне снаге

За прогнозу годишње вршне снаге је коришћен приступ који се базира на прогнози фактора оптерећења. На основу прогнозиране енергије потрошње добијају се вредности годишње вршне снаге према следећој формули:

$$P_{max}^n = \frac{W_n}{p_n * 8760} \quad (2.2)$$

где су:

- $P_{max}^n$  – Вршна снага у n-тој години ;
- $W_n$  – Потрошња електричне енергије у n-тој години ;
- $p_n$  – Фактор оптерећења у n-тој години

Полазећи од историјских вредности ове величине, прогноза фактора оптерећења је извршена на три начина:

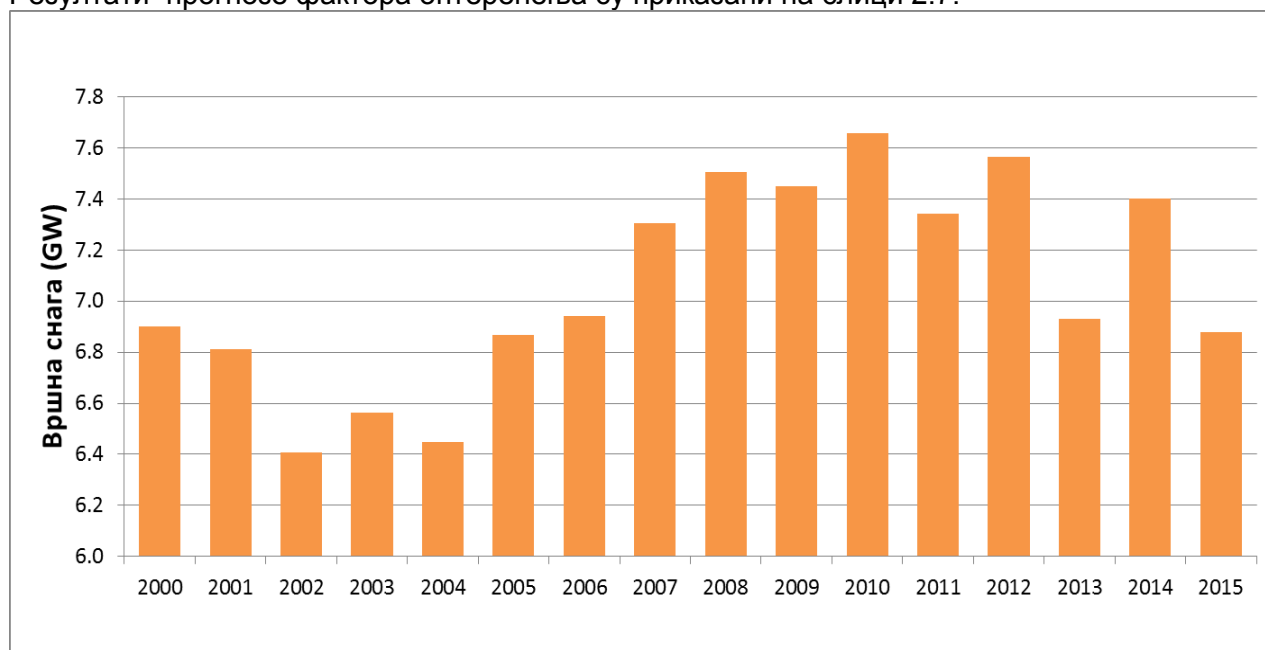
а) „**Ручни**“ метод који се заснива на претпоставци да ће вредности фактора оптерећења расти, као последица чињенице да дневни дијаграм оптерећења постаје све равнији, због тарифног система и евентуалне могућности управљања потрошњом;

б) **Линеарна регресија** историјских вредности фактора оптерећења од 2000. до 2015. године;

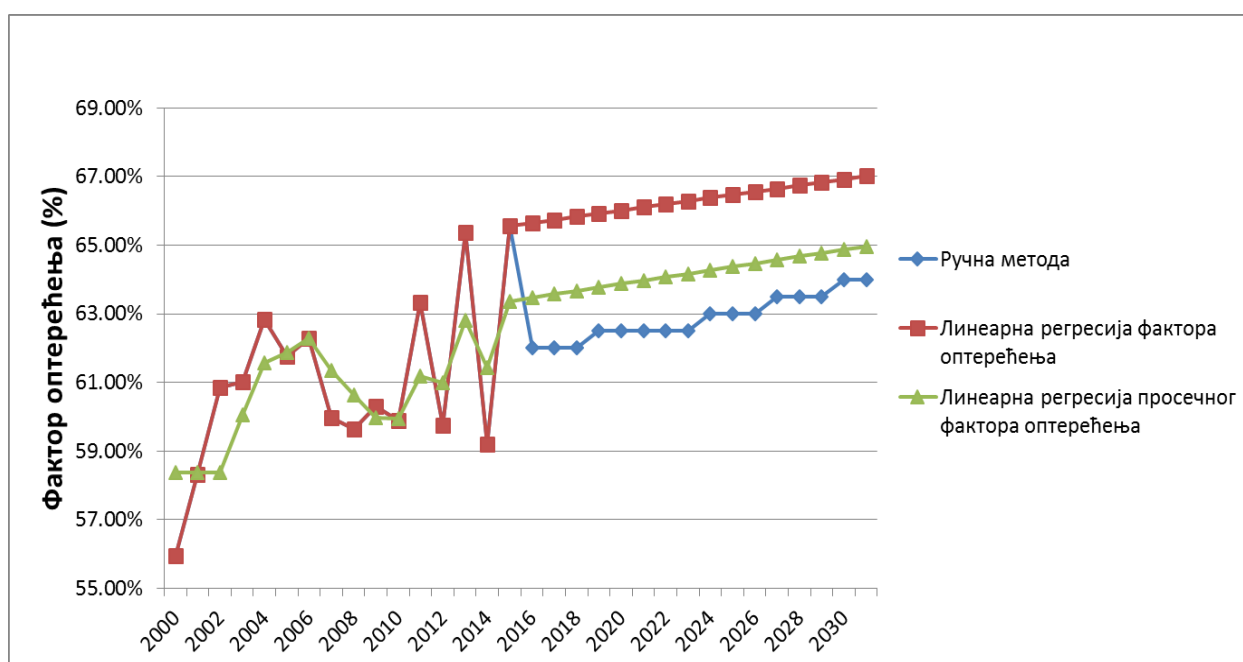
в) **Комбинована линеарна регресија** примењена на историјске вредности просечног фактора оптерећења од 2002. до 2015. године. Просечни фактор оптерећења је у овом случају дефинисан као трећина суме фактора оптерећења за три узастопне године

На слици 2.6 су приказане историјске вредности вршне снаге за период 2000. до 2015. година. Са слике се види да је највећа вредност вршне снаге достигнута 2010. године и износила је 7656 MW. Након ове године остварене вредности вршних снага је биле су мање и кретале су се у опсегу од 6900 до 7500 MW.

Резултати прогнозе фактора оптерећења су приказани на слици 2.7.



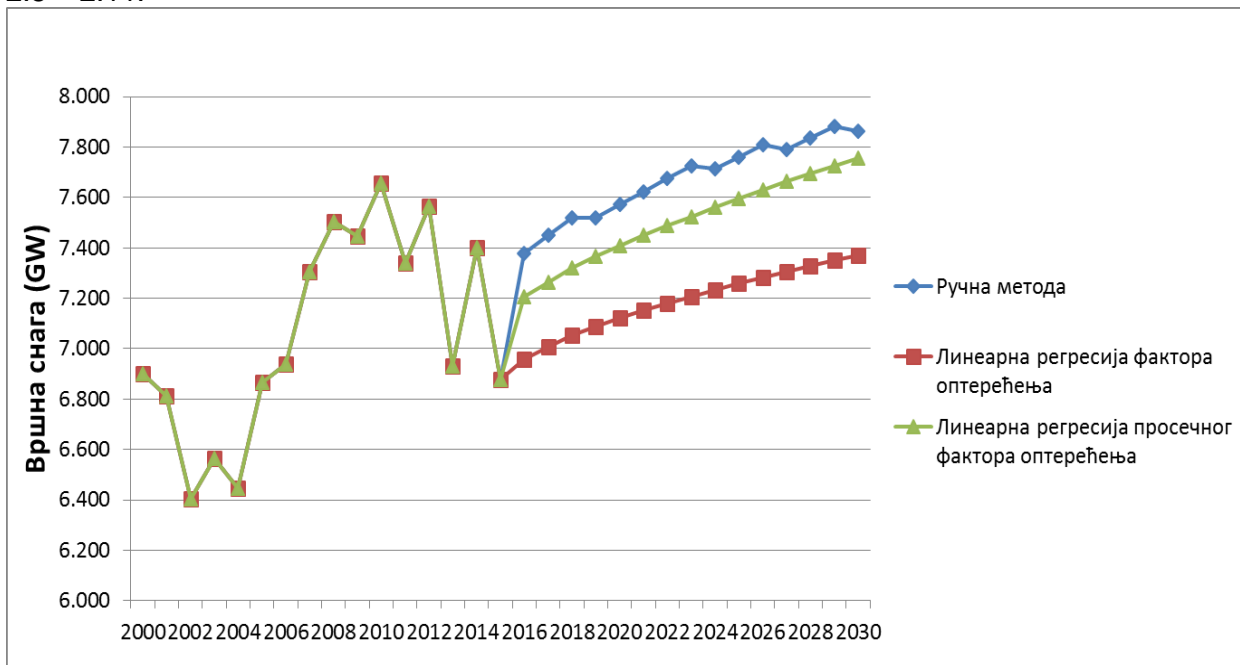
Слика 2.6: Остварене вредности вршне снаге ЕЕС Републике Србије за период 2000. – 2015. године



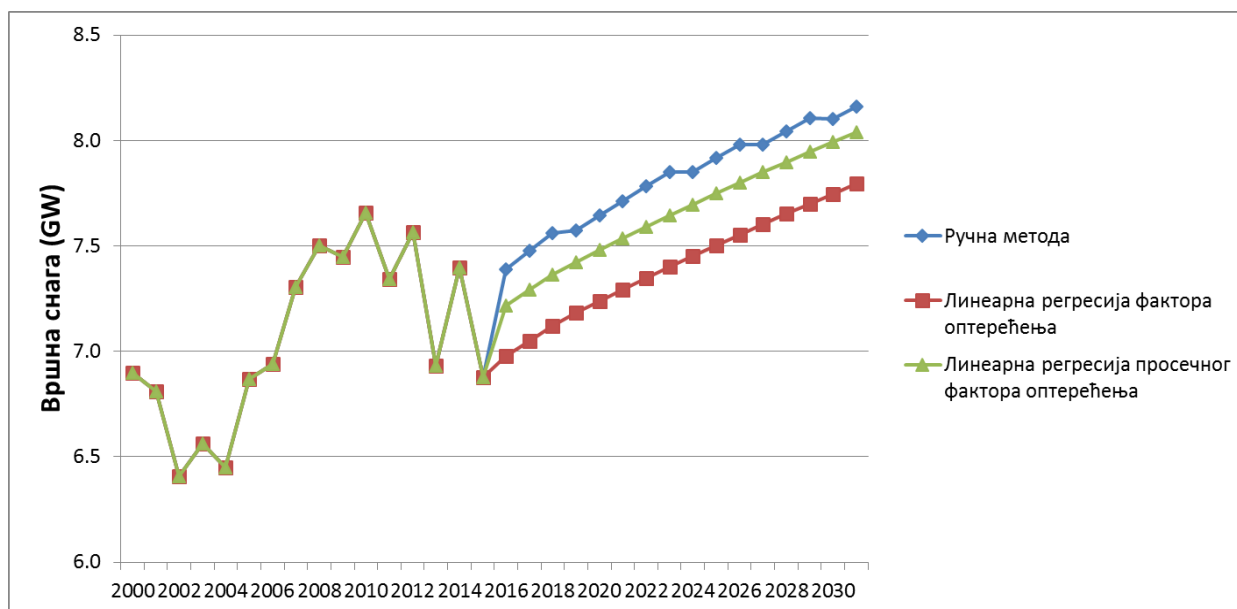
**Слика 2.7 – Прогноза фактора оптерећења ЕЕС Републике Србије до 2031. године**

Прогнозе фактора оптерећења показују да постоји тренд раста, у зависности од методе која је коришћена, до 2031. године, када ће вредности бити у опсегу од 63,83 % до 68,44 %. Вредност фактора оптерећења Републике Србије за 2015. годину је, на основу доступних података, била 65,55 %.

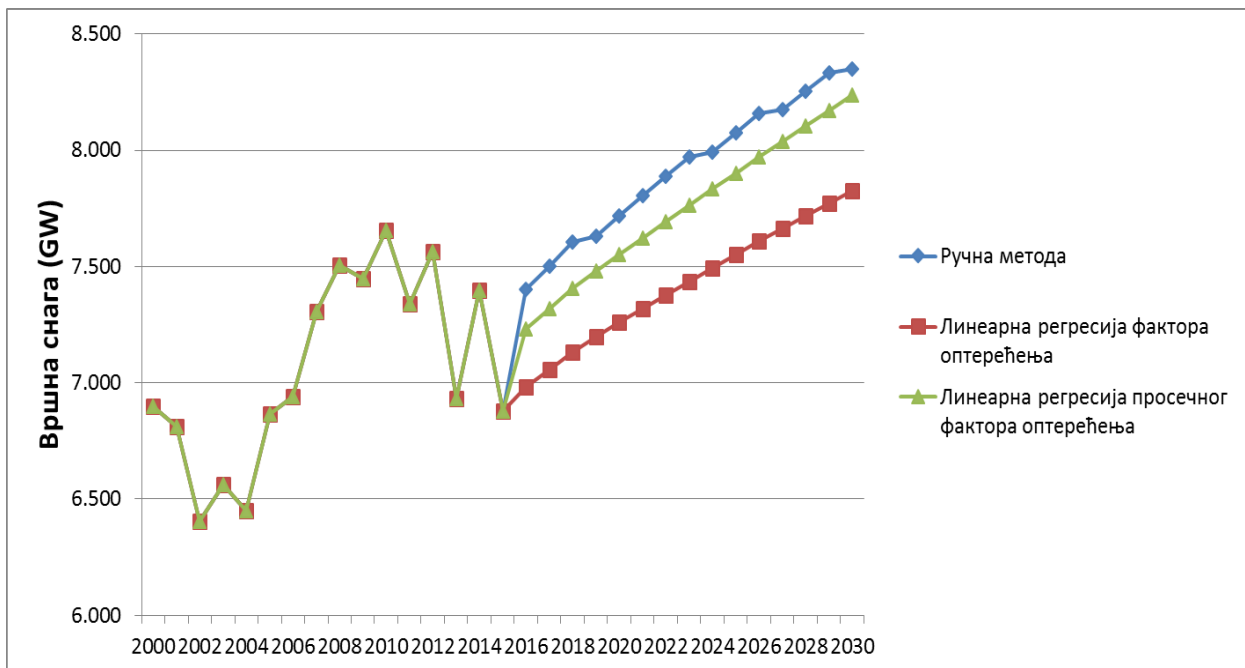
На основу прогнозе фактора оптерећења и годишње потрошње, извршена је прогноза годишње вршне снаге до 2031. године за сваки сценарио, а резултати су приказани на сликама 2.8 – 2.11.



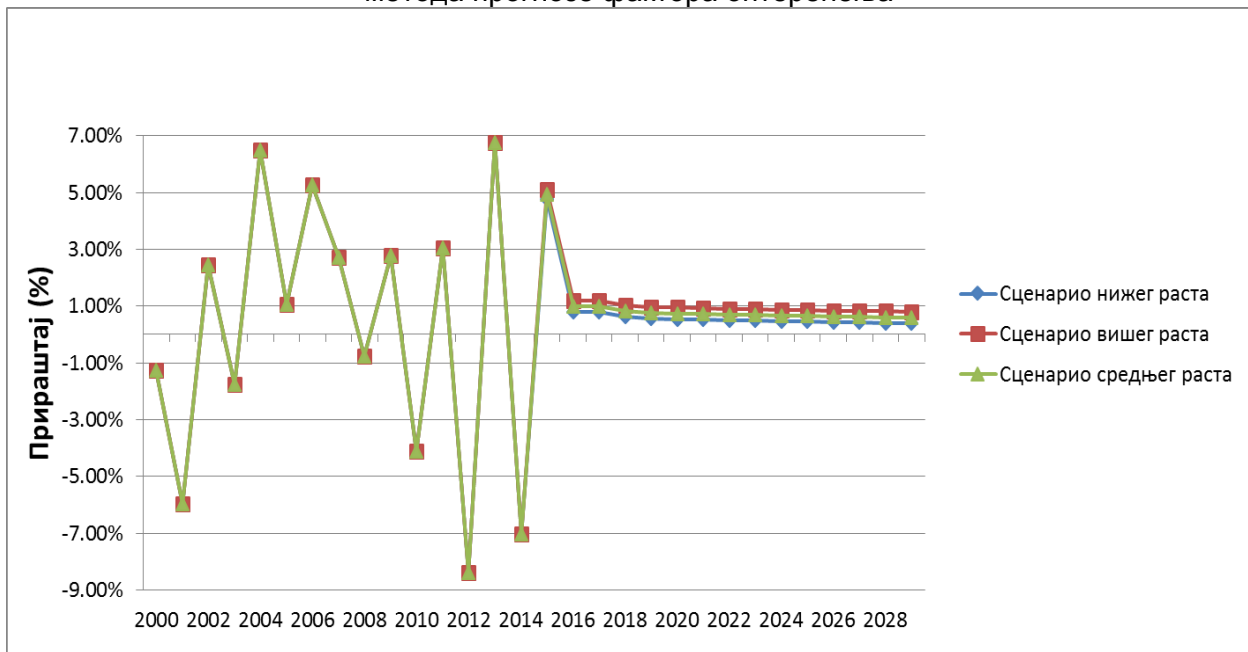
**Слика 2.8 – Прогноза вршне снаге Републике Србије за сценарио нижег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења**



**Слика 2.9 – Прогноза вршне снаге Републике Србије за сценарио средњег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења**



**Слика 2.10 –** Прогноза вршне снаге Републике Србије за сценарио вишег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења



**Слика 2.11 –** Годишњи прираштај вршне снаге Републике Србије по сценаријима за линеарну регресију просечног фактора оптерећења

Анализирајући горње графике, може се закључити да постоји тренд благог раста вршне снаге у будућности. Ако се посматра 2031. година, види се да се прогнозирана вршна снага креће од 7391 до 8301 MW у зависности од посматраног сценарија и методе која је примењена. Потребно је напоменути да је вредност вршне снаге ЕЕС Републике Србије у 2015. години, износила 6879 MW, а достигнута је 31.12. у 18. сату. Ово није највећа достигнута вредност у прошлости (2010. године вршна потрошња је достигла вредност од 7656 MW). У случајевима да се вредности годишње вршне снаге или неке друге променљиве која се прогнозира, мењају непредвидиво из године у годину, тј. не постоји монотони тренд промене, релативно је тешко са великом прецизношћу прогнозирати будуће понашање променљиве. Још један проблем је скромна база историјских података о вршној потрошњи, која сеже у прошлост „само“ 16 година. У наредним годинама, како се буде ширила база историјских података и побољшавала методологија, очекују се и прецизније прогнозе будућих трендова промене, како годишње вршне снаге, тако и енергије потрошње.

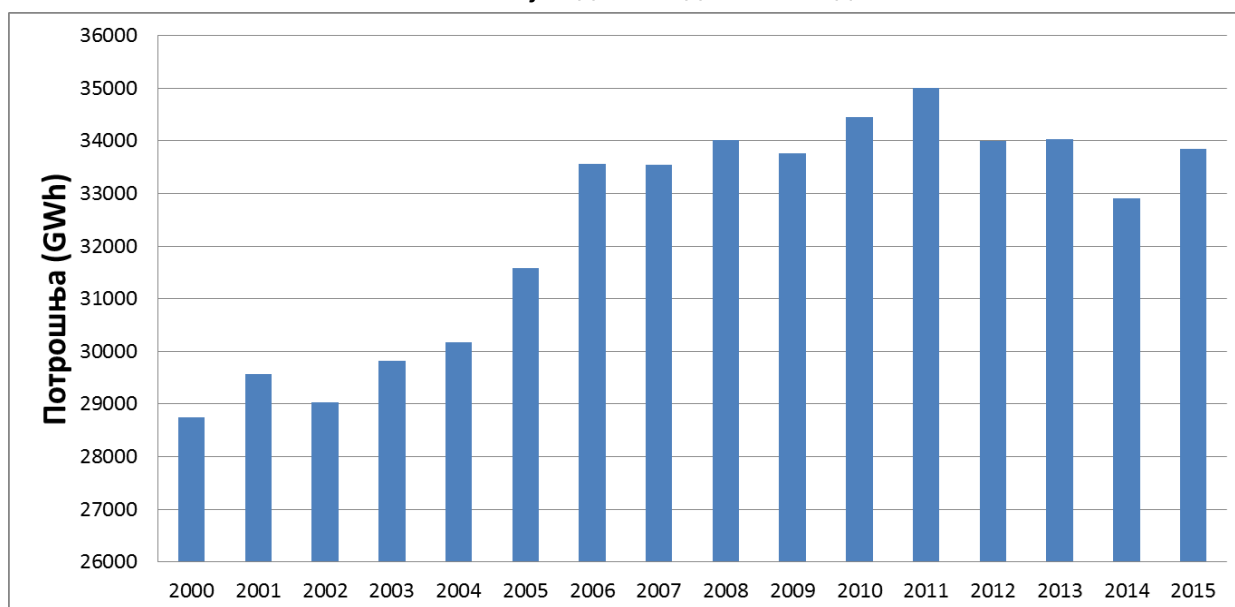
## 2.2 Србија без Косова и Метохије

### 2.2.1 Прогноза годишње потрошње електричне енергије

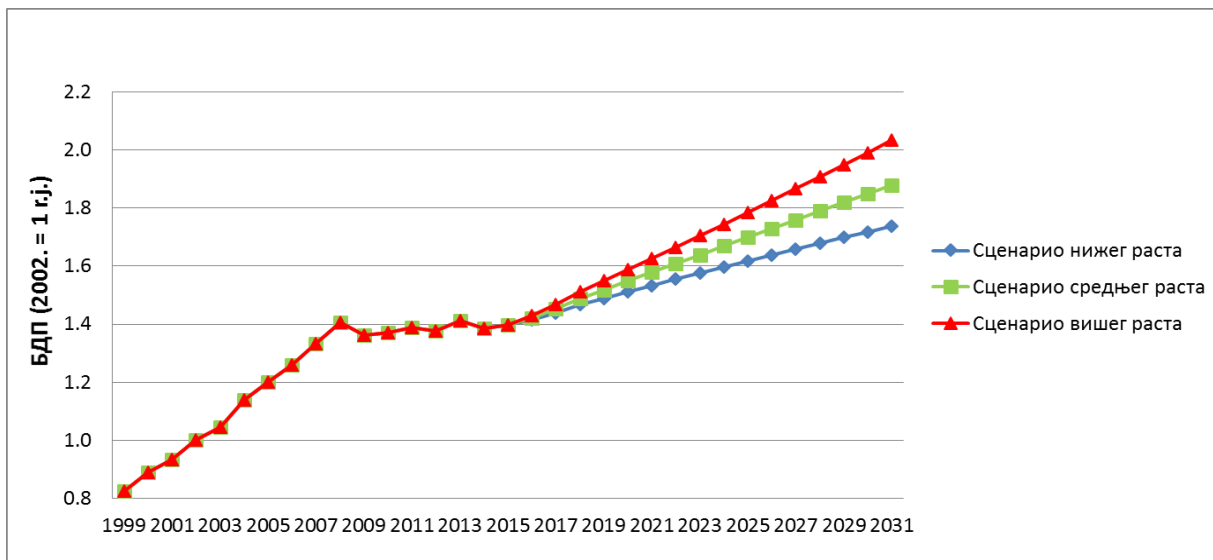
Све прогнозе су урађене и за конзум Републике Србије без Косова и Метохије.

На слици 2.12 су приказане остварене вредности годишње потрошње електричне енергије Републике Србије без Косова и Метохије, у периоду од 2000. до 2015. године. Са слике се може видети да је потрошња имала тенденцију раста до 2011. године, а да након тога њена вредност опада до нивоа који је имала 2014. године (око 32,9 TWh). 2015. године је забележен благи раст потрошње у односу на 2014. годину (33,8 TWh). Процентуално годишње повећање потрошње у периоду од 2000. до 2011. године, износило је 1,98 %. Од 2011. до 2015. године, годишња стопа промене потрошње је износила -3,3 %. 2015. године, потрошња је, у односу на 2014. годину порасла за 2,85 %. Посматрајући цео период за који су доступни подаци (2000. – 2015. година), потрошња електричне енергије је просечно расла стопом од 1,13 % годишње.

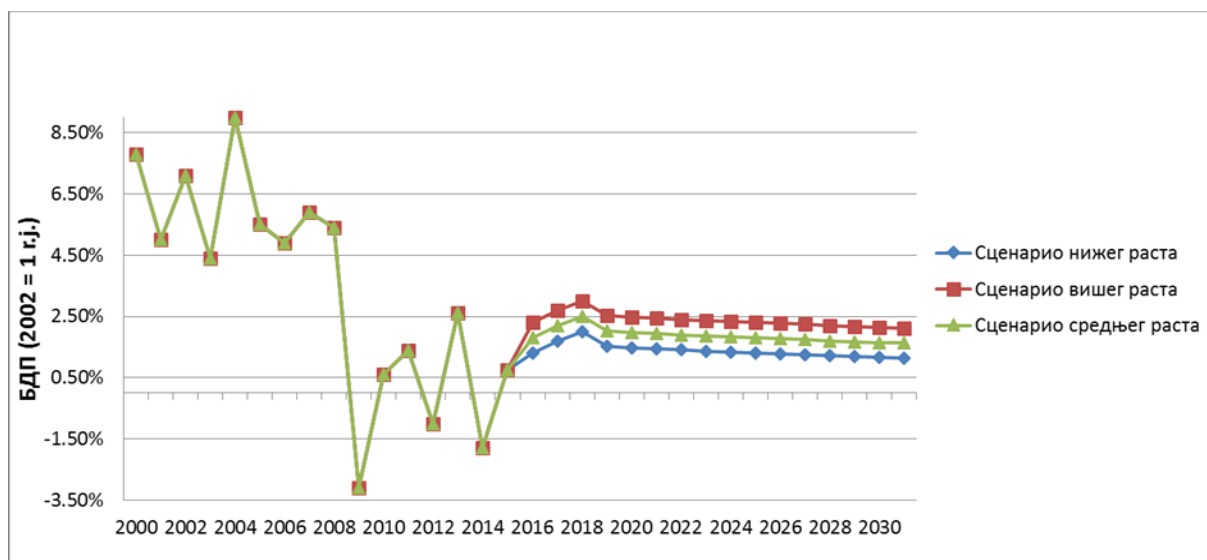
**Слика 2.12:** Историјске вредности остварене потрошње Републике Србије без Косова и Метохије од 2000. до 2015. године



Прогноза БДП-а до 2018. године за Републику Србију без Косова и Метохије је преузета са сајта међународног монетарног фонда (IMF – *International Monetary Fund*). Прогноза БДП-а до 2031. године је добијена помоћу линеарне регресије, а коришћене су вредности од 1999. до 2018. године. Резултати показују да је, у односу на базну 2002., прогнозирани пораст БДП-а до 2026. године 73 %, а до 2031., 87,9 %. Ова прогноза је названа „сценарио средњег раста“. Прогнозе су извршене за још два сценарија и то „сценарио нижег раста“ и „сценарио вишег раста“. Према сценарију нижег раста, пораст БДП-а до 2026. године је 63,8 %, а до 2031., 73,7 %. Према сценарију вишег раста, пораст БДП-а до 2026. године је 82,48 %, а до 2031., 103,3 %. Резултати прогноза пораста БДП-а су приказани на сликама 2.13 и 2.14.

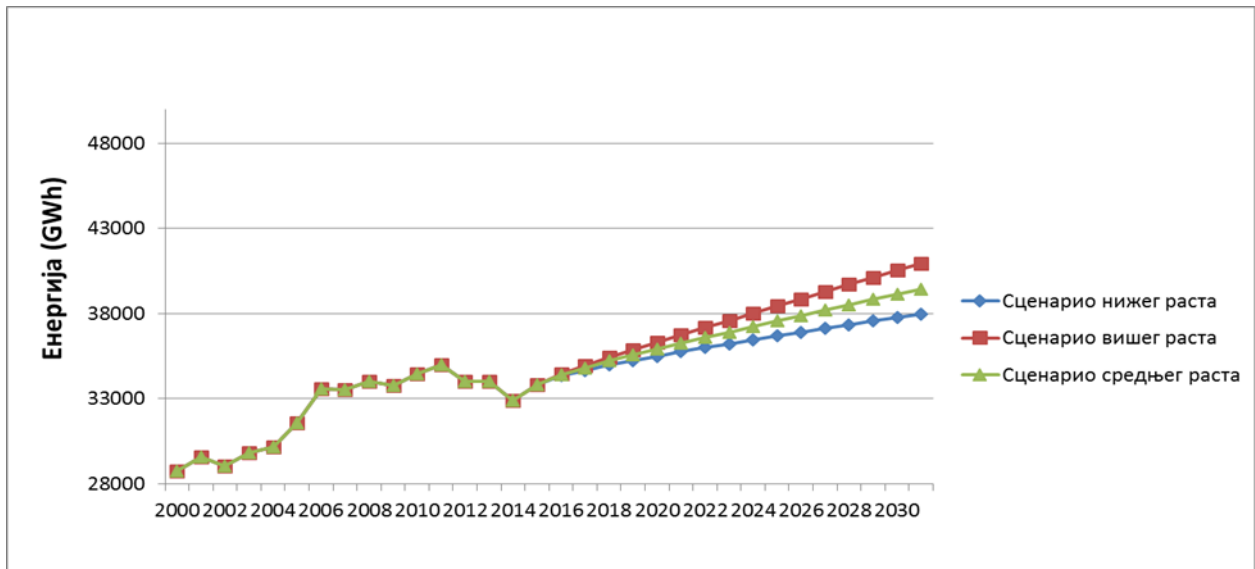


**Слика 2.13:** Прогноза бруто домаћег производа Републике Србије без Косова и Метохије до 2031. године по сценаријима

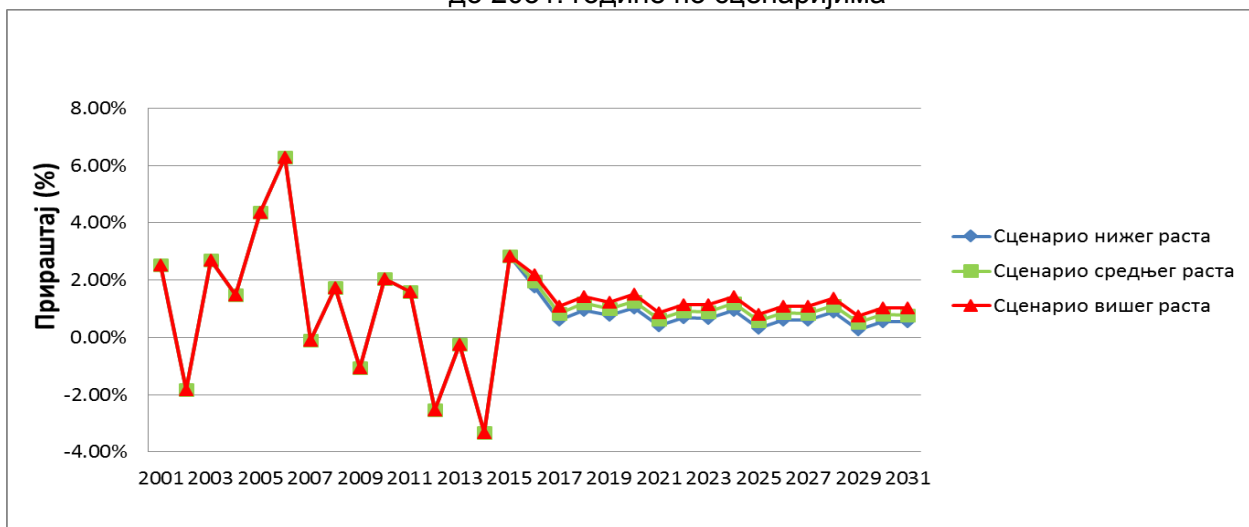


**Слика 2.14:** Прогноза годишњег прираста бруто домаћег производа Републике Србије без Косова и Метохије до 2031. године по сценаријима

Након извршене прогнозе БДП-а, урађена је прогноза годишње потрошње електричне енергије Републике Србије. Процена коефицијената из формуле (2.1) је извршена вишеструком линеарном регресијом над подацима о оствареној потрошњи електричне енергије и БДП-а у периоду од 2001. до 2015. године, за који су одговарајући подаци били доступни. Добијени нови коефицијенти регресије су се затим искористили за прогнозу раста потрошње по три, раније поменута, сценарија. Резултати прогнозе су приказани на сликама 2.15 и 2.16.



**Слика 2.15:** Прогноза потрошње електричне енергије Републике Србије без Косова и Метохије до 2031. године по сценаријима

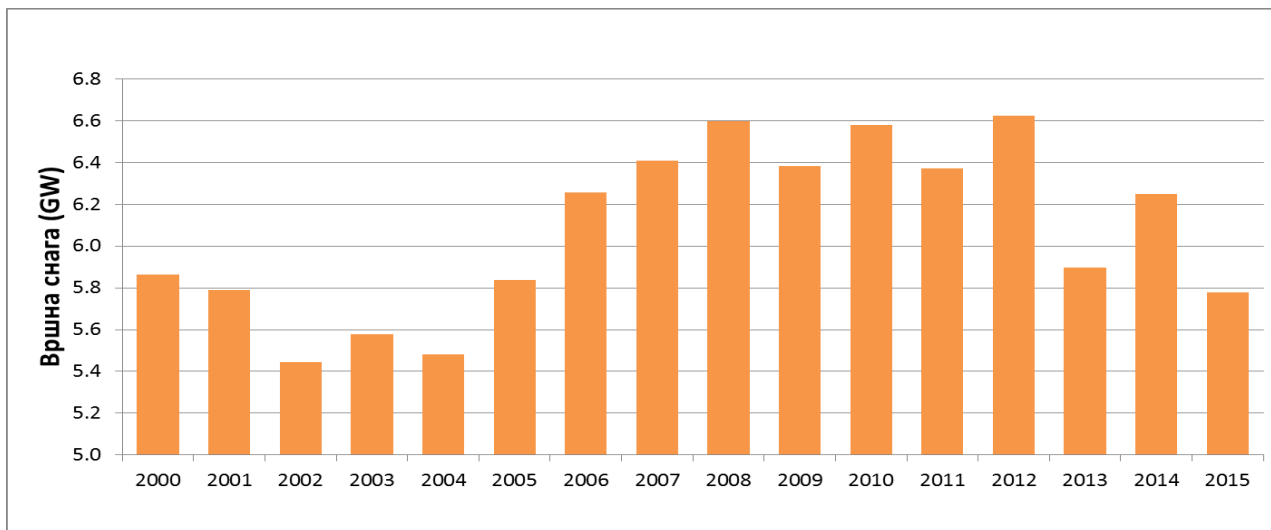


**Слика 2.16:** Годишњи прираштај потрошње електричне енергије Републике Србије без Косова и Метохије до 2031. године по сценаријима са уваженом преступном годином

### 2.2.2. Прогноза годишње вршне снаге

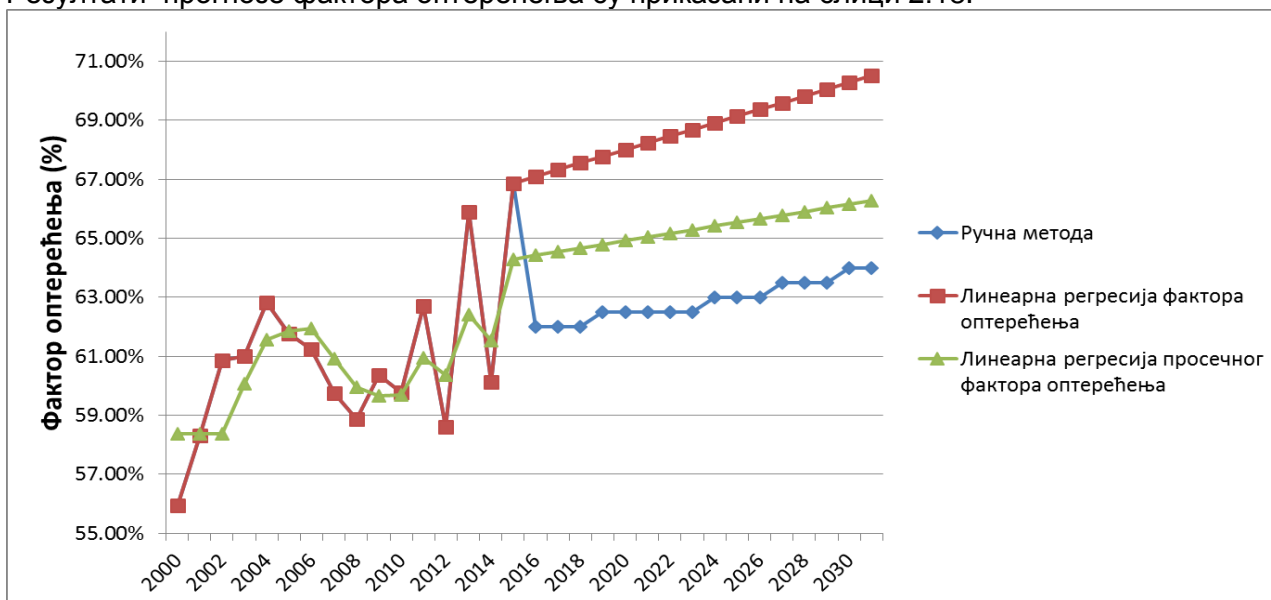
Прогноза годишње вршне снаге за Републику Србију без Косова и Метохије је извршена на исти начин као у поглављу 2.1.2., користећи фактор оптерећења. На слици 2.17 су приказане историјске вредности вршне снаге за период 2000. до 2015. година. Са слике се види да је највећа вредност вршне снаге достигнута 2012. године и износила је 6622 MW. 2015. године, остварена вредност вршне снаге је износила 5777 MW.





**Слика 2.17:** Остварене вредности вршне снаге ЕЕС Републике Србије без Косова и Метохије за период 2000. – 2015. године

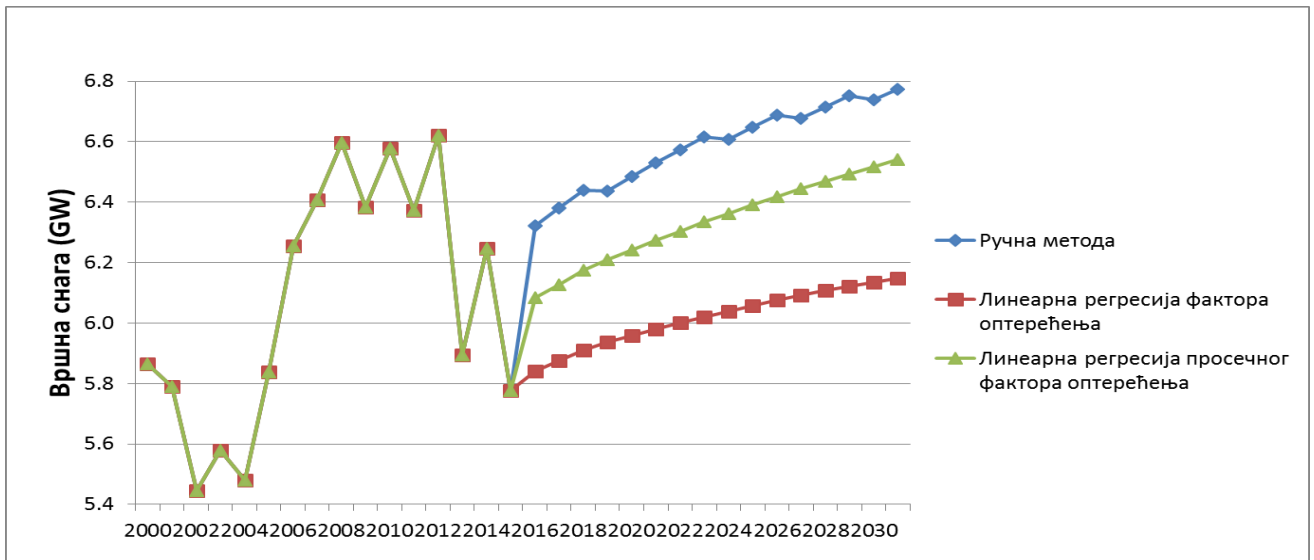
Резултати прогнозе фактора оптерећења су приказани на слици 2.18.



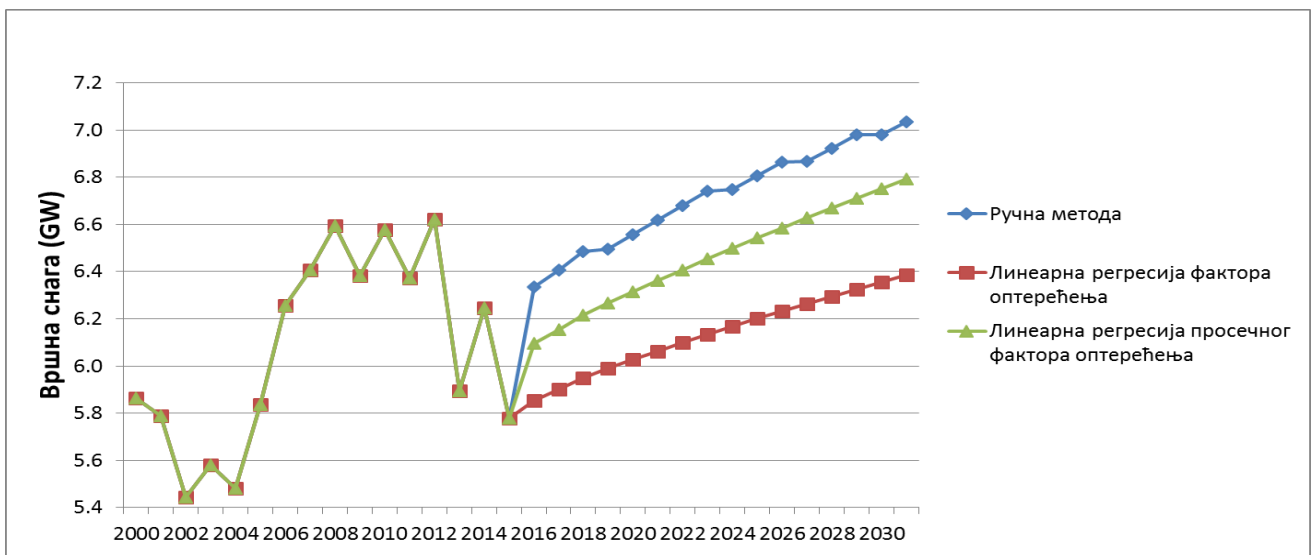
**Слика 2.18 –** Прогноза фактора оптерећења ЕЕС Републике Србије без Косова и Метохије до 2031. године

Прогнозе фактора оптерећења показују да постоји тренд раста, у зависности од методе која је коришћена, до 2031. године, када ће вредности бити у опсегу од 63,83 % до 70,51 %. Вредност фактора оптерећења Републике Србије без Косова и Метохије за 2015. годину је, на основу доступних података, била 66,87 %.

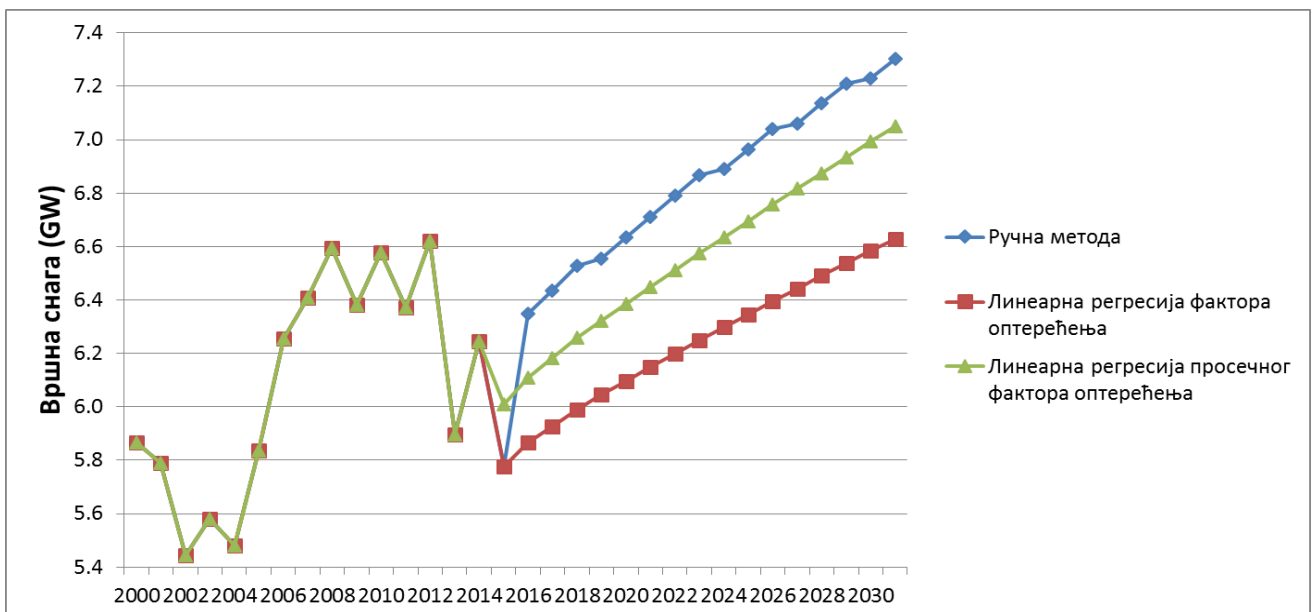
На основу прогнозе фактора оптерећења и годишње потрошње, извршена је прогноза годишње вршне снаге до 2031. године за сваки сценарио, а резултати су приказани на сликама 2.19 – 2.22.



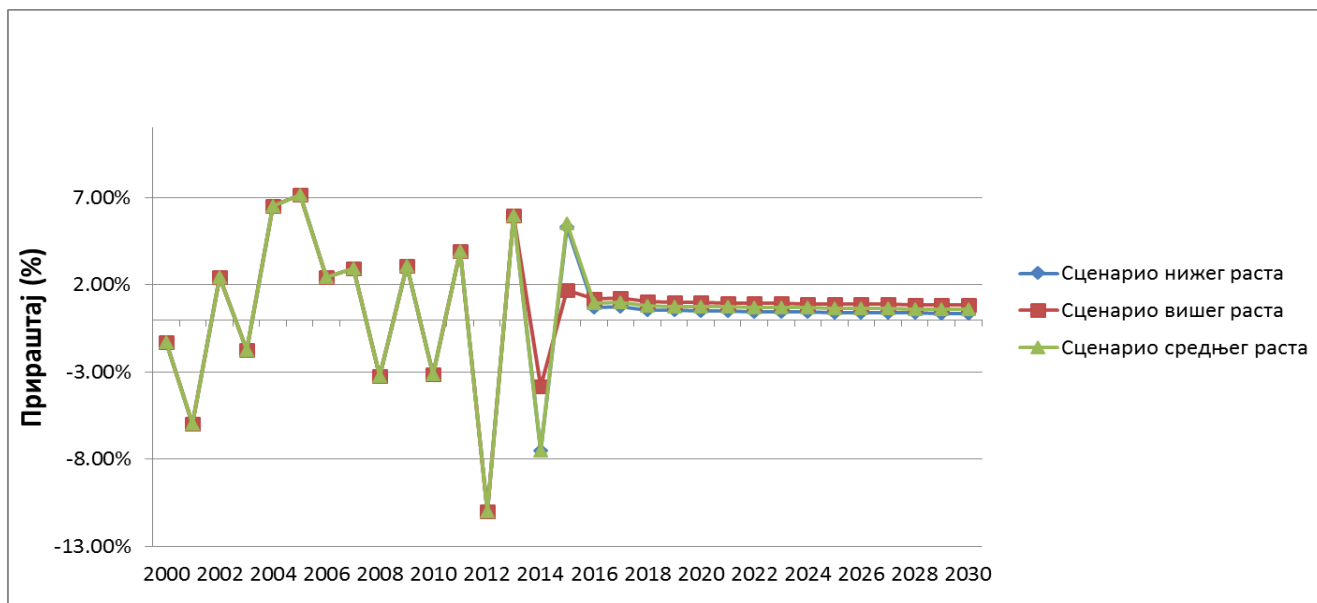
**Слика 2.19** - Прогноза вршне снаге Републике Србије без Косова и Метохије за сценарио нижег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења



**Слика 2.20** – Прогноза вршне снаге Републике Србије без Косова и Метохије за сценарио средњег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења



**Слика 2.21** – Прогноза вршне снаге Републике Србије без Косова и Метохије за сценарио вишег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења



**Слика 2.22** – Годишњи прираштај вршне снаге Републике Србије без Косова и Метохије по сценаријима за линеарну регресију просечног фактора оптерећења

### 3. Прилагођеност производње Републике Србије за период 2017. – 2031.

#### 3.1 Методологија прилагођености производње

За процену прилагођености производње користи се модификована методологија асоцијације ENTSO-E, за израду дугорочних извештаја прилагођености [5]. Пре него што буде објашњена, потребно је дати пар напомена и ограничења методологије. На првом месту, планирана динамика уласка у погон нових производних као и повлачење старих капацитета у власништву ЈП ЕПС је условљена бројним факторима као што су: примена европских директива, стратешка партнерства, финансирање, економска оправданост и др. Поред тога ова процена прилагођености је у суштини детерминистичког карактера и бави се снагама у одређеним временским тренуцима у току једне године. Према томе, оваквом анализом могуће је сагледати баланс између производње и потрошње у смислу активних снага у одређеним, критичним, режимима у току године али не и енергије у неком временском интервалу (нпр. годишњем). Имајући то у виду потребно је са опрезом приступити резултатима овог сагледавања и њиховој интерпретацији.

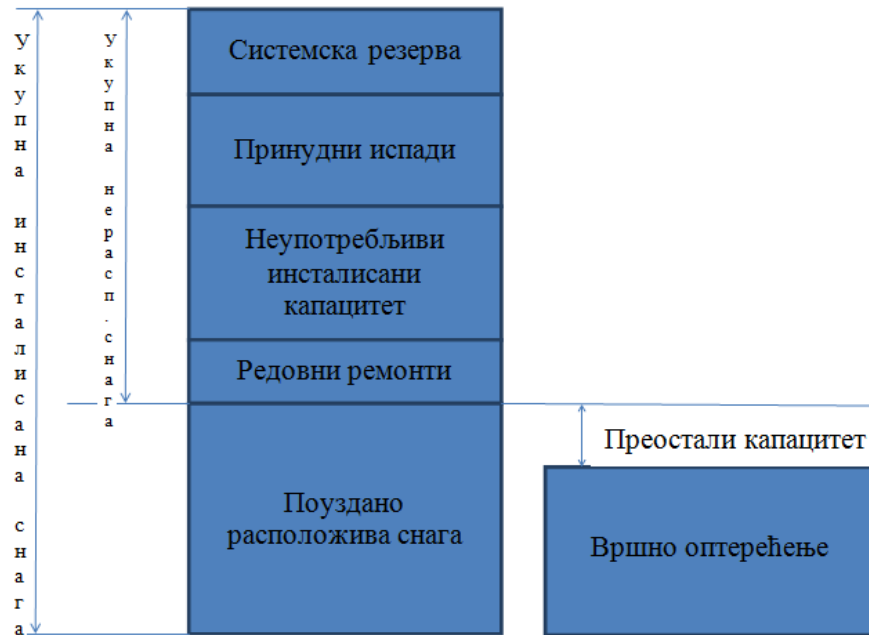
Сигурност снабдевања проверава се за два режима:

1. Режим зимског максимума
2. Режим летњег максимума

Баланс активне снаге, који је у основи ове методологије, као резултат даје следеће параметре, помоћу којих се процењује прилагођеност производње:

- 1) Поуздано расположива снага
- 2) Преостали производни капацитет

Веза између ових величина и осталих које улазе у ову анализу је приказана на слици 3.1.



Слика 3.1 - Графички приказ методологије прилагођености производње

**Укупна инсталисана снага** је дата на прагу преносног система и заснива се на подацима који су међусобно усаглашени између ЈП ЕМС и ЈП ЕПС, а који се користе за израду Плана развоја ЕЕС. Поред ових података, укупна инсталисана снага садржи и производне капацитете који неће бити у власништву ЈП ЕПС, а који су сагледани у десетогодишњем Плану развоја преносног система.

**Резерва за системске услуге** је снага која треба да омогући одржавање сигурности напајања на одређеном нивоу. Ова снага је одређена као збир резерве за секундарну и терцијарну регулацију које су дефинисане у Правилима о раду преносног система [2]. Минимални опсег секундарне регулације је 160 MW, док је минимални износ терцијарне регулације 300 MW (за позитивну резерву тј. повећање производње), коју треба да обезбеде производне јединице у регулационој области ЈП ЕМС.

**Принудни испади** представљају нерасположиву снагу која је последица непланираних испада производних капацитета. Вредности ове снаге су добијене коришћењем просечне стопе принудних испада за поједине производне технологије (ТЕ на лигнит, ТЕ-ТО, хидро јединице итд.).

**Неупотребљиви инсталисани капацитет** представља производни капацитет који не може да буде у погону из различитих разлога: капитални ремонти блокова, ограничења у преносној мрежи, ограничена расположивост примарног горива итд. Највећи део овог капацитета, потиче од неискористиве снаге ветроелектрана и последица је стохастичке природе производње електричне енергије из ових извора.

**Редовни ремонти** представљају неупотребљиви капацитет услед редовних годишњих одржавања производних блокова. Производни капацитети који ће бити у ремонту у периоду који је предмет ове анализе, су добијени од стране ЈП ЕПС.

**Поуздано расположива снага** представља разлику између укупне инсталисане и нерасположиве снаге. То је део инсталисане снаге у електроенергетском систему који је у сваком тренутку расположив за напајање потрошње.

**Вршно оптерећење** представља максималну снагу оптерећења за одређену сезону у току године (у овој анализи посматрају се зимски и летњи период). Вршна снага за зимски период по годинама, која се користи у овој анализи, добијена је на начин који је објашњен у другом

поглављу овог документа. Вршна снага за летњи период, добијена је на основу прогнозираних сатних оптерећења за посматрани временски период.

**Преостали (производни) капацитет** представља део инсталисаног капацитета који се може користити за покривање неочекиваних варијација потрошње у референтном временском тренутку. Израчунава се као разлика **поуздано расположиве снаге** и **вршног оптерећења** за посматрани део године. Ова величина је мера прилагођености производње и у сваком тренутку би требало да буде позитивна.

**Прекогранични преносни капацитет** представља укупни преносни капацитет (увозни или извозни) на свим интерконекцијама једног система.

### 3.2 Сценарији развоја производних капацитета

Приликом процене прилагођености производње, анализирају се два сценарија развоја производње у Републици Србији:

- Сценарио реалистичног развоја производње
- Сценарио конзервативног развоја производње

У сценарију реалистичног развоја производње, за године уласка у погон нових производних капацитета су узете оне добијене од стране ЈП ЕПС. Претпостављено је да ветроелектране Чибук и Пландиште улазе у погон 2016. године, док остале ветроелектране улазе у погон 2017 и 2018. године. Ове године представљају званичан податак од инвеститора и сагледаће се у реалистичном сценарију. У конзервативном сценарију, године уласка у погон ветроелектрана су померене. Планирани производни капацитети на територији Косова и Метохије су преузети из документа за прилагођеност производње Косовске Електроенергетске Корпорације (КЕК) [8], као и документа за План развоја Косовског оператора преносног система (КОСТТ) [7], а коришћен је конзервативни сценарио развоја производње.

Године уласка у погон нових капацитета за реалистични сценарио су следеће:

- ТЕ-ТО Панчево - 2019. година;
- ТЕ Костолац Б блок бр. 3 2021. година;
- Блок 1 у ТЕ Косово Ц - 2022. године;
- Блок 2 у ТЕ Косово Ц - 2022. године;
- РХЕ Бистрица – 2027. године;
- ТЕ-ТО Нови Сад – 2027. године;
- Нова ТЕ на подручју Косова и Метохије и ХЕ Жур - 2027. година;

У наредном периоду требало да изађу из погона следећи производни капацитети:

- ТЕ-ТО Зрењанин, 2017. године,
- ТЕ-ТО Нови Сад, 2019. године,
- Потпуни излазак из погона ТЕ Косово А се очекује 2022. године;
- На основу преговора о примени европских директива за велика ложишта требало би да из погона изађу:
  - (2017. године) ТЕ Колубара А1, ТЕ Колубара А2
  - (2020. године) ТЕ Колубара А3
  - (2022. године) ТЕ Колубара А5, ТЕ Морава

У сценарију конзервативног развоја производних капацитета, претпостављено је да неће доћи до изградње РХЕ Бистрица, ТЕ-ТО Нови Сад и ХЕ Жур. Разлози могу бити многобројни. на пример, с обзиром да у тренутној економској ситуацији Република Србија нема средстава да самостално инвестира у нове производне капацитете, потребно је ући у стратешко партнерство са иностраним компанијама и добити повољне кредитне услове за такве инвестиције. Друго,

сама изградња производних капацитета може да се временски продужи због потреба издавања великог броја дозвола, као и ограничених финансијских средстава. Ово су само неки од разлога који показују да је оправдано претпоставити и неке друге сценарије развоја производње и, у складу са њима, анализирати баланс између производње и потрошње.

У овом сценарију извршено је следеће померање година уласка у погон неких производних капацитета:

- Улазак у погон првих ветрогенератора је планиран за 2019. годину и то ВЕ Чибук, ВЕ Пландиште, ВЕ Алибунар, ВЕ Алибунар 1, ВЕ Кошава и ВЕ Ковачица;
- Нова ТЕ-ТО Нови Сад и РХЕ Бистрица се неће изградити до 2030 године;
- ХЕ Жур и нова ТЕ на Косову и Метохији се неће изградити до 2030. године

Што се тиче изласка из погона производних јединица, претпостављене су исте године као и у претходном сценарију.

Вршно зимско и летње оптерећење је исто у оба посматрана сценарија, тј. претпостављено је да одлагање уласка у погон неких електрана, нема утицаја на прогнозирану потрошњу електричне енергије.

### **3.3 Резултати анализе прилагођености производње са Косовом и Метохијом**

Резултати анализе прилагођености са Косовом и Метохијом су приказани у табелама 3.1 – 3.4., као и на сликама 3.2 – 3.5.

Као што је већ напоменуто, за неупотребљиви инсталисани капацитет је узет један део капацитета ветроелектрана. Пошто је производња из ових извора променљива, у обзир су узете историјске вредности фактора оптерећења за нашу земљу. Овај фактор је дефинисан као однос произведене енергије једне електране у одређеном периоду и укупне енергије коју би она произвела ако би константно била у погону. Множењем средњих вредности ових фактора и инсталисаног капацитета ветроелектрана, може се добити снага која се поуздано може искористити за покривање вршних оптерећења.

Приликом процене будућих прекограничних капацитета, водило се рачуна да ће двоструки интерконективни далековод 400 kV Панчево – Решица (Румунија) ући у погон 2018. године. Нове интерконекције са Босном и Херцеговином (400 kV далековод Б. Башта – Вишеград) и са Црном Гором (400 kV далековод ХЕ Бајина Башта – Пљевља) су предвиђене 2023. (једна „тројка“ далековод) и након 2025. године (друга „тројка“ далековод). Претпостављено је да улазак ових преносних капацитета подиже расположиви преносни капацитет од 600 MW зими и 500 MW лети за дупли 400 kV далековод и 400 MW и 300 MW за једноструки 400 kV далековод, за зиму и лето респективно. За постојећи расположиви прекогранични капацитет узете су средње зимске или летње месечне вредности НТС-а из годишњег техничког извештаја ЕМС-а за 2015. годину, у зависности од тога да ли је рађена анализа за режим зимског или летњег вршног оптерећења.

Слике 3.2 и 3.3, приказују преостале производне капацитете за режиме зимског и летњег врха респективно, за сценарио реалистичног развоја производње.

На графику на слици 3.2, може се уочити да ће Република Србија имати позитивну вредност преосталог производног капацитета у зимским вршним режимима, сем у 2017. и 2020. години, где су вредности овог показатеља негативне и износе -145 и -68 MW респективно.

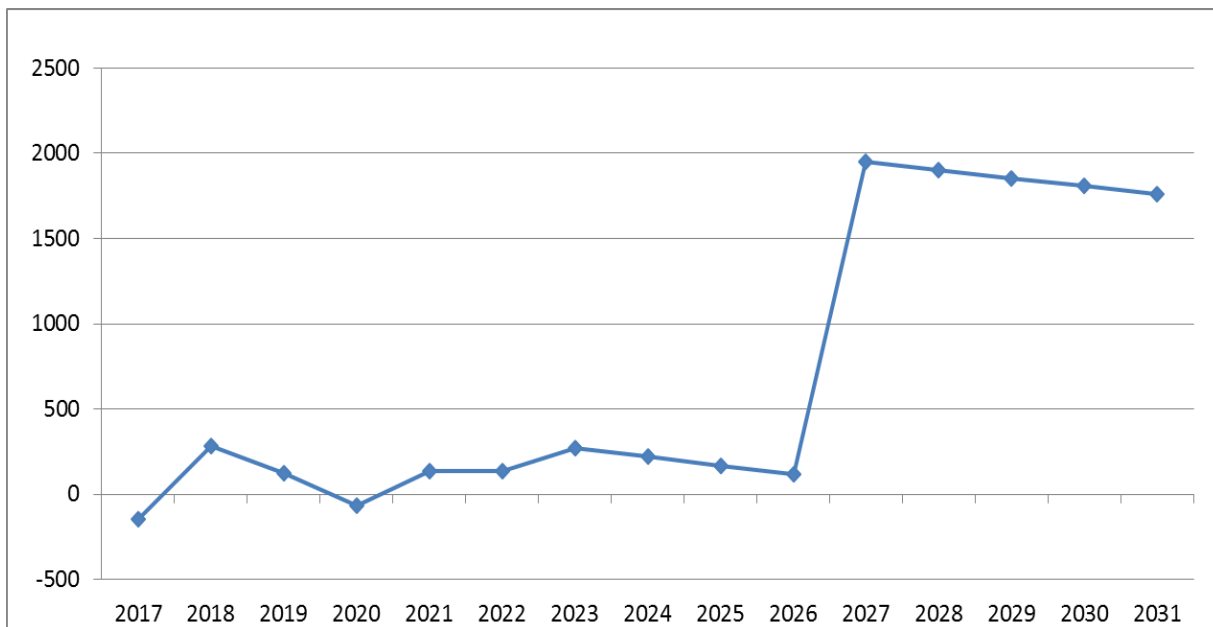
**Табела 3.2. Прилагођеност производње за летњи врх за период 2017. – 2031. – реалистичан сценарио**

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031		
<b>Термоелектране</b>	ПЕНТ А	1616.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4		
	ПЕНТ Б	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302		
	Костолп Б - Дромпо	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640		
	Костолп А	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281		
	Колубара	152	152	152	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	Морава	90	90	90	90	90	90	0	0	0	0	0	0	0	0		
	Косово А	432	432	432	288	144	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	Косово Б	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520		
	Косово Ц	0	0	0	0	0	300	600	600	600	600	600	600	600	600		
	Укупно (MW)	5033.4	5060.4	5060.4	4864.4	5040.4	5096.4	5306.4	5306.4	5306.4	5306.4	5306.4	5306.4	5306.4	5306.4		
	ТЕ-ТО Нови Сад	140	140	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	ТЕ-ТО Зрењанин	40	40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	ТЕ-ТО Панчево	0	0	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140		
	Гас (MW)	180	180	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140		
	Укупно ТЕ (MW)	5213.4	5240.4	5200.4	5004.4	5180.4	5236.4	5446.4	5446.4	5446.4	5446.4	5446.4	5446.4	5446.4	5446.4		
<b>Хидроелектране</b>	ХЕ Војлап 1	1129	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140		
	ХЕ Бајина Башта	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4		
	ХЕ Војлап 2	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270		
	ХЕ Зворник	106.35	112.7	119.05	125.4	125.4	125.4	125.4	125.4	125.4	125.4	125.4	125.4	125.4	125.4		
	ХЕ Потпеш	54	54	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67		
	Прогноне ХЕ (MW)	1981.75	1999.1	2018.45	2024.8	2024.8	2024.8	2024.8	2024.8	2024.8	2024.8	2024.8	2024.8	2024.8	2024.8		
	ХЕ Кокин Брод	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5		
	ХЕ Вистрица	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7		
	ХЕ Власина	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16		
	ХЕ Увац	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36		
	ХЕ Црног	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80		
	ХЕ Лумбарди (КлМ)	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35		
	ХЕ Газводе	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35		
	Акумулационе ХЕ (MW)	449.36	449.36	449.36	449.36	449.36	449.36	449.36	449.36	449.36	449.36	449.36	449.36	449.36	449.36		
	РХЕ Б. Башта	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614		
Укупно ХЕ (MW)	3045.11	3062.46	3081.81	3088.16	3088.16	3088.16	3088.16	3088.16	3088.16	3088.16	3088.16	3088.16	3088.16	3088.16			
<b>Ветроелектране</b>	ВЕ Џибук	0	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5		
	ВЕ Планиште	0	0	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102		
	ВЕ Алибунар	0	0	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42		
	ВЕ Кошава	0	0	68	68	117	117	117	117	117	117	117	117	117	117		
	ВЕ Алибунар 1	0	0	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99		
	ВЕ Алибунар 2	0	0	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75		
	ВЕ Ковачица	0	0	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5		
	ВЕ Бела Агта	0	0	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8		
	ВЕ Криваца	0	0	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3		
	Укупно ВЕ (MW)	0	0	574	871.1	920.1	920.1	920.1	920.1	920.1	920.1	920.1	920.1	920.1	920.1		
	<b>Укупна инсталациона снага (MW) (A)</b>	Укупна инсталациона снага (MW) (A)	8259	8303	8856	8964	9189	9245	9455	9455	9455	9455	9455	9455	9455	9455	
		Неупотребљиви инсталисани капацитет (MW) (B)	Неупотребљиви инсталисани капацитет (MW) (B)	0	0	421	639	674	674	674	674	674	674	674	674	674	674
			Резерва за системске услуге (MW) (C)	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460
			Резерва за системске услуге (MW) (D)	204	25	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Привули испали (MW) (E)	Укупна нерасположива снага (MW) (F=B+C+D+E)	518	520	462	445	410	415	432	432	432	432	432	432	432	432
Поуздано расположива снага (MW) (G=A-F)			1182	1005	1368	1543	1545	1549	1566	1566	1566	1566	1566	1566	1566	1566	
Вршно отпремење (MW) (H)			7077	7297	7488	7420	7644	7696	7889	7889	7889	7889	7889	7889	7889	7889	
Преостали производни капацитет (MW) (G-H)		Преостали производни капацитет (MW) (G-H)	7291	7363	7424	7481	7536	7590	7644	7696	7748	7799	7848	7897	7946	7993	
		Преостали производни капацитет преносни капацитет (MW)	-214	-66	64	-61	108	106	245	193	141	90	41	-8	-57	-104	
		Преостали производни капацитет преносни капацитет (MW)	3970	3970	4570	4570	4570	4570	4970	4970	4970	5370	5370	5370	5370		
Укупно		4340	4340	4940	4940	4940	4940	5340	5340	5340	5740	5740	5740	5740	5740		

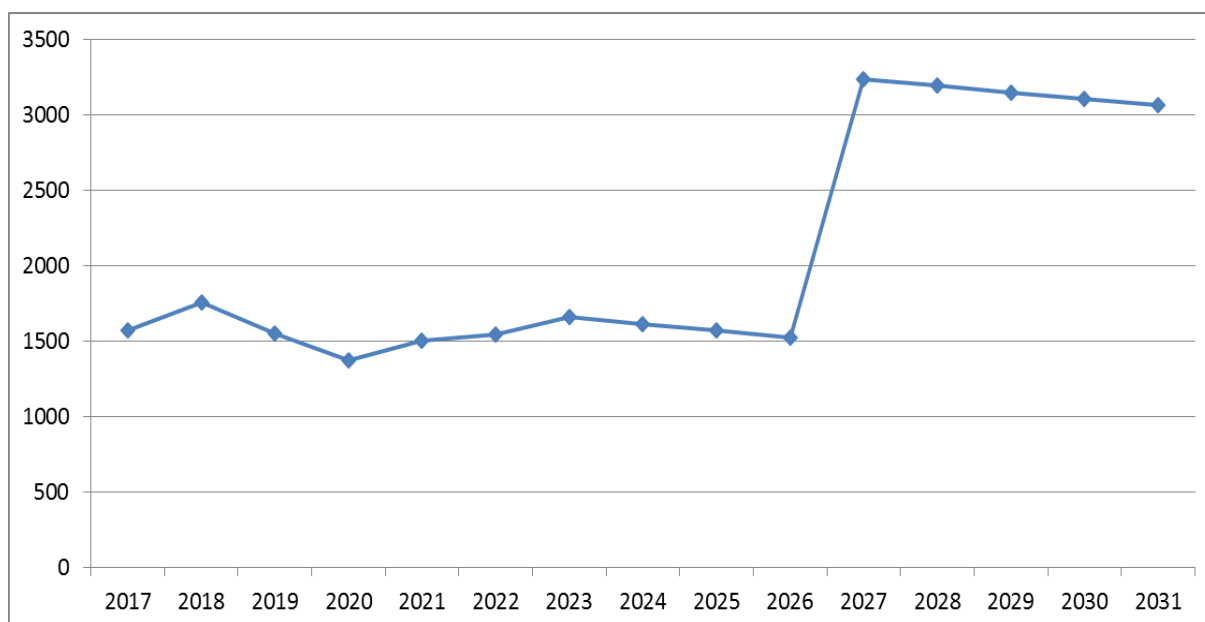
**Табела 3.4: Прилагођеност производње за летњи врх за период 2017. – 2031. – конзервативни сценарио**

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<b>Термоелектране</b>	1616.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4
ПЕНТ А	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302
Костопац Б - Дрино	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640
Костопац А	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281
Колубара	152	152	152	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Морава	90	90	90	90	90	90	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Косово А	432	432	432	288	144	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Косово Б	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520
Косово Ц	0	0	0	0	0	300	600	600	600	600	600	600	600	600	600
<b>Дигитал (MW)</b>	<b>5033.4</b>	<b>5060.4</b>	<b>4864.4</b>	<b>5040.4</b>	<b>5040.4</b>	<b>5096.4</b>	<b>5306.4</b>	<b>5306.4</b>	<b>5306.4</b>	<b>5306.4</b>	<b>5306.4</b>	<b>5306.4</b>	<b>5306.4</b>	<b>5306.4</b>	<b>5306.4</b>
ТЕ-ТО Нови Сад	208	208	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ТЕ-ТО Зрењанин	40	40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ТЕ-ТО Пачино	0	0	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
<b>Гас (MW)</b>	<b>248</b>	<b>248</b>	<b>140</b>	<b>140</b>	<b>140</b>	<b>140</b>	<b>140</b>	<b>140</b>	<b>140</b>	<b>140</b>	<b>140</b>	<b>140</b>	<b>140</b>	<b>140</b>	<b>140</b>
<b>Укупно ТЕ (MW)</b>	<b>5281.4</b>	<b>5308.4</b>	<b>5200.4</b>	<b>5004.4</b>	<b>5180.4</b>	<b>5236.4</b>	<b>5446.4</b>	<b>5446.4</b>	<b>5446.4</b>	<b>5446.4</b>	<b>5446.4</b>	<b>5446.4</b>	<b>5446.4</b>	<b>5446.4</b>	<b>5446.4</b>
ХЕ Ђерапап 1	1126	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140
ХЕ Бајина Башта	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4
ХЕ Ђерапап 2	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270
ХЕ Зворник	106.35	112.7	119.05	125.4	125.4	125.4	125.4	125.4	125.4	125.4	125.4	125.4	125.4	125.4	125.4
ХЕ Потпич	54	54	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67
<b>Проточне ХЕ (MW)</b>	<b>1978.75</b>	<b>1999.1</b>	<b>2018.45</b>	<b>2024.8</b>	<b>2024.8</b>	<b>2024.8</b>	<b>2024.8</b>	<b>2024.8</b>	<b>2024.8</b>	<b>2024.8</b>	<b>2024.8</b>	<b>2024.8</b>	<b>2024.8</b>	<b>2024.8</b>	<b>2024.8</b>
ХЕ Копап Брод	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5
ХЕ Быстрица	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7
ХЕ Власина	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16
ХЕ Увац	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
ХЕ Пирот	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
ХЕ Главоле	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
ХЕ Лумбарди (Кам)	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
<b>Акмулационе ХЕ (MW)</b>	<b>449.36</b>	<b>449.36</b>	<b>449.36</b>	<b>449.36</b>	<b>449.36</b>	<b>449.36</b>	<b>449.36</b>	<b>449.36</b>	<b>449.36</b>	<b>449.36</b>	<b>449.36</b>	<b>449.36</b>	<b>449.36</b>	<b>449.36</b>	<b>449.36</b>
РХЕ Б. Башта	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614
<b>Резервоарне ХЕ (MW)</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>
<b>Укупно ХЕ (MW)</b>	<b>3042.11</b>	<b>3062.46</b>	<b>3081.81</b>	<b>3088.16</b>	<b>3088.16</b>	<b>3088.16</b>	<b>3088.16</b>	<b>3088.16</b>	<b>3088.16</b>	<b>3088.16</b>	<b>3088.16</b>	<b>3088.16</b>	<b>3088.16</b>	<b>3088.16</b>	<b>3088.16</b>
ВЕ Чибук	0	0	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5
ВЕ Пландште	0	0	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102
ВЕ Албунар	0	0	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
ВЕ Кошава	0	0	68	68	117	117	117	117	117	117	117	117	117	117	117
ВЕ Албунар 1	0	0	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99
ВЕ Албунар 2	0	0	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
ВЕ Ковачица	0	0	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5
ВЕ Бела Анга	0	0	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8
ВЕ Кршача	0	0	0	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3
<b>Укупно ВЕ (MW)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>649</b>	<b>871.1</b>	<b>920.1</b>	<b>920.1</b>	<b>920.1</b>	<b>920.1</b>	<b>920.1</b>	<b>920.1</b>	<b>920.1</b>	<b>920.1</b>	<b>920.1</b>	<b>920.1</b>	<b>920.1</b>
<b>Укупна инсталациона снага (MW) (A)</b>	<b>8324</b>	<b>8371</b>	<b>8931</b>	<b>8964</b>	<b>9189</b>	<b>9245</b>	<b>9455</b>	<b>9455</b>	<b>9455</b>	<b>9455</b>	<b>9455</b>	<b>9455</b>	<b>9455</b>	<b>9455</b>	<b>9455</b>
Неупотребљиви инсталациони капацитет (MW) (B)	0	0	543	729	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770
Резерва за системске услуге (MW) (C)	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460
Ремонти (MW) (D)	792	796	780	751	777	785	817	817	817	817	817	817	817	817	817
Привидни испад (MW) (E)	447	449	443	383	353	357	371	371	371	371	371	371	371	371	371
<b>Укупна нерасположива снага (MW) (F=B+C+D+E)</b>	<b>1699</b>	<b>1706</b>	<b>2226</b>	<b>2323</b>	<b>2360</b>	<b>2372</b>	<b>2418</b>	<b>2418</b>	<b>2418</b>	<b>2418</b>	<b>2418</b>	<b>2418</b>	<b>2418</b>	<b>2418</b>	<b>2418</b>
Поуздано расположива снага (MW) (G=A-F)	6624	6665	6705	6641	6829	6872	7037	7037	7037	7037	7037	7037	7037	7037	7037
Вршно оптерећење (MW) (H)	5096	5154	5205	5253	5300	5347	5393	5438	5483	5528	5572	5615	5658	5700	5743
<b>Преостали производни капацитет (MW) (G-H)</b>	<b>1528</b>	<b>1511</b>	<b>1500</b>	<b>1388</b>	<b>1529</b>	<b>1525</b>	<b>1644</b>	<b>1599</b>	<b>1554</b>	<b>1509</b>	<b>1465</b>	<b>1422</b>	<b>1379</b>	<b>1337</b>	<b>1294</b>
Прекогранични преносни капацитет (MW)	3740	3740	4200	4240	4240	4240	4540	4840	4840	4840	4840	4840	4840	4840	4840
Расположиви извозни капацитет (MW)	3470	3470	3970	3970	3970	3970	4270	4270	4270	4270	4270	4570	4570	4570	4570

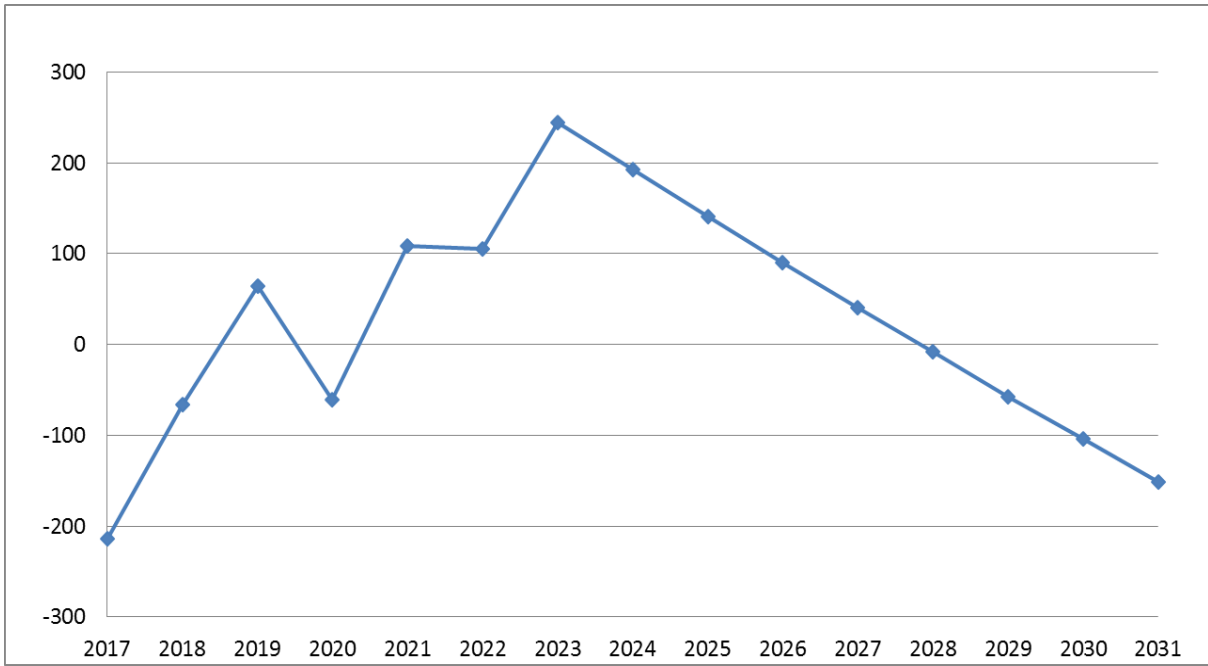




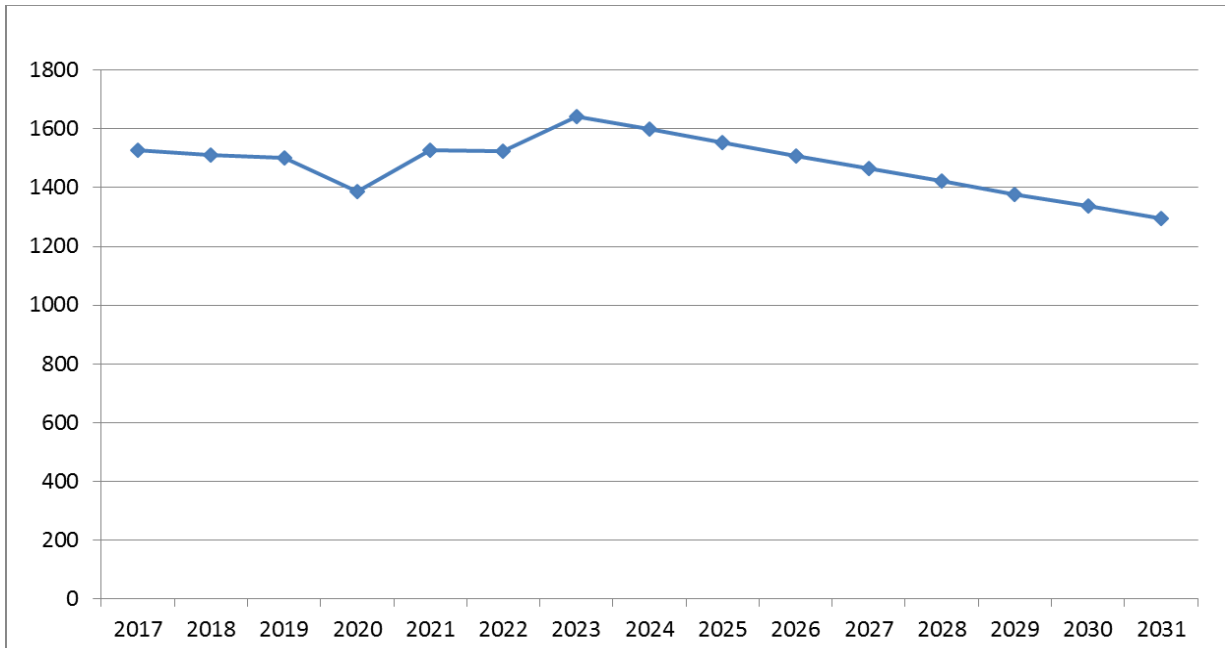
**Слика 3.2:** Преостали производни капацитет (MW) за режим зимског врха – реалистичан сценарио



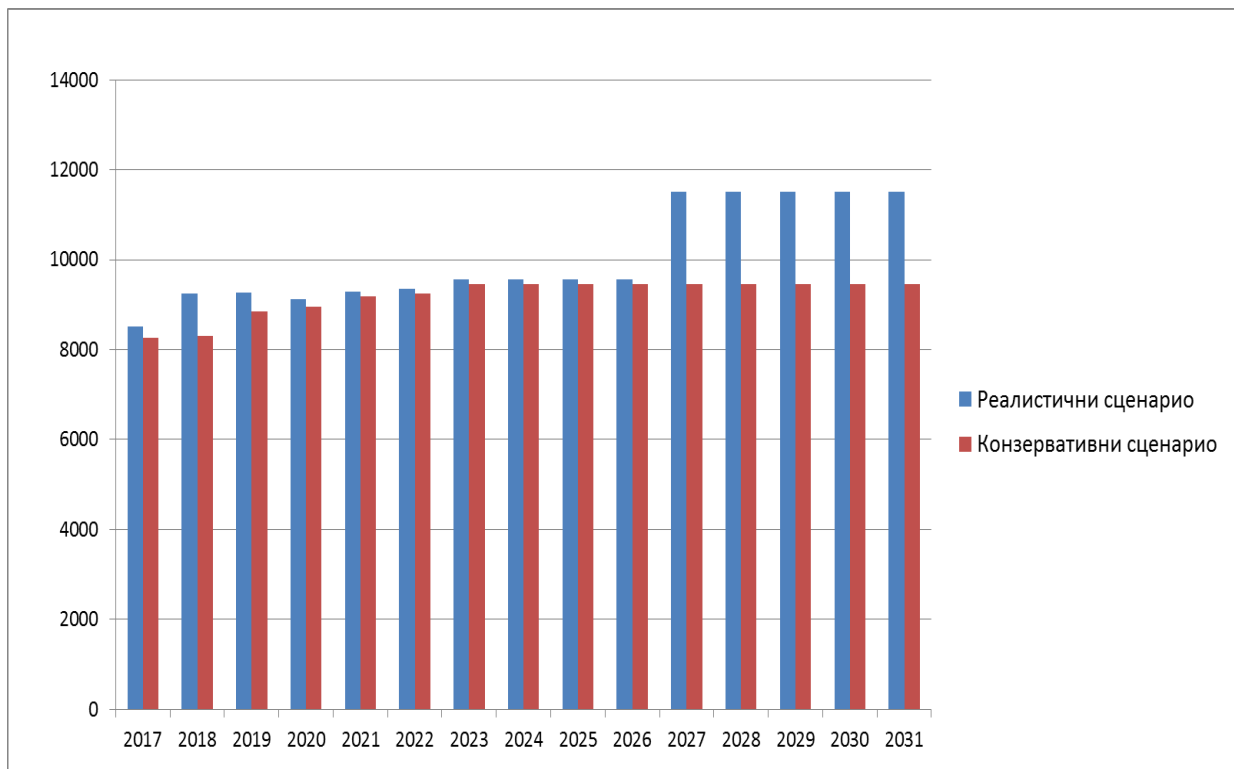
**Слика 3.3:** Преостали производни капацитет (MW) за режим летњег врха – реалистичан сценарио



**Слика 3.4:** Преостали производни капацитет (MW) за режим зимског врха – конзервативни сценарио



**Слика 3.5:** Преостали производни капацитет (MW) за режим летњег врха – конзервативни сценарио



**Слика 3.6:** Укупна инсталисана снага производних капацитета – оба сценарија

Режим летњег максимума карактеришу редовни ремонти производних блокова, али и ниже вредности конзума у односу на зимске услове, па је стога и ситуација у вези прилагођености производње релаксирана. Вредности преосталог производног капацитета, ни у једној години за разматрани период нису испод 1250 MW, што се може видети на слици 3.5. У зависности од ситуације на регионалном тржишту електричне енергије, могућ је и извоз пошто је расположива довољна количина преносног капацитета (велике вредности расположивог извозног капацитета).

На сликама 3.4 и 3.5 је приказан преостали производни капацитет за режим зимског и летњег врха за сценарио конзервативног развоја производње. Као што је и очекивано, у овом сценарију је ситуација нешто тежа, па је преостали производни капацитет негативан у 2017., 2020. и у периоду 2028. – 2031. година. У овим периодима се очекује увоз електричне енергије.

Режим летњег максимума није критичан ни у овом сценарију, а вредности преосталог производног капацитета се крећу у распону од 1294 до 1644 MW (слика 3.5).

На слици 3.6 су упоредно приказане вредности инсталисаних производних капацитета по годинама, за два дефинисана сценарија. Највећа разлика укупне инсталисане снаге за реалистични односно конзервативни сценарио уочава се у периоду од 2027. до 2031. године.

### 3.4 Резултати анализе прилагођености производње без Косова и Метохије

Резултати анализе прилагођености без производних јединица на територији Косова и Метохије су приказани у табелама 3.5 – 3.8., као и на сликама 3.7 – 3.11.

У реалистичном сценарију преостали производни капацитет за Србију без КиМ је позитиван за цео период посматрања (табела 3.5 и слика 3.7). Овај резултат указује да, за прогнозирану потрошњу, у зимским вршним режимима Србија без КиМ неће имати потребу за увозом електричне енергије. Наравно, овај закључак важи уколико нема непланираних кварова великих генераторских јединица.

У конзервативном сценарију, ситуација је слична као и у реалистичном сценарију. Током целог периода од 2017. – 2031. године, преостали производни капацитет ће бити позитиван. Његове вредности се крећу у распону од 31 до 637 MW за режим зимског врха и од 1130 до 1683 MW за режим летњег врха (табеле 3.7 и 3.8).

Режим летњег врха није критичан са аспекта прилагођености производње ни у реалистичном ни у конзервативном сценарију.

При анализама је коришћено оптерећење уже Србије (без КиМ) за посматране режиме.

**Табела 3.5: Прилагођеност производње за зимски врх без КиМ за период 2017. – 2031. – реалистичан сценарио**

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<b>Термоелектране</b>	1616.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4
ПЕНТ А	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302
Костопац Б - Дрмно	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640
Костопац А	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281
Колубара	152	152	152	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Морва	90	90	90	90	90	90	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Лигнит (МВт)</b>	<b>4081.4</b>	<b>4108.4</b>	<b>4108.4</b>	<b>4056.4</b>	<b>4376.4</b>	<b>4276.4</b>	<b>4186.4</b>	<b>4186.4</b>	<b>4186.4</b>	<b>4186.4</b>	<b>4186.4</b>	<b>4186.4</b>	<b>4186.4</b>	<b>4186.4</b>	<b>4186.4</b>
ТЕ-ТО Нови Сад	140	140	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ТЕ-ТО Зрењанин	40	40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ТЕ-ТО Нови Сад (нова)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	440	440	440	440	440
ТЕ-ТО Панчево	0	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
<b>Гас (МВт)</b>	<b>180</b>	<b>320</b>	<b>140</b>	<b>140</b>	<b>140</b>	<b>140</b>	<b>140</b>	<b>140</b>	<b>140</b>	<b>140</b>	<b>580</b>	<b>580</b>	<b>580</b>	<b>580</b>	<b>580</b>
<b>Укупно ТЕ (МВт)</b>	<b>4261.4</b>	<b>4428.4</b>	<b>4248.4</b>	<b>4196.4</b>	<b>4516.4</b>	<b>4416.4</b>	<b>4326.4</b>	<b>4326.4</b>	<b>4326.4</b>	<b>4326.4</b>	<b>4766.4</b>	<b>4766.4</b>	<b>4766.4</b>	<b>4766.4</b>	<b>4766.4</b>
ХЕ Ђерап 1	1129	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140
ХЕ Бајина Башта	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4
ХЕ Ђерап 2	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270
ХЕ Зворник	106.35	112.7	119.05	125.4	125.4	125.4	125.4	125.4	125.4	125.4	125.4	125.4	125.4	125.4	125.4
ХЕ Потрех	54	54	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67
<b>Проточне ХЕ (МВт)</b>	<b>1981.75</b>	<b>1999.1</b>	<b>2018.45</b>	<b>2024.8</b>	<b>2024.8</b>	<b>2024.8</b>	<b>2024.8</b>	<b>2024.8</b>	<b>2024.8</b>	<b>2024.8</b>	<b>2024.8</b>	<b>2024.8</b>	<b>2024.8</b>	<b>2024.8</b>	<b>2024.8</b>
ХЕ Ковин Брод	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5
ХЕ Биштра	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7
ХЕ Власица	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16
ХЕ Увац	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
ХЕ Парог	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
ХЕ Газводе	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
<b>Акмулационе ХЕ (МВт)</b>	<b>414.36</b>	<b>414.36</b>	<b>414.36</b>	<b>414.36</b>	<b>414.36</b>	<b>414.36</b>	<b>414.36</b>	<b>414.36</b>	<b>414.36</b>	<b>414.36</b>	<b>414.36</b>	<b>414.36</b>	<b>414.36</b>	<b>414.36</b>	<b>414.36</b>
РХЕ Б. Башта	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614
РХЕ Биштра	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	700	700	700	700	700
<b>Ревизибилне ХЕ (МВт)</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>1314</b>	<b>1314</b>	<b>1314</b>	<b>1314</b>	<b>1314</b>
<b>Укупно ХЕ (МВт)</b>	<b>3010.11</b>	<b>3027.46</b>	<b>3046.81</b>	<b>3053.16</b>	<b>3053.16</b>	<b>3053.16</b>	<b>3053.16</b>	<b>3053.16</b>	<b>3053.16</b>	<b>3053.16</b>	<b>3753.16</b>	<b>3753.16</b>	<b>3753.16</b>	<b>3753.16</b>	<b>3753.16</b>
<b>Ветроелектране</b>	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5
ВЕ Чибук	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102
ВЕ Плашште	0	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
ВЕ Алибунар	0	68	68	117	117	117	117	117	117	117	117	117	117	117	117
ВЕ Кошава	0	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99
ВЕ Алибунар 1	0	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
ВЕ Алибунар 2	0	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5
ВЕ Ковачица	0	0	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
ВЕ Костопац	0	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8
ВЕ Бела Анга	0	0	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3
ВЕ Кривача	0	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
ВЕ Новице Воле	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Укупно ВЕ (МВт)</b>	<b>260.5</b>	<b>812.8</b>	<b>976.1</b>	<b>1025.1</b>	<b>1025.1</b>	<b>1025.1</b>	<b>1025.1</b>	<b>1025.1</b>	<b>1025.1</b>	<b>1025.1</b>	<b>1025.1</b>	<b>1025.1</b>	<b>1025.1</b>	<b>1025.1</b>	<b>1025.1</b>
<b>Укупна инсталациона снага (МВт) (А)</b>	<b>7532</b>	<b>8269</b>	<b>8271</b>	<b>8275</b>	<b>8595</b>	<b>8495</b>	<b>8405</b>	<b>8405</b>	<b>8405</b>	<b>8405</b>	<b>9545</b>	<b>9545</b>	<b>9545</b>	<b>9545</b>	<b>9545</b>
Неупотрељиви инсталисани капацитет (МВт) (В)	191	596	715	751	751	751	751	751	751	751	751	751	751	751	751
Резерва за системске услуге (МВт) (С)	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460
Ремонти (МВт) (Д)	204	25	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Привулицибилна (МВт) (Е)	423	436	418	413	357	349	342	342	342	342	364	364	364	364	364
<b>Укупна нерасположива снага (МВт) (F=B+C+D+E)</b>	<b>1277</b>	<b>1517</b>	<b>1618</b>	<b>1624</b>	<b>1569</b>	<b>1561</b>	<b>1553</b>	<b>1553</b>	<b>1553</b>	<b>1553</b>	<b>1575</b>	<b>1575</b>	<b>1575</b>	<b>1575</b>	<b>1575</b>
<b>Потпуно расположива снага (МВт) (G=A-F)</b>	<b>6255</b>	<b>6751</b>	<b>6653</b>	<b>6651</b>	<b>7026</b>	<b>6934</b>	<b>6851</b>	<b>6851</b>	<b>6851</b>	<b>6851</b>	<b>7969</b>	<b>7969</b>	<b>7969</b>	<b>7969</b>	<b>7969</b>
Вршно отпређење (МВт) (H)	6154	6216	6266	6314	6361	6407	6453	6498	6542	6585	6628	6670	6711	6752	6792
<b>Преостали производни капацитет (МВт) (G-H)</b>	<b>101</b>	<b>535</b>	<b>387</b>	<b>337</b>	<b>665</b>	<b>527</b>	<b>398</b>	<b>353</b>	<b>309</b>	<b>268</b>	<b>1341</b>	<b>1299</b>	<b>1258</b>	<b>1177</b>	<b>1177</b>
Преостали производни капацитет (МВт) (I)	3970	3970	3970	3970	3970	3970	3970	3970	3970	3970	3970	3970	3970	3970	3970
Расположиви увозни капацитет	4340	4340	4340	4340	4340	4340	4340	4340	4340	4340	4340	4340	4340	4340	4340
Расположиви извозни капацитет	4340	4340	4340	4340	4340	4340	4340	4340	4340	4340	4340	4340	4340	4340	4340

**Табела 3.6:** Прилагођеност производње за летњи врх без КиМ за период 2017. – 2031. – реалистичан сценарио

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<b>Термоелектране</b>	1616.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4
ТЕНТ А	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302
ТЕНТ Б	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640
Костопан Б - Дрмно	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281
Костопан А	152	152	152	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Колубара	90	90	90	90	90	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Морана	4081.4	4108.4	4108.4	4056.4	4376.4	4276.4	4186.4	4186.4	4186.4	4186.4	4186.4	4186.4	4186.4	4186.4	4186.4
Лигнит (МВ)	208	208	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ТЕ-ТО Нови Сад	40	40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ТЕ-ТО Зрењанин	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	440	440	440	440	440
ТЕ-ТО Нови Сад (нова)	0	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
ТЕ-ТО Панчево	248	388	140	140	140	140	140	140	140	140	140	580	580	580	580
Гас (МВ)	4329.4	4496.4	4248.4	4196.4	4516.4	4416.4	4326.4	4326.4	4326.4	4326.4	4766.4	4766.4	4766.4	4766.4	4766.4
<b>Укупно ТЕ (МВ)</b>	1126	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140
ХЕ Вераџан 1	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4
ХЕ Бајина Башта	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270
ХЕ Вераџан 2	106.35	112.7	119.05	125.4	125.4	125.4	125.4	125.4	125.4	125.4	125.4	125.4	125.4	125.4	125.4
ХЕ Зворник	54	54	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67
ХЕ Потпећ	1978.8	1999.1	2018.45	2024.8	2024.8	2024.8	2024.8	2024.8	2024.8	2024.8	2024.8	2024.8	2024.8	2024.8	2024.8
<b>Проточне ХЕ (МВ)</b>	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5
ХЕ Ковачица	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7
ХЕ Бистраница	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16
ХЕ Власина	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
ХЕ Увац	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
ХЕ Пирот	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
ХЕ Галиште	414.36	414.36	414.36	414.36	414.36	414.36	414.36	414.36	414.36	414.36	414.36	414.36	414.36	414.36	414.36
<b>Акмулационе ХЕ (МВ)</b>	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614
РХЕ Б. Башта	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
РХЕ Бишаница	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614
<b>Резервационе ХЕ (МВ)</b>	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614
<b>Укупно ХЕ (МВ)</b>	3007.1	3027.46	3046.81	3053.16	3053.16	3053.16	3053.16	3053.16	3053.16	3053.16	3753.16	3753.16	3753.16	3753.16	3753.16
<b>Ветроелектране</b>	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5
ВЕ Чибук	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102
ВЕ Планиште	0	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
ВЕ Албушвар	0	68	68	117	117	117	117	117	117	117	117	117	117	117	117
ВЕ Кошава	0	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99
ВЕ Албушвар 1	0	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
ВЕ Албушвар 2	0	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5
ВЕ Ковачица	0	0	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
ВЕ Костопан	0	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8
ВЕ Бела Анга	0	0	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3
ВЕ Кривача	0	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
ВЕ Ипшње Боне	260.5	812.8	976.1	1025.1	1025.1	1025.1	1025.1	1025.1	1025.1	1025.1	1025.1	1025.1	1025.1	1025.1	1025.1
<b>Укупно ВЕ (МВ)</b>	7597	8337	8271	8275	8595	8495	8405	8405	8405	8405	9545	9545	9545	9545	9545
<b>Укупна инсталациона снага (МВ) (А)</b>	218	680	817	858	858	858	858	858	858	858	858	858	858	858	858
Неутрофељиви инсталациони капацитет (МВ) (В)	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460
Резерва за системске услуге (МВ) (С)	649	674	637	629	677	662	649	649	649	649	649	649	649	649	649
Ремонти (МВ) (Д)	1693	2192	2275	2303	2341	2281	2261	2261	2261	2261	2344	2344	2344	2344	2344
<b>Укупна нерасположива снага (МВ) (Е=В+С+Д+Е)</b>	5904	6145	5997	5971	6254	6214	6144	6144	6144	6144	7201	7201	7201	7201	7201
<b>Укупна расположива снага (МВ) (Г=А-Е)</b>	4409	4462	4506	4550	4592	4634	4676	4717	4758	4799	4839	4879	4919	4958	4997
Вршно летње отпређење (МВ) (Н)	1495	1683	1491	1421	1662	1580	1468	1427	1386	1345	2362	2322	2282	2243	2204
<b>Преостали производни капацитет (МВ) (О=Н)</b>	3740	3740	3740	3740	3740	3740	3740	3740	3740	3740	3740	3740	3740	3740	3740
Преостали уколини капацитет	3470	3470	3470	3470	3470	3470	3470	3470	3470	3470	3470	3470	3470	3470	3470
Преостали извозни капацитет	3470	3470	3470	3470	3470	3470	3470	3470	3470	3470	3470	3470	3470	3470	3470

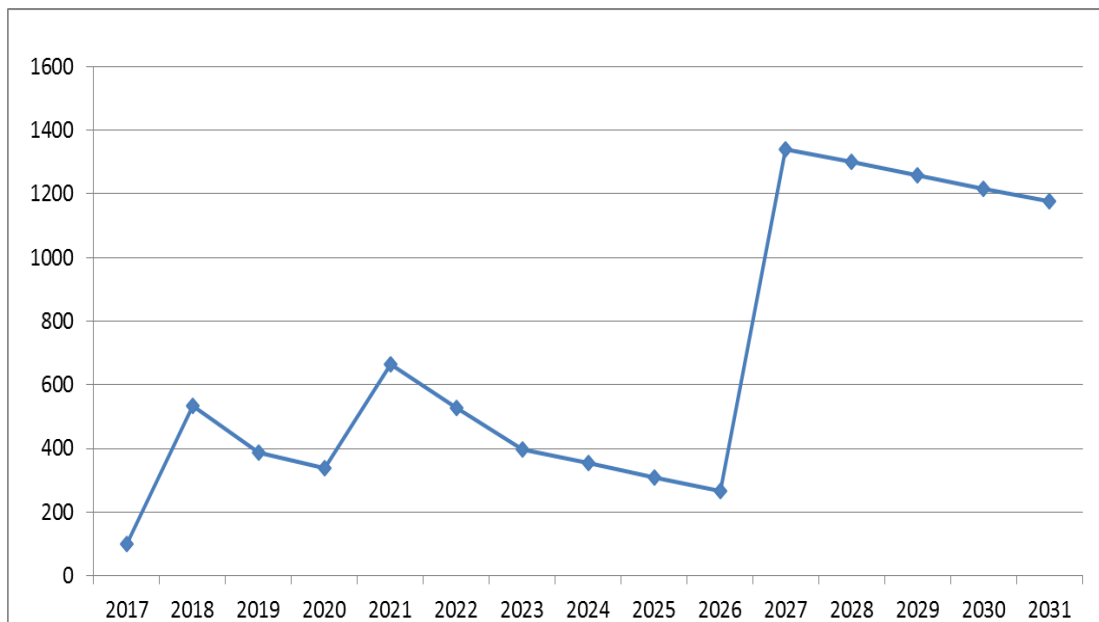
**Табела 3.7: Прилагођеност производње за зимски врх без КиМ за период 2017. – 2031. – конзервативни сценарио**

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
<b>Термоелектране</b>	ТЕНТ А	1616.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4
	ТЕНТ Б	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302
	Костопац Б - Дрино	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640
	Костопац А	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281
	Колубара	152	152	152	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Морава	90	90	90	90	90	90	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Дигит (MW)	4081.4	4108.4	4108.4	4056.4	4376.4	4276.4	4186.4	4186.4	4186.4	4186.4	4186.4	4186.4	4186.4	4186.4	4186.4
	ТЕ-ТО Нови Сад	140	140	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ТЕ-ТО Зренянини	40	40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ТЕ-ТО Пачево	0	0	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
<b>Гас (MW)</b>	<b>180</b>	<b>180</b>	<b>140</b>	<b>140</b>	<b>140</b>	<b>140</b>	<b>140</b>	<b>140</b>	<b>140</b>	<b>140</b>	<b>140</b>	<b>140</b>	<b>140</b>	<b>140</b>	<b>140</b>	
<b>Укупно ТЕ (MW)</b>	<b>4261.4</b>	<b>4288.4</b>	<b>4248.4</b>	<b>4196.4</b>	<b>4516.4</b>	<b>4416.4</b>	<b>4326.4</b>	<b>4326.4</b>	<b>4326.4</b>	<b>4326.4</b>	<b>4326.4</b>	<b>4326.4</b>	<b>4326.4</b>	<b>4326.4</b>	<b>4326.4</b>	
<b>Хидроелектране</b>	ХЕ Ђерапац 1	1129	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140
	ХЕ Бајина Башга	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4
	ХЕ Ђерапац 2	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270
	ХЕ Зворник	106.35	112.7	119.05	125.4	125.4	125.4	125.4	125.4	125.4	125.4	125.4	125.4	125.4	125.4	125.4
	ХЕ Потпећ	54	54	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67
	<b>Прогноне ХЕ (MW)</b>	<b>1981.75</b>	<b>1999.1</b>	<b>2018.45</b>	<b>2024.8</b>	<b>2024.8</b>	<b>2024.8</b>	<b>2024.8</b>	<b>2024.8</b>	<b>2024.8</b>	<b>2024.8</b>	<b>2024.8</b>	<b>2024.8</b>	<b>2024.8</b>	<b>2024.8</b>	<b>2024.8</b>
	ХЕ Кокин Брод	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5
	ХЕ Бистрица	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7
	ХЕ Влашина	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16
	ХЕ Увац	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
ХЕ Пирот	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	
ХЕ Гаврале	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	
<b>Акмулационе ХЕ (MW)</b>	<b>414.36</b>	<b>414.36</b>	<b>414.36</b>	<b>414.36</b>	<b>414.36</b>	<b>414.36</b>	<b>414.36</b>	<b>414.36</b>	<b>414.36</b>	<b>414.36</b>	<b>414.36</b>	<b>414.36</b>	<b>414.36</b>	<b>414.36</b>	<b>414.36</b>	
ХЕ Б. Башга	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	
<b>Резервационе ХЕ (MW)</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	
<b>Укупно ХЕ (MW)</b>	<b>3010.11</b>	<b>3027.46</b>	<b>3046.81</b>	<b>3053.16</b>	<b>3053.16</b>	<b>3053.16</b>	<b>3053.16</b>	<b>3053.16</b>	<b>3053.16</b>	<b>3053.16</b>	<b>3053.16</b>	<b>3053.16</b>	<b>3053.16</b>	<b>3053.16</b>	<b>3053.16</b>	
<b>Ветроелектране</b>	ВЕ Чибук	0	0	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5
	ВЕ Плациште	0	0	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102
	ВЕ Албунар	0	0	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
	ВЕ Копава	0	0	68	68	117	117	117	117	117	117	117	117	117	117	117
	ВЕ Албунар 1	0	0	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99
	ВЕ Албунар 2	0	0	0	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
	ВЕ Бела Анга	0	0	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5
	ВЕ Бела Анга	0	0	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8
	ВЕ Кривача	0	0	0	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3
	<b>Укупно ВЕ (MW)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>574</b>	<b>871.1</b>	<b>920.1</b>	<b>920.1</b>	<b>920.1</b>	<b>920.1</b>	<b>920.1</b>	<b>920.1</b>	<b>920.1</b>	<b>920.1</b>	<b>920.1</b>	<b>920.1</b>	<b>920.1</b>
<b>Укупна инсталисана снага (MW) (A)</b>	<b>7272</b>	<b>7316</b>	<b>7869</b>	<b>8121</b>	<b>8490</b>	<b>8300</b>	<b>8300</b>	<b>8300</b>	<b>8300</b>	<b>8300</b>	<b>8300</b>	<b>8300</b>	<b>8300</b>	<b>8300</b>	<b>8300</b>	
Неупотребљиви инсталисани капацитет (MW) (B)	0	0	421	639	674	674	674	674	674	674	674	674	674	674	674	
Резерва за системске услуге (MW) (C)	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	
Ремонти (MW) (D)	204	25	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Привудни исподи (MW) (E)	423	425	377	372	357	349	342	342	342	342	342	342	342	342	342	
<b>Укупна нерасположива снага (MW) (F=B+C+D+E)</b>	<b>1087</b>	<b>910</b>	<b>1283</b>	<b>1471</b>	<b>1492</b>	<b>1484</b>	<b>1476</b>	<b>1476</b>	<b>1476</b>	<b>1476</b>	<b>1476</b>	<b>1476</b>	<b>1476</b>	<b>1476</b>	<b>1476</b>	
<b>Позадано расположива снага (MW) (G=A-F)</b>	<b>6185</b>	<b>6406</b>	<b>6587</b>	<b>6650</b>	<b>6998</b>	<b>6906</b>	<b>6823</b>	<b>6823</b>	<b>6823</b>	<b>6823</b>	<b>6823</b>	<b>6823</b>	<b>6823</b>	<b>6823</b>	<b>6823</b>	
Вршно оптерећење (MW) (H)	6154	6216	6266	6314	6361	6407	6453	6498	6542	6585	6628	6670	6711	6752	6792	
<b>Преостали производни капацитет (MW) (G-H)</b>	<b>31</b>	<b>190</b>	<b>321</b>	<b>336</b>	<b>637</b>	<b>499</b>	<b>370</b>	<b>325</b>	<b>281</b>	<b>238</b>	<b>195</b>	<b>153</b>	<b>112</b>	<b>71</b>	<b>31</b>	
Преостали увозни капацитет	3970	3970	3970	3970	3970	3970	3970	3970	3970	3970	3970	3970	3970	3970	3970	
Преостали извозни капацитет (MW)	4340	4340	4340	4340	4340	4340	4340	4340	4340	4340	4340	4340	4340	4340	4340	

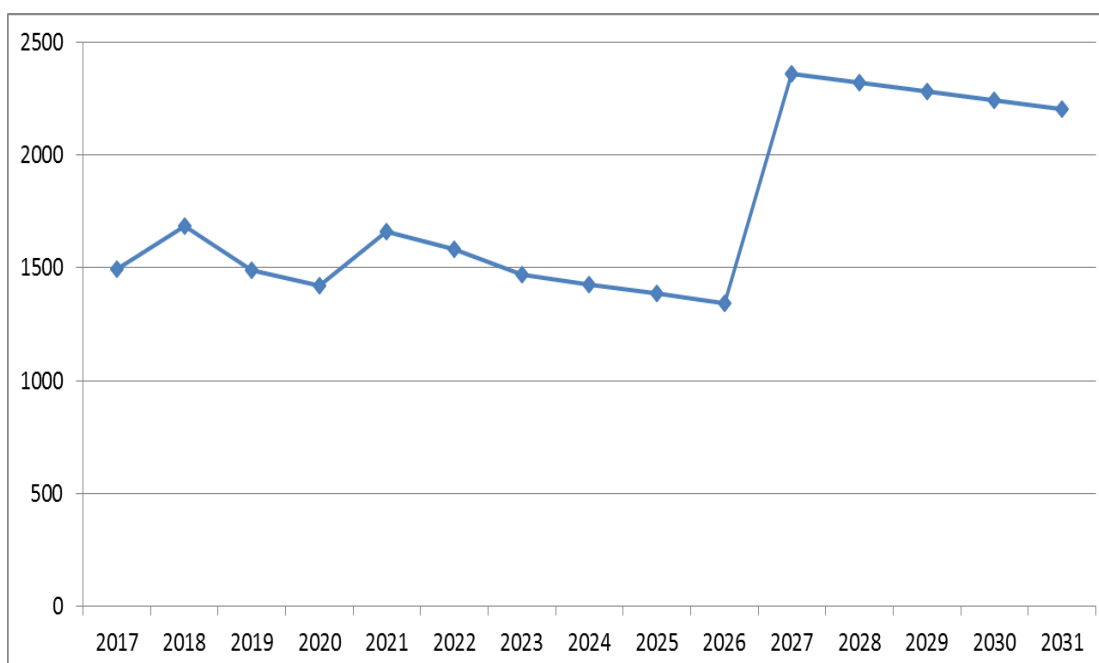
**Табела 3.8: Прилагођеност производње за летњи врх без КиМ за период 2017. – 2031. – конзервативни сценарио**

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<b>Термоелектране</b>															
ТЕНТ А	1616.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4	1643.4
ТЕНТ Б	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302	1302
Костолп Б - Дрмљо	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640
Костолп А	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281
Колубара	152	152	152	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Морава	90	90	90	90	90	90	90	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Лигнит (MW)</b>	<b>4081.4</b>	<b>4108.4</b>	<b>4108.4</b>	<b>4056.4</b>	<b>4376.4</b>	<b>4276.4</b>	<b>4186.4</b>	<b>4186.4</b>	<b>4186.4</b>	<b>4186.4</b>	<b>4186.4</b>	<b>4186.4</b>	<b>4186.4</b>	<b>4186.4</b>	<b>4186.4</b>
ТЕ-ТО Нови Сад	208	208	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ТЕ-ТО Зрењанин	40	40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ТЕ-ТО Панчево	0	0	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
<b>Гас (MW)</b>	<b>248</b>	<b>248</b>	<b>140</b>	<b>140</b>	<b>140</b>	<b>140</b>	<b>140</b>	<b>140</b>	<b>140</b>	<b>140</b>	<b>140</b>	<b>140</b>	<b>140</b>	<b>140</b>	<b>140</b>
<b>Укупно ТЕ (MW)</b>	<b>4329.4</b>	<b>4356.4</b>	<b>4248.4</b>	<b>4196.4</b>	<b>4516.4</b>	<b>4416.4</b>	<b>4326.4</b>	<b>4326.4</b>	<b>4326.4</b>	<b>4326.4</b>	<b>4326.4</b>	<b>4326.4</b>	<b>4326.4</b>	<b>4326.4</b>	<b>4326.4</b>
ХЕ Верапап 1	1126	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140
ХЕ Бајана Башга	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4
ХЕ Верапап 2	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270
ХЕ Власина	106.35	112.7	119.05	125.4	125.4	125.4	125.4	125.4	125.4	125.4	125.4	125.4	125.4	125.4	125.4
ХЕ Увац	54	54	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67
ХЕ Пирот	1978.75	1999.1	2018.45	2024.8	2024.8	2024.8	2024.8	2024.8	2024.8	2024.8	2024.8	2024.8	2024.8	2024.8	2024.8
ХЕ Газводе	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5
ХЕ Кокин Брод	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7	106.7
ХЕ Вистрица	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16	134.16
ХЕ Власина	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
ХЕ Увац	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
ХЕ Пирот	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
ХЕ Газводе	<b>414.36</b>	<b>414.36</b>	<b>414.36</b>	<b>414.36</b>	<b>414.36</b>	<b>414.36</b>	<b>414.36</b>	<b>414.36</b>	<b>414.36</b>	<b>414.36</b>	<b>414.36</b>	<b>414.36</b>	<b>414.36</b>	<b>414.36</b>	<b>414.36</b>
Акмулационе ХЕ (MW)	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614
РХЕ Б. Башга	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614
<b>Резервбилне ХЕ (MW)</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>
<b>Укупно ХЕ (MW)</b>	<b>3007.11</b>	<b>3027.46</b>	<b>3046.81</b>	<b>3053.16</b>	<b>3053.16</b>	<b>3053.16</b>	<b>3053.16</b>	<b>3053.16</b>	<b>3053.16</b>	<b>3053.16</b>	<b>3053.16</b>	<b>3053.16</b>	<b>3053.16</b>	<b>3053.16</b>	<b>3053.16</b>
<b>Ветроелектране</b>															
ВЕ Чибук	0	0	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5
ВЕ Планиште	0	0	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102
ВЕ Албунар	0	0	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
ВЕ Кошава	0	0	68	68	117	117	117	117	117	117	117	117	117	117	117
ВЕ Албунар 1	0	0	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99
ВЕ Албунар 2	0	0	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
ВЕ Ковачица	0	0	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5
ВЕ Бела Анга	0	0	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8
ВЕ Кушача	0	0	0	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3
<b>Укупно ВЕ (MW)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>649</b>	<b>871.1</b>	<b>920.1</b>	<b>920.1</b>	<b>920.1</b>	<b>920.1</b>	<b>920.1</b>	<b>920.1</b>	<b>920.1</b>	<b>920.1</b>	<b>920.1</b>	<b>920.1</b>	<b>920.1</b>
<b>Укупна висталасена снага (MW) (A)</b>	<b>7337</b>	<b>7384</b>	<b>7944</b>	<b>8121</b>	<b>8490</b>	<b>8390</b>	<b>8300</b>	<b>8300</b>	<b>8300</b>	<b>8300</b>	<b>8300</b>	<b>8300</b>	<b>8300</b>	<b>8300</b>	<b>8300</b>
Непотребљиви висталасани капацитет (MW) (B)	0	0	543	729	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770
Резерва за системске услуге (MW) (C)	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460
Ремонти (MW) (D)	649	653	629	677	629	677	662	649	649	649	649	649	649	649	649
Привуљиви испали (MW) (E)	366	368	360	320	307	300	294	294	294	294	294	294	294	294	294
<b>Укупна нерасположива снага (MW) (F=B+C+D+E)</b>	<b>1475</b>	<b>1481</b>	<b>2001</b>	<b>2139</b>	<b>2215</b>	<b>2193</b>	<b>2173</b>	<b>2173</b>	<b>2173</b>	<b>2173</b>	<b>2173</b>	<b>2173</b>	<b>2173</b>	<b>2173</b>	<b>2173</b>
<b>Поуздано расположива снага (MW) (G=A-F)</b>	<b>5861</b>	<b>5902</b>	<b>5943</b>	<b>5982</b>	<b>6275</b>	<b>6197</b>	<b>6127</b>	<b>6127</b>	<b>6127</b>	<b>6127</b>	<b>6127</b>	<b>6127</b>	<b>6127</b>	<b>6127</b>	<b>6127</b>
Еришно отпремење (MW) (H)	4409	4462	4506	4550	4592	4634	4676	4717	4758	4799	4839	4879	4919	4958	4997
<b>Преостали производни капацитет (MW) (G-H)</b>	<b>1452</b>	<b>1440</b>	<b>1437</b>	<b>1432</b>	<b>1683</b>	<b>1563</b>	<b>1451</b>	<b>1410</b>	<b>1369</b>	<b>1328</b>	<b>1288</b>	<b>1248</b>	<b>1208</b>	<b>1169</b>	<b>1130</b>
Прекогранични преносни капацитет (MW)	3740	3740	3740	3740	3740	3740	3740	3740	3740	3740	3740	3740	3740	3740	3740
Расположиви извозни капацитет	3470	3470	3470	3470	3470	3470	3470	3470	3470	3470	3470	3470	3470	3470	3470

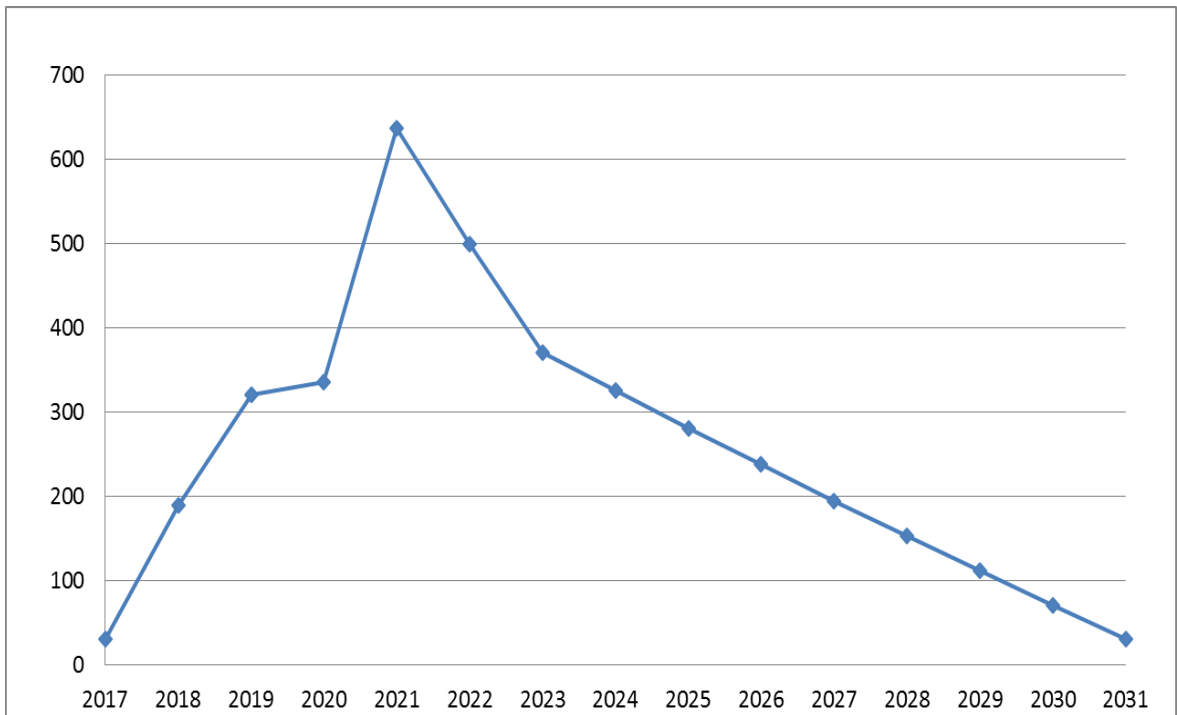




**Слика 3.7:** Преостали производни капацитет (MW) за режим зимског врха без КиМ – реалистичан сценарио

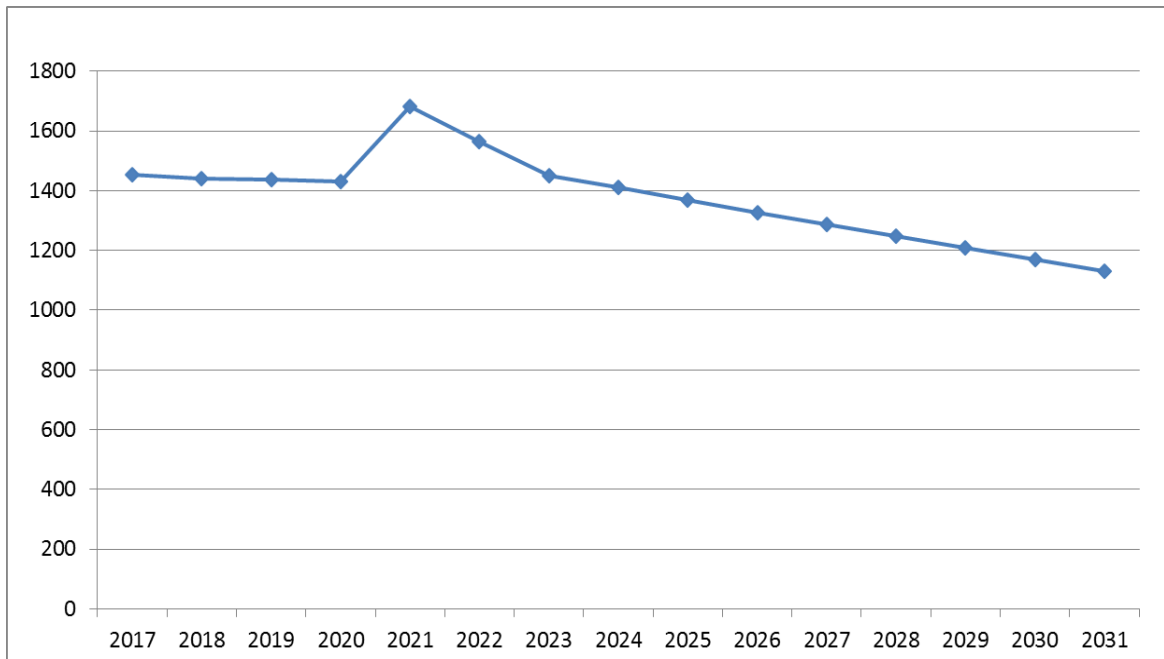


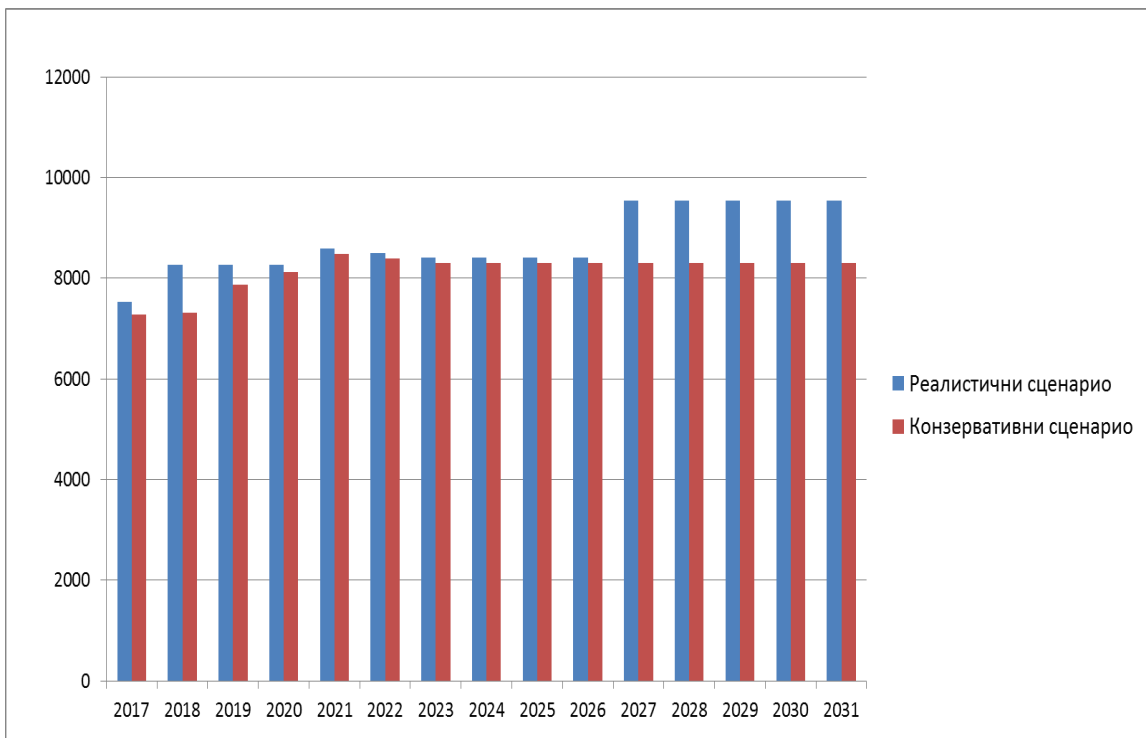
**Слика 3.8:** Преостали производни капацитет (MW) за режим летњег врха без КиМ – реалистичан сценарио



**Слика 3.9:** Преостали производни капацитет (MW) за режим зимског врха без КиМ – конзервативни сценарио

**Слика 3.10:** Преостали производни капацитет (MW) за режим летњег врха без КиМ – конзервативни сценарио





Слика 3.11: Укупна инсталисана снага производних капацитета без КиМ – оба сценарија

#### 4. Закључак

У поглављу 2 овог документа, приказани су резултати дугорочне прогнозе потрошње и вршне снаге Републике Србије до 2030. године. Прогноза потрошње енергије је урађена за три сценарија раста бруто домаћег производа и у складу са таквим претпоставкама, примећује се тенденција умереног раста потрошње која се, до 2031. године, креће у распону 44,3 до 47,2 TWh.

Прогноза годишње вршне снаге је урађена помоћу фактора оптерећења, који је добијен на три начина, описана раније у документу. За сваки од та три начина, поново су примењена три сценарија раста БДП, а резултати показују тренд благог пораста вршне снаге у наредним годинама. Ако се посматра 2026. година може се видети да се вредности вршне снаге крећу у распону од 7630 до 7970 MW. Као највероватнија прогноза, предлаже се метод линеарне регресије просечног фактора оптерећења и на тако добијене вредности, примена сценарија средњег раста БДП. По оваквом сценарију, прогнозирана вредност вршне снаге у 2031. години је 8040 MW.

У поглављу 3, приказана је методологија којом се анализира прилагођеност производње Републике Србије за период до 2031. године. Методологија се, већим делом, подудара са званичном методологијом организације ENTSO-E, која се користи за дугорочну анализу прилагођености.

Анализа је урађена за два сценарија развоја производног система, прецизније, разлика између њих су године уласка у погон неких производних капацитета. За сваки сценарио посебно је разматран режим зимског и летњег вршног конзума. Резултати анализе су приказани у форми табела и графика.

На основу резултата анализа, сценарио конзервативног развоја производње се показао као критичнији, у смислу вредности преосталог производног капацитета. Најнижа вредност је прогнозирана за 2017. годину и износи -214 MW.

За сценарио реалистичног развоја производње, може се уочити да ће се Република Србија суочавати са мањком производног капацитета само у 2017. и 2020. години. У осталим годинама за посматрани период, вредност преосталог производног капацитета је позитивна.

Режим летњег врха није критичан ни у једном сценарију. Највећа разлика укупне инсталисане снаге између реалистичног и конзервативног сценарија, уочена је у периоду од 2027. до 2031. године.

Што се тиче анализе прилагођености производње без Косова и Метохије критичнији је конзервативни сценарио (режим зимског врха), али у целом посматраном периоду је вредност преосталог производног капацитета позитивна. Најнижа вредност је прогнозирана за 2017. и 2031 годину и износи 31 MW. Ни у реалистичном сценарију се не очекују се проблеми са

балансом производње и потрошње. У овом сценарију најнижа прогнозирана вредност преосталог производног капацитета је у 2017. години и износи 101 MW (табела 3.5).

Режим летњег врха није критичан ни у случају анализе прилагођености производње без производних јединица на територији КиМ ни у једном сценарију.

На крају је потребно обратити пажњу на напомену која је дата у уводу документа, а односи се на ограничену употребну вредност детерминистичких анализа прилагођености производње. Наиме, оваквим анализама се посматрају само посебни (критични) временски тренуци током године и не може се прогнозирати недостатак енергије у одређеном временском интервалу. Поред овога, потребно је имати у виду и непознанице са којима је суочена свака дугорочна прогноза. Неке од тих непознаница су: неизвестан улазак у погон нових производних капацитета, резерве угља у коповима и утицај временских непогода на њих као што је то био случај након поплава у мају 2014. године, ограничена количина других енергената који могу да утичу на повећану потрошњу електричне енергије (проблеми са увозом гаса), повећан удео обновљивих извора производње и проблеми повезани са њиховим стохастичким понашањем итд.

Неке од ових неизвесности се могу ублажити коришћењем више сценарија и изградњом електроенергетског система који је робустан и отпоран на велике промене и поремећаје. Коначно, применом пробабилистичког приступа проблему прилагођености производње, могуће је дефинисати низ параметара који дају нешто прецизнију слику баланса између производње и потрошње. Циљ будућих докумената ове врсте је да се таква, пробабилистичка анализа прилагођености, примени на наш систем, у складу са тенденцијама које постоје у асоцијацији ENTSO-E и осталим европским операторима преносних система. Међутим, модел који би се користио за пробабилистичке анализе био би регионални, тј. не би састојао само од нашег већ и од система наших суседа.

## 5. Литература

- [1] „Load demand forecast – Methodology and application on EMS system”, A. Ardito, 2010
- [2] „Правила о раду преносног система”, ЈП Електро mreжа Србије, Београд, јун 2014.
- [3] „Applied Mathematics for Power Systems – Chapter 12 - Load Forecasting” - Eugene A. Feinberg Dora Genethliou, State University of New York, Stony Brook /J. H. Chow, F.F. Wu, and J.J. Momoh, eds.), Spinger, pp. 269-285, 2005
- [4] „Demand Forecasting for Electricity” . Mehra M and A. Bharadwaj, Tata Energy Research Institute, New Delhi, India, 2000
- [5] „Methodology for Scenario Outlook and Adequacy Forecast“, ENTSO-E, 2013
- [6] „Стратегија развоја енергетике Републике Србије за период до 2025. године са пројекцијама до 2030. године“, Рударско-геолошки факултет, Београд, 2013
- [7] „Transmission development plan 2015. – 2024”, KOSTT, 2015
- [8] „Generation Adequacy Plan 2013. – 2022.“, КЕК, 2013

\*\*\*

**ЈП ЕМС август 2016. године**

