

Indikativni plan razvoja proizvodnje 2022-2031



April 2021.

SADRŽAJ

1.	UVOD	3
2.	TEHNIČKI PARAMETRI PROIZVODNIH KAPACITETA.....	5
3.	OSTVARENJA NA MREŽI PRENOSA U 2020.....	7
3.1	Ostvarenje bilansa električne energije na mreži prenosa	7
3.1.1	Razmjena električne energije sa susjednim sistemima	14
3.1.2	Prekogranični tokovi električne energije.....	14
3.1.3	Naponske prilike u EES BiH.....	15
4.	PROIZVODNJA I POTROŠNJA ELEKTRIČNE ENERGIJE U BIH U PROTEKLOM PERIODU	19
5.	BILANS ELEKTRIČNE ENERGIJE NA PRENOSNOJ MREŽI ZA 2021.....	22
6.	PROGNOZA POTROŠNJE 2022.-2031. GODINA.....	24
6.1	Statistički podaci relevantni za planiranje potrošnje	24
6.2	Prognoziranje potrošnje električne energije na bazi korelacije sa bruto društvenim proizvodom	26
6.3	Planovi potrošnje korisnika prenosne mreže	27
6.3.1	Plan potrošnje direktno priključenih kupaca.....	27
6.3.2	Bruto distributivna potrošnja – planovi elektroprivrednih preduzeća.....	29
6.3.3	Prognoza potrošnje na prenosnoj mreži BiH na bazi podataka dostavljenih od Korisnika prenosne mreže	31
6.4	Prognoza potrošnje električne energije na prenosnoj mreži BiH.....	32
7.	INTEGRACIJA OBNOVLJIVIH IZVORA	36
7.1	Integracija vjetroelektrana i solarnih elektrana	36
8.	BILANSI ENERGIJE I SNAGE NA PRENOSNOJ MREŽI 2022. – 2031. GODINA.....	38
8.1	Bilansi električne energije i instalisana snaga proizvodnih kapaciteta	38
8.2	Procjena konzuma na prenosnoj mreži	46
9.	MARKET ANALIZA ZA 2030. (IZVOD IZ EMI STUDIJE).....	48
9.1	Ulagani parametri za model 2030	48
9.2	Cijene goriva i CO ₂	48
9.3	Baza podataka za market model	49
9.4	Harmonizovane NTC vrijednosti.....	52
9.5	Rezultati market analize	53
9.5.1	Scenario sa referentnim razvojem potrošnje i referentnom CO ₂ taksom (27 EUR/t)....	53
9.5.2	Scenario sa referentnim razvojem potrošnje i povećanom CO ₂ taksom (53 EUR/t)....	58

9.5.3	Scenario sa nižim razvojem potrošnje i sa obje vrijednosti CO ₂ takse	63
10.	ENTSO-E DESETOGODIŠNJI PLAN RAZVOJA PRENOSNE MREŽE (TYNDP – Ten Year Network Development Plan).....	68
10.1	Projekti	68
10.1.1	Projekat 343. DV 400 kV Banja Luka - Lika	68
10.1.2	Projekat 227. Transbalkanski koridor.....	71
10.1.3	Projekat 241. Nadogradnja 220 kV vodova između BiH i Hrvatske na 400 kV.....	74
10.1.4	Prekogranični prenosni kapaciteti.....	76
11.	ZAKLJUČCI I SUGESTIJE	78
12.	LITERATURA.....	81
13.	Popis skraćenica	82
14.	PRILOG: SPISAK PRIJAVLJENIH PROIZVODNIH KAPACITETA.....	84

1. UVOD

U skladu sa važećom legislativom, Nezavisni operator sistema u Bosni i Hercegovini (NOSBiH) je pripremio Indikativni plan razvoja proizvodnje. Ovaj Plan obuhvata period 2022.-2031. godine i vremenski obuhvat je prilagođen potrebama za izradu Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže u skladu sa važećim Mrežnim kodeksom [1].

Osnove za izradu Indikativnog plana razvoja proizvodnje su:

- Članom 7.11. Zakona o osnivanju Nezavisnog operatora sistema za prenosni sistem u BiH (Službeni glasnik BiH br. 35/04) definisana je obaveza „*Utvrdjivanje indikativnog proizvodnog razvojnog plana s podacima dostavljenim od proizvođača, distributivnih kompanija i krajnjih korisnika koji su direktno povezani na prenosni sistem.*“
- Tačkom 3.18. ”USLOVA ZA KORIŠTENJE LICENCE ZA OBAVLJANJE DJELATNOSTI NEZAVISNOG OPERATORA SISTEMA“ definiše se: *Vlasnik licence je dužan da svake godine utvrdi Indikativni plan razvoja proizvodnje za naredni desetogodišnji period sa podacima koje će prikupiti od proizvođača, operatora distributivnog sistema i krajnjih kupaca koji su direktno priključeni na prenosni sistem. Vlasnik licence u pripremi Indikativnog plana koristi i podatke nadležnih ministarstava, regulatornih komisija, komisija za koncesije, operatora obnovljivih izvora električne energije i drugih institucija. Vlasnik licence provodi javnu raspravu o Prijedlogu Indikativnog plana razvoja proizvodnje. Indikativni plan razvoja proizvodnje se dostavlja DERK-u na odobrenje do kraja aprila za narednu godinu. Vlasnik licence objavljuje odobreni Indikativni plan.*

U skladu sa odjeljkom 4.1. Mrežnog kodeksa, cilj desetogodišnjeg Indikativnog plana razvoja proizvodnje je da pruži informaciju o najavljenim projektima izgradnje novih proizvodnih kapaciteta koji će biti priključeni na prenosnu mrežu. Indikativni plan razvoja proizvodnje treba da prioritetno ukaže na zadovoljenje potreba BiH u električnoj energiji i snazi na bazi korištenja vlastitih resursa, uvažavajući sljedeće elemente planiranja:

- Određivanje potreba u proizvodnim kapacitetima za pokrivanje vršnog tereta EES BiH na prenosnoj mreži;
- Određivanje potreba u proizvodnim kapacitetima za zadovoljenje potražnje za električnom energijom distributera i direktno priključenih kupaca na prenosnoj mreži;
- Određivanje potreba u proizvodnim kapacitetima uz uvažavanje odobrene vrijednosti maksimalne snage iz neupravljivih izvora energije (vjetroelektrane i solarne elektrane)
- Bilansni suficiți i deficiti sa komentarom o mogućim vrijednostima prekograničnih prenosnih kapaciteta.

U pripremnoj fazi realizacije Indikativnog plana razvoja proizvodnje za period 2022.-2031. godina, NOSBiH je krajem oktobra 2020. godine preuzeo sljedeće aktivnosti:

- Ministarstvu spoljne trgovine i ekonomskih odnosa BiH, Državnoj regulatornoj komisiji za električnu energiju (DERK-u), Ministarstvu energije, rудarstva i industrije FBiH, Ministarstvu industrije, energetike i rudarstva RS, Regulatornoj komisiji za energiju u Federaciji Bosne i Hercegovine (FERK-u) i Regulatornoj komisiji za energetiku

Republike Srpske (RERS-u) kao i vlasti Distrikta Brčko upućeni su dopisi sa obavještenjem o početku procesa pripreme plana;

- Svim Korisnicima koji su navedeni u prethodnom planu upućeni su pozivi da dostave svoje inovirane planove ili potvrde postojeće prijave;
- U sredstvima javnog informisanja, kao i na internet stranici NOSBiH-a, objavljen je Javni poziv svim korisnicima prenosne mreže da dostave svoje planove proizvodnje i potrošnje električne energije;
- Svim kupcima električne energije na prenosnoj mreži upućen je poziv da dostave svoje planove potrošnje;

U registar ovog Indikativnog plana uključene su sve prijave pristigle do 31.12.2020. godine. Osim toga, u ovom Indikativnom planu razvoja proizvodnje naveden je kratak osvrt na aktivnosti ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) sa aspekta desetogodišnjeg razvoja elektroenergetskog sistema (EES-a) na području zemalja članica, koji se zasniva na kratkoročnim i dugoročnim regionalnim planovima razvoja proizvodnje i potrošnje svake članice regije, uključujući i aspekte regionalnog tržišta električne energije. Rezultat ovih aktivnosti su projekti prenosne mreže od evropskog značaja.

Na kraju Indikativnog plana razvoja proizvodnje za period 2022.-2031. godina dati su Zaključci sa preporukama za što efikasniju realizaciju plana.

2. TEHNIČKI PARAMETRI PROIZVODNIH KAPACITETA

Tehnički parametri proizvodnih jedinica priključenih na prenosnoj mreži su prikazani u Tabelama 2.1, 2.2. i 2.3.

Tabela 2.1. - Hidroelektrane

Sliv	Naziv objekta HE	Instalisana snaga agregata	P _{max} na mreži prenosa	Tehnički minimum	Protok	Kote	Akumulacija	Prosječna godišnja proizvodnja
		(MW)	(MW)	(MW)	(m ³ /s)	(m)	(GWh/hm ³)	(GWh)
Trebišnjica	Trebinje I	2x54+1x63	171	2x26+1x28	3x70	352-402	1010,7/1074,6	370-420
	Dubrovnik*	1x108+1x126	126	2x55	2x48,5	288-295	8,02/9,30	1.168
	Čapljina	2x220	440	2x140	2x112,5	224-231,5	3,43/6,47	620
Neretva	Rama	1x80+1x90	170	2x55	2x32	536-595	530,8/466	731
	Jablanica	6x30	180	6x12	6x35	235-270	127,7/288	790
	Grabovica	2x57	114	2x25	2x190	154,5-159,5	2,9/5	300
	Salakovac	3x70	210	3x35	3x180	118,5-123	5,3/16	460
	Mostar	3x24	72	3x12	3x120	72-78	0,4/6,4	310
Vrbas	Jajce I	2x30	60	2x17	2x35	425,8-427,1	0,51/4,2	220
	Jajce II	3x10	30	3x5,5	3x27	321,5-329	0,22/2,1	175
	Bočac	2x55	110	2x32	2x120	254-282	5,09/42,9	307
Drina	Višegrad	3x105	315	3x70	3x270	330,5-336	10,0/101,0	1.108
Lištica	Mostarsko Blato	2x30	60	2x10	2x20	221,5-224,5	0,52/1,25	167
Tihaljina	Peć-Mlini	2x15,3	30,6	2x4,8	2x15	249-252	0,2/0,74	72-80
Prača	Ustiprača	2x3,74	6,90	2x1,2	2x7	395,9-396	0,04	35,35
	Dub	2x4,7	9,4	2x1,9	2x7,5	472,9-474	0,24	44,16
Ukupno P_{max}		2.104,9						

*Proizvodnja generatora 2 iz HE Dubrovnik pripada ERS;

Tabela 2.2.- Termoelektrane

Objekat TE	Blok	Instalisana snaga agregata	Snaga na mreži prenosa*	Tehnički minimum	Prividna snaga	Vrsta uglja	Specifična potrošnja	Prosječna godišnja proizvodnja
		(MW)	(MW)	(MW)				(kJ/kWh)
Tuzla	G3	100	90	60	118	LM	14.396	300
Tuzla	G4	200	180	125	235	LM	12.159	1.020
Tuzla	G5	200	180	125	235	LM	12.169	1.030
Tuzla	G6	223	200	115	270,6	M	10.703	1.150
TUZLA		723	650		858,6			3.500
Kakanj	G5	110	100	60	125	M	11.600	500
Kakanj	G6	110	100	55	137,5	M	11.350	500
Kakanj	G7	230	208	140	300	M	11.850	1.200
KAKANJ		450	408		562,5			2.200
GACKO	G1	300	276	180	353	L	11.520	1.149,40
UGLJEVIK	G1	300	279	155	353	M	11.470	1.457,70
STANARI	G	300	275	150	353	L	-	2.000
Ukupno		1.888						

* Uzima se u obzir maksimalna vlastita (sopstvena) potrošnja elektrane;

Tabela 2.3.- Vjetroelektrane

Naziv objekta	Instalisana snaga agregata	Nazivna snaga	P _{max} na mreži prenosa	Priklučak na mrežu	Prosječna godišnja proizvodnja
VE	(MW)	(MW)	(MW)	TS	(GWh)
VE Mesihovina	22x2,3	50,6	50,6	TS Gornji Brišnik	165,17
VE Jelovača	18x2	36	36	TS Jelovača	110
VE Podveležje*	15x3,2	48	48	TS Podveležje	120
Ukupno		134,6			

*TS 110/30 kV Podveležje puštena u pogon 9.10.2020. godine, a VE Podveležje se od 15.1.2021. godine, nalazi u privremenom pogonu.

3. OSTVARENJA NA MREŽI PRENOSA U 2020.

3.1 Ostvarenje bilansa električne energije na mreži prenosa

Ukupno raspoloživa električna energija na prenosnoj mreži u 2020. godini [2], je iznosila 18.211 GWh. Na prenosnoj mreži ukupno je proizvedeno 14.830 GWh, dok je u prenosnu mrežu injektovano 115 GWh iz distributivne mreže. Iz susjednih sistema je primljeno 3.266 GWh električne energije.

Od ukupno raspoložive električne energije na prenosnoj mreži, distributivne kompanije su preuzele 9.604 GWh, direktno priključeni kupci na prenosnu mrežu su preuzeli 748 GWh, susjednim sistemima je isporučeno 7.317 GWh, dok su prenosni gubici iznosili 317 GWh, odnosno 1,74% od ukupno raspoložive energije na prenosnoj mreži. U 2020. godini pumpna hidroelektrana (PHE) Čapljina je radila u pumpnom režimu i preuzela 113 GWh. Vlastita potrošnja elektrana je iznosila 113 GWh.

Preuzimanje električne energije sa prenosne mreže u 2020. godini je za 8% manje u odnosu na 2019. godinu [3]. Glavni razlog smanjenja preuzimanja električne energije sa prenosne mreže je isključenje najvećeg potrošača električne energije na prenosnoj mreži, Aluminij d.d. Mostar (do 10. jula 2019. godine je bio na mreži). Važno je napomenuti da je i jedan od razloga smanjenja preuzimanja električne energije sa prenosne mreže i pandemija koronavirusa u 2020. godini.

Od ukupno proizvedenih 14.830 GWh električne energije na prenosnoj mreži u 2020. godini, u hidroelektranama (HE) je proizvedeno 4.207 GWh, odnosno 28% električne energije, dok je u termoelektranama (TE) proizvedeno 10.361 GWh, odnosno 70% električne energije. U vjetroelektranama (VE) proizvedeno je 262 GWh, odnosno 2% električne energije.

U 2020. godini proizvedena električna energija u termoelektranama je bila veća za 8,8%. Hidrološke prilike u 2020. godini su bile nepovoljnije u odnosu na 2019. godinu, tako da je proizvodnja u hidroelektranama bila manja za 24,1%.

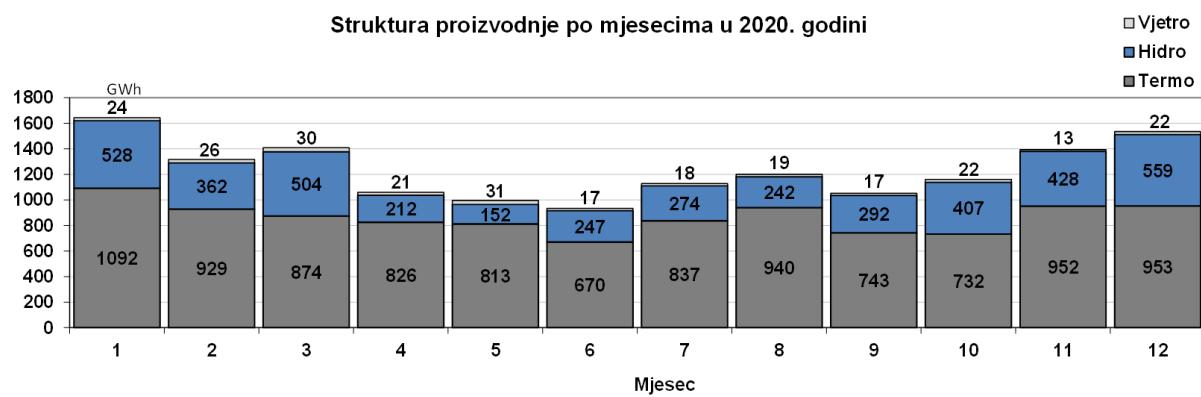
Struktura proizvodnje električne energije na prenosnoj mreži BiH po mjesecima u 2020. godini je prikazana na Slici 3.1. Udio kompanija u proizvodnji električne energije u 2020. godini je prikazan na Slici 3.2.

Potrošnja električne energije na prenosnoj mreži u BiH za 2020. godinu je manja za 7,53% od potrošnje u 2019. godini i iznosila je 10.578 GWh.

U tabelama 3.1, 3.2. i 3.3. prikazani su relevantni podaci o ostvarenju elektroenergetskog bilansa na prenosnoj mreži Bosne i Hercegovine u 2020. godini po mjesecima. Sve vrijednosti su računate u kWh, a u tabelama su radi preglednosti prikazane u GWh.

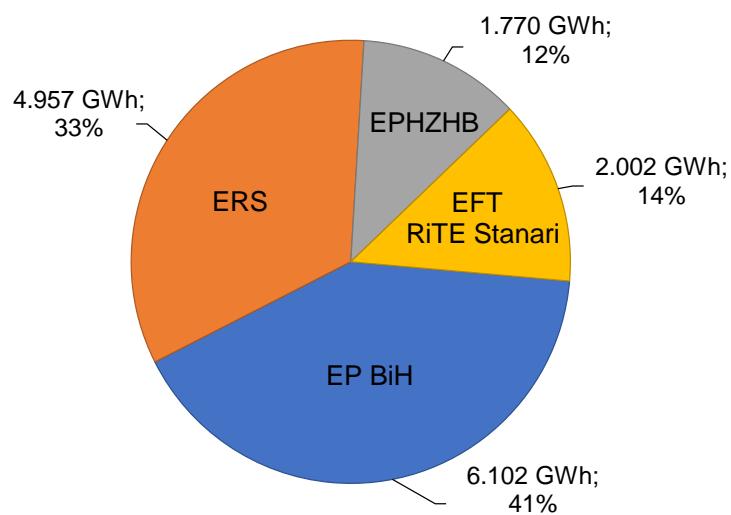
Potrošnja električne energije na prenosnoj mreži u BiH na nivou licenciranih kompanija, te struktura potrošnje po kategorijama potrošnje i administrativnim jedinicama u BiH, prikazani su na slikama 3.3. i 3.4.

Vršna satna snaga konzuma na prenosnoj mreži u 2020. godini iznosila je 1.804 MW, dana 02.12.2020. godine u 14. satu, što je smanjenje u odnosu na 2019. godinu za 141 MW. Minimalna satna snaga od 605 MW zabilježena je 25.05.2020. godine u 4. satu, što je manje za 104 MW u odnosu na 2019. godinu.



Slika 3.1. - Struktura proizvodnje po mjesecima u 2020. godini

Udio kompanija u proizvodnji električne energije



Slika 3.2. – Udio kompanija u proizvodnji električne energije u 2020. godini

Tabela 3.1.- Bilans električne energije na prenosnoj mreži

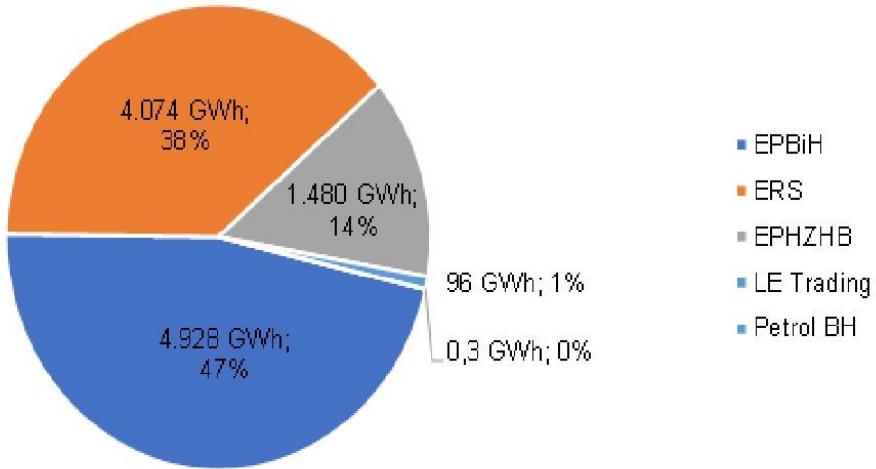
	I GWh	II GWh	III GWh	IV GWh	V GWh	VI GWh	VII GWh	VIII GWh	IX GWh	X GWh	XI GWh	XII GWh	2020 GWh
Proizvodnja električne energije na prenosnoj mreži													
(1) HE	528	362	504	212	152	247	274	242	292	407	428	559	4.207
(2) TE	1.092	929	874	826	813	670	837	940	743	732	952	953	10.361
(3) VE	24	26	30	21	31	17	18	19	17	22	13	22	262
(4) Proizvodnja UKUPNO (1+2+3)	1.644	1.317	1.408	1.059	996	934	1.129	1.201	1.053	1.161	1.393	1.535	14.830
(5) Energijska primljena iz distributivne mreže	5	9	20	9	8	12	6	8	5	12	4	15	115
Prijem električne energije od susjednih EES													
(6) od EES Hrvatske	187	206	115	161	217	217	242	143	167	332	270	339	2.595
(7) od EES Srbije	8	28	48	42	25	54	45	66	120	43	28	21	527
(8) od EES Crne Gore	2	2	8	6	5	11	26	21	31	9	10	11	143
(9) Prijem UKUPNO (6..8)	198	235	171	208	247	282	313	231	318	384	308	371	3.266
(10) RASPLOŽIVA ENERGIJA (4+5+9)	1.846,7	1.561,6	1.599,2	1.275,9	1.251,8	1.229,1	1.447,7	1.439,9	1.375,8	1.557,3	1.704,6	1.921,8	18.211,4
Preuzimanje električne energije sa prenosne mreže													
(11) Distributivne kompanije	973	835	830	720	704	691	753	747	726	807	864	954	9.604
(12) Direktno priključeni potrošači	67	58	53	55	47	74	83	53	59	61	61	78	748
(13) Vlastita potrošnja elektrana	9	9	7	8	7	9	13	13	10	9	9	9	113
(14) Preuzimanje UKUPNO (11+12+13)	1.049	903	890	783	758	774	850	813	794	877	935	1.041	10.465
Isporuka električne energije za susjedne EES													
(15) za EES Hrvatske	165	118	210	121	83	100	177	231	230	98	142	207	1.881
(16) za EES Srbije	211	138	104	78	113	84	81	60	52	139	140	178	1.379
(17) za EES Crne Gore	387	373	363	263	260	239	305	307	259	410	443	447	4.056
(18) Isporuka UKUPNO (15..18)	763	629	677	462	456	423	563	597	541	646	725	832	7.317
(19) Pumpni rad	1	3	6	11	17	10	8	5	15	8	16	13	113
(20) POTREBNA ENERGIJA (14+18+19)	1.813,5	1.534,6	1.573,0	1.255,4	1.230,5	1.207,6	1.420,8	1.414,9	1.350,7	1.531,1	1.675,6	1.886,4	17.894,2
Prenosni gubici													
(21) Prenosni gubici (10-20)	33	27	26	20	21	21	27	25	25	26	29	35	317
(22) U odnosu na raspoloživu energiju (21)/(10)	1,80%	1,73%	1,64%	1,60%	1,70%	1,74%	1,86%	1,73%	1,82%	1,68%	1,70%	1,85%	1,74%

Tabela 3.2.- Proizvodnja električne energije na prenosnoj mreži

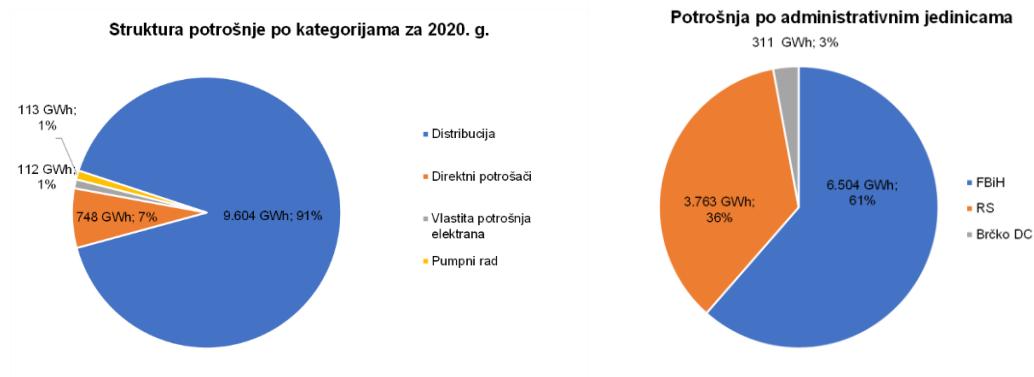
OBJEKAT	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	2020
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
HE Jablanica	81	56	62	30	22	28	35	32	43	57	50	64	558
HE Grabovica	28	20	24	11	8	10	11	10	15	21	18	27	205
HE Salakovac	34	24	38	12	10	10	10	9	18	32	20	50	265
HE Višegrad	59	57	111	54	49	51	46	48	37	79	52	68	709
HE Trebinje 1	48	26	33	20	4	13	32	25	27	29	47	21	326
HE Trebinje 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HE Dubrovnik (G2)	0	2	36	10	3	28	51	33	59	57	63	67	410
HE Bočac	15	16	22	13	13	17	10	11	7	16	12	32	185
HE Dub	2	5	7	4	3	4	3	3	2	3	2	3	41
HE Rama	104	59	33	15	2	49	45	43	43	42	83	65	583
HE Mostar	20	15	23	10	9	9	8	8	12	20	13	28	173
HE Jajce 1	21	15	22	14	13	14	9	8	6	17	11	32	181
HE Jajce 2	7	5	7	5	5	5	4	4	3	5	5	9	63
PHE Čapljina	89	59	67	11	11	9	9	8	19	25	52	53	413
HE Peć-Mlini	12	3	7	2	1	1	0	0	0	1	1	14	40
HE Mostarsko Blato	9	2	12	0	0	0	0	0	0	4	1	27	54
HIDROELEKTRANE	528,1	362,3	503,5	211,6	152,1	247,3	273,7	242,1	292,3	406,9	428,1	559,4	4.207,3
TE Tuzla	345	321	221	214	215	215	240	226	250	184	293	252	2.975
TE Kakanj	214	195	136	152	121	103	202	205	169	181	183	238	2.099
TE Ugljevik	164	132	165	134	161	131	154	153	18	178	137	121	1.648
TE Gacko	166	149	150	131	145	123	42	156	147	149	143	138	1.638
TE Stanari	205	132	202	195	171	98	199	200	159	41	197	204	2.002
TERMOELEKTRANE	1.092,1	928,5	874,2	825,8	812,7	670,1	837,2	939,6	743,3	732,3	951,9	953,1	10.360,9
VE Mesihovina	13	16	18	12	18	10	10	10	9	12	8	12	148
VE Jelovača	11	11	13	9	13	7	8	9	8	10	6	10	114
VJETROELEKTRANE	24,2	26,3	30,2	21,4	31,1	17,1	17,6	19,1	17,1	22,0	13,3	22,5	261,8
PROIZVODNJA	1.644,3	1.317,1	1.407,9	1.058,8	995,8	934,4	1.128,5	1.200,8	1.052,8	1.161,2	1.393,3	1.535,0	14.830,0

Tabela 3.3.- Potrošnja električne energije na prenosnoj mreži

KATEGORIJA	<i>I</i>	<i>II</i>	<i>III</i>	<i>IV</i>	<i>V</i>	<i>VI</i>	<i>VII</i>	<i>VIII</i>	<i>IX</i>	<i>X</i>	<i>XI</i>	<i>XII</i>	<i>2020</i>
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
Preuzimanje sa prenosne mreže	1.050,4	905,3	895,8	793,4	774,1	784,4	857,5	817,9	809,7	885,0	950,1	1.054,1	10.577,7
Distribucija	434	373	371	326	319	312	335	332	323	361	381	418	4.285
Direktni potrošači	48	48	51	48	39	48	51	38	46	47	47	51	561
Elektrane - vlastita potrošnja	8	7	6	6	5	5	10	10	6	6	6	6	82
EPBiH	489,2	427,5	427,7	379,2	363,1	365,2	396,4	381,1	375,0	414,2	434,3	475,0	4.927,8
Distribucija	403	343	344	297	289	282	308	305	300	337	367	407	3.983
Direktni potrošači	18	10	0	0	0	13	19	0	0	0	0	13	74
Elektrane - vlastita potrošnja	1	2	1	1	1	3	1	1	2	1	1	2	16
ERS	422,1	354,6	345,5	298,4	290,4	298,2	328,3	306,1	302,3	338,6	367,8	421,7	4.074,1
Distribucija	136	119	115	98	96	97	109	109	103	109	117	129	1.336
Direktni potrošači	1	1	1	6	7	0	0	0	0	0	0	0	17
Elektrane - vlastita potrošnja	1	1	0	1	1	1	2	2	2	1	2	1	14
Pumpni rad - PHE Čapljina	1	3	6	11	17	10	8	5	15	8	16	13	113
EPHZHB	138,6	122,8	122,0	115,4	120,1	108,3	119,2	117,1	120,1	118,6	134,5	143,4	1.480,0
Distribucija	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Direktni potrošači	1	0	1	0	1	13	13	14	12	14	14	14	96
Elektrane - vlastita potrošnja	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LE Trading	0,5	0,5	0,5	0,4	0,5	12,6	13,5	13,5	12,2	13,6	13,5	14,0	95,5
Distribucija	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Direktni potrošači	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Elektrane - vlastita potrošnja	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Petrol BH	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3



Slika 3.3. – Preuzimanje BOS sa prenosne mreže BiH u 2020. godini



Slika 3.4. – Struktura potrošnje po kategorijama i administrativnim jedinicama

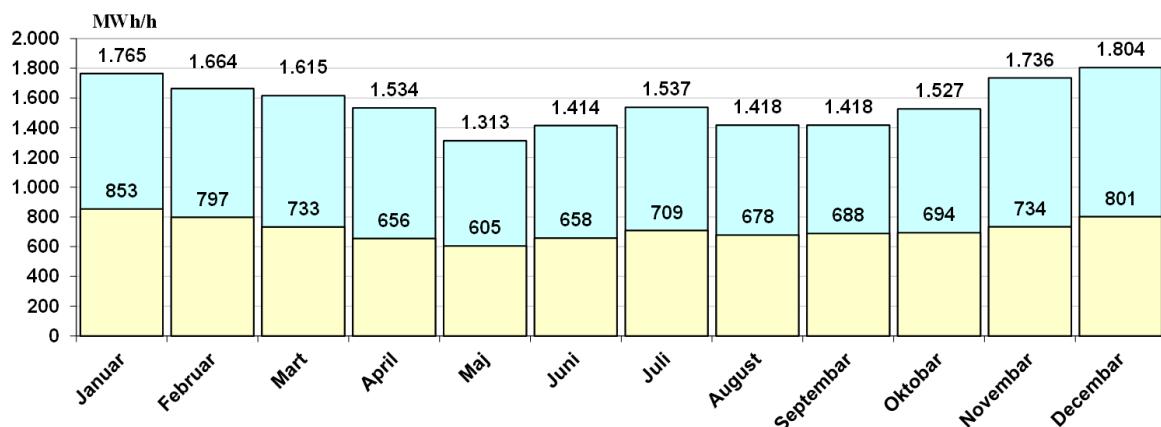
U tabeli 3.4. prikazani su podaci o mjesečnim maksimalnim i minimalnim satnim i dnevnim potrošnjama električne energije u 2020. godini.

Tabela 3.4.- Podaci o karakterističnoj dnevnoj potrošnji električne energije u 2020. godini

	MAX SATNA POTROŠNJA			MIN SATNA POTROŠNJA			MAX DNEVNA POTROŠNJA		MIN DNEVNA POTROŠNJA	
	MWh/h	DAN	SAT	MWh/h	DAN	SAT	MWh	DAN	MWh	DAN
Januar	1.765	17.01.2020.	18	853	29.01.2020.	4	35.190	22.01.2020.	30.882	01.01.2020.
Februar	1.664	06.02.2020.	19	797	24.02.2020.	4	33.311	07.02.2020.	28.486	23.02.2020.
Mart	1.615	25.03.2020.	14	733	22.03.2020.	4	31.040	25.03.2020.	24.753	29.03.2020.
April	1.534	01.04.2020.	15	656	20.04.2020.	4	29.569	01.04.2020.	22.496	19.04.2020.
Maj	1.313	23.05.2020.	22	605	25.05.2020.	4	25.415	27.05.2020.	20.946	24.05.2020.
Juni	1.414	29.06.2020.	15	658	01.06.2020.	4	27.065	30.06.2020.	23.019	07.06.2020.
Juli	1.537	30.07.2020.	15	709	19.07.2020.	6	29.710	30.07.2020.	23.865	19.07.2020.
Avgust	1.418	03.08.2020.	15	678	16.08.2020.	5	27.393	03.08.2020.	23.297	16.08.2020.
Septembar	1.418	30.09.2020.	20	688	28.09.2020.	4	27.245	30.09.2020.	23.828	06.09.2020.
Oktobar	1.527	29.10.2020.	18	694	05.10.2020.	4	29.702	13.10.2020.	24.075	04.10.2020.
Novembar	1.736	30.11.2020.	18	734	02.11.2020.	4	34.142	30.11.2020.	26.016	01.11.2020.
Decembar	1.804	02.12.2020.	14	801	07.12.2020.	4	35.786	02.12.2020.	29.232	06.12.2020.

Na slici 3.5. data je minimalna i maksimalna satna potrošnja po mjesecima, dok je u tabeli 3.5. prikazana karakteristična potrošnja za dane u kojima je postignuta maksimalna odnosno minimalna satna snaga konzuma, kao i dani sa maksimalnom i minimalnom dnevnom potrošnjom. Dijagrami potrošnje za karakteristične dane u 2020. godini, su pokazani na slici 3.6.

Minimalna i maksimalna satna potrošnja po mjesecima u 2020. godini

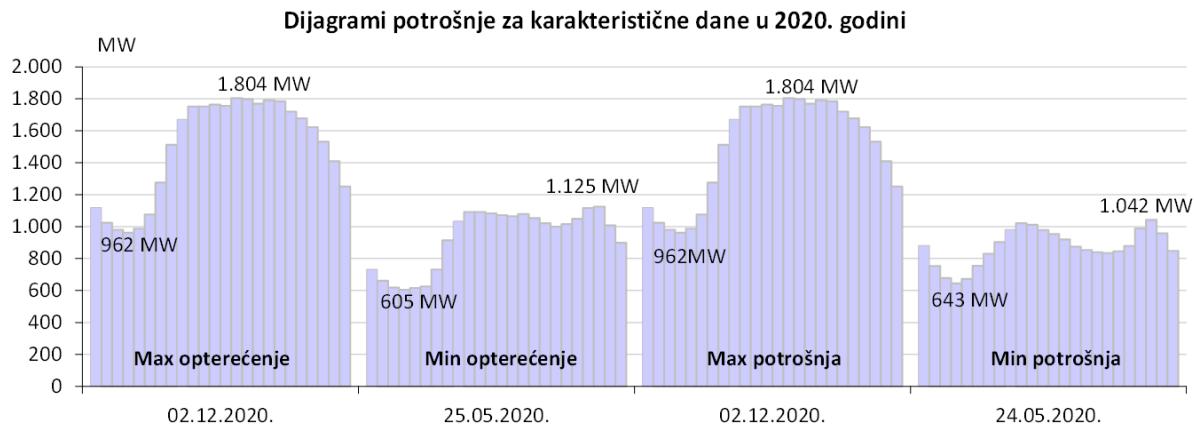


Slika 3.5.- Minimalna i maksimalna satna potrošnja po mjesecima u 2020. godini

U danu kada je postignuto vršno opterećenje konzuma, odnos satnog maksimalnog i minimalnog opterećenja iznosi 1,88 (1.804/962). U danu u kome je postignuto minimalno opterećenje ovaj odnos je 1,86 (1.125/605).

Tabela 3.5.- Karakteristične potrošnje električne energije u 2020. godini

Max satna potrošnja			Min satna potrošnja			Max dnevna		Min dnevna	
MWh	Dan	Sat	MWh	Dan	Sat	MWh	Dan	MWh	Dan
1.804	02.12.2020.	14:00	605	25.05.2020.	4:00	35.786	02.12.2020.	20.946	24.05.2020.



Slika 3.6.- Dijagrami potrošnje za karakteristične dane u 2020. godini

3.1.1 Razmjena električne energije sa susjednim sistemima

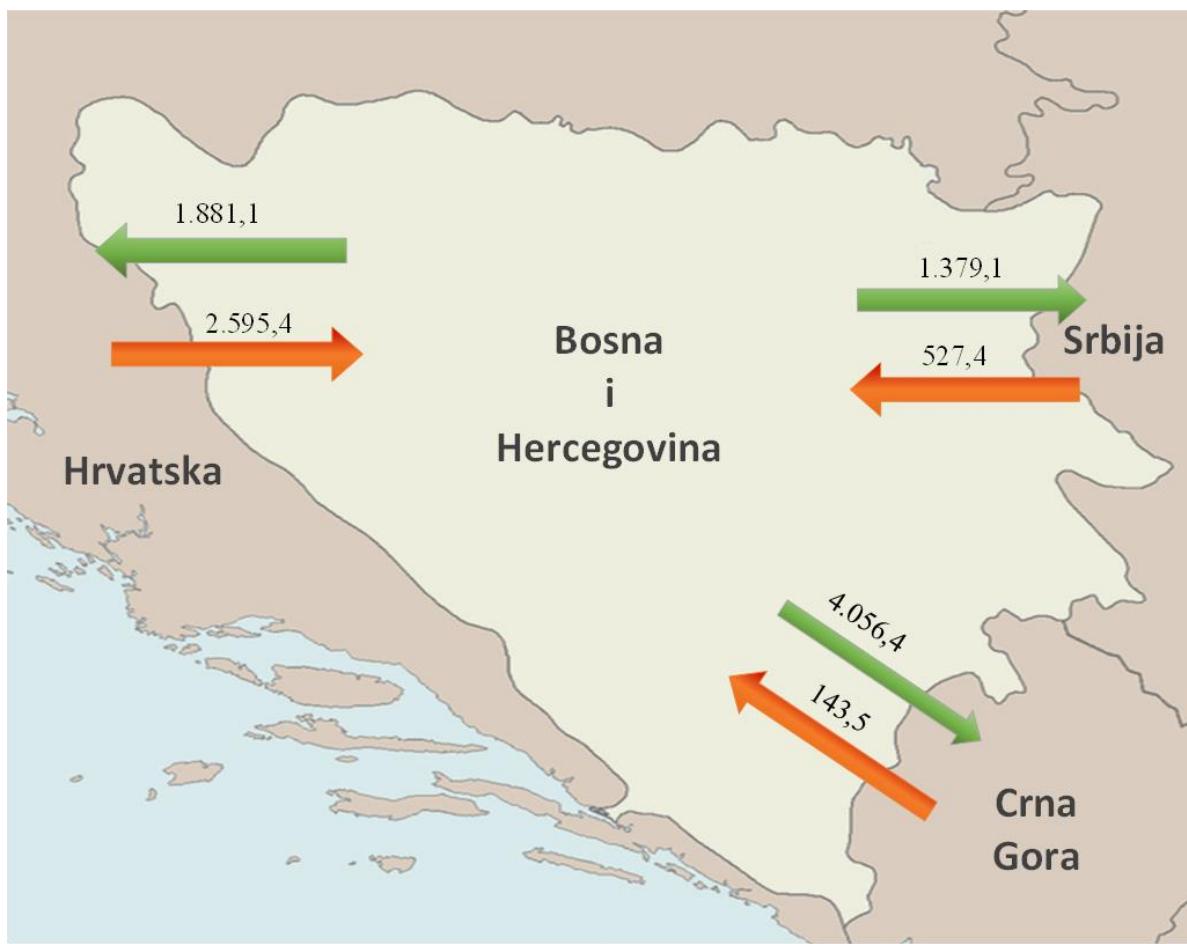
Prema deklarisanim programima razmjene, u elektroenergetski sistem BiH je u 2020. godini, uvezeno 5.021 GWh, a iz elektroenergetskog sistema BiH izvezeno 9.069 GWh električne energije. Od toga je u 2020. godini preko prenosne mreže BiH tranzitirano 3.525 GWh električne energije. Saldo od 4.047 GWh izvezene električne energije predstavlja povećanje izvoza za 8% u odnosu na 2019. godinu. Saldo deklarisane razmjene u 2020. godini je prikazan na slici 3.7.



Slika 3.7. Saldo deklarisane razmjene u 2020. godini

3.1.2 Prekogranični tokovi električne energije

Ostvareni fizički tokovi električne energije na interkonektivnim dalekovodima u 2020. godini, daju saldo razmjenjene električne energije regulacionog područja BiH u iznosu od 4.050 GWh u smjeru izvoza. Iz susjednih elektroenergetskih sistema u sistem BiH injektovano je 3.266 GWh, a u druge sisteme isporučeno 7.317 GWh električne energije. Tokovi električne energije na granici sa susjednim sistemima su bili takvi da je u 2020. godini na granici sa Srbijom iz elektroenergetskog sistema BiH isporučeno 852 GWh električne energije, a na granici sa Crnom Gorom isporučeno 3.913 GWh. U elektroenergetski sistem BiH na granici sa Hrvatskom isporučeno je 714 GWh električne energije. Tokovi električne energije na granici sa susjednim sistemima su prikazani na slici 3.8.



Slika 3.8. Ostvarena razmjena u 2020. godini

3.1.3 Naponske prilike u EES BiH

Podaci o vrijednostima napona u značajnijim čvoristima 400 kV, 220 kV i 110 kV elektroenergetskog sistema u BiH dobijaju se preko SCADA/EMS (Supervisory Control And Data Acquisition / Energy Management System) sistema u NOSBiH, preuzimanjem podataka iz daljinskih stanica. U periodu od 01.01. do 31.12.2020. godine (8760 sati), analizirane su satne vrijednosti napona na sabirnicama u transformatorskim stanicama (TS) navedenim u tabeli 3.6.

U tabeli je prikazan broj sati rada u 2020. godini, navedenih postrojenja pri naponima iznad dozvoljenih granica definisanih Mrežnim kodeksom za 400, 220 i 110 kV naponske nivoje. Pokazan je i procenat trajanja povišenih napona u analiziranoj godini. Također u tabeli su prikazani maksimalni naponi (Um) definisani Mrežnim kodeksom i maksimalne vrijednosti izmjernih napona (Umm) u 2020. godini.

U 2020. godini su naponske prilike bile veoma loše i slične kao i u 2019. godini, sa rekordno visokim nedozvoljenim naponima na 400 kV i 220 kV naponskom nivou u poređenju sa vrijednostima maksimalnih napona u prethodnim godinama. U TS 400/220/110 kV Mostar 4 zabilježen je istorijski maksimum i najviši 400 kV napon od razmatranih TS-a, iznosio je 454,79

kV, a ostvaren je u nedjelju 3.5.2020. godine u 7:00 sati. Najviši 220 kV napon je zabilježen u TS 400/220/110 kV Tuzla 4, takođe istorijski maksimum u srijedu 13.5.2020. godine u 13:00, sati u vrijednosti od 267,71 kV. U TS Mostar 4 je zabilježeno i najduže trajanje povišenih napona na 400 kV i 220 kV naponskom nivou. Na 110 kV naponskom nivou nemamo značajno trajanje povišenih napona, a najduži rad sa nedozvoljenim naponima u 2020. godini, je zabilježeno u TS Sarajevo 10, sa 474 sata rada (5%). Osnovni uzrok ovako loših naponskih prilika su slabo opterećeni 400 kV vodovi koji generišu visoke iznose reaktivne snage, a u južnom dijelu BiH, dodatno, i prestanak rada najvećeg potrošača na prenosnoj mreži Aluminija d.d. Mostar. Važno je napomenuti da je 2020. godinu obilježila pandemija korona virusa, što je takođe uticalo na pogoršanje naponskih prilika u regiji i BiH.

Tabela 3.6. Broj sati rada TS pri naponu većem od maksimalno dozvoljene vrijednosti

TS	Naponski nivo (kV)	Um (kV)	Broj sati kada je U>Um	Broj sati u % kada je U>Um	Umm (kV)
Banja Luka 6	400	420	3456	39%	441.66
	110	123	75	1%	125.83
Tuzla 4	400	420	8393	96%	449.13
	220	245	3094	35%	267.71
	110	123	14	0%	124.74
Prijedor 2	220	245	4109	47%	261.86
	110	123	57	1%	125.46
Jajce 2	220	245	5363	61%	265.53
	110	123	58	1%	125.53
Mostar 4	400	420	8602	98%	454.79
	220	245	8114	93%	264.16
	110	123	94	1%	125.67
Sarajevo 10	400	420	8204	94%	451.82
	110	123	474	5%	128.71
Trebinje	400	420	8178	93%	449.31
	220	245	5987	68%	259.08
	110	123	20	0%	124.05

NOSBiH je u decembru 2020. godine, izradio Studiju: „Uticaj kompenzatorskog režima rada pumpne hidroelektrane Čapljina na naponske prilike u elektroenergetskom sistemu Bosne i

Hercegovine“ [4], sa ciljem da na osnovu testiranja pogonskih mogućnosti PHE Čapljine u kompenzatorskom potpobuđenom režimu rada u realnom vremenu, ponudi odgovore na pitanja kako i koliko rad PHE Čapljine u navedenom režimu utiče na poboljšanje naponskih prilika u EES-u BiH, te pokaže uticaj i značaj ostalih proizvodnih resursa na regulaciju naponskih prilika u EES-u BiH. U studiji su pokazani rezultati mjerjenja napona, koji su bilježeni u satnim intervalima, od 1.1.2016. godine do 11.10.2020. godine iz karakterističnih transformatorskih stanica 400 kV, 220 kV i 110 kV. Analizirani su uzroci nastanka povišenih napona u EES-u BiH sa statističkim pokazateljima o opterećenju prenosnih vodova naponskog nivoa 400 kV, 220 kV i 110 kV i njihovim doprinosom u generisanju reaktivne snage. Dobijeni su i pokazani rezultati testiranja rada PHE Čapljine u kompenzatorskom potpobuđenom režimu rada, u režimu minimalnog opterećenja sistema i s topologijom mreže kojom se minimizira uticaj susjednih EES-a (posebno EES-a Hrvatske), te je pokazan uticaj ovih režima rada na smanjenje napona u EES-u BiH.

U uslovima rada EES-a BiH, kada je isključen DV 400 kV Mostar 4 – Konjsko, a PHE Čapljina (preuzima 130,35 MVar) i TE Gacko (preuzima 53,04 MVar) rade u potpobuđenim režimima rada preuzimanjem reaktivne snage sa mreže prenosa, ukupno smanjenje napona u odnosu na naponske prilike neposredno prije početka testa u čvoristima EES BiH na 400 kV naponskom nivou iznosilo je: 12,51 kV u TS Mostar 4, 11,97 kV u TS Gacko, 10,23 kV u TS Trebinje, 5,92 kV u TS Sarajevo 10, 5,05 kV u TS Sarajevo 20, 1,57 kV u TS Stanari, 1,29 kV u TS Banja Luka, 1,49 kV u TS Ugljevik i 1,42 kV u TS Višegrad. Na prenosnoj mreži 220 kV ukupno smanjenje napona iznosilo je: 8,22 kV u TS Mostar 4, 7,06 kV u TS Mostar 3, 6,76 kV u TS Trebinje, 1,2 kV u RP Kakanj, a 2,41 kV u TS Jajce.

U završnom dijelu Studije, na temelju dobijenih rezultata, izvedeni su zaključci i predloženi dalji koraci vezani za rad PHE Čapljine u kompenzatorskom potpobuđenom režimu. Jedan od zaključaka je:

Zabilježene rekordne vrijednosti napona i dužine trajanja rada transformatorskih stanica pri nedozvoljenim naponima u 400 kV i 220 kV mreži, zahtijevaju hitno rješavanje ovoga problema. Kao trajno rješenje nameće se ugradnja odgovarajućih kompenzatorskih uređaja, priključenih na 400 kV ili 220 kV mrežu. Međutim, kako njihova ugradnja zahtijeva prilično dug period (3-4 godine) neophodno je obezbijediti uslove za korištenje sada dostupnih resursa za regulaciju napona. Najbrže i najjednostavnije rješenje, do realizacije navedenih mjera, jeste angažovanje PHE Čapljine, uz prethodno izrađenu metodologiju valorizacije troškova kompenzatorskog rada, kao i valorizaciju Q/V regulacije napona koja bi bila stimulativna za dodatno angažovanje proizvodnih objekata u potpobudnom režimu rada. Time bi se omogućila veća apsorpcija reaktivne snage iz prenosne mreže i djelimično ublažavanje naponskih prilika.

Kao što je u prethodnom IPRP 2021-2030 napomenuto, zemlje regiona su u cilju rješavanja problema sa visokim naponima pokrenule izradu Regionalne Studije za regulaciju napona (WB17-REG-ENE-01 – Regional Feasibility Study for Voltage Profile Improvement: Regional Study). U izradi ove Studije su učestvovali Srbija, Bosna i Hercegovina, Sjeverna Makedonija, Crna Gora, Albanija i Kosovo*, a iako Studija još uvijek nije zvanično objavljena zbog pomjeranja rokova za realizaciju poznati su rezultati.

Na osnovu rezultata optimizacije, te dodatnih analiza koje su provedene u 2025. i 2030. godini, utvrđeno je rješenje za regiju prema kojem je za rješavanje problema sa visokim naponima

potrebno izvršiti ugradnju uređaja za kompenzaciju reaktivne snage na sljedećim lokacijama i navedenim snagama:

- Bosna i Hercegovina: TS Tuzla 4 – 220 MVAr i TS Mostar 4 – 120 MVAr,
- Crna Gora: TS Lastva – 250 MVAr,
- Srbija: TS Vranje – 100 MVAr,
- Kosovo*: TS Ferizaj – 150 MVAr,
- Sjeverna Makedonija: TS Dubrovo – 150 MVAr i u slučaju potrebe dodatni uređaj snage 100 MVAr u TS Ohrid,
- Albanija: TS Elbasan – 120 MVAr (već planirana za puštanje u pogon do 2025. godine zajedno sa novim DV 400 kV Bitola – Elbasan).

4. PROIZVODNJA I POTROŠNJA ELEKTRIČNE ENERGIJE U BIH U PROTEKLOM PERIODU

U tabeli 4.1. prikazani su podaci o proizvodnji i potrošnji električne energije, bilansi snaga za maksimalno satno opterećenje konzuma BiH u periodu 2010. - 2020. godina, prema godišnjim izveštajima koje je pripremio NOSBiH.

Takođe, u tabeli su prikazani karakteristični godišnji pokazatelji za period 2010. – 2020. godina, koji se koriste za određivanje godišnje krive trajanja opterećenja. Pokazatelji se određuju na osnovu sljedećih formula.

- Faktor godišnjeg opterećenja konzuma:

$$T_P = \frac{P_g}{P_{max}}$$

- Vrijeme iskorištenja maksimalnog godišnjeg opterećenja:

$$T_g = \frac{W_{ukupno}}{P_{max}}$$

- Srednje godišnje opterećenje:

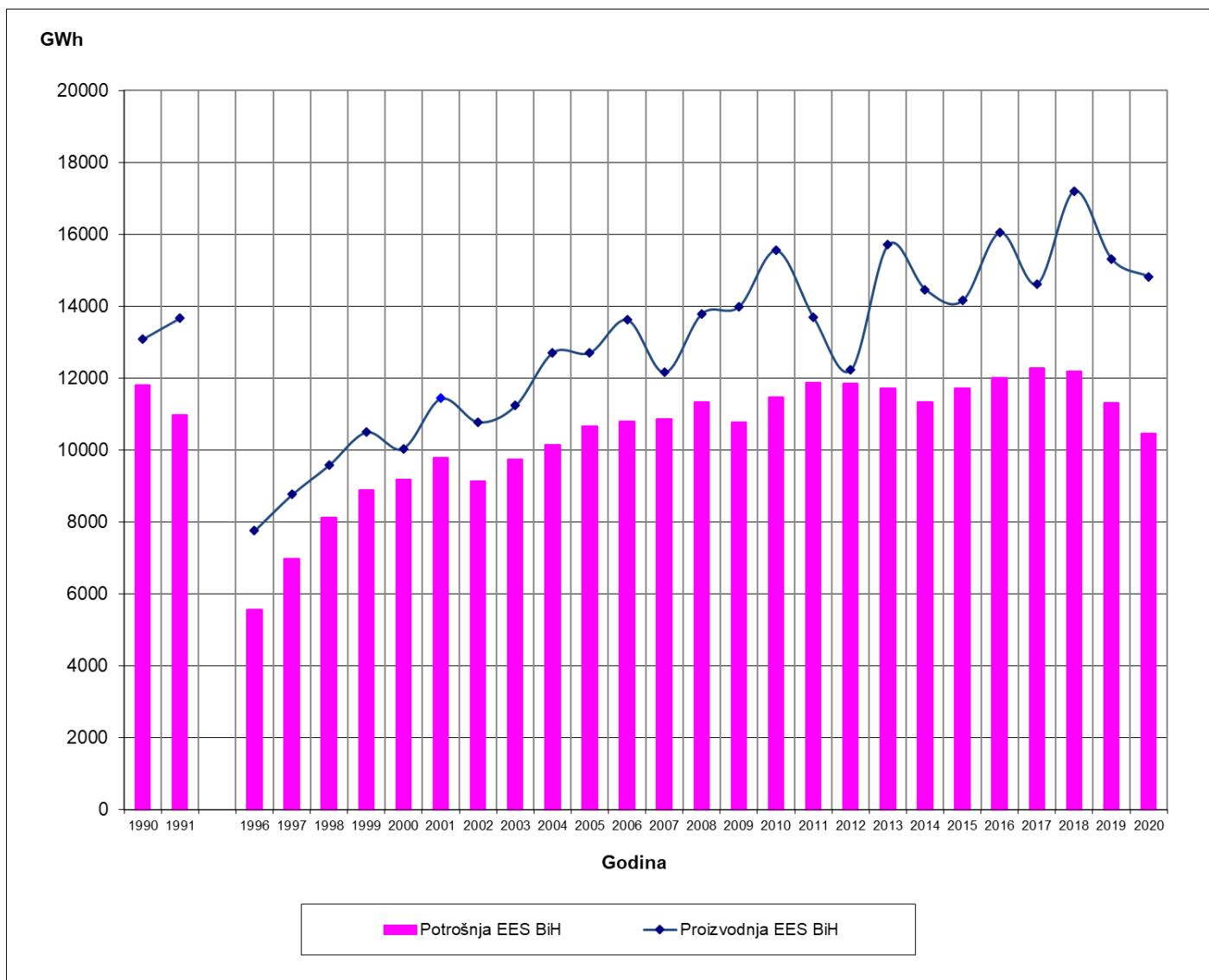
$$P_g = \frac{W_{ukupno}}{8760}$$

gdje je W_{ukupno} godišnja potrošnja na prenosnoj mreži (MWh) i P_{max} maksimalna angažovana snaga izvora na mreži prenosa (MW).

Ukupna proizvodnja i potrošnja električne energije u BiH u periodu 1990. – 2020. godina, na godišnjem nivou, prema izveštajima NOSBiH-a, prikazana je na dijagramu na slici 4.1.

Tabela 4.1.Karakteristični pokazatelji za period 2010. – 2020. godina

R.b.	Pozicija	Godina	Ostvareno										
			2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1	Godišnja potrošnja na prenosnoj mreži (MWh)		11.468.900	11.879.700	11.852.941	11.731.960	11.345.564	11.719.300	12.015.388	12.273.863	12.193.404	11.309.385	10.465.129
2	Godišnji stopa rasta potrošnje (%)		6,33	3,58	-0,23	-1,02	-3,29	3,29	2,53	2,16	-0,66	-7,25	-7,47
3	Enegrija primljena iz distributivne mreže (MWh)		84.300	19.791	37.573	58.385	47.493	62.950	97.818	96.129	126.034	180.180	115.109
4	Proizvodnja na prenosnoj mreži (MWh)		15.553.500	13.694.919	12.233.666	15.711.551	14.472.360	14.165.277	16.054.336	14.626.610	17.209.400	15.322.190	14.829.975
5	Ukupna proizvodnja + (3) (MWh)		15.637.800	13.714.710	12.271.239	15.769.936	14.519.853	14.228.227	16.152.154	14.722.739	17.335.434	15.502.370	14.945.084
6	Gubici na prenosnoj mreži (MWh)		337.900	324.169	308.138	343.102	304.185	359.371	333.304	341.520	398.766	356.950	317.156
7	Gubici na prenosnoj mreži u odnosu na (1) (%)		2,95	2,73	2,60	2,92	2,68	3,07	2,77	2,78	3,27	3,16	3,03
8	Pumpni rad		2.200	21.403	65.970	0	3	13.898	46.214	266.114	137.435	96.283	112.548
9	Ukupna potrošnja na prenosnoj mreži (1+6+8)		11.809.000	12.203.869	12.227.048	12.075.065	11.649.752	12.092.569	12.394.906	12.881.497	12.729.605	11.762.618	10.894.833
10	Gubici na prenosnoj mreži u odnosu na (5) (%)		2,17	2,37	2,52	2,18	2,10	2,53	2,06	2,32	2,30	2,30	2,12
11	BILANS NA PRENOSNOJ MREŽI (5-9) (MWh)		3.744.500	1.491.050	6.618	3.636.486	2.822.608	2.072.708	3.757.248	1.841.242	4.605.829	3.739.752	4.050.251
12	Vršna snaga konzuma na prenosnoj mreži (MW)		2.173	2.150	2.143	2.074	2.207	2.105	2.098	2.189	1.994	1.945	1.804
13	Angažovana snaga izvora na mreži prenosa (MW)		2.870	1.956	1.820	2.119	2.313	1.886	2.007	2.584	2.932	2.549	2.478
14	Potrebna snaga primarne rezerve (MW)		14	14	14	14	14	14	16	16	16	16	15
15	Prosječna potrebna snaga sekundarne rezerve za period vršnog opterećenja (MW)		59	59	59	59	59	55	55	50,5	50	50	49
16	Prosječna potrebna snaga sekundarne rezerve za period nevršnog opterećenja (MW)		59	59	59	59	59	55	55	32,6	32,6	32,6	31,4
17	Pozitivna potrebna snaga tercijerne rezerve (MW)		250	250	250	250	250	250	184	196	196	196	196
18	Negativna potrebna snaga tercijerne rezerve (MW)		0	0	0	0	0	0	0	66	66	68	68
19	BILANS (13-12) (MW)		697	-194	-323	45	106	-219	-91	395	938	604	674
20	Faktor godišnjeg opterećenja konzuma BiH		0,61	0,63	0,63	0,65	0,59	0,64	0,65	0,54	0,47	0,51	0,48
21	Vrijeme iskorištenja maks. god. opterećenja Tg(h)		5.277	5.526	5.531	5.657	5.141	5.567	5.727	4.750	4.159	4.437	4.223
22	Srednje godišnje opterećenje Pg (MW)		1.309	1.356	1.349	1.339	1.295	1.338	1.372	1.401	1.392	1.291	1.195



Slika 4.1.- Ukupna godišnja proizvodnja i potrošnja električne energije u BiH u periodu 1990.–2020.godina

5. BILANS ELEKTRIČNE ENERGIJE NA PRENOSNOJ MREŽI ZA 2021.

U tabelama 5.1. – 5.3. prikazane su planske vrijednosti proizvodnje i potrošnje električne energije za 2021. godinu.

Tabela 5.1.- Proizvodnja na mreži prenosa

(GWh)	UKUPNO
HE Rama	715,0
HE Mostar	242,0
PHE Čapljina	195,0
HE Peć-Mlini	73,0
HE Jajce 1	220,0
HE Jajce 2	82,00
HE Mostarsko blato	132,0
Ukupno HE	1.659,0
VE Mesihovina	145,0
Ukupno VE	145,0
Ukupno EP HZ HB	1.804,0
HE Jablanica	717,2
HE Grabovica	268,5
HE Salakovac	366,5
Ukupno HE	1.352,2
VE Podveležje	100,0
Ukupno VE	100,0
TE Tuzla	3.001,5
TE Kakanj	2.023,3
Ukupno TE	5.024,8
Ukupno EP BiH	6.477,0
HE Trebinje 1	411,4
HE Dubrovnik	609,4
HE Višegrad	925,0
HE Bočac	278,4
Ukupno HE	2.224,2
TE Gacko	1.565,0
TE Ugljevik	1.605,0
Ukupno TE	3.170,0
Ukupno ERS	5.394,2
TE Stanari	2.025,0
VE Jelovača	110,0
HE Dub i Ustriprača	64,0
Ukupno HE u BiH	5.299,4
Ukupno TE u BiH	10.219,8
Ukupno VE u BiH	355,0
Ukupno	15.874,2

Tabela 5.2. Bruto distributivna potrošnja

(GWh)	UKUPNO
-------	--------

EP HZ HB	1.385,90
EP BiH	4.834,64
ERS	3.738,85
Distrikt Brčko	275,00
Ukupno bruto distr. potrošnja	10.234,39

Tabele 5.3. Direktni kupci i ukupna potrošnja

(GWh)	UKUPNO
Željeznička FBiH (EP HZ HB)	4,30
Arcelor Mittal	420,33
Cementara Kakanj	58,18
KTK Visoko	0,35
Prevent CEE	10,67
Željezara Iljaš	23,76
Željeznice FBiH (EP BiH)	36,54
FG Birač Zvornik	132,00
Željeznička RS	23,84
RS Silicon	72,16
Rudnik Arcelor Mital	25,96
B.S.I. Jajce	227,76
Ukupno direktni kupci	1.033,63
PHE Čapljina (pumpanje)	90,70
EP HZ HB	90,70
EP BiH	0,00
Potrošnja HE, R i TE	16,06
ERS	16,06
Ukupno vlastita potrošnja elektrana	16,06
Ukupno kupci	1.142,71
(GWh)	UKUPNO
EP HZ HB	1.476,60
EP BiH	4.834,64
ERS	3.754,91
Distrikt Brčko	275,00
Direktni kupci	1.033,63
Ukupna potrošnja u BiH	11.377,00

Podaci iz prethodnih tabela su preuzeti iz Bilansa električne energije na mreži prenosa za 2021. godinu [5], koji NOSBiH izrađuje na osnovu bilansa potrošnje i proizvodnje električne energije elektroprivreda u BiH i Distrikta Brčko. Ukupne bilansne vrijednosti su date u sljedećoj tabeli.

Tabela 5.4. Bilans električne energije za 2021. (GWh)

1.	Bruto distributivna potrošnja	10.234,39
2.	Vlastita potrošnja elektrana	16,06
3.	Direktni kupci	1.033,63
4.	Proizvodnja na mreži prenosa	15.874,17
5.	Preuzimanje iz susjednih EES na distributivnom nivou	14,82
6.	Proizvodnja DHE, MHE i ITE	841,56
7.	Gubici prenosa	317,00
8.	Isporuka sa mreže prenosa	10.281,71
9.	Ukupna potrošnja u BiH	11.284,09
10.	Ukupna proizvodnja u BiH	16.715,73
Bilans BiH (10.+5.-9.-7.)		5.129,46

6. PROGNOZA POTROŠNJE 2022.-2031. GODINA

6.1 Statistički podaci relevantni za planiranje potrošnje

Zvanični nosioci statističkih aktivnosti u Bosni i Hercegovini su: Agencija za statistiku Bosne i Hercegovine, Zavod za statistiku Federacije Bosne i Hercegovine, Republički zavod za statistiku Republike Srpske i Statistički biro Distrikta Brčko, koji je prema Zakonu o statistici BiH ispostava Agencije za statistiku BiH.

U tabeli 6.1. je dat pregled potrošnje električne energije na prenosnoj mreži i dostupnih podataka o osnovnim indikatorima za Bosnu i Hercegovinu, za period 2009.-2020. godina, prema podacima zvaničnih statističkih organizacija (www.bhas.ba).

Tabela 6.1.- Pregled potrošnje električne energije i osnovnih indikatora za Bosnu i Hercegovinu

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Procjena ukupnog prisutnog stanovn. ^{hilj.}	3.541	3.540	3.538	3.535	3.531	3.526	3.518	3.511	3.504	3.496	3.485	3.491
BDP u mil. KM ¹	24.799	25.365	25.231	26.223	26.779	27.359	28.589	29.904	31.376	33.444	35.229	-
BDP/stan. u KM	7.003	7.165	7.414	7.418	7.584	7.759	8.127	8.517	8.954	9.566	10.108	-
BDP/stan. (EUR ²)	3.581	3.664	3.791	3.793	3.878	3.967	4.155	4.355	4.578	4.891	5.168	-
Porast BDP (%) ³	-2,82	2,28	-0,53	3,93	2,12	2,17	4,48	4,60	4,92	6,59	5,3	-
Potrošnja el.energije GWh ⁴	10.787	11.469	11.880	11.853	11.732	11.379	11.719	12.015	12.540	12.330	11.439	10.578
Porast potrošnje (%)	-4,9	6,3	3,6	-0,2	-1,02	-3,00	2,99	2,53	4,4	-1,67	-7,23	-7,53

¹Agenција за statistiku BiH – TB 01., Bruto društveni proizvod za BiH 2019 Proizvodni pristup, prvi rezultati“, jul 2020 godine

²obračunato po prosječnom godišnjem kursu eura CB BiH

³prikazan je nominalni rast BDP-a, za realni rast treba uzeti u obzir faktor deflaciјe

⁴Potrošnja električne energije na mreži prenosa, uračunat pumpni rad (podaci NOSBiH)

Treba naglasiti da je prema popisu stanovništva iz 1991. godine, na području Bosne i Hercegovine registrovano 4.377.033 stanovnika. Takođe, prema popisu iz 2013. godine registrovano je 3.531.159 stanovnika. Podaci koji su dati u tabeli 6.1. za period 2006-2019 predstavljaju procjenu broja stanovnika koje su izvršile statističke organizacije.

Struktura finalne potrošnje električne energije u Bosni i Hercegovini u periodu 2013.-2019. godine koju objavljuje Agencija za statistiku Bosne i Hercegovine u svojim saopštenjima „Statistika energije“ je data u tabeli 6.2. Iznos finalne potrošnje je nešto manji (cca 10%) od egzaktnih podataka o potrošnji električne energije na prenosnoj mreži koje publikuje NOSBiH jer nisu uračunati gubici na distributivnoj mreži, međutim ovi izvještaji su značajni jer ukazuju na procentualnu strukturu potrošača.

Finalna potrošnja električne energije predstavlja finalnu potrošnju energije u industriji, građevinarstvu, saobraćaju, poljoprivredi, domaćinstvima i ostalim sektorima.

U finalnoj potrošnji električne energije u 2019. godini domaćinstva učestvuju sa 43%, industrija sa 32,9%, a ostali potrošači uključujući građevinarstvo, saobraćaj i poljoprivrednu učestvuju sa 24,1%.

Najveće učešće u potrošnji električne energije u 2019. godini u industrijskom sektoru ima industrija proizvodnje metala bez željeza sa 27%, dok industrija željeza i čelika učestvuje sa 23%. U 2019. godini je došlo do značajnog smanjenja potrošnje električne energije u industriji metala bez željeza, jer je polovinom godine iz pogona izašao Aluminij d.d. Mostar, što se odrazilo i na procentualno učešće industrije u finalnoj potrošnji električne energije.

Tabela 6.2.– Struktura finalne potrošnje električne energije u Bosni i Hercegovini u periodu 2013.-2019. godina (Izvor: Agencija za statistiku BiH)

GWh	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Industrija željeza i čelika	793	732	773	813	820	819	847
Hemijska (uklj. i petrohemijsku)	104	108	118	127	136	140	152
Metali bez željeza	1.969	1.762	1.712	1.667	1.728	1.784	974
Nemetalni mineralni proizvodi	154	156	164	158	168	122	148
Transportna oprema	35	41	45	50	53	75	37
Mašine	216	194	201	228	290	276	282
Rudarstvo i kamenolomi	75	95	87	93	92	75	102
Prerada hrane, pića i duhana	195	214	228	255	264	266	326
Celuloza, papir i štampanje	190	159	202	189	229	221	212
Drvo i drveni proizvodi	156	148	168	177	179	189	218
Tekstil i koža	84	115	115	101	174	187	134
Nespecificirano (industrija)	118	125	118	156	148	150	185
Industrija ukupno	4.297	4.089	3.849	4.014	4.281	4.304	3.617
Industrija (%)	38,7%	37,4%	36,4%	36,2%	37,6%	37,6%	32,9%
Saobraćaj	107	84	80	73	76	59	59
Saobraćaj (%)	0,9%	0,7%	0,8%	0,7%	0,7%	0,5%	0,5%
Domaćinstva	4.599	4.624	4.605	4.733	4.756	4.685	4.726
Domaćinstva (%)	41,4%	42,3%	43,5%	42,7%	41,7%	40,9%	43%
Gradjevinarstvo	86	60	61	65	63	63	73
Poljoprivreda	90	84	53	67	48	62	59
Ostali potrošači	1.918	2.027	1.939	2.136	2.174	2.283	2.459
Ostala potrošnja ukupno	2.201	2.255	2.133	2.341	2.285	2.467	2.650
Ostala potrošnja ukupno (%)	19,9%	20,3%	20,1%	21,1%	20,0%	21,5%	24,1%
FINALNA POTROŠNJA	11.097	10.933	10.587	11.088	11.398	11.456	10.993

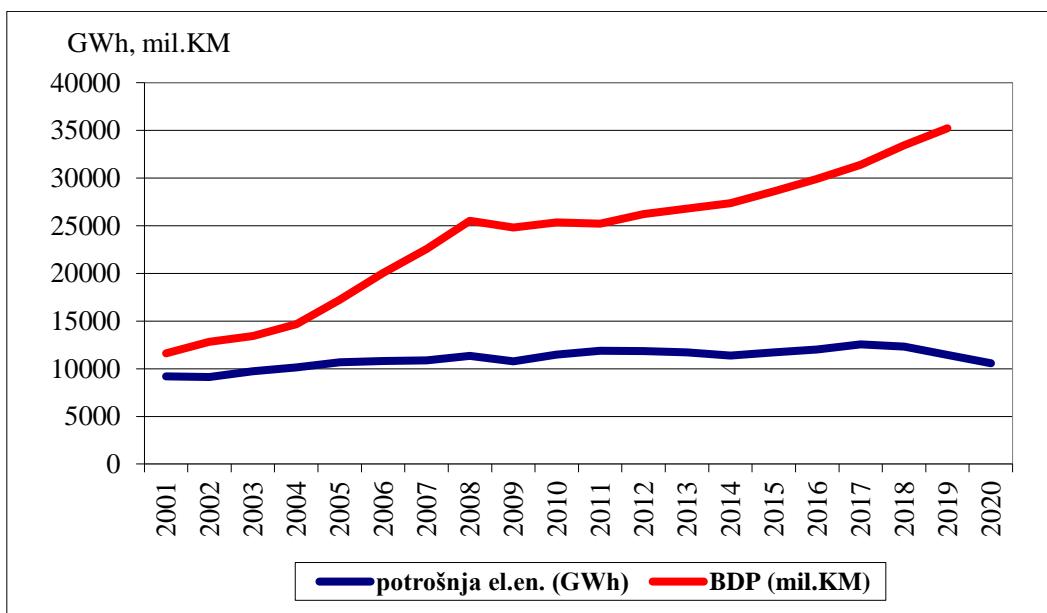
6.2 Prognoziranje potrošnje električne energije na bazi korelacije sa bruto društvenim proizvodom

Teoretski model prognoziranja potrošnje električne energije, na bazi korelacije sa bruto društvenim proizvodom, se bazira na linearnoj funkcionalnoj povezanosti između potrošnje električne energije i BDP-a. To znači da je za određeni nivo BDP, potrebno utrošiti i adekvatnu količinu električne energije.

Prema istraživanjima, postoji visok stepen korelacije između promjena bruto društvenog proizvoda i promjena u potrošnji električne energije. Konstatovana je pozitivna korelacija, tj. porast društvenog proizvoda dovodi do porasta potrošnje električne energije sa vrlo visokim stepenom korelacije (između 0,95 i 0,99). Ovu tezu potvrđuje i vrlo visok stepen elastičnosti između stope rasta bruto društvenog proizvoda i stope rasta potrošnje električne energije. Koeficijent elastičnosti se obično kreće od 0,85 do 0,95, što znači da promjena bruto društvenog proizvoda od 1% izaziva promjene u potrošnji od 0,85% -0,95%.

Na slici 6.1. je prikazan uporedni dijagram kretanja BDP (mil.KM) i potrošnje (GWh) u Bosni i Hercegovini za period 2001.-2018. (2019). godina. Porast BDP-a je u zadnjih 17 godina uglavnom pratio porast potrošnje električne energije, osim u 2012., 2013. 2014. i 2018. godini, gdje je zabilježen porast BDP-a, uz istovremeni pad potrošnje električne energije.

Ovakva kretanja se direktno odražavaju i na koeficijent elastičnosti koji je za 2005., 2006., 2007., 2008. i 2009. godinu iznosio 0,62; 0,54; 0,48; 0,44; 0,44, dok je u 2010., 2011., i 2012. godini iznosio 0,45; 0,47 i 0,45, a u 2013., 2014., 2015., 2016., 2017., 2018. i 2019. godini 0,44; 0,42; 0,41; 0,40; 0,40; 0,37; 0,33. Proračunati srednji koeficijent elastičnosti za period 2005.-2019. godina iznosi 0,44.



Slika 6.1. - Bruto društveni proizvod i potrošnja električne energije u BiH

U toku 2020. godini je došlo do značajnih promjena na globalnom nivou uslijed pandemije COVID - 19, koje su imale značajne posljedice i po BiH. U 2020. godini procjenjeni realni porast BDP-a u Bosni i Hercegovini je -4,0%, prema prognozama Svjetske banke [Global

Economic Prospects 2021., www.worldbank.org], dok je prognozirani rast u 2021. godini 2,8%, u 2022. godini 3,5%, što za naredni period daje prosječan realni rast BDP-a u iznosu 3,15%.

Uz ovaj pretpostavljeni rast BDP od 3,15% i prethodno proračunati srednji koeficijent elastičnosti 0,44 dobijemo poraste potrošnje električne energije od cca 1,4% za period 2022-2031. godina.

U tabeli 6.3 je data procjena porasta BDP-a, i potrošnje električne energije u Bosni i Hercegovini za period 2022.-2031. godina.

Tabela 6.3.- Prognoza potrošnje električne energije u BiH na bazi korelacije sa BDP-om

Godina	Procjenjeni realni porast BDP-a	Porast potrošnje električne energije
2022	3,15%	1,4%
2023	3,15%	1,4%
2024	3,15%	1,4%
2025	3,15%	1,4%
2026	3,15%	1,4%
2027	3,15%	1,4%
2028	3,15%	1,4%
2029	3,15%	1,4%
2030	3,15%	1,4%
2031	3,15%	1,4%

Kod prognoziranja potrošnje električne energije na osnovu korelacije sa bruto društvenim proizvodom u BiH ima dosta nepoznanica, radi nepoznavanja tačnijih podataka o kretanju BDP u narednom periodu, ali se gore navedene procjene mogu u kombinaciji sa drugim metodama koristiti za određivanje okvirnog porasta potrošnje.

6.3 Planovi potrošnje korisnika prenosne mreže

Kao što je već u Uvodu navedeno, NOSBiH je blagovremeno pripremio sve potrebne elemente kako bi korisnicima prenosne mreže omogućio pravovremeno informisanje o njihovim obavezama u dostavljanju planskih podataka u skladu sa Zakonom o osnivanju Nezavisnog operatora prenosnog sistema u BiH i Mrežnim kodeksom.

6.3.1 Plan potrošnje direktno priključenih kupaca

U tabeli 6.4. su prikazani dostavljeni podaci o potrošnji korisnika koji su direktno priključeni na prenosnu mrežu, a u tabeli 6.5. maksimalne snage na prenosnoj mreži za period 2022.-2031. godina. Podatke su do utvrđenog roka dostavili Arcelor Mittal Zenica d.o.o i R-S Silicon d.o.o. Mrkonjić Grad. Takođe, Elektroprivreda BiH je dostavila podatke za kvalifikovane kupce: Arcelor Mittal, Željeznice Federacije BiH, Željezara Ilijaš, Cementara Kakanj, KTK Visoko i Prevent CEE [6]. Za potrošača Arcelor Mittal su korišteni podaci dostavljeni od samog korisnika, gdje su planirane vrijednosti potrošnje i maksimalne snage na prenosnoj mreži veće od vrijednosti dostavljenih od strane JP EP BiH. Za ostale direktno priključene kupce kod Plana potrošnje električne energije korišteni su podaci prema Bilansu za 2021. godinu ili iz prethodnih Indikativnih planova (Željeznice RS), dok su za maksimalnu snagu prikazani podaci dostavljeni

u prethodnim Indikativnim planovima. Potrebno je napomenuti da je u julu 2019. godine sa prenosne mreže isključen najveći potrošač u BiH- Aluminij d.d. Mostar, i njegova potrošnja nije predviđena ni Bilansom za 2021. godinu, kao ni u periodu 2022-2031. godina. Prema podacima iz tabele 6.4 za većinu direktno priključenih kupaca predviđena je konstantna potrošnja tokom posmatranog desetogodišnjeg perioda, kao i konstantna maksimalna snaga (tabela 6.5).

Detaljne prijave u skladu sa metodologijom koje su dostavili navedeni korisnici nalaze se u bazi podataka NOSBiH.

Tabela 6.4. Plan potrošnje direktno priključenih kupaca (GWh) za period 2022.-2031. godina

Korisnik	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
B.S.I. d.o.o. Jajce	227,76	227,76	227,76	227,76	227,76	227,76	227,76	227,76	227,76	227,76
Cementara Kakanj	58,20	58,20	58,20	58,20	58,20	58,20	58,20	58,20	58,20	58,20
Arcelor Mittal	435,62	435,62	435,62	435,62	435,62	435,62	435,62	435,62	435,62	435,62
Toplana Zenica d.o.o.	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98
Željezara Ilijaš	21,4	21,4	21,4	21,4	21,4	21,4	21,4	21,4	21,4	21,4
KTK Visoko	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Prevent CEE	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8
Željeznice FBiH (EP BiH)	36,5	36,5	36,5	36,5	36,5	36,5	36,5	36,5	36,5	36,5
Željeznice RS	23,84	23,84	23,84	23,84	23,84	23,84	23,84	23,84	23,84	23,84
FG Birač Zvornik	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132
Rudnik Arcelor Mital	25,96	25,96	25,96	25,96	25,96	25,96	25,96	25,96	25,96	25,96
R-S Silicon d.o.o. Mrkonjić Grad	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215
Željeznice FBiH (EP HZ HB)	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3

Tabela 6.5.- Maksimalne snage (MW) na prenosnoj mreži za period 2022.-2031.godina-bazni scenario

Korisnik	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
B.S.I. d.o.o. Jajce	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
Cementara Kakanj	18	18	19	19	19	19	19	19	19	19
Arcelor Mittal	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
Toplana Zenica d.o.o.	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Željezara Ilijaš	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
KTK Visoko	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Prevent CEE	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2

Željeznice FBiH (EP BiH)	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Željeznice RS	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0
FG Birač Zvornik	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0
R-S Silicon d.o.o. Mrkonjić Grad	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0
Rudnik Arcelor Mital	<i>Nisu dostavljeni podaci</i>									
Željeznice F BiH (EP HZ HB)	<i>Nisu dostavljeni podaci</i>									

6.3.2 Bruto distributivna potrošnja – planovi elektroprivrednih preduzeća

Podatke o planiranoj bruto distributivnoj potrošnji TS 110/x kV od elektroprivrednih (distributivnih) preduzeća u Bosni i Hercegovini su u predviđenom terminu dostavile JP EP BiH, MH ERS i JP EP HZ HB. Podaci nisu dostavljeni od strane JP Komunalno Brčko, pa su korišteni podaci iz prethodnih Indikativnih planova.

Podaci o planiranoj bruto distributivnoj potrošnji postojećih transformatorskih stanica 110/x kV, kao i lista prijedloga za izgradnju novih transformatorskih stanica 110/x kV je za Indikativni plan dostavila JP EP BiH. Detaljna obrazloženja o predloženim objektima su data u Studijama/elaboratima koji su dostavljeni Elektroprenosu BiH. JP EP BiH je za Indikativni plan dostavila podatke o potrošnji TS 110/x kV za period 2022.-2031. godina sa prosječnim rastom do 2,2% za bazni scenario, za optimistički (viši) scenario do 4%, a za pesimistički scenario do 2%, što su približno isti procenti porasta kao u prethodnom Indikativnom planu. Za svaku TS 110/x kV je dostavljena i procjena strukture potrošnje u istom periodu, proizvodnja električne energije iz obnovljivih izvora, kao i maksimalne i minimalne snage na mreži prenosa.

U dostavljenim podacima JP EP HZ HB [7] za svaku postojeću TS 110/x kV data je prognozirana ukupna potrošnja – bazni scenario na osnovu ostvarene preuzete električne energije za 2019. godinu i godišnje stope porasta od 1%. Stopa rasta od 1% definisana je temeljem analize preuzimanja JP Elektroprivreda HZ HB d.d. Mostar u transformatorskim stanicama 110/x kV za razdoblje od 2011.-2019. godine koja je pokazala da u navedenom razdoblju povećanje potrošnje po trafostanicama nije prelazilo 1%. Stopa rasta – viši scenario u odnosu na bazni scenario iznosi 2%. Stopa rasta od 2% zadržana je iz ranijih prognoza potrošnje JP Elektroprivrede HZ HB d.d. Mostar za potrebe izrade Indikativnog plana razvoja proizvodnje za prethodna razdoblja. Stopa rasta – niži scenario u odnosu na bazni scenario iznosi 0,5%. Stopa rasta od 0,5% zadržana je iz ranijih prognoza potrošnje JP Elektroprivreda HZ HB d.d. Mostar za potrebe izrade Indikativnog plana razvoja proizvodnje za prethodna razdoblja. Podaci za proizvodnju iz obnovljivih izvora energije za svaku prenosnu trafostanicu 110/x kV za razdoblje od 2022. – 2031. godine predstavljaju ostvarenje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije za 2019. godinu po poslovnicama Organizacijske jedinice Distribucija električne energije JP Elektroprivreda HZ HB d.d. Mostar. Za svaku prenosnu trafostanicu 110/x kV na području poslovanja JP Elektroprivreda HZ HB d.d. Mostar prognozirana je maksimalna i minimalna snaga na mreži prenosa za razdoblje od 2022. – 2031. godine na bazi ostvarene snage za 2019. godinu i godišnje stope rasta od 2%. Stopa rasta od 2% je zadržana iz ranijih prognoza JP Elektroprivreda HZ HB d.d. Mostar za potrebe izrade Indikativnog plana razvoja proizvodnje za prethodna razdoblja.

Za svaku prenosnu trafostanicu 110/x kV na području poslovanja JP Elektroprivreda HZ HB d.d. Mostar navedena je ostvarena struktura potrošnje u 2019. godini, te je tako definisan postotak udjela domaćinstava, ostale potrošnje i industrijske potrošnje u ukupnoj potrošnji po županijama u kojima posluje JP Elektroprivreda HZ HB d.d. Mostar.

MH ERS je dostavila podatke o predviđenom rastu potrošnje postojećih TS 110/x kV [8] i to: za bazni scenario sa prosječnim godišnjim rastom od približno 2,3%, za viši scenario približno 3,2% i niži scenario 1,5%. Dostavljeni su detaljni podaci prognoze potrošnje postojećih TS 110/x kV za elektrodistribucije: ZP Elektrokrnjina, ZP Elektrodojob, ZEDP Elektrobijeljina, ZP ED Pale, ZP Elektrohercegovina, i novoplaniranih transformatorskih stanica 110/x kV ZP Elektrokrnjina. Prognoze rasta su različite, zavisno od elektrodistributivnog preduzeća: ZP Elektrokrnjina – bazni scenario 2,5%, viši scenario 3,5%, niži scenario 1,5%, ZP Elektrodojob- bazni scenario 3%, viši scenario 3,5%, niži scenario 2,5%, ZEDP Elektrobijeljina- bazni scenario 2%, viši scenario 3%, niži scenario 1%, ZP ED Pale- bazni scenario oko 1%, viši scenario 1,8%, niži scenario 0,6%, ZP Elektrohercegovina- bazni scenario 1,5%, viši scenario 2%, niži scenario 0,5%. Što se tiče strukture potrošnje, zavisno od elektrodistribucije za cijeli period je ili ostavljena ista struktura potrošnje, ili je predviđeno smanjenje udjela potrošnje domaćinstava uz povećanje udjela industrijske i ostale potrošnje.

Javno preduzeće "Komunalno Brčko" d.o.o. – Brčko Distrikt je dostavilo NOSBiH za Indikativni plan 2015-2024, podatke o sumarnoj potrošnji (MWh) i sumarnoj snazi (MW) na dvije trafostanice 110 kV (Brčko 1 i Brčko 2). Prosječna stopa rasta za bazni scenario iznosi 1,5%. Predviđena stopa rasta potrošnje u višem scenariju je 2,25%, dok je u nižem scenariju predviđen porast od 1%.

U tabeli 6.6. je data prognoza distributivne potrošnje po elektroprivrednim kompanijama. Prognoza je urađena na osnovu Bilansa električne energije za 2021. godinu, i ostvarenja u 2019. godini (EP HZ HB) i prosječnih procenata porasta za bazni, viši i niži scenario, koje su dale elektroprivredne kompanije, s tim da je odvojeno data potrošnja za JKP Komunalno Brčko.

Na osnovu ovih podataka može se zaključiti da će distributivna potrošnja u narednom planskom periodu imati prosječan rast od oko 2% u baznom scenariju, 3,4% u višem scenariju i 1,6% u nižem scenariju.

U Indikativnom planu nije razmatrana opravdanost izgradnje novih transformatorskih stanica 110/x kV, koje su elektroprivredne kompanije predložile u svojim planovima razvoja i ove TS nisu predmet Indikativnog plana razvoja proizvodnje.

Elektroprenos BiH će u skladu sa svojim pravima i obavezama, u Dugoročnim planovima razvoja prenosne mreže razmatrati izgradnju novih transformatorskih stanica 110/x kV i način njihovog priključivanja na prenosnu mrežu.

Tabela 6.6. Plan bruto distributivne potrošnje u BiH (GWh)

Korisnik	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
EP HZ HB (b.s.)	1.429,0	1.443,3	1.457,8	1.472,3	1.487,1	1.501,9	1.516,9	1.532,1	1.547,4	1.562,9	
EP HZ HB (v.s.)	1.471,9	1.501,3	1.531,4	1.562,0	1.593,2	1.625,1	1.657,6	1.690,7	1.724,6	1.759,1	
EP HZ HB (n.s.)	1.407,9	1.414,9	1.422,0	1.429,1	1.436,3	1.443,5	1.450,7	1.457,9	1.465,2	1.472,5	
ERS (b.s.)	3.824,8	3.912,8	4.002,8	4.094,9	4.189,1	4.285,4	4.384,0	4.484,8	4.588,0	4.693,5	
ERS (v.s.)	3.858,5	3.982,0	4.109,4	4.240,9	4.376,6	4.516,6	4.661,2	4.810,3	4.964,3	5.123,1	
ERS (n.s.)	3.794,9	3.851,9	3.909,6	3.968,3	4.027,8	4.088,2	4.149,5	4.211,8	4.275,0	4.339,1	
EP BiH (b.s.)	4.787,0	4.892,3	5.000,0	5.110,0	5.222,4	5.326,8	5.433,4	5.542,0	5.652,9	5.765,9	
EP BiH (v.s.)	4.871,3	5.066,2	5.268,8	5.479,6	5.698,8	5.926,7	6.163,8	6.410,3	6.666,7	6.933,4	
EP BiH (n.s.)	4.777,6	4.873,2	4.970,7	5.070,1	5.171,5	5.274,9	5.380,4	5.488,0	5.597,8	5.709,7	
JP "K. Brčko" doo (b.s.)	279,1	283,3	287,6	291,9	296,3	300,7	305,2	309,8	314,4	319,1	
JP "K. Brčko" doo (v.s.)	281,2	287,5	294,0	300,6	307,4	314,3	321,3	328,6	336,0	343,5	
JP "K. Brčko" doo (n.s.)	277,8	280,5	283,3	286,2	289,0	291,9	294,8	297,8	300,8	303,8	
Ukupno	bazni scenario	10.320,0	10.531,8	10.748,1	10.969,0	11.194,7	11.414,9	11.639,5	11.868,7	12.102,7	12.341,5
	viši scenario	10.482,9	10.837,0	11.203,6	11.583,1	11.976,0	12.382,7	12.803,9	13.240,0	13.691,6	14.159,1
	niži scenario	10.258,2	10.420,5	10.585,7	10.753,7	10.924,6	11.098,5	11.275,5	11.455,5	11.638,7	11.825,1

6.3.3 Prognoza potrošnje na prenosnoj mreži BiH na bazi podataka dostavljenih od Korisnika prenosne mreže

Za ovaj Indikativni plan podatke su poslala sva distributivna preduzeća, osim "Komunalno Brčko" d.o.o., kao i jedan dio najvećih direktnih potrošača, na osnovu kojih je urađena prognoza potrošnje na prenosnoj mreži za period 2022.-2031. godina. Kao što je i navedeno i u prethodnom Indikativnom planu, u julu 2019. godine je sa prenosne mreže isključen najveći potrošač u BiH- Aluminij d.d. Mostar. Njegova potrošnja nije predviđena Bilansom za 2021. godinu, kao ni u periodu 2022-2031. godina. Na taj način je, kao i u IPRP 2021-2030 planirana ukupna potrošnja direktnih potrošača manja za više od 50% u odnosu na prethodne indikativne planove, što se odražava i na ukupnu potrošnju, koja je manja za više od 10% u odnosu na potrošnju kada je ovaj potrošač na mreži.

Prognoza distributivne potrošnje je preuzeta iz tabele 6.6. Što se tiče direktnih potrošača korištena je prognoza potrošnje prema tabeli 6.4. gdje je potrošnja ista u sva tri scenarija (dostavljeni podaci za potrošače: Arcelor Mittal, Željeznice Federacije BiH, Željezara Ilijaš, Cementara Kakanj, KTK Visoko i Prevent CEE i R-S Silicon d.o.o. Mrkonjić grad, dok su ostali direktni potrošači razmatrani sa potrošnjom prema Bilansu za 2021. godinu). Rezultati za tri scenarija prognoze potrošnje su dati u tabeli 6.7.

Tabela 6.7.- Prognoza potrošnje el.en. na prenosnoj mreži BiH u GWh za period 2022.-2031. na bazi podataka dostavljenih od Korisnika prenosne mreže

Korisnik	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Distributivna potrošnja u BiH (b.s.)	10.320,0	10.531,8	10.748,1	10.969,0	11.194,7	11.414,9	11.639,5	11.868,7	12.102,7	12.341,5
Direktni potrošači (b.s.)	1.294,1	1.294,1	1.294,1	1.294,1	1.294,1	1.294,1	1.294,1	1.294,1	1.294,1	1.294,1
Ukupna potrošnja BiH (b.s.)	11.614,1	11.825,9	12.042,2	12.263,1	12.488,8	12.708,9	12.933,6	13.162,8	13.396,8	13.635,5
bazni scenario (%)		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Distributivna potrošnja u BiH (v.s.)	10.482,9	10.837,0	11.203,6	11.583,1	11.976,0	12.382,7	12.803,9	13.240,0	13.691,6	14.159,1
Direktni potrošači (v.s.)	1.294,1	1.294,1	1.294,1	1.294,1	1.294,1	1.294,1	1.294,1	1.294,1	1.294,1	1.294,1
Ukupna potrošnja BiH (v.s.)	11.777,0	12.131,1	12.497,6	12.877,1	13.270,0	13.676,8	14.098,0	14.534,1	14.985,6	15.453,2
viši scenario (%)		3,0	3,0	3,0	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
Distributivna potrošnja u BiH (n.s.)	10.258,2	10.420,5	10.585,7	10.753,7	10.924,6	11.098,5	11.275,5	11.455,5	11.638,7	11.825,1
Direktni potrošači (n.s.)	1.294,1	1.294,1	1.294,1	1.294,1	1.294,1	1.294,1	1.294,1	1.294,1	1.294,1	1.294,1
Ukupna potrošnja BiH (n.s.)	11.552,3	11.714,6	11.879,7	12.047,7	12.218,7	12.392,6	12.569,5	12.749,6	12.932,8	13.119,2
niži scenario (%)		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4

Prosječan porast ukupne potrošnje na prenosnoj mreži BiH za period 2022-2031., na osnovu podataka dostavljenih od korisnika prenosne mreže je u baznom scenariju je **1,80%**, višem scenariju **3,07%**, i nižem scenariju je **1,42%**, što su približni procenti kao u prethodnom Indikativnom planu (procenti porasta zavise samo od rasta distributivne potrošnje, jer je potrošnja direktnih kupaca ista u svim scenarijima).

6.4 Prognoza potrošnje električne energije na prenosnoj mreži BiH

Prema Mrežnom kodeksu, tačka 4.1(6): „*Indikativni plan razvoja proizvodnje sadrži tri scenarija rasta potrošnje u narednih 10 godina (niži, bazni i viši) na bazi informacija o očekivanom razvoju potrošnje električne energije koje su dostavili Korisnici i vlastitim analiza.*“

Prognoza potrošnje električne energije koja se bazira na predviđenom porastu BDP je data u poglavlju 6.2, a prosječan godišnji porast iznosi 1,4%.

U poglavlju 6.3 je prezentovana prognoza potrošnje na bazi podataka koje su dostavili Korisnici prenosne mreže (tabela 6.7.), a prosječan porast ukupne potrošnje na prenosnoj mreži BiH za period 2022.-2031.godina u baznom scenariju je 1,80%, višem scenariju 3,07% i nižem scenariju 1,42%.

S obzirom da je dio Korisnika, prema procjeni NOSBiH dostavio previsoko procijenjene prognoze, što je naročito izraženo za niži i viši scenario, urađena je i vlastita analiza, na osnovu

istorijskih podataka ostvarenja potrošnje u periodu 2001.-2020. godina. Ekstrapolacijom preko karakteristične funkcije potrošnje (kriva potencije ili stepena kriva) za razmatrani period dobije se jednačina krive koja opisuje potrošnju u obliku:

$$y = 9002,2 \cdot x^{0,0953}$$

Nakon uvrštavanja ovih vrijednosti u planski period 2022.-2031. godina dobije se prosječni porast potrošnje u iznosu od 0,37%. Ovaj procenat porasta je korišten za niži (pesimistični) scenario prognoze potrošnje.

Bazni (realistični) scenario potrošnje je urađen usrednjavanjem prosječnog porasta dobijenog ekstrapolacijom (0,37%) i prosječnog porasta za bazni scenario prema podacima dostavljenim od Korisnika (1,8%), pa se dobije prosječni godišnji porast od 1,1%.

Viši (optimistični) scenario je urađen usrednjavanjem vrijednosti dobijenih prognozom preko BDP-a (1,4%) i prosječnog porasta za viši scenario prema podacima dostavljenim od Korisnika (3,07%), pa se dobije prosječni godišnji porast od 2,2%.

Na taj način dobiju se tri scenarija:

- **Pesimistični scenario – niži scenario (prosječni godišnji porast 0,4%)**
- **Realistični scenario – bazni scenario (prosječni godišnji porast 1,1%)**
- **Optimistični scenario – viši scenario (prosječni godišnji porast 2,2%)**

Prognozirane vrijednosti potrošnje na prenosnoj mreži BiH za period 2022.-2031. godina za gore opisana tri scenarija i ostvarena potrošnja u periodu 2001.-2020. godina su dati u tabeli 6.8. (na ovu potrošnju treba dodati još gubitke prenosa).

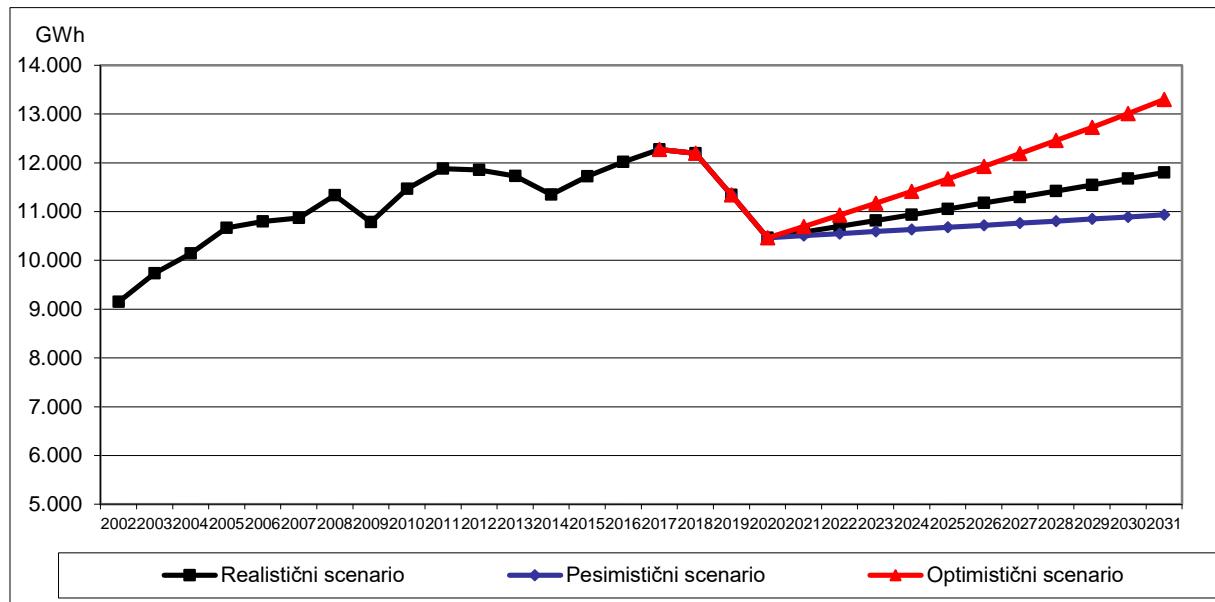
Kao početna vrijednost prognoze uzeto je ostvarenje iz 2020. godine, u kom je potrošnja značajno manja u odnosu na prethodne godine, radi pandemije COVID-19, a takođe to je prva godina u kojoj tokom cijele godine na mreži nije bio potrošač Aluminij d.d. Mostar.

Tabela 6.8. Prognoza potrošnje električne energije na prenosnoj mreži BiH za tri scenarija za period 2021. – 2030. godina

Godina	Realistični scenario		Pesimistični scenario		Optimistički scenario	
	(GWh)	Porast (%)	(GWh)	Porast (%)	(GWh)	Porast (%)
2001	9.185	3,49%				
2002	9.147	-0,41%				
2003	9.734	6,42%				
2004	10.141	4,18%				
2005	10.663	5,14%				
2006	10.797	1,26%				
2007	10.871	0,69%				
2008	11.338	4,30%				
2009	10.787	-4,86%				
2010	11.469	6,32%				
2011	11.880	3,58%				
2012	11.853	-0,23%				
2013	11.732	-1,02%				
2014	11.346	-3,29%				
2015	11.719	3,29%				

2016	12.015	2.53%				
2017	12.274	2.16%				
2018	12.193	-0,66%				
2019	11.342	-6,98%				
2020	10.465	-7,73%	10.465	-7,73%	10.465	-7,73%
2021	10.580	1,10%	10.507	0,40%	10.695	2,2%
2022	10.696	1,10%	10.549	0,40%	10.931	2,2%
2023	10.814	1,10%	10.591	0,40%	11.171	2,2%
2024	10.933	1,10%	10.633	0,40%	11.417	2,2%
2025	11.053	1,10%	10.676	0,40%	11.668	2,2%
2026	11.175	1,10%	10.719	0,40%	11.925	2,2%
2027	11.298	1,10%	10.762	0,40%	12.187	2,2%
2028	11.422	1,10%	10.805	0,40%	12.455	2,2%
2029	11.548	1,10%	10.848	0,40%	12.729	2,2%
2030	11.675	1,10%	10.891	0,40%	13.009	2,2%
2031	11.803	1,10%	10.935	0,40%	13.295	2,2%

Prognoza potrošnje na prenosnoj mreži BiH za period 2021.-2031. godina, za tri scenarija, i ostvarenje potrošnje u periodu 2001.-2020. godina su dati na slici 6.2.



Slika 6.2. Prognoza potrošnje na prenosnoj mreži BiH za period 2021.-2031. i ostvarenje potrošnje u periodu 2002.-2020.godina

Prosječni procenti porasta potrošnje u svim scenarijima su približni procentima u prethodnom Indikativnom planu (IPRP 2021-2030). Međutim, potrebno je još jednom napomenuti da je kao bazna godina uzeta 2020. godina, u kojoj je ostvarenje potrošnje značajno manje u odnosu na prethodne godine, radi pandemije COVID-19, i bez potrošnje Aluminija d.d. Mostar. Na taj način, prognozirane vrijednosti potrošnje u baznom scenariju, u posljednjoj godini prognoze (2031. godina) su približno na nivou potrošnje prije 2016. godine. Jedino u višem scenariju u zadnjim godinama prognoze, potrošnja dostiže ostvarene vrijednosti iz godine prije gašenja Aluminija, odnosno pandemije COVID-19 (2018. godina). Osim toga, prognozirana vrijednost potrošnje u 2021. godini, u sva tri scenarija je manja od vrijednosti predviđene Bilansom za

2021. godinu. Bilans za 2021. godinu je urađen na osnovu podataka koje su dostavili korisnici (elektroprivredne kompanije i direktni potrošači).

Uzimajući u obzir gore navedeno, možemo zaključiti da su trendovi u kretanju potrošnje u skladu sa ciljevima za postizanje energetske efikasnosti, jer su prognozirane vrijednosti potrošnje značajno manje u odnosu na predviđanja u ranijim IPRP.

Za planski period 2022.-2031. godina je predviđeno da na prenosnoj mreži BiH budu sljedeći direktni potrošači: BSI Jajce, Željeznice FBiH (EP BiH), Željeznice FBiH (EP HZHB), Arcelor Mital Zenica, Toplana Zenica d.o.o., Željezara Ilijaš, Cementara Kakanj, Prevent CEE, KTK Visoko, FG Birač Zvornik, Željeznice RS, Rudnik Arcelor Mital, R-S Silicon Mrkonjić Grad.

7. INTEGRACIJA OBNOVLJIVIH IZVORA

7.1 Integracija vjetroelektrana i solarnih elektrana

U skladu sa odjeljkom 4.1. Mrežnog kodeksa bilansiranje novih proizvodnih objekata vjetroelektrana i solarnih elektrana se radi na osnovu:

- važećih Uslova za priključak na prenosnu mrežu i Izjave korisnika o prihvatanju Uslova, i
- odgovarajuće potvrde nadležne institucije entiteta da je elektrana unutar maksimalno moguće snage prihvata sa stanovišta mogućnosti regulacije sistema.

Navedene kriterijume pored VE Mesihovina, VE Jelovača i VE Podveležje (48 MW), koje su u pogonu, ispunjavaju i VE Baljci¹.

Ministarstvo industrije, energetike i rudarstva Republike Srpske je izdalo i potrebne saglasnosti za VE Hrgud (48 MW), investitora MH ERS a.d. Trebinje, VE Grebak (49,5), investitora VE Grebak d.o.o. Nevesinje, SE Bileća (55 MW), investitora EFT SE Bileća d.o.o. i za SE Trebinje 1 (61,74 MW), MH Elektroprivreda RS a.d. Trebinje.

U septembru 2020. godine Državna regulatorna komisija za električnu energiju (DERK), na prijedlog NOSBiH je donijela odluku o odobrenju maksimalne moguće snage prihvata iz neupravljenih izvora električne energije, prema kojoj maksimalna moguća snaga prihvata iz neupravljenih izvora energije u elektroenergetski sistem BiH sa aspekta mogućnosti regulacije sistema iznosi 840 MW za vjetroelektrane i 825 MW za fotonaponske elektrane. Međutim i pored toga nema značajnijih pomaka u realizaciji projekata izgradnje neupravljenih izvora električne energije.

U tabeli 7.1. dat je pregled svih potencijalnih proizvodnih objekata vjetroelektrana i solarnih elektrana u BiH. Pregled svih dostavljenih podataka za ovaj IPRP, sa prikupljenim dozvolama od nadležnih organa je dat u Prilogu 1.

Tabela 7.1. Spisak podnijetih zahtjeva VE i SE za priključak na prenosnu mrežu u BiH

Naziv korisnika / Objekta	Instalisana snaga (MW)	Naziv korisnika / Objekta	Instalisana snaga (MW)
Vran Dukić d.o.o. / VE Gradina	41,6	RWP VITOROG d.o.o. Banja Luka/ VE Škadimovac	110
HB Wind d.o.o. / VE Orlovača	42,9	Eberkon d.o.o. Travnik / VP Vlašić	130
Koncig d.o.o. / VE Debelo brdo	54	Relaks d.o.o. / VE Oštarc	28,2
VE Ivovik d.o.o. / VE Ivovik	84	F.L.Wind d.o.o. / VE Tušnica	72,6
Balkan Energy Wind d.o.o. / VE Mučevača	59,9	JP EP BiH / VE Vlašić	50
Vjetroelektrane d.o.o. Glamoč / VE Slovinj	139,65	JP EP BiH / VE Bitovnja	60

¹ VE Baljci imaju izdatu prethodnu saglasnost od FMERI, dok su Uslovi za priključak istekli. NOSBiH se konsultovao sa DERK vezano za bilansiranje VE Baljci i po preporuci DERK ih bilansno uključio u IPRP

Naziv korisnika / Objekta	Instalisana snaga (MW)	Naziv korisnika / Objekta	Instalisana snaga (MW)
Tomislavgrad – Kupres d.o.o. / VE Baljci	48	IMRES d.o.o. Livno / VE Široka Draga	105 (65 – I faza, 40 – II faza)
Kamen-dent d.o.o. / VP Kupres 1	48	Vjetroelektrane d.o.o. Glamoč / VE Dževa	46
Kamen-dent d.o.o. / VP Pakline I	48	Suzlon wind Energy BH d.o.o. Sarajevo/VE Ivan Sedlo 1	5
Kamen-dent d.o.o. / VP Pakline II	48	Suzlon wind Energy BH d.o.o. Sarajevo/VE Ivan Sedlo 2	5
TLG d.o.o. Travnik / VE Vlašić	50	Suzlon wind Energy BH d.o.o. Sarajevo/VE Ivan Sedlo 3	5
TLG d.o.o. Travnik / VE Galica	50	Suzlon wind Energy BH d.o.o. Sarajevo/VE Ivan Sedlo 4	5
Energy 3 d.o.o. / VE Pločno	48	Suzlon wind Energy BH d.o.o. Sarajevo/VE Ivan Sedlo 5	5
Energy 3 d.o.o. / VE Podveležje	48	G&G Energija / VE Derala zapad	75,4
MH ERS a.d. Trebinje / VE Hrgud	48	G&G Energija / VE Derala	46,4
MH Elektroprivreda RS a.d. Trebinje / SE Trebinje 1	61,74	G&G Energija / VE Derala jug	46,4
Solbus d.o.o. Livno / SE Solbus	132,36 (86,65 – I faza, 45,61 - II faza)	VE Grebak d.o.o. Nevesinje / VE Grebak	49,5
HEET d.o.o. Prozor – Rama SE Ljubuša	10,4	Promondis Energy d.o.o. / SE Bjelajski Vaganac	88,5 (I faza 29,5 , II faza 29,5 , III faza 29,5)
EFT SE Bileća d.o.o. / SE Bileća	55	Progresio S.R.I. Italija / SE Stolac	50
Promondis Energy d.o.o. / SE Zebe	88,5 (I faza 29,5 , II faza 29,5 , III faza 29,5)	Plavo sunce d.o.o. Čitluk / SE Plavo sunce 2 - 26	24,975
Solar Lena d.o.o. Grude / SE Lena	60	Astera d.o.o. Posušje / SE Astera 1 - 5	24,975
UKUPNO	2.199MW		

8. BILANSI ENERGIJE I SNAGE NA PRENOSNOJ MREŽI 2022. – 2031. GODINA

8.1 Bilansi električne energije i instalisana snaga proizvodnih kapaciteta

Bilansi električne energije za planski period 2022.–2031. godina urađeni su za tri scenarija potrošnje: „pesimistički” – niži scenario potrošnje, „realistički” – bazni scenario potrošnje i „optimistički” – viši scenario potrošnje, opisana u poglavlju 6.

Prema Mrežnom kodeksu, tačka 4.1.(6) definiše se bilansiranje novih proizvodnih objekata:

- za vjetroelektrane i solarne elektrane: na osnovu važećih Uslova za priključak na prenosnu mrežu i Izjave Korisnika o prihvatanju Uslova, i odgovarajuće potvrde nadležne institucije entiteta da je elektrana unutar maksimalno moguće snage prihvata sa stanovišta mogućnosti regulacije sistema.

- za sve ostale nove proizvodne objekte, na osnovu važećih Uslova za priključak na prenosnu mrežu koje je Korisnik prihvatio.

- eventualni dodatni kriteriji za bilansiranje definisu se u Indikativnom planu razvoja proizvodnje.“

Novi proizvodni objekti su bilansirani prema Mrežnom kodeksu (na osnovu važećih Uslova za priključak koje je Korisnik prihvatio), dok su kod vjetroelektrana uzete u obzir i potvrde nadležnih institucija entiteta.

Na taj način, neki objekti koji su bili bilansirani u prethodnim Indikativnim planovima (HE Mrsovo, TE Banovići, TE Ugljevik 3, KTG Zenica, HE Vranduk, HE Ustikolina, HE Dabar, TE Kakanj blok 8), a nemaju važeće Uslove za priključak (prema *Registru podnijetih zahtjeva korisnika za priključak na prenosnu mrežu naponskog nivoa 110, 220 i 400 kV* www.elektroprenos.ba), nisu bilansno uvršteni u ovaj Indikativni plan. Iz bilansa je kao i u prethodnom Indikativnom planu isključena VE Trusina, radi raskida koncesionog Ugovora od strane Vlade Republike Srbije, u martu 2019. godine.

Tabela 8.1. Spisak proizvodnih objekata koji nisu bilansirani u IPRP 2022-2031, a bili su bilansirani u nekom od prethodnih IPRP

Proizvodni objekat	Prethodni plan	Dostavljeni podaci	Napomena
HE Mrsovo	-	-	Nisu uvršteni u bilans radi isteka Uslova za priključak (15.06.2018.)
HE Vranduk	-	2024	Nisu uvršteni u bilans radi isteka Uslova za priključak (06.04.2019.)
HE Dabar	-	2023	Nisu uvršteni u bilans radi isteka Uslova za priključak (05.12.2015.)
HE Ustikolina	-	2026	Nisu uvršteni u bilans jer im nisu izdati Uslovi za priključak.

TE Banovići	-	-	Nisu uvršteni u bilans radi isteka Uslova za priključak (28.12.2018.)
TE Ugljevik (blok 3 i 4)	-	-	Nisu uvršteni u bilans radi isteka Uslova za priključak (26.05.2018.)
TE TO KTG Zenica	-	-	Nisu uvršteni u bilans radi isteka Uslova za priključak (21.11.2019.)
VE Trusina	-	-	Nisu uvršteni u bilans radi raskida koncesionog Ugovora od strane Vlade Republike Srpske, u martu 2019. godine.
TE Kakanj (blok 8)	2026	2028	Nisu uvršteni u bilans radi isteka Uslova za priključak (03.04.2020.)

JP Elektroprivreda Bosne i Hercegovine [6], JP Elektroprivreda Hrvatske zajednice Herceg Bosne [7], i MH Elektroprivreda Republike Srpske [8] su za planski period dostavile podatke za sve proizvodne kapacitete, uključujući i nove bilansirane. Što se tiče izlaska iz pogona termo blokova JP Elektroprivreda BiH je dostavila sljedeće podatke:

- blok 3 TE Tuzla prestaje sa radom u 2025. godini,
- blok 4 TE Tuzla u 2024. godini,
- blok 5 TE Tuzla u 2026. godini,
- blok 5 TE Kakanj u 2024. godini,
- blok 6 TE Kakanj u 2028. godini.

Vezano za ulazak u pogon novih blokova, planirana godina ulaska u pogon bloka 7 u TE Tuzla je 2025. godina, a bloka 8 u TE Kakanj 2028. godine (nije bilansiran radi isteka Uslova za priključak).

U Tabeli 8.2 su dati podaci o proizvodnji postojećih hidroelektrana u BiH (ostvarena proizvodnja u 2020. godini, i planirana u 2020. godini prema Bilansu za 2021. godinu).

Tabela 8.2.- Podaci o proizvodnji HE (GWh)

Naziv objekta	Ostvarena proizvodnja u 2020. godini na mreži prenosa	Planirana proizvodnja u 2021. godini na mreži prenosa
Čapljina	413	195
Rama	583	715
Jablanica	558	717
Grabovica	205	269
Salakovac	265	367
Mostar	173	242
Jajce I	181	220
Jajce II	63	82
Peć-Mlini	40	73

M.Blat	54	132
Ukupno FBiH	2.536	3.012
Višegrad	709	925
Bočac	185	278
Trebinje I	326	411
Dubrovnik G2	410	609
Dub i Ustiprača	41	64
Ukupno RS	1.671	2.287
UKUPNO BiH	4.207	5.299

S obzirom na zavisnost proizvodnje HE od hidroloških prilika proizvodnja svih HE planirana je na bazi prosječne hidrološke godine, odnosno podataka koje su dostavile elektroprivredne kompanije (Tabela 8.3.).

Podaci o planiranoj proizvodnji i snazi novih (bilansiranih) proizvodnih kapaciteta pridruženi su postojećim proizvodnim kapacitetima, te poređenjem sa tri scenarija potrošnje formiran je 10-godišnji bilans energija i snaga na prenosnoj mreži Bosne i Hercegovine.

Tabela 8.3.- Tabela Proizvodnja postojećih objekata na prenosnoj mreži BiH za 2022.-2031.godinu

PROIZVODNJA	(GWh)									
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
RAMA	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650
ČAPLJINA	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
MOSTAR	247	247	247	247	247	247	247	247	247	247
JAJCE 1	232,9	232,9	232,9	232,9	232,9	232,9	232,9	232,9	232,9	232,9
JAJCE 2	157	157	157	157	157	157	157	157	157	157
PEĆ-MLINI	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82
JABLANICA	694,4	726	726	726	726	726	726	726	726	726
GRABOVICA	260,7	279	279	279	279	279	279	279	279	279
SALAKOVAC	357,1	410	410	410	410	410	410	410	410	410
TREBINJE 1	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390
DUBROVNIK	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650
VIŠEGRAD	925	925	925	925	925	925	925	925	925	925
BOČAC	278,4	278,4	278,4	278,4	278,4	278,4	278,4	278,4	278,4	278,4
MOSTARSKO BLATO	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167
DUB I USTIPRAČA	64,0	64,0	64,0	64,0	64,0	64,0	64,0	64,0	64,0	64,0
UKUPNO HE	5.355,5	5.458,3								
TUZLA G-3	181,5	243,0	243,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TUZLA G-4	447,9	308,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TUZLA G-5	1.120,8	1.132,0	1.132,0	216,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TUZLA G-6	1.244,2	1.281,0	1.271,0	1.193,0	934,0	934,0	793,0	793,0	793,0	793,0
KAKANJ G-5	202,4	109,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
KAKANJ G-6	618,5	623,0	623,0	623,0	623,0	383,0	0,0	0,0	0,0	0,0
KAKANJ G-7	638,7	1.394,0	1.394,0	1.394,0	1.394,0	1.394,0	863,0	863,0	863,0	863,0
GACKO	1.560,0	1.317,0	1.560,0	1.560,0	1.560,0	1.560,0	1.350,0	1.560,0	1.350,0	1.560,0
UGLJEVIK	1.400,0	1.650,0	1.650,0	1.650,0	1.650,0	1.500,0	1.650,0	1.650,0	1.650,0	1.650,0

STANARI	2.222,0	2.222,0	2.222,0	2.222,0	2.222,0	2.222,0	2.222,0	2.222,0	2.222,0	2.222,0	2.222,0
UKUPNO TE	9.636,0	10.279,0	10.095, 0	8.858,0	8.383,0	7.993,0	6.878,0	7.088,0	6.878,0	7.088,0	7.088,0
VE MESIHOVINA	165,2	165,2	165,2	165,2	165,2	165,2	165,2	165,2	165,2	165,2	165,2
VE JELOVAČA	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0
VE PODVELEŽJE	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0
UKUPNO VE	395,2	395,2	395,2	395,2	395,2	395,2	395,2	395,2	395,2	395,2	395,2
UKUPNO POSTOJEĆI OBJEKTI	15.386,7	16.132,5	15.948,5	14.711,5	14.236,5	13.846,5	12.731,5	12.941,5	12.731,5	12.941,5	12.941,5

U tabelama 8.4. i 8.5 je data proizvodnja novih HE i TE na prenosnoj mreži BiH prema podacima dostavljenim od Korisnika.

Tabela 8.4.- Proizvodnja novih HE na prenosnoj mreži BiH za period 2022.-2031.godina

PROIZVODNJA	(GWh)									
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
HE ULOG		82,3	82,3	82,3	82,3	82,3	82,3	82,3	82,3	82,3
HS LJUTA (I faza)		30,4	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6
HE JANJIĆI					77,3	77,3	77,3	77,3	77,3	77,3
NOVE HE BILANSIRANO	0,0	112,7	116,9	116,9	194,2	194,2	194,2	194,2	194,2	194,2

Tabela 8.5.- Proizvodnja novih TE na prenosnoj mreži BiH za period 2022.-2031.godina

PROIZVODNJA	(GWh)									
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
TE TUZLA, blok 7				1.751,2	2.626,9	2.626,9	2.626,9	2.626,9	2.626,9	2.626,9
TOPLANA ZENICA	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3
NOVE TE BILANSIRANO	109,3	109,3	109,3	1.860,5	2.736,2	2.736,2	2.736,2	2.736,2	2.736,2	2.736,2

Što se tiče bilansiranja vjetroelektrana, osim VE Mesihovina i VE Jelovača koje su u pogonu, od sredine januara 2021. godine u probnom radu je i VE Podveležje, instalisane snage 48 MW. Kao i u prethodnom Indikativnom planu, u bilans 2022-2031 nije uključena VE Trusina, radi raskida koncesionog Ugovora od strane Vlade Republike Srpske, u martu 2019. godine.

Federalno ministarstvo energije, rudarstva i industrije je u prethodnoj godini izdalo prethodnu saglasnost za priključak na prenosnu mrežu za VE Baljci, pod brojem 05-13-1-1955/20 od 27.11.2020. godine. Iako su Uslovi za priključak na prenosnu mrežu, koje izdaje Elektroprenos BiH za ovu vjetroelektranu istekli 29.08.2020. godine, prema procjeni NOSBiH-a (uz saglasnost DERK) ishodovanjem prethodne saglasnosti pokazana je ozbiljnost ovog projekta, tako da je VE Baljci bilansirana u ovom Indikativnom planu – Tabela 8.6.

Tabela 8.6. - Proizvodnja novih VE na prenosnoj mreži BiH za period 2022.-2031.godina

PROIZVODNJA	(GWh)									
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
VE BALJCI		148	148	148	148	148	148	148	148	148
NOVE VE BILANSIRANO		148	148	148	148	148	148	148	148	148

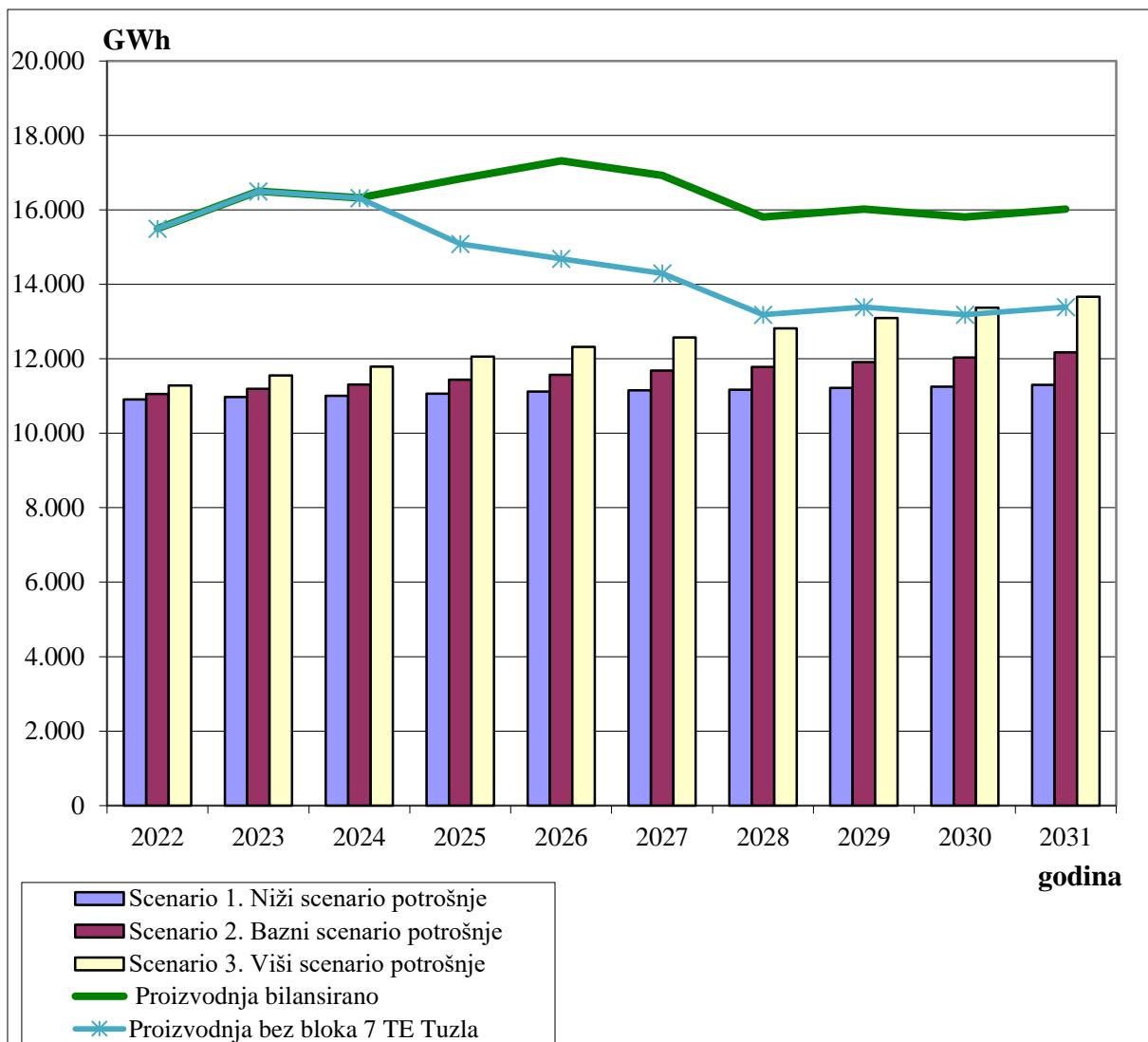
U Tabeli 8.7 su data tri scenarija potrošnje i planirana proizvodnja postojećih i novih bilansiranih proizvodnih kapaciteta za period 2022.-2031.godina. Ubačen je i dodatni scenario proizvodnje bez izgrađenih novih termoelektrana (blok 7 TE Tuzla).

Tabela 8.7. Bilansi električne energije na prenosnoj mreži BiH za period 2022.-2031.godina

POTROŠNJA	(GWh)									
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Scenario 1. (niži scenario potrošnje)	10.549	10.591	10.633	10.676	10.719	10.761	10.805	10.848	10.891	10.935
Scenario 2. (bazni scenario potrošnje)	10.696	10.814	10.933	11.053	11.174	11.297	11.422	11.547	11.674	11.803
Scenario 3. (viši scenario potrošnje)	10.931	11.171	11.417	11.668	11.925	12.187	12.456	12.730	13.010	13.296
PROIZVODNJA	(GWh)									
Novi izvori bilansirani	257,3	370,0	374,2	2.125,4	3.078,4	3.078,4	3.078,4	3.078,4	3.078,4	3.078,4
Proizvodnja bilansirano	15.644,0	16.502,4	16.322,7	16.836,9	17.314,9	16.924,9	15.809,9	16.019,9	15.809,9	16.019,9
Proizvodnja bez izgradenog bloka 7 TE Tuzla	15.644,0	16.502,4	16.322,7	15.085,7	14.688,0	14.298,0	13.183,0	13.393,0	13.183,0	13.393,0
Gubici (2,3% u odnosu na proizvodnju)*	109,3	379,6	375,4	387,2	398,2	389,3	363,6	368,5	363,6	368,5
Scenario 1 (n.s. potrošnje + gubici)	15.496,0	10.970,6	11.008,8	11.063,1	11.116,8	11.150,7	11.168,1	11.216,2	11.254,8	11.303,2
Scenario 2 (b.s. potrošnje + gubici)	15.496,0	11.193,2	11.308,0	11.440,1	11.572,7	11.686,6	11.785,3	11.915,7	12.037,9	12.171,2
Scenario 3 (v.s. potrošnje + gubici)	356,4	11.551,0	11.792,7	12.055,7	12.323,4	12.576,8	12.819,2	13.098,1	13.373,3	13.664,4
BILANS Scenario 1	10.905,4	5.531,9	5.313,9	5.773,7	6.198,0	5.774,1	4.641,7	4.803,7	4.555,1	4.716,7
BILANS Scenario 2	11.052,4	5.309,2	5.014,6	5.396,8	5.742,2	5.238,2	4.024,6	4.104,1	3.771,9	3.848,7
BILANS Scenario 3	11.287,4	4.951,4	4.530,0	4.781,2	4.991,5	4.348,1	2.990,6	2.921,8	2.436,5	2.355,5

*gubici u iznos 2,3% u odnosu na proizvodnju su proračunati prema ostvarenima iz prethodnih godina (2008-2020).

Na Slici 8.1 su data tri scenarija potrošnje i planirana proizvodnja postojećih i novih bilansiranih proizvodnih kapaciteta za period 2022.-2031. godina, kao i dodatni scenario proizvodnje bez izgrađenog bloka 7 TE Tuzla.



Slika 8.1.– Tri scenarija potrošnje i dva scenarija proizvodnje (sa i bez novog bloka 7 TE Tuzla) postojećih i novih bilansiranih proizvodnih objekata za period 2022.-2031.godina

Bilansi za scenarije 1, 2 i 3 urađeni su tako da su se upoređivali viši, bazni i niži scenariji potrošnje (sa gubicima) sa dva scenarija proizvodnje postojećih i novih bilansiranih kapaciteta (sa i bez izgrađenog novog bloka 7 TE Tuzla). Provedene analize upućuju na zaključak da je za sve scenarije potrošnje i planiranu proizvodnju postojećih i novih bilansiranih proizvodnih kapaciteta sa izgrađenim blokom 7 TE Tuzla, zadovoljen bilans električne energije kao i da postoje značajni viškovi. Međutim, u slučaju da ne dođe do izgradnje bloka 7 TE Tuzla, radi gašenja pet postojećih blokova u TE Tuzla i TE Kakanj bilans električne energije za viši scenario potrošnje bi bio negativan u zadnjim godinama prognoze, tj. proizvodnja ne bi mogla zadovoljiti potrošnju električne energije u BiH. To znači da bi za ovaj scenario potrošnje potrebe Bosne i Hercegovine u zadnje dvije godine morale biti zadovoljene uvozom električne energije.

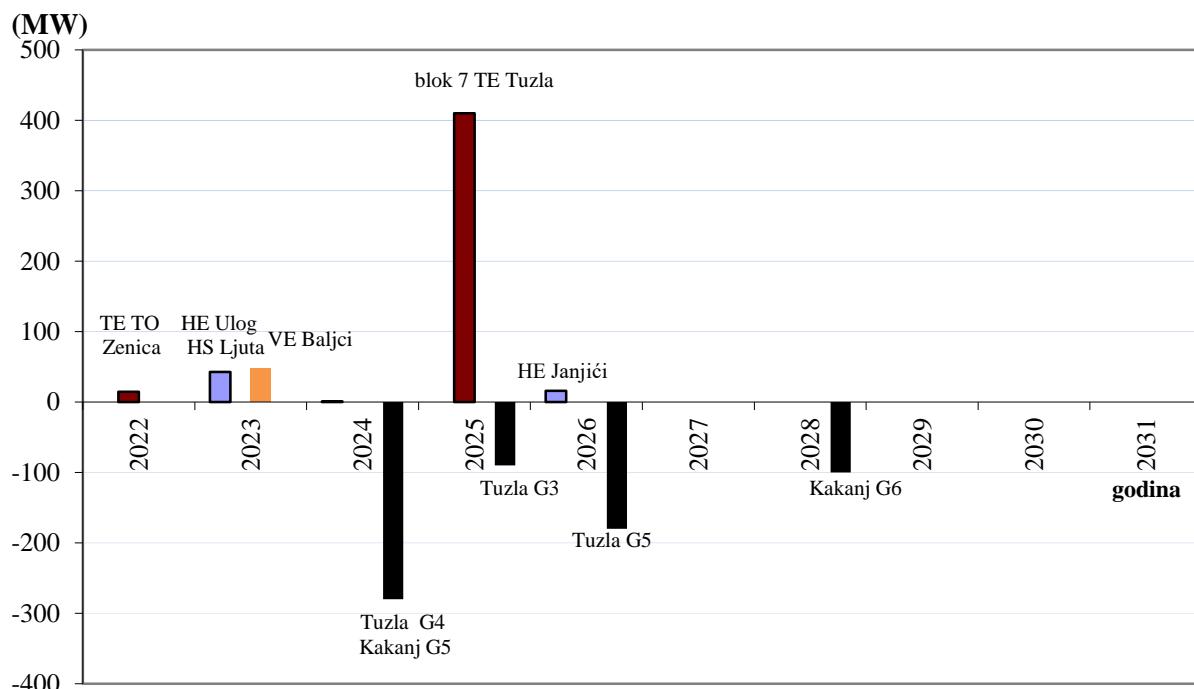
U tabeli 8.8. prikazane su instalirane snage proizvodnih kapaciteta na prenosnoj mreži Bosne i Hercegovine, kao i snage na pragu elektrana uvažavajući planirane godine puštanja u pogon novih (Slika 8.2.) i izlazak iz pogona proizvodnih kapaciteta kojima ističe životni vijek.

Tabela 8.8.- Instalisane snage proizvodnih kapaciteta za period 2022.-2031. godina

Novi kapaciteti	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
HE ULOG		35,12								
TE TUZLA, blok 7				450 (410*)						
TOPLANA ZENICA	14,45									
HS LJUTA (I faza)		7,66	1,045							
HE JANJIĆI					15,8					
VE BALJCI		47,7								
Novi bilansirano:	14,5	90,5	1,0	450,0	15,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Kumulativno novi -inst.sn.	14,5	104,9	106,0	556,0	571,8	571,8	571,8	571,8	571,8	571,8
Postojeći objekti (bazna 2021. godina- inst.snaga)	4.312,5	4.312,5	4.002,5	3.902,5	3.702,5	3.702,5	3.592,5	3.592,5	3.592,5	3.592,5
Postojeći objekti (bazna 2021. godina- snaga na pragu)	4.127,5	4.127,5	3.847,5	3.757,5	3.577,5	3.577,5	3.477,5	3.477,5	3.477,5	3.477,5
UKUPNO BILANS- inst.snaga	4.327,0	4.417,4	4.108,5	4.458,5	4.274,3	4.274,3	4.164,3	4.164,3	4.164,3	4.164,3
UKUPNO BILANS- snaga na pragu*	4.142,0	4.232,4	3.953,5	4.273,5	4.109,3	4.109,3	4.009,3	4.009,3	4.009,3	4.009,3

*snaga na pragu elektrane (maksimalna snaga na mreži prenosa)

Na Slici 8.2 data je dinamika puštanja u pogon novih proizvodnih kapaciteta i izlaska iz pogona postojećih kapaciteta prema podacima dostavljenim od proizvođača.

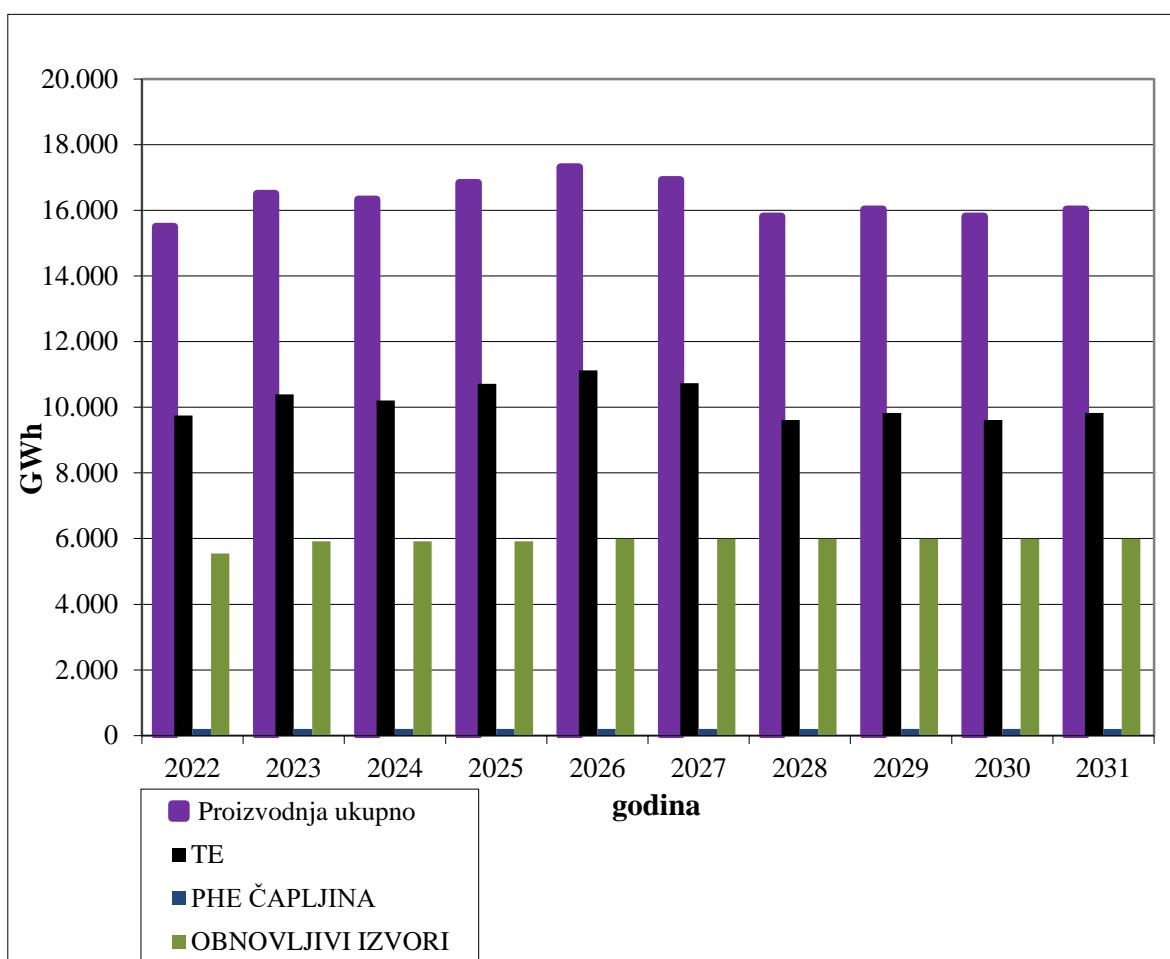


Slika 8.2.– Dinamika puštanja u pogon novih proizvodnih kapaciteta i izlaska iz pogona postojećih kapaciteta

U Tabelama 8.9, 8.10. i na Slikama 8.3. i 8.4. je data proizvodnja električne energije na prenosnoj mreži BiH i instalisana snaga po izvorima: termoelektrane (TE), obnovljivi izvori (HE+VE), i PHE.

Tabela 8.9. Proizvodnja električne energije na prenosnoj mreži BiH po vrsti izvora

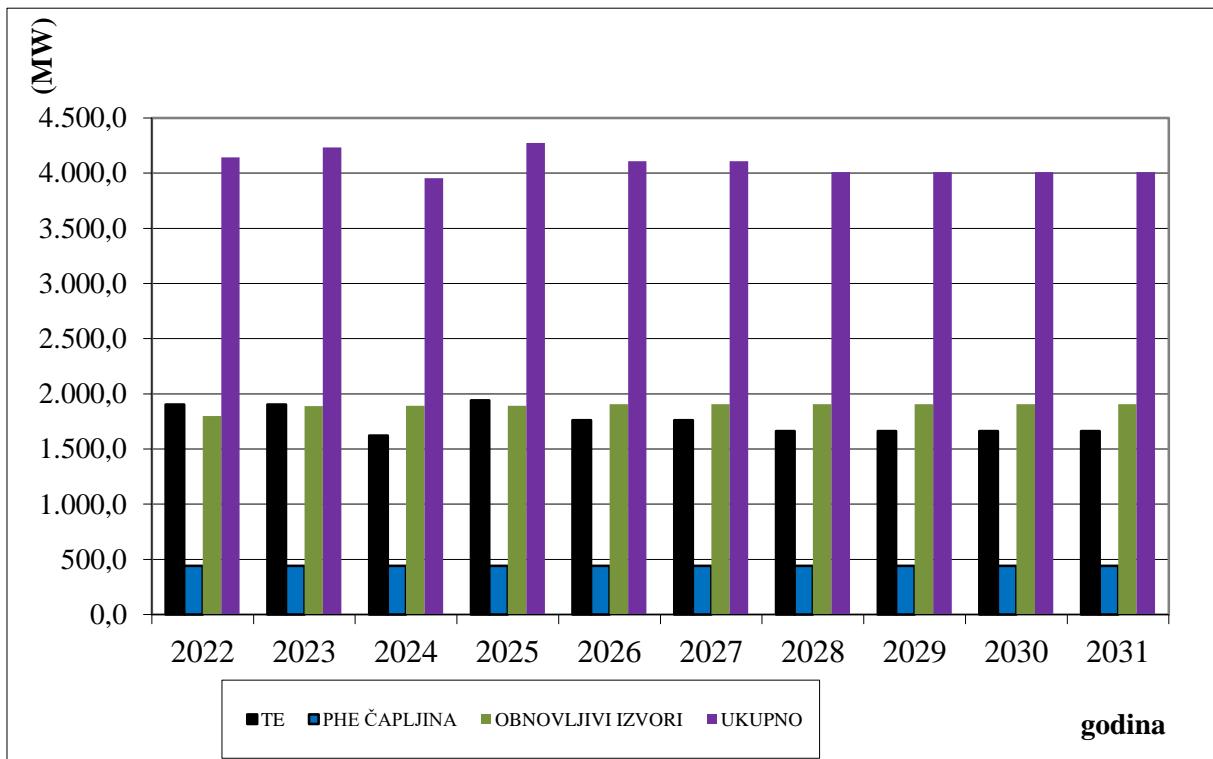
PROIZVODNJA	(GWh)									
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
TE	9.745,3	10.388,3	10.204,3	10.718,5	11.119,2	10.729,2	9.614,2	9.824,2	9.614,2	9.824,2
PHE ČAPLJINA	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0
OBNOVLJIVI IZVORI	5.550,7	5.914,1	5.918,4	5.918,4	5.995,7	5.995,7	5.995,7	5.995,7	5.995,7	5.995,7
OBNOVLJIVI IZVORI (%)	35,82%	35,84%	36,26%	35,15%	34,%	35,43%	37,92%	37,43%	37,92%	37,43%
PROIZVODNJA UKUPNO	15.496,0	16.502,4	16.322,7	16.836,9	17.314,9	16.924,9	15.809,9	16.019,9	15.809,9	16.019,9



Slika 8.3. Proizvodnja električne energije na prenosnoj mreži BiH po vrsti izvora za period 2022.-2031. godina

Tabela 8.10. Instalisane snage proizvodnih kapaciteta po vrsti izvora u BiH

(MW)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
TE	2.087,5	2.087,5	1.777,5	2.127,5	1.927,5	1.927,5	1.817,5	1.817,5	1.817,5	1.817,5
PHE ČAPLJINA	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0
OBNOVLJIVI IZVORI	1.799,5	1.890,0	1.891,0	1.891,0	1.906,8	1.906,8	1.906,8	1.906,8	1.906,8	1.906,8
OBNOVLJIVI IZVORI (%)	43,45%	44,65%	46,03%	42,41%	44,61%	44,61%	45,79%	45,79%	45,79%	45,79%
UKUPNO	4.142,0	4.232,4	4.108,5	4.458,5	4.274,3	4.274,3	4.164,3	4.164,3	4.164,3	4.164,3



Slika 8.4. Instalirana snaga bilansiranih proizvodnih kapaciteta u BiH po vrsti izvora za period 2022.-2031. godina

8.2 Procjena konzuma na prenosnoj mreži

Sa aspekta zadovoljenja bilansa snaga, prema kriterijima ENTSO-E, kao referentni vremenski presjeci smatraju se treća srijeda u januaru u 11:00 i 19:00 sati i treća srijeda u julu u 11:00 sati (CET).

U skladu s tim, a na bazi raspoloživih podataka EES BiH, postignuta satna opterećenja konzuma BiH na prenosnoj mreži za 2019. i 2020. godinu su:

(MWh/h)		
Januar 2019.	11:00	1.834
	19:00	1.862
Juli 2019.	11:00	1.272
Januar 2020.	11:00	1.680
	19:00	1.687
Juli 2020.	11:00	1.280

Maksimum za 2020. godinu od 1.804 MWh/h postignut je 02. decembra u 14 sati, što je veće za 6,9% od satnog opterećenja za "treću srijedu u januaru". Primjetno je da je satno opterećenje za treću srijedu u januaru 2020. godine manje za 175 MW od satnog opterećenja u januaru 2019. godine, kada je do jula još uvijek na mreži bio najveći potrošač u BiH, Aluminij d.d. Mostar. Kao posljedica izlaska Aluminija iz pogona, kao i radi pandemije COVID-19, satna opterećenja u 2020. godini su tokom cijele godine značajno manja nego u prethodnim godinama. Maksimalno satno opterećenje u 2020. godini je iznosilo 1.804 MW (02.12. 2020. godine, 14-ti sat), a minimalno satno opterećenje 605 MW (25.05.2020. godine, 4-ti sat).

U Tabelama 8.11. i 8.12. prikazane su vrijednosti maksimalnih i minimalnih jednovremenih snaga konzuma BiH na prenosnoj mreži za posljednjih 7 godina i procentualne razlike u odnosu na prethodnu godinu.

Tabela 8.11. Maksimalne jednovremene snage konzuma

Godina	31.12.2014. 18-ti sat	31.12.2015. 18-ti sat	31.12.2016. 18-ti sat	11.01.2017. 18-ti sat	18.12.2018. 18-ti sat	05.01.2019. 18-ti sat	02.12.2020. 14-ti sat
Pmax (MW)	2.207	2.105	2.098	2.189	1.994	1.945	1.804
%	6,4	-4,6	-3,3	4,3	-8,9	-2,5	-7,2

Tabela 8.12. Minimalne jednovremene snage konzuma

Godina	05.08.2014. 6-ti sat	02.05.2015. 4-ti sat	23.05.2016. 4-ti sat	02.05.2017. 4-ti sat	02.05.2018. 4-ti sat	14.07.2019. 6-ti sat	25.07.2020. 4-ti sat
Pmin (MW)	833	858	845	847	805	709	605
%	-3,8	3,0	-1,5	0,2	-4,95	-11,9	-14,6

Iz gornjih tabela očigledno je da nema kontinuiteta u vrijednostima jednovremenih snaga konzuma BiH na prijenosnoj mreži. Na osnovu scenarija rasta potrošnje, rast maksimalnih snaga je procijenjen na 1,1% godišnje, a rast minimalnih snaga na 1,8%. Kao početna vrijednost za prognozu uzeto je ostvarenje iz 2020. godine (1.804 MW).

U tabeli 8.13. prikazana je procjena jednovremenih maksimalnih snaga konzuma na prijenosnoj mreži za period 2022.-2031. godina.

Tabela 8.13. Procjena jednovremenih maksimalnih snaga konzuma na prenosnoj mreži

(MW)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Vršna snaga konzuma na prenosnoj mreži	1824	1844	1864	1885	1905	1926	1948	1969	1991	2013	2035

9. MARKET ANALIZA ZA 2030. (IZVOD IZ EMI STUDIJE²)

U toku 2020. godine u okviru radne grupe EMI (Electricity Market Initiative) koju predvodi USEA (United States Energy Association) pod pokroviteljstvom USAID je izrađena market analiza za 2030. godinu za sve zemlje jugoistočne Evrope [9]. Kratak pregled je dat u nastavku.

9.1 Ulagani parametri za model 2030

1. Termoelektrane:
 - a. Operativni status u 2030. za svaki blok
 - b. Maksimalna i minimalna snaga na pragu elektrane
 - c. Stepen iskorištenja pri maksimalnoj snazi
 - d. Cijena goriva po bloku
 - e. Varijabilni operativni troškovi i troškovi održavanja
 - f. Stopa ispada (neplanski, planski FOR, MOR) i period održavanja po bloku
 - g. Emisija CO₂ po bloku
 - h. Operativna ograničenja (minimalno vrijeme ulaska i islaska)
2. Hidroelektrane:
 - a. Operativni status u 2030. za svaku elektranu
 - b. Tip elektrane (protočna, akumulaciona ili pumpna)
 - c. Maksimalna i minimalna snaga na pragu elektrane
 - d. Proizvodnja na biološkom minimumu
 - e. Maksimalna i minimalna snaga na pragu za pumpne elektrane
 - f. Mjesečna proizvodnja za prosječnu i sušnu godinu
3. Obnovljivi izvori (OIE):
 - a. Instalirani kapacitet za PV i vjetroelektrane
 - b. Satna proizvodnja za tri karakteristične klimatske godine: 1982., 1984. i 2007.
 - c. Razmatrani scenariji integracije obnovljivih izvora: referentni scenario i viši stepen integracije.
4. Potrošnja za dva scenarija (referentni i niži)
 - a. Očekivanja godišnja proizvodnja u 2030. (TWh)
 - b. Satni profil potrošnje za tri klimatske godine: 1982., 1984. i 2007.
5. NTC vrijednosti

9.2 Cijene goriva i CO₂

Za analizu uzeta je ista cijena goriva za svaku zemlju kako bi poređenje troškova proizvodnje bilo uporedljivo u cijelom regionu. Za 2030. godinu cijene goriva su uzete iz baze za izradu TYNDP 2020. Iz istih razloga primjenjena je jedinstvena cijena za emisiju CO₂ u regionu. Za referentni scenario uzeta je cijena za CO₂ od 27 €/t (TYNDP 2020, Nacionalni trend), dok za alternativni scenario cijena je 53 €/t (TYNDP 2020, Distribuirana energija).

Iako se CO₂ taksa primjenjuje u EU, u zemljama koje nisu članice EU početak primjene je i dalje pod znakom pitanja. S obzirom da se radi o 2030. godini, u analizi je primjenjena CO₂

² Assessment of the Impacts of Large-Scale Renewables and Gas Integration in Southeast Europe in 2030

taksa pod pretpostavkom da će i ostale zemlje iz regiona biti u EU. Ovakav pristup je predložen od svih zemalja regiona u cilju lakšeg poređenja rezultata sa ENTSO-E projekcijama[10].

	2020	2021	2023	2025		2030			2040		
				BE	G2C	NT	DE	GA	NT	DE	GA
€/GJ	Nuclear	0.47	0.47	0.47	0.47		0.47			0.47	
	Lignite	1.1	1.1	1.1	1.1		1.1			1.1	
	Oil shale	2.3	2.3	2.3	2.3		2.3			2.3	
	Hard Coal	3.0	3.12	3.4	3.79		4.3			6.91	
	Natural Gas	5.6	5.8	6.1	6.46		6.91			7.31	
	Light Oil	12.9	14.1	16.4	18.8		20.5			22.2	
	Heavy Oil	10.6	11.1	12.2	13.3		14.6			17.2	
€/tCO ₂	CO ₂ price	19.7	20.4	21.7	23	56	27	53	35	75	100
											80

Table 5: Fuel prices in TYNDP 2020 scenarios

9.3 Baza podataka za market model

Pregled očekivanih razvoja potrošnje i proizvodnje električne energije za različite tehnologije na cijelom području jugoistočne Evrope dat je u sljedećim tabelama.

Tabela 9.1. Godišnja potrošnja po zemljama u regionu

Market područje	Potrošnja u 2018 (TWh)	Referentni scenario		Scenario niske potrošnje	
		Stopa rasta 2018 - 2030	Potrošnja u 2030 (TWh)	Stopa rasta 2018 - 2030	Potrošnja u 2030 (TWh)
AL	7,2	2,34%	9,5	1,17%	8,27
BA	12,6	0,62%	13,57	0,31%	13,08
BG	34,1	0,76%	37,35	0,38%	35,69
HR	18,2	0,18%	18,6	0,09%	18,4
GR	51,6	1,60%	62,44	1,15%	59,22
XK	5,58	1,90%	6,85	0,95%	6,22
MK	7,2	2,07%	9,2	1,85%	8,96
ME	3,4	2,79%	4,73	1,39%	4,01
RO	57,9	0,81%	63,5	0,40%	60,7
RS	34,9	0,92%	38,95	0,46%	36,88
SI	14,4	1,28%	16,61	0,64%	15,51
TOTAL	247,08	1,09%	281,3	0,65%	266,94

Očekivana stopa porasta potrošnje se razlikuje od zemlje do zemlje i iznosi 0,18-2,79% za referentni scenario i 0,09-1,85% za scenario niske potrošnje. Podaci za Bosnu i Hercegovinu

su bazirani na Indikativnom planu. Potrošnja je nešto umanjena zbog izlaska iz pogona Aluminija Mostar i nije uzeta u obzir u periodu do 2030. godine.

U sljedećim tabelama prikazani su očekivani instalisani proizvodni kapaciteti po tehnologijama po zemljama u jugoistočnoj Evropi.

Najveće povećanje je u instalisanim kapacitetima vjetroelektrana i prikazano je u tabeli 9.2 za dva scenarija razvoja, referentni razvoj obnovljivih izvora (OI) i viši scenario razvoja OI. Ukupno povećanje kapaciteta VE u regionu iznosi 11.833 MW za referentni i 16.269 MW za viši scenario. Za BiH podaci su procijenjeni na osnovu prijava za izgradnju VE i Indikativnog plana razvoja proizvodnje.

Tabela 9.2. Instalisani kapaciteti VE

Market područje	Instalisani kapaciteti VE (MW)	Dodatni instalisani kapaciteti VE (MW) 2018 – 2030		Ukupni instalisani kapacitet VE (MW) 2030	
		Referentni	Viši	Referentni	Viši
AL	0	384	480	384	480
BA	51	529	599	580	650
BG	712	887	1 109	1 599	1 821
HR	582	718	918	1 300	1 500
GR	2 302	4 698	6498	7 000	8 800
XK	34	302	466	336	500
MK	37	269	329	306	366
ME	118	125	186	243	304
RO	2 977	1 223	2 123	4 200	5 100
RS	201	2 691	3 414	2 892	3 615
SI	3	7	147	10	150
TOTAL	7 017	11 833	16 269	18 850	23 268

Brži razvoj se očekuje i kod solarnih kapaciteta, u prvom redu foto naponske ćelije (PV elektrane). Dodatni kapaciteti iznose 11.014 MW i 17.234 MW za referentni i viši scenario razvoja. Predložene vrijednosti za NOSBiH su okvirne, mada prema najnovijim najavama, ove vrijednosti bi mogle veoma brzo da postanu realne.

Tabela 9.3. Instalisani kapaciteti za solarne elektrane

Market područje	Instalisani kapaciteti PV (MW)	Dodatni instalisani kapaciteti PV (MW) 2018 – 2030		Ukupni instalisani kapaciteti PV (MW) 2030	
		Referentni	Viši	Referentni	Viši
AL	0	445	557	445	557
BA	10	90	190	100	200
BG	1 059	2 929	3 661	3 988	4 720
HR	60	540	740	600	800
GR	2 445	5 255	7 155	7 700	9 600
XK	7	143	243	150	250
MK	17	386	533	403	550
ME	0	250	313	250	313

RO	1 262	738	2 438	2 000	3 700
RS	6	26	34	32	40
SI	281	211	1 369	492	1 650
TOTAL	5 146	11 014	17 234	16 160	22 380

Pregled očekivanog razvoja hidroelektrana za region je dat u tabeli 9.4. Povećanje kapaciteta hidroelektrana nije tako značajno kao što je slučaj za vjetro i PV elektrane. Najveći razvoj se očekuje u Albaniji, Hrvatskoj i Grčkoj, dok npr. u Bugarskoj se ne planira izgradnja ni jedne hidroelektrane.

Tabela 9.4. Instalisani kapaciteti za hidroelektrane

Market područje	Instalisani kapaciteti HE (MW) u 2018	Dodatni instalisani kapaciteti HE (MW) from 2018 - 2030	Ukupni instalisani kapaciteti HE (MW) 2030
AL	1 912	1 037	2 949
BA	2 100	393	2 493
BG	2 649	0	2 649
HR	2 164	1 138	3 302
GR	3 413	1 132	4 545
XK	64	360	424
MK	693	207	900
ME	649	468	1 117
RO	6 420	322	6 742
RS	3 018	13	3 031
SI	1 185	149	1 334
TOTAL	24 267	5 219	29 486

Promjene koje se odnose na nove termo kapacitete (termoelektrane i nuklearne elektrane) su očekivane, što se može uočiti u tabeli 9.5. Do 2030. godine pet zemalja (BG, HR, SI, MK, GR) će smanjiti svoje kapacitete, pet zemalja (RS, AL, XK, BiH, RO) povećati, dok Crna Gora će ostati na sadašnjem nivou. Uočava se da će u većini zemalja EU doći do gašenja dijela svojih termo kapaciteta (ukupno smanjenje u regionu iznosi 2 744 MW). Jedan od razloga je uvođenje obaveznog plaćanja takse za emisiju CO₂ u zemljama EU. Ukoliko bi došlo do uvođenja takse za emisiju CO₂ i u zemlje jugoistične Evrope trend povećanja termo kapaciteta mogao bi da krene u suprotnom smjeru.

Za BiH kapaciteti koji su uzeti u obzir jesu blok 7 u TE Tuzli (zamjenski generator) i novi blok 8 u TE Kakanj.

Tabela 9.5. Instalisani kapaciteti za termoelektrane

Market područje	Instalisani kapaciteti TE (MW) u 2018	Dodatni instalisani kapaciteti TE (MW) from 2018 - 2030	Ukupni instalisani kapaciteti TE (MW) 2030
AL	0	300	300
BA	1 850	82	1 932
BG	7 442	-173	7 269

HR	1 924	-943	981
GR	9 791	-1 905	7 886
XK	960	18	978
MK	1 274	-511	763
ME	225	0	225
RO	8 198	438	8 636
RS	4 320	519	4 839
SI	2 410	-569	1 841
TOTAL	38 394	-2 744	35 650

Tabela 9.6. Pregled instalisanih kapaciteta po zemljama u regionu za 2018.

Zemlja	VE (MW)	PV (MW)	HE (MW)	TE (MW)	Total (MW)
AL	0	0	1 912	0	1 912
BA	51	10	2 100	1 850	4 011
BG	712	1 059	2 649	7 442	11 862
HR	582	60	2 164	1 924	4 730
GR	2 302	2 445	3 413	9 791	17 951
XK	36	7	64	960	1 065
MK	37	17	693	1 274	2 021
ME	118	0	649	225	992
RO	2 977	1 262	6 420	8 198	18 857
RS	201	6	3 018	4 320	7 545
SI	3	281	1 185	2 410	3 879
TOTAL	7 019	5 147	24 267	38 394	74 827

9.4 Harmonizovane NTC vrijednosti

NTC vrijednosti su usaglašene na osnovu prijedloga operatora sistema u regionu. Susjedni operatori sistema su međusobno usaglasili prijedloge uzimajući u obzir interni razvoj svoje mreže, planova puštanja u pogovon novih proizvodnih jedinica, razvoja interkonekcija i planiranog porasta potrošnje. Prepostavka za market analizu je ukupni kapacitet raspoloživ za komercijalne razmjene u razmatranom obračunskom periodu, ali istovremeno ne znači da će komercijalna razmjena biti u punom iznosu NTC vrijednosti. NTC vrijednosti za 2030. godinu na granicama BiH i susjednih zemalja u oba smjera su date u sljedećoj tabeli.

Tabela 9.7. NTC vrijednosti na granicama sa susjedima

Granica	Izvoz	Uvoz
BA – HR	1 200	1 200
BA – RS	1 100	1 200
BA – ME	800	750

9.5 Rezultati market analize

Svi scenariji market analize su grupisani u tri grupe sa fokusom na različite prepostavke koje se tiču razvoja potrošnje i CO₂ taksi.

1. Scenario sa referentnim (očekivanim) razvojem potrošnje i referentnom CO₂ taksom (27 EUR/t).
2. Scenario sa referentnim (očekivanim) razvojem potrošnje i povećanom CO₂ taksom (53 EUR/t).
3. Scenario sa nižim razvojem potrošnje i sa obje vrijednosti CO₂ takse (referentni i viši).

U prve dvije grupe analizirane su alternative sa referentnim i povećanim OIE uz dva stanja proizvodnje hidroelektrana (prosječna i sušna hidrologija). U trećoj grupi analizirane su alternative sa referentnim i povećanim OIE za dva stanja CO₂ takse sa prosječnim uslovima za HE za sva scenarija.

Za svaku grupu prezentovani su sljedeći tržišni indikatori:

1. Proizvodni miks koji daje pregled strukture EES-a u smislu proizvodnji iz različitih tehnologija.
2. Proizvodnja iz OIE kao suma proizvodnje VE i PV elektrana u dva scenarija integracije OIE.
3. Proizvodnja iz fosilnih goriva koja uključuje proizvodnju iz lignita, uglja i gasa.
4. Emisija CO₂ u metričkim tonama (Mt).
5. Balansiranje tržišnog područja kao suma izvoza i uvoza.
6. Veleprodajne tržišne cijene.

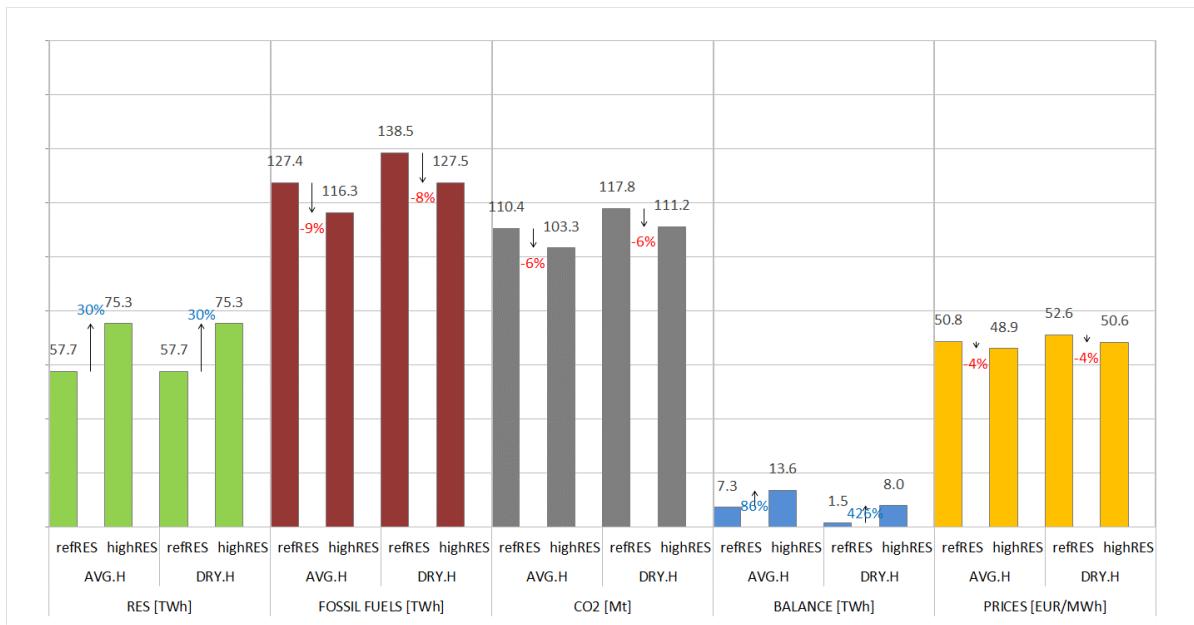
9.5.1 Scenario sa referentnim razvojem potrošnje i referentnom CO₂ taksom (27 EUR/t)

9.5.1.1 Rezultati proračuna za region

Proizvodni miks za region sa prosječnom i sušnom hidrologijom sa referentnim razvojem potrošnje i povećanom integracijom OIE je prikazan na sljedećoj slici.



Slika 9.1. Proizvodni miks u regionu

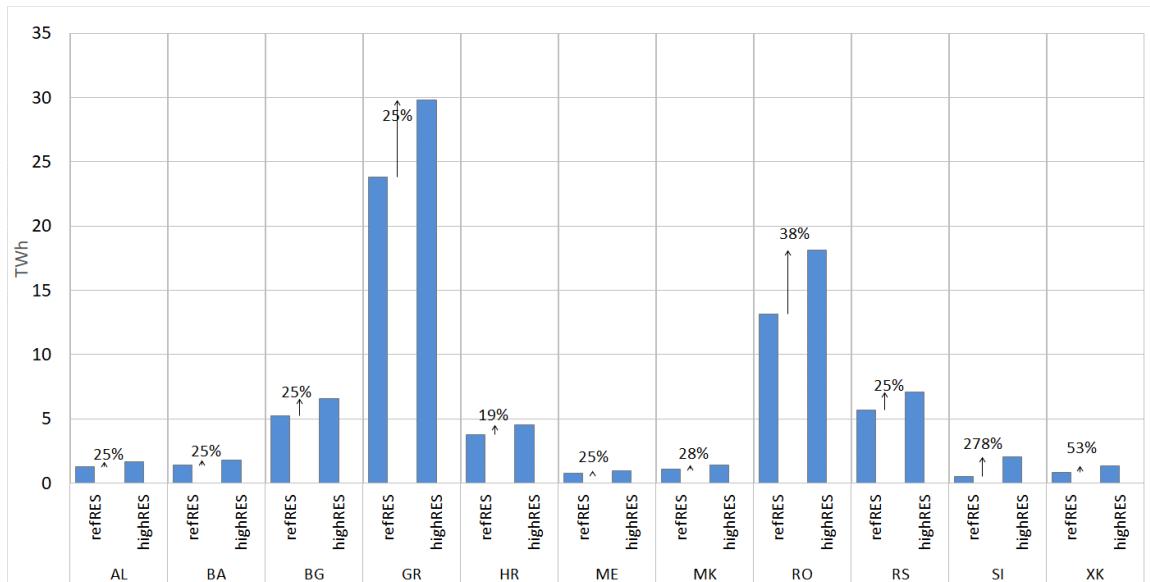


Slika 9.2. Glavni sistemski regionalni indikatori

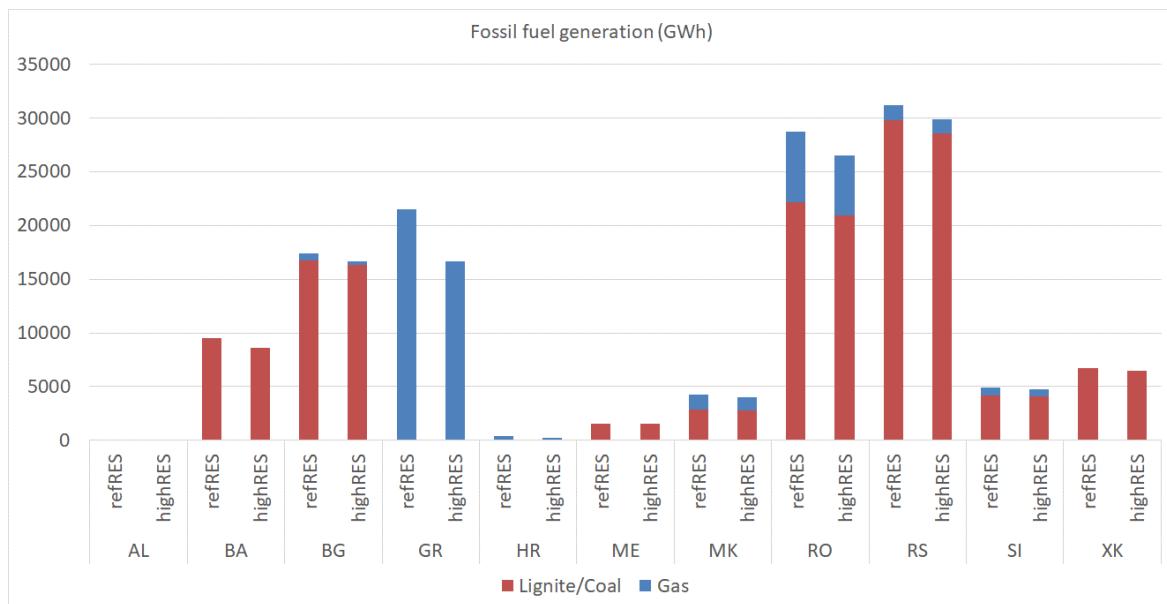
Zaključci koji se odnose na region:

- Glavno gorivo u 2030. i dalje ostaje lignit sa udjelom 31-34% energijskih potreba iako bi proizvodnja električne energije iz lignita mogla biti smanjena uslijed izlaska iz pogona određenih blokova zbog starosti.
- Udio proizvodnje hidroelektrana je 18-25% u zavisnosti od hidrologije, dok udio proizvodnje OIE je 21-27% ukupne potrošnje. Posmatrajući ih zajedno, hidro i OIE postaju glavni izvor snabdjevanja u regionu.
- Gas učestvuje 9-14% u snabdjevanju, dok nuklearna tehnologija ima udio od 12% u svim scenarijima.

- Proizvodnja OIE se povećava od 57,7 TWh u referentnom scenariju do 75,3TWh u višem scenariju što predstavlja povećanje od oko 30%.
- Proizvodnja iz dodatnih OIE od 17,6 TWh (viši scenario) snabdjeva 6% potrošnje u regionu. Usljed povećanja OIE, proizvodnja iz fosilnih goriva pada i to gas za 7 TWh i lignita 4 TWh, dok se izvoz povećava za 6 TWh. Najveće smanjenje proizvodnje od 5 TWh iz gasa je u Grčkoj i prouzrokovano je povećanjem OIE od 6 TWh.

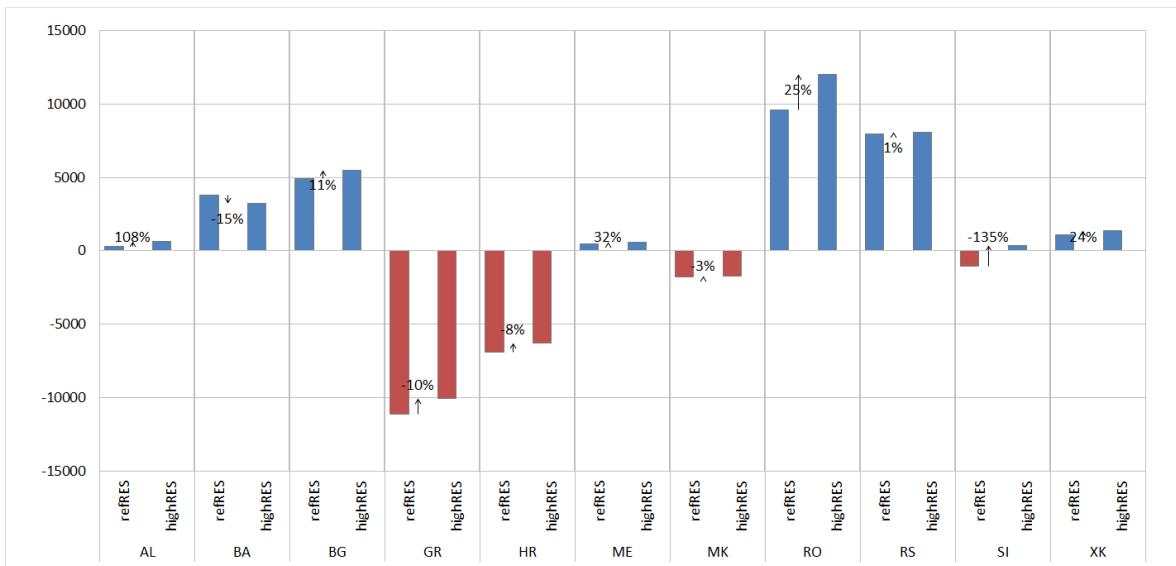


Slika 9.3. Proizvodnja OIE



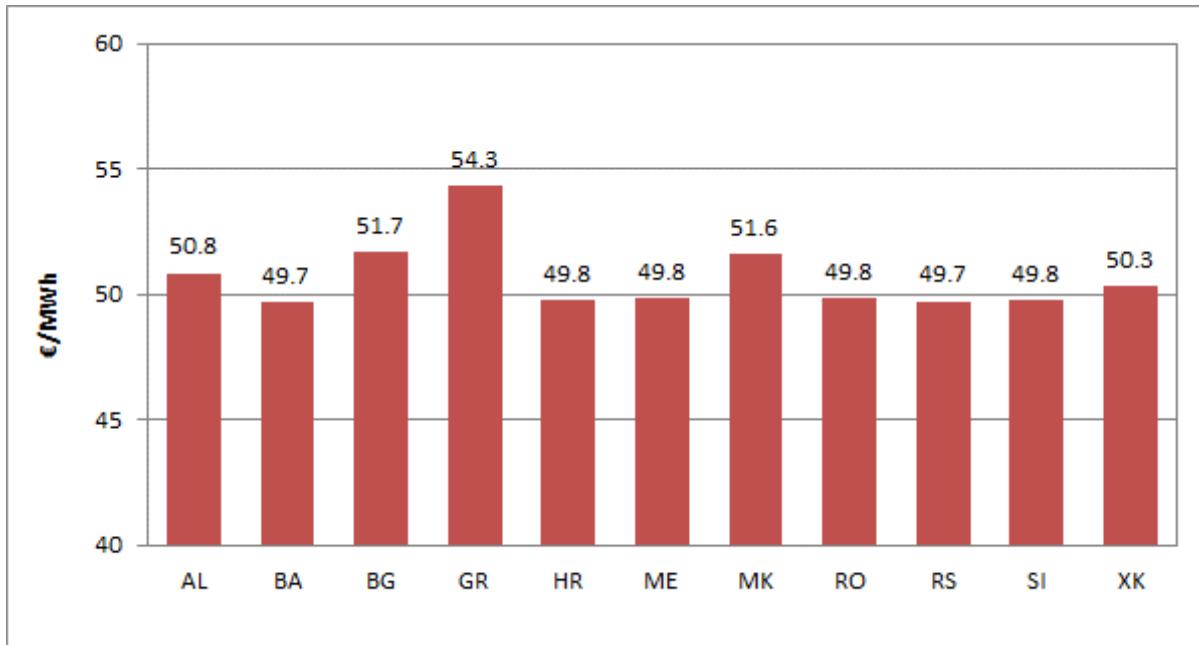
Slika 9.4. Proizvodnja iz fosilnih goriva

Emisija CO₂ pada sa povećanom integracijom OIE za oko 6%, odnosno 7 Mt za cijeli region. Region je izvoznik električne energije u svim scenarijima 1-5% ukupne potrošnje.



Slika 9.5. Izvoz/uvoz po zemljama

Prosječna regionalna cijena električne energije se kreće između 48,9 i 52,6 EUR/MWh u 2030. godini sa povećanje od 2 EUR/MWh ili 4% uslijed povećane integracije OIE za oba scenarija hidrologije.



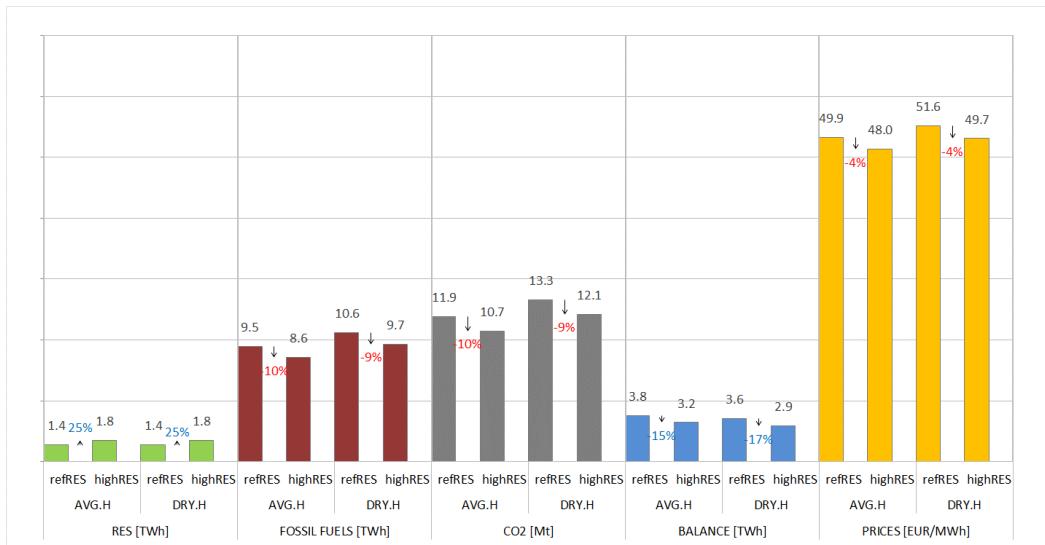
Slika 9.6. Prosječne cijene po zemljama

9.5.1.2 Rezultati proračuna za BiH

Rezultati za market područje BiH uključuju proizvodni miks i druge indikatore kako je prikazano na sljedećim slikama.



Slika 9.7. Proizvodnja BiH po tehnologijama



Slika 9.8. Market indikatori za market područje BiH

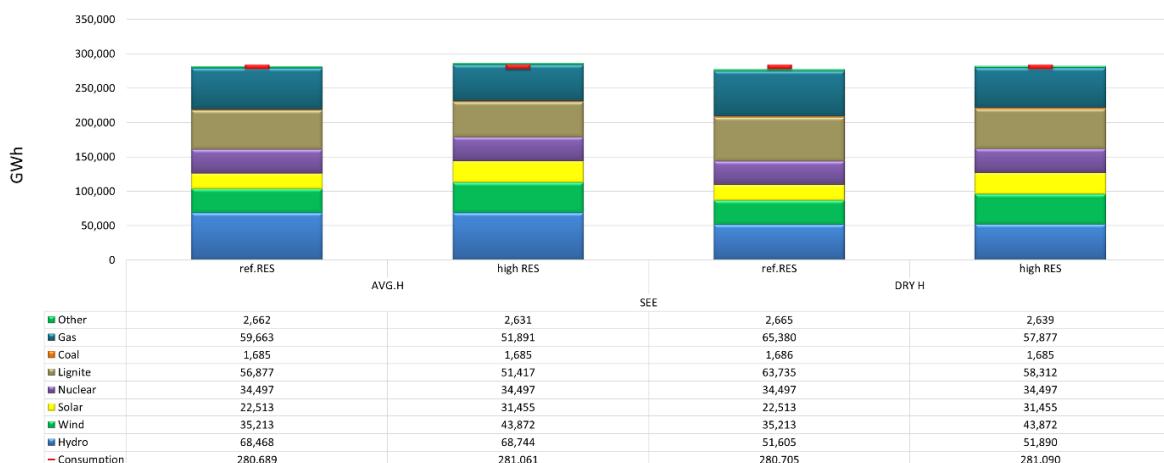
Analiza rezultata dovodi do sljedećih zaključaka.

- Integracija OIE (vjetar i sunce) se povećava 1,4 – 1,7 TWh (+ 25%) sa udjelom 10-13% u potrošnji električne energije.
- Povećanje proizvodnje OIE prouzrokuje smanjenje proizvodnje TE (- 0,9 TWh) oko 10%, što dovodi i do smanjenja emisije CO₂ za 10%.
- Manjim povećanjem integracije OIE (0,3 TWh) i smanjenjem proizvodnje TE (- 0,9 TWh), izvoz se smanjuje za oko 0,6-0,7 TWh odnosno 15-17% u zavisnosti od hidrologije. Razlog je u činjenici da povećanjem proizvodnje OIE u BiH ali i u regionu, TE na lignit u BiH postaju manje konkurentne.
- U sušnoj hidrologiji kriva „merit order“ se pomjera u lijevo i cijena električne energije se povećava što više odgovara termoelektranama u BiH. Proizvodnja HE pada za oko 22% (1,4 TWh) u odnosu na prosječnu hidrologiju što prouzrokuje i pad izvoza za oko 0,2-0,3 TWh.

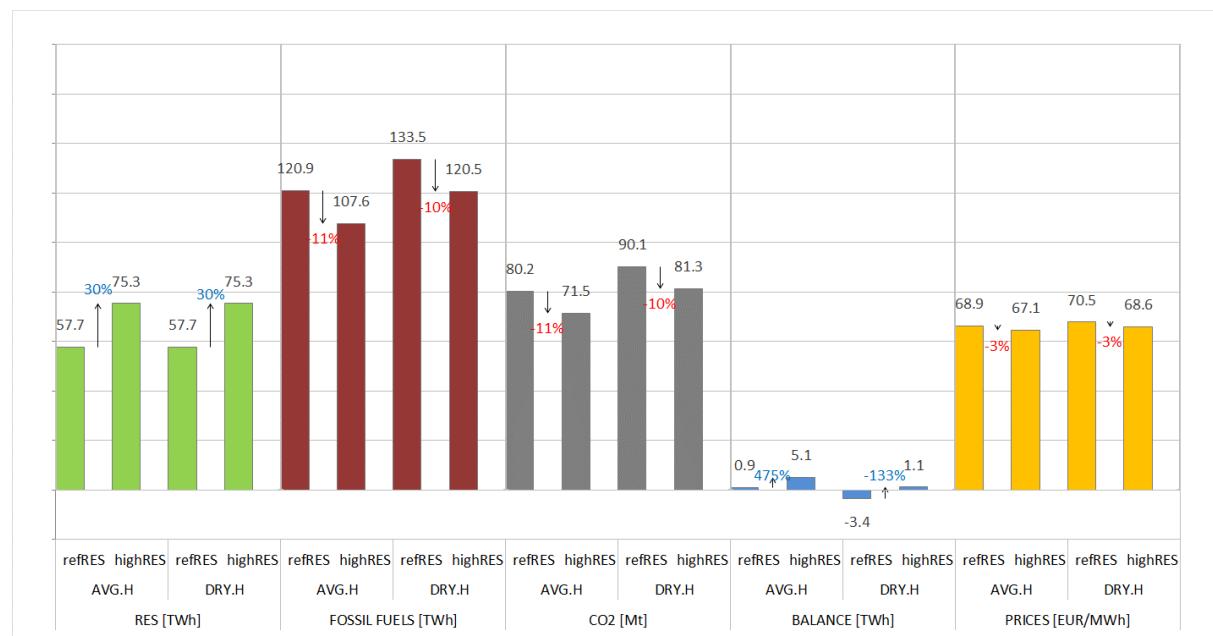
- Povećana integracija OIE vodi do smanjenja cijene za oko 2 EUR (4%), odnosno pomjera „merit order“ krivu ka desno, stavljujući jeftinije elektrane na marginu.

9.5.2 Scenario sa referentnim razvojem potrošnje i povećanom CO₂ taksom (53 EUR/t)

9.5.2.1 Rezultati proračuna za region



Slika 9.9. Proizvodni miks u regionu

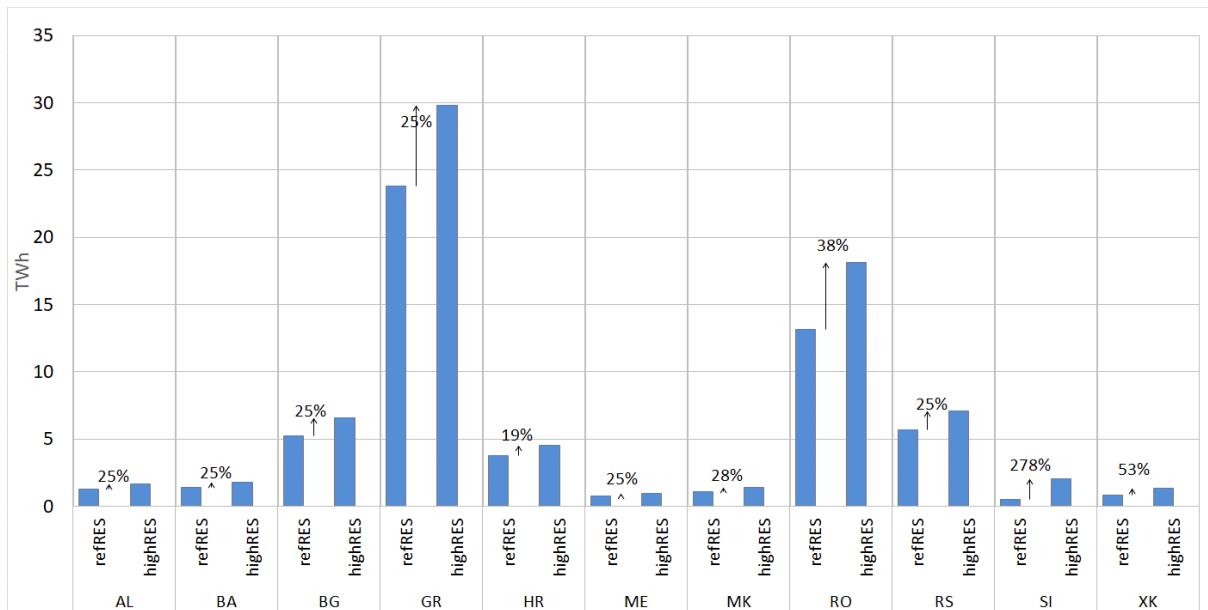


Slika 9.10. Glavni sistemski regionalni indikatori

Zaključci koji se odnose na region:

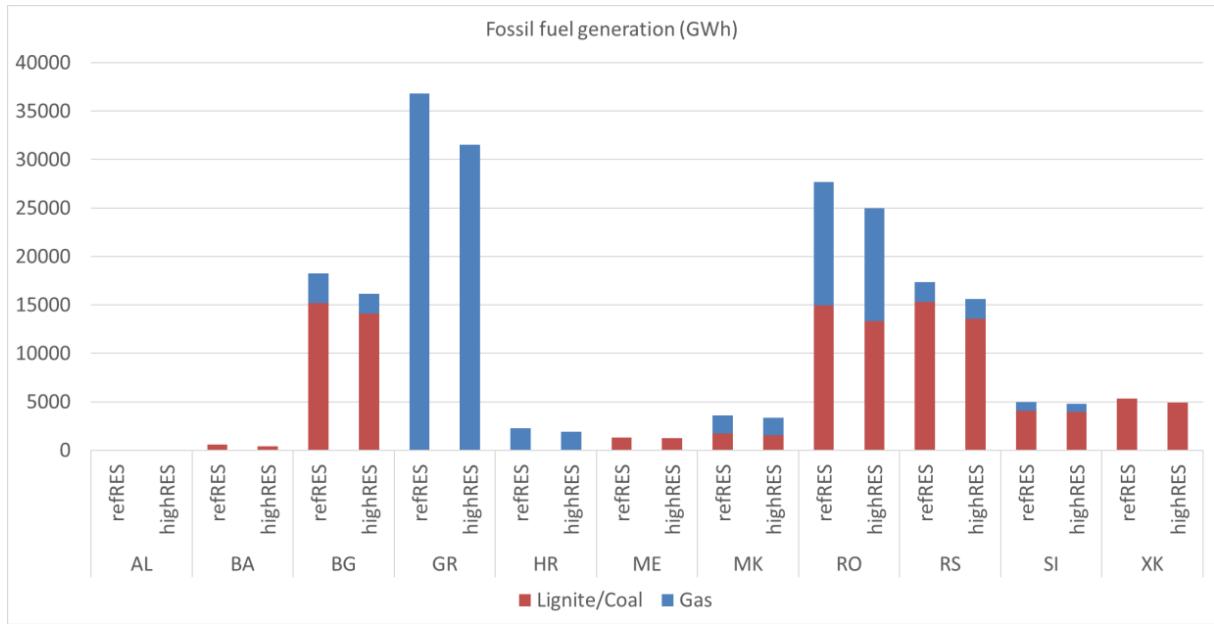
- U slučaju povećane CO₂ takse u 2030., proizvodnja hidroelektrana snabdjeva oko 24% potrošnje, dok za sušnu hidrologiju, proizvodnja iz lignita i gasa imaju skoro isti udio, između 18% i 23%. Veći nivo CO₂ takse mijenja poziciju proizvodnje iz lignita i gasa, tj. proizvodnja TE se smanjuje za oko 30 TWh (ili 50%), dok se udio gasa povećava.

- Snabdjevanje iz HE je 18% - 24%, u zavisnosti od hidrologije, iz OIE 21% - 27% ukupne potrošnje. HE i OIE (zelene tehnologije) postaju glavne tehnologije u regionu u 2030, snabdjevajući 39% - 51% ukupne potrošnje. Povećanje CO₂ takse utiče samo na smanjenje proizvodnje TE.
- U odnosu na referentni scenario proizvodnje iz OIE, u višem scenariju integracije OIE, proizvodnja iz OIE se povećava za 30%, sa 57,7 TWh na 75,3 TWh (slika 9.10). Povećanje po market područjima (sljedeća slika) je između 0,2 i 6 TWh (CGES i IPTO), ili između 19% i 278% (HOPS i ELES).



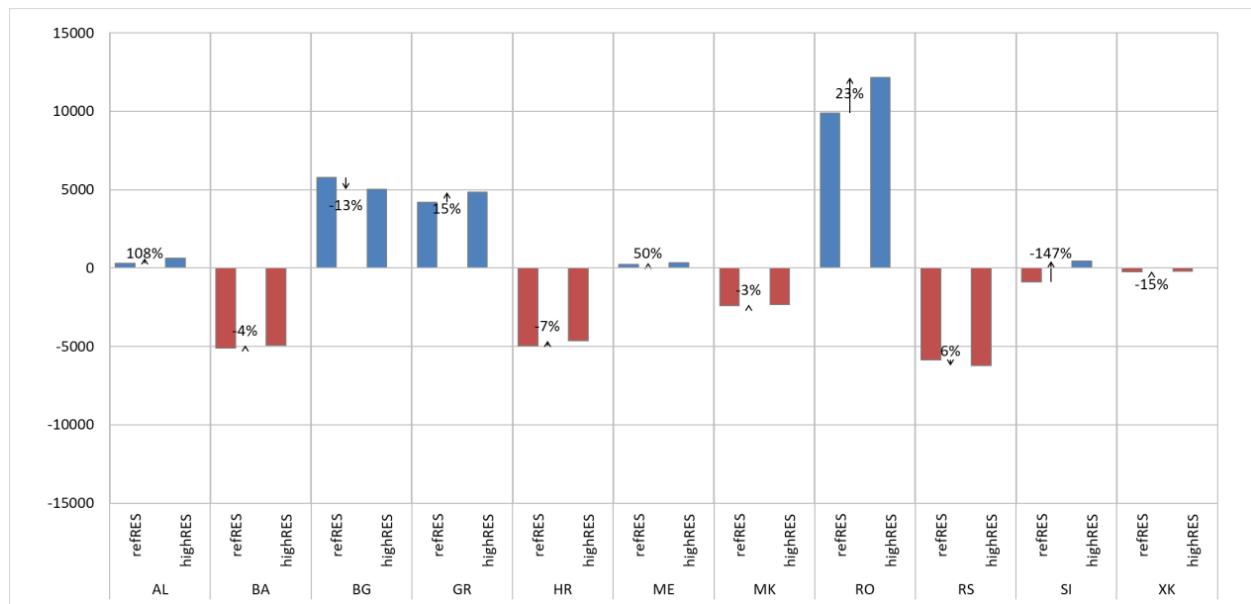
Slika 9.11. Proizvodnja OIE

- Proizvodnja iz dodatnih OIE (viši scenario) od 17,6 TWh snabdjeva 6% potrošnje što dovodi do pada proizvodnje iz fosilnih goriva, gasa za 8 TWh, i lignita od 5 TWh, sa povećanjem izvoza iz regiona za 4 TWh. Povećanje OIE utiče podjednako na udio gase i lignita. Veći pad u gasu je zato što najveće market područje (IPTO) u 2030. godini ima samo proizvodnju iz gase. U drugim područjima smanjenje proizvodnje iz fosilnih goriva uslijed povećanja OIE je skoro jednako.



Slika 9.12. Proizvodnja iz fosilnih goriva

- Zbog smanjenja proizvodnje iz fosilnih goriva, pad emisije CO₂ je oko 11% ili oko 9 Mt za cijeli region.
- Ukupni izvoz iz regiona je između 0,9 TWh i 5,1 TWh, ili 0,3% i 2% ukupne potrošnje sa izuzetkom u slučaju sušne hidrologije i referentne integracije OIE kada je ukupni uvoz oko 3 TWh ili oko 1% ukupne potrošnje.
- Viši scenario za OIE izaziva smanjenje proizvodnje TE na manjem nivou. Ovo povećava izvoz oko 4,2 TWh za oba scenarija hidrologije.



Slika 9.13. Izvoz/uvoz po zemljama

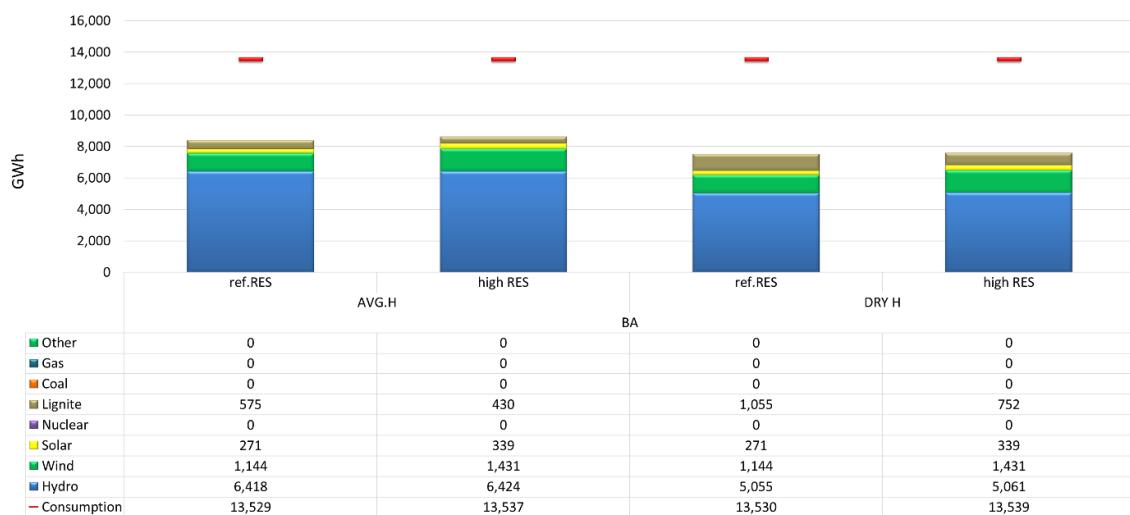
- Za povećane CO₂ takse, TE u market područjima KOSTT, NOSBiH i EMS postaju manje konkurentne i zemlje postaju uvoznici. U isto vrijeme gasne elektrane u IPTO postaju konkurentne i zemlja postaje izvoznik. Tokovi snaga se mijenjaju u regionu, pri čemu dolazi do smanjenja zagušenja i većeg ujednačavanja cijena zagušenja.

- Prosječne cijene su između 67,1 i 70,5 EUR/MWh sa smanjenjem u višem scenariju integracije OIE za oko 2 EUR/MWh ili 2,7% za obje hidrologije. U suvoj hidrologiji cijene su oko 1,5 EUR/MWh ili 2,3% veće.

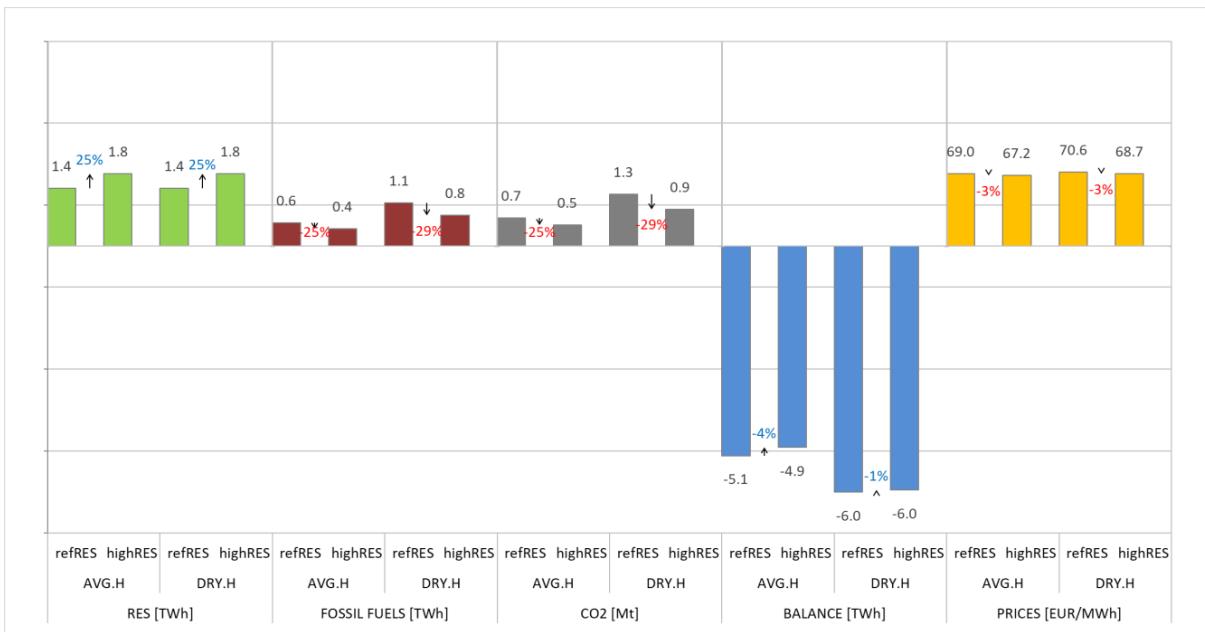


Slika 9.14. Prosječne cijene po zemljama

9.5.2.2 Rezultati proračuna za BiH



Slika 9.15. Proizvodnja BiH po tehnologijama



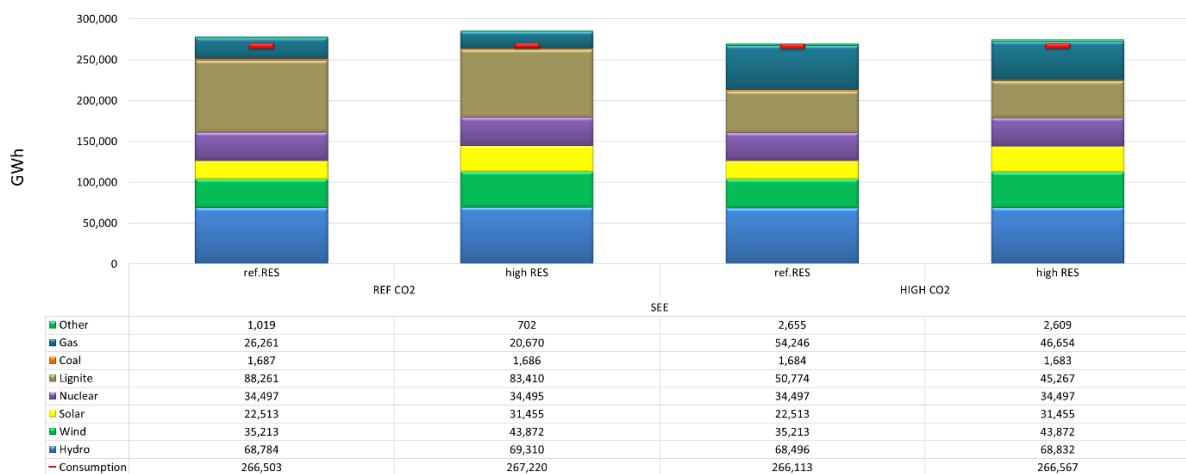
Slika 9.16. Market indikatori za market područje BiH

Zaključci za ovaj scenario za BiH su sljedeći:

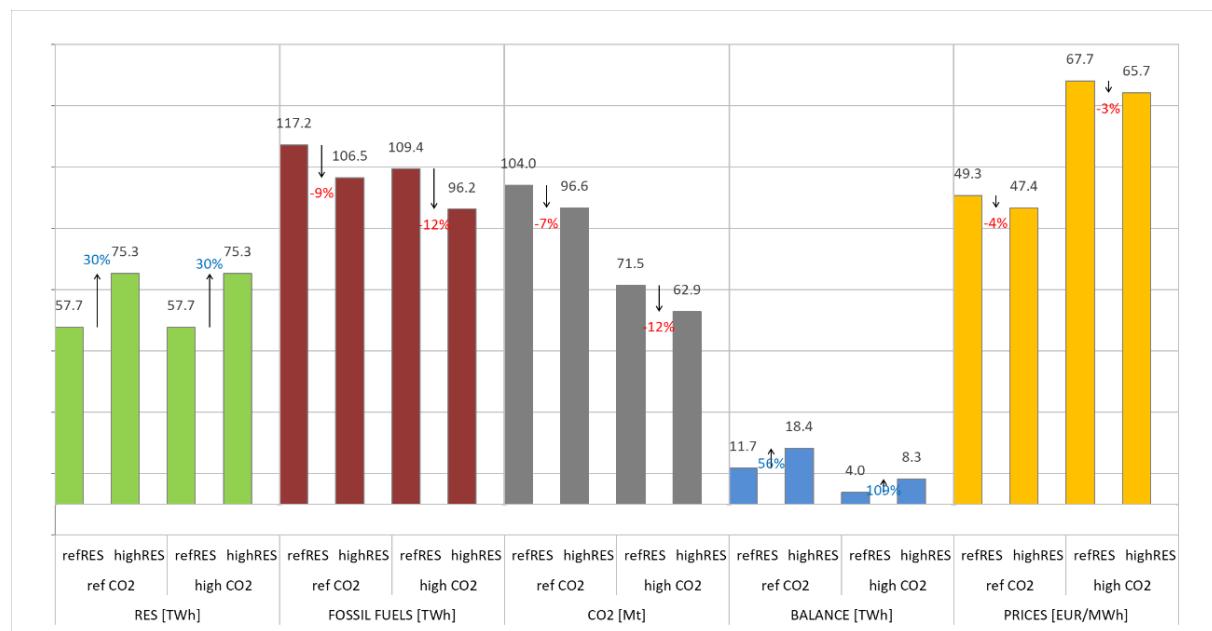
- Proizvodnja OIE (vjetar + sunce) se povećava od 1,4 TWh do 1,8 TWh (+ 25%), odnosno 10% -13% ukupne potrošnje u BiH.
- Veća proizvodnja OIE vodi ka smanjenju proizvodnje TE između 25% (- 0,2 TWh) i 29% (- 0,3 TWh) u prosječnoj i suvoj hidrologiji, respektivno. Ovo smanjenje prouzrokuje i smanjenje emisije CO₂ za isti nivo.
- S manjim povećanjem OIE (0,3 TWh) i s manjim smanjenjem proizvodnje TE (- 0,2 do - 0,3 TWh), BiH smanjuje iznos za 0,05 – 0,21 TWh, ili 1% do 4%, zavisno od hidrologije. Svako povećanje OIE dovodi do smanjenja konkurentnosti proizvodnje iz fosilnih goriva.
- Suva hidrologija pomjera krivu „merit order“ na lijevo i povećava cijenu električne energije, čime se stvara bolja pozicija za TE. Pad proizvodnje HE u suvoj hidrologiji iznosi 1,4 TWh ili 22% u odnosu na prosječnu hidrologiju, pri čemu uvoz pada za 0,05-0,21 TWh. Ovo dovodi do toga da se konkurentnost TE u suvoj hidrologiji povećava.
- U višoj integraciji OIE u obje hidrologije dolazi do smanjenja cijena za 3%. Povećanje OIE pomjera krivu „merit order“ u desno gdje jeftinije elektrane dolaze do izražaja.

9.5.3 Scenario sa nižim razvojem potrošnje i sa obje vrijednosti CO₂ takse

9.5.3.1 Rezultati proračuna za region



Slika 9.17. Proizvodni miks u regionu

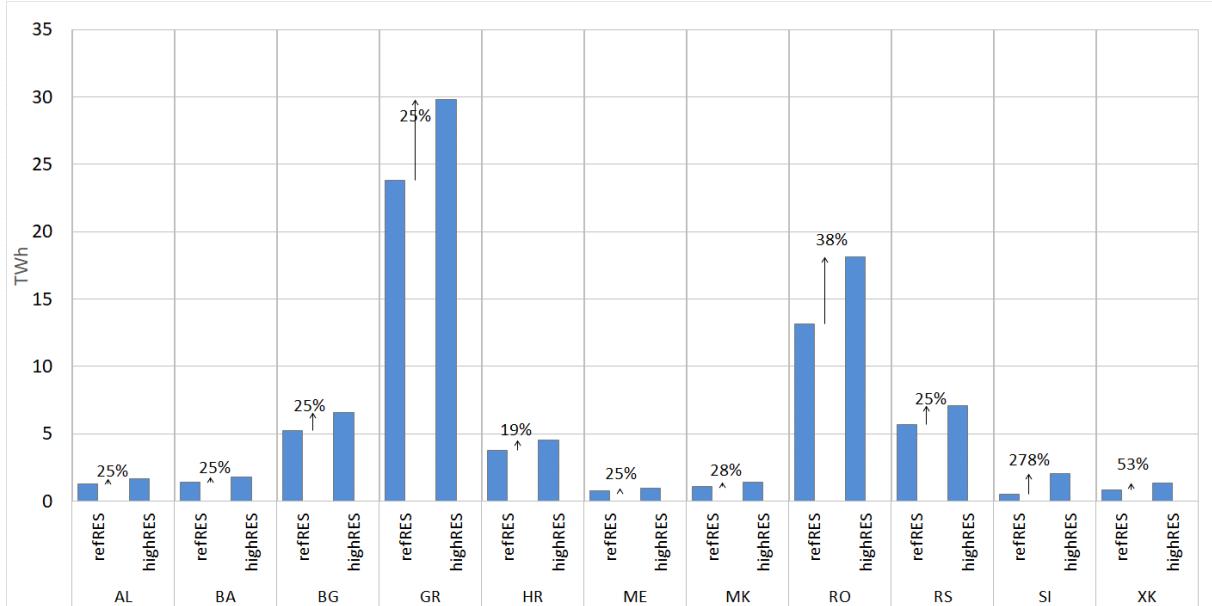


Slika 9.18. Glavni sistemski regionalni indikatori

Zaključci za ovaj scenario su:

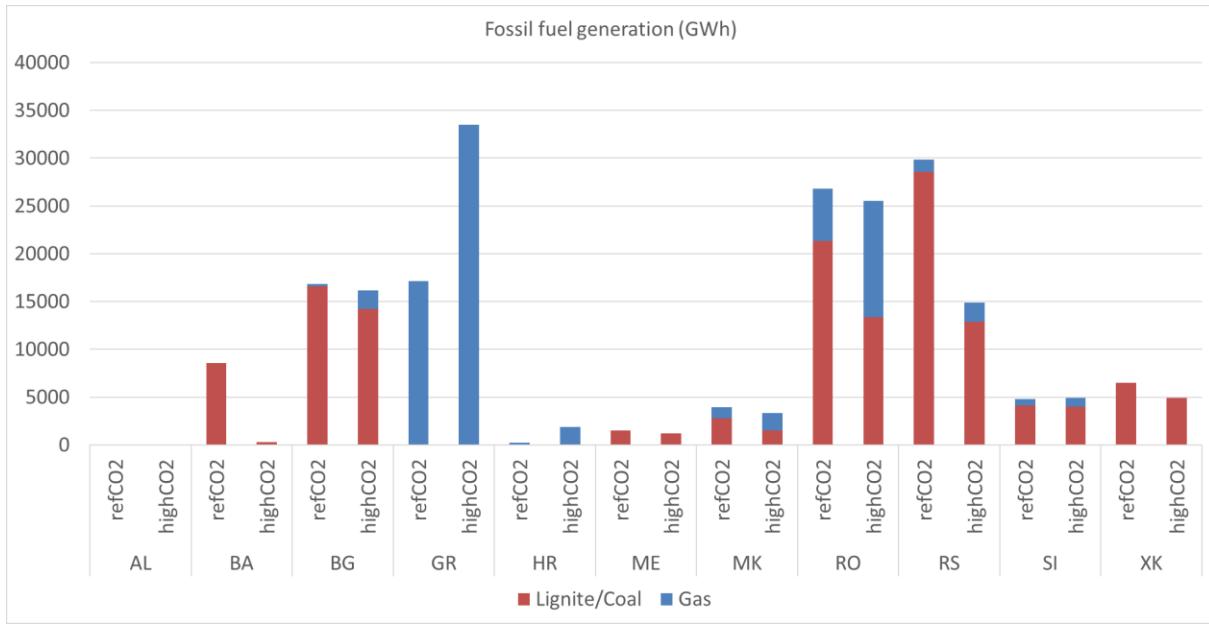
- U slučaju manjeg porasta potrošnje, glavna tehnologija u 2030. godini sa referentnom CO₂ taksom su TE sa udjelom od 33%, zatim HE 26%, OIE učestvuju sa 22-28% dok gasne TE sa oko 8 – 10% ukupne potrošnje.
- U slučaju više CO₂ takse, HE su dominantne sa udjelom od 26%, zatim vjetro i solarne elektrane (22%-28%, zavisno od nivoa integracije OIE). Udio TE pada za 17-19%, gas se povećava za 18-20% potrošnje, takođe zavisno od nivoa integracije OIE.
- Hidro i OIE tehnologije, „zelene“ tehnologije, postaju glavne tehnologije u regionu, sa 47% do 54% ukupne potrošnje.

- Kao u prethodnim scenarijima, proizvodnja OIE se povećava od 57,7 TWh (ref. scenario) do 75,3 TWh (viši scenario). Povećanje za svako market područje u regionu je dato na sljedećoj slici.



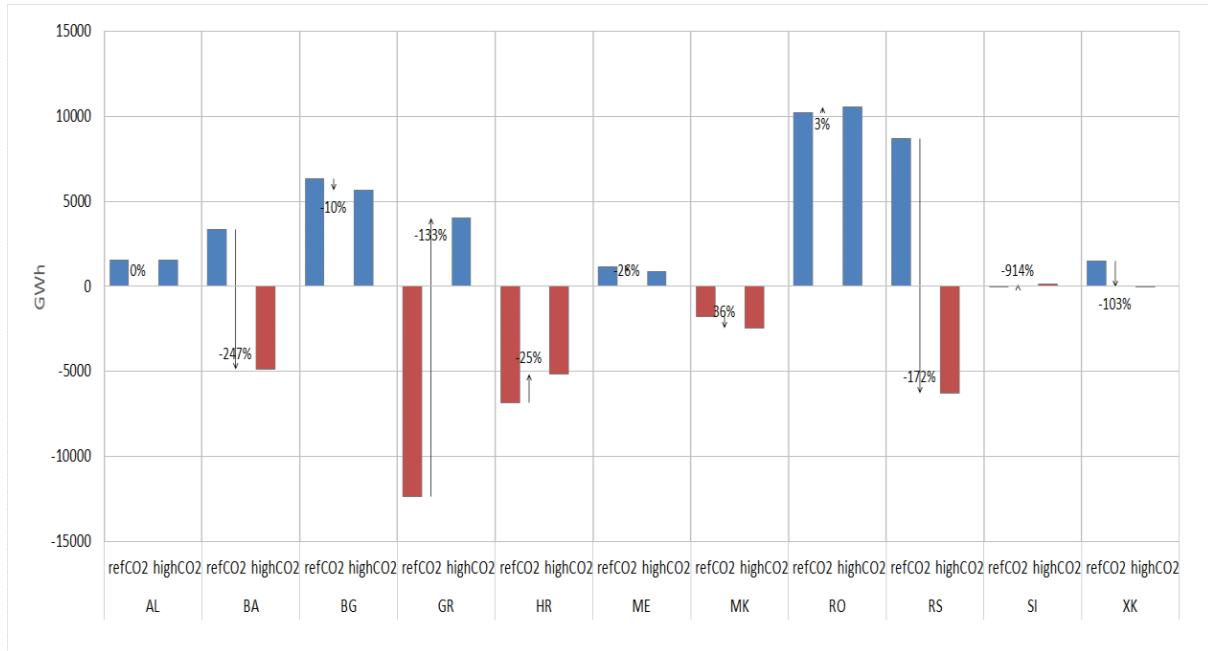
Slika 9.19. Proizvodnja OIE

- Veći nivo CO₂ taksi smanjuje proizvodnju TE. Poređenjem referentnih CO₂ scenarija, proizvodnja TE pada za 37-38 TWh (- 42% do - 46%), zavisno od nivoa integracije OIE. Gasne TE imaju manju emisiju CO₂, i njihova marginalna cijena je manja od fosilnih goriva. Ovo vodi ka povećanju proizvodnje iz gasnih TE za 28 TWh (+ 106%) u ref. scenariju, i 26 TWh (+ 126%) u višem scenariju integracije OIE. Veće CO₂ cijene smanjuju proizvodnju TE za 8 TWh (- 6,7%) do 10 TWh (- 9,6%), zavisno od nivoa integracije OIE, i smanjenja emisije CO₂ sa 33 Mt (- 31 %) do 34 Mt (- 35%).
- Povećanje takse za CO₂ dovodi do smanjenja proizvodnje TE, ali i do značajnih promjena između lignita i gasa. Manja marginalna cijena proizvodnje dovodi do povećanja proizvodnje gasnih elektrana. Ovo povećanje je uglavnom zbog povećanja proizvodnje iz gase u IPTO-u i Transelektrici. U IPTO u 2030. godini ostaju samo gasne elektrane koje povećavaju proizvodnju za 16 TWh, ili 96%. U Transelektrici, proizvodnja iz gase se u relativnim procentima povećava za 121%, ili oko 7 TWh. U Transelektrici, pad iz TE je oko 1,3 TWh, odnosno 40%. Najveći pad u proizvodnji TE je u BiH, gdje proizvodnja TE pada za 8,2 TWh ili preko 96%. Prikaz proizvodnje iz fosilnih goriva je prikazan na sljedećoj slici.



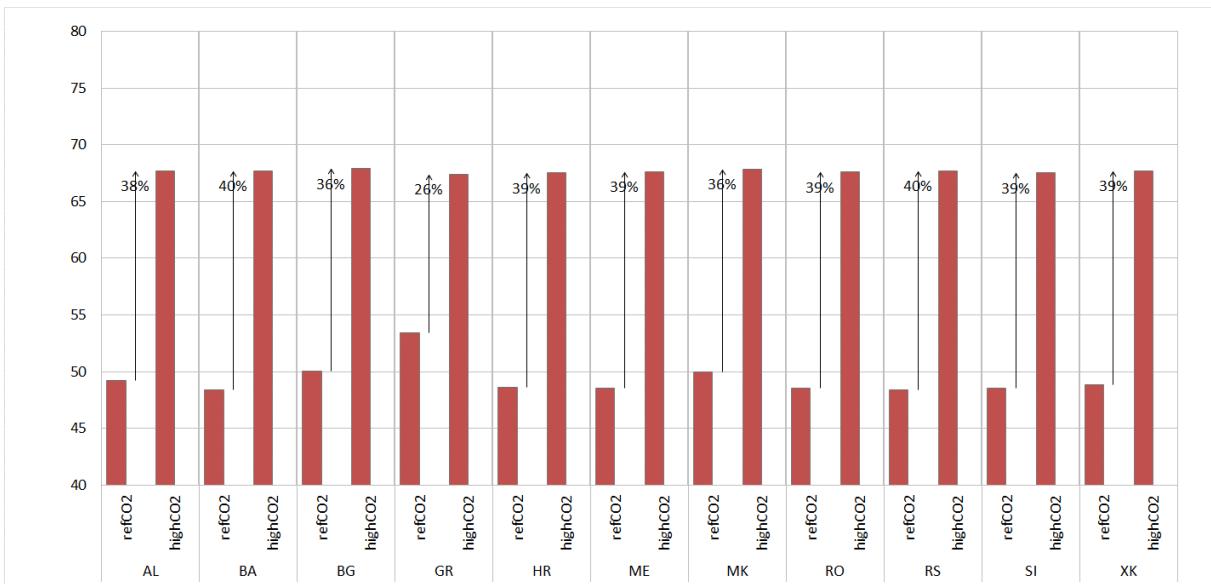
Slika 9.20. Proizvodnja iz fosilnih goriva

- Na sljedećoj slici se vidi da u većini zemalja, gdje proizvodnja TE ima značajan udio, izvoz pada. Usljed povećanja CO₂ taksi i pada proizvodnje TE, KOSTT, NOSBiH i EMS postaju uvoznici. Zemlje sa većim udjelom gasa, izvoz se povećava (Transelectrica) ili se uvoz smanjuje (HOPS). IPTO usljed značajnog udijela proizvodnje iz gasa postaje izvoznik.



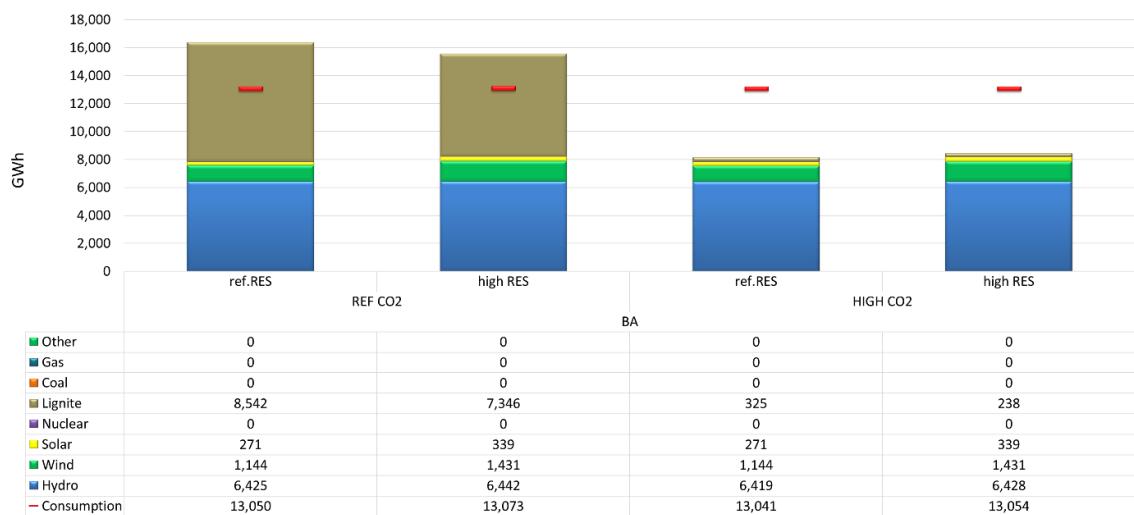
Slika 9.21. Izvoz/uvoz po zemljama

- Prosječne regionalne veleprodajne cijene (slika ispod) se kreću od 47,4 do 67,7 EUR/MWh, pri čemu u višem scenariju integracije OIE dolazi do smanjenja cijena za oko 2 EUR/MWh ili 3-4% za oba nivoa CO₂ taksi. Veleprodajne cijene u slučaju više CO₂ takse bi bile oko 18 EUR/MWh (ili 38%) više.

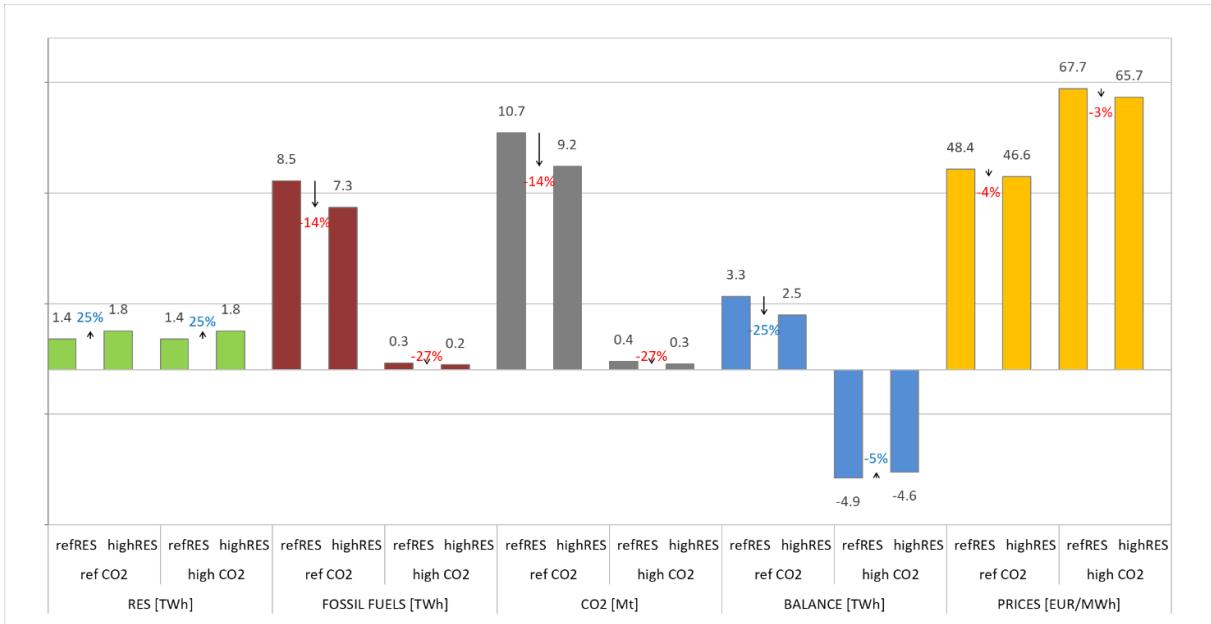


Slika 9.22. Prosječne cijene po zemljama

9.5.3.2 Rezultati proračuna za BiH



Slika 9.23. Proizvodnja BiH po tehnologijama



Slika 9.24. Market indikatori za market područje BiH

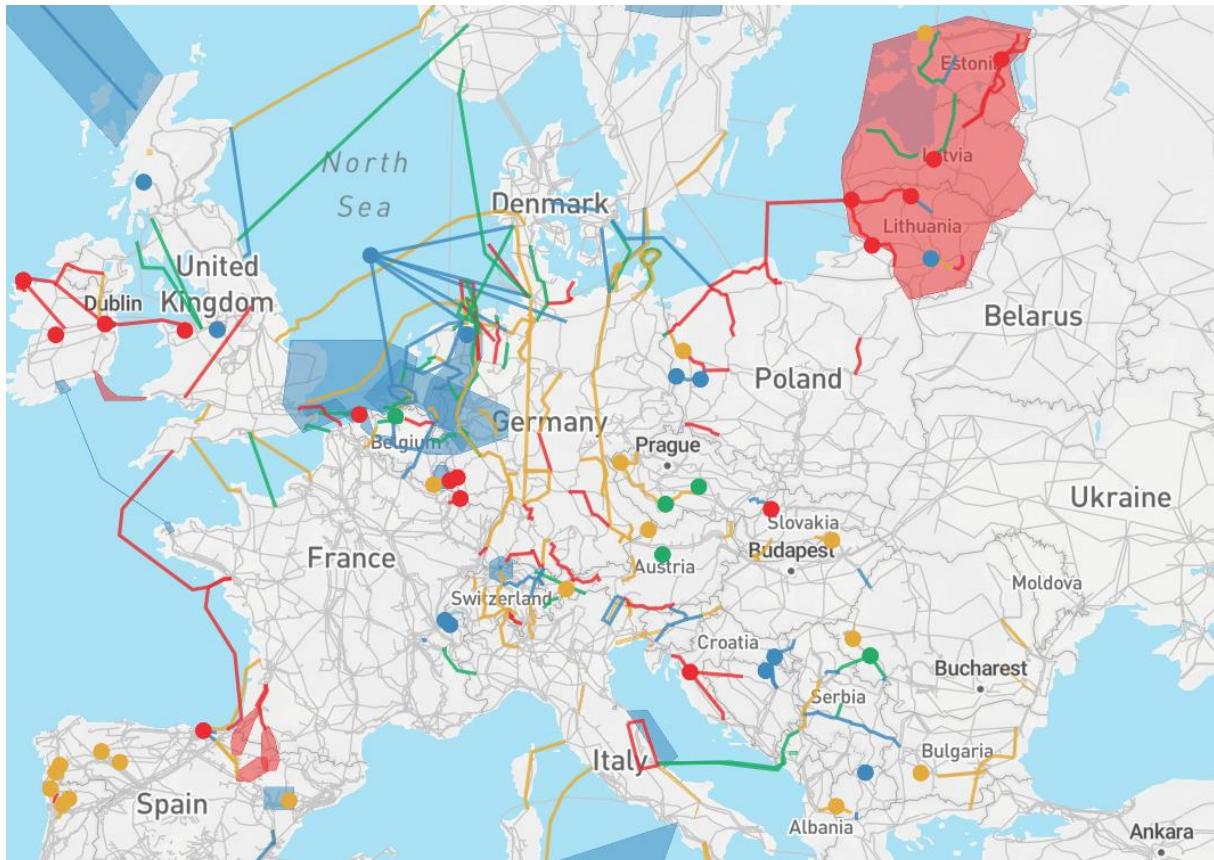
Zaključci su sljedeći:

- Proizvodnja OIE (vjetar + solar) se povećava od 1,4 TWh do 1,8 TWh (+ 25%), odnosno 11%-14% potrošnje u BiH.
- Veće CO₂ takse vode ka padu proizvodnje TE za oko 95%, odnosno 7-8 TWh zavisno od nivoa integracije OIE. Smanjenje proizvodnje TE smanjuje emisiju CO₂ za isti nivo.
- Veća proizvodnja OIE takođe utiče na smanjenje proizvodnje TE od 14% (- 1,2 TWh) do 27% (- 0,1 TWh) u ref. CO₂ i višoj CO₂ taksi, respektivno.
- Sa manjim povećanjem integracije OIE (0,3 TWh) i smanjenjem proizvodnje TE (- 1,2 TWh), izvoz iz BiH se smanjuje za oko 0,8 TWh ili 25% u slučaju ref. CO₂ takse. U slučaju višeg scenarija CO₂ takse BiH postaje uvoznik 4,6 TWh – 4,9 TWh za ref. i viši scenario integracije OIE. Razlog je što TE postaju manje konkurentne.
- Veće CO₂ takse povećavaju veleprodajne cijene za 40%. Zatim, veća proizvodnja OIE cijene padaju za oko 2 EUR/MWh ili 3-4%.

10. ENTSO-E DESETOGODIŠNJI PLAN RAZVOJA PRENOSNE MREŽE (TYNDP – Ten Year Network Development Plan)

S obzirom da TYNDP 2020 nije još usvojen od strane ACER-a, u ovom dijelu će biti prikazani samo planirani projekti, bez prikazivanja utvrđenih scenarija za TYNDP 2020.

10.1 Projekti



Slika 10.1. Mapa svih projekata u TYNDP

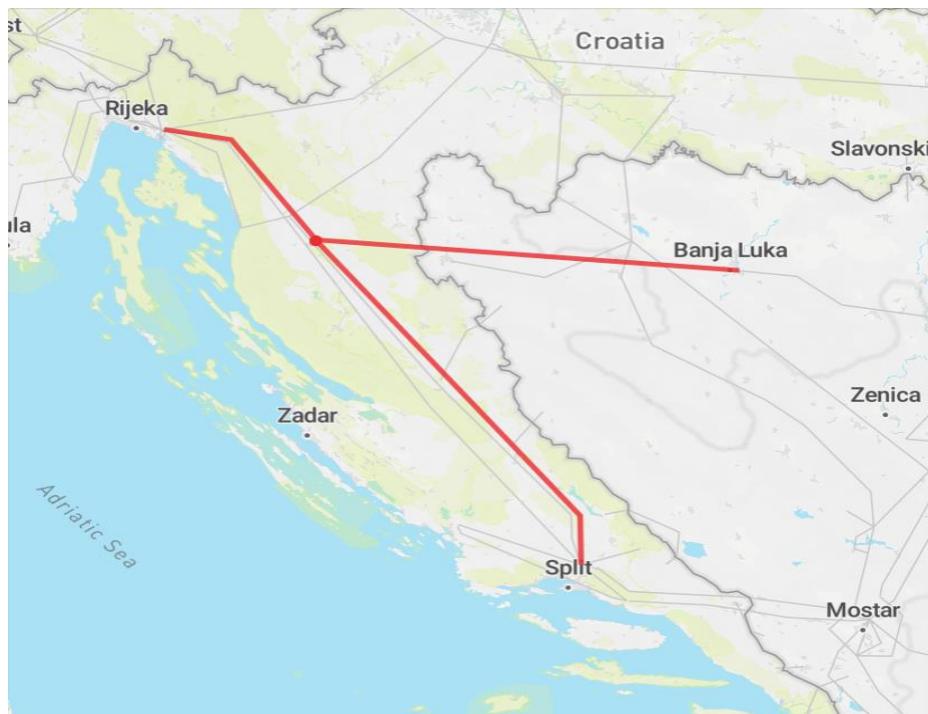
CBA analiza je provedena za tri klimatska uslova: osunčanost, temperatura i brzina vjetra sa obrascima za 1982., 1984. i 2007. godinu. Za svaki ovaj uslov i za svaki scenarij prikazane su promjene za SEW, CO₂ i RES.

10.1.1 Projekat 343. DV 400 kV Banja Luka - Lika

Doprinos projekta je pojačanje prenosne mreže u Hrvatskoj na glavnom pravcu sjever-jug u paraleli s istočnom jadranskom obalom koji omogućava dodatne prenose električne energije na veće daljine, uključujući i prekogranične, iz postojećih i novih planiranih obnovljivih izvora (vjetroparkova) i konvencionalnih elektrana (hidro i termo) u Hrvatskoj (priobalni dio) i BiH prema većim konzumnim područjima u Italiji (preko Slovenije) i sjeverne Hrvatske. Povećanje prenosnih kapaciteta će podržati integraciju tržišta (naročito između Hrvatske i BiH)

poboljšanjem sigurnosti napajanja (i za vanredne situacije), dostizanjem veće raznovrsnosti snabdjevanja/proizvodnje i ruta, povećanjem elastičnosti i fleksibilnosti prenosne mreže.

Projekat implicira povećanje prenosnih kapaciteta između Hrvatske i BiH izgradnjom nove TS 400/110 kV Lika i veze prema postojećoj TS 400/220/110 kV Melina i TS 400/220/110 kV Konjsko, kao i prema postojećoj TS 400/110 kV Banja Luka. Promoteri projekta su HOPS i NOSBiH/Elekthroprenos BiH.



Slika 10.2. Projekat 343

Elemenat	Trenutni status	Očekivana godina puštanja u pogon	Evolucija	Opis
DV 400 kV Banja Luka (BA) – Lika (HR)	Studija izvodljivosti završena	2030	Investicija pomjerena s 2022.	Novi interkonektivni vod
DV 400 kV Lika (HR) – Melina (HR)	Studija izvodljivosti završena	2030	Investicija pomjerena s 2022.	Zamjena postojećeg 220 kV voda
DV 400 kV Lika (HR) – Konjsko (HR)	Studija izvodljivosti završena	2030	Investicija pomjerena s 2022.	Zamjena postojećeg 220 kV voda
TS Lika (HR) 400/110 kV	Studija izvodljivosti završena	2030	Investicija pomjerena s 2022.	Nova TS

10.1.1.1 Benefiti projekta 343

Projekat ima pozitivan uticaj na povećanje SEW za sve scenarije, takođe s rezultatima koji pokazuju benefite u RES integraciji, naročito za 2030 DG što je u skladu s prirodom samog scenarija. Projekat implicira povećanje emisije CO₂ u većini scenarija, usljud povećanog angažmana termoelektrana u regionu koji su predviđeni scenarijima. Doprinos je i u povećanju NTC na granici u oba smjera (BA – HR 298 MW; HR – BA 644 MW).

Razmatrajući SoS indikatore, projekat doprinosi stabilizaciji napona na prenosnoj mreži u obje zemlje. Takođe, važno je napomenuti da projekat pojačava prenosnu mrežu u Hrvatskoj, pri čemu se omogućavaju dodatni prenosi električne energije iz postojećih i novih planiranih (RES i konvencionalnih) elektrana u Hrvatskoj i BiH prema većim konzumnim područjima u Italiji, preko Slovenije i sjeverne Hrvatske.

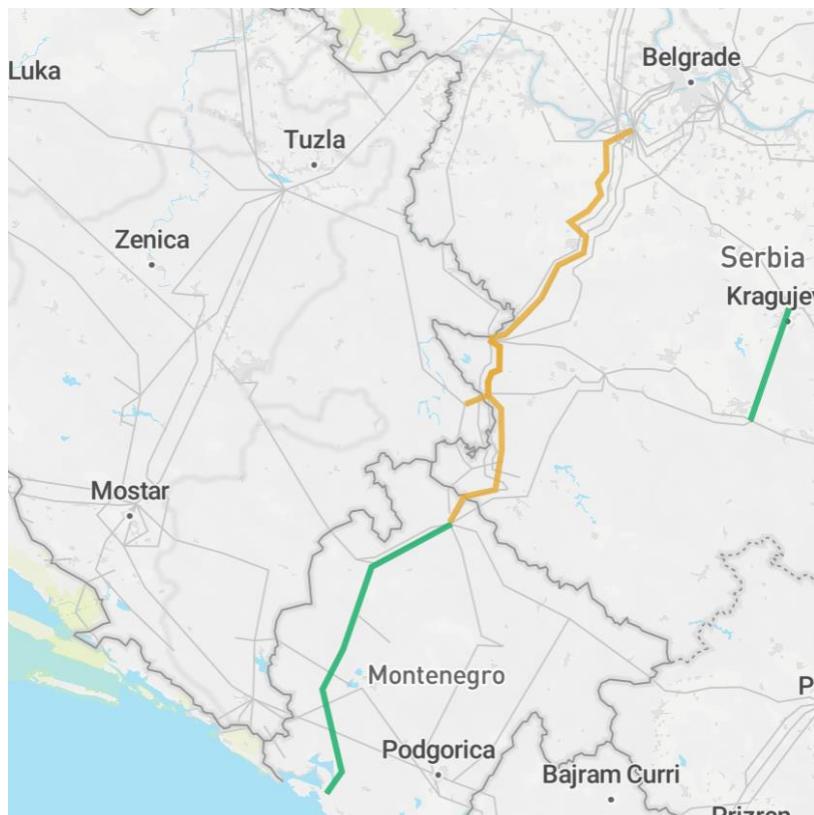


Slika 10.3. CBA indikatori za projekt 343

10.1.2 Projekat 227. Transbalkanski koridor

Cilj projekta je povećanje prenosnih kapaciteta u Srbiji i olakšavanje razmjene električne energije između sjeveroistočnog i jugozapadnog dijela Evrope. Projekat će omogućiti bolju povezanost istočnog Balkana i Italije preko 400 kV mreže i 500 kV podmorskog kabla. Tokovi snaga iz 220 kV mreže će se podijeliti na 400 kV mrežu između Srbije, BiH i Crne Gore.

Promoteri projekta su EMS, NOSBiH/Elektraprenos BiH, CGES



Slika 10.4. Transbalkanski koridor

Elemenat	Trenutni status	Očekivana godina puštanja u pogon	Evolucija	Opis
TS 400 kV Bajina Bašta (RS)	Obezbjedivanje dozvole	2026	Investicija pomjerena s 2024.	Nadogradnja postojeće TS 220 kV na 400 kV nivo
DV 400 kV Višegrad (BA)– Bajina Bašta (RS)	Obezbjedivanje dozvole	2026	Investicija pomjerena s 2024.	Interkonektivni DV (2 x 400 kV od TS Višegrad do Vardišta, granice sa Srbijom)

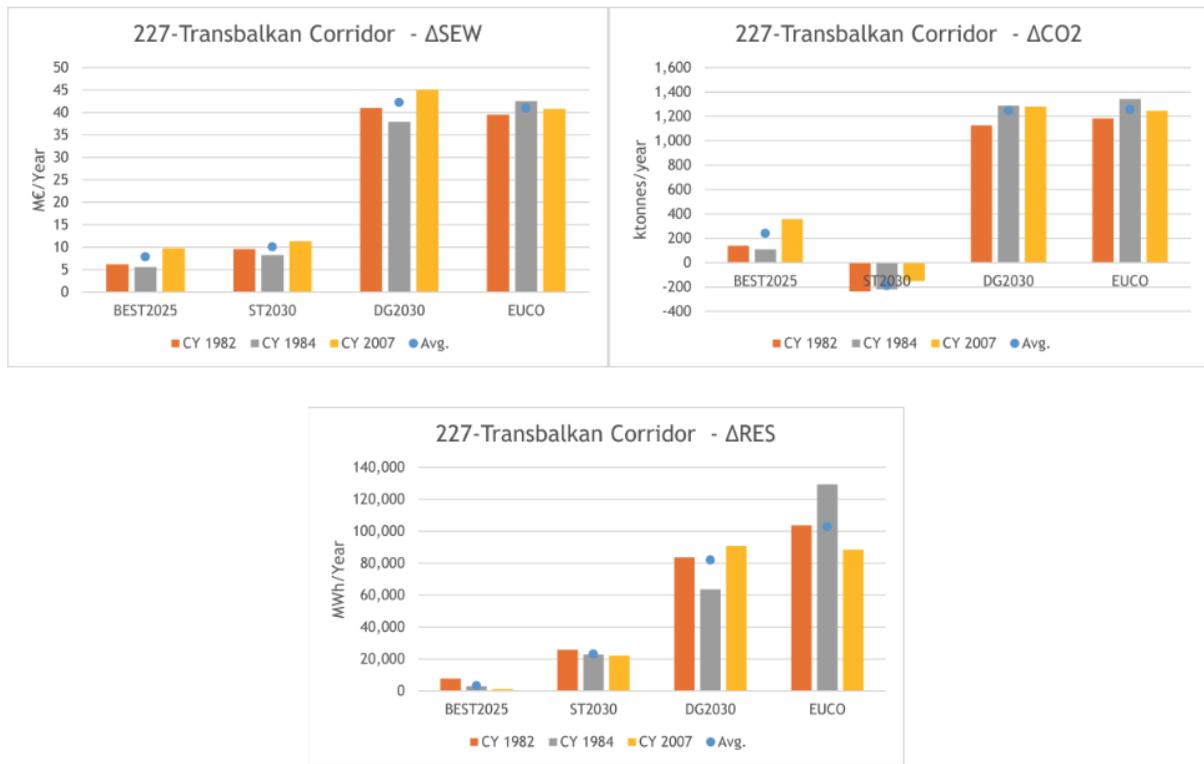
DV 400 kV Bajina Bašta (RS) – Obrenovac (RS)	Obezbjedivanje dozvole	2024	Investicija pomjerena s 2022.	Pojačanje prenosne mreže u Srbiji
DV 400 kV Bajina Bašta (RS) – Pljevlja (ME)	Obezbjedivanje dozvole	2024	Investicija pomjerena s 2022.	Interkonektivni DV
DV 400 kV Lastva (ME) – Pljevlja (ME)	U fazi izgradnje	2019		Pojačanje prenosne mreže u Crnoj Gori zbog izgradnje kabla prema Italiji
DV 400 kV Kragujevac (RS) – Kraljevo (RS)	U fazi izgradnje	2020		Pojačanje prenosne mreže u Srbiji
TS 400 kV Kraljevo	U fazi izgradnje	2020		Nadogradnja postojeće TS 220 kV na 400 kV nivo
DV 400 kV Kraljevo – Kragujevac (RS)	U fazi izgradnje	2020		Pojačanje prenosne mreže u Srbiji

10.1.2.1 Benefiti projekta 227

CBA rezultati pokazuju pozitivne vrijednosti promjene SEW u svim analiziranim scenarijima. Usljed relativno niske cijene lignita za scenarije 2030DG i 2030EUCO, proizvodnja iz termoelektrana je veća u ovim scenarijima u poređenju prema ostala dva koji pokazuju negativne vrijednosti za CO₂ i SEW. Takođe, dok su ostali benefiti vidljivi u ova dva scenarija, projekat olakšava RES integraciju i prouzrokuje dodatne marginе adekvatnosti za svaki definisini scenario. Što se tiče NTC vrijednosti, rezultati jasno pokazuju pozitivne efekte realizacije ovog projekta, posebno na granici BA – RS u oba smjera, iako povećanja NTC-a na granici RS – ME (naročito smjer ME -> RS) i ME – IT (oba smjera) nisu zanemarljiva.

RS-BA	A -> B 950	B -> A 700
RS-ME	A -> B 20	B -> A 400
IT-ME	A -> B 600	B -> A 600

Pored poboljšanja tranzita, projekat ima pozitivan uticaj i na naponsku stabilnost u zemljama pod uticajem.



Slika 10.5. CBA indikatori za projekat 227

10.1.3 Projekat 241. Nadogradnja 220 kV vodova između BiH i Hrvatske na 400 kV

Cilj projekta je zamjena postojećih interkonektivnih vodova sa 220 kV na 400 kV. Projekat, kao novi projekt je predložen da bude procijenjen u TYNDP 2016 na osnovu rezultata studije urađene u CSE regionu u toku priprema regionalnih investicionih planova za 2015. Projekt je u fazi razmatranja i postoji potreba za izradu prefizibiliti studije. Promoteri projekta su HOPS i NOSBiH/Elektroprenos BiH.



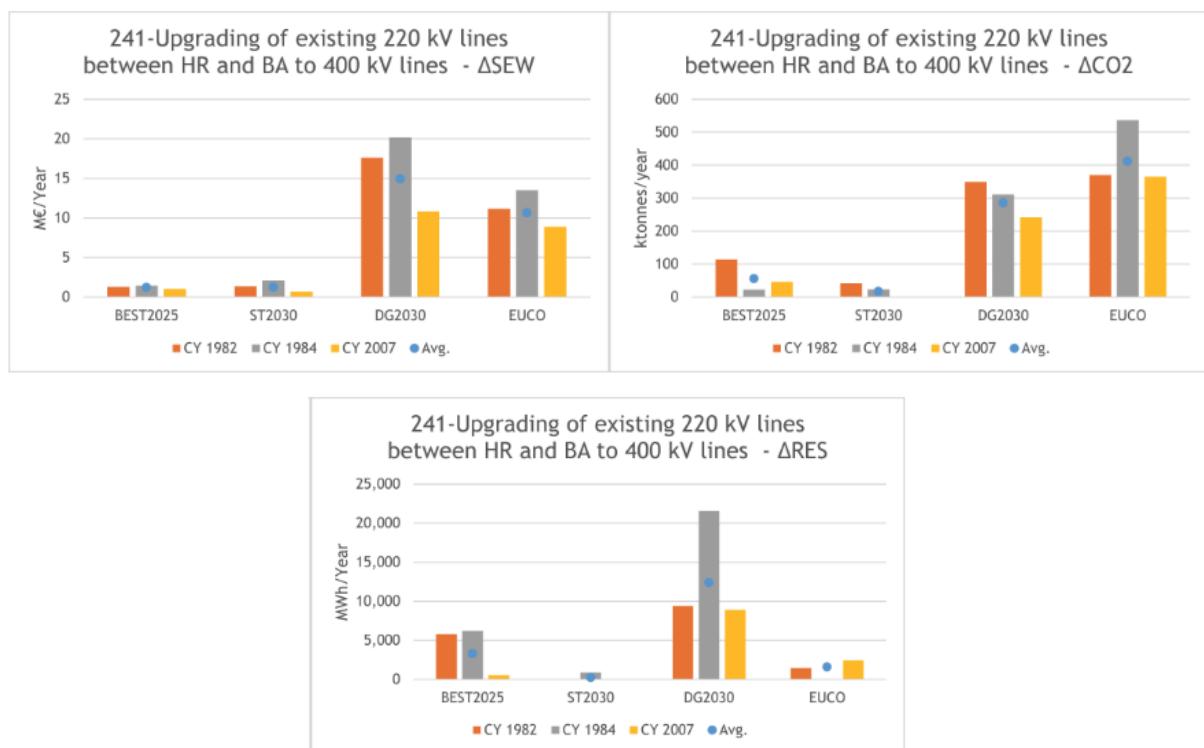
Slika 10.6. Projekat 241

Elemenat	Trenutni status	Očekivana godina puštanja u pogon	Evolucija od TYNDP 2016	Opis
DV 400 kV TE Tuzla – Đakovo (HR)	U razmatranju	2033	Investicija pomjerena s 2030.	Zamjena postojećeg 220 kV interkonektivnog voda.
DV 400 kV Gradačac – Đakovo (HR)	U razmatranju	2033	Investicija pomjerena s 2030.	Zamjena postojećeg 220 kV interkonektivnog voda.
DV 400 kV Gradačac – TE Tuzla	U razmatranju	2033	Nova investicija	Zamjena postojećeg 220 kV voda.
TS Gradačac 400/x kV	U razmatranju	2033	Nova investicija	Podizanje postojeće TS 220 kV na 400 kV

TS Đakovo 400/x kV	U razmatranju	2032	Investicija pomjerena s 2030.	Podizanje postojeće TS 220 kV na 400 kV
DV 2 x 400 kV Đakovo (HR) – Razbojište (HR)	U razmatranju	2032	Investicija pomjerena s 2030.	

10.1.3.1 Benefiti projekta 241

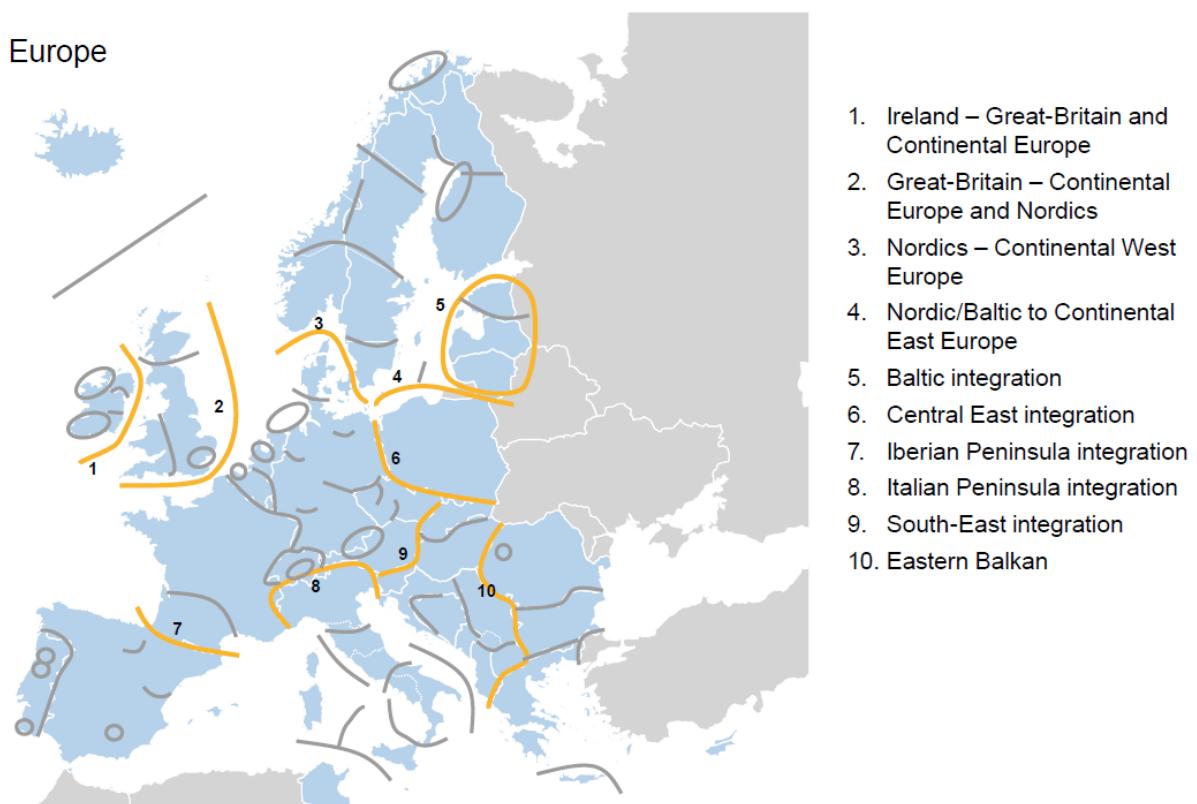
Iako je povećanje NTC na granici BA-HR u oba smjera jednako nuli, projekat ima pozitivan uticaj na povećanje SEW za sve scenarije, a takođe pokazuje benefite u RES integraciji naročito za scenario 2030 DG što je u saglasnosti s prirodom scenarija. Povećanje emisije CO₂ je prisutno u većini scenarija zbog veće proizvodnje TE koje su predviđene u scenarijima.



Slika 10.7. CBA indikatori za projekt 241

10.1.4 Prekogranični prenosni kapaciteti

Glavna svrha NTC proračuna je da se identifikuju potrebe i da jedan generalni pregled na relaciji između SEW i povećanja prenosnih kapaciteta na granicama formiranim od klastera (grozdova) između relevantnih market područja. Princip proračuna je da pruži serije scenarija za TYNPD 2018 s povećanjem i smanjenjem prenosnih kapaciteta na razmatranim granicama. Benefiti pokriveni ovim proračunom odgovaraju samo dijelu projekata sveukupne socijalno-ekonomske dobrobiti iz CBA. Ovo znači da ovo ne prikazuje sveobuhvatne benefite jednog projekta (uključujući RES integraciju, sigurnost snabdjevanja, pomoćne usluge). Kao takva ovo je samo parcijalna analiza i u potpunosti zavisna od napravljenih pretpostavki, naročito s referentnom mrežom. Na sljedećoj slici su prikazane glavne granice (narandžasta boja) i ostale važne granice (siva boja), koje su analizirane u planu.



Slika 10.8. Glavne granice TYNPD 2018 (narandžasta)

Ovim granicama su dodate tri dodatne sekundarne granice koje su relevantne za izvještaj: Italija-Balkan, Italija – Sjeverna Afrika i Turska – Južni Balkan. Proračun je urađen kao dio market studije s koracima od 1 000 MW promjene NTC-a po granicama. Jedna granica i promjena kapaciteta u oba smjera u navedenim koracima se ekvivalentno dijeli po interkonekcijama počinjući od referentnog kapaciteta (bazni slučaj). U sljedećoj tabeli dat je pregled vrijednosti NTC po granicama.

Tabela 10.1.- Prekogranični prenosni kapacitet (MW)

(MW)	Maksimalni mjesечni NTC za 2020.		Referentna mreža (2027)		Svi projekti izgrađeni prije 2035. godine	
Granica	=>	<=	=>	<=	=>	<=
BA – HR	1 000	10 00	1 250	1 250	1 894	1 548
BA – RS	600	600	1 100	1 200	1 100	1 200
BA – ME	500	500	800	750	800	750

Napomena: Prikazane vrijednosti NTC su indikativne i nisu za komercijalnu upotrebu.

11. ZAKLJUČCI I SUGESTIJE

Analiza podataka koje su dostavili Korisnici prenosnog sistema Bosne i Hercegovine i rezultata Indikativnog plana razvoja proizvodnje za period 2022.-2031. godina, upućuje na sljedeće zaključke i sugestije:

1. Prognoza potrošnje u ovom Indikativnom planu urađena je na bazi podataka dostavljenih od Korisnika i vlastitih analiza (prognoza prema bruto društvenom proizvodu i ekstrapolacija preko karakteristične funkcije potrošnje), što je detaljno opisano u poglavljiju 6.4. Prosječni godišnji porast potrošnje za niži scenario iznosi 0,4%, bazni scenario 1,1% i viši scenario 2,2%.

Prosječni procenti porasta potrošnje u svim scenarijima su približni procentima u prethodnom Indikativnom planu (IPRP 2021-2030). Međutim, potrebno je još jednom napomenuti da je kao početna godina prognoze uzeta 2020. godina, u kojoj je ostvarenje potrošnje značajno manje u odnosu na prethodne godine. Na taj način, prognozirane vrijednosti potrošnje u baznom scenariju, u posljednjoj godini prognoze (2031. godina) su približno na nivou potrošnje prije 2016. godine. Jedino u višem scenariju u zadnjim godinama prognoze, potrošnja dostiže ostvarene vrijednosti iz godine prije gašenja Aluminija, odnosno pandemije COVID-19 (2018. godina). Takođe, prognozirana vrijednost potrošnje u 2021. godini, u sva tri scenarija je manja od vrijednosti predviđene Bilansom za 2021. godinu, koji je urađen na osnovu podataka koje su dostavili Korisnici (elektroprivredne kompanije i direktni potrošači).

Dekarbonizacija društva za koju se opredijelila BiH potpisom „Sofijske deklaracije“ mogla bi prouzrokovati povećanu potrošnju električne energije zbog „elektrifikacije“ nekih sektora koja koriste fosilna goriva. Zbog toga će se, kod izrade narednog IPRP, koristiti podaci o povećanoj potrošnji električne energije koji će se dobiti iz Integrisanog energetskog i klimatskog plana Bosne i Hercegovine (NECP BiH), Akcionog plana za energetska efikasnost Bosne i Hercegovine (NEEAP BiH) i drugih relevantnih dokumenata čija je izrada u toku ili će biti pripremljeni u međuvremenu.

2. Novi proizvodni objekti su u skladu sa Mrežnim kodeksom, bilansirani na osnovu važećih Uslova za priključak koje je Korisnik prihvatio, dok su kod vjetroelektrana uzete u obzir i potvrde nadležnih institucija entiteta da je elektrana unutar maksimalno moguće snage prihvata sa stanovišta mogućnosti regulacije sistema. Na taj način, neki objekti koji su bili bilansirani u prethodnim Indikativnim planovima, a nemaju važeće Uslove za priključak ili saglasnost entitetske vlade nisu bilansno uvršteni u ovaj Indikativni plan. Od novih vjetroelektrana bilansirana je VE Baljci, koja je u 2020. godini dobila prethodnu saglasnost za priključak od strane Federalnog ministarstva energije, rudarstva i industrije. Takođe, treba napomenuti da je u septembru 2020. godine Državna regulatorna komisija za električnu energiju (DERK), na prijedlog NOSBiH donijela „Odluku o odobrenju maksimalne moguće snage prihvata iz neupravljivih izvora električne energije“, prema kojoj maksimalna moguća snaga prihvata iz neupravljivih izvora energije u elektroenergetski sistem BiH sa aspekta mogućnosti regulacije sistema iznosi 840 MW za vjetroelektrane i 825 MW za fotonaponske elektrane.

3. Provedene analize upućuju na zaključak da je za sve scenarije potrošnje i planiranu proizvodnju postojećih i novih bilansiranih proizvodnih kapaciteta sa izgrađenim blokom 7 TE Tuzla, zadovoljen bilans električne energije kao i da postoje značajni viškovi. Međutim, u slučaju da ne dođe do izgradnje novog bloka 7 TE Tuzla, radi gašenja pet postojećih blokova u TE Tuzla i TE Kakanj bilans električne energije za viši scenario potrošnje bi bio negativan u zadnjim godinama prognoze, tj. proizvodnja ne bi mogla zadovoljiti potrošnju električne energije u BiH. To znači da bi za ovaj scenario potrošnje potrebe Bosne i Hercegovine u zadnje dvije godine prognoze morale biti zadovoljene uvozom električne energije.
4. Market analize za 2030. godinu su pokazale poziciju kako EES BiH tako i regionala kada se u obzir uzmu takse za emisiju CO₂. Trenutno region nema obavezu plaćanja takse za emisiju CO₂, tako da je EES BiH još uvijek konkurentan kada se razmatra cijena električne energije. Međutim, uvođenjem obaveze plaćanja takse za emisiju CO₂, analize su pokazale da konkurentnost nije više na strani BiH i da postoji velika vjerovatnoća da će EES BiH postati uvoznik električne energije ukoliko bi se izgradnja obnovljivih izvora odvijala prema nivou kako je razmatrano u EMI studiji.
Kako bi se izbjegla situacija umanjene energetske sigurnosti BiH zbog eventualnog nedostatka električne energije proizvedene u vlastitim objektima za domaću potrošnju, značajno povećanje cijena zbog uvođenja takse na emisije CO₂, sugerise se nadležnim institucijama da kreiraju uslovi za povećane investicije u OIE kroz donošenje potrebne legislative i otklanjanje utvrđenih prepreka te, uspostavljanje organizovanog tržišta električne energije, povezivanja sa drugim tržištima i integracija u regionalna tržišta. Takođe je, sa istim ciljevima, potrebno donijeti novu i/ili izmijeniti postojeću legislativu kojom će se omogućiti i učiniti atraktivnim, ulaganje u prosumere, energetske zajednice i uspostavljanje aggregatora distribuiranih resursa.
5. Izradom desetogodišnjih planova razvoja evropskog i regionalnog elektroenergetskog sistema (TYNDP) kao jednog veoma važnog dokumenata, snažno je istaknuta uloga operatora sistema u pripremi adekvatnih i što realnijih planova razvoja na području kojeg oni pokrivaju. U tom cilju, Okvirna strategija energetskog razvoja BiH do 2035., koja je usvojena od strane Savjeta ministara krajem avgusta 2018. godine [11], predstavlja veoma važan dokument. Okvirnom energetskom strategijom identifikovana je vizija te ključni strateški ciljevi i smjernice, uzimajući u obzir resurse i kompetencije Bosne i Hercegovine. Takođe, još početkom 2019. godine Ministarstvo spoljne trgovine i ekonomskih odnosa pokrenulu je izradu Nacionalnog energetskog i klimatskog plana Bosne i Hercegovine (NECP), prvi draft je urađen krajem 2020. godine i trenutno je u fazi finalizacije. Izrada ovog plana je veoma značajna za NOSBiH s obzirom da podaci koji se dostavljaju za desetogodišnji TYNDP trebaju biti usaglašeni sa NECP-om. Takođe, izradom NECP čiji su ključni elementi energetska efikasnost i dekarbonizacija sistema u smislu veće integracije obnovljivih izvora formiraće drugačiju sliku bilansa električne energije koja će narednom Indikativnom planu dati veću upotrebnu vrijednost i vjerodostojnije predstaviti trendove u razvoju proizvodnje i potrošnje.
6. Indikativni plan razvoja proizvodnje predstavlja osnovu za izradu Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže. U Indikativnom planu nije razmatrana opravdanost izgradnje

novih transformatorskih stanica 110/x kV, koje su elektroprivredne kompanije predložile u svojim planovima razvoja, i ove TS nisu predmet Indikativnog plana razvoja proizvodnje.

7. U plan je uključen pregled projekata iz TYNDP 2020 koji se odnose na pojačanje mreže koji uključuju i interkonektivne vodove naponskog nivoa 400 i 220 kV između BiH i susjednih operatora sistema. TYNDP 2020 ne tretira naponski nivo 110 kV, ali je bitno napomenuti da postoji i plan za izgradnju interkonektivnog dalekovoda 110 kV Srebrenica – Ljubovija, kao rezultat međudržavnog sporazuma između BiH i Srbije.

12. LITERATURA

- [1] Mrežni kodeks, NOSBiH.
- [2] „Izvještaj o tokovima električne energije u BiH u 2020. godini“ – NOSBiH, Sarajevo, 2020. godina.
- [3] Indikativni plan razvoja proizvodnje 2021-2030, NOSBiH, 2020. godina.
- [4] Studija: „Uticaj kompenzatorskog režima rada pumpne hidroelektrane Čapljina na naponske prilike u elektroenergetskom sistemu Bosne i Hercegovine“, NOSBiH, decembar 2020
- [5] „Bilans električne energije na mreži prenosa za 2021. godinu“, NOSBiH, Sarajevo, 2020. godina.
- [6] Javno preduzeće Elektroprivreda Bosne i Hercegovine d.d. „Podaci za Indikativni plan razvoja proizvodnje 2022-2031“, Sarajevo, decembar 2020.
- [7] Elektroprivreda Hrvatske Zajednice Herceg Bosne d.d. Mostar „Podaci za Indikativni plan razvoja proizvodnje 2022-2031“, Mostar, prosinac 2020.
- [8] Mješoviti Holding Elektroprivreda Republike Srpske Trebinje, Matično preduzeće, akcionarsko društvo Trebinje, "Podaci za Indikativni plan razvoja proizvodnje 2022.-2031.", decembar 2020.
- [9] Study: „Assessment of the Impacts of Large-Scale Renewables and Gas Integration in Southeast Europe in 2030“, USEA-EMI, 2020.
- [10] www.entsoe.eu
- [11] http://www.mvteo.gov.ba/data/Home/Dokumenti/Energetika/Okvirna_energetska_strategija_Bosne_i_Hercegovine_do_2035._BIH_FINALNA.PDF

13. Popis skraćenica

ACER	Agencija za saradnju energetskih regulatora (<i>The European Agency for the Cooperation of Energy Regulators</i>)
BDP	Bruto društveni proizvod
BiH	Država Bosna i Hercegovina
BOS	Balansno odgovorna strana
CBA	Cost - Benefit Analysis
CET	Srednjoevropsko vrijeme (<i>Central European Time</i>)
CGES	Crnogorski elektroprenosni sistem
DERK	Državna regulatorna komisija za električnu energiju
DG	Distributed Generation
DHE	Distributivna hidroelektrana
DV	Dalekovod
EES	Elektroenergetski sistem
ELES	Operater prenosnog sistema Slovenije
EMI	Electricity Market Initiative
EMS	Elektromreža Srbije
ENTSO-E	Evropsko udruženje operatora prijenosnih sistema za električnu energiju (European Network of Transmission System Operators for Electricity)
EP BiH	Elektroprivreda Bosne i Hercegovine
EP HZ HB	Elektroprivreda Hrvatske zajednice Herceg Bosne
EU	European Union
EUCO	European Council
FERK	Regulatorna komisija za energiju u Federaciji Bosne i Hercegovine
GE	Gasna elektrana
HE	Hidroelektrana
HOPS	Neovisni operator prenosnog sustava u Republici Hrvatskoj
IPRP	Indikativni plan razvoja proizvodnje
IPTO	The Independent Power Transmission Operator of Greece
ITE	Industrijska termoelektrana
KOSTT	Kosovar power transmission company
MH ERS	Mješoviti holding Elektroprivreda Republike Srpske
MHE	Mala hidroelektrana

NECP	Nacionalni energetsko klimatski plan (<i>National Energy and Climate Plan</i>)
NEEAP	Akcionog plana za energetska efikasnost (<i>National Energy Efficiency Action Plan</i>)
NOSBiH	Nezavisni operator sistema u Bosni i Hercegovini
NTC	Neto prijenosni kapacitet (<i>Net Transfer Capacity</i>)
OIE	Obnovljivi izvor energije
PHE	Pumpna hidroelektrana
PV	Photo Voltaic
RERS	Regulatorna komisija za energetiku Republike Srpske
RES	Renewable energy sources
RiTE	Rudnik i termoelektrana
SCADA/EMS	Sistem za nadzor, upravljanje i prikupljanje podataka/sistem za upravljanje energijom (<i>Supervisory Control and Data Acquisition/Energy Management System</i>)
SE	Solarna elektrana
SEW	Social and Economical Welfare
ST	Sustainable Transition
TE	Termoelektrana
TE TO	Termoelektrana toplana
TS	Transformatorska stanica
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
USAID	The United States Agency for International Development
USEA	United States Energy Association
VE	Vjetroelektrana

14. PRILOG: SPISAK PRIJAVLJENIH PROIZVODNIH KAPACITETA

Termoelektrane

Proizvodni kapaciteti prijavljeni za Indikativni plan proizvodnje 2022-2031

R.br.	Naziv objekta	Broj agregata	Snaga agregata (MW)	Instalisana snaga (MW)	Godišnja proizvodnja (MWh)	Investitor	Godina	Napomena
1	TE Kakanj - Blok 8	1	300	300	1 675 060	EP BIH d.d.	2028	- Revidovan Elaborat
2	TE Tuzla - Blok 7	1	530	530	2 626 849	EP BIH d.d.	2025	- Revidovan Elaborat
3	TO Zenica	1	14,45	14,45	109 309	Toplana Zenica d.o.o.	2021	- Revidovan Elaborat
4	RiTE Kongora	2	275	550	3 000 000	EP HZ HB d.d.	2025/2035	
UKUPNO			1 394,45 MW					

Hidroelektrane								
Proizvodni kapaciteti prijavljeni za Indikativni plan proizvodnje 2022-2031								
R.br.	Naziv objekta	Broj agregata	Snaga agregata (MW)	Instalisana snaga (MW)	Godišnja proizvodnja (MWh)	Investitor	Godina	Napomena
1	HE Ulog	2	17,6	35,12	82 340	EFT - HE Ulog d.o.o.	2023	- Revidovan Elaborat
2	HE Ustikolina	3	20,16	60,48	275 000	EP BIH d.d.	2026	- Revidovan Elaborat
3	HE Vranduk	3	2x9,28 +1x1,07	19,63	96 000	EP BIH d.d.	2024	- Revidovan Elaborat
4	HE Dabar	3	53,05	159,15	251 800	MH ERS a.d.	2022	- Revidovan Elaborat
5	HS Ljuta (Palež, Ljuta, Lukavica ušće, Grebnik, Dindo, Sastavci, Kozica, ušće)	7	1 x 3,315 + 1 x 1,98 + 1 x 0,777 + 1 x 1,588 + 1 x 3,742 + 1 x 0,873 + 1 x 0,172	12,447	48 997,4	ING hydro d.o.o.	2022/2023	- Revidovan Elaborat
6	HE Janjići	2	7,9	15,8	77 300	EP BIH d.d.	2026	- Revidovan Elaborat
7	HE Kovanići	2	4,55	9,1	46 000	EP BIH d.d.	2029	
8	PHE Vrilo	2	33	66	196 130	EP HZ HB d.d.	2023	
9	PHE Kablić	1	52	52	73 442	EP HZ HB d.d.	2027	

Hidroelektrane								
Proizvodni kapaciteti prijavljeni za Indikativni plan proizvodnje 2022-2031								
R.br.	Naziv objekta	Broj agregata	Snaga agregata (MW)	Instalisana snaga (MW)	Godišnja proizvodnja (MWh)	Investitor	Godina	Napomena
10	HE Ugar Ušće	2	5,8	11,6	33 188	EP HZ HB d.d.	2023	
11	HE Ivik	2	5,6	11,2	21 880	EP HZ HB d.d.	2026	
12	HE Vrletna Kosa	2	5,6	11,2	22 538	EP HZ HB d.d.	2022/2028	
13	HE Han Skela (HE Bravnice)	2	6	12	52 053	EP HZ HB d.d.	2022/2028	
14	HE Skakala	3	8,8	26,4	124 300	EP HZ HB d.d.	2026	
15	HE Žepče	2	4,9	9,8	32 500	EP HZ HB d.d.	2025	
16	HE Dubravica/Osova	2	4,9	9,8	32 000	EP HZ HB d.d.	2026	
17	HE Nevesinje	1	35	35	81 840	MH ERS a.d.	2029	
18	HE Buk Bijela	3	2 x 40,11 + 1 x 13,3	93,52	332 300	MH ERS a.d.	2024	
19	HE Foča	3	2 x 19,4 + 1 x 5,35	44,15	175 900	MH ERS a.d.	2025	
20	HE Dubrovnik II	2	152	304	318 400	MH ERS a.d.	2026	
21	HE Bileća	1	33,48	33,48	122 000	MH ERS a.d.	2022	
22	HE Paunci	3	2 x 20,27 + 1 x 5,1	50,74	161 960	MH ERS a.d.	2025	

Hidroelektrane								
Proizvodni kapaciteti prijavljeni za Indikativni plan proizvodnje 2022-2031								
R.br.	Naziv objekta	Broj agregata	Snaga agregata (MW)	Instalisana snaga (MW)	Godišnja proizvodnja (MWh)	Investitor	Godina	Napomena
23	HE Dubravica	4	21,8	87,2	335 480	MH ERS a.d.	2028	
24	HE Tegare	4	30,22	120,88	448 046	MH ERS a.d.	2028	
25	HE Rogačica	4	28,3	113,2	413 422	MH ERS a.d.	2028	
26	HE Bistrica	3	4	12	48 760	MH ERS a.d.	2025	
27	HE Bistrica 2a	3	2,667	8	31 820	MH ERS a.d.	2025	
28	HE Bistrica 3	2	9,5	19	71 600	MH ERS a.d.	2025	
29	HE Ćehotina (Luke, Godijeno, Falovići)	3	1 x 7,4 + 1 x 2,176 + 1 x 8,896	19,056	75 990	AR Force Hydropro d.o.o.	2026	
30	S3, SJ2, SJ3, S2b1, S2b2, J1-1, J1-2	7	1 x 4,2 + 1 x 2,594 + 1 x 2,594 + 1 x 1,75 + 1 x 0,94 + 1 x 1,406 + 1 x 0,703	14,187	16 462 10 507 8 948 8 454 4 227 6 298 3 149	Hydroenergy	2022 2022 2021 2022 2022 2022 2022	
UKUPNO				1 476,14 MW				

Vjetroelektrane								
Proizvodni kapaciteti prijavljeni za Indikativni plan proizvodnje 2022-2031								
R.br.	Naziv objekta	Broj agregata	Snaga agregata (MW)	Instalisana snaga (MW)	Godišnja proizvodnja (MWh)	Investitor	Godina	Napomena
1	VE Kupres	16	3	48	135 000	Kamen dent d.o.o.	2022	- Revidovan Elaborat
2	VE Pakline 1	16	3	48	155 000	Kamen dent d.o.o.	2023	- Revidovan Elaborat
3	VE Pakline 2	16	3	48	145 000	Kamen dent d.o.o.	2023	- Revidovan Elaborat
4	VE Pločno	16	5	80	204 000	Energy 3 d.o.o.	2023	- Revidovan Elaborat
5	VE Podveležje	12	5	60	159 000	Energy 3 d.o.o.	2024	- Revidovan Elaborat
6	VE Baljci	16	2,98	47,7	148 000	Tomislavgrad-Kupres d.o.o.	2022	- Revidovan Elaborat
7	VE Oštrc	8	5 x 3,6+ 3 x 3,4	28,2	84 300	Relaks d.o.o	2022	- Revidovan Elaborat
8	VE Orlovača	13	3,3	42,9	99 000	HB Wind d.o.o.	2022	- Revidovan Elaborat
9	VE Galica	20	2,5	50	123 700	TLG d.o.o.	2022	
10	VE Vlašić	20	2,5	50	123 700	TLG d.o.o.	2022	
11	VE Derala	11	4,2	46,4	154 477	G&G energija d.o.o.	2022	

Vjetroelektrane								
Proizvodni kapaciteti prijavljeni za Indikativni plan proizvodnje 2022-2031								
R.br.	Naziv objekta	Broj agregata	Snaga agregata (MW)	Instalisana snaga (MW)	Godišnja proizvodnja (MWh)	Investitor	Godina	Napomena
12	VE Derala Jug	7	6,6	46,4	154 898	G&G energija d.o.o.	2022	
13	VE Derala Zapad	15	5	75,4	247 322	G&G energija d.o.o.	2022	
14	VE Kamena	8	4,2	33,6	78 960	Energy 3 d.o.o.	2025	
15	VE Bahtijevica	12	4,2	50,4	131 000	Impro Impex d.o.o.	2026	
16	VE Morine	13	5	65	182 000	VE Grebak d.o.o.	2027	
17	VE Grebak	10	6,6	66	180 000	VE Grebak d.o.o.	2022/2023	
18	VE Pakline-Ljubuša	•	•	260	750 000	Kamen dent d.o.o.	2025	
19	VE Bitovnja	•	•	60	145 000	EP BIH d.d.	2025	
20	VE Borisavac	•	•	50	120 000	EP BIH d.d.	2029	
21	VE Vlašić	•	•	50	120 000	EP BIH d.d.	2024	
22	VE Hrgud	16	3	48	126 000	MH ERS a.d.	2023	
23	VE Velika Vlajna/Jastrebinka	9	6,6	59,4	168 250	EP HZ HB d.d.	2023/2028	
24	VE Borova Glava	15	6,6	99	267 590	EP HZ HB d.d.	2026/2030	
25	VE Poklečani	20	6,6	132	436 960	EP HZ HB d.d.	2025	
26	VE Planinica	9	6,6	59,4	168 250	EP HZ HB d.d.	2026/2030	

Vjetroelektrane

Proizvodni kapaciteti prijavljeni za Indikativni plan proizvodnje 2022-2031

R.br.	Naziv objekta	Broj agregata	Snaga aggregata (MW)	Instalisana snaga (MW)	Godišnja proizvodnja (MWh)	Investitor	Godina	Napomena
27	VE Škadimovac			110,88	320 000	RWP VITOROG D.O.O.	2022	
UKUPNO			cca 1 814,68 MW					

Solarne elektrane								
Proizvodni kapaciteti prijavljeni za Indikativni plan proizvodnje 2022-2031								
R.br.	Naziv objekta	Broj agregata	Snaga agregata (MW)	Instalisana snaga (MW)	Godišnja proizvodnja (MWh)	Investitor	Godina	Napomena
1	SE Podveležje			36	57 000	EP BIH d.d.	2023	
2	SE Divkovići			56	72 000	EP BIH d.d.	2024	
3	SE Gračanica			44	58 000	EP BIH d.d.	2025	
4	SE Kreka			44	65 000	EP BIH d.d.	2026	
5	SE Bijele Vode Kakanj			15	19 000	EP BIH d.d.	2027	
6	SE Zenica Stranjani			15	19 000	EP BIH d.d.	2028	
7	SE Trebinje I			72,84	107 000	MH ERS a.d.	2022/2023/2024	
UKUPNO			cca 282,84 MW					

Prijavljena je i GE Zvornik instalisane snage generatora 62,5 MVA sa 2022. projektovanom godinom puštanja u pogon i sa priključkom na 110 kV mrežu.