

Indikativni plan razvoja proizvodnje 2021-2030



April 2020.

SADRŽAJ

1.	UVOD	3
2.	TEHNIČKI PARAMETRI PROIZVODNIH KAPACITETA.....	5
3.	OSTVARENJA NA MREŽI PRENOSA U 2019.....	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	18
5.	BILANS ELEKTRIČNE ENERGIJE NA PRENOSNOJ MREŽI ZA 2020.	21
6.	PROGNOZA POTROŠNJE 2021.-2030. GODINA.....	23
6.1	Statistički podaci relevantni za planiranje potrošnje	23
6.2	Prognoziranje potrošnje električne energije na bazi korelacije sa bruto društvenim proizvodom	25
6.3	Planovi potrošnje korisnika prenosne mreže	26
6.3.1	Plan potrošnje direktno priključenih kupaca.....	26
6.3.2	Bruto distributivna potrošnja – planovi elektroprivrednih preduzeća.....	28
6.3.3	Prognoza potrošnje na prenosnoj mreži BiH na bazi podataka dostavljenih od Korisnika prenosne mreže.....	30
6.4	Prognoza potrošnje električne energije na prenosnoj mreži BiH.....	31
7.	INTEGRACIJA OBNOVLJIVIH IZVORA.....	35
7.1	Integracija vjetroelektrana i solarnih elektrana	35
8.	BILANSI ENERGIJE I SNAGE NA PRENOSNOJ MREŽI 2021. – 2030. GODINA.....	37
8.1	Bilansi električne energije i instalisana snaga proizvodnih kapaciteta	37
8.2	Procjena konzuma na prenosnoj mreži.....	45
9.	ENTSO-E DESETOGODIŠNJI PLAN RAZVOJA PRENOSNE MREŽE (<i>TYNDP – Ten Year Network Development Plan</i>)	47
9.1	Opis CBA scenarija	47
9.2	Pokretači scenarija	48
9.3	Scenariji za 2030. i 2040./2050. su:.....	48
9.3.1	Nacionalni trendovi (NT)	48
9.3.2	Globalna ambicija (GA).....	49
9.3.3	Distribuirana energija (DE)	49

9.3.4	Emisija stakleničkih plinova.....	49
9.4	Centralna matrica.....	50
9.5	Projekti	51
9.5.1	Projekat 343. DV 400 kV Banja Luka - Lika	51
9.5.2	Projekat 227. Transbalkanski koridor.....	54
9.5.3	Projekat 241. Nadogradnja 220 kV vodova između BiH i Hrvatske na 400 kV	57
9.5.4	Prekogranični prenosni kapaciteti.....	59
10.	ZAKLJUČCI I SUGESTIJE	61
11.	LITERATURA.....	63
12.	PRILOG: SPISAK PRIJAVLJENIH PROIZVODNIH KAPACITETA.....	64

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 2021.-2030. godina i vremenski obuhvat je prilagođen potrebama za izradu Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže u skladu sa važećim Mrežnim kodeksom.

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 prijenosni 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 suficiti i deficiti sa komentarom o mogućim vrijednostima prekograničnih prenosnih kapaciteta.

U pripremnoj fazi realizacije Indikativnog plana razvoja proizvodnje za period 2021.-2030. godina, NOSBiH je krajem oktobra 2019. godine preduzeo sljedeće aktivnosti:

- Ministarstvu vanjske trgovine i ekonomskih odnosa BiH, DERK-u, Ministarstvu energije, rudarstva i industrije FBiH, Ministarstvu industrije, energetike i rudarstva RS, regulatornim komisijama (FERK i RERS) kao i Vladi 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 31.12.2019. godine. Osim toga, u ovom Indikativnom planu razvoja proizvodnje naveden je kratak osvrt na aktivnosti ENTSO-E sa aspekta desetogodišnjeg razvoja 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 2021.-2030. godina navode se Zaključci sa preporukama za što efikasniju realizaciju plana kako bi se u narednom periodu izbjegao uvoz električne energije i poboljšala ukupna energetska situacija u Bosni i Hercegovini.

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	SGP
		(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	400
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	74-76,5	0,4/6	310
	Vrbas	Jajce I	2x30	60	2x17	2x30	425,8-427,1	2
Jajce II		3x10	30	3x5,5	3x27	322-327	0,21	157
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	2x18	▪	▪	▪
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)	(MVA)		(kJ/kWh)	(GWh)
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	Priključak na mrežu	SGP
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
Ukupno		86,6			

3. OSTVARENJA NA MREŽI PRENOSA U 2019.

3.1 Ostvarenje bilansa električne energije na mreži prenosa

Ukupno raspoloživa električna energija na prenosnoj mreži u 2019. godini je iznosila 18.327 GWh. Na prenosnoj mreži ukupno je proizvedeno 15.322 GWh, dok je u prenosnu mrežu injektovano 180 GWh iz distributivne mreže. Iz susjednih sistema je primljeno 2.825 GWh električne energije.

Od ukupno raspoložive električne energije na prenosnoj mreži, distributivne kompanije su preuzele 9.652 GWh, direktno priključeni kupci na prenosnu mrežu su preuzeli 1.563 GWh, susjednim sistemima je isporučeno 6.565 GWh, dok su prenosni gubici iznosili 357 GWh, odnosno 1,95% od ukupno raspoložive energije na prenosnoj mreži. U 2019. godini PHE Čapljina je radila u pumpnom režimu i preuzela 96 GWh. Vlastita potrošnja elektrana je iznosila 95 GWh.

Preuzimanje električne energije sa prenosne mreže u 2019. godini, bez potrošnje PHE Čapljine u pumpnom režimu, je za 7,3% manje u odnosu na 2018. godinu. Razlog smanjenja preuzimanja električne energije sa prenosne mreže je isključenje najvećeg potrošača električne energije na prenosnoj mreži, Aluminij d.d. Mostar.

Od ukupno proizvedenih 15.322 GWh električne energije na prenosnoj mreži u 2019. godini, u hidroelektranama je proizvedeno 5.544 GWh, odnosno 36% električne energije, dok je u termoelektranama proizvedeno 9.524 GWh, odnosno 62% električne energije. U vjetroelektranama proizvedeno je 254 GWh, odnosno 2% električne energije. Početkom 2019. godine u testni rad puštena je vjetroelektrana Jelovača koja je proizvela 87,7 GWh električne energije.

U 2019. godini, proizvedena električna energija u termoelektranama je manja za 12,2%. Hidrološke prilike u 2019. godini su bile znatno nepovoljnije u odnosu na 2018. godinu, tako da je i proizvodnja u hidroelektranama bila manja za 11,4%.

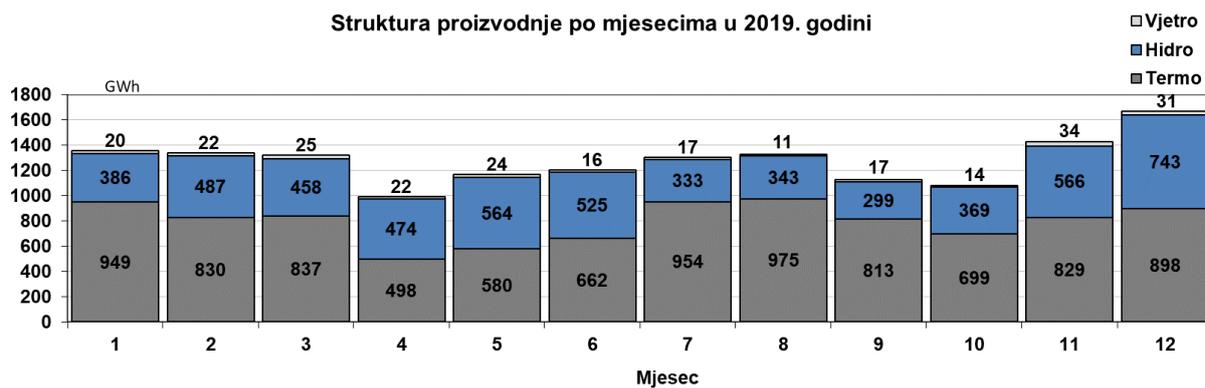
Struktura proizvodnje električne energije na prenosnoj mreži BiH po mjesecima u 2019. godini je prikazana na Slici 3.1. Udio kompanija u proizvodnji električne energije u 2019. godini je prikazan na Slici 3.2.

Potrošnja električne energije na prenosnoj mreži u BiH za 2019. godinu je manja za 7,5% od potrošnje u 2018. godini i iznosila je 11.406 GWh.

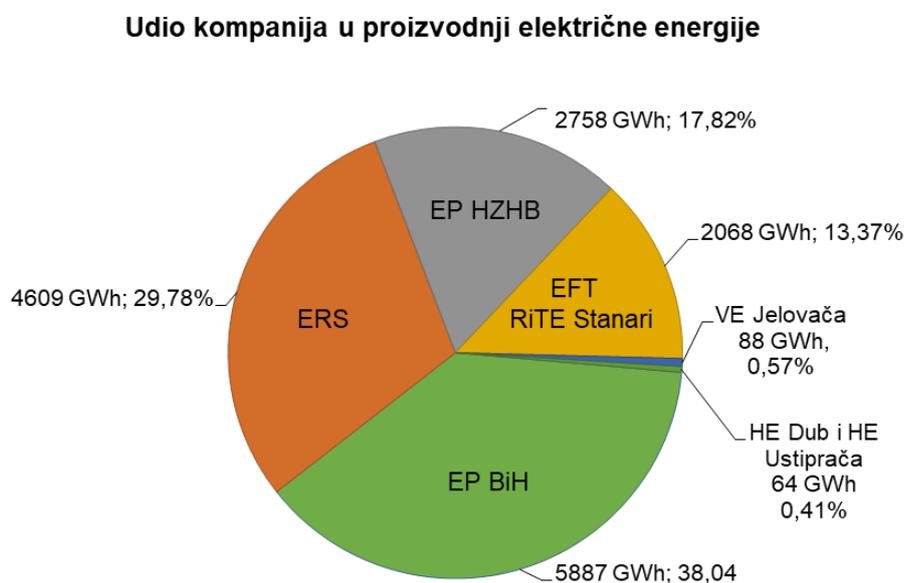
U tabelama 3.1, 3.2. i 3.3. prikazani su relevantni podaci o ostvarenju elektroenergetskog bilansa na prenosnoj mreži Bosne i Hercegovine u 2019. godini po mjesecima.

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 2019. godini iznosila je 1.945 MW, dana 05.01.2019. godine u 18. satu, što je smanjenje u odnosu na 2018. godinu za 49 MW. Minimalna satna snaga od 709 MW zabilježena je 14.07.2019. godine u 6. satu, što je manje za 96 MW u odnosu na 2018. godinu.



Slika 3.1. - Struktura proizvodnje po mjesecima u 2019. godini



Slika 3.2. – Udio kompanija u proizvodnji električne energije u 2019. godini

Tabela 3.1.- Bilans električne energije na prenosnoj mreži

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	2019
	GWh												
Proizvodnja električne energije na prenosnoj mreži													
(1) HE	386	487	458	474	564	525	333	343	299	369	566	743	5.544
(2) TE	949	830	837	498	580	662	954	975	813	699	829	898	9.524
(3) VE	20	22	25	22	24	16	17	11	17	14	34	31	254
(4) Proizvodnja UKUPNO (1+2+3)	1.355	1.339	1.320	994	1.168	1.203	1.303	1.329	1.129	1.081	1.429	1.672	15.322
(5) Energija primljena iz distributivne mreže	5	16	26	30	34	18	6	8	4	4	13	16	180
Prijem električne energije od susjednih EES													
(6) od EES Hrvatske	223	66	75	172	147	97	128	169	212	200	159	161	1.809
(7) od EES Srbije	68	73	262	113	51	57	34	27	26	88	15	8	822
(8) od EES Crne Gore	30	27	26	7	13	25	15	18	14	8	8	4	195
(9) Prijem UKUPNO (6.8)	321	166	363	293	211	179	176	214	251	296	181	173	2.825
(10) RASPOLOŽIVA ENERGIJA (4+5+9)	1.680,7	1.521,0	1.709,8	1.317,0	1.413,3	1.399,5	1.485,9	1.550,5	1.384,2	1.380,5	1.623,3	1.861,6	18.327,3
Preuzimanje električne energije sa prenosne mreže													
(11) Distributivne kompanije	974	822	811	753	761	709	754	786	733	802	813	934	9.652
(12) Direktno priključeni potrošači	178	166	181	176	184	172	111	78	74	76	79	88	1.563
(13) Vlastita potrošnja elektrana	9	8	8	8	6	8	8	9	7	9	6	8	95
(14) Preuzimanje UKUPNO (11+12+13)	1.162	996	1.000	937	950	889	872	874	815	887	897	1.031	11.309
Isporka električne energije za susjedne EES													
(15) za EES Hrvatske	168	333	483	134	156	246	248	260	169	164	215	192	2.767
(16) za EES Srbije	65	38	26	55	104	74	88	94	114	57	163	207	1.085
(17) za EES Crne Gore	229	121	138	154	170	155	238	291	263	238	320	398	2.712
(18) Isporka UKUPNO (15.18)	462	492	646	343	430	475	574	644	545	459	698	797	6.565
(19) Pumpni rad	16	4	30	7	5	10	14	5	0	6	0	0	96
(20) POTREBNA ENERGIJA (14+18+19)	1.639,4	1.491,1	1.675,8	1.287,5	1.385,0	1.374,0	1.460,1	1.522,4	1.360,4	1.352,5	1.595,1	1.827,2	17.970,4
Prenosni gubici													
(21) Prenosni gubici (10-20)	41	30	34	30	28	26	26	28	24	28	28	34	357
(22) U odnosu na raspoloživu energiju (21)/(10)	2,45%	1,97%	1,99%	2,24%	2,00%	1,83%	1,74%	1,82%	1,72%	2,03%	1,74%	1,85%	1,95%

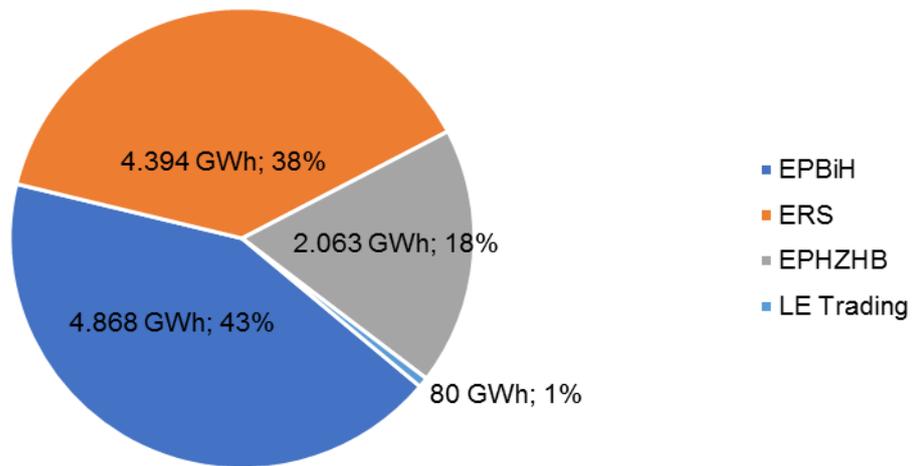
Tabela 3.2.- Proizvodnja električne energije na prenosnoj mreži

PROIZVODNJA	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	2019
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
HE Jablanica	56	68	65	73	90	67	37	40	47	55	53	94	746
HE Grabovica	23	27	24	28	33	24	13	14	16	20	26	35	282
HE Salakovac	29	43	32	45	57	32	13	14	15	19	60	61	421
HE Višegrad	64	96	93	94	103	95	47	41	37	18	76	95	858
HE Trebinje 1	13	11	19	13	18	36	34	52	31	45	30	57	359
HE Trebinje 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HE Dubrovnik (G2)	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	22
HE Bočac	16	35	33	30	47	39	17	11	9	8	16	27	289
HE Dub	3	8	10	9	11	8	4	3	1	1	2	3	64
HE Rama	79	44	44	39	41	69	60	60	67	90	60	84	739
HE Mostar	18	24	19	26	32	19	10	10	11	13	28	31	242
HE Jajce 1	17	29	33	30	39	33	18	11	8	6	20	30	275
HE Jajce 2	5	7	9	9	9	8	6	4	4	3	7	10	82
PHE Čapljina	23	58	68	58	55	77	72	82	51	88	150	164	945
HE Peć-Mlini	10	14	5	8	11	7	2	1	0	0	10	17	85
HE Mostarsko Blato	8	22	4	12	17	8	0	0	0	0	28	37	136
HIDROELEKTRANE	385,6	487,2	457,9	474,3	563,7	524,5	332,7	342,6	298,6	368,6	565,5	743,2	5.544,3
TE Tuzla	256	167	235	173	175	171	260	255	225	215	240	241	2.612
TE Kakanj	225	217	162	135	54	136	180	229	127	149	72	139	1.826
TE Ugljevik	135	127	146	162	148	133	155	130	131	55	173	151	1.647
TE Gacko	154	134	138	0	0	27	158	163	151	135	148	162	1.370
TE Stanari	179	185	155	27	203	195	200	198	179	145	197	204	2.068
TERMOELEKTRANE	949,1	829,7	837,3	498,3	580,2	662,2	953,5	974,7	813,5	698,5	829,2	897,9	9.524,2
VE Mesihovina	19	19	19	13	15	9	10	6	10	7	19	19	166
VE Jelovača	1	3	6	8	10	7	7	5	8	6	15	12	88
VJETROELEKTRANE	20,2	22,2	25,2	21,7	24,3	15,9	16,9	11,3	17,3	13,7	34,0	31,0	253,7
PROIZVODNJA	1.355,0	1.339,1	1.320,4	994,2	1.168,1	1.202,7	1.303,1	1.328,6	1.129,4	1.080,8	1.428,7	1.672,1	15.322,2

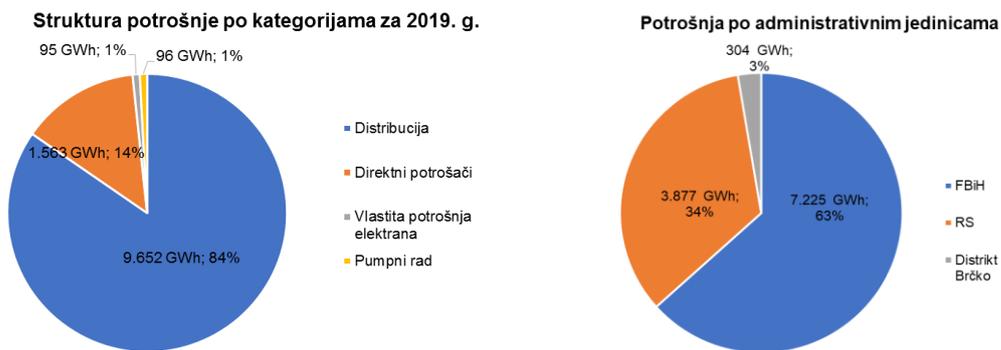
Tabela 3.3.- Potrošnja električne energije na prenosnoj mreži

POTROŠNJA	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	2019
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
Preuzimanje sa prenosne mreže	1.177,6	999,6	1.029,8	944,5	954,9	899,0	886,0	878,3	815,0	893,2	897,2	1.030,5	11.405,7
Distribucija	427	363	361	339	344	319	336	349	332	362	362	413	4.306
Direktni potrošači	43	42	43	38	41	34	43	41	38	38	42	50	493
Elektrane - vlastita potrošnja	7	6	6	5	4	6	6	7	5	6	4	6	70
EPBiH	476,5	411,5	410,5	382,5	388,5	359,4	384,9	396,6	374,7	406,1	407,9	469,4	4.868,4
Distribucija	403	343	335	309	310	285	303	317	298	328	338	392	3.960
Direktni potrošači	29	28	33	36	37	36	37	37	35	37	36	37	418
Elektrane - vlastita potrošnja	2	1	1	3	1	2	1	1	1	3	1	1	16
ERS	434,1	371,5	369,0	347,6	348,5	322,1	340,6	354,6	334,0	367,3	374,9	429,6	4.393,8
Distribucija	144	117	115	105	107	105	115	121	104	112	112	130	1.387
Direktni potrošači	107	96	105	102	106	54	0	0	0	0	0	0	571
Elektrane - vlastita potrošnja	1	1	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	9
Pumpni rad - PHE Čapljina	16	4	30	7	5	10	14	5	0	6	0	0	96
EPHZHB	267,0	216,6	250,3	214,4	217,9	170,3	130,2	126,6	105,7	119,2	113,8	131,0	2.063,0
Distribucija	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Direktni potrošači	0	0	0	0	0	47	30	1	1	1	1	1	80
Elektrane - vlastita potrošnja	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LE Trading	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	47,2	30,4	0,5	0,6	0,6	0,5	0,5	80,4

Preuzimanje BOS sa prenosne mreže BiH u 2019. g.



Slika 3.3. – Preuzimanje BOS sa prenosne mreže BiH u 2019. godini



Slika 3.4. – Struktura potrošnje po kategorijama i administrativnim jedinicama

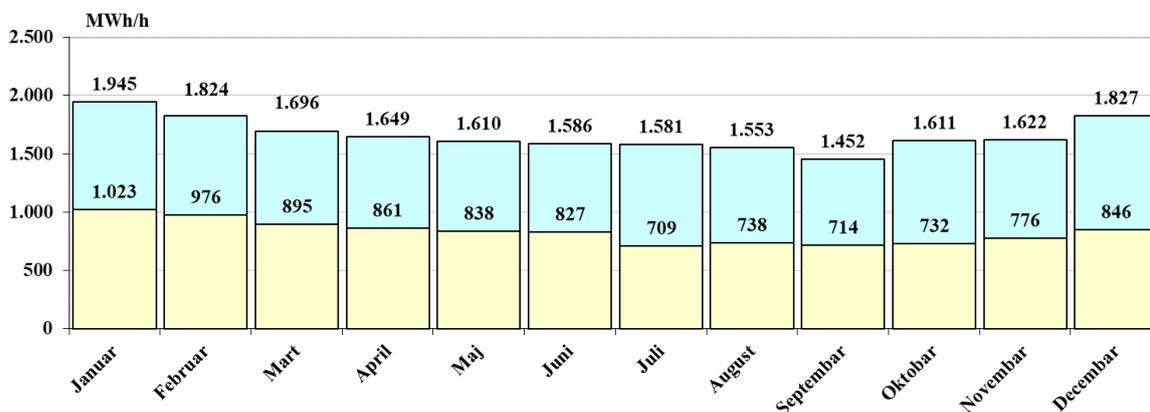
U Tabeli 3.4. prikazani su podaci o mjesečnim maksimalnim i minimalnim satnim i dnevnim potrošnjama električne energije u 2019. godini.

Tabela 3.4.- Podaci o karakterističnoj dnevnoj potrošnji električne energije u 2019. 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	1.945	05.01.2019.	18	1.023	02.01.2019.	4	38.951	05.01.2019.	32.478	01.01.2019.
Februar	1.824	13.02.2019.	19	976	03.02.2019.	5	36.920	13.02.2019.	33.108	03.02.2019.
Mart	1.696	14.03.2019.	20	895	11.03.2019.	4	34.430	26.03.2019.	28.793	31.03.2019.
April	1.649	16.04.2019.	21	861	29.04.2019.	4	33.360	13.04.2019.	27.854	28.04.2019.
Maj	1.610	07.05.2019.	21	838	26.05.2019.	6	33.189	15.05.2019.	27.693	01.05.2019.
Juni	1.586	27.06.2019.	15	827	17.06.2019.	4	31.533	27.06.2019.	27.113	30.06.2019.
Juli	1.581	02.07.2019.	15	709	14.07.2019.	6	31.682	03.07.2019.	23.721	14.07.2019.
August	1.553	10.08.2019.	15	738	05.08.2019.	4	30.602	10.08.2019.	24.579	04.08.2019.
Septembar	1.452	20.09.2019.	20	714	30.09.2019.	4	28.079	20.09.2019.	24.795	29.09.2019.
Oktobar	1.611	31.10.2019.	18	732	03.10.2019.	4	31.407	31.10.2019.	26.196	13.10.2019.
Novembar	1.622	27.11.2019.	18	776	04.11.2019.	4	31.705	27.11.2019.	27.605	10.11.2019.
Decembar	1.827	31.12.2019.	18	846	02.12.2019.	4	35.281	30.12.2019.	29.644	22.12.2019.

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 2019. godini, su pokazani na Slici 3.6.

Minimalna i maksimalna satna potrošnja po mjesecima u 2019. godini

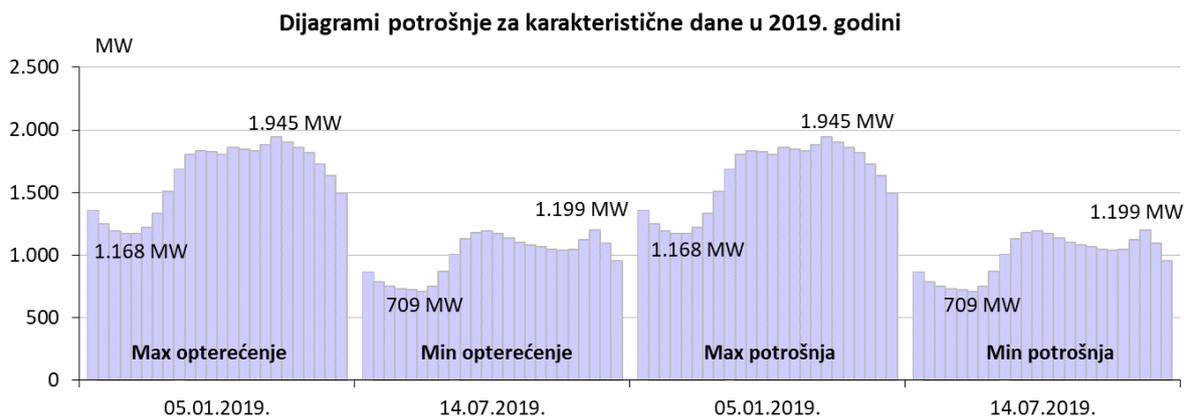


Slika 3.5.- Minimalna i maksimalna satna potrošnja po mjesecima u 2019. godini

U danu kada je postignuto vršno opterećenje konzuma, odnos satnog maksimalnog i minimalnog opterećenja iznosi 1,67 (1.945/1.168). U danu u kome je postignuto minimalno opterećenje ovaj odnos je 1,69 (1.199/709).

Tabela 3.5.- Karakteristične potrošnje električne energije u 2019. godini

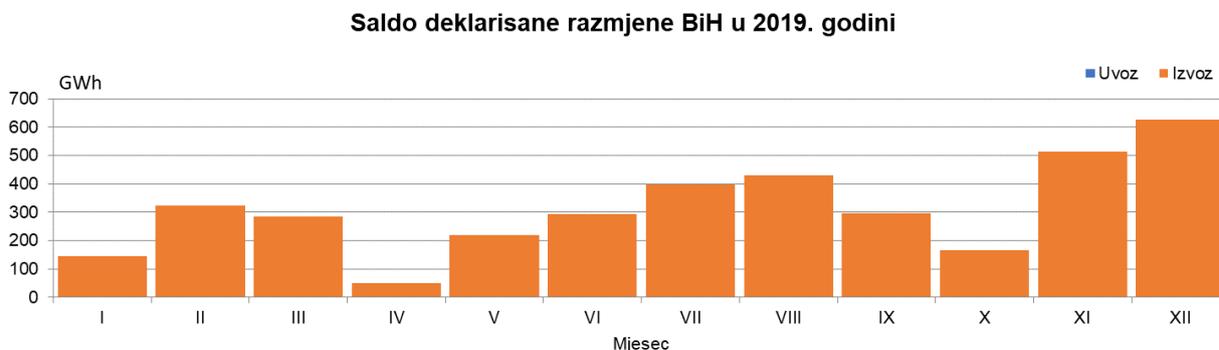
Max satna potrošnja			Min satna potrošnja			Max dnevna		Min dnevna	
MWh	Dan	Sat	MWh	Dan	Sat	MWh	Dan	MWh	Dan
1.945	05.01.2019.	18:00	709	14.07.2019.	6:00	38.951	05.01.2019.	23.721	14.07.2019.



Slika 3.6.- Dijagrami potrošnje za karakteristične dane u 2019. godini

3.1.1 Razmjena električne energije sa susjednim sistemima

Prema deklariranim programima razmjene, u elektroenergetski sistem BiH je u 2019. godini, uvezeno 4.880 GWh, a iz elektroenergetskog sistema BiH izvezeno 8.626 GWh električne energije. Od toga je u 2019. godini preko prenosne mreže BiH tranzitirano 2.747 GWh električne energije. Saldo od 3.746 GWh izvezene električne energije predstavlja smanjenje izvoza za 19% u odnosu na 2018. godinu. Jedan od razloga značajnog smanjenja izvoza u odnosu na 2018. godinu je nepovoljnija hidrološka situacija u BiH tokom 2019. godine. Saldo deklarirane razmjene u 2019. godini je prikazan na Slici 3.7.

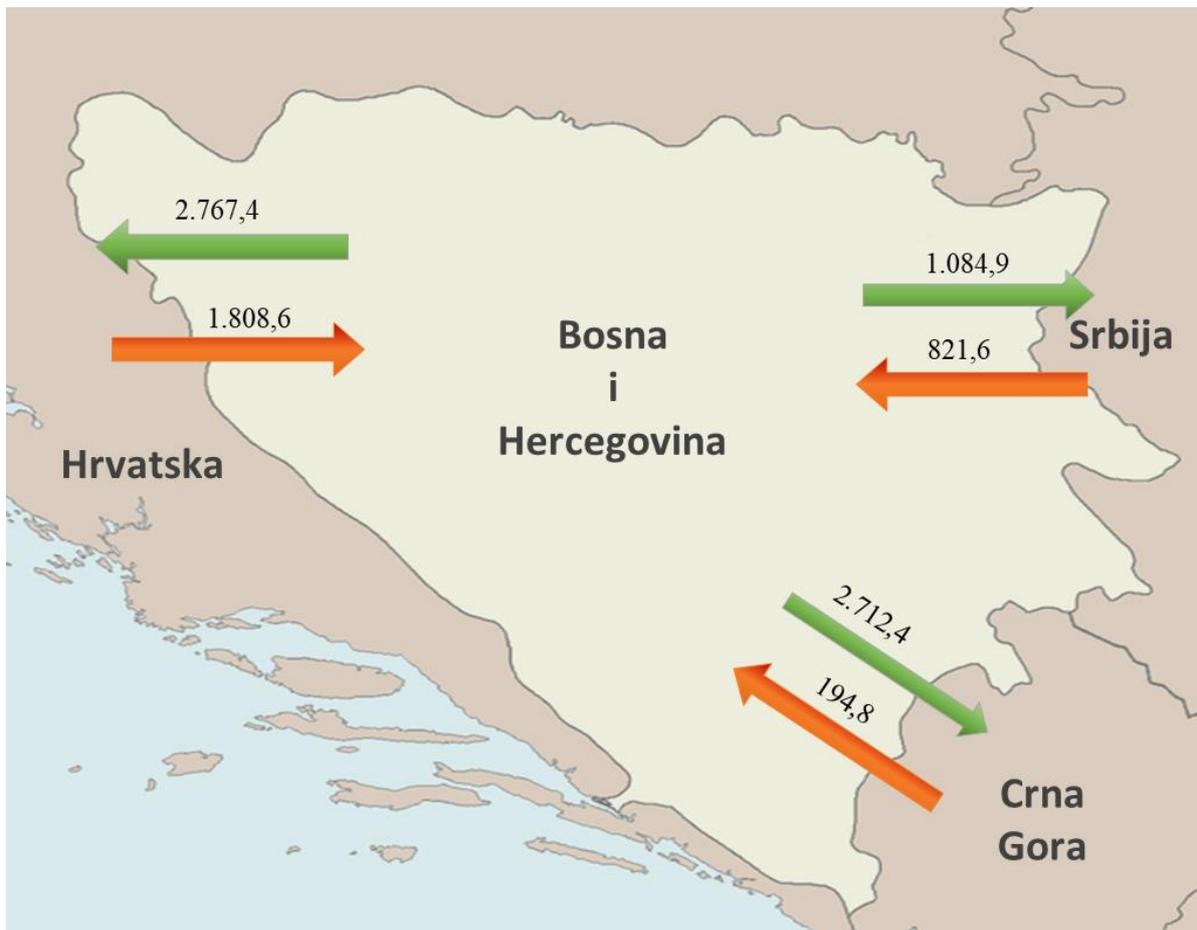


Slika 3.7. Saldo deklarirane razmjene u 2019. godini

3.1.2 Prekogranični tokovi električne energije

Ostvareni fizički tokovi električne energije na interkonektivnim dalekovodima u 2019. godini, daju saldo razmijenjene električne energije regulacionog područja BiH u iznosu od 3.740 GWh u smjeru izvoza. Iz susjednih elektroenergetskih sistema u sistem BiH injektovano je 2.825 GWh, a u druge sisteme isporučeno 6.565 GWh električne energije. Tokovi električne energije na granici sa susjednim sistemima su bili takvi da je u 2019. godini na granici sa Srbijom iz elektroenergetskog sistema BiH isporučeno 263 GWh električne energije, na granici

sa Hrvatskom isporučeno 959 GWh, a na granici sa Crnom Gorom 2.518 GWh električne energije. Tokovi električne energije na granici sa susjednim sistemima su prikazani na Slici 3.8.



Slika 3.8. Ostvarena razmjena u 2019. godini

3.1.3 Naponske prilike u EES BiH

Podaci o vrijednostima napona u značajnijim čvorištima 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 31.12.2019. 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 2019. godini, navedenih postrojenja pri naponima iznad dozvoljenih granica definisanih Mrežnim kodeksom za 400, 220 i 110 kV naponske nivoe. Pokazan je i procenat trajanja povišenih napona u analiziranoj godini. Također u tabeli su prikazani maksimalni naponi (U_m) definisani Mrežnim kodeksom i maksimalne vrijednosti izmjerenih napona (U_{mm}) u 2019. godini.

U 2019. godini su bile najlošije naponske prilike 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 Trebinje zabilježen je najviši 400 kV napon od razmatranih TS-a, iznosio je 453,56 kV, a ostvaren je dana 23.12.2019. godine u 3:00 sata. Najviši 220 kV napon je zabilježen u istoj TS, 04.06. u 5:00, u vrijednosti od 260,9 kV. U ovoj TS je zabilježeno i najduže trajanje povišenih napona na 400 kV, dok je na 220 kV naponskom nivou najduže trajanje bilo u TS Mostaru 4. Važno je napomenuti da prvi put na 110 kV naponskom nivou imamo značajno trajanje povišenih napona (18%) u TS Sarajevu 10, sa 1596 sati rada sa nedozvoljenim naponima u 2019. godini. Jedan od uzroka ovako loših naponskih prilika je prestanak rada najvećeg potrošača na prenosnoj mreži Aluminij d.d. Mostar.

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

TS	Naponski nivo (kV)	Um (kV)	Broj sati kada je $U > U_m$	Broj sati u % kada je $U > U_m$	Umm (kV)
Banja Luka 6	400	420	3477	40%	437.64
	110	123	71	1%	124.95
Tuzla 4	400	420	7763	89%	443.89
	220	245	2054	24%	254.44
	110	123	0	0%	122.78
Prijedor 2	220	245	4647	53%	258.46
	110	123	77	1%	124.79
Mostar 4	400	420	8629	99%	450.19
	220	245	7368	84%	259.65
	110	123	93	1%	124.89
Sarajevo 10	400	420	8114	93%	446.42
	110	123	1596	18%	127.37
Trebinje	400	420	8648	99%	453.56
	220	245	6486	74%	260.9
	110	123	0	0%	122.75

Visoki naponi prisutni su u čitavom regionu zapadnog Balkana i rješenje tog problema moguće je jedino kroz regionalni pristup. Kao rezultat saradnje operatora prenosnog sistema, pod okriljem *Western Balkans Investment Framework - WBIF* krajem 2018.godine pokrenuta je regionalna studija radnog naziva "*Regional Feasibility Study for Voltage Profile Improvement*".

Ciljevi studije za poboljšanje naponskih profila su:

- Identifikacija uzroka povišenih napona u stacionarnom režimu, za trenutno i buduće stanje u prenosnim mrežama u WB6 regiji.
- Definisane metodologije koja će pružiti optimalno rješenje (u smislu lokacije i tehničkih karakteristika opreme koja se instalira) za otklanjanje uočenih problema.
- Na temelju metodologije u prethodnom koraku, predložiti nekoliko alternativnih rješenja (uključujući lokaciju i tehničko rješenje opreme koja će se instalirati) za otklanjanje utvrđenih problema uzimajući u obzir tehnička i netehnička ograničenja i specifičnosti svakog OPS-a.
- Definisane i usuglašavanje kriterija za izbor optimalnog rješenja za cijelu WB6 regiju.
- Na temelju predloženih kriterija u prethodnom koraku, studija treba da preporuči optimalno rješenje za provedbu na regionalnom / multilateralnom / bilateralnom nivou uz odgovarajući plan provedbe.

Planirani rok za završetak studije bio je kraj februara 2020, međutim zbog kašnjenja u dostavljanju podataka od strane određenih OPS-a i zbog situacije sa COVID – 19, studija izvodljivosti će biti završena krajem septembra 2020.

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 2009.-2019. godina, prema godišnjim izvještajima koje je pripremio NOSBiH.

Takođe, u tabeli su prikazani karakteristični godišnji pokazatelji za period 2009. – 2019. 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:

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

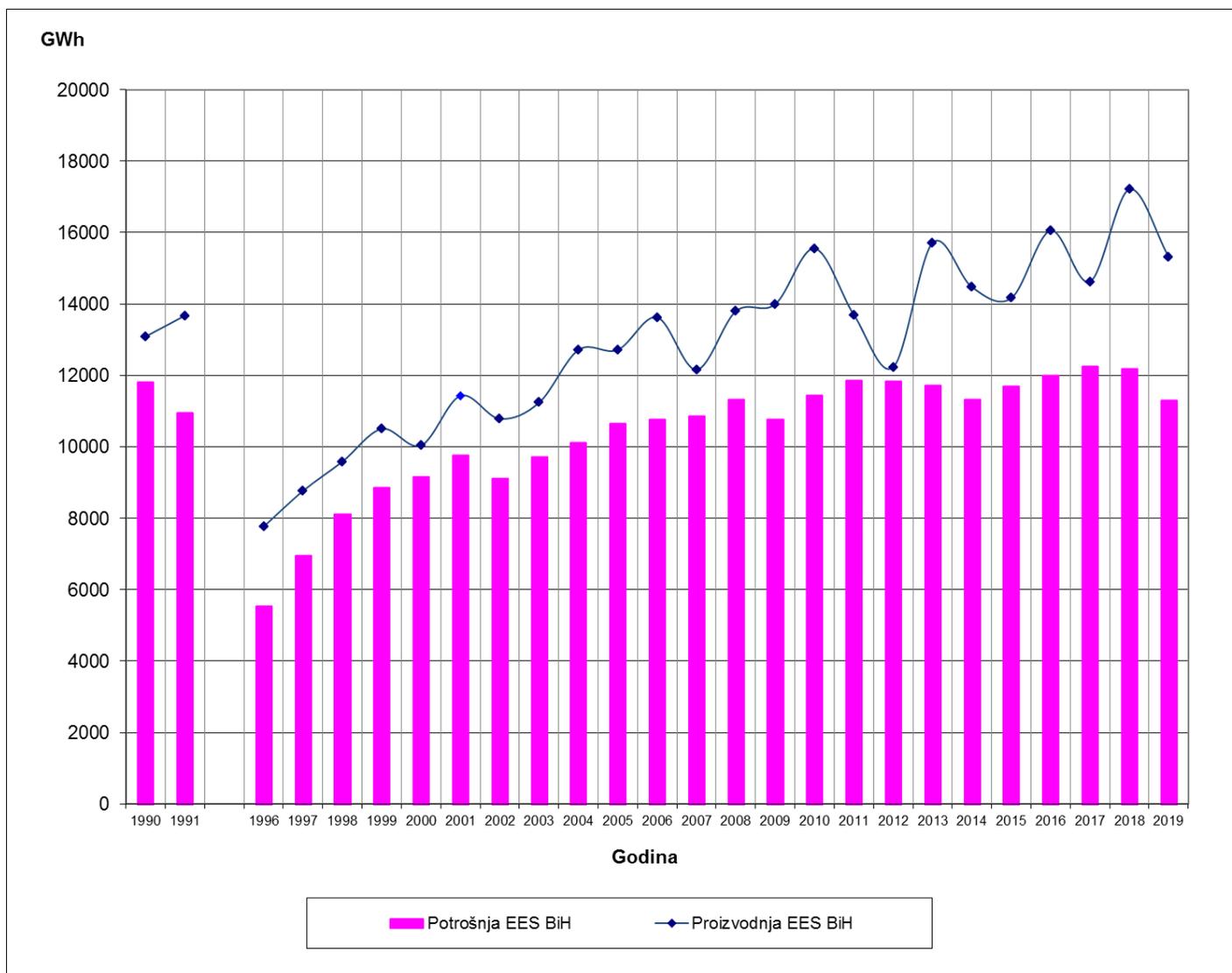
- Srednje godišnje opterećenje:

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

Ukupna proizvodnja i potrošnja električne energije u BiH u periodu 1990. – 2019. godina, na godišnjem nivou, prema izvještajima NOSBiH-a, prikazana je na dijagramu na Slici 4.1.

Tabela 4.1. Karakteristični pokazatelji za period 2009. – 2019. godina

R.b.	Godina Pozicija	Ostvareno										
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
1	Godišnja potrošnja na prenosnoj mreži (MWh)	10.786.500	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
2	Godišnji stopa rasta potrošnje (%)	-4,87	6,33	3,58	-0,23	-1,02	-3,29	3,29	2,53	2,16	-0,66	-7,25
3	Energija primljena iz distributivne mreže (MWh)	87.800	84.300	19.791	37.573	58.385	47.493	62.950	97.818	96.129	126.034	180.180
4	Proizvodnja na prenosnoj mreži (MWh)	13.994.900	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
5	Ukupna proizvodnja + (3) (MWh)	14.082.700	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
6	Gubici na prenosnoj mreži (MWh)	306.100	337.900	324.169	308.138	343.102	304.185	359.371	333.304	341.520	398.766	356.950
7	Gubici na prenosnoj mreži u odnosu na (1) (%)	2,84	2,95	2,73	2,60	2,92	2,68	3,07	2,77	2,78	3,27	3,16
8	Pumpni rad	0	2.200	21.403	65.970	0	3	13.898	46.214	266.114	137.435	96.283
9	Ukupna potrošnja na prenosnoj mreži (1+6+8)	11.092.600	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	Gubici na prenosnoj mreži u odnosu na (5) (%)	2,19	2,17	2,37	2,52	2,18	2,10	2,53	2,06	2,32	2,30	2,30
11	BILANS NA PRENOSNOJ MREŽI (5-9) (MWh)	2.902.300	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
12	Vršna snaga konzuma na prenosnoj mreži (MW)	2.033	2.173	2.150	2.143	2.074	2.207	2.105	2.098	2.189	1.994	1.945
13	Angažovana snaga izvora na mreži prenosa (MW)	2.273	2.870	1.956	1.820	2.119	2.313	1.886	2.007	2.584	2.932	2.549
14	Potrebna snaga primarne rezerve (MW)	14	14	14	14	14	14	14	16	16	16	16
15	Prosječna potrebna snaga sekundarne rezerve za period vršnog opterećenja (MW)	57	59	59	59	59	59	55	55	50,5	50	50
16	Prosječna potrebna snaga sekundarne rezerve za period nevršnog opterećenja (MW)	57	59	59	59	59	59	55	55	32,6	32,6	32,6
17	Pozitivna potrebna snaga tercijerne rezerve (MW)	250	250	250	250	250	250	250	184	196	196	196
18	Negativna potrebna snaga tercijerne rezerve (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	66	66	68
19	BILANS (13-12) (MW)	240	697	-194	-323	45	106	-219	-91	395	938	604
20	Faktor godišnjeg opterećenja konzuma BiH	0,61	0,61	0,63	0,63	0,65	0,59	0,64	0,65	0,54	0,47	0,51
21	Vrijeme iskorištenja maks. god. opterećenja Tg(h)	5.306	5.277	5.526	5.531	5.657	5.141	5.567	5.727	4.750	4.159	4.437
22	Srednje godišnje opterećenje Pg (MW)	1.231	1.309	1.356	1.349	1.339	1.295	1.338	1.372	1.401	1.392	1.291



Slika 4.1.- Ukupna godišnja proizvodnja i potrošnja električne energije u BiH u periodu 1990.–2019.godina

5. BILANS ELEKTRIČNE ENERGIJE NA PRENOSNOJ MREŽI ZA 2020.

U tabelama 5.1. – 5.4. prikazane su planske vrijednosti proizvodnje i potrošnje električne energije za 2020. godinu

Tabela 5.1.- Proizvodnja na mreži prenosa

(GWh)	UKUPNO
HE Rama	655,0
HE Mostar	219,0
PHE Čapljina	187,0
HE Peć-Mlino	73,0
HE Jajce 1	216,0
HE Jajce 2	82,0
HE Mostarsko blato	132,0
Ukupno HE	1.564,0
VE Mesihovina	145,0
Ukupno VE	145,0
Ukupno EP HZ HB	1.709,0
HE Jablanica	680,2
HE Grabovica	256,2
HE Salakovac	351,5
Ukupno HE	1.287,9
TE Tuzla	3.217,0
TE Kakanj	2.206,3
Ukupno TE	5.423,3
Ukupno EP BiH	6.711,2
HE Trebinje 1	427,4
HE Dubrovnik	675,6
HE Višegrad	925,0
HE Bočac	278,4
Ukupno HE	2.306,4
TE Gacko	1.630,0
TE Ugljevik	1.560,0
Ukupno TE	3.190,0
Ukupno ERS	5.496,4
TE Stanari	2.025,0
VE Jelovača	110,0
HE Dub i Ustiprača	64,0
Ukupno HE u BiH	5.222,3
Ukupno TE u BiH	10.638,3
Ukupno VE u BiH	255,0
Ukupno	16.115,6

Tabela 5.2. Bruto distributivna potrošnja

(GWh)	UKUPNO
EP HZ HB	1.408,10
EP BiH	4.901,28

ERS	3.792,41
Distrikt Brčko	280,00
Ukupno bruto distr. potrošnja	10.381,79

Tabela 5.3. Direktni kupci

(GWh)	UKUPNO
Željeznica FBiH (EP HZ HB)	6,00
Arcelor Mittal	389,98
Cementara Kakanj	54,08
KTK Visoko	0,35
Prevent CEE	11,80
Željezara Ilijaš	25,21
Željeznice FBiH (EP BiH)	31,50
FG Birač Zvornik	132,00
Željeznica RS	21,36
RS Silicon	218,51
Rudnik Arcelor Mital	25,96
B.S.I. Jajce	228,38
Ukupno direktni kupci	1.145,13
PHE Čapljina (pumpanje)	94,50
EP HZ HB	94,50
EP BiH	0,00
Potrošnja HE, R i TE	16,06
ERS	16,06
Ukupno vlastita potrošnja elektrana	16,06
Ukupno kupci	1.161,19

Tabela 5.4. Ukupna potrošnja u BiH

(GWh)	UKUPNO
EP HZ HB	1.502,60
EP BiH	4.901,28
ERS	3.808,47
Distrikt Brčko	280,00
Direktni kupci	1.145,13
Ukupna potrošnja u BiH	11.637,48

Podaci iz prethodnih tabela su preuzeti iz Bilansa električne energije na mreži prenosa za 2020. godinu, 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 5.5. Bilans električne energije za 2020. (GWh)

1.	Bruto distributivna potrošnja	10.381,79
2.	Vlastita potrošnja elektrana	16,06
3.	Direktni kupci	1.145,13
4.	Proizvodnja na mreži prenosa	16.115,6
5.	Preuzimanje iz susjednih EES na distributivnom nivou	15,40
6.	Proizvodnja DHE, MHE i ITE	804,75
7.	Gubici prenosa	338,00
8.	Isporuka sa mreže prenosa	10.576,89
9.	Ukupna potrošnja u BiH	11.542,99
10.	Ukupna proizvodnja u BiH	16.920,39
Bilans BiH (10.+5.-9.-7.)		5.054,80

6. PROGNOZA POTROŠNJE 2021.-2030. 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 2008.-2019. godina [1], [2], prema podacima zvaničnih statističkih organizacija (www.bhas.ba).

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

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Procjena ukupnog prisutnog stanovn.hilj.	3.542	3.541	3.540	3.538	3.535	3.531	3.526	3.518	3.511	3.511	3.502	3.500
BDP u mil. KM ¹	25.519	24.799	25.365	25.231	26.223	26.779	27.359	28.589	29.904	31.376	33.444	-
BDP/stan. u KM	7.205	7.003	7.165	7.414	7.418	7.584	7.759	8.127	8.517	8.954	9.566	-
BDP/stan. (EUR ²)	3.684	3.581	3.664	3.791	3.793	3.878	3.967	4.155	4.355	4.578	4.891	-
Porast BDP (%) ³	13,18	-2,82	2,28	-0,53	3,93	2,12	2,17	4,48	4,60	4,92	6,59	-
Potrošnja el.energije GWh ⁴	11.338	10.787	11.469	11.880	11.853	11.732	11.379	11.719	12.015	12.540	12.330	11.439
Porast potrošnje (%)	4,2	-4,9	6,3	3,6	-0,2	-1,02	-3,00	2,99	2,53	4,4	-1,67	-7,23

¹Agencija za statistiku BiH –TB 01. „Bruto društveni proizvod za BiH prema proizvodnom, dohodovnom i rashodovnom pristupu“, 2020 godina

²obračunato po prosječnom godišnjem kursu eura CB BiH

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

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. Podaci koji su dati u Tabeli 6.1. za period 2006-2017 predstavljaju procjenu broja stanovnika koje su izvršile statističke organizacije.

Ukupan broj stanovnika u BiH prema podacima Agencije za statistiku BiH je **3.500.295** stanovnika (http://bhas.gov.ba/data/Publikacije/Bilteni/2020/NUM_00_2019_TB_0_BS.pdf).

Struktura finalne potrošnje električne energije u Bosni i Hercegovini u periodu 2012.-2018. 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 2018. godini domaćinstva učestvuju sa 40,9%, industrija sa 37,6%, a ostali potrošači uključujući građevinarstvo, saobraćaj i poljoprivredu učestvuju sa 21,5%.

Najveće učešće u potrošnji električne energije u 2018. godini u industrijskom sektoru ima industrija proizvodnje metala bez željeza sa 41,5%, dok industrija željeza i čelika učestvuje sa 19%.

Tabela 6.2.– Struktura finalne potrošnje električne energije u Bosni i Hercegovini u periodu 2012.-2018. godina (Izvor: Agencija za statistiku BiH)

GWh	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Industrija željeza i čelika	750	793	732	773	813	820	819
Hemijska (uklj. i petrohemijsku)	107	104	108	118	127	136	140
Metali bez željeza	2.041	1.969	1.762	1.712	1.667	1.728	1.784
Nemetalni mineralni proizvodi	181	154	156	164	158	168	122
Transportna oprema	43	35	41	45	50	53	75
Mašine	206	216	194	201	228	290	276
Rudarstvo i kamenolomi	90	75	95	87	93	92	75
Prerada hrane, pića i duhana	244	195	214	228	255	264	266
Celuloza, papir i štampanje	238	190	159	202	189	229	221
Drvo i drveni proizvodi	174	156	148	168	177	179	189
Tekstil i koža	90	84	115	115	101	174	187
Nespecificirano (industrija)	133	118	125	118	156	148	150
Industrija ukupno	4.131	4.297	4.089	3.849	4.014	4.281	4.304
Industrija (%)	38,3%	38,7%	37,4%	36,4%	36,2%	37,6%	37,6%
Saobraćaj	139	107	84	80	73	76	59
Saobraćaj (%)	1,3%	0,9%	0,7%	0,8%	0,7%	0,7%	0,5%
Domaćinstva	4.541	4.599	4.624	4.605	4.733	4.756	4.685
Domaćinstva (%)	42,1%	41,4%	42,3%	43,5%	42,7%	41,7%	40,9%
Građevinarstvo	84	86	60	61	65	63	63
Poljoprivreda	94	90	84	53	67	48	62
Ostali potrošači	1.799	1.918	2.027	1.939	2.136	2.174	2.283
Ostala potrošnja ukupno	1.977	2.201	2.255	2.133	2.341	2.285	2.467
Ostala potrošnja ukupno (%)	18,3%	19,9%	20,3%	20,1%	21,1%	20,0%	21,5%
FINALNA POTROŠNJA	10.788	11.097	10.933	10.587	11.088	11.398	11.456

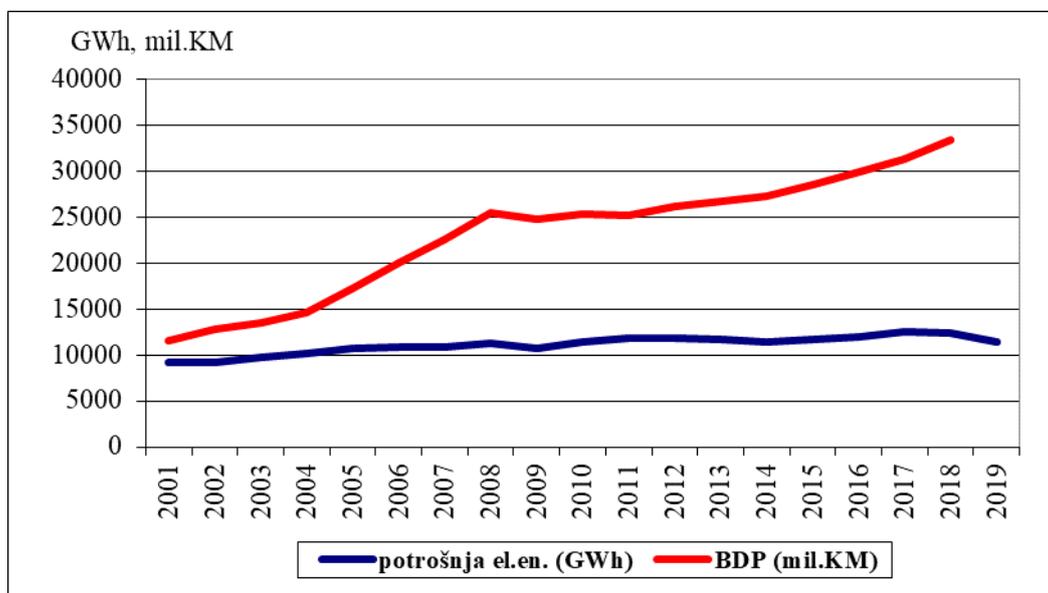
6.2 Prognoziranje potrošnje električne energije na bazi korelacije sa bruto društvenim proizvodom

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. i 2018. godini 0,44; 0,42; 0,41; 0,40; 0,40; 0,37. Proračunati srednji koeficijent elastičnosti za period 2005.-2018. godina iznosi 0,45.



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

U 2019. godini procjenjeni realni porast BDP-a u Bosni i Hercegovini je 3,1%, prema prognozama Svjetske banke [*Global Economic Prospects 2020.*, www.worldbank.org], u 2020.

godini 3,4%, u 2021. godini 3,9%, i u 2022. godini 3,9%, odnosno prosječan realni rast BDP-a je 3,58%.

U toku izrade ovog IPRP došlo je do značajnih promjena na globalnom nivou usljed pandemije COVID - 19, koje već u ovom trenutku imaju značajne posljedice i po BiH. Ove promjene su utiču na smanjenje prognoza BDP-a. Prema dokumentu Evropske Komisije (https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/communication-coordinated-economic-response-covid19-march-2020_en.pdf) procenjuje se da će kriza COVID - 19 imati vrlo veliki štetan ekonomski uticaj na Evropsku uniju i evrozonu. Procenjuje se da će direktan uticaj smanjiti rast realnog BDP u 2020. godini za 2,5 procentnih poena u odnosu na situaciju kada ne bi bilo pandemije. Uzimajući ovo u obzir, prosječni procenjeni realni rast BDP-a u Bosni i Hercegovini od prvobitno proračunatih 3,58% je smanjen na 2,9%.

Uz ovaj pretpostavljeni rast BDP od 2,9% i prethodno proračunati koeficijent elastičnosti 0,45 dobijemo poraste potrošnje električne energije od 1,3% za period 2021-2030. godina.

U Tabeli 6.3 je data procjena porasta BDP-a, i potrošnje električne energije u Bosni i Hercegovini za period 2021.-2030. godina.

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

Godina	Procenjeni realni porast BDP-a	Porast potrošnje električne energije
2021	2,9%	1,3%
2022	2,9%	1,3%
2023	2,9%	1,3%
2024	2,9%	1,3%
2025	2,9%	1,3%
2026	2,9%	1,3%
2027	2,9%	1,3%
2028	2,9%	1,3%
2029	2,9%	1,3%
2030	2,9%	1,3%

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 2021.-

2030. godina. Podatke su do utvrđenog roka dostavili Arcelor Mittal Zenica d.o.o., Toplana Zenica d.o.o., BSI d.o.o. Jajce 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 [4]. 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 2020. godinu ili iz prethodnog Indikativnog plana (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 2020. godinu, kao ni u periodu 2021-2030. 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 2021.-2030. godina

Korisnik	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
B.S.I. d.o.o. Jajce	225,19	236,52	225,46	236,52	236,52	236,52	236,52	236,52	236,52	236,52
Cementara Kakanj	54,08	54,10	58,00	58,00	58,00	58,00	58,00	58,00	58,00	58,00
Arcelor Mittal	435,6	435,6	435,6	435,6	435,6	435,6	435,6	435,6	435,6	435,6
Toplana Zenica d.o.o.	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98
Željezara Ilijaš	25,21	25,21	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00
KTK Visoko	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
Prevent CEE	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8
Željeznice FBiH (EP BiH)	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5
Željeznice RS	23,6	23,9	24,1	24,3	24,6	24,6	25,1	25,4	25,7	25,9
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	218,5	218,5	218,5	218,5	218,5	218,5	218,5	218,5	218,5	218,5
Željeznice FBiH (EP HZ HB)	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0

Tabela 6.5.- Maksimalne snage (MW) na prenosnoj mreži za period 2021.-2030.godina-bazni scenario

Korisnik	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
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 2021.-2030. godina sa prosječnim rastom do 2,2% za bazni scenario, za optimistički (viši) scenario 4% a za pesimistički scenario 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, kao i maksimalne snage na mreži prenosa.

U dostavljenim podacima JP EP HZ HB za svaku postojeću TS 110/x kV data je prognozirana ukupna potrošnja – bazni scenario na osnovu ostvarene preuzete električne energije za 2018. godinu i godišnje stope porasta od 1%, koja je uzeta kao najrealnija stopa budući da posljednjih godina povećanje potrošnje nije prelazilo taj iznos. Procenat stope rasta – viši scenario je za svaku trafostanicu 110/x kV preuzet iz Integralne studije razvoja JP EP HZ HB d.d. Mostar 2006. – 2010. godina sa projekcijom na 2020. godinu - referentni scenario (S2) razvoja sa stopom od 2%. U dostavljenim podacima kao iznos procenta stope rasta za niži scenario korišten je iznos od 0,5%. Podaci sistematizovani po županijama su sastavni dio Priloga. Prema Integralnoj studiji razvoja JP EP HZ HB d.d. Mostar 2006. – 2010. godina sa projekcijom na 2020. godinu planirano je povećanje opterećenja od 2% po svakoj prijenosnoj trafostanici 110/x kV koje je linearno raspoređeno za period 2021-2030. godina. Za svaku prijenosnu trafostanicu 110/x kV navedena je ostvarena struktura potrošnje u 2018. godini kao

baznoj i linearno primijenjena stopa rasta od 1% po svakoj prenosnoj trafostanici 110/x kV za period 2021-2030. godina.

MH ERS je dostavila podatke o predviđenom rastu potrošnje postojećih TS 110/x kV [3] 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 Elektrokrajina, ZP Elektrodoboj, ZEDP Elektrobijeljina, ZP ED Pale, ZP Elektrohercegovina, i novoplaniranih transformatorskih stanica 110/x kV ZP Elektrokrajina. Prognoze rasta su različite, zavisno od elektrodistributivnog preduzeća: ZP Elektrokrajina – bazni scenario 2,5%, viši scenario 3,5%, niži scenario 1,5%, ZP Elektrodoboj- 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 2020. godinu i ostvarenja u 2018. 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	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
EP HZ HB (b.s.)	1.432,2	1.446,5	1.461,0	1.475,6	1.490,3	1.505,2	1.520,3	1.535,5	1.550,8	1.566,4	
EP HZ HB (v.s.)	1.446,4	1.475,3	1.504,8	1.534,9	1.565,6	1.596,9	1.628,8	1.661,4	1.694,6	1.728,5	
EP HZ HB (n.s.)	1.425,1	1.432,2	1.439,4	1.446,6	1.453,8	1.461,1	1.468,4	1.475,7	1.483,1	1.490,5	
ERS (b.s.)	3.879,6	3.968,9	4.060,2	4.153,5	4.249,1	4.346,8	4.446,8	4.549,0	4.653,7	4.760,7	
ERS (v.s.)	3.913,8	4.039,0	4.168,3	4.301,6	4.439,3	4.581,3	4.728,0	4.879,2	5.035,4	5.196,5	
ERS (n.s.)	3.849,3	3.907,0	3.965,6	4.025,1	4.085,5	4.146,8	4.209,0	4.272,1	4.336,2	4.401,2	
EP BiH (b.s.)	4.820,0	4.926,1	5.034,4	5.145,2	5.258,4	5.374,1	5.481,6	5.591,2	5.703,0	5.817,1	
EP BiH (v.s.)	4.904,9	5.101,1	5.305,2	5.517,4	5.738,1	5.967,6	6.206,3	6.454,5	6.712,7	6.981,2	
EP BiH (n.s.)	4.810,6	4.906,8	5.004,9	5.105,0	5.207,1	5.311,3	5.417,5	5.525,9	5.636,4	5.749,1	
JP "K. Brčko" doo (b.s.)	284,2	288,5	292,8	297,2	301,6	306,2	310,8	315,4	320,1	325,0	
JP "K. Brčko" doo (v.s.)	286,3	292,7	299,3	306,1	312,9	320,0	327,2	334,6	342,1	349,8	
JP "K. Brčko" doo (n.s.)	282,8	285,6	288,5	291,4	294,3	297,2	300,2	303,2	306,2	309,3	
Ukupno	10.416,0	10.629,9	10.848,3	11.071,5	11.299,4	11.532,3	11.759,4	11.991,1	12.227,7	12.469,1	12.536,6
	10.551,3	10.908,2	11.277,5	11.660,0	12.055,9	12.465,8	12.890,3	13.329,8	13.784,8	14.256,1	14.321,3
	10.367,8	10.531,7	10.698,4	10.868,1	11.040,7	11.216,4	11.395,1	11.576,9	11.761,9	11.950,2	12.004,4

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 2021.-2030. godina. Kao što je i ranije navedeno, u julu 2019. godine je sa prenosne mreže isključen najveći potrošač u BiH- Aluminij d.d. Mostar. Njegova potrošnja nije predviđena Bilansom za 2020. godinu, kao ni u periodu 2021-2030. godina. Na taj način je planirana ukupna potrošnja direktnih potrošača manja za više od 50%, što se odražava i na ukupnu potrošnju, koja je manja od potrošnje prema prethodnom Indikativnom planu za više od 10%.

Prognoza distributivne potrošnje je preuzeta iz Tabele 6.6. Što se tiče direktnih potrošača korištena je prognoza potrošnje prema Tabeli 6.4. (dostavljeni podaci za potrošače: Arcelor Mittal Zenica d.o.o., Toplana Zenica d.o.o., BSI d.o.o. Jajce i R-S Silicon d.o.o. Mrkonjić grad, Željeznice Federacije BiH, Željezara Ilijaš, Cementara Kakanj, KTK Visoko i Prevent CEE, dok su ostali direktni potrošači razmatrani sa potrošnjom prema Bilansu za 2020. 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 2021.-2030. na bazi podataka dostavljenih od Korisnika prenosne mreže

Korisnik	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Distributivna potrošnja u BiH (b.s.)	10.416,0	10.629,9	10.848,3	11.071,5	11.299,4	11.532,3	11.759,4	11.991,1	12.227,7	12.469,1
Direktni potrošači (b.s.)	1.281,8	1.293,4	1.287,3	1.298,5	1.298,8	1.298,8	1.299,3	1.299,6	1.299,9	1.300,1
Ukupna potrošnja BiH (b.s.)	11.697,8	11.923,3	12.135,6	12.370,0	12.598,3	12.831,1	13.058,7	13.290,8	13.527,6	13.769,2
bazni scenario (%)		1,9	1,8	1,9	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Distributivna potrošnja u BiH (v.s.)	10.551,3	10.908,2	11.277,5	11.660,0	12.055,9	12.465,8	12.890,3	13.329,8	13.784,8	14.256,1
Direktni potrošači (v.s.)	1.281,8	1.293,4	1.287,3	1.298,5	1.298,8	1.298,8	1.299,3	1.299,6	1.299,9	1.300,1
Ukupna potrošnja BiH (v.s.)	11.833,1	12.201,6	12.564,8	12.958,5	13.354,7	13.764,7	14.189,6	14.629,4	15.084,8	15.556,2
viši scenario (%)		3,1	3,0	3,2	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
Distributivna potrošnja u BiH (n.s.)	10.367,8	10.531,7	10.698,4	10.868,1	11.040,7	11.216,4	11.395,1	11.576,9	11.761,9	11.950,2
Direktni potrošači (n.s.)	1.281,8	1.293,4	1.287,3	1.298,5	1.298,8	1.298,8	1.299,3	1.299,6	1.299,9	1.300,1
Ukupna potrošnja BiH (n.s.)	11.649,6	11.825,1	11.985,7	12.166,6	12.339,6	12.515,2	12.694,4	12.876,5	13.061,8	13.250,3
niži scenario (%)		1,5	1,4	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4

Prosječan porast ukupne potrošnje na prenosnoj mreži BiH za period 2021-2030., na osnovu podataka dostavljenih od korisnika prenosne mreže je u baznom scenariju je **1,8%**, višem scenariju **3,1%**, i nižem scenariju je **1,44%**, što su veći procenti nego u prethodnim Indikativnim planovima radi većeg udjela distributivne u ukupnoj potrošnji.

6.4 Prognoza potrošnje električne energije na prenosnoj mreži BiH

Prema Mrežnom kodeksu [7], 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 vlastitih analiza.“

Prognoza potrošnje električne energije koja se bazira na predviđenom porastu BDP je data u poglavlju 6.2, a prosječan godišnji porast iznosi 1,6%.

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 2021.-2030.godina u baznom scenariju je 1,8%, višem scenariju 3,1% i nižem scenariju 1,44%.

S obzirom da je dio Korisnika, prema procjeni NOSBiH dostavio previsoko procijenjene prognoze, što je naročito izraženo za niži scenario, urađena je i vlastita analiza, na osnovu istorijskih podataka ostvarenja potrošnje u periodu 2001.-2019. godina. Ekstrapolacijom preko

karakteristične funkcije potrošnje (kriva potencije ili stepena kriva) za razmatrani period dobije se jednačina krive koja opisuje potrošnju u obliku:

$$y = 8879,4 \cdot x^{0,1051}$$

Nakon uvrštavanja ovih vrijednosti u planski period 2021-2030 dobije se prosječni porast potrošnje u iznosu od 0,4%. Ovaj procenat porasta je korišten za niži (pesimistični) scenario prognoze potrošnje.

Bazni (realistični) scenario potrošnje je urađen usrednjavanjem prosječnog porasta dobijenog ekstrapolacijom (0,4%) i prosječnog porasta za bazni scenario prema podacima dostavljenim od Korisnika (1,8%).

Viši (optimistični) scenario je urađen usrednjavanjem vrijednosti dobijenih prognozom preko BDP-a (1,3%) i prosječnog porasta za viši scenario prema podacima dostavljenim od Korisnika (3,1%).

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 2021.-2030. godina za gore opisana tri scenarija i ostvarena potrošnja u periodu 2001.-2019. godina su dati u Tabeli 6.8. (na ovu potrošnju treba dodati još gubitke prenosa).

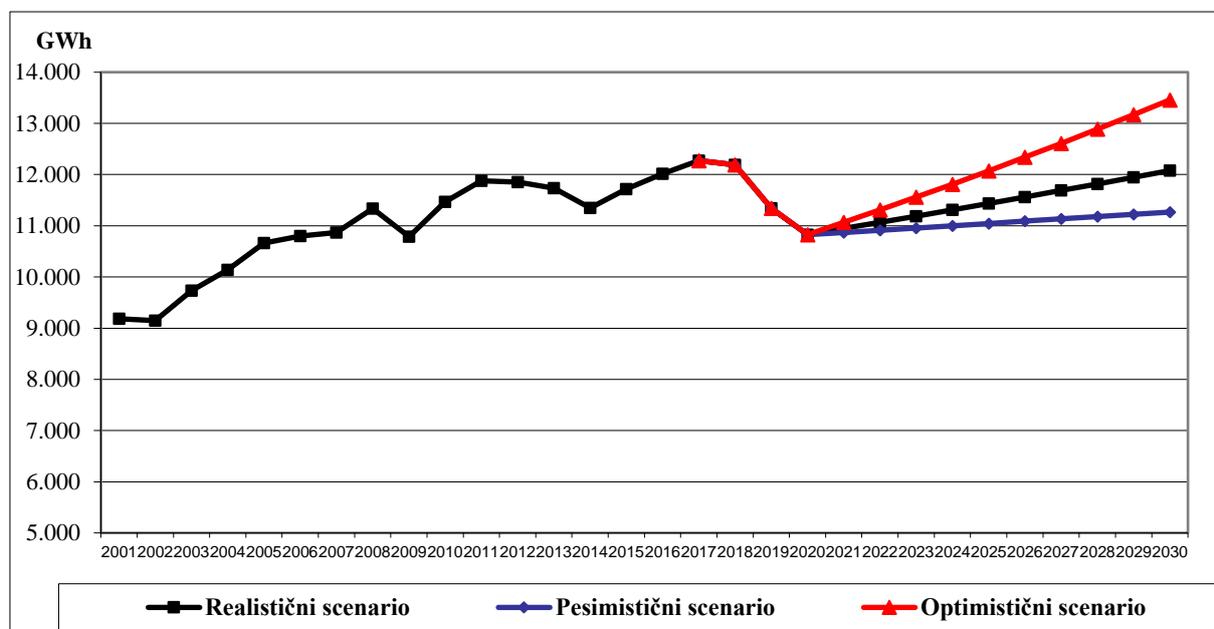
Što se tiče potrošnje u baznoj 2020. godini, ona je proračunata na osnovu ostvarenja iz 2019. godine (bruto distributivna potrošnja) i Bilansa za 2020 gdje kod predviđanja potrošnje direktnih potrošača nije uzeta u obzir potrošnja kupca Aluminij d.d. Mostar.

Tabela 6.8. Prognoza potrošnje električne energije na prenosnoj mreži BiH za četiri 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%	11.342	-6,98%	11.342	-6,98%
2020	10.827	-4,54%	10.827	-4,54%	10.827	-4,54%
2021	10.946	1,10%	10.870	0,40%	11.065	2,2%
2022	11.067	1,10%	10.914	0,40%	11.309	2,2%
2023	11.188	1,10%	10.957	0,40%	11.557	2,2%
2024	11.311	1,10%	11.001	0,40%	11.812	2,2%
2025	11.436	1,10%	11.045	0,40%	12.072	2,2%
2026	11.562	1,10%	11.089	0,40%	12.337	2,2%
2027	11.689	1,10%	11.134	0,40%	12.609	2,2%
2028	11.817	1,10%	11.178	0,40%	12.886	2,2%
2029	11.947	1,10%	11.223	0,40%	13.169	2,2%
2030	12.079	1,10%	11.268	0,40%	13.459	2,2%

Prognoza potrošnje na prenosnoj mreži BiH za period 2021.-2030. godina, za tri scenarija, i ostvarenje potrošnje u periodu 2001.-2019. godina su dati na slici 6.2.



Slika 6.2. Prognoza potrošnje na prenosnoj mreži BiH za period 2021.-2030. i ostvarenje potrošnje u periodu 2001.-2019. godina

Potrebno je još jednom napomenuti da je značajno smanjenje potrošnje u 2019. godini za oko 7% nastalo radi izlaska iz pogona najvećeg potrošača u BiH - Aluminij d.d. Mostar, koji je isključen sa mreže u julu 2019. godine. Što se tiče potrošnje u baznoj 2020. godini, ona je proračunata na osnovu ostvarenja iz 2019. godine (bruto distributivna potrošnja) i Bilansa za 2020. godinu, gdje kod predviđanja potrošnje direktnih potrošača nije uzeta u obzir potrošnja kupca Aluminij d.d. Mostar. Na taj način, predviđena potrošnja u 2020. godini je manja za 4,5% od potrošnje u 2019. godini.

Prosječni procenti porasta potrošnje u nižem i baznom scenariju su približni procentima u prethodnom Indikativnom planu, a za bazni scenario (1,1%) niži i od prosjeka za period 2001.-2019. godina (1,36%).

Prognozirane vrijednosti potrošnje električne energije u pojedinim godinama (period 2021.-2029. godina), zavisno od scenarija su manje za 14-17% u odnosu na prethodni Indikativni plan 2020-2029.

Uzimajući u obzir gore navedeno, možemo zaključiti da su trendovi u kretanju potrošnje u skladu sa ciljevima za postizanje energetske efikasnosti.

Za planski period 2021.-2030. 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 i VE Jelovača (koje su u pogonu i bilansirane u planu) ispunjava još i:

- VE Podveležje (48 MW) – investitor JE EPBiH d.d. Sarajevo

Ministarstvo industrije, energetike i rudarstva Republike Srpske je izdalo i potrebne saglasnosti za VE Hrgud, investitora MH ERS a.d. Trebinje, međutim do dana izrade Indikativnog plana investitor se nije obratio Elektroprenosu BiH sa zahtjevom za izdavanje Uslova za priključak.

Kao što je i navedeno u prethodnim poglavljima, VE Trusina koja je bila bilansirana u ranijim planovima, nije bilansirana u okviru IPRP 2021-2030.god. zbog raskida koncesionog ugovora od strane vlade Republike Srpske.

U martu 2019. godine Državna regulatorna komisija za električnu energiju (DERK), na prijedlog NOSBiH je 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 460 MW za vjetroelektrane i 400 MW za fotonaponske elektrane. Međutim i pored toga nema značajnijih pomaka u realizaciji projekata izgradnje neupravljivih 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. Pregled potencijalnih proizvodnih objekata VE i SE 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 Oštrc	28,2
VE Ivovik d.o.o. / VE Ivovik	84	F.L.Wind d.o.o. / VE Tušnica	40

Naziv korisnika / Objekta	Instalisana snaga (MW)	Naziv korisnika / Objekta	Instalisana snaga (MW)
Balkan Energy Wind d.o.o. / VE Mučevača	59,9	JP EP BiH / VE Vlašić	50
JP EPBiH / VE Podveležje	48	JP EP BiH / VE Bitovnja	60
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	Vjetroelektrane d.o.o. Glamoč / VE Slovinj	139,65
Kamen-dent d.o.o. / VP Pakline II	48	Suzlon wind Energy BH d.o.o. Sarajevo/VE Ivan Sedlo 1	6,3
TLG d.o.o. Travnik / VE Vlašić	50	Suzlon wind Energy BH d.o.o. Sarajevo/VE Ivan Sedlo 2	6,3
TLG d.o.o. Travnik / VE Galica	50	Suzlon wind Energy BH d.o.o. Sarajevo/VE Ivan Sedlo 3	6,3
Energy 3 d.o.o. / VE Pločno	48	Suzlon wind Energy BH d.o.o. Sarajevo/VE Ivan Sedlo 4	6,3
Energy 3 d.o.o. / VE Podveležje	48	MH Elektroprivreda RS a.d. Trebinje / Solarna elektrana Trebinje 1	200 (100 – I faza, 100 – II faza)
MH ERS a.d. Trebinje / VE Hrgud	48	Solbus d.o.o. Livno / SE Solbus	132,36 (86,65 – I faza, 45,61 – II faza)
UKUPNO	1.833MW		

8. BILANSI ENERGIJE I SNAGE NA PRENOSNOJ MREŽI 2021. – 2030. GODINA

8.1 Bilansi električne energije i instalisana snaga proizvodnih kapaciteta

Bilansi električne energije za planski period 2021.–2030. 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 definišu 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 Dabar), 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 2021-2030 je takođe isključena VE Trusina, radi raskida koncesionog Ugovora od strane Vlade Republike Srpske, u martu 2019. godine.

Tabela 8.1. Spisak proizvodnih objekata koji nisu bilansirani u IPRP 2021-2030, 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	2023	2024	Nisu uvršteni u bilans radi isteka Uslova za priključak (06.04.2019.)
HE Dabar	2024	2023	Nisu uvršteni u bilans radi isteka Uslova za priključak (05.12.2015.)
TE Banovići	-	2024	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	2029	-	Nisu uvršteni u bilans radi isteka Uslova za priključak (21.11.2019.)
VE Trusina	2021	-	Nisu uvršteni u bilans radi raskida koncesionog Ugovora od strane Vlade Republike Srpske, u martu 2019. godine.

JP Elektroprivreda Bosne i Hercegovine [4], JP Elektroprivreda Hrvatske zajednice Herceg Bosne [5], i MH Elektroprivreda Republike Srpske [3] 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 2024. 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.

Vežano za ulazak u pogon novih blokova, planirana godina ulaska u pogon bloka 7 u TE Tuzla je 2024. godina, a bloka 8 u TE Kakanj 2026. godine.

U Tabeli 8.2 su dati podaci o proizvodnji postojećih hidroelektrana u BiH (ostvarena proizvodnja u 2019. godini, i planirana u 2020. godini prema Bilansu za 2020. godinu).

Tabela 8.2.- Podaci o proizvodnji HE (GWh)

Naziv objekta	Ostvarena proizvodnja u 2019. godini na mreži prenosa	Planirana proizvodnja u 2020. godini na mreži prenosa
Čapljina	945	187
Rama	739	655
Jablanica	746	680
Grabovica	282	256
Salakovac	421	352
Mostar	242	219
Jajce I	275	216
Jajce II	82	82
Peć-Mlini	85	73
M.Blato	136	132
Ukupno FBiH	3.953	2.852
Višegrad	858	925
Bočac	289	278
Trebinje I	359	427
Dubrovnik G2	22	676
Dub i Ustiprača	64	64

Ukupno RS	1.592	2.370
UKUPNO BiH	5.545	5.222

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 2021.-2030.godinu

PROIZVODNJA	(GWh)									
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
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	694,4	726	726	726	726	726	726	726	726
GRABOVICA	260,7	260,7	279	279	279	279	279	279	279	279
SALAKOVAC	357,1	357,1	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	5.355,5	5.458,3							
TUZLA G-3	307,4	181,5	243,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TUZLA G-4	400,0	447,9	308,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TUZLA G-5	1.118,3	1.120,8	1.132,0	1.132,0	216,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TUZLA G-6	842,0	1.244,2	1.281,0	1.271,0	1.193,0	934,0	934,0	793,0	793,0	793,0
KAKANJ G-5	196,2	202,4	109,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
KAKANJ G-6	613,1	618,5	623,0	623,0	623,0	623,0	383,0	0,0	0,0	0,0
KAKANJ G-7	1.327,7	638,7	1.394,0	1.394,0	1.394,0	1.394,0	1.394,0	863,0	863,0	863,0
GACKO	1.560,0	1.560,0	1.560,0	1.560,0	1.560,0	1.560,0	1.560,0	1.560,0	1.350,0	1.560,0
UGLJEVIK	1.650,0	1.450,0	1.650,0	1.650,0	1.650,0	1.650,0	1.450,0	1.650,0	1.650,0	1.650,0
STANARI	2.025,0	2.025,0	2.025,0	2.025,0	2.025,0	2.025,0	2.025,0	2.025,0	2.025,0	2.025,0
UKUPNO TE	10.039,7	9.489,0	10.325,0	9.655,0	8.661,0	8.186,0	7.746,0	6.891,0	6.681,0	6.891,0
VE MESIHOVINA	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
UKUPNO POSTOJEĆI OBJEKTI	15.670,4	15.119,7	16.058,5	15.388,5	14.394,5	13.919,5	13.479,5	12.624,5	12.414,5	12.624,5

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 2021.-2030.godina

PROIZVODNJA	(GWh)									
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
HE ULOG			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 JANJICI					77,3	77,3	77,3	77,3	77,3	77,3
NOVE HE BILANSIRANO	0,0	30,4	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 2021.-2030.godina

PROIZVODNJA	(GWh)									
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
TE TUZLA, blok 7				656,7	2.626,9	2.626,9	2.626,9	2.626,9	2.626,9	2.626,9
TE KAKANJ, blok 8						279,2	1.675,1	1.675,1	1.675,1	1.675,1
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	766,0	2.736,2	3.015,4	4.411,3	4.411,3	4.411,3	4.411,3

Što se tiče bilansiranja novih vjetroelektrana, osim VE Mesihovina i VE Jelovača koje su u pogonu, prema Mrežnom kodeksu uslove za bilansiranje ispunjava još samo vjetroelektrana Podveležje (Tabela 8.6), koja osim važećih Uslova za priključak posjeduje i prethodnu saglasnost za priključak broj 05-17-2124/14 od 11.09.2014. godine, izdatu od Federalnog ministarstva energije, rudarstva i industrije. Kao što je ranije navedeno, iz bilansa 2021-2030 je isključena VE Trusina, radi raskida koncesionog Ugovora od strane Vlade Republike Srpske, u martu 2019. godine.

Tabela 8.6. - Proizvodnja novih VE na prenosnoj mreži BiH za period 2021.-2030.godina

PROIZVODNJA	(GWh)									
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
VE PODVELEŽJE	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
NOVE VE BILANSIRANO	120									

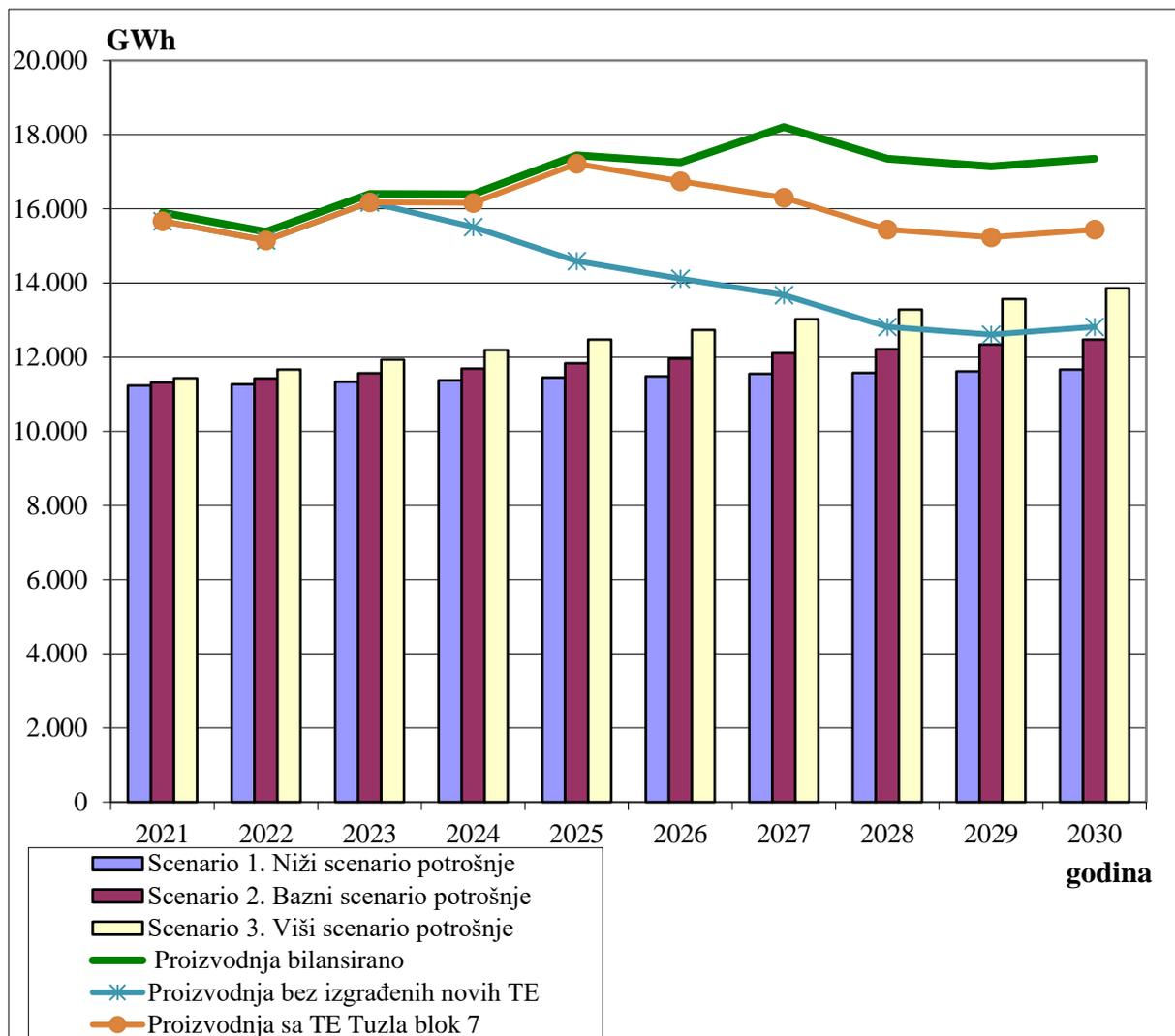
U Tabeli 8.7 su data tri scenarija potrošnje i planirana proizvodnja postojećih i novih bilansiranih proizvodnih kapaciteta za period 2021.-2030.godina. Ubačen je i dodatni scenario proizvodnje bez izgrađenih novih termoelektrana.

Tabela 8.7. Bilansi električne energije na prenosnoj mreži BiH za period 2021.-2030.godina

POTROŠNJA	(GWh)									
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Scenario 1. (niži scenario potrošnje)	10.870	10.914	10.957	11.001	11.045	11.089	11.134	11.178	11.223	11.268
Scenario 2. (bazni scenario potrošnje)	10.946	11.067	11.188	11.311	11.435	11.561	11.688	11.817	11.947	12.079
Scenario 3. (viši scenario potrošnje)	11.065	11.309	11.557	11.812	12.072	12.337	12.609	12.886	13.169	13.459
PROIZVODNJA	(GWh)									
Novi izvori bilansirani	229,3	259,7	346,2	1.002,9	3.050,4	3.329,6	4.725,5	4.725,5	4.725,5	4.725,5
Proizvodnja bilansirano	15.899,7	15.379,3	16.404,7	16.391,4	17.444,9	17.249,1	18.205,0	17.350,0	17.140,0	17.350,0
Proizvodnja bez izgrađenih novih TE	15.670,4	15.150,0	16.175,4	15.505,4	14.588,7	14.113,7	13.673,7	12.818,7	12.608,7	12.818,7
Gubici (2,3% u odnosu na proizvodnju)*	365,7	353,7	377,3	377,0	401,2	396,7	418,7	399,0	394,2	399,0
Scenario 1 (n.s. potrošnje + gubici)	11.235,7	11.267,7	11.334,3	11.378,0	11.446,2	11.485,7	11.552,7	11.577,0	11.617,2	11.667,0
Scenario 2 (b.s. potrošnje + gubici)	11.311,7	11.420,7	11.565,3	11.688,0	11.836,2	11.957,7	12.106,7	12.216,0	12.341,2	12.478,0
Scenario 3 (v.s. potrošnje + gubici)	11.430,7	11.662,7	11.934,3	12.189,0	12.473,2	12.733,7	13.027,7	13.285,0	13.563,2	13.858,0
BILANS Scenario 1	4.664,0	4.111,6	5.070,4	5.013,4	5.998,6	5.763,3	6.652,3	5.772,9	5.522,8	5.682,9
BILANS Scenario 2	4.588,0	3.958,6	4.839,4	4.703,4	5.608,6	5.291,3	6.098,3	5.133,9	4.798,8	4.871,9
BILANS Scenario 3	4.469,0	3.716,6	4.470,4	4.202,4	4.971,6	4.515,3	5.177,3	4.064,9	3.576,8	3.491,9

*gubici u iznosu 2,3% u odnosu na proizvodnju su proračunati prema ostvarenjima iz prethodnih godina (2008-2019).

Na Slici 8.1 su data tri scenarija potrošnje i planirana proizvodnja postojećih i novih bilansiranih proizvodnih kapaciteta za period 2021.-2030. godina, kao i dodatni scenariji proizvodnje bez izgrađenih novih termoelektrana, i sa izgrađenom TE Tuzla, blok 7.



Slika 8.1.– Tri scenarija potrošnje i tri scenarija proizvodnje (sa i bez izgrađenih novih TE, odnosno bloka 7 TE Tuzla) postojećih i novih bilansiranih proizvodnih objekata za period 2021.-2030.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 izgrađenih novih termoelektrana). Provedene analize upućuju na zaključak da je za sve scenarije potrošnje i planiranu proizvodnju postojećih i novih bilansiranih proizvodnih kapaciteta sa izgrađenim novim termoelektranama, zadovoljen bilans električne energije kao i da postoje značajni viškovi. Međutim, u slučaju da ne dođe do izgradnje novoplaniranih termoelektrana, radi gašenja pet postojećih blokova u TE Tuzla i TE Kakanj bilans električne energije za viši scenario potrošnje bi bio negativan od 2028. godine, tj. proizvodnja ne bi mogla zadovoljiti potrošnju električne energije u BiH. To znači da bi za ovaj scenario potrošnje potrebe Bosne i Hercegovine morale biti zadovoljene uvozom električne energije.

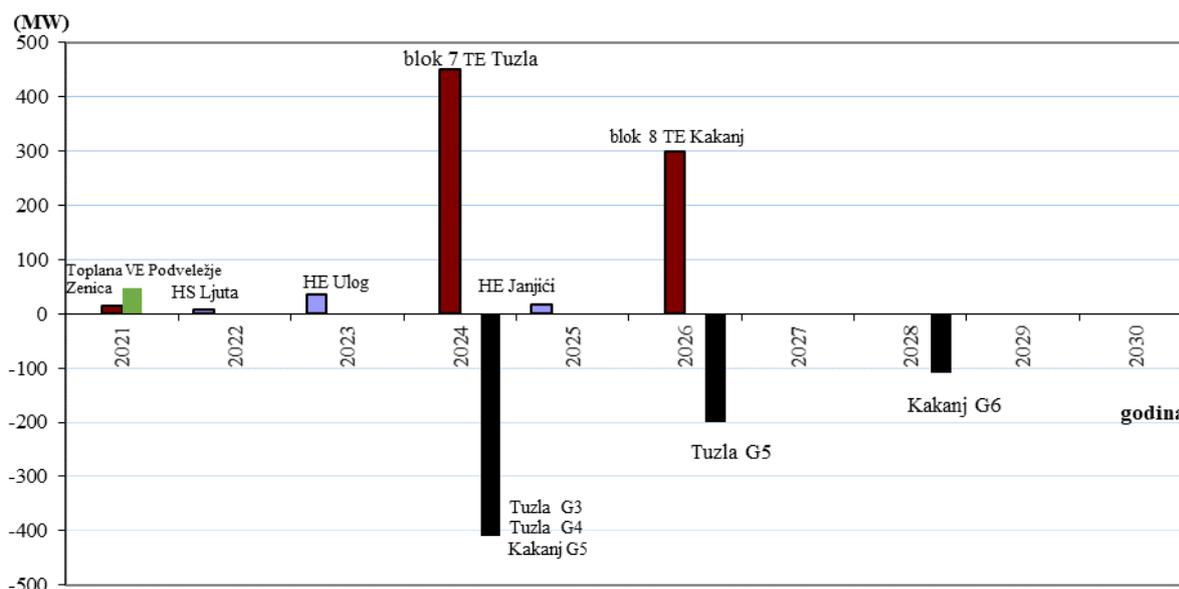
U tabeli 8.8. prikazane su instalisane snage proizvodnih kapaciteta na prenosnoj mreži Bosne i Hercegovine, kao i snage na pragu elektrana uvažavajući planirane godine puštanja u pogon novih (Slika 8.2.) i izlazak iz pogona proizvodnih kapaciteta kojima ističe životni vijek.

Tabela 8.8.- Instalirane snage proizvodnih kapaciteta za period 2021.-2030. godina

Novi kapaciteti	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
HE ULOG			35,12							
TE TUZLA, blok 7				450 (410*)						
TE KAKANJ, blok 8						300 (270*)				
TOPLANA ZENICA	14,45									
VE PODVELEŽJE	48									
HS LJUTA (I faza)		7,66	1,045							
HE JANJICI					15,8					
Novi bilansirano:	62,5	7,7	36,2	450,0	15,8	300,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Kumulativno novi –inst.sn.	62,5	70,1	106,3	556,3	572,1	872,1	872,1	872,1	872,1	872,1
Postojeći objekti (bazna 2019. godina- inst.snaga)	4.264,6	4.264,6	4.264,6	3.854,6	4.264,6	4.064,6	4.264,6	4.154,6	4.264,6	4.264,6
Postojeći objekti (bazna 2019. godina- snaga na pragu)	4.080,0	4.080,0	4.080,0	3.710,0	4.080,0	3.900,0	4.080,0	3.980,0	4.080,0	4.080,0
UKUPNO BILANS- inst.snaga	4.327,1	4.334,7	4.370,9	4.410,9	4.426,7	4.526,7	4.526,7	4.416,7	4.416,7	4.416,7
UKUPNO BILANS- snaga na pragu*	4.142,5	4.150,1	4.186,3	4.226,3	4.242,1	4.332,1	4.332,1	4.232,1	4.232,1	4.232,1

*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.

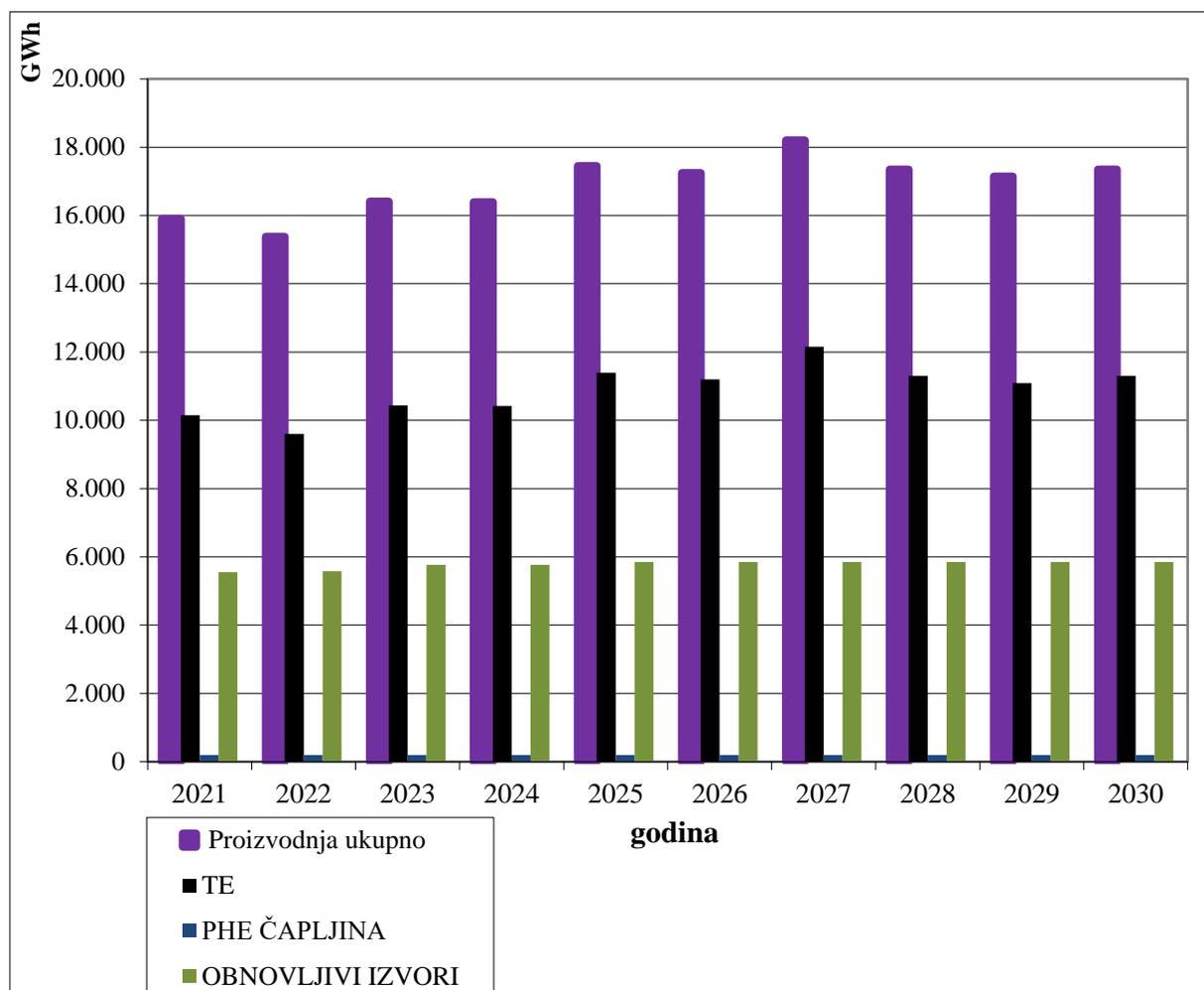


Slika 8.2.– Dinamika puštanja u pogon novih proizvodnih kapaciteta i izlaska iz pogona postojećih kapaciteta

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

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

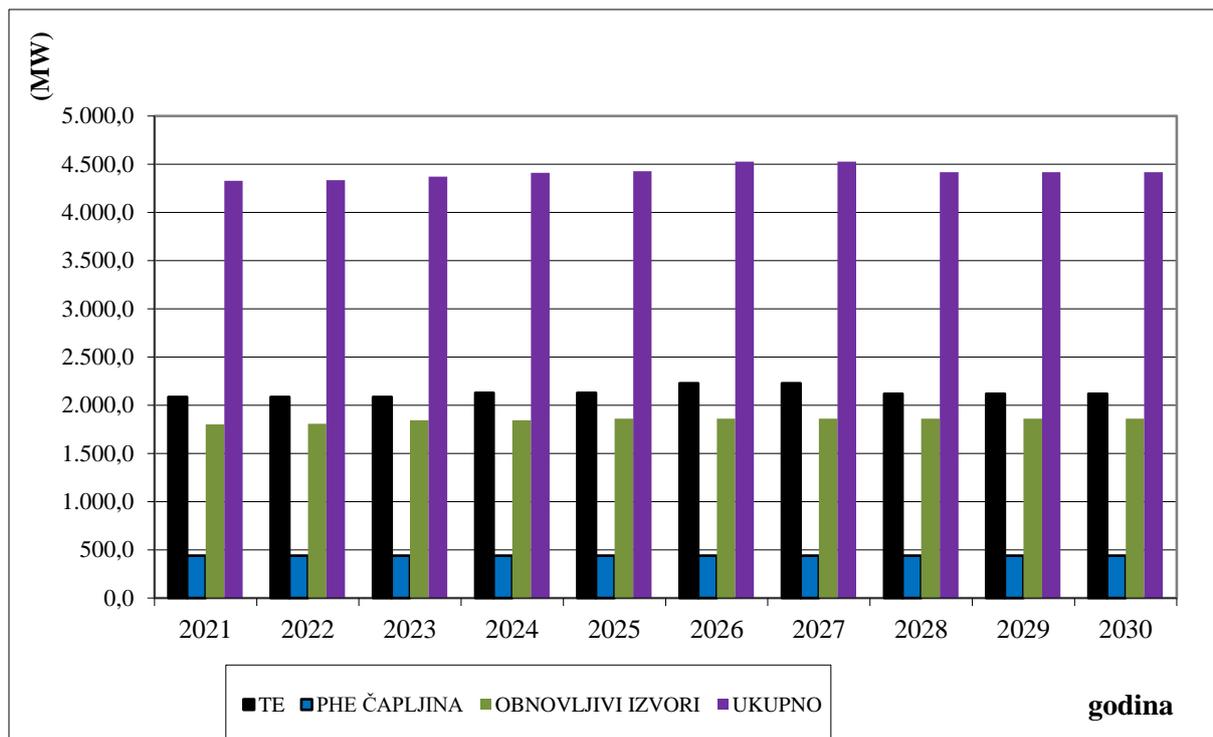
PROIZVODNJA	(GWh)									
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
TE	10.149,0	9.598,3	10.434,3	10.421,0	11.397,2	11.201,4	12.157,3	11.302,3	11.092,3	11.302,3
PHE ČAPLJINA	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0
OBNOVLJIVI IZVORI	5.550,7	5.581,0	5.770,4	5.770,4	5.847,7	5.847,7	5.847,7	5.847,7	5.847,7	5.847,7
PROIZVODNJA UKUPNO	15.899,7	15.379,3	16.404,7	16.391,4	17.444,9	17.249,1	18.205,0	17.350,0	17.140,0	17.350,0



Slika 8.3. Proizvodnja električne energije na prenosnoj mreži BiH po vrsti izvora za period 2021.-2030. godina

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

(MW)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
TE	2.087,5	2.087,5	2.087,5	2.127,5	2.127,5	2.227,5	2.227,5	2.117,5	2.117,5	2.117,5
PHE ČAPLJINA	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0
OBNOVLJIVI IZVORI	1.799,6	1.807,3	1.843,4	1.843,4	1.859,2	1.859,2	1.859,2	1.859,2	1.859,2	1.859,2
UKUPNO	4.327,1	4.334,7	4.370,9	4.410,9	4.426,7	4.526,7	4.526,7	4.416,7	4.416,7	4.416,7



Slika 8.4. Instalirana snaga bilansiranih proizvodnih kapaciteta u BiH po vrsti izvora za period 2021.-2030. 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 2018. i 2019. godinu su:

(MWh/h)		
Januar 2018.	11:00	1.715
	19:00	1.811
Juli 2018.	11:00	1.488
Januar 2019.	11:00	1.834
	19:00	1.862
Juli 2019.	11:00	1.272

Maksimum za 2019. godinu od 1.945 MWh/h postignut je 05. januara u 18 sati, što je veće za 0,45% od satnog opterećenja za "treću srijedu u januaru". Primjetno je da je satno opterećenje za treću srijedu u julu 2019. godine manje za 216 MW od satnog opterećenja u julu 2018. godine, što je posljedica isključenja sa mreže najvećeg potrošača u BiH, Aluminij d.d. Mostar. Kao posljedica izlaska Aluminijskog pogona, maksimalno satno opterećenje u decembru 2019. godine je značajno manje nego u prethodnim godinama i iznosilo je 1.827 MW (31.12. 2019. godine, 18-ti sat). U Tabelama 8.10. i 8.11. 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	24.12.2013. 18-ti sat	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
Pmax (MW)	2.074	2.207	2.105	2.098	2.189	1.994	1.945
%	-3,22	6,4	-4,6	-3,3	4,3	-8,9	-2,5

Tabela 8.12. Minimalne jednovremene snage konzuma

Godina	02.05.2013. 6-ti sat	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
Pmin (MW)	866	833	858	845	847	805	709
%	3,96	-3,8	3,0	-1,5	0,2	-4,95	-11,9

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 2019. godine (1.827 MW).

U tabeli 8.13. prikazana je procjena jednovremenih maksimalnih snaga konzuma na prijenosnoj mreži za period 2021.-2030. godina.

Tabela 8.13. Procjena jednovremenih maksimalnih snaga konzuma na prenosnoj mreži

(MW)	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Vršna snaga konzuma na prenosnoj mreži	1.847	1.867	1.888	1.909	1.930	1.951	1.972	1.994	2.016	2.038	2.061

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

9.1 Opis CBA scenarija

Scenariji za TYNDP 2020 se naslanjaju na scenarije iz TYNDP 2018. Da bi se osigurala konzistentnost između izvještaja, nastoji se očuvati suština scenarija do određenog stepena. Energetski pejzaž se neprekidno razvija i scenariji moraju biti u toku s glavnim pokretačima i trendovima koji utiču na energetski sistem.

Glavni akcenti su:

1. Biti u skladu s ciljevima 1,5° C Pariškog sporazuma, karbonska neutralnost mora biti dostignuta do 2040. godine u elektrosektoru i do 2050. godine u svim sektorima. Dodatne mjere su neophodne za postizanje neto negativnih emisija nakon 2050. godine.
2. Da se postigne nulta neto emisija zahtjeva se inovacija u novim i postojećim tehnologijama:
 - smanjenje nivelisanih troškova energije iz obnovljivih izvora
 - povećanje efikasnosti i tipa uređaja krajnjeg korisnika
 - podrška obnovljivim izvorima i dekarbonizovanom gasu
 - razviti tehnologije koje će podržavati negativne emisije
3. „Brze pobjede“ su suštinske za smanjenje temperature globalnog zagrijavanja. Zamjena uglja sa gasom u elektrosektoru može uštedjeti 150 Mt CO₂ po godini do 2025.
4. Optimizovati konverzije, direktna upotreba električne energije je važna opcija koja rezultira u progresivnoj elektrifikaciji kroz sve scenarije. Gas će nastaviti da igra jednu važnu ulogu u sektorima kao sirovina u neenergetskoj upotrebi, visokotemperaturnim procesima, transportu i avijaciji ili u hibridnim rješenjima da se napravi optimalna upotreba u obje infrastrukture.
5. Kretati se prema niskokarbonskim energetskim sistemima, potrebna je značajna investicija u gas i obnovljive izvore električne energije. Dalja ekspanzija prekograničnih prenosnih kapaciteta između tržišta će doprinijeti da se osigura da se obnovljivi izvori efikasno distribuiraju i dispečiranju na evropskom tržištu električne energije.
6. Vjetar i solarna energija će igrati važnu ulogu u evropskom energetskom sistemu, međutim, scenariji ukazuju da će dekarbonizacija gasa biti takođe važan faktor. Ovo će se realizovati angažmanom tehnologija sa povećanjem udjelom obnovljivog gasa, kao što je biometan i dekarbonizovani gas povezan sa skladištenjem karbona (CCS - *Carbon Capture and Storage*).
7. Trenutno gas kao energetski faktor je uglavnom baziran na metanu, kao glavnoj komponenti prirodnog gasa. Dugoročno bi hidrogen mogao postati jednako važan energetski faktor prema potpunoj dekarbonizaciji gasa u 2050.
8. Dugoročno, „energija prema gasu“ će igrati ključnu ulogu u integraciji viška električne energije iz obnovljivih izvora i dekarbonizacije gasnog sektora. Gasne elektrane će nastaviti da obezbjeđuju neophodnu fleksibilnost sistema, usljed povećane promjenljivosti proizvodnje električne energije (nOIE).

9. Danas, EU uvozi većinu primarne energije (oko 55%). Dekarbonizacija će promijeniti ovaj obrazac. Proizvodnja električne energije iz sopstvenih izvora će smanjiti uvozu zavisnost do oko 20-36%. Uvoz ostaje važan sektor u budućem energetsom snabdjevanju čineći upotrebu kompetitivnih prirodnih resursa izvan teritorije EU. Posebno za gas, uvozna raspodjela povećava se u svim scenarijima do 2030. usljed pada proizvodnje prirodnog gasa u EU.

9.2 Pokretači scenarija

ENTSO-E je identifikovao dva glavna pokretača za razvoj scenarija: dekarbonizacija i centralizacija/decentralizacija. Dekarbonizacija se odnosi na smanjenje stakleničkih plinova u ukupnoj GHG (*greenhouse gas*) emisiji, dok centralizacija/decentralizacija se odnosi na postavku energetske sistema, kao što je udio velikog/malog obima proizvodnje električne energije (offshore vjetroelektrane nasuprot solarnih PV) ili udio autohtonih obnovljivih gasova (biometan i P2G) nasuprot udjela uvoza dekarbonizovog gasa (prije ili poslije izgaranja).

Za kratkoročni i srednjoročni period, scenariji uključuju jedan scenario tzv. „Najbolja procjena“ (*Best Estimate*) (podaci prema *bottom-up* scenariju uključuju i *merit-order* načelo ekonomskog prvenstva između uglja i gasa u 2025.). Za dugoročni period, oni uključuju tri različita scenarija koji odražavaju povećanje neizvjesnosti.

- Za 2020. i 2025., svi scenariji se baziraju na podacima iz TSO-ova prema *bottom-up* scenariju. „*Best estimate*“ scenario odražava trenutne ciljeve definisane nacionalnom i evropskom regulativom. Analiza osjetljivosti koja se odnosi na *merit-order* načelo između uglja i gasa u elektro sektoru je uključena za 2025. godinu. Analiza prati ulazne podatke dioničara koji se odnose na neizvjesnost cijena, čak i u kratkoročnom periodu. Ovo se opisuje kao scenario 2025 ugalj prije gasa (CBG) i 2025 gas prije uglja (GBC).
- Nacionalni trendovi zadržavaju svoje *bottom-up* karakteristike, uzimajući u obzir najbolja znanja TSO-ova u gasnom i elektro sektoru u skladu sa NECP (Nacionalni energetske i klimatski planovi). Specifični podaci za zemlje obuhvataju 2030. i 2040. u skladu s TYNDP vremenskim okvirom. Buduće pretpostavke za gas su napravljene i za 2050. godinu.
- Distribuirana energija i „*Global ambition*“ (globalna ambicija) su izgrađeni kao ukupni energetske scenario (svi sektori, svako gorivo) sa *up-bottom* metodologijom. Oba scenarija imaju cilj dostizanja cilja 1,5°C Pariškog sporazuma koji prati karbonski budžet (karbonski budžet se odnosi na neto total CO₂ koji može biti emitovan u datom vremenskom periodu uzimajući u obzir i ukupni CO₂ koji je odstranjen u istom periodu). Razvijeni su na nivou zemalja do 2040. i za gas do 2050. godine.

9.3 Scenariji za 2030. i 2040./2050. su:

9.3.1 Nacionalni trendovi (NT)

Nacionalni trendovi je centralni scenario koji se bazira na NECP u skladu s upravljanjem energetske unije i klimatskim akcionim pravilima, ali i u skladu s nacionalnim politikama i klimatskim ciljevima koji su već potvrđeni od strane članica EU. Prateći fundamentalne principe, NT je u saglasnosti s klimatskim i energetske okvirom Evropske unije za 2030. godinu (32% obnovljivi izvori, 32,5% energetska efikasnost) i dugoročnom strategijom

Evropske komisije za 2050. godinu s dogovorenim klimatskim ciljem smanjenja emisije CO₂ u iznosu 80-95% u odnosu na nivo iz 1990.

9.3.2 Globalna ambicija (GA)

GA je scenario koji je u saglasnosti s ciljem 1,5° C Pariškog sporazuma koji takođe razmatra klimatske ciljeve EU za 2030. GA gleda na budućnost koja se vodi razvojem centralizovane proizvodnje, što ide prema značajnijim smanjenjima troškova u tehnologijama u nastajanjima kao što su *off-shore* vjetroelektrane, ali takođe se razmatra i uvoz energije iz kompetitivnih izvora kao održiva opcija.

9.3.3 Distribuirana energija (DE)

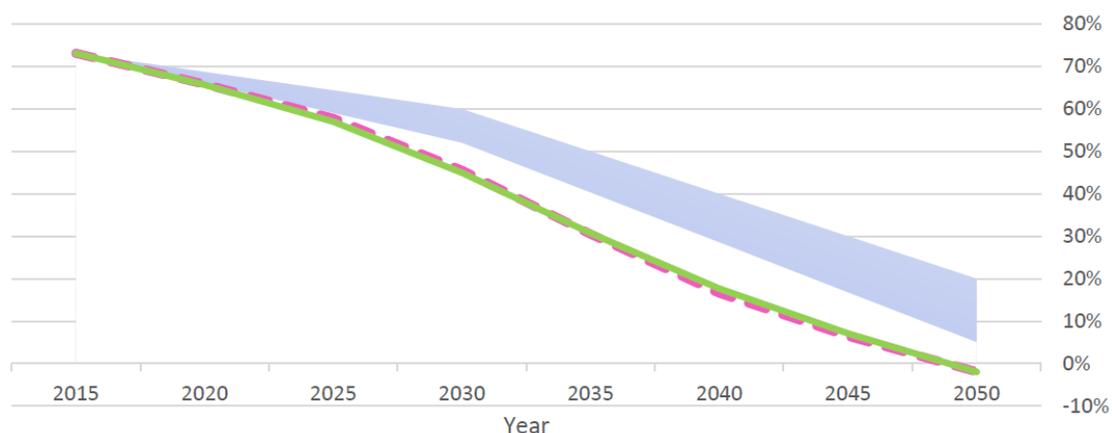
DE je scenario koji je u saglasnosti s ciljem 1,5° C Pariškog sporazuma. On uzima decentralizovani pristup energetske tranziciji. Ključna karakteristika scenarija je uloga proizvođača-potrošača ili *prosumer*-a, koji aktivno učestvuju na tržištu električne energije i pomažu u procesu sistemske dekarbonizacije.

9.3.4 Emisija stakleničkih plinova

Uopšteno dekarbonizacija Evrope je pokretač energetske tranzicije. ENTSO-E-ovi inicijalni scenariji su uglavnom bili vođeni EU ciljevima dekarbonizacije, definisani za klimatski i energetski okvir za 2030. godinu i dugoročni cilj smanjenja emisija stakleničkih plinova do 80-95% (do 2050.).

Bazirano na konsultacijama, ENTSO-E je promijenio svoj pristup za dva *up-bottom* scenarija Globalna ambicija i Distribuirana energija, uzimajući u obzir ciljeve Pariškog sporazuma o zadržavanju povećanja temperature ispod 2 °C i podržavajući napore da se to zadrži i ispod 1,5 °C.

Za scenario Nacionalni trendovi, zadnji raspoloživi podaci iz NECP će biti uzeti u obzir. Ovo će osigurati da je scenario u skladu s nacionalnim i EU ciljevima smanjenja emisije stakleničkih plinova. Na sljedećem dijagramu prikazani su ciljevi koji se odnose na proces dekarbonizacije i koji su definisani kroz tri scenarija.



Slika 9.1. Dekarbonizacija (siva - Nacionalni trend; zelena – Globalna ambicija; crvena – Distribuirana energija)

Iako su svi scenariji usmjereni prema dekarbonizovanoj budućnosti za EU, oni se suštinski razlikuju u pristupu njihove energetske tranzicije, npr. jedna od tema je da bi evropska energetska tranzicija mogla biti pokrenuta ili putem centralizacije ili decentralizacije.

9.4 Centralna matrica

Centralna matrica definiše visoki nivo pretpostavki za scenarije i kako će svaki scenario omogućiti energetska tranziciju. Matrica osigurava da se mogu dostići različiti skupovi podataka koji mogu pokriti nekoliko budućih scenarija za energetska tranziciju.

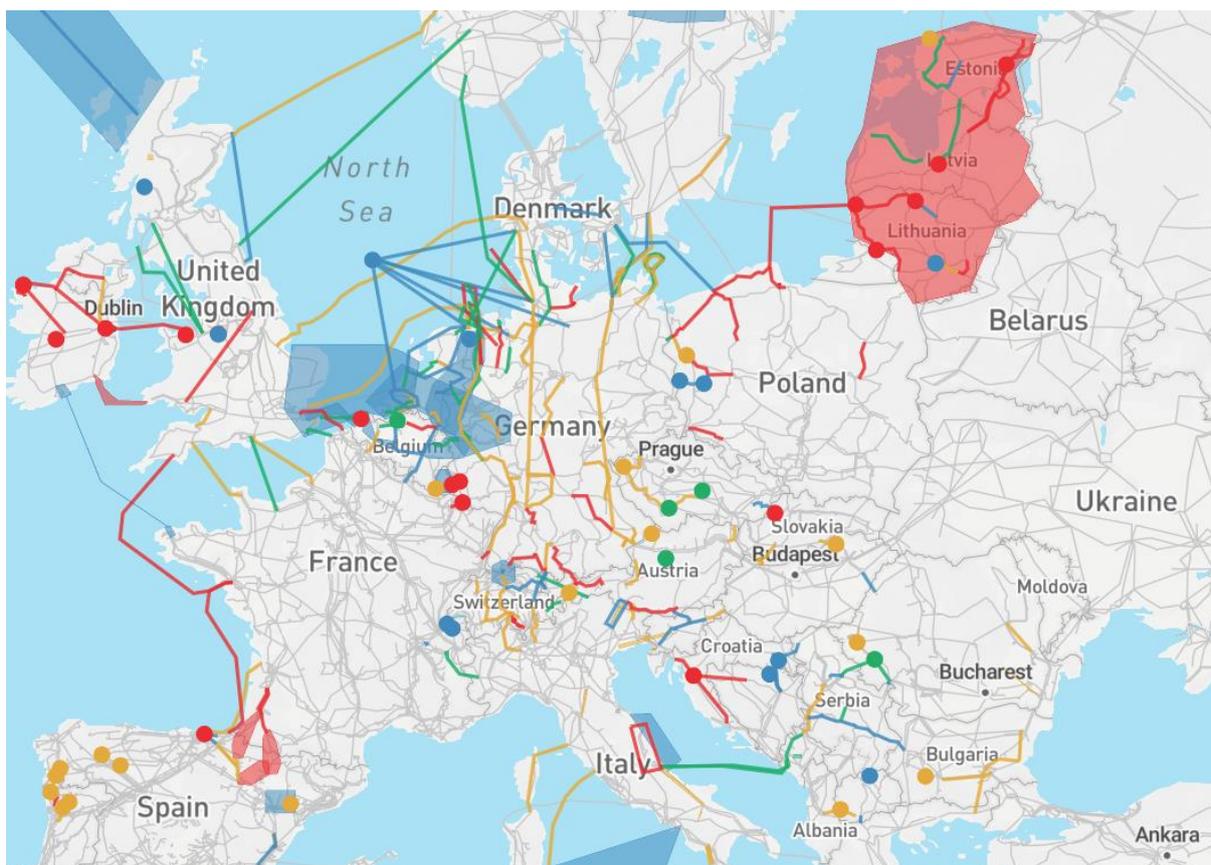
Faktor		Pregled scenarija za 2050		
Scenario		Nacionalni trendovi	Globalna ambicija	Distribuirana energija
Kategorija	Kriterij			
Primarni miks	Ugalj	---	---	---
	Nafta	--	---	---
	Nuklear	--	--	---
	Hidro	o	o	o
	Geotermal	o	+	++
	Biomasa	+	++	+++
	Uvezeni RES i dekarbonizovani gas	+	+++	+
	Prirodni gas	-	--	---
	Vjetar	++	+++	+++
	Vjetar ofšor	++	+++	++
	Solar	++	++	+++
	Vjetar za P2G	+	+	++
	Solar za P2G	+	+	+++
	Uvezeno zeleno tečno gorivo	+	++	+
Grijanje-visoke temperatura	Ukupna potrošnja	o	-	-
	Potrošnja električne energije	+	+	++
	Potrošnja gasa	+	++	o
Grijanje-niske temperatura	Ukupna potrošnja	-	--	--
	Potrošnja električne energije	+	++	+++
	Potrošnja gasa	-	-	--
Transport	Ukupna potrošnja (sva energija)	-	--	--
	Potrošnja električne energije	+	++	+++
	Potrošnja gasa	+	++	+
Električna energija i osvjetljenje	Potrošnja električne energije	o	-	-

Legenda:

---	--	-	o	+	++	+++
N/A	Umjerena redukcija	Niska redukcija	Stabilan	niski porast	Umjereni porast	Visoki porast

Završetak TYNDP 2020 je planiran za drugi dio ove godine, tako da izvodi koji se odnose na projekte nije moguće dati u ovom planu. Iz tog razloga su prikazani projekti iz postojećeg TYNDP 2018.

9.5 Projekti



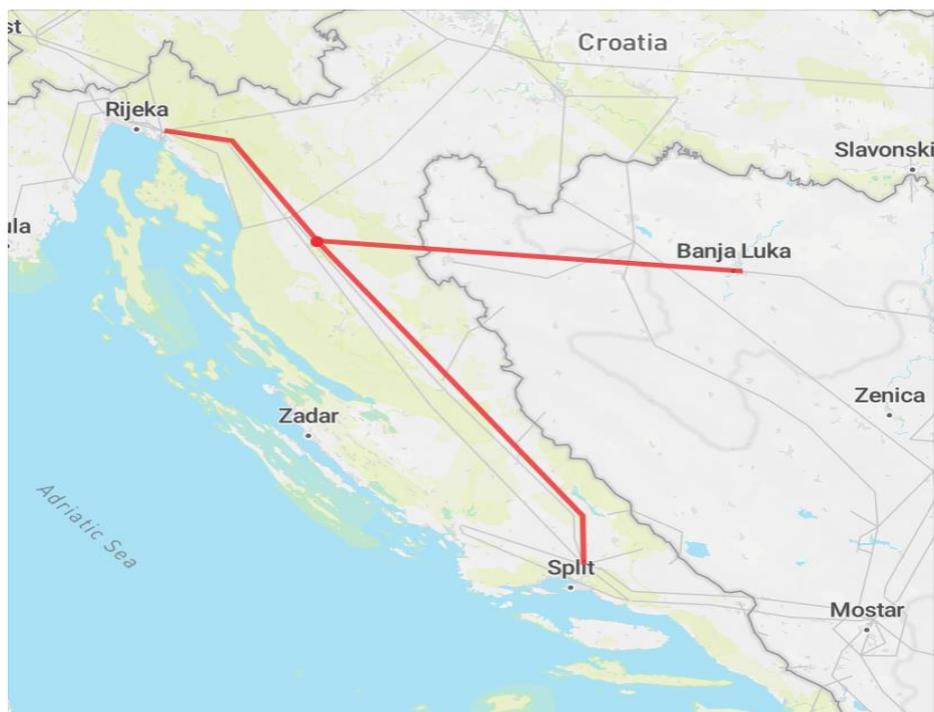
Slika 9.2. Mapa svih projekata u TYNDP

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

9.5.1 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/Elektroprenos BiH.



Slika 9.3. Projekat 343

Elementat	Trenutni status	Očekivana godina puštanja u pogon	Evolucija	Opis
DV 400 kV Banja Luka (BA) – Lika (HR)	Studija izvodljivosti završena	2028*/2030	Investicija pomjerena s 2022.	Novi interkonektivni vod
DV 400 kV Lika (HR) – Melina (HR)	Studija izvodljivosti završena	2028*/2030	Investicija pomjerena s 2022.	Zamjena postojećeg 220 kV voda
DV 400 kV Lika (HR) – Konjsko (HR)	Studija izvodljivosti završena	2028*/2030	Investicija pomjerena s 2022.	Zamjena postojećeg 220 kV voda
TS Lika (HR) 400/110 kV	Studija izvodljivosti završena	2028*/2030	Investicija pomjerena s 2022.	Nova TS

9.5.1.1 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, usljed 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 prenos 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.

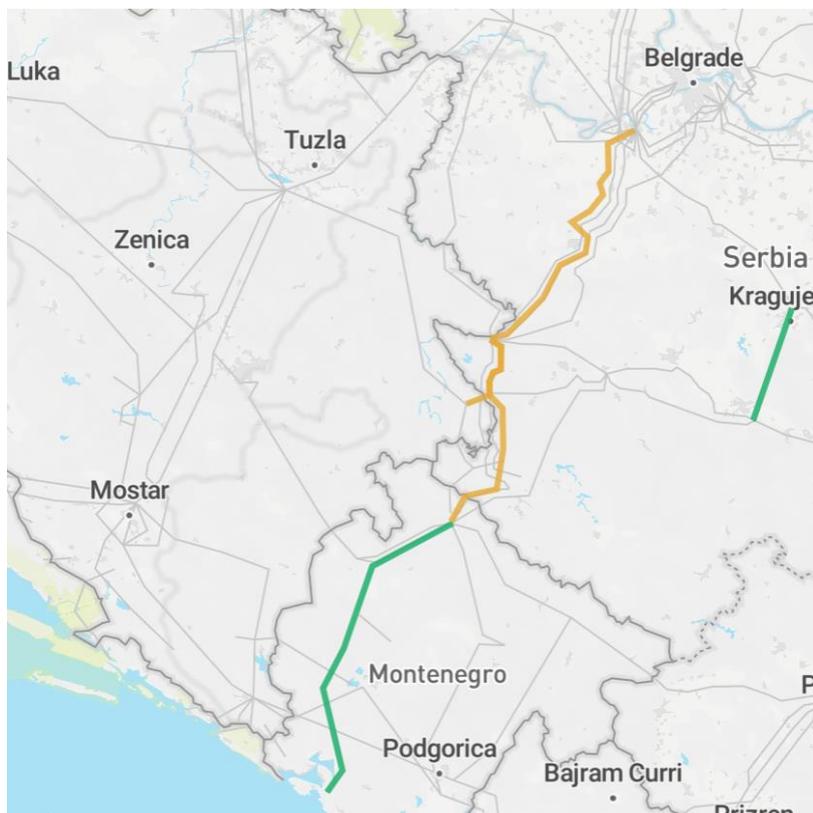


Slika 9.4. CBA indikatori za projekat 343

9.5.2 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 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/Elektroprenos BiH, CGES



Slika 9.5. Transbalkanski koridor

Element	Trenutni status	Očekivana godina puštanja u pogon	Evolucija	Opis
TS 400 kV Bajina Bašta (RS)	Obezbjedivanje dozvole	2024	Investicija pomjerena s 2022.	Nadogradnja postojeće TS 220 kV na 400 kV nivo
DV 400 kV Višegrad (BA)–Bajina Bašta (RS)	Obezbjedivanje dozvole	2024	Investicija pomjerena s 2022.	Interkonektivni DV (2 x 400 kV od TS Višegrad do Vardišta, granice sa Srbijom)

DV 400 kV Bajina Bašta (RS) – Obrenovac (RS)	Obezbjediavanje dozvole	2024	Investicija pomjerena s 2022.	Pojačanje prenosne mreže u Srbiji
DV 400 kV Bajina Bašta (RS) – Pljevlja (ME)	Obezbjediavanje 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

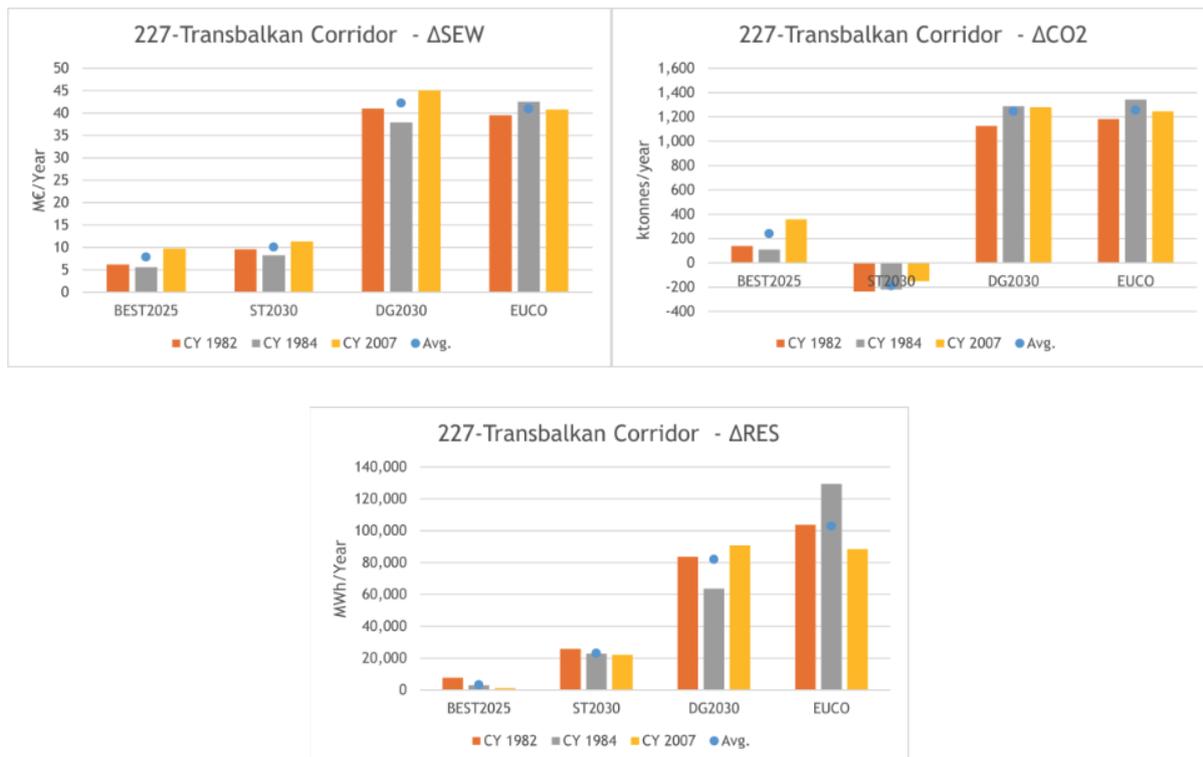
Napomena: U već završenoj studiji izvodljivosti iz 2014. godine, umjesto postojećeg 220 kV dalekovoda izgradio bi se dvostruki 400 kV vod. Razmatrana je opcija povezivanja TS Višegrad preko jednog voda na TS 400 kV Bajina Bašta i drugog na HE Bistrica. U međuvremenu Elektroprivreda Srbije (EPS) je odustala od izgradnje HE Bistrica tako da način povezivanja TS Višegrada preko drugog voda treba ponovo da se razmotri. U toku su pripreme za izradu inovirane studije izvodljivosti koja će da analizira način uklapanja TS Višegrad. Takođe, studija će da obuhvati izradu neophodne dokumentacije za dobijanje neophodnih dozvola za dalju izgradnju.

9.5.2.1 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 vidljiviji u ova dva scenarija, projekat olakšava RES integraciju i prouzrokuje dodatne margine adekvatnosti za svaki definisani 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 9.6. CBA indikatori za projekat 227

9.5.3 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 projekat 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.



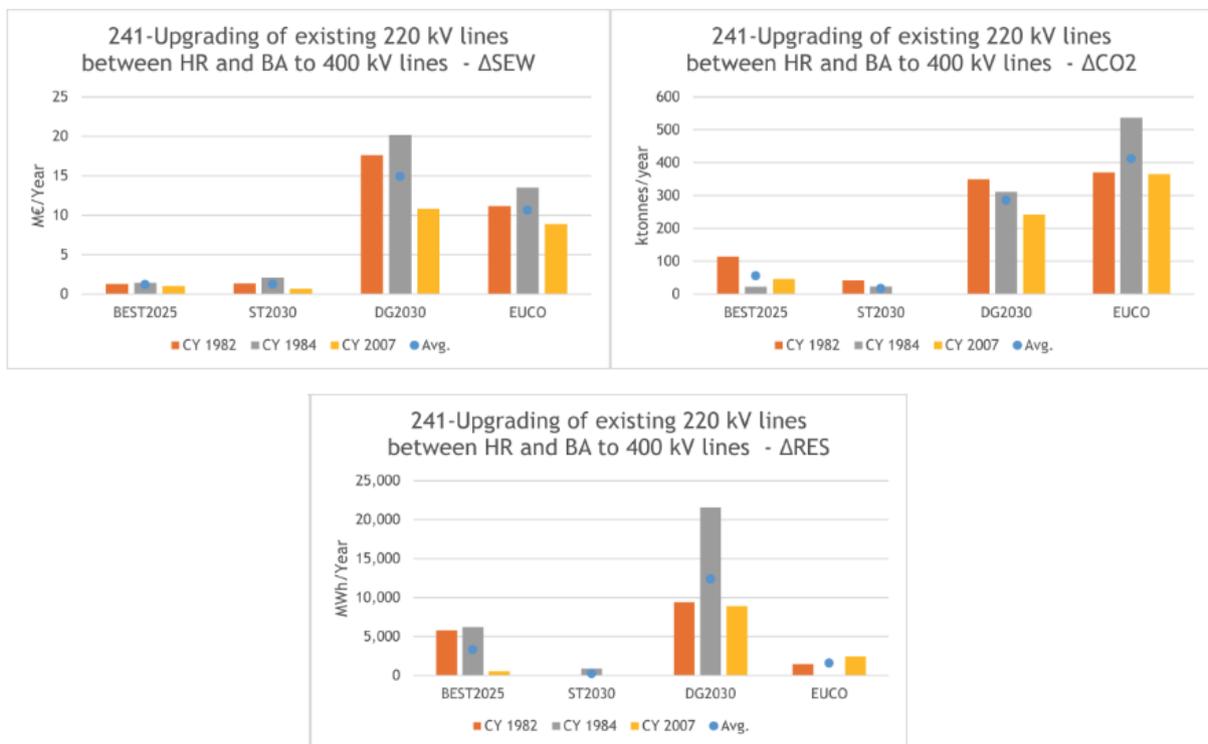
Slika 9.7. Projekat 241

Element	Trenutni status	Očekivana godina puštanja u pogon	Evolucija od TYNDP 2016	Opis
DV 400 kV TE Tuzla – Đakovo (HR)	U razmatranju	2032	Investicija pomjerena s 2030.	Zamjena postojećeg 220 kV interkonektivnog voda.
DV 400 kV Gradačac – Đakovo (HR)	U razmatranju	2032	Investicija pomjerena s 2030.	Zamjena postojećeg 220 kV interkonektivnog voda.
DV 400 kV Gradačac – TE Tuzla	U razmatranju	2032	Nova investicija	Zamjena postojećeg 220 kV voda.
TS Gradačac 400/x kV	U razmatranju	2032	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.	

9.5.3.1 Benefiti projekta 241

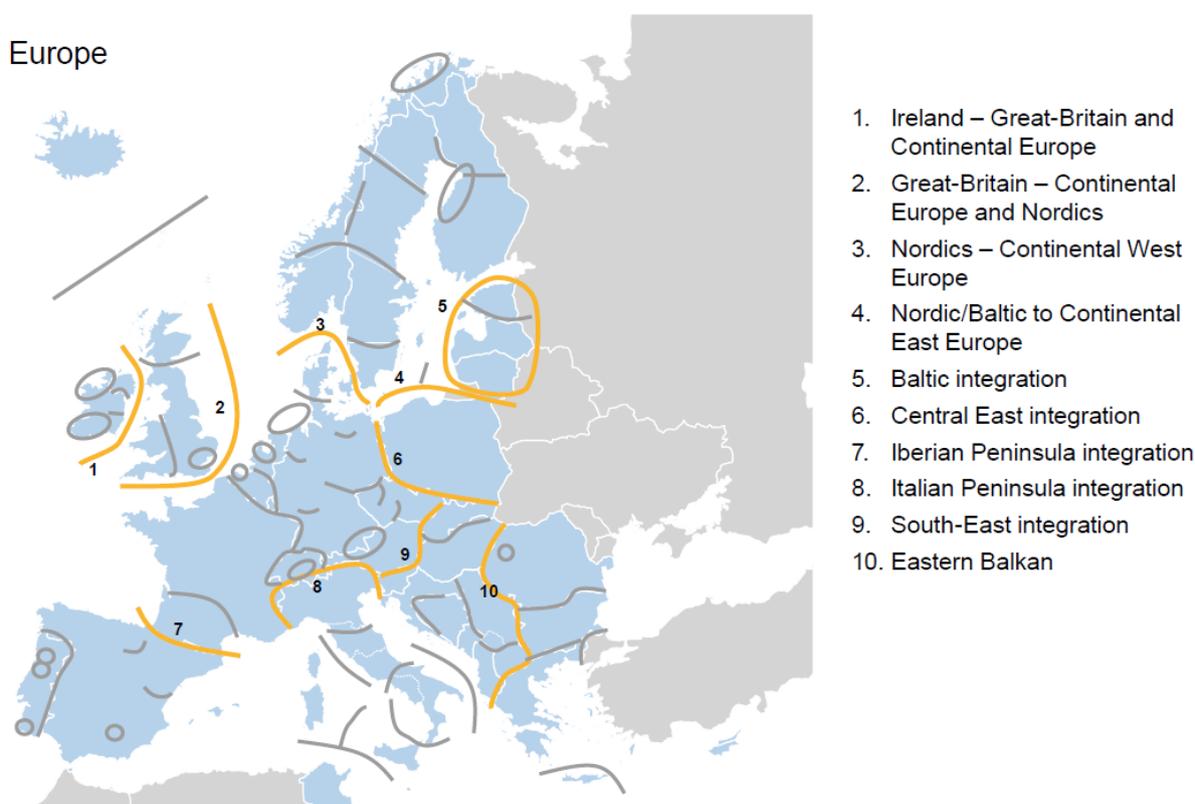
Iako je povećanje NTC na granici BA-HR u oba smjera jednako nuli, projekat ima pozitivan uticaj na povećanje SEW za sve scenarije, a takođe pokazuje benefite u RES integraciji naročito za scenario 2030 DG što je u saglasnosti s prirodom scenarija. Povećanje emisije CO₂ je prisutno u većini scenarija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



Slika 9.8. CBA indikatori za projekat 241

9.5.4 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 formiranih od klastera (grozdova) između relevantnih market područja. Princip proračuna je da pruži serije scenarija za TYNDP 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 9.9. Glavne granice TYNDP 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 1000 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 9.1.- Prekogranični prenosni kapacitet (MW)

(MW)	Maksimalni mjesečni NTC za 2020.		Referentna mreža (2027)		Svi projekti izgrađeni prije 2035. godine	
	=>	<=	=>	<=	=>	<=
Granica	=>	<=	=>	<=	=>	<=
BA – HR	1000	1000	1250	1250	1894	1548
BA – RS	600	600	1100	1200	1100	1200
BA – ME	500	500	800	750	800	750

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

10. ZAKLJUČCI I SUGESTIJE

Analiza podataka koje su dostavili korisnici prenosnog sistema Bosne i Hercegovine i rezultata Indikativnog plana razvoja proizvodnje za period 2021.-2030. 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 poglavlju 6.4. Prosječni godišnji porast potrošnje za niži scenario iznosi 0,4%, bazni scenario 1,1% i viši scenario 2,2%.

Potrebno je još jednom napomenuti da je značajno smanjenje potrošnje u 2019. godini za gotovo 7% nastalo radi izlaska iz pogona najvećeg potrošača u BiH- Aluminij d.d. Mostar, koji je isključen sa mreže u julu 2019. godine. Što se tiče potrošnje u baznoj 2020. godini, ona je proračunata na osnovu ostvarenja iz 2019. godine (bruto distributivna potrošnja) i Bilansa za 2020. godinu, gdje kod predviđanja potrošnje direktnih potrošača nije uzeta u obzir potrošnja kupca Aluminij d.d. Mostar. Predviđena bazna potrošnja u 2020. godini je manja za 4,5% od potrošnje u 2019. godini.

Na taj način, prognozirane vrijednosti potrošnje u ovom Indikativnom planu su značajno manje u odnosu na prethodni Indikativni plan 2020-2029 (zavisno od scenarija ovo smanjenje se kreće 14-17%).

Analizom potrošnje za mjesec mart 2020. godine ustanovljeno je da eskalacija situacije sa COVID - 19 nije imala uticaj na ukupnu potrošnju u mjesecu martu. Pri izradi narednog IPRP 2022-2031 i bilansiranju vrijednosti za početnu godinu prognoze (2022), ostvarene vrijednosti potrošnje za 2020.godinu treba posebno analizirati u onim mjesecima u kojima je moguć uticaj na potrošnju zbog situacije sa COVID – 19.

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 vjetroelektrana je bilansirana samo VE Podveležje, iako više njih ima važeće Uslove za priključak, izdate od strane Elektroprenosa BiH, ali nemaju potvrdu nadležnih institucija entiteta. Treba napomenuti da je u martu 2019. 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 460 MW za vjetroelektrane i 400 MW za fotonaponske elektrane. Sve ovo upućuje na zaključak da je za povećanje integracije obnovljivih izvora potrebno olakšati procedure dobijanja odgovarajućih saglasnosti u nadležnim insitucijama entiteta.
3. 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 izgrađenih novih termoelektrana). Provedene analize upućuju na

zaključak da je za sve scenarije potrošnje i planiranu proizvodnju postojećih i novih bilansiranih proizvodnih kapaciteta sa izgrađenim novim termoelektranama, zadovoljen bilans električne energije kao i da postoje značajni viškovi. Međutim, u slučaju da ne dođe do izgradnje novoplaniranih termoelektrana, radi gašenja pet postojećih blokova u TE Tuzla i TE Kakanj bilans električne energije za viši scenario potrošnje bi bio negativan od 2028. godine, tj. proizvodnja ne bi mogla zadovoljiti potrošnju električne energije u BiH. To znači da bi za ovaj scenario potrošnje potrebe Bosne i Hercegovine morale biti zadovoljene uvozom električne energije.

4. 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 razvitka BiH do 2035, koja je usvojena od strane Vijeća ministara krajem avgusta 2018. godine [9], predstavlja veoma važan dokument. Okvirnom energetskom strategijom identificirana je vizija te ključni strateški ciljevi i smjernice, uzimajući u obzir resurse i kompetencije Bosne i Hercegovine. Takođe, početkom 2019. godine Ministarstvo vanjske trgovine i ekonomskih odnosa pokrenulo je izradu Nacionalnog energetskog i klimatskog plana Bosne i Hercegovine (NECP), koji treba biti završen do kraja 2020. godine. 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.
5. 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.
6. U plan je uključen pregled projekata iz TYNDP 2018 koji se odnose na pojačanje mreže koji uključuju i interkonektivne vodove naponskog nivoa 400 i 220 kV između BiH i susjednih operatora sistema. TYNDP 2018 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.

11. LITERATURA

1. Indikativni plan razvoja proizvodnje 2020-2029, NOSBiH, 2019. godina
2. „Izvještaj o tokovima električne energije u BiH u 2019. godini“ – NOSBiH, Sarajevo, 2019. godina
3. Mješoviti Holding Elektroprivreda Republike Srpske Trebinje, Matično preduzeće, akcionarsko društvo Trebinje, "Podaci za Indikativni plan razvoja proizvodnje 2021.-2030.", decembar 2019.
4. Javno preduzeće Elektroprivreda Bosne i Hercegovine d.d. „Podaci za Indikativni plan razvoja proizvodnje 2021-2030“, Sarajevo, decembar 2019.
5. Elektroprivreda Hrvatske Zajednice Herceg Bosne d.d. Mostar „Podaci za Indikativni plan razvoja proizvodnje 2021-2030", Mostar, prosinac 2019.
6. Mrežni kodeks, NOSBiH.
7. „Bilans električne energije na mreži prenosa za 2020. godinu“, NOSBiH, Sarajevo, 2019. godina
8. www.entsoe.eu
9. http://www.mvteo.gov.ba/data/Home/Dokumenti/Energetika/Okvirna_energetska_strategija_Bosne_i_Hercegovine_do_2035_BIH_FINALNA.PDF

12. PRILOG: SPISAK PRIJAVLJENIH PROIZVODNIH KAPACITETA

Termoelektrane

Proizvodni kapaciteti prijavljeni za Indikativni plan proizvodnje 2021-2030

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.	2026	- Revidovan Elaborat
2	TE Tuzla - Blok 7	1	450	450	2 626 849	EP BIH d.d.	2024	- Revidovan Elaborat
3	TE Banovići	1	350	350	2 200 000	R i TE Banovići d.o.o.	2023	- Revidovan Elaborat
4	TO Zenica	1	14,45	14,45	109 309	Toplana Zenica d.o.o.	2020	- Revidovan Elaborat
5	RiTE Kongora	2	275	550	3 000 000	EP HZ HB d.d.	2025/2035	
6	TE Gacko II	1	350	350	2 556 000	MH ERS a.d.	•	
7	TE Ugljevik II	1	300	300	2 190 000	MH ERS a.d.	•	
UKUPNO				2 314,45 MW				

Hidroelektrane

Proizvodni kapaciteti prijavljeni za Indikativni plan proizvodnje 2021-2030

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 (sistem MHE)	7		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.	2025	- 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.	2017/2023	
9	PHE Kablić	1	52	52	73 442	EP HZ HB d.d.	2020/2027	
10	HE Ugar Ušće	2	5,8	11,6	33 188	EP HZ HB d.d.	2020/2023	
11	HE Ivik	2	5,6	11,2	21 880	EP HZ HB d.d.	2020/2026	
12	HE Vrletna Kosa	2	5,6	11,2	22 538	EP HZ HB d.d.	2022/2028	

Hidroelektrane

Proizvodni kapaciteti prijavljeni za Indikativni plan proizvodnje 2021-2030

R.br.	Naziv objekta	Broj agregata	Snaga agregata (MW)	Instalisana snaga (MW)	Godišnja proizvodnja (MWh)	Investitor	Godina	Napomena
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.	2019/2026	
15	HE Nevesinje	1	35	35	81 840	MH ERS a.d.	2029	
16	HE Buk Bijela	3	2 x 40,11 +1 x 13,3	93,52	332 300	MH ERS a.d.	2024	
17	HE Foča	3	2 x 19,4 + 1 x 5,35	44,15	175 900	MH ERS a.d.	2025	
18	HE Dubrovnik II	2	152	304	318 400	MH ERS a.d.	2026	
19	HE Bileća	2	16,74	33,48	122 000	MH ERS a.d.	2024	
20	HE Sutjeska	3	(2 x 24 + 1,5) MVA	42,25	95 620	MH ERS a.d.	2026	
21	HE Paunci	3	(2 x 21 + 1 x 5,5) MVA	43,21	161 960	MH ERS a.d.	2025	
22	HE Dubravica	4	21,8	87,2	335 480	MH ERS a.d.	2027	
23	HE Tegare	4	30,235	120,94	448 046	MH ERS a.d.	2027	
24	HE Rogačica	4	28,32	113,28	413 422	MH ERS a.d.	2027	

Hidroelektrane

Proizvodni kapaciteti prijavljeni za Indikativni plan proizvodnje 2021-2030

R.br.	Naziv objekta	Broj agregata	Snaga agregata (MW)	Instalisana snaga (MW)	Godišnja proizvodnja (MWh)	Investitor	Godina	Napomena
25	HE Čehotina (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	
26	S3, SJ2, SJ3	3	(1 x 4,243 + 1 x 2,594 + 1 x 2,297) MVA	9,134	15 286 9 409 8 390	Hydroenergy	2022 2021 2020	
UKUPNO				1 447,347 MW				

Vjetroelektrane

Proizvodni kapaciteti prijavljeni za Indikativni plan proizvodnje 2021-2030

R.br.	Naziv objekta	Broj agregata	Snaga agregata (MW)	Instalisana snaga (MW)	Godišnja proizvodnja (MWh)	Investitor	Godina	Napomena
1	VE Podveležje	15	3,2	48	120 000	EP BIH d.d.	2021	- Revidovan Elaborat
2	VE Kupres	16	3	48	135 000	Kamen dent d.o.o.	2021	- Revidovan Elaborat
3	VE Pakline 1	16	3	48	155 000	Kamen dent d.o.o.	2022	- Revidovan Elaborat
4	VE Pakline 2	16	3	48	145 000	Kamen dent d.o.o.	2022	- Revidovan Elaborat
5	VE Pločno	16	4,2	67,2	154 000	Energy 3 d.o.o.	2023	- Revidovan Elaborat
6	VE Podveležje (Merdžan glava i Poljice)	14	4,2	58,8	142 000	Energy 3 d.o.o.	2024	- Revidovan Elaborat
7	VE Baljci	16	2,98	47,7	148 000	Tomislavgrad-Kupres d.o.o.	2021	- Revidovan Elaborat
8	VE Oštrc	8	5 x 3,6+ 3 x 3,4	28,2	94 000	Relaks d.o.o	2021	- Revidovan Elaborat
9	VE Galica	20	2,5	50	123 700	TLG d.o.o.	2021	
10	VE Vlašić	20	2,5	50	123 700	TLG d.o.o.	2021	
11	VE Tušnica	11	6	66	173 000	FL Wind d.o.o.	2024	

Vjetroelektrane

Proizvodni kapaciteti prijavljeni za Indikativni plan proizvodnje 2021-2030

R.br.	Naziv objekta	Broj agregata	Snaga agregata (MW)	Instalisana snaga (MW)	Godišnja proizvodnja (MWh)	Investitor	Godina	Napomena
12	VE Derala	29	4,2	121,8	372 935	G&G energija d.o.o.	2021	
13	VE Kamena	8	4,2	33,6	78 960	Energy 3 d.o.o.	2025	
14	VE Bahtijevice	12	4,2	50,4	131 000	Impro Impex d.o.o.	2026	
15	VE Morine	13	4,2	54,6	141 000	VE Grebak d.o.o.	2027	
16	VE Grebak	15	4,2	63	175 900	VE Grebak d.o.o.	2022	
17	VE Pakline-Ljubuša	•	•	260	750 000	Kamen dent d.o.o.	2025	
18	VE Bitovnja	•	•	60	145 000	EP BIH d.d.	2025	
19	VE Borisavac	•	•	50 MVA	120 000	EP BIH d.d.	2029	
20	VE Vlašić	•	•	50	120 000	EP BIH d.d.	2024	
21	VE Hrgud	16	3	48	126 000	MH ERS a.d.	2022	
22	VE Velika Vlajna	16	3	48	92 081	EP HZ HB d.d.	2023/2028	
23	VE Livno (Borova Glava)	26	2	52	149 620	EP HZ HB d.d.	2026/2030	
24	VE Poklečani	36	2	72	258 595	EP HZ HB d.d.	2020/2025	
25	VE Škadimovac			110,88	320 000	RWP VITOROG D.O.O.	2021	

Vjetroelektrane

Proizvodni kapaciteti prijavljeni za Indikativni plan proizvodnje 2021-2030

R.br.	Naziv objekta	Broj agregata	Snaga agregata (MW)	Instalisana snaga (MW)	Godišnja proizvodnja (MWh)	Investitor	Godina	Napomena
26	VE Dževa			46	136 000	Vjetroelektrane d.o.o Glamoč	2023	
27	VE Slovinj			139,65	349 000	Vjetroelektrane d.o.o Glamoč	2023	
UKUPNO				cca 1 819,83 MW				

Solarne elektrane								
Proizvodni kapaciteti prijavljeni za Indikativni plan proizvodnje 2021-2030								
R.br.	Naziv objekta	Broj agregata	Snaga agregata (MW)	Instalisana snaga (MW)	Godišnja proizvodnja (MWh)	Investitor	Godina	Napomena
1	SE Trebinje I			98,95	137 600	MH ERS a.d.	2021	
UKUPNO				cca 98,95 MW				

