



ELEKTROPRIJENOS BiH
ЕЛЕКТРОПРЕНОС БИХ

***DUGOROČNI PLAN RAZVOJA
PRENOSNE MREŽE 2021 - 2030.
KNJIGA I***

Februar 2021.

“Elektroprenos Bosne i Hercegovine” a.d. Banja Luka IB: 402369530009
78000 Banja Luka, Marije Bursać 7a,
Tel. +387 51 246 500, Fax: +387 51 246 550
Operativna područja:
Banja Luka, Sarajevo, Mostar i Tuzla

MB: 11001416
BR: 08-50.3.-01-4/06
Ministarstvo pravde BiH
Sarajevo

Korisničke banke i brojevi računa
UniCredit Bank a.d. B. Luka 5510010003400849
Raiffeisen Bank 1610450028020039
Sberbank a.d. 5672411000000702
Nova Banka a.d. 5550070151342858
NLB Banka 1320102011989379

SADRŽAJ:

KNJIGA I

1. UVOD	6
2. SADRŽAJ DUGOROČNOG PLANA RAZVOJA PRENOSNE MREŽE	8
3. KARAKTERISTIKE EES BiH	9
3.1. Prenosna mreža BiH.....	9
3.1.1. Operativno područje Banja Luka.....	10
3.1.2. Operativno područje Mostar.....	10
3.1.3. Operativno područje Sarajevo.....	12
3.1.4. Operativno područje Tuzla.....	13
3.2. Proizvodnja i potrošnja električne energije.....	15
4. KRITERIJI PLANIRANJA	17
4.1. Principi za izradu Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže.....	17
4.2. Kriteriji za izradu Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže.....	17
5. ULAZNI PODACI	22
5.1. Indikativni plan razvoja proizvodnje.....	22
5.1.1. Novi proizvodni objekti.....	22
5.1.2. Prognoza potrošnje.....	23
5.2. Faktor mjesečnog opterećenja, vrijeme iskorištenja maksimalnog mjesečnog opterećenja i srednje mjesečno opterećenje.....	24
5.3. Podaci dostavljeni od elektroprivreda u BiH i JP „Komunalno Brčko” d.o.o. Brčko distrikta BiH.....	25
6. GUBICI U PRENOSNOJ MREŽI	27
7. STATISTIKA KVAROVA I VRIJEME ZASTOJA ZBOG KVAROVA I ODRŽAVANJA DALEKOVODA I MREŽNIH TRANSFORMATORA	29
8. MODEL ZA ANALIZE ELEKTROENERGETSKOG SISTEMA BiH	33
8.1. Ulazni podaci za model.....	35
8.1.1. Plan investicija.....	35
8.1.2. Radikalno napojene TS 110/x kV.....	36
8.1.3. Krute veze.....	37
8.1.4. Objekti van funkcije.....	38
8.1.5. Rekonstrukcije dalekovoda.....	38
8.1.6. Novi proizvodni/potrošački objekti.....	39
8.1.6.1. VE Podveležje.....	40
8.1.6.2. Toplana Zenica.....	40
8.1.6.3. HS Ljuta (I faza).....	41
8.1.6.4. HE Ulog.....	42
8.1.6.5. Blok 7 u TE Tuzla.....	42
8.1.6.6. HE Janjići.....	43
8.1.6.7. Blok 8 u TE Kakanj.....	43
8.1.7. Novi interkonektivni vodovi.....	44
8.1.8. Nove TS 110/x kV.....	50
8.1.8.1. TS 110/35/10(20) kV Kalesija (2023. godina).....	51
8.1.8.2. TS 110/20 kV Prnjavor 2 (2023. godina).....	51
8.1.8.3. TS 110/35/10(20) kV Lukavac 2 (2024. godina).....	52
8.1.8.4. TS 110/35/10(20) kV Široki Brijeg 2 (2025. godina).....	52
8.1.8.5. TS 110/20 kV Prijedor 6 (2026. godina).....	53
8.1.8.6. TS 110/35/10/6 kV Tušanj (2028. godina).....	53
8.1.8.7. TS 110/10(20) kV Doboj Istok (2029. godina).....	54
8.1.8.8. TS 110/20 kV Kostajnica (2030. godina).....	55
9. ANALIZA TOKOVA SNAGA I NAPONSKIH PRILIKA	56
9.1. Analiza za 2021. godinu.....	56
9.2. Analiza za 2025. godinu.....	59
9.3. Analiza za 2030. godinu.....	61
9.4. Režim minimalnih opterećenja.....	62
10. PRORAČUN PRENOSNIH KAPACITETA	69
11. PRORAČUN STRUJA KRATKIH SPOJEVA	70
12. REKONSTRUKCIJE I PROŠIRENJA ELEMENATA PRENOSNOG SISTEMA	77
12.1. Zamjena energetskih transformatora.....	77
12.2. Proširenja VN i SN postrojenja.....	77
12.3. Rekonstrukcije/sanacije.....	77

13. PREGLED NOVIH PRENOSNIH KAPACITETA, REKONSTRUKCIJA I PROŠIRENJA POSTOJEĆIH SA PROCJENOM POTREBNIH SREDSTAVA	83
13.1. Procjena potrebnih sredstava.....	83
13.2. Investicije po pojedinačnim projektima i dinamika izgradnje/proširenja/rekonstrukcije/sanacije	84
14. ZAKLJUČAK	100
LITERATURA	103

KNJIGA II

1. PRILOG 1

1.1. Dostignuto i prognozirano opterećenje postojećih TS	3
1.2. Dostignuto i prognozirano opterećenje postojećih i novih TS	12
1.3. Opterećenja po čvorištima u trenutku dostizanja maksimalnog i minimalnog opterećenja EES BiH u 2019. godini	22
1.4. Faktor mjesečnog opterećenja, vrijeme iskorištenja maksimalnog mjesečnog opterećenja i srednje mjesečno opterećenje po TS za period 2015 – 2019. godina	25

2. PRILOG 2

2.1. Pregled novih TS 110/x kV i načina priključenja za nove TS	114
2.2. Pregled zahtjeva elektroprivreda u BiH i JP „Komunalno Brčko” d.o.o. Brčko distrikta BiH	115

3. PRILOG 3

3.1. Pregled TS sa ugrađenim jednim transformatorom i plan ugradnje drugog transformatora	165
3.2. Pregled nekompletnih DV polja 110 kV i plan kompletiranja	169
3.3. Pregled jednostrano napojenih TS 110/x kV i plan obezbjeđenja dvostranog napajanja	170
3.4. Pregled objekata van funkcije i plan vraćanja u funkciju	171
3.5. Pregled i plan ukidanja krutih veza	172

4. PRILOG 4

4.1. Statistika zastoja na dalekovodima za period 2015 – 2019	174
4.2. Statistika zastoja na mrežnim transformatorima za period 2015 – 2019.	184

5. PRILOG 5

5.1. Analiza tokova snaga i naponskih prilika - šematski prikaz	185
---	-----

6. PRILOG 6

6.1. Procjena troškova izgradnje DV 400 kV i 220 kV	221
6.2. Procjena troškova izgradnje/rekonstrukcije DV 110 kV	226
6.3. Procjena troškova izgradnje/rekonstrukcije TS	229
6.4. Procjena troškova polja i pojedinačnih elemenata u TS	232
6.5. Procjena troškova za srednjenaponske ćelije	233

7. PRILOG 7

7.1. Zamjena energetske transformatora	235
7.2. Proširenja TS – izgradnja novih polja	252
7.3. Rekonstrukcija VN i SN postrojenja u TS	253
7.4. Rekonstrukcija DV	258

8. PRILOG 8

8.1. Proračun struja trofaznih kratkih spojeva – šematski prikaz	263
8.2. Proračun struja jednofaznih kratkih spojeva – šematski prikaz	294

9. PRILOG 9

9. Registar podnijetih zahtjeva za priključak	326
---	-----

POPIS SKRAĆENICA

BDP	Bruto društveni proizvod
CBA	Cost bennefit analysis
CHE	Crpna hidroelektrana
DC	Dispečerski centar
DERK	Državna regulatorna komisija z električnu energiju
DMS	Documment Management System
DV	Dalekovod
DWDM	Dense Wavelenght Division Multiplexing
EBRD	European Bank for Reconstruction and Development
EES BiH	Elektroenergetski sistem BiH
Elaborat	Elaborat tehničkog rješenja priključka (u skladu sa Pravilnikom o priključku)
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EVP	Elektrovučna podstanica
HE	Hidroelektrana
HOPS	Hrvatski operator prijenosnog sustava
IP	Internet protokol
IPRP	Indikativni plan razvoja proizvodnje 2021 – 2030
JP EP BiH	Javno preduzeće Elektroprivreda Bosne i Hercegovine d.d. – Sarajevo
JP EP HZ HB	Javno preduzeće Elektroprivreda Hrvatske Zajednice Herceg Bosne d.d. – Mostar
KB	Kablovski vod
MHE	Mala hidroelektrana
MH EP RS	Mješoviti Holding Elektroprivreda Republike Srpske a.d. Trebinje
MK	Mrežni kodeks
MOP	Metalom oklopljeno postrojenje
MPLS	Multi Protocol Label Switching
NOSBiH	Nezavisni operator sistema u BiH
OPGW	Optical Ground Wire
PCI	Projects of Common Interest
PDH	Plezisinhrona Digitalna Hijerarhija
PECI	Projects of Energy Community Interest
Plan	Dugoročni plan razvoja prenosne mreže 2021 – 2030
POK	Podzemni optički kabl
RS	Rasklopište
SAP	Systems Applications and Products in Data Processing
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SDH	Sinhrona Digitalna Hijerarhija
SECI	Southeast European Cooperative Initiative
SEW	Socio-economic Welfare

SN	Srednjenaponsko
SVC	Static VAR compensator
TDM	Time Division Multiplexing
TE	Termoelektrana
TS	Transformatorska stanica
TTC	Total Transfer Capacity (Ukupni prenosni kapacitet)
TYNDP	Ten – Year Network Development Plan
UO	Upravni odbor
VE	Vjetroelektrana
VN	Visokonaponsko
VSR	Variable Shunt Reactor
WAN	Wide Area Network

1. UVOD

Prema Licenci za obavljanje djelatnosti prenosa električne energije (broj licence 05-28-12-341-20/12 od 17.01.2013. godine) Elektroprenos BiH je zadužen za izradu Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže za period od 10 godina, koji obuhvata i problematiku novih prekograničnih vodova.

Takođe, prema Licenci za obavljanje djelatnosti nezavisnog operatora sistema tačka 3.21., Nezavisni operator sistema u BiH (u daljem tekstu: NOSBiH), u koordinaciji sa Elektroprenosom BiH učestvuje u planiranju i analizama efekata novih interkonektivnih vodova na regionalnom nivou. Analize se daju u sklopu Indikativnog plana razvoja proizvodnje (presječna 5-ta i 10-ta godina) i odnose se na naponski nivo 400 kV i 220 kV.

Cilj Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže definisan je Mrežnim kodeksom (u daljem tekstu: MK): „Cilj Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže je da na osnovu Indikativnog plana razvoja proizvodnje (bazni scenario) i drugih relevantnih dokumenata, blagovremeno definiira potrebna pojačanja postojećih i izgradnju novih objekata prenosne mreže kako bi se osigurao neprekidan prenos električne energije. Time se omogućuje pravovremeno osiguranje potrebnih sredstava i pokretanje procedura za izgradnju i rekonstrukciju elemenata prenosne mreže. Elektroprenos BiH će prilikom izrade Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže voditi računa i o razvojnim planovima Distributera.“

MK je definisano i da Elektroprenos BiH izrađuje Dugoročni plan razvoja prenosne mreže za narednih 10 godina i da se aktuelizacija Dugoročnog plana vrši svake godine. Za realizaciju Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže odgovoran je Elektroprenos BiH.

Procedura izrade Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže, odobravanja i objavljivanja, te nosioci aktivnosti, definisani su MK, Licencom za obavljanje djelatnosti prenosa električne energije i Licencom za obavljanje djelatnosti nezavisnog operatora sistema.

Dugoročni plan razvoja prenosne mreže izrađuje Elektroprenos BiH i dostavlja NOSBiH na pregled, direktnu reviziju i odobrenje. NOSBiH o svim fazama pravovremeno i sveobuhvatno informiše DERK. Stručni savjet za reviziju Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže formira NOSBiH. Zavisno od rezultata revizije, Dugoročni plan razvoja prenosne mreže može se vratiti Elektroprenosu BiH na doradu.

Prije odobrenja Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže NOSBiH zajedno sa Elektroprenosom BiH organizuje javnu raspravu o revidovanom Dugoročnom planu. Dugoročni plan koji je odobrio Upravni odbor NOSBiH dostavlja se DERK-u na odobrenje do kraja oktobra za narednu godinu. Po odobrenju od strane DERK-a, Dugoročni plan razvoja prenosne mreže objavljuje NOSBiH na svojoj WEB stranici.

Ulazni podaci na kojima se temelji Dugoročni plan razvoja prenosne mreže su podaci kojima raspolaže prenosna kompanija (tehnički podaci o prenosnoj mreži, dostignuti nivo opterećenja po čvorištima 110/x kV, statistika zastoja elemenata prenosne mreže i dr.), podaci koji se preuzimaju iz odobrenog Indikativnog plana razvoja proizvodnje kao što su podaci o postojećim i novim proizvodnim objektima, informacije iz planova distributivnog razvoja o očekivanom porastu opterećenja i slično, te prognoza potrošnje i vršnog opterećenja na mreži prenosa.

Prema kriterijima za izradu Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže definisanih MK, u Dugoročni plan se uključuju novi proizvodni kapaciteti koji su bilansno uključeni u

Indikativni plan razvoja proizvodnje. Način njihovog priključenja na prenosnu mrežu je u skladu sa zaključcima revidovanog Elaborata tehničkog rješenja priključka (u skladu sa Pravilnikom o priključku).

Uvažavajući obavezu ispunjenja kriterija iz MK, evidentno je da u momentu izrade Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže za period 2021 – 2030. godina (u daljem tekstu: Plan) i dalje postoji niz neizvjesnosti što sa aspekta buduće proizvodnje (imajući u vidu instalisane kapacitete uvrštene u „Spisak prijavljenih proizvodnih kapaciteta“ iz Priloga 1. Indikativnog plana razvoja proizvodnje 2021 – 2030. godina L[2] – u daljem tekstu: IPRP i dinamiku njihove izgradnje), što sa aspekta buduće potrošnje, a koje direktno utiču na optimalan razvoj prenosne mreže.

2. SADRŽAJ DUGOROČNOG PLANA RAZVOJA PRENOSNE MREŽE

Sadržaj Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže definisan je MK i sa uključenim aktuelnim i planskim podacima obuhvata:

- a. Maksimalne i minimalne snage proizvodnih jedinica,
- b. Maksimalne i minimalne aktivne i reaktivne snage konzumnih čvorišta,
- c. Način priključka novih proizvodnih i potrošačkih kapaciteta shodno dinamici njihovog ulaska u pogon,
- d. Procjenu opterećenja elemenata prenosne mreže na bazi procjene maksimalnog opterećenja prenosne mreže uz korištenje kriterija sigurnosti (n-1),
- e. Procjenu naponskih prilika na bazi procjene maksimalnog i minimalnog opterećenja prenosne mreže,
- f. Prijedloge izgradnje novih interkonektivnih vodova i njihov uticaj na vrijednosti prekograničnih kapaciteta,
- g. Gubitke u prenosnoj mreži,
- h. Proračun trofaznih i jednofaznih struja kratkih spojeva za početnu, petu i desetu godinu planskog perioda za svako čvorište. Kada je potencijalna struja kratkog spoja u VN postrojenjima prenosne mreže veća od 90% vrijednosti nazivne prekidne struje kratkog spoja rasklopne opreme, Elektroprenos BiH mora dati prijedlog odgovarajućih mjera,
- i. Potrebna pojačanja mreže i/ili promjene u topološkoj strukturi prenosne mreže,
- j. Statistiku kvarova i vrijeme zastoja zbog kvarova i održavanja dalekovoda i mrežnih transformatora u posljednjih pet godina,
- k. Procjenu potrebnih ulaganja za realizaciju predloženih planova.

3. KARAKTERISTIKE EES BiH

3.1. Prenosna mreža BiH

Sumarni pregled objekata koje Elektroprenos BiH koristi u obavljanju djelatnosti prenosa električne energije (stanje na dan 31.12.2019. godine) dat je u Tabelama 3.1., 3.2., 3.3., 3.4. i 3.5.:

Tabela 3.1. Dalekovodi u vlasništvu Elektroprenosa BiH

Nazivni napon	Broj dalekovoda na teritoriji BiH	Broj interkonekcija	Dužina u BiH (km)
400 kV	10	4	804,83
220 kV	31*	10	1522,49*
110 kV	201*	13	3478,11*
110 kV (kabl)	9	-	33,15
UKUPNO	251	27	5838,58*

* - bez objekata u izgradnji i bez objekata van pogona

Jedan dio dalekovoda u vlasništvu Elektroprenosa BiH nije u pogonu pod projektovanim naponom. Jedan dalekovod je u funkciji po 220 kV naponu, a izgrađen je za rad po 400 kV naponu. U gornjoj tabeli ovaj dalekovod je prikazan u okviru naponskog nivoa pod kojim je u funkciji. Osim toga, 4 dalekovoda izgrađena za rad po 110 kV rade na 35 kV naponu, a dijelovi još 4 dalekovoda, koji još uvijek nisu sanirani nakon ratnih razaranja, takođe su u funkciji po 35 kV naponu.

Tabela 3.2. Dalekovodi koji nisu u vlasništvu Elektroprenosa BiH, a u funkciji su prenosa električne energije u BiH

Nazivni napon	Broj dalekovoda	Dužina (km)
220 kV	1	12,70
110 kV	2	23,66
UKUPNO	3	36,36

Tabela 3.3. TS u vlasništvu Elektroprenosa BiH

Vrsta TS/RP	Broj
TS 400/x kV i RP	10
TS 220/x kV i RP	9
TS 110/x kV i RP	135
TS 35/x kV	4
UKUPNO	154+4

Od ukupno 135 TS 110/x kV 7 je u dvovlasništvu, od čega su 4 EVP-a.

Tabela 3.4. Transformatori u vlasništvu Elektroprenosa BiH**

Prenosni odnos transformatora	Broj Transformatora	Instalisana snaga (MVA)
400/231 kV	7	2800
400/115 kV	6	1800
220/115 kV	12	1800
110/x kV	251	5877,0
SN/SN	31	185,0
UKUPNO	330	13901,5

** - bez transformatora u kvaru

Tabela 3.5. Transformatori koji nisu u vlasništvu Elektroprenosa BiH, a u funkciji su prenosa električne energije

Prenosni odnos transformatora	Broj Transformatora	Instalisana snaga (MVA)
220/115 kV***	1	150
UKUPNO	1	150

*** Transformator 220/115 kV u TE Tuzla (u vlasništvu JP Elektroprivreda BiH)

Elektroprenos BiH se, teritorijalno i funkcionalno gledano, sastoji od četiri operativna područja: Banja Luka, Mostar, Sarajevo i Tuzla. U skladu s tim, u nastavku su date karakteristike prenosne mreže BiH po Operativnim područjima na kraju 2019. godine:

3.1.1. Operativno područje Banja Luka

- Obuhvata područje sjeverozapadne Bosne sa ukupno 41 transformatorskom stanicom i jednim EVP-om (EVP Kulen Vakuf) u dvojnog vlasništvu JP Željeznice FBiH i Elektroprenosa BiH.
- Operativno područje se sastoji od dvije terenske jedinice: Banja Luka i Bihać.
- Čvorište sa najvećim instaliranim kapacitetom je TS 400/110 kV Banja Luka 6 sa mrežnim transformatorima 400/115/31,5 kV (2x300/300/100 MVA) i transformatorima 110/21(10,5)/10,5 kV (2x20/20/6,7 MVA).
- Na ovom području postoji jedan 400 kV dalekovod (DV 400 kV Banja Luka 6 – Stanari), koncentracija prenosne mreže 220 kV i 110 kV sa dvije 220 kV interkonektivne veze prema Hrvatskoj: DV 220 kV Prijedor 2 – Međurić i DV 220 kV Prijedor 2 – TE Sisak, te vezama po 110 kV naponu: DV 110 kV EVP Kulen Vakuf – Gračac (HR) i DV 110 kV Bosansko Grahovo – Knin (HR). Veze prema Hrvatskoj DV 110 kV Banja Luka 6 – Sisak (1)/(2) su devastirane zbog nevremena 70-tih godina prošlog vijeka i nema planova za njihovo vraćanje na projektovano stanje. Dio DV 110 kV Banja Luka 6 – Sisak (1) se koristi za napajanje TS Dubica, dok se dio DV 110 kV Banja Luka 6 – Sisak (2) koristi za napajanje TS Prijedor 1 (kruta veza). Dalekovodi DV 110 kV Bosansko Grahovo – EVP Ličko Dugo Polje (HR) i DV 110 kV Drvar – EVP Ličko Dugo Polje (HR) su prespojeni na ulazu u EVP Ličko Dugo Polje čime je formiran DV 110 kV Bosansko Grahovo – Drvar koji dijelom ulazi u teritoriju Hrvatske.
- Radijalno napojene transformatorske stanice su: TS 110/20 Cazin 2, TS 110/20/10 kV Novi Grad i TS 110/20/10 kV Šipovo.
- U decembru 2016. godine puštena je u pogon TS Laktaši 2, u septembru 2017. godine TS 110/20/10 kV Šipovo, a u oktobru 2017. godine TS 110/20/10 kV Gradiška 2.
- U Plan investicija 2020. uvrštena je izgradnja TS 110/x kV Banja Luka 9 sa priključnim DV (završetak predviđen u 2022. godini) i TS 110/x kV Banja Luka 10 sa priključnim KV (završetak predviđen u 2022. godini).

3.1.2. Operativno područje Mostar

- Obuhvata područje Hercegovine sa ukupno 31 transformatorskom stanicom i jednim EVP-om (EVP Konjic) u dvojnog vlasništvu JP Željeznice FBiH i Elektroprenosa BiH.
- Operativno područje se sastoji od dvije terenske jedinice: Mostar i Trebinje.
- Prenosna mreža ovog područja pretrpila je velika razaranja i još uvijek su u pogonu prelazna rješenja napravljena u ratu. Rekonstrukcija nekih ratom oštećenih vodova je u toku, dok je rekonstrukcija preostalih vodova planirana kroz rješavanje raspleta vodova na ovom području.

- Čvorišta sa najvećim instalisanim kapacitetima su TS 400/220/110/35/10 kV Mostar 4 sa mrežnim transformatorima 400/231/10,5 kV (2x400/400/100 MVA) i 220/115/10,5 kV (2x150/150/50 MVA), te transformatorom 110/35/10(20) kV (20/14/20 MVA) i TS 400/220/110/35 kV Trebinje sa mrežnim transformatorima 400/231/31,5 kV (400/400/100 MVA) i 220/115/10,5 kV (2x150/150/50 MVA), te transformatorima 110/36,75/10,5 kV (2x20/20/6,7 MVA). U 2018. godini, te početkom 2019. godine došlo je do havarije/kvara na oba transformatora 220/115/10,5 kV u TS Mostar 4. Iz tog razloga je transformator T2 220/115/10,5 kV, 150/150/50 MVA iz TS 400/220/110/35 kV Trebinje prebačen na mjesto T3 u TS 400/220/110/35/10 kV Mostar 4. Zbog havarije transformatora 220/115/10,5 kV, 150 MVA u TS Mostar 4, a u skladu sa posebnom Odlukom Uprave Kompanije o pokretanju postupka javne nabavke broj: U-27-1/2019 od 04.04.2019. godine, donesene na osnovu Odluke Upravnog odbora Kompanije o davanju saglasnosti za hitnu nabavku energetskog transformatora 220/110 kV, 150 MVA za OP Mostar TS Mostar 4 (Čule), broj: UO-17-3/2019 od 14.03.2019. godine i odobrene Odlukom o davanju odobrenja Skupštine akcionara/dioničara Kompanije, broj: SA-23-2/2019 od 25.03.2019. godine, pokrenut je otvoreni postupak javne nabavke energetskog transformatora 220/110/x kV, 150 MVA za TS Mostar 4, procijenjene vrijednosti 2.500.000 KM, i isti je u toku. Očekuje se da novi transformator 220/115/10,5 kV, 150 MVA u TS Mostar 4 bude u pogonu 2022. godine.
- Koncentracija prenosne mreže 400, 220 i 110 kV sa više interkonektivnih veza prema Hrvatskoj i Crnoj Gori: DV 400 kV Mostar 4 – Konjsko, DV 400 kV Trebinje – Lastva, DV 220 kV Mostar 4 – Zakućac, DV 220 kV Trebinje – Perućica, DV 220 kV Trebinje – Plat. Veza sa susjednim sistemima po 110 kV naponu ostvarena je preko: DV 110 kV Grude – Imotski (HR), DV 110 kV Ljubuški – Vrgorac (HR), DV 110 kV Čapljina – Opuzen (HR), DV 110 kV Neum – Opuzen (HR), DV 110 kV Neum – Ston (HR), DV 110 kV Trebinje – Komolac (HR), DV 110 kV Bileća – Nikšić (CG), DV 110 kV Trebinje – Herceg Novi (CG) i DV 110 kV Livno – Buško Blato (postrojenje Buško Blato je na teritoriji BiH, ali u vlasništvu HEP-a, kao i ovaj dalekovod; upravljanje dalekovodom vrši NOSBiH u koordinaciji sa HOPS-om).
- Najveći pojedinačni potrošač električne energije u BiH „Aluminij” d.d. Mostar je 10.07.2019. godine isključen sa prenosne mreže BiH.
- Radijalno napojene TS su: TS 110/35/10 kV Stolac, TS 110/35/10 kV Mostar 9, TS 110/20/10 kV Uskoplje/G. Vakuf.
- 20.09.2019. godine je pušten u pogon DV 110 kV Gacko – Nevesinje.
- TS 110/10/10 kV Neum nema direktno napajanje iz EES BiH nego je preko susjednog sistema Hrvatske (TS Opuzen i TS Ston) uvezana u EES BiH.
- TS 35/10 kV Glamoč je u funkciji po 35 kV naponu.
- Na području zapadne Hercegovine se, u skladu sa iskazanim interesom investitora, očekuje značajan porast proizvodnje iz VE. VE Mesihovina (instalisanе snage 50,6 MW) je u martu 2018. godine puštena u probni pogon, a od 13.05.2019. godine je u trajnom pogonu. VE Jelovača (instalisanе snage 36 MW) je početkom 2019. godine puštena u probni pogon, a od 01.11.2019. godine je u trajnom pogonu.
- U oktobru 2016. godine puštena je u pogon TS 110/35/10 kV Mostar 9, u januaru 2017. godine realizovana je izgradnja transformacije 110/35/10 kV u TS Mostar 1, a u martu 2017. godine puštena je u pogon nova TS 110/20/10 kV Čitluk 2.
- U Plan investicija 2020. uvrštena je izgradnja transformatorske stanice TS 110/x kV Željuša (završetak predviđen u 2022. godini) i DV 110 kV Mostar 4 – Mostar 9 (završetak predviđen u 2022. godini).

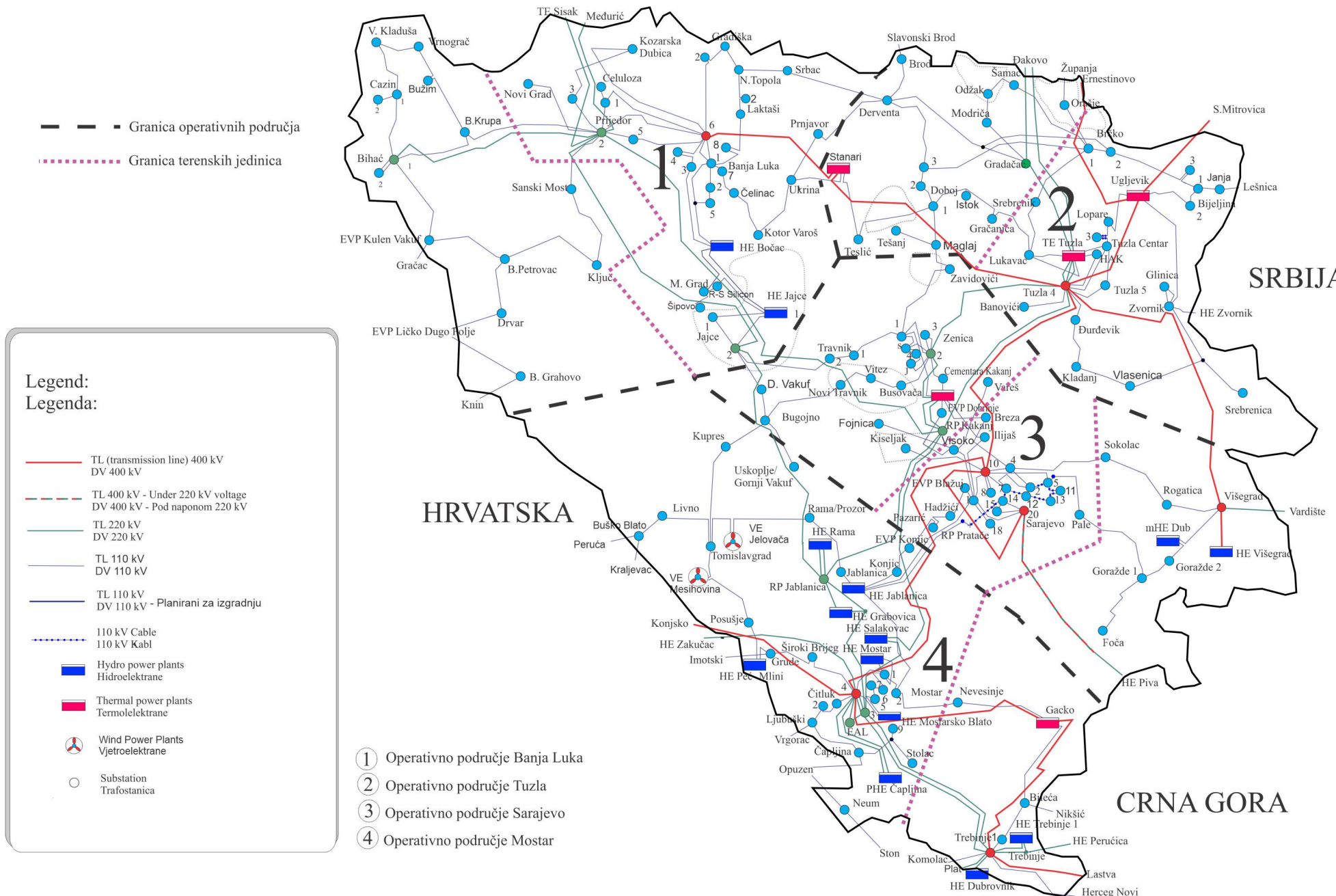
3.1.3. Operativno područje Sarajevo

- Obuhvata područje Sarajeva, Srednje i istočne Bosne sa ukupno 43 transformatorske stanice i dva EVP-a (EVP Blažuj i EVP Dobrinje) u dvojnog vlasništvu JP Željeznice FBiH i Elektroprenosa BiH. U dvovlasništvu su i TS Cementara, TS Ilijaš i TS Visoko.
- Operativno područje se sastoji od tri terenske jedinice: Sarajevo, Višegrad i Zenica.
- Čvorišta sa najvećim instaliranim kapacitetima su: TS 400/110 kV Sarajevo 10 sa mrežnim transformatorima 400/115/31,5 kV (2x300/300/100 MVA) te transformatorima 110/21(10,5)/10,5 kV (2x31,5/31,5/21 MVA), TS 400/220/110/35/20/10 kV Sarajevo 20 sa mrežnim transformatorima 400/231/31,5 kV (400/400/100 MVA) i 400/115/31,5 kV (300/300/100 MVA), te transformatorima 110/2x10,5/36,75 kV (2x20/20/14 MVA), TS 400/220/110/35/20/10 kV Višegrad sa mrežnim transformatorima 400/231/31,5 kV (400/400/100 MVA) i 400/115/31,5 kV (300/300/100 MVA), te transformatorima 110/10,5/36,75 kV (20/20/14 MVA) i 126,5/2x10,5/10,5 kV (16/16/5,35 MVA). Početkom 2019. godine došlo je do havarije na transformatoru 400/115/31,5 kV (300 MVA) u TS Višegrad. U skladu sa Odlukom Uprave Kompanije o pokretanju postupka javne nabavke, broj: U-64-2/2019 od 23.8.2019. godine, Odlukom Upravnog odbora o davanju saglasnosti za hitnu nabavku energetskog transformatora 400/110 kV, 300/300/100 MVA za OP Sarajevo TS Višegrad, broj: UO-51-3/2019 od 17.07.2019. godine, te Odlukom Skupštine akcionara/dioničara Kompanije, broj: SA-55-2/2019 od 19.07.2019. godine, pokrenut je otvoreni postupak javne nabavke energetskog transformatora 400/110/x kV, 300/300/100 MVA, za TS Višegrad, procijenjene vrijednosti 4.500.000 KM, i isti je u toku. Očekuje se da novi transformator 400/110/x kV, 300 MVA u TS Višegrad bude u pogonu 2022. godine.
- Postoje dvije 220 kV interkonektivne veze: DV 220 kV Višegrad – Vardište (SR) i DV 220 kV Sarajevo 20 – Piva (CG). Dionica Sarajevo 20 – Buk Bijela dalekovoda DV 220 kV Sarajevo 20 – Piva, izgrađena je kao 400 kV dalekovod. Prijeratne veze sa susjednim sistemima po 110 kV naponu DV 110 kV Goražde 1 – Pljevlja (CG) i DV Višegrad – (HE Potpeć – Pljevlja) (SR) su u funkciji po 35 kV naponu (od Čajniča do Pljevalja, odnosno od Višegrada do Rudog).
- Završena je rekonstrukcija ratom porušenih 110 kV vodova prema TS Sarajevo 20 izuzev DV 110 kV Sarajevo 13 – Sarajevo 20/(1) i (2). Rekonstrukcija DV 110 kV Sarajevo 13 – Sarajevo 20/(2) nije planirana u ovom planskom periodu jer je bivše DV polje Sarajevo 20/(2) u TS Sarajevo 13 zauzeto, a nema prostora za ugradnju još jednog DV polja.
- Radikalno napojene su TS Sarajevo 18, TS 110/35/10 kV Kiseljak, TS 110/35/10 kV Vareš, TS 110/35/10 kV Foča i TS 110/35/20 kV Fojnica. Prije rata je započeta izgradnja DV 110 kV Sarajevo 20 – Foča. Ovaj dalekovod je izgrađen do Dobrog polja i koristi se za napajanje distributivne potrošnje po 35 kV naponu.
- TS 35/10 kV Žepče je u funkciji po 35 kV naponu.
- Od novembra 2014. godine u pogonu je mobilna TS 110/10(20) kV Grbavica u vlasništvu JP EP BiH (na lokaciji buduće TS 110/x kV Sarajevo 12), za koju je Elektroprenos BiH dao odobrenje za priključenje na 110 kV mrežu po principu ulaz/izlaz na KB 110 kV Sarajevo 7 – Sarajevo 13. U decembru 2016. godine puštena je u pogon TS 110/20/10 kV Fojnica, a u novembru 2017. godine transformacija 110/20/10 kV u TS Sarajevo 10.
- U Plan investicija 2020. uvrštena je izgradnja TS 110/x kV Žepče (završetak predviđen u 2021. godini), te TS 110/x kV Sarajevo 12 (završetak predviđen u 2022. godini), TS 110/x kV Jahorina (završetak predviđen u 2022. godini) i izgradnja transformacije 110/x kV u TS 110/x kV Ilijaš (završetak predviđen u 2022. godini).

3.1.4. Operativno područje Tuzla

- Obuhvata područje sjeveroistočne Bosne sa ukupno 37 transformatorskih stanica.
- Operativno područje se sastoji od dvije terenske jedinice: Doboj i Tuzla.
- Čvorišta sa najvećim instalisanim kapacitetima su: TS 400/220/110 kV Tuzla 4 sa mrežnim transformatorima 400/231/31,5 kV (2x400/400/100 MVA) i 220/115/10,5 kV (2x150/150/50 MVA) i TS 400/110/35 kV Ugljevik sa jednim mrežnim transformatorom 400/115/31,5 kV (300/300/100 MVA) i transformatorom 110/35/7,2 kV (31,5/31,5/10,5 MVA).
- Koncentracija prenosne mreže 400 kV, 220 kV i 110 kV sa dvije 400 kV interkonektivne veze: DV 400 kV Ugljevik – Ernestinovo (HR) i DV 400 kV Ugljevik – Sremska Mitrovica (SR), dvije 220 kV interkonektivne veze: DV 220 kV TE Tuzla – Đakovo (HR), DV 220 kV Gradačac – Đakovo (HR) i četiri 110 kV veze: DV 110 kV Brod – Slavonski Brod (HR), DV 110 kV Orašje – Županja (HR), DV 110 kV Janja – Lešnica (SR) i DV 110 kV Zvornik – HE Zvornik (SR).
- Radijalno napojene su: TS 110/35/6 kV Banovići, TS 110/35/10 kV Tešanj i TS 110/35/10 kV Srebrenica.
- TS 35/10(20) kV Kerep i TS 35/10 kV Kalesija rade na naponu 35 kV.
- Od oktobra 2012. godine u pogonu je mobilna TS 110/10(20) kV Doboj Istok u vlasništvu JP EP BiH, za koju je Elektroprenos BiH dao odobrenje za priključenje na 110 kV mrežu krutom vezom na DV 110 kV Gračanica – Doboj. U septembru 2017. godine puštena u pogon nova TS 110/20/10 kV Tuzla 3. U oktobru 2018. godine svi potrošači iz stare TS 110/35/10 kV Stanari su prebačeni na napajanje iz nove TS 400/x kV Stanari, čime je stara TS Stanari trajno isključena iz pogona. U januaru 2018. godine završeni su radovi na rekonstrukciji i proširenju TS 110/35/20 kV HAK, koja je iz dvovlasništva prešla u vlasništvo Elektroprenosa BiH i spremna je za priključenje distributivne potrošnje.
- U Plan investicija 2020. uvrštena je izgradnja TS 110/x kV Jelah sa priključnim DV (završetak predviđen u 2022. godini), TS 110/x kV Živinice sa priključnim DV (završetak predviđen u 2022. godini), te izgradnja DV 110 kV Srebrenica – Ljubovija (RS) (završetak predviđen u 2022. godini).

Na slici 3.1. prikazana je karta EES BiH – stanje decembar 2019. godine.



Slika 3.1. Karta EES BiH za 2019. godinu

3.2. Proizvodnja i potrošnja električne energije

Podaci o maksimalnim i minimalnim snagama postojećih proizvodnih jedinica preuzeti su iz IPRP i navedeni u Tabeli 3.6. U ovoj tabeli su navedene i godine izlaska iz pogona pojedinih proizvodnih jedinica prema dinamici iz IPRP.

Tabela 3.6. Maksimalne i minimalne snage postojećih proizvodnih jedinica i godine izlaska iz pogona

Red. br.	Naziv objekta	Instalisana snaga agregata (MW)	Max. snaga na mreži prenosa (MW)	Tehnički minimum (MW)	God. izlaska iz pogona
Hidroelektrane					
1.	Trebinje I	2x54+1x63	171	2x26+1x28	-
2.	Dubrovnik*	1x108+1x126	126	2x55	-
3.	Čapljina	2x220	440	2x140	-
4.	Rama	1x80+1x90	170	2x55	-
5.	Jablanica	6x30	180	6x12	-
6.	Grabovica	2x57	114	2x25	-
7.	Salakovac	3x70	210	3x35	-
8.	Mostar	3x24	72	3x12	-
9.	Jajce I	2x30	60	2x17	-
10.	Jajce II	3x10	30	3x5,5	-
11.	Bočac	2x55	110	2x32	-
12.	Višegrad	3x105	315	3x70	-
13.	Peć – Mlini	2x15,3	30,6	2x4,8	-
14.	Mostarsko blato	2x30	60	2x10	-
15.	Ustiprača	2x3,74	6,9	2x1,2	-
16.	Dub	2x4,7	9,4	1x1,9	-
Termoelektrane					
17.	Tuzla 2 (G3)	100	90	60	2024.
18.	Tuzla 3 (G4)	200	180	125	2024.
19.	Tuzla 4 (G5)	200	180	125	2025.
20.	Tuzla 5 (G6)	223	200	115	-
21.	Kakanj 3 (G5)	110	100	60	2024.
22.	Kakanj 4 (G6)	110	100	55	2027.
23.	Kakanj 5 (G7)	230	208	140	-
24.	Gacko (G1)	300	276	180	-
25.	Ugljevik (G1)	300	279	155	-
26.	Stanari	300	275	150	-
Vjetroelektrane					
27.	Mesihovina	22x2,3	50,6	-	-
28.	Jelovača	18x2	36	-	-

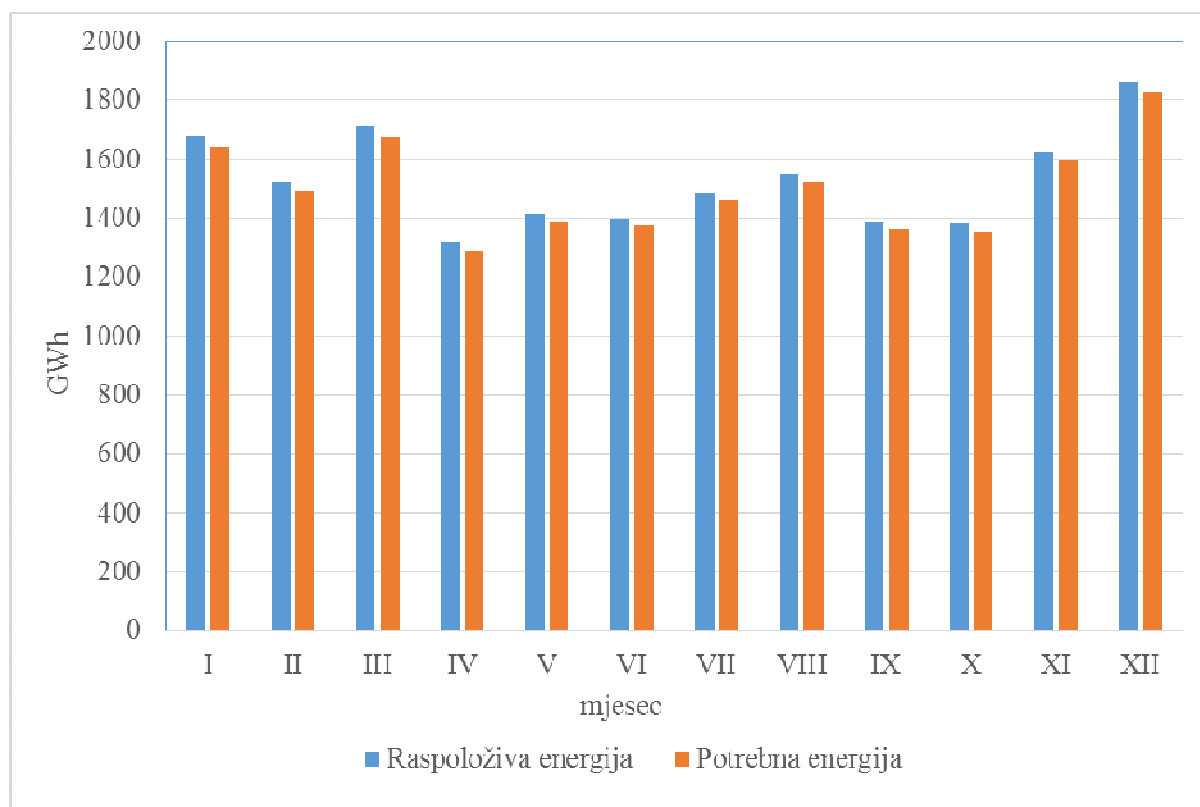
* - bilansira se samo G2;

Prema IPRP maksimalna snaga na mreži prenosa koja se može angažovati iz proizvodnih kapaciteta u BiH iznosi: hidroelektrane 2.104,9 MW, termoelektrane 1.888 MW i vjetroelektrane 86,6 MW.

Bilans električne energije na prenosnoj mreži (IPRP, tabela 3.1.) za 2019. godinu, po mjesecima, dat je u Tabeli 3.7.:

Tabela 3.7. Bilans električne energije na prenosnoj mreži za 2019. godinu

GWh		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ukupno
1	Proizvodnja (HE, TE i VE)	1355	1339	1320	994	1168	1203	1303	1329	1129	1081	1429	1672	15322
2	Energija iz dist.mreže	5	16	26	30	34	18	6	8	4	4	13	16	180
3	Prijem iz susjednih EES	321	166	363	293	211	179	176	214	251	296	181	173	2824
4	Raspoloživa energija (1+2+3)	1680,7	1521	1709,8	1317	1413,3	1399,5	1485,9	1550,5	1384,2	1380,5	1623,3	1861,6	18327,3
5	Preuzimanje el.energije iz prenosne mreže	1162	996	1000	937	950	889	872	874	815	887	897	1031	11309
6	Isporuka za susjedne EES	462	492	646	343	430	475	574	644	545	459	698	797	6565
7	Pumpni rad	16	4	30	7	5	10	14	5	0	6	0	0	96
8	Potrebna energija (5+6+7)	1639,4	1491,1	1675,8	1287,5	1385,0	1374,0	1460,1	1522,4	1360,4	1352,5	1595,1	1827,2	17970,4
9	Prenosni gubici (4-8)	41	30	34	30	28	26	26	28	24	28	28	34	357
10	Gubici u odnosu na raspoloživu energiju (%)	2,44	1,97	1,99	2,28	1,98	1,86	1,75	1,81	1,73	2,03	1,72	1,83	1,95



Slika 3.4. Raspoloživa i potrebna električna energija na prenosnoj mreži za 2019. godinu

4. KRITERIJI PLANIRANJA

Minimum kriterija koji moraju biti zadovoljeni prilikom izrade Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže definisani su MK, Poglavlje 4. Osim MK i Uslova za korištenje licence za obavljanje djelatnosti prenosa električne energije, kod izrade Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže moraju biti ispoštovani sljedeći principi i kriteriji:

4.1. Principi za izradu Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže

1. Odluka Skupštine akcionara Elektroprenosa BiH, br. 01-SA-581/12 od 03.02.2012. godine (izvod):
“- Investiranje u prenosnu mrežu na području dva entiteta realizovat će se poštujući kapital odnos u Kompaniji (paritet: Federacija BiH – 58,89%; Republika Srpska – 41,11%).”
2. Odluka Skupštine akcionara Elektroprenosa BiH, br. SA-7184/13 od 23.12.2013. godine (izvod):
“Desetogodišnji plan razvoja prenosne mreže, Plan poslovanja za period 2014. – 2016. sa planom investicija izraditi i usvojiti poštujući: opšte principe planiranja elektroprenosne mreže, tehničke kriterije planiranja, a na bazi kapital odnosa i principa usvojenih na vanrednoj Skupštini akcionara/dioničara Kompanije održanoj 03.02.2012. godine, kao i u skladu sa Uslovima licence za obavljanje djelatnosti prenosa električne energije i Mrežnim kodeksom.”

4.2. Kriteriji za izradu Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže

1. Osnova za izradu Plana sa aspekta novih proizvodnih objekata i prognoze potrošnje je odobreni IPRP. U Dugoročnom planu planirati priključenje samo onih novih proizvodnih objekata koji su bilansno uključeni u IPRP (u skladu sa tačkom 4.2.1. MK).
2. U Dugoročnom planu se novi proizvodni objekti koji su bilansno uvršteni u IPRP priključuju na način koji je određen usvojenim Elaboratom pri čemu je neophodno imati jednak pristup (nediskriminirajući) za sve Korisnike koji se priključuju na prenosnu mrežu.
3. U Dugoročnom planu planirati priključenje samo onih novih potrošača koji su bilansno uključeni u IPRP.
4. Analizom tokova snaga i naponskih prilika za normalno pogonsko stanje provjeravaju se vrijednosti opterećenja elemenata prenosne mreže i naponi u odnosu na utvrđene granične vrijednosti tako da:
 - opterećenje ne smije preći dozvoljeno termičko opterećenje vodiča, odnosno instalisanu snagu transformatora,
 - naponi u svim čvorištima moraju ostati u granicama:
 - za 400 kV mrežu između 360 kV i 420 kV,
 - za 220 kV mrežu između 198 kV i 245 kV,
 - za 110 kV mrežu između 99 kV i 123 kV,pri čemu se pretpostavlja da su granice dozvoljenog termičkog opterećenja konstantne neovisno o posmatranom razdoblju u godini (zima, ljeto).

Elementi prenosne mreže za koje postoje indicije da će dostići preopterećenje, biti će uvršteni u Dugoročni plan.

5. Kriterij sigurnosti (n-1)

Kriterij (n-1) je ispunjen ako, nakon jednostrukog ispada jednog od elemenata: voda, mrežnog transformatora, interkonektivnog voda, kao i generatora priključenog na prenosnu mrežu:

- naponi u svim čvorištima ostanu u dozvoljenim granicama:
 - za 400 kV mrežu između 360 kV i 420 kV,
 - za 220 kV mrežu između 198 kV i 245 kV,
 - za 110 kV mrežu između 99 kV i 123 kV,
- opterećenje prenosnih vodova i mrežnih transformatora nije veće od dozvoljene vrijednosti termičkog opterećenja vodiča, odnosno instalisane snage transformatora,
- nema prekida snabdijevanja električnom energijom.

Kriterij (n-1) ne primjenjuje se na ispad dvosistemskeg ili višesistemskeg voda (tačka 4.2.1.1. MK).

Elementi prenosne mreže za koje analiza prema (n-1) kriteriju sigurnosti pokaže opterećenje od 100% i više, biće uvršteni u Dugoročni plan u godini kada dostignu ovaj nivo opterećenja i biće predložene mjere za njihovo rješavanje.

Ukoliko se pri primjeni (n-1) kriterija sigurnosti pokaže da isti nije zadovoljen za određene elemente prenosne mreže pri čemu se promjenom uklopnog stanja mreže problem može otkloniti, ovi elementi prenosne mreže se evidentiraju u Dugoročnom planu, ali se ne predlaže izgradnja novih elemenata prenosne mreže.

Elementi prenosne mreže za koje analiza prema (n-1) kriteriju sigurnosti pokaže opterećenje od 90% do 100% biće u Dugoročnom planu evidentirani, te će se pratiti porast njihovog opterećenja.

Ako postoji više varijanti koje rješavaju uočene probleme, odabire se varijanta sa najmanjim troškovima.

Od aktivnosti za rasterećenje opterećenih elemenata se može privremeno odstupiti ukoliko je u planskom periodu planirana izgradnja objekata koji dovode do njihovog rasterećenja.

6. U opštem slučaju, na granici prenosne i distributivne mreže mora biti ispunjen kriterij (n-1). U slučaju radijalnog priključka na prenosu mrežu jednim vodom ili jednim transformatorom 110/x kV, od kriterija sigurnosti (n-1) može se odstupiti, ako je osigurano napajanje iz srednjenaponskih mreža u punom iznosu (tačka 4.2.1.1. MK).

6.1. Za svaku transformatorsku stanicu potrebno je osigurati napajanje iz najmanje dva čvorišta ili preko dva voda iz jednog dovoljno pouzdanog čvorišta.

Određivanje prioriteta za rješavanje radijalno napojenih TS 110/x kV vrši se na osnovu:

- dostignutog i prognoziranog opterećenja TS u planskom periodu,
- konzuma koji ostaje bez napajanja u slučaju ispada postojećeg voda,
- rezerve po distributivnoj mreži.

6.2. Za transformatorske stanice 110/x kV u koje je ugrađen samo jedan energetske transformator, potrebno je planirati ugradnju drugog transformatora u onim objektima u kojima nije obezbijedena 100% rezerva kroz distributivnu mrežu.

Određivanje prioriteta za ugradnju drugog transformatora vrši se na osnovu:

- dostignutog i prognoziranog opterećenja TS u planskom periodu u kojoj je planirana ugradnja drugog transformatora,
- nivoa rezervnog napajanja koji je moguće obezbijediti kroz srednjenaponsku mrežu,
- starosti postojećeg transformatora.

7. U transformatorskim stanicama 400/x kV i 220/x kV ugradnja drugog mrežnog transformatora se vrši na osnovu analiza tokova snaga i naponskih prilika poštujući ograničenja definisana u tačkama 4 i 5.

8. Izgradnja nove TS 400/x kV

U slučaju da analize tokova snaga i naponskih prilika ukažu na probleme u 110 kV mreži koje nije moguće riješiti zahvatima u 110 kV mreži ili isti iziskuju velike troškove, ovakvi problemi se rješavaju izgradnjom novih TS 400/110 kV. Nove TS 400/110 kV se grade i kao zamjena za postojeće TS 220/110 kV čiji je životni vijek na izmaku, a gdje za to postoje uslovi, odnosno u područjima gdje je izgrađena mreža 400 kV. Prilikom izgradnje novih TS 400/110 kV potrebno je planirati ugradnju transformatora 400/110 kV sa regulacijom pod opterećenjem u cilju regulacije naponskih prilika i tokova snaga. U slučaju da analize pokažu da je na područjima sa razvijenom 220 kV mrežom ekonomski isplativije izgraditi TS 220/110 kV može se odustati od izgradnje TS 400/110 kV.

Nove TS 400/220 kV se grade samo u područjima gdje je razvijena prenosna mreža 220 kV i gdje se javlja potreba za dotokom energije iz 400 kV mreže. Ove TS se mogu graditi i prilikom postepenog prelaska prenosne mreže 220 kV na prenosnu mrežu 400 kV.

9. Izgradnja nove TS 110/x kV ili povećanje instalisane snage postojeće TS 110/x kV

Analizom dostignutog i prognoziranog maksimalnog opterećenja postojećih TS 110/x kV, uz uvažavanje faktora opterećenja TS, u planskom periodu definiše se potreba povećanja snage transformacije u postojećoj TS ili izgradnja novog 110/x kV čvorišta.

Odluka o izgradnji nove TS 110/x kV donosi se na osnovu sljedećih kriterija:

- kada dostignuto ili prognozirano vršno opterećenje postojeće TS 110/x kV, koja ima rezervu u napajanju po distributivnoj mreži, dostigne 80% instalisane snage postojećih transformatora (za normalno uklopno stanje), potrebno je planirati ili povećanje snage transformacije ili izgradnju novog 110/x kV objekta koji će preuzeti dio opterećenja postojećeg objekta.
Povećanje snage transformacije podrazumijeva zamjenu postojećih transformatorskih jedinica jedinicama veće snage.
- kada dostignuto ili prognozirano vršno opterećenje postojeće TS 110/x kV, koja nema rezervu u napajanju po distributivnoj mreži, prelazi 60% instalisane snage transformatora potrebno je planirati ili povećanje snage transformacije ili izgradnju novog 110/x kV objekta koji će preuzeti dio opterećenja postojećeg objekta,
- kada planirano opterećenje nove TS 110/x kV prema prijedlogu nadležne elektroprivrede u godini njenog puštanja u pogon prelazi 8 MVA za područja gdje nema 110/x kV transformatorske stanice,
- kada izmjereno ili planirano vršno opterećenje u postojećoj TS 35/x kV prelazi 8 MVA,

- nezadovoljavajućih naponskih prilika u srednjenaponskoj mreži koja se napaja iz postojeće TS 110/x kV (kvalitet napajanja u skladu sa Opštim uslovima za isporuku i snabdijevanje električnom energijom),
- kada u grupi TS za napajanje gradskih TS 110/x kV (dvije ili više TS na međusobnoj udaljenosti do 10 km), kod ispada najvećeg transformatora nije moguće obezbijediti napajanje po elektrodistributivnoj mreži iz susjednih TS, a prethodno su iscrpljene mogućnosti za povećanje instalisane snage.

10. U novim transformatorskim stanicama 110/x kV potrebno je planirati ugradnju dva energetska transformatora sa mogućnošću paralelnog rada.

Izuzetak čine TS 110/x kV koje se grade zbog popravljivanja naponskih prilika u distributivnoj mreži.

11. Za sve nove DV treba predvidjeti OPGW kao zaštitno uže na dalekovodu. Za postojeće dalekovode na kojima je instalisano zemno uže planirati zamjenu istog sa OPGW da bi se ostvarila redundantnost optičkih spojnih puteva i zaštitio TK saobraćaj.

12. U planskom periodu je potrebno:

- rješavati sve krute tačke u 110 kV mreži,
- u skladu sa energetske potrebama planirati sanaciju i vraćanje u funkciju ratom porušenih objekata prenosne mreže,
- izvršiti kompletiranje svih nekompletnih 110 kV dalekovodnih polja.

13. Zamjena energetskih transformatora 110/x kV se planira na osnovu:

- ranije evidentiranih kvarova transformatora,
- loših eksploatacionih karakteristika transformatora,
- rezultata elaborata stanja energetskog transformatora,
- neodgovarajućeg prenosnog odnosa i/ili grupe spoja transformatora uzimajući u obzir kriterij (n-1) i paralelan rad transformatora,
- starosti transformatora (životni vijek: 30 godina). U TS sa ugrađena dva transformatora, zavisno od dostignute/prognozirane snage TS u planskom periodu, te instalisane snage, stanja i starosti transformatora, ne mora se planirati zamjena i za veći životni vijek od definisanog ukoliko jedan od transformatora nije stariji od 50 godina,
- prognozirano opterećenje TS.

U slučaju TS sa dva transformatora koji ne mogu raditi paralelno prioriteta se određuju na osnovu konzuma koji ostaje bez napajanja u slučaju ispada jednog transformatora.

14. Zamjena transformatora 400/x kV i 220/x kV se planira na osnovu:

- ranije evidentiranih kvarova transformatora,
- rezultata elaborata stanja energetskog transformatora,
- loših eksploatacionih karakteristika transformatora.

Zbog visokih investicionih troškova transformatora 400/x kV i 220/x kV oni se ne mijenjaju na osnovu životnog vijeka (30 godina) i ostaju u pogonu sve dok je to tehnički moguće.

15. Predmetom Dugoročnog plana su i rekonstrukcije elemenata sistema i to:

- značajne rekonstrukcije dalekovoda,
- značajne rekonstrukcije transformatorskih stanica,
- značajne rekonstrukcije SN postrojenja.

Prijedlozi za rekonstrukciju definišu se na osnovu:

- neodgovarajućih nazivnih karakteristika primarne opreme sa aspekta zadovoljenja očekivanih struja kratkog spoja,
- stanja opreme, odnosno elemenata prenosne mreže,
- rezultata elaborata stanja dalekovoda,
- životnog vijeka opreme:
 - zgrade transformatorskih stanica i građevinski dio postrojenja: 50 godina,
 - dalekovodi: 34 godine,
 - kablovski vodovi: 34 godine,
 - VN oprema: 20 godina,
 - MOP 110 kV: 20 godina,
 - SN ćelije: 20 godina,
 - ostala oprema u postrojenjima: 20 godina,
 - oprema za zaštitu i upravljanje: 10 godina,
 - oprema za SCADA sisteme: 10 godina,
 - oprema sistema za obračunsko mjerenje u objektima: 15 godina,
 - oprema vlastite potrošnje: 10 godina,
 - telekomunikaciona oprema: 13 godina.

Okvirna procjena sredstava potrebnih za rekonstrukciju dalekovoda vrši se na osnovu prosječnih cijena opreme i radova koje su dio Dugoročnog plana. Rekonstrukcije planirane po kriterijima starosti su samo indikator, te će se prije uvrštavanja predmetnih rekonstrukcija u trogodišnji/godišnji plan investicija stvarni iznos sredstava i obim rekonstrukcije odrediti nakon izrade odgovarajućih elaborata koji će sadržavati detaljnu analizu opravdanosti rekonstrukcije. Sredstva za izradu elaborata će se planirati u okviru trogodišnjeg/godišnjeg plana investicija.

Prilikom planiranja rekonstrukcija TS treba voditi računa da se, ukoliko je moguće, sve potrebne rekonstrukcije (zamjena opreme) predviđene u planskom periodu u jednoj TS grupišu u istoj godini.

Procjena finansijskih sredstava potrebnih za ulaganje se vrši poštujući ekonomske kriterije, na način da se između tehnički mogućih rješenja odabire finansijski najpovoljnije.

5. ULAZNI PODACI

Osnovni ulazni podaci za izradu Plana su:

- postojeći i planirani novi proizvodni objekti koji su bilansno uvršteni u IPRP,
- dostignuta i prognozirana potrošnja u EES BiH u planskom periodu,
- dostignuta i prognozirana maksimalna opterećenja čvorišta 110/x kV,
- tehnički podaci o prenosnoj mreži,
- zahtjevi elektroprivrednih kompanija u BiH i Brčko distrikta te direktno priključenih potrošača na prenosnu mrežu.

Pored navedenog, kod izrade Plana uvažene su i Odluke Skupštine akcionara date u Poglavlju 4.

Dostignuta maksimalna opterećenja po čvorištima 110/x kV su izmjerene vrijednosti, dok je prognoza neistovremenih maksimalnih opterećenja po čvorištima rađena na osnovu ostvarene maksimalne potrošnje (uvažavajući faktore opterećenja) u prethodnom periodu i procijenjenog trenda porasta koji je dobijen na osnovu analize podataka mjerenja kojima raspolaže Elektroprenos BiH za prethodni desetogodišnji period.

Tehnički podaci o elementima EES BiH, korišteni za Plan, su podaci o: transformatorskim stanicama 400/x kV, 220/x kV i 110/x kV, vodovima naponskog nivoa 400 kV, 220 kV i 110 kV, te mrežnim transformatorima i transformatorima 110/x kV.

5.1. Indikativni plan razvoja proizvodnje

Prema Licenci za obavljanje djelatnosti prenosa električne energije, Indikativni plan razvoja proizvodnje predstavlja jednu od osnova za izradu Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže. NOSBiH je u aprilu 2020. godine izradio IPRP 2021-2030, koji je odobren Odlukom DERK-a broj: 05-28-13-338-15/19 donesenoj na sjednici održanoj 27.05.2020. godine.

Iz odobrenog IPRP, preuzeti su podaci o postojećim i novim proizvodnim objektima (bilansiranim), te podaci o dostignutoj i prognoziranoj potrošnji EES BiH za planski period.

5.1.1. Novi proizvodni objekti

Ukupna instalisana snaga novih proizvodnih objekata koji su bilansno uvršteni u bilans snaga i energija na prenosnoj mreži za period 2021 – 2030. godina iznosi 872,1 MW, a ukupna godišnja proizvodnja, u posljednjoj godini planskog perioda je 4.725,5 GWh L[2]. Bilansno su uključeni sljedeći proizvodni objekti:

- VE Podveležje, instalisane snage 48 MW, godišnje proizvodnje 120,0 GWh, investitora JP EP BiH. Priključenje VE Podveležje je predviđeno za 2021. godinu.
- Toplana Zenica, instalisane snage 14,45 MW, godišnje proizvodnje 109,3 GWh, investitora Toplana Zenica d.o.o. Priključenje Toplane Zenica je predviđeno za 2021. godinu.
- HS Ljuta, instalisane snage 7,66 MW i 1,045 MW (I faza), godišnje proizvodnje 30,4 GWh, odnosno 34,6 GWh, investitora INGHYDRO d.o.o. Priključenje HS Ljuta je predviđeno za 2022. godinu, odnosno 2023. godinu (I faza).
- HE Ulog, instalisane snage 35,12 MW, godišnje proizvodnje 82,3 GWh, investitora EFT – HE Ulog d.o.o. Priključenje HE Ulog je predviđeno za 2023. godinu.

- TE Tuzla – blok 7, instalisane snage 450 MW, godišnje proizvodnje 2.626,9 GWh, investitora JP EP BiH. Priklučenje bloka 7 TE Tuzla je predviđeno za 2024. godinu.
- HE Janjići, instalisane snage 15,8 MW, godišnje proizvodnje 77,3 GWh, investitora JP EP BiH. Priklučenje HE Janjići je predviđeno za 2025. godinu.
- TE Kakanj – blok 8, instalisane snage 300 MW, godišnje proizvodnje 1.675,1 GWh, investitora JP EP BiH. Priklučenje bloka 8 u TE Kakanj je predviđeno za 2026. godinu.

5.1.2. Prognoza potrošnje

U IPRP L[2] su definisana tri osnovna scenarija prognoze potrošnje električne energije na prenosnoj mreži BiH u periodu 2021 – 2030. godina:

- 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%)

Prethodno navedeni scenariji su dobiveni na osnovu analize istorijskih podataka o ostvarenoj potrošnji u periodu 2001 – 2019. godina, analize podataka o planiranoj potrošnji kupaca direktno priključenih na prenosnu mrežu i planirane bruto distributivne potrošnje TS 110/x kV dostavljenih od elektroprivrednih (distributivnih) kompanija u BiH i Brčko Distrikta, te prognoze bazirane na BDP-u. Za većinu direktno priključenih kupaca predviđa se konstantna potrošnja električne energije tokom posmatranog desetogodišnjeg perioda, kao i konstantna maksimalna snaga L[2].

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, potrošnja predviđena za 2020. godinu je manja za 4,5% od potrošnje u 2019. godini. Takođe, planirana ukupna potrošnja direktnih potrošača je za više od 50% manja što se odražava i na ukupnu potrošnju koja je za razmatrani desetogodišnji period manja od potrošnje prema prethodnom IPRP-u za više od 10%.

Distributivna potrošnja bi, prema L[2], u planskom periodu trebala imati prosječan rast od oko 2,0% u baznom scenariju, 3,4% u višem scenariju i 1,6% u nižem scenariju.

Vršna satna snaga konzuma na prenosnoj mreži u 2019. godini zabilježena je 05.01.2019. godine kada je iznosila 1.945 MW kada je u pogonu bio Aluminij Mostar. Vršna satna snaga konzuma na prenosnoj mreži u 2019. godini kada Aluminij Mostar nije bio u pogonu, zabilježena je 31.12.2019. godine kada je iznosila 1.827 MW. Minimum satne snage konzuma na prenosnoj mreži u 2019. godini zabilježen je 14.07.2019. godine kada je iznosio 709 MW. Iz L[2] je vidljivo da nema kontinuiteta u vrijednostima jednovremenih snaga konzuma BiH na prenosnoj mreži. Ipak, 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 kada Aluminij Mostar nije bio u pogonu (1.827 MW). U Tabeli 5.1. je, prema L[2], data procjena jednovremenih maksimalnih snaga na prenosnoj mreži za period 2021 – 2030. godina.

Tabela 5.1. Procjena jednovremenih maksimalnih snaga na prenosnoj mreži

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

5.2. Faktor mjesečnog opterećenja, vrijeme iskorištenja maksimalnog mjesečnog opterećenja i srednje mjesečno opterećenje

U procesu planiranja razvoja elektroenergetskog sistema važnu ulogu igraju dijagrami opterećenja koji, u zavisnosti od vremenske osnove na kojoj su razmatrani, mogu biti dnevni, sedmični, mjesečni, godišnji, itd.

U okviru Plana, analiza pokazatelja značajnih za ocjenu opravdanosti proširenja postojećih i izgradnje novih TS rađena je na osnovu podataka o registrovanoj prenesenoj energiji i vršnoj snazi po TS na mjesečnom nivou:

- registrovana prenesena aktivna energija u toku mjeseca (MWh)
- registrovana prenesena reaktivna energija u toku mjeseca (MVarh)
- maksimalno aktivno opterećenje (P_{max}) u TS ostvareno u datom mjesecu (MW)
- reaktivno opterećenje (Q_{max}) u momentu P_{max} (MVar)
- maksimalno aktivno opterećenje po obračunskom mjernom mjestu (P_{max}/OMM) ostvareno u datom mjesecu (MW)
- reaktivno opterećenje po obračunskom mjernom mjestu (Q_{max}/OMM) u momentu P_{max}/OMM (MVar)
- aktivno opterećenje po obračunskom mjernom mjestu u trenutku P_{max} (MW).

Navedeni podaci prate se od januara 2008. godine i na osnovu njih se računaju faktor mjesečnog opterećenja, vrijeme iskorištenja maksimalnog mjesečnog opterećenja i srednje mjesečno opterećenje, koji su po definiciji:

$$\text{Faktor mjesečnog opterećenja: } m^m = \frac{W_p^m}{a^m \times P_{pM}^m}$$

$$\text{Vrijeme iskorištenja maksimalnog mjesečnog opterećenja: } T_M^m = \frac{W_p^m}{P_{pM}^m}$$

$$\text{Srednje mjesečno opterećenje: } P_{psr}^m = \frac{W_p^m}{a^m}$$

gdje su:

W_p^m - prenesena aktivna energija u toku mjeseca (MWh)

P_{pM}^m - maksimalno aktivno mjesečno opterećenje (MW)

a^m - koeficijent koji zavisi od broja sati u mjesecu (672, 696, 720, 744).

Izračunate vrijednosti karakterističnih pokazatelja po mjesecima za: 2015., 2016., 2017., 2018. i 2019. godinu prikazani su u Prilogu 1.

U 2019. godini, posmatrajući cijelu prenosnu mrežu, moguće je uočiti da se u najvećem broju slučajeva faktor opterećenja TS kreće u intervalu od 0,56 do 0,78 uz relativno male promjene na nivou određene TS od mjeseca do mjeseca. Nešto veće odstupanje faktora opterećenja TS u određenom mjesecu je najčešće posljedica privremene promjene uklopnog stanja pri kojem TS neko kraće vrijeme biva rasterećena ili dodatno opterećena.

Prema kriterijima planiranja koji se koriste prilikom odlučivanja o izgradnji novog 110/x kV čvorišta ili povećanju snage transformacije postojećeg 110/x kV čvorišta, registrovano vršno

opterećenje postojećih TS 110/x kV igra važnu ulogu. U posmatranom vremenskom periodu od 2015. do 2019. godine pušteno je u pogon (sa djelimičnim opterećenjem) 11 novih TS, a tokom 2019. godine u 6 (šest) postojećih TS je došlo do povećanja instalisane snage transformacije. Ulaskom u pogon novih TS došlo je do rasterećenja postojećih TS, tako da su nova registrovana opterećenja u 2017., 2018. i 2019. godini postojećih rasterećenih TS dalje korištena kao podloga za prognozu vršnog opterećenja TS do kraja planskog perioda, odnosno ocjenu o potrebi povećanja instalisane snage transformacije u predmetnoj TS, te potrebu o izgradnji novog 110/x kV čvorišta.

Podaci o ostvarenim vršnim opterećenjima po TS, te mjesečni pokazatelji (faktor opterećenja, srednje opterećenje i vrijeme iskorištenja maksimalnog vršnog opterećenja) po TS prikupljeni u periodu od dvanaest godina (2008 – 2019.) čine dobru osnovu za procjenu opterećenosti određene TS i ukazuju na one TS čije pokazatelje treba pažljivije pratiti u narednom periodu.

U 2019. godini je maksimalno opterećenje u proteklom petogodišnjem periodu ostvareno u 29 TS 110/x kV, pri čemu je u 10 TS 110/x kV zabilježeno vršno opterećenje ostvareno sa faktorom mjesečnog opterećenja većim od prosječnog faktora opterećenja u posmatranoj TS.

Navedeni pokazatelji će i u narednom periodu imati značajnu ulogu u procesu planiranja razvoja prenosne mreže i služice kao jedna od osnova za donošenje odluka o potrebi proširenja i izgradnje novih TS 110/x kV.

5.3. Podaci dostavljeni od elektroprivreda u BiH i JP „Komunalno Brčko” d.o.o. Brčko distrikta BiH

Za potrebu izrade Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže 2021 – 2030. Elektroprenos BiH je, kako bi omogućio ravnopravan tretman, uputio zahtjev svim elektroprivredama u BiH i JP „Komunalno Brčko” d.o.o. Brčko distrikta BiH da prijedloge dostavljene za potrebe izrade prethodnih Dugoročnih planova razvoja prenosne mreže prošire prijedlozima do 2030. godine, te da dostave eventualne izmjene ili dopune u ranije dostavljenim podacima. Ove podatke je Elektroprenos BiH koristio za potrebu izrade Plana. Podaci koje su elektroprivrede u BiH i JP „Komunalno Brčko” d.o.o. Brčko distrikta BiH ranije dostavili Elektroprenosu BiH su obuhvatali:

- prijedloge za izgradnju novih TS 110/x kV sa prognoziranim maksimalnim opterećenjem u razmatranom planskom periodu uz odgovarajuće energetske obrazloženje kojim se elaborira potreba njihove izgradnje,
- lokacije planiranih novih TS 110/x kV, kao i
- ostale dokumente i podatke koji se smatraju relevantnim za planiranje izgradnje novih TS 110/x kV.

MH EP RS, JP EP BiH i JP „Komunalno Brčko“ d.o.o. Brčko distrikt BiH su dostavili nove prijedloge, dok JP EP HZ HB nije dostavilo novi prijedlog niti izmjenu i dopunu postojećeg.

MH EP RS je dostavio prijedloge za izgradnju novih TS 110/x kV u okviru kojih je data planirana godina puštanja u pogon i obrazloženje za izgradnju. Takođe, dostavljeni su prijedlozi za povećanje snage postojećih TS 110/x kV sa obrazloženjima, prijedlozi za rekonstrukciju i opremanje VN i SN postrojenja u postojećim TS 110/x kV kao i prijedlozi za izgradnju novih 110 kV DV.

JP EP BiH je dostavilo prijedloge za izgradnju novih TS 110/x kV u okviru kojih je, za većinu objekata, data prognoza potrošnje u godini ulaska u pogon nove TS 110/x kV, mogućnost njihovog rezervnog napajanja kroz distributivnu mrežu, moguća lokacija buduće TS i postojeći objekti koji se rasterećuju (i sa kojom snagom) ulaskom u pogon novih objekata, te obrazloženje za njihovu izgradnju. Takođe, dostavljeni su zahtjevi za rekonstrukciju postojećih TS 110/x kV u svrhu zamjene postojeće/dotrajale opreme i prilagodbi postrojenja i transformatora za prelazak na 20 kV naponski nivo, odnosno napuštanje 10 kV i 35 kV naponskog nivoa. U okviru prijedloga za rekonstrukciju dostavljeni su i prijedlozi za proširenje TS (ugradnja drugog transformatora i proširenje SN postrojenja).

JP „Komunalno Brčko“ d.o.o. Brčko distrikt BiH je dostavilo prognozu potrošnje na području Brčko distrikta u razmatranom planskom periodu. U njihovom prijedlogu je takođe detaljnije analizirana problematika rada energetskih transformatora 110/x kV u TS Brčko 1 i TS Brčko 2, te dati prijedlozi za rješenje paralelnog rada ovih transformatora.

JP EP HZ HB je za potrebe izrade prethodnih Dugoročnih planova razvoja prenosne mreže dostavilo prijedloge, koji se smatraju važećim i za ovaj Plan jer nisu dostavljeni novi prijedlozi.

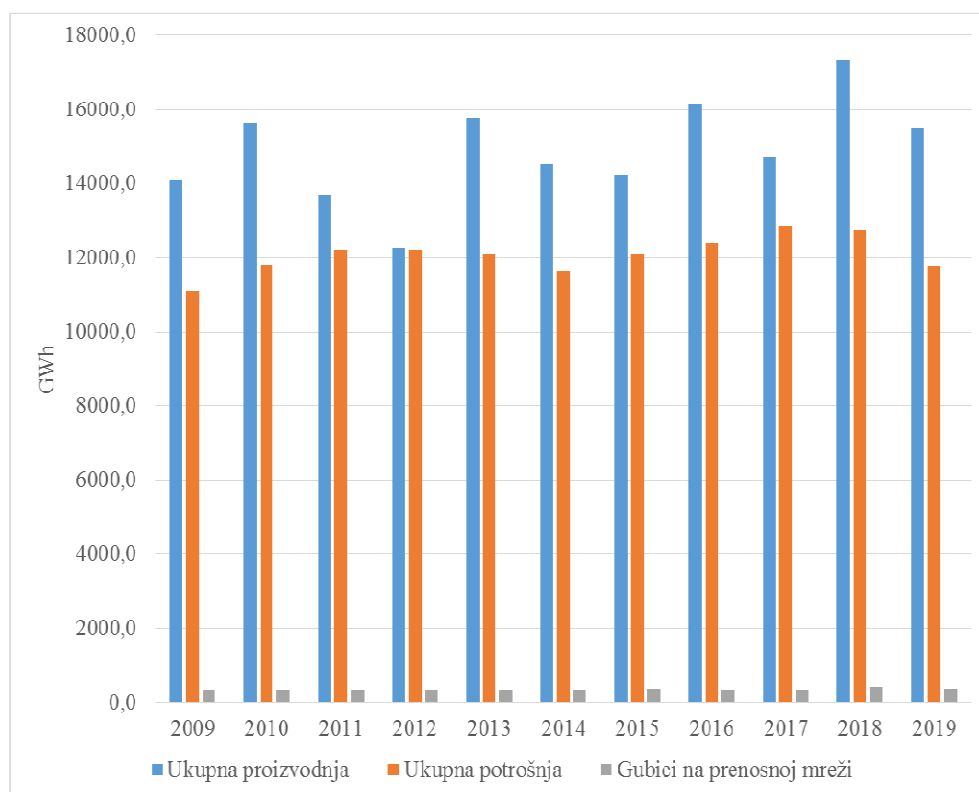
Podaci od elektroprivreda u BiH i JP „Komunalno Brčko“ d.o.o. Brčko distrikta BiH za potrebe izrade Plana su dati u Prilogu 2.

6. GUBICI U PRENOSNOJ MREŽI

U periodu 2009 – 2019. godina gubici u prenosnoj mreži su se kretali u opsegu od 2,06% (2016. godine) do 2,53% (2015. godine) od ukupne proizvodnje električne energije (proizvodnja na prenosnoj mreži + energija primljena iz distributivne mreže), što se može vidjeti iz Tabele 6.1. i dijagrama na slici 6.1. (podaci iz IPRP).

Tabela 6.1. Ukupna godišnja potrošnja na prenosnoj mreži i gubici na prenosnoj mreži u periodu 2009 – 2019. godina

	GWh	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
1	Godišnja potrošnja na prenosnoj mreži	10786,5	11468,9	11879,7	11852,9	11732,0	11345,6	11719,3	12015,4	12273,9	12193,4	11309,4
2	Pumpni rad	0,0	2,2	21,4	66,0	0,0	0,0	13,9	46,2	266,1	137,4	96,3
3	Gubici na prenosnoj mreži	306,1	337,9	324,2	308,1	343,1	304,2	359,4	333,3	341,5	398,8	357,0
4	Ukupna potrošnja na prenosnoj mreži	11092,6	11809,0	12225,3	12227,0	12075,1	11649,8	12092,6	12394,9	12881,5	12729,6	11762,6
5	Ukupna proizvodnja	14082,7	15637,8	13714,7	12271,2	15769,9	14519,9	14228,2	16152,2	14722,7	17335,4	15502,4
6	Gubici na prenosnoj mreži u odnosu na proizvodnju (%)	2,17	2,16	2,36	2,51	2,18	2,09	2,53	2,06	2,32	2,30	2,30



Slika 6.1. Ukupna godišnja proizvodnja, potrošnja i gubici u prenosnoj mreži u periodu 2009 – 2019.

U Bilansu električne energije na prenosnoj mreži BiH za period 2021 – 2030. godina u IPRP data je procjena gubitaka u prenosnoj mreži za posmatrani planski period i to u iznosu od 2,3% u odnosu na planiranu proizvodnju na prenosnoj mreži.

U Tabeli 6.2. (IPRP, Tabela 8.7. – Bilansi električne energije na prenosnoj mreži BiH za period 2021 – 2030.) data je prognoza potrošnje električne energije na prenosnoj mreži za tri scenarija potrošnje (niži, bazni i viši), a planirana proizvodnja na prenosnoj mreži za jedan scenarij, koji pored postojećih proizvodnih objekata uključuje i bilansno uvrštene nove proizvodne objekte. Ovaj scenarij proizvodnje uzima u obzir planirane remonte i dinamiku izlaska iz pogona postojećih proizvodnih jedinica, kao i dinamiku ulaska u pogon novih proizvodnih objekata, te ukupne gubitke na prenosnoj mreži u odnosu na planiranu proizvodnju na prenosnoj mreži.

Tabela 6.2. Planirana proizvodnja na mreži prenosa, prognozirana potrošnja električne energije i gubici na mreži prenosa za period 2021 – 2030. godina

GWh	Godina									
	2021.	2022.	2023.	2024.	2025.	2026.	2027.	2028.	2029.	2030.
Proizvodnja – scenario 1	15.900	15.379	16.405	16.391	17.445	17.249	18.205	17.350	17.140	17.350
Potrošnja – scenario 1 (niži scenario)	10.870	10.914	10.957	11.001	11.045	11.089	11.134	11.178	11.223	11.268
Potrošnja – scenario 2 (bazni scenario)	10.946	11.067	11.188	11.311	11.435	11.561	11.688	11.817	11.947	12.079
Potrošnja – scenario 3 (viši scenario)	11.065	11.309	11.557	11.812	12.072	12.337	12.609	12.886	13.169	13.459
Gubici (2,3% proizvodnje)	365,7	353,7	377,3	377,0	401,2	396,7	418,7	399,0	394,2	399,0

Na osnovu modela EES BiH, koji je detaljno objašnjen u Poglavlju 8, izvršena je analiza gubitaka u snazi (MW) u režimu maksimalnog opterećenja EES BiH po naponskim nivoima i za presječne planske godine. U provedenim analizama gubici mrežnih transformatora 400/231/x kV, 400/115/x kV i 220/115/x kV su uračunati u gubitke u 110 kV mreži EES BiH. Gubici blok transformatora u elektranama i gubici transformatora 110/x kV nisu uzeti u obzir. U Tabeli 6.3. prezentirani su rezultati analize.

Tabela 6.3. Gubici u snazi (MW) u režimu maksimalnog opterećenja u EES BiH u prenosnoj mreži po naponskim nivoima i u odnosu na vršno opterećenje EES BiH

Godina	2021.	2025.	2030.
Gubici u 400 kV mreži [MW]	3,50	9,48	12,25
Gubici u 220 kV mreži [MW]	12,66	20,74	25,66
Gubici u 110 kV mreži [MW]	23,19	26,69	31,14
Ukupni gubici u prenosnoj mreži EES BiH [MW]	39,35	56,91	69,05
Vršno opterećenje EES BiH [MW]	1867	1951	2061
Gubici u odnosu na vršno opterećenje EES BiH [%]	2,11	2,92	3,35

7. STATISTIKA KVAROVA I VRIJEME ZASTOJA ZBOG KVAROVA I ODRŽAVANJA DALEKOVODA I MREŽNIH TRANSFORMATORA

U Prilogu 4 dat je tabelarni pregled statističkih podataka o zastojava dalekovoda i mrežnih transformatora zbog kvarova i održavanja za period 2015 – 2019. godina. Za 2015., 2016., 2017. i 2018. godinu su navedeni podaci o ukupnom broju i trajanju zastoja po pojedinim elementima prenosne mreže, dok su za 2019. godinu, pored ukupnog broja i trajanja zastoja, posebno prikazani podaci o ukupnom broju i trajanju neplaniranih, te ukupnom broju i trajanju planiranih zastoja.

Od januara 2008. godine, mjesečni podaci o planiranim i neplaniranim isključenjima dalekovoda i transformatora vode se na način da se razdvoje aktivni kvarovi, prolazni kvarovi, prinudna isključenja i planirana isključenja, pojedinačno po broju i trajanju. Ovakav način evidencije podataka omogućava da se posebno registruju elementi prenosne mreže sa velikim brojem/trajanjem neplanskih zastoja (aktivni i prolazni kvarovi, te prinudna isključenja), odnosno planskih isključenja. Na osnovu tih podataka računaju se pouzdanosti, kako pojedinačnih elemenata, tako i sistema u cjelini. Podaci o pouzdanosti zajedno sa podacima o pogonskoj spremnosti važni su za odluku o rekonstrukciji, a posebno za elemente koji su na granici svog životnog vijeka. Iz razloga preciznijeg praćenja, za sve zastoje bi, pored broja i trajanja, bilo značajno registrirati razloge koji su doveli do neplanskog, odnosno planskog zastoja, u smislu da li se radi o unutrašnjim ili vanjskim razlozima. Neplanski zastoji sa unutrašnjim razlogom nastaju zbog vlastite neispravnosti posmatranog prenosnog elementa, dok oni sa vanjskim razlogom nastaju zbog djelovanja zaštite ili isklupom. Planska isključenja sa unutrašnjim razlogom nastaju zbog planskih zahvata na samom prenosnom elementu, dok ona sa vanjskim razlogom nastaju zbog planskih zahvata izvan posmatranog elementa. Starost elementa utiče i na neplanske i na planske zastoje, ali samo one sa unutrašnjim razlogom, dok se vanjski razlozi za prisilne i planirane zastoje elemenata prenosne mreže događaju neovisno o starosti istih. Ovim podacima se potkrepljuju obrazloženja prilikom kandidovanja određenog elementa prenosne mreže za zamjenu/rekonstrukciju.

U nekim od susjednih prenosnih sistema, gdje se takođe prate i obrađuju navedeni statistički podaci (prema L[3]), neplanirani zastoji se evidentiraju na način da se po trajanju posebno posmatraju oni do 200 sati i oni preko 200 sati, te planirani zastoji do 800 sati i preko 800 sati godišnje. Posmatrajući na takav način podatke u prenosnoj mreži BiH za 2019. godinu, može se dati sljedeći pregled:

Tabela 7.1. Pregled neplanskih zastoja po elementima prenosne mreže u 2019. godini ukupnog trajanja dužeg od 200 h/godišnje

Red. br.	Element prenosne mreže (DV/mrežni transformator)	Neplanski zastoj		Napomena
		Ukupan broj zastoja	Ukupno trajanje zastoja (>200 h/godišnje)	
1.	Transformator T3 220/115/10,5 kV u TS Mostar 4	3	1970,43	1 aktivni kvar ukupnog trajanja 1968 h, 2 prolazna kvara ukupnog trajanja 2,434h
2.	Transformator T4 220/115/10,5 kV u TS Mostar 4	1	7443,23	1 aktivni kvar ukupnog trajanja 7443,23 h

Red. br.	Element prenosne mreže (DV/mrežni transformator)	Neplanski zastoj		Napomena
		Ukupan broj zastoja	Ukupno trajanje zastoja (>200 h/godišnje)	
3.	Transformator T1 400/115/10,5 kV u TS Višegrad	2	4573,60	1 aktivan kvar ukupnog trajanja 4573,48 h, 1 prolazni kvar ukupnog trajanja 0,12 h
4.	DV 400 kV Gacko – Mostar 4*	21	842,72	5 prolaznih kvarova ukupnog trajanja 3,08 h, 16 prinudnih isključenja ukupnog trajanja 839,63 h
5.	DV 400 kV Gacko – Trebinje *	20	845,83	3 prolazna kvara ukupnog trajanja 0,05 h, 17 prinudnih isključenja ukupnog trajanja 845,78 h
6.	DV 400 kV Mostar 4 – Konjsko (HR)*	29	543,3	3 prolazna kvara ukupnog trajanja 1,03 h, 26 prinudnih isključenja ukupnog trajanja 542,27 h
7.	DV 220 kV Gradačac – TE Tuzla	6	1945,23	1 aktivni kvar ukupnog trajanja 599,63 h, 2 prolazna kvara ukupnog trajanja 0,32 h, 3 prinudna isključenja ukupnog trajanja 1345,28 h
8.	DV 220 kV Jajce 2 – Prijedor 2	6	3940,33	6 aktivnih kvarova ukupnog trajanja 3940,33 h
9.	DV 220 kV Prijedor 2 - RP Kakanj	38	969,72	2 aktivna kvara ukupnog trajanja 13,52 h, 24 prolazna kvara ukupnog trajanja 17,58 h, 12 prinudnih isključenja ukupnog trajanja 938,62 h
10.	DV 220 kV TE Tuzla (G6) - Tuzla 4 (3)	3	794,12	3 prinudna isključenja ukupnog trajanja 794,12 h
11.	DV 220 kV Trebinje - Plat (1) (HR)	2	518,52	1 prolazni kvar ukupnog trajanja 0,02 h, 1 prinudno isključenje ukupnog trajanja 518,5 h
12.	DV 220 kV Tuzla 4 - Zenica 2	6	512,08	1 aktivni kvar ukupnog trajanja 449,12 h, 3 prolazna kvara ukupnog trajanja 0,2 h, 2 prinudna isključenja ukupnog trajanja 62,77 h
13.	DV 110 kV Bijeljina 1 - Bijeljina 2	13	1769,7	1 aktivni kvar ukupnog trajanja 25,38 h, 2 prolazna kvara ukupnog trajanja 0,73 h, 10 prinudnih isključenja ukupnog trajanja 1743,58 h
14.	DV 110 kV Bijeljina 1 - Bijeljina 3	9	925,4	2 prolazna kvara ukupnog trajanja 1,4 h, 7 prinudnih isključenja ukupnog trajanja 924 h
15.	DV 110 kV Bijeljina 1 – Janja	9	1744,43	1 prolazni kvar ukupnog trajanja 0,08 h, 8 prinudnih isključenja ukupnog trajanja 1744,35 h

Red. br.	Element prenosne mreže (DV/mrežni transformator)	Neplanski zastoј		Napomena
		Ukupan broj zastoја	Ukupno trajanje zastoја (>200 h/godišnje)	
16.	DV 110 kV Doboj 1 – Teslić	11	2384,10	3 prolazna kvara ukupnog trajanja 0,05 h, 8 prinudnih isključenja ukupnog trajanja 2383,27 h
17.	DV 110 kV Donji Vakuf - Jajce 2	17	200,65	4 aktivna kvara ukupnog trajanja 56,58 h, 9 prolaznih kvarova ukupnog trajanja 26,97 h, 4 prinudna isključenja ukupnog trajanja 117,1 h
18.	DV 110 kV Glinica - Zvornik (1)	17	1023,8	5 prolaznih kvarova ukupnog trajanja 2,12 h, 12 prinudnih isključenja ukupnog trajanja 1021,68 h
19.	DV 110 kV Glinica - Zvornik (2)	10	1046,32	10 prinudnih isključenja ukupnog trajanja 1046,32 h
20.	DV 110 kV HE Jablanica - Mostar 2	8	1603,38	3 aktivna kvara ukupnog trajanja 1602,15 h, 5 prinudnih isključenja ukupnog trajanja 1,23 h
21.	DV 110 kV Srebrenica - Zvornik	20	911,78	2 aktivna kvara ukupnog trajanja 36,05 h, 7 prolaznih kvarova ukupnog trajanja 0,72 h, 11 prinudnih isključenja ukupnog trajanja 875,02 h
22.	DV 110 kV TE Kakanj - Zenica 1	3	1630,93	3 aktivna kvara ukupnog trajanja 1630,93 h
23.	DV 110 kV Tuzla 5 – Zvornik	1	216,00	1 prinudno isključenje ukupnog trajanja 216 h
24.	DV 110 kV Zavidovići - Zenica 1	7	3403,07	1 prolazni kvar ukupnog trajanja 0,02 h, 6 prinudnih isključenja ukupnog trajanja 3403,05 h
25.	DV 110 kV Zenica 1 - Zenica 2	11	333,21	1 aktivni kvar ukupnog trajanja 5,13 h, 3 prolazna kvara ukupnog trajanja 14,08 h, 7 prinudnih isključenja ukupnog trajanja 313,98 h
26.	DV 110 kV Zvornik - HE Zvornik (SR)	20	1080,47	2 aktivna kvara ukupnog trajanja 31,63 h, 4 prolazna kvara ukupnog trajanja 0,52 h, 14 prinudnih isključenja ukupnog trajanja 1048,32 h

*isključivani u svrhu poboljšanja naponskih prilika

Planskih zastoја elemenata prenosne mreže ukupnog trajanja dužeg od 800 h/godišnje u 2019. godini nije bilo.

U smislu generalne ocjene statističkih podataka, može se uočiti da je ukupan broj i dužina trajanja zastoја u 2019. godini veći nego u 2018. godini. Razlog ovome je prvenstveno veći broj neplanskih zastoја dalekovoda (za 219) i njihovo duže trajanje (za 13126 h) u odnosu na 2018. godinu. Broj planskih zastoја dalekovoda u 2019. godini je manji (za 133) i sa kraćim trajanjem (za 7974 h) nego u 2018. godini. Broj zastoја na mrežnim transformatorima je smanjen u odnosu na 2018. godinu, pri čemu se povećalo ukupno vrijeme trajanja ovih zastoја

za 2700 sati (razlog kvar na TR 3 220/115/10,5 kV, 150/150/50 MVA u TS Mostar 4 i na TR 1 400/115/10,5 kV, 300/300/100 MVA u TS Višegrad). Povećano trajanje neplanskih zastoja dalekovoda je prije svega uzrokovano većim trajanjem prinudnih isključenja, dok je broj aktivnih kvarova manji i sa kraćim trajanjem. Smanjeno trajanje planskih zastoja dalekovoda uzrokovano je manjim brojem rekonstrukcija, a u skladu sa usvojenim planovima.

Prekidi u snabdijevanju potrošača električnom energijom registrovani u 2019. godini uzrokovani su i neplanskim i planskim zastojima elemenata prenosne mreže i trajanja su uglavnom do 10 sati. Ukupno je u 2019. godini zabilježeno 642,72 h zastoja u snabdijevanju potrošača, a ukupna neisporučena energija je procijenjena na 2197,7 MWh. Prekidi u snabdijevanju usljed kvara su trajali ukupno 356,42 h, pri čemu je procijenjena neisporučena energija na 1097,1 MWh. Prekidi u snabdijevanju usljed planiranih radova su trajali 286,30 h, a neisporučena energija je procijenjena na 1100,6 MWh.

8. MODEL ZA ANALIZE ELEKTROENERGETSKOG SISTEMA BiH

Proizvodni objekti (postojeći i novi) u EES BiH su, za potrebe provedenih analiza, modelovani u skladu sa IPRP.

Nakon usaglašavanja sa NOSBiH, modeli za prosječne 2021., 2025. i 2030. godinu za režim maksimalnih opterećenja formirani su na sljedeći način:

- Potrošnja po čvorištima 110/x kV i potrošnja direktnih potrošača (osim R-S Silicon d.o.o. Mrkonjić Grad i Steelmin BH d.o.o. Jajce) je modelovana u početnom modelu na osnovu vrijednosti opterećenja zabilježenih u satu u kojem je zabilježen maksimum sistema u 2019. godini (31.12.2019. godine u 18-tom satu, koji je iznosio 1827 MW). Ovo opterećenje je manje od maksimalnog opterećenja zabilježenog u 2019. godini (05.01.2019. godine u 18-tom satu, koji je iznosio 1945 MW), ali ova vrijednost nije uzeta kao referentna jer je tada u pogonu bio Aluminij d.d. Mostar koji je nakon toga isključen sa mreže. Za analizirane prosječne planske godine maksimalno opterećenje sistema je povećavano u skladu sa prognoziranim vrijednostima datim u IPRP, odnosno po godišnjoj stopi porasta od 1,1%. Analogno tome, povećavana je potrošnja po čvorištima 110/x kV i potrošnja direktnih potrošača u analiziranim prosječnim planskim godinama, uzimajući u obzir maksimalnu snagu direktno priključenih potrošača prema podacima koje su oni dostavili za IPRP.
Potrošnja R-S Silicon d.o.o. Mrkonjić Grad i Steelmin BH d.o.o. Jajce je u svim prosječnim godinama konstantna i iznosi 27 MW i 30 MW respektivno.
- Prilikom određivanja proizvodnje na prenosnoj mreži kao bazni angažman elektrana na prenosnoj mreži uzet je onaj ostvaren u satu kada je zabilježen maksimum sistema u 2019. godini. Za svaku prosječnu plansku godinu je uzet u obzir izlazak iz pogona postojećih proizvodnih kapaciteta u skladu sa Tabelom 3.6., kao i izgradnja novih proizvodnih kapaciteta. Ukupna proizvodnja na prenosnoj mreži je za prosječne planske godine određena na sljedeći način:
 - Za 2021. godinu: potrošnja + gubici + pretpostavljeni izvoz od 300 MW,
 - Za 2025. godinu: potrošnja + gubici + pretpostavljeni izvoz od 500 MW,
 - Za 2030. godinu: potrošnja + gubici + pretpostavljeni izvoz od 800 MW.

Model za režim minimalnih opterećenja, za prosječnu 2021. godinu, formiran je na sljedeći način:

- Opterećenje sistema u početnom modelu je ostvareno opterećenje u satu u kojem je zabilježen minimum sistema u 2019. godini (14.07.2019. godine u 7-om satu, koji je iznosio 709 MW). Na ovo opterećenje je primijenjen porast po godišnjoj stopi od 1,8% kako je definisano u IPRP. Opterećenja po čvorištima su određena na način da su opterećenja za režim maksimalnog opterećenja skalirana tako da ukupno opterećenje EES BiH odgovara minimalnom opterećenju sistema u prosječnim godinama. Pri tome je poštovan princip da su opterećenja direktnih potrošača zadržana na istom nivou kao i u režimu maksimalnog opterećenja u datoj prosječnoj planskoj godini. Reaktivna opterećenja u režimu minimalnog opterećenja su modelovana sa faktorom snage 0,9.
- Prilikom određivanja proizvodnje na prenosnoj mreži kao bazni angažman elektrana na prenosnoj mreži uzet je onaj ostvaren u satu kada je zabilježen minimum sistema u 2019. godini. Ukupna proizvodnja na prenosnoj mreži je određena tako da pokriva: potrošnju, gubitke i pretpostavljeni izvoz od 300 MW.

Za režim maksimalnog opterećenja za 2021. godinu modeli susjednih sistema su modelovani iz SECI modela za 2020. godinu, a za presječne 2025. i 2030. godinu iz SECI modela za 2025. godinu. Za režim minimalnog opterećenja, za presječnu 2021. godinu formiran je model susjednih sistema, a koji odgovara modelu koji se koristi kod izrade Regionalne studije za regulaciju napona.

Vezano za rad generatorskih jedinica u induktivnom/kapacitivnom režimu primijenjen je koncept da je, u cilju održanja profila modula napona po generatorskim čvorištima, rad generatorskih jedinica u skladu sa njihovom pogonskom kartom. Prilikom kapacitivnog režima rada generatorske jedinice su angažovane u blagoj poduzbudi.

Prognoza opterećenja novih čvorišta 110/x kV izvršena je tako što je učešće opterećenja novog čvorišta u maksimalnom opterećenju EES BiH, prognoziranom u IPRP, izračunato na sljedeći način:

$$p(i) = \frac{P_v(i)}{\sum_j^n P_v(j)}$$

gdje su:

- i – i -to novo čvorište 110/x kV,
- $p(i)$ – učešće i -tog novog čvorišta u istovremenom maksimalnom opterećenju EES BiH,
- $P_v(i)$ – prognozirano vršno opterećenje i -tog čvorišta,
- $P_v(j)$ – vršno opterećenje j -tog čvorišta 110/x kV prema prognozi potrošnje,
- n – ukupan broj svih čvorišta 110/x kV u EES BiH.

Na osnovu ovako dobivenog učešća opterećenja novog čvorišta 110/x kV u prognoziranom maksimalnom istovremenom opterećenju EES BiH u razmatranoj planskoj godini, opterećenje novog čvorišta se računa na sljedeći način:

$$P(i) = (P - P_{dir}) \cdot p(i)$$

gdje su:

- $P(i)$ – opterećenje i -tog novog čvorišta 110/x kV u (MW),
- P – maksimalno opterećenje EES BiH na mreži prenosa u razmatranoj godini u skladu sa IPRP,
- P_{dir} – ukupno opterećenje svih industrijskih potrošača direktno spojenih na prenosnu mrežu čija je potrošnja konstantna u planskom periodu.

Ovaj način prognoze potrošnje po čvorištima 110/x kV je korišten kod određivanja potreba izgradnje novih objekata prenosne mreže primjenom kriterija sigurnosti (n-1) pri čemu su reaktivna opterećenja u režimu maksimalnog opterećenja uzeta sa faktorom snage 0,95.

Opterećenja industrijskih potrošača priključenih direktno na prenosnu mrežu modelovana su kako je prethodno navedeno, pri čemu je uzeto u obzir da maksimalna snaga direktno priključenih potrošača ne smije preći iznose koje su ovi potrošači dostavili za potrebe izrade IPRP. Maksimalno opterećenje Steelmin BH d.o.o. Jajce je preuzeto iz Ugovora o korištenju prenosne mreže koji su ovaj Korisnik i Elektroprenos BiH sklopili u toku 2012. godine.

Maksimalno opterećenje industrijskih potrošača je dato u Tabeli 8.

Tabela 8. Maksimalno opterećenje industrijskih potrošača

Naziv potrošača	Opterećenje (MW)
Arcelor Mittal Steel Zenica	90
Toplana Zenica	20
B.S.I. Jajce	27
Alumina Zvornik	17
Cementara Kakanj	19
Steelmin BH	60
Željezara Ilijaš	9
R-S Silicon	27
UKUPNO	269

8.1. Ulazni podaci za model

U nastavku su navedeni objekti planirani za izgradnju/rekonstrukciju koji su ušli u model EES BiH formiran za potrebe analiza tokova snaga i naponskih prilika u normalnom pogonskom stanju i uz primjenu (n-1) kriterija sigurnosti, te model za proračun kratkih spojeva, a koji utiču na navedeni model:

8.1.1. Plan investicija

U model EES BiH su, pored postojećih objekata, uvršteni i novi objekti, te postojeći objekti planirani za rekonstrukciju (ukoliko planirana rekonstrukcija ima uticaj na model EES). U Tabeli 8.1.1. su navedeni objekti čija je izgradnja/rekonstrukcija realizovana u 2020. godini ili se očekuje da će biti realizovana do kraja 2020. godine prema Izvještaju o realizaciji Plana investicija. U Tabeli 8.1.2. su navedeni objekti čija je izgradnja/rekonstrukcija predmet Plana investicija za 2020. godinu, a čiji je završetak planiran u periodu nakon 2020. godine.

Tabela 8.1.1. Objekti koji su realizovani u 2020. godini i planirani da budu realizovani do kraja 2020. godine

Red. br.	Projekat/Objekat	Napomena
1.	DV 110 kV Sarajevo 18 – Sarajevo 20 (polje Sarajevo 20 u TS Sarajevo 18)	Završeno
2.	Izgradnja priključnog DV 110 kV za VE Podveležje	Završeno
3.	TS 110/20/10 kV Žepče	Završeno

Tabela 8.1.2. Objekti uvršteni u Plan investicija 2020.

Red. br.	Projekat/Objekat	Procjena završetka (godina)
1.	Priključni DV 2x110 kV za TS Žepče*	2021.
2.	DV 110 kV Srebrenica – Ljubovija	2022.
3.	Rekonstrukcija DV 2x110 kV HE Jablanica – RP Mostar 1/Mostar 2	2022.
4.	DV 110 kV Mostar 4 – Mostar 9	2022.

Red. br.	Projekat/Objekat	Procjena završetka (godina)
5.	TS 110/x kV Ilijaš	2022.
6.	TS 110/x kV Banja Luka 9 sa priključnim DV	2022.
7.	TS 110/x kV Željuša sa priključnim DV	2022.
8.	TS 110/x kV Jelah sa priključnim DV	2022.
9.	TS 110/x kV Banja Luka 10 sa priključnim KB	2022.
10.	TS 110/x kV Jahorina sa priključnim DV	2022.
11.	TS 110/x kV Sarajevo 12	2022.
12.	TS 110/x kV Živinice sa priključnim DV	2022.

* Riješeni imovinsko-pravni odnosi i pribavljena građevinska dozvola.

8.1.2. Radijalno napojene TS 110/x kV

U okviru dosadašnje konfiguracije prenosne mreže postoji 12 transformatorskih stanica 110/x kV radijalno napojenih po 110 kV naponu. Jedan od kriterija definisanih MK (poglavlje 4.), koji moraju biti zadovoljeni kod planiranja razvoja prenosne mreže, je kriterij sigurnosti (n-1). U slučaju radijalnog priključka transformatorske stanice 110/x kV na prenosnu mrežu jednim vodom, od kriterija (n-1) može se odstupiti ako je osigurano napajanje iz srednjenaponskih mreža u punom iznosu. Dugoročno gledano, neophodno je osigurati napajanje iz dva smjera za sve 110/x kV transformatorske stanice, te je u Planu za sve radijalno napojene transformatorske stanice planirano obezbjeđenje dvostranog napajanja. Za transformatorske stanice za koje je moguće obezbijediti dvostrano napajanje iz više pravaca analizirane su moguće varijante i odabrana je bolja sa tehničkog i ekonomskog aspekta.

Pregled radijalno napojenih TS i način obezbjeđenja dvostranog napajanja prikazan je u Tabeli 8.2. Prioriteti su određeni na osnovu nivoa konzuma koji ostaje bez napajanja i vremena potrebnog za realizaciju druge veze.

Tabela 8.2. Radijalno napojene TS

Red. br.	Naziv TS	Način obezbjeđenja dvostranog napajanja	Procjena završetka (godina)
1.	TS Srebrenica	DV 110 kV Srebrenica – Ljubovija	2022.
2.	TS Tešanj	DV 110 kV Jelah – Tešanj	2022.
3.	TS Novi Grad	DV 110 kV Novi Grad – Banja Luka 6 (dionica od DV 110 kV Banja Luka 6 – Sisak do TS Novi Grad)	2023.
4.	TS Uskoplje/G.Vakuf	DV 110 kV Rama/Prozor – Uskoplje/Gornji Vakuf	2023.
5.	TS Kiseljak	DV 110 kV Kiseljak – Fojnica	2024.
6.	TS Fojnica		
7.	TS Cazin 2	DV 110 kV Bihać 1 – Cazin 2 (dionica od TS Cazin 2 do DV 110 kV Bihać 1 – Cazin 1)	2024.
8.	TS Šipovo	DV 110 kV Jajce 1 – Šipovo	2024.
9.	TS Banovići	DV 110 kV Banovići – Zavidovići	2024.

Red. br.	Naziv TS	Način obezbjeđenja dvostranog napajanja	Procjena završetka (godina)
10.	TS Foča	DV 110 kV Sarajevo 20 – Foča (dionica Miljevina – Foča)	2024.
11.	TS Stolac	Rekonstrukcija DV 110 kV Bileća – Stolac (dionica Berkovići – Stolac)	2025.
12.	TS Vareš	DV 110 kV Vareš – Kladanj	2029.

8.1.3. Krute veze

U prenosnoj mreži BiH postoji šest transformatorskih stanica 110/x kV koje su u 110 kV mrežu uklopljene po sistemu krute veze (T spoj).

Pregled objekata sa krutim vezama i analiziranim načinom rješavanja dat je u Tabeli 8.3.

Tabela 8.3. Krute veze u sistemu

Red. br.	Naziv objekta	Kruta veza na	Način rješavanja	Procjena završetka (godina)
1.	TS Sarajevo 7	DV 110 kV Sarajevo 2 – Sarajevo 10	Rekonstrukcija DV 110 kV Sarajevo 2 – Sarajevo 10*	2021.
2.	TS Prijedor 1	DV 110 kV Banja Luka 6 – Sisak (2)	Ulaz/izlaz na DV 110 kV Banja Luka 6 – Prijedor 2	2022.
3.	TS 110/35/10 kV Mostar 9	DV 110 kV Čapljina – Stolac	Ulaz/izlaz na DV 110 kV Čapljina – Mostar 1 je već izgrađen, a biće pušten u pogon nakon rekonstrukcije ovog dalekovoda.	2023.
4.	TS Banja Luka 5	DV 110 kV Banja Luka 1 – HE Bočac	DV 110 kV Banja Luka 5 – HE Bočac (dionica KT do Banja Luka 5)	2024.
5.	TS Brčko 2	DV 110 kV Derвента – Gradačac	DV 110 kV Gradačac – Brčko 2 (dionica KT do TS Gradačac)	2024.
6.	TS Vlasenica	DV 110 kV Srebrenica – Zvornik	Rasklopište Konjević Polje	2027.
7.	TS Doboj Istok	DV 110 kV Doboj 1 – Gračanica	Ulaz/izlaz na DV 110 kV Doboj 1 – Gračanica (izgradnja TS 110/x kV Doboj Istok)	2029.

* DV rekonstruisan, preostalo da se završi rekonstrukcija na dijelu na kojem je aktivno klizište.

8.1.4. Objekti van funkcije

Iako je prenosna mreža nakon ratnih dejstava najvećim dijelom vraćena u funkciju, postoji određen broj dalekovoda 110 kV koji još uvijek nisu sanirani, te je u planskom periodu predviđeno njihovo saniranje i vraćanje u funkciju. U model su uvršteni objekti navedeni u Tabeli 8.4.

Tabela 8.4. Objekti van funkcije

Red. br.	Naziv objekta	Planirana godina vraćanja u funkciju
1.	DV 110 kV Sarajevo 2 – Sarajevo 10*	2021.
2.	DV 110 kV Sarajevo 7 – Sarajevo 10 (2)*	2021.
3.	DV 110 kV Sarajevo 13 – Sarajevo 20 (1)**	2021.
4.	DV 2x110 kV HE Jablanica – RP Mostar 1***	2022.
5.	Rekonstrukcija DV 110 kV Mostar 2 – RP Mostar 1 (u pogon ulazi nakon izgradnje DV 110 kV Mostar 1 – HE Mostar, po trasi postojećeg DV 110 kV Mostar 1 – Čapljina od TS Mostar 1 do SM 3)	2023.
6.	DV 110 kV Čapljina – RP Mostar 1	2023.
7.	DV 110 kV Mostar 2 – Stolac	2023.
8.	DV 110 kV Tuzla 5 – Zvornik	2023.
9.	DV 110 kV Bileća – Stolac	2025.
10.	DV 110 kV Goražde 1 – Pljevlja****	2029.

* DV rekonstruisan, preostalo da se završi rekonstrukcija na dijelu na kojem je aktivno klizište.

** Procjena je da će biti rekonstruisan u toku 2021. godine, ali je zbog rješavanja imovinsko-pravnih odnosa moguće da dođe do prolongiranja završetka rekonstrukcije.

*** Nakon rata sanirana jedna trojka od HE Jablanica do stubnog mjesta 108 preko koje je ostvarena veza DV 110 kV HE Jablanica – Mostar 2. Nakon rekonstrukcije po drugoj trojci formiraće se veza DV 110 kV HE Jablanica – Mostar 1.

**** DV se rekonstruiše na području BiH, ali se ne vraća u funkciju po 110 kV već ostaje u pogonu po 35 kV.

8.1.5. Rekonstrukcije dalekovoda

U skladu sa definisanim kriterijima za sanaciju/rekonstrukciju DV u model EES BiH uvršteni su dalekovodi dati u Tabeli 8.5. pri čemu su navedeni samo oni čiji parametri utiču na promjene u modelu sa aspekta analize tokova snaga i naponskih prilika, a koji nisu uvršteni u Planove investicija.

Tabela 8.5. Rekonstrukcije DV

Red. br.	Naziv objekta	Obim	Procjena završetka (godina)
1.	DV 110 kV Grude – Imotski	Zamjena starog užeta (dionica na kojoj je uže Cu 95 mm ²) novim AlFe 240/40 mm ² užetom	2022.
2.	DV 110 kV Donji Vakuf – Jajce 2	Zamjena starog užeta (dionica na kojoj je uže Cu 120/20 mm ²) novim AlFe 240/40 mm ² užetom	

Red. br.	Naziv objekta	Obim	Procjena završetka (godina)
3.	DV 110 kV Lukavac – Srebrenik	Zamjena starog užeta (dionica na kojoj je uže AlFe 150/25 mm ²) novim AlFe 240/40 mm ² užetom	2023.
4.	DV 110 kV Mostar 6 – Mostar 7		
5.	DV 110 kV Bileća – Trebinje 1		
6.	DV 110 kV Bugojno – Donji Vakuf	Zamjena starog užeta (dionica na kojoj je uže Cu 120/20 mm ²) novim AlFe 240/40 mm ² užetom	2023.
7.	DV 110 kV Bileća – Nikšić		2024.
8.	DV 110 kV Trebinje – Trebinje 1	Zamjena starog užeta (dionica na kojoj je uže AlFe 150/25 mm ²) novim AlFe 240/40 mm ² užetom	2024.
9.	DV 110 kV Derвента – Doboj 3	Zamjena starog užeta AlFe 210/35 mm ² novim AlFe 240/40 mm ² užetom	2024.
10.	DV 110 kV Doboj 2 – Doboj 3		2025.
11.	DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6	Zamjena starog užeta (dionica na kojoj je uže AlFe 150/25 mm ²) novim AlFe 240/40 mm ² užetom	2025.
12.	DV 110 kV Bijeljina 3 – Brčko 2		
13.	DV 110 kV Neum – Opuzen		
14.	DV 110 kV Neum – Ston		
15.	DV 110 kV Čapljina – Opuzen		
16.	DV 110 kV Mostar 5 – Mostar 7		
17.	DV 110 kV Trebinje – Komolac		
18.	DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/1		

8.1.6. Novi proizvodni/potrošački objekti

U skladu sa tačkom 4.2.1. MK, prenosna mreža mora biti planirana tako da dugoročno omogući siguran i pouzdan prenos električne energije. Pri tome Dugoročni plan razvoja prenosne mreže uzima u obzir potrebe konzuma na mreži prenosa (distributeri i direktno priključeni kupci), angažovanje proizvodnih kapaciteta koji su priključeni ili će biti priključeni (bilansno uključeni proizvodni kapaciteti iz Indikativnog plana razvoja proizvodnje) na prenosnu mrežu u planskom periodu, kao i predviđanja opterećenja mreže na regionalnom nivou. Stoga su u model uvršteni svi priključni dalekovodi za nove proizvodne objekte bilansno uključene u IPRP, a koji su navedeni u nastavku. Način priključenja proizvodnih objekata definisan je Elaboratom.

Osim proizvodnih objekata koji su bilansno uključeni u IPRP, prema Prilogu 9 (Registar podnesenih zahtijeva za priključak, zaključno sa 31.12.2019. godine) postoji još i:

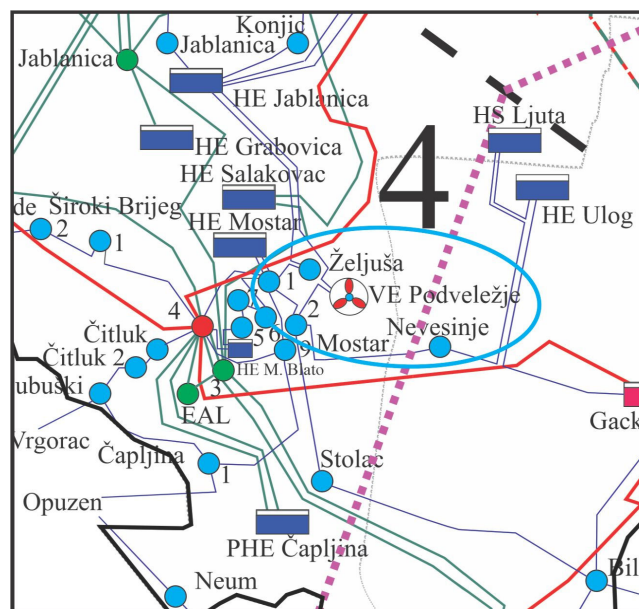
- 83,8 MW instalisane snage u VE sa važećim Uslovima za priključak na prenosnu mrežu,
- 392,85 MW instalisane snage u VE sa podnesenim Zahtjevom za izdavanje Uslova za priključak,
- 366 MW instalisane snage u VE i 200 MW instalisane snage u SE sa izdatom Načelnom saglasnosti za priključenje.

Ove VE i SE nisu bilansno uvrštene u IPRP jer nisu ispunjeni uslovi za njihovo bilansiranje u skladu sa MK, pa samim tim nisu uvršteni ni u Plan. To znači da za ove objekte nije definisan način priključenja na prenosnu mrežu, odnosno nije planiran razvoj prenosne mreže za potrebe njihovog priključenja. Činjenica je da se radi o značajnim instalisanim kapacitetima i to uglavnom na području gdje je već planirano priključenje novih VE (ili su već priključene), te su postojeći prenosni kapaciteti popunjeni, ili na području sa slabo razvijenom prenosnom mrežom. Takođe, činjenica je da postoji veliki broj investitora novih VE i SE kojima je Elektroprenos BiH izdao dokumenta u skladu sa Pravilnikom o priključku koja su istekla (za neke su istekla i ponovo izdata dokumenta), što ukazuje na veliku neizvjesnost pri procjeni koji od proizvodnih objekata će zaista biti izgrađeni i priključeni na prenosnu mrežu. Iz tog razloga je, za objekte koji nisu bilansno uvršteni, teško planirati razvoja prenosne mreže.

S obzirom da izgradnja novih proizvodnih objekata kasni u odnosu na rokove koje su dostavili investitori kod izrade Elaborata, odnosno rokove definisane izdatim Uslovima za priključak, to postoji razlika između godina priključenja definisanih Uslovima za priključak i godina u kojim su određene elektrane bilansirane u IPRP. U ovom Planu godina ulaska u pogon novih proizvodnih objekata je planirana u skladu sa IPRP.

8.1.6.1. VE Podveležje

VE Podveležje, instalisane snage 16x3 MW (48 MW), godišnje proizvodnje 120 GWh, investitora JP EP BiH d.d., priključuje se na 110 kV mrežu u 2021. godini. Prema L[4] i Ugovoru o priključku (potpisan 16.08.2016. godine) VE Podveležje se na prenosnu mrežu priključuje po principu ulaz/izlaz na DV 110 kV HE Jablanica – Mostar 2. Izgradnja priključnog dalekovoda je završena u 2020. godini i postrojenje 110 kV je priključeno na prenosnu mrežu. U IPRP je VE Podveležje bilansno uključena u 2021. godini. Način priključenja VE Podveležje prikazan je na Slici 8.1.

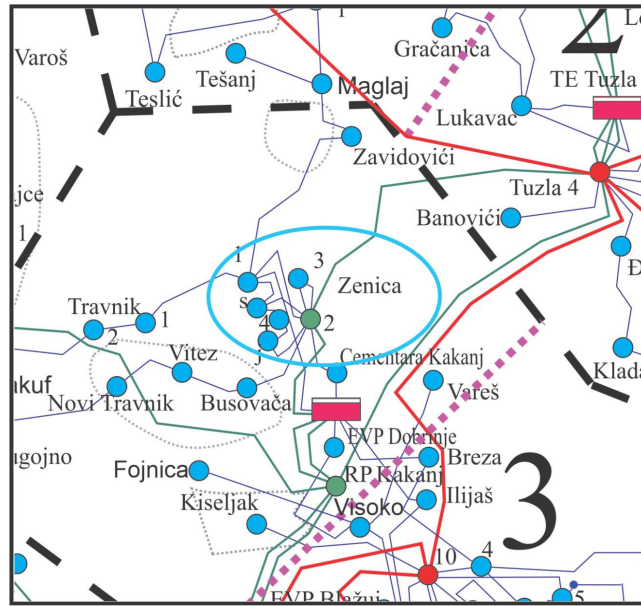


Slika 8.1. Priključenje VE Podveležje u EES BiH

8.1.6.2. Toplana Zenica

Toplana Zenica investitora Toplana Zenica d.o.o. Zenica se na prenosnu mrežu priključuje kao proizvođač i potrošač.

Način priključenja Toplane Zenica prikazan je na Slici 8.2.



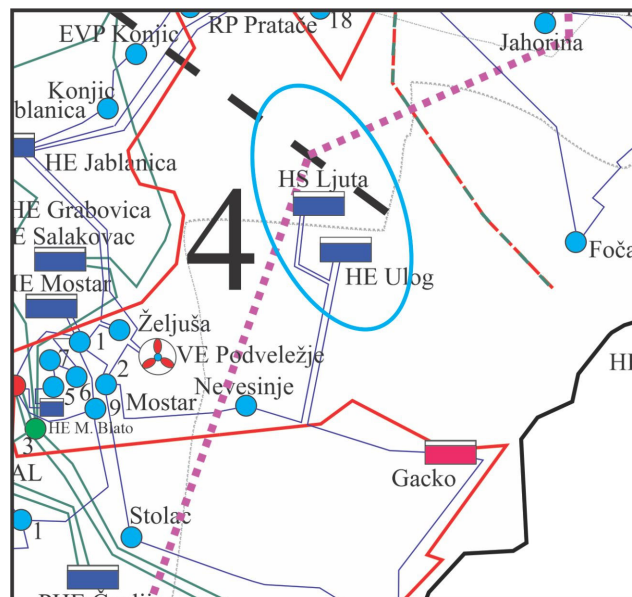
Slika 8.2. Priključenje Toplana Zenica u EES BiH

Instalisana snaga proizvodnog dijela postrojenja je 14,45 MW, a godišnja proizvodnja iznosi 109,309 GWh. Priključna snaga potrošačkog dijela postrojenja, prema L[5], je 20 MW, a godišnja potrošnja iznosi 98,23 GWh. Priključenje Toplane Zenica predviđeno je na postojeću TS Zenica Jug koja je u vlasništvu ArcelorMittal d.o.o. Zenica koji je u 50% vlasništvu Toplane Zenica i koji je dostavio saglasnost za priključenje za TS Zenica Jug. Prema IPRP ovo postrojenje je bilansno uvršteno u 2021. godini.

8.1.6.3. HS Ljuta (I faza)

Hidrosistem Ljuta u prvoj fazi priključenja čini šest (6) MHE instalisane snage 8,705 MW, godišnje proizvodnje 34,6 GWh, investitora INGHYDRO d.o.o. U skladu sa L[6] HS Ljuta priključuje se na prenosnu mrežu po principu ulaz/izlaz na budući DV 110 kV Gacko – Nevesinje i planirano je bilo za 2018. godinu. U IPRP-u ova elektrana (prva faza) bilansno je uključena u 2022. godini.

Način priključenja HS Ljuta prikazan je na Slici 8.3.

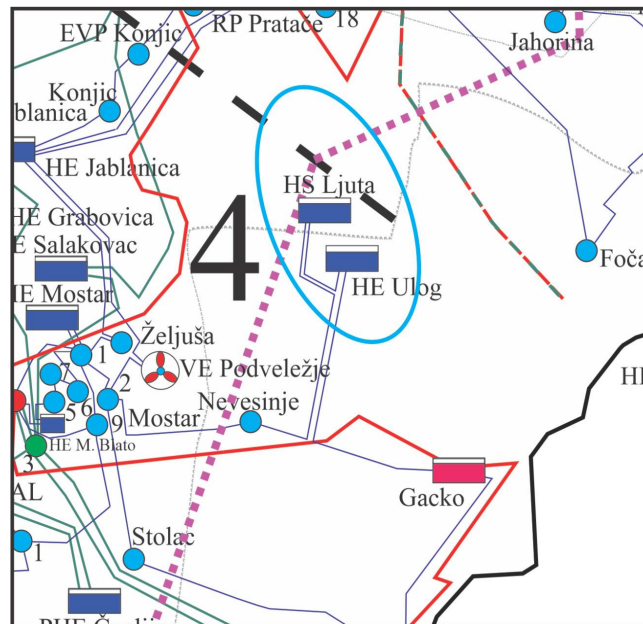


Slika 8.3. Priključenje HS Ljuta u EES BiH

8.1.6.4. HE Ulog

HE Ulog, instalisane snage $2 \times 17,56$ MW (35,12 MW), godišnje proizvodnje 82,34 GWh (podaci iz Ugovora o priključku koji je sa investitorom sklopljen u julu 2019. godine), investitora EFT – HE Ulog d.o.o., planira plasirati energiju u prenosnu mrežu preko postrojenja 10/110 kV HE Ulog, smještenog na lokaciji Ulog. U skladu sa L[7] i Ugovorom o priključku HE Ulog se na prenosnu mrežu priključuje po principu ulaz/izlaz na buduću DV 110 kV Gacko – Nevesinje u januaru 2021. godine. U IPRP-u ova elektrana je bilansno uključena u 2023. godini.

Način priključenja HE Ulog prikazan je na Slici 8.4.



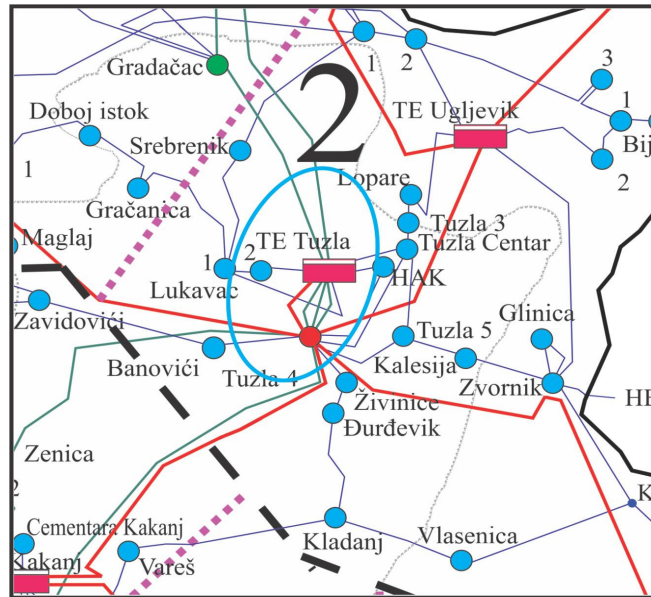
Slika 8.4. Priključenje HE Ulog u EES BiH

8.1.6.5. Blok 7 u TE Tuzla

TE Tuzla – blok 7, instalisane snage 1×450 MW, godišnje proizvodnje 2.626,9 GWh, investitora JP EP BiH, planira se, prema izdatim Uslovima za priključak iz oktobra 2016. godine, priključiti na prenosnu mrežu 400 kV u 2021. godini. Ova elektrana je bilansno uključena u IPRP u 2024. godini.

Prema L[8] uklapanje bloka 7 u TE Tuzla na prenosnu mrežu 400 kV predviđeno je direktnom vezom na 400 kV sabirnice u TS Tuzla 4. Prilikom izdavanja Uslova za priključak (maj 2012. godine) investitor se izjasnio za priključenje direktno na TS 400/220/110 kV Tuzla 4 sa jednim jednosistemskim 400 kV dalekovodom.

Način priključenja bloka 7 TE Tuzla u EES BiH prikazan je na Slici 8.5.

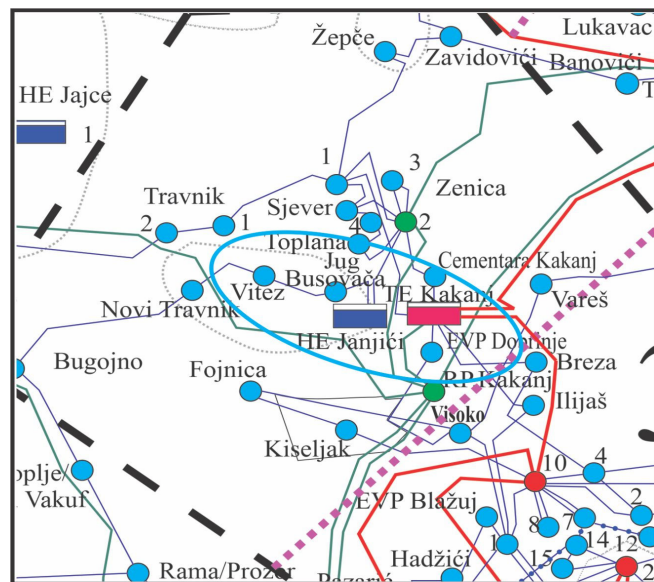


Slika 8.5. Priklučenje bloka 7 TE Tuzla u EES BiH

8.1.6.6. HE Janjići

HE Janjići, instalisane snage $2 \times 7,9$ MW (15,8 MW), godišnje proizvodnje 77,3 GWh, investitora JP EP BiH, prema L[9] priključuje se na 110 kV prenosnu mrežu po principu ulaz/izlaz na DV 110 kV Busovača – Zenica 2. Prema izdatim Uslovima za priključak na prenosnu mrežu priključenje HE Janjići je planirano u 2024. godini, a ova elektrana je i u IPRP bilansno uključena u 2025. godini.

Način priključenja HE Janjići prikazan je na Slici 8.6.



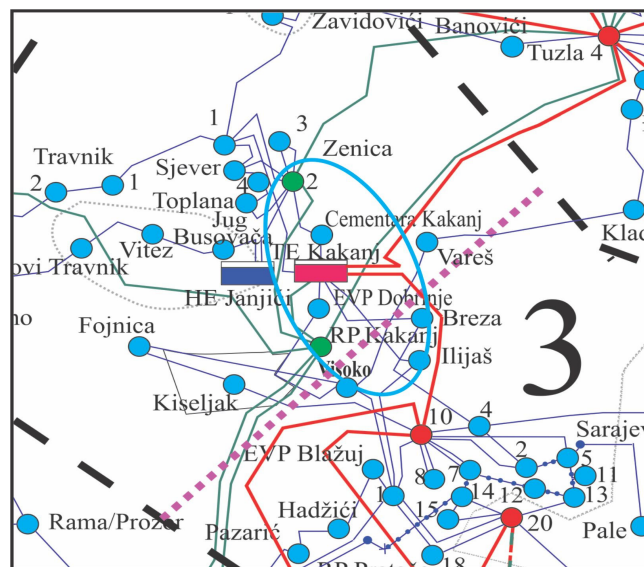
Slika 8.6. Priklučenje HE Janjići u EES BiH

8.1.6.7. Blok 8 u TE Kakanj

TE Kakanj – blok 8, instalisane snage 1×300 MW, godišnje proizvodnje 1.675,1 GWh, investitora JP EP BiH, planira se priključiti na prenosnu mrežu 400 kV u 2026. godini (podaci iz IPRP). Prema L[10] uklapanje bloka 8 u TE Kakanj predviđeno je po principu ulaz/izlaz na

DV 400 kV Sarajevo 10 – Tuzla 4, te prelaskom sadašnjih sabirnica i postojećeg bloka 7 sa 220 kV na 400 kV naponski nivo.

Način priključenja bloka 8 TE Kakanj u EES BiH prikazan je na Slici 8.7.



Slika 8.7. Priklučenje bloka 8 TE Kakanj u EES BiH

Korisnici čije je priključenje predviđeno u planskom periodu sa načinom priključenja i godinom bilansiranja (IPRP), dati su u Tabeli 8.6.

Tabela 8.6. Novi proizvodni/potrošački objekti

Red. broj	Proizvodni/potroš. objekat	Način priključenja	Godina bilansiranja
1.	VE Podveležje	ulaz/izlaz na DV 110 kV HE Jablanica – Mostar 2*	2021.
2.	Toplana Zenica	TS Zenica Jug	2021.
3.	HS Ljuta (I faza)	ulaz/izlaz na DV 110 kV Nevesinje – Gacko/HE Ulog	2022.
4.	HE Ulog	ulaz/izlaz na DV 110 kV Nevesinje – Gacko	2023.
5.	TE Tuzla, blok 7	izgradnja DV 400 kV Tuzla 4 – TE Tuzla (G7)	2024.
6.	HE Janjići	ulaz/izlaz na DV 110 kV Busovača – Zenica 2	2025.
7.	TE Kakanj, blok 8	ulaz/izlaz na DV 400 kV Sarajevo 10 – Tuzla 4	2026.

* - priključni DV izgrađen i pušten pod napon

8.1.7. Novi interkonektivni vodovi

U Tabeli 8.7. su navedeni novi interkonektivni vodovi između BiH i susjednih zemalja koji su planirani za izgradnju ili su u fazi razmatranja.

Tabela 8.7. Novi interkonektivni vodovi

Red. broj	Naziv objekta	Godina puštanja u pogon	Napomena
1.	DV 110 kV Srebrenica – Ljubovija	2022.	Planiran za izgradnju na osnovu bilateralnog sporazuma Bosna i Hercegovina – Srbija
2.	DV 400 kV Višegrad – Bajina Bašta	2025.	Planiran za izgradnju na osnovu L[11] i L[12]

Red. broj	Naziv objekta	Godina puštanja u pogon	Napomena
3.	DV 400 kV Banja Luka – Lika	2031.	U planovima HOPS-a prolongirana je realizacija zajedničkog projekta jačanja hrvatske prenosne mreže sa izgradnjom navedene interkonekcije, na period iza 2026., odnosno 2030. godine.
4*.	DV 400 kV TE Tuzla – Đakovo DV 400 kV Gradačac – Đakovo	2032.	Predmet TYNDP 2018. Projekat se nalazi u fazi razmatranja za izgradnju do 2032. godine i navodi se da postoji potreba za predstudiju izvodljivosti.

* u okviru ovog projekta se planira i podizanje DV 220 kV TE Tuzla – Gradačac na 400 kV te prelazak TS Gradačac na 400 kV

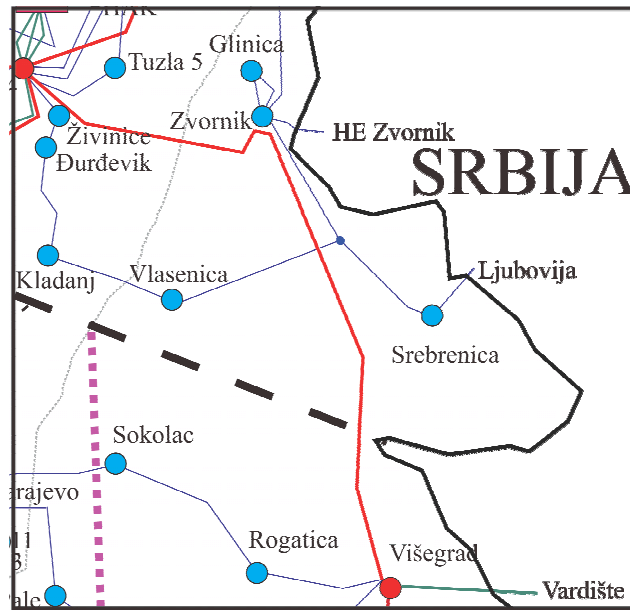
Od navedenih interkonektivnih vodova iz Tabele 8.7. u Plan su uvršteni: DV 110 kV Srebrenica – Ljubovija i DV 400 kV Višegrad – Bajina Bašta (uključujući DV polja 400 kV Bajina Bašta i DV polje 400 kV za drugu interkonekciju prema Srbiji u TS 400/110/35/10 kV Višegrad) jer je jedino izgradnja ovih dalekovoda planirana u planskom periodu.

• DV 110 kV Srebrenica – Ljubovija (RS)

Izgradnja DV 110 kV Srebrenica – Ljubovija planirana je na osnovu bilateralnog sporazuma između Srbije i Bosne i Hercegovine. S tim u vezi, Elektromreža Srbije, NOSBiH i Elektroprenos BiH su u novembru 2016. godine potpisali Sporazum o namjerama. Izgradnjom ovog voda osigurava se dvostrano napajanje TS Srebrenica i TS Ljubovija (Srbija) s obzirom na to da su obje TS radijalno napojene iz 110 kV mreže. U toku 2017. godine izvršen je izbor trase dalekovoda. Dužina izabrane trase u Bosni i Hercegovini iznosi 8,4 km, a ukupna dužina dalekovoda je 10,8 km.

U toku 2018. godine održana su dva sastanka između predstavnika Elektromreže Srbije i „Elektroprenosa BiH“ na kojima je usaglašeno da se, zbog vremena potrebnog za ishođenje dozvola od nadležnih institucija i za završetak izrade tehničke dokumentacije, rok za izgradnju ovog dalekovoda prolongira. Trenutno je u proceduri pribavljanje lokacijskih uslova za izgradnju DV 110 kV Srebrenica – Ljubovija. Izvršeno je deminiranje trase dalekovoda. Izrađeni su urbanističko-tehnički uslovi i stručno mišljenje, te pribavljene saglasnosti javnih i komunalnih preduzeća i nedležnih institucija te izvršeno nulto mjerenje elektromagnetskog zračenja na trasi dalekovoda. U toku je izrada zapisnika o stanju na terenu, kao dodatka urbanističko-tehničkim uslovima.

Prema trenutnom stanju završetak izgradnje ovog DV nije moguće očekivati prije 2022. godine. Način uklapanja DV 110 kV Srebrenica – Ljubovija prikazan je na slici 8.8.



Slika 8.8. Uklapanje DV 110 kV Srebrenica – Ljubovija

- **DV 400 kV Višegrad – Bajina Bašta (RS) (uključujući DV polja 400 kV Bajina Bašta i DV polje 400 kV za drugu interkonekciju prema Srbiji u TS 400/110/35/10 kV Višegrad)**

Izgradnja DV 400 kV Višegrad – Bajina Bašta i DV 400 kV Višegrad – RHE Bistrica – Pljevlja je planirana na osnovu rezultata Studije izvodljivosti: 400 kV Interconnection Serbia–Montenegro–BiH (konačni izvještaj) L[11]. Cilj projekta je povećanje prenosnog kapaciteta unutar regije (od posebnog značaja za Bosnu i Hercegovinu je povećanje prenosnog kapaciteta prema Srbiji) i olakšanje razmjene energije između sjevernoistočnog i jugozapadnog dijela Evrope.

Prema L[11] dionica ove dvije interkonektivne veze na teritoriji Bosne i Hercegovine će se graditi kao dvostruki dalekovod 400 kV pri čemu će se koristiti trasa postojećeg DV 220 kV Višegrad – Vardište. U prvoj fazi (2018. godina) planirana je izgradnja i puštanje u pogon DV 400 kV Višegrad – Bajina Bašta uz demontažu DV 220 kV Višegrad – Vardište. U drugoj fazi (2022. godina) planirano je puštanje u pogon DV 400 kV Višegrad – RHE Bistrica – Pljevlja.

Zbog izmjena nastalih u periodu nakon 2015. godine (EMS je odustao od izgradnje RHE Bistrica, HVDC kabl prema Italiji se gradi u dvije faze) u TYNDP 2018 je, Projektom 227. Transbalkanski koridor, uvrštena izgradnja DV 400 kV Višegrad (BA) – Bajina Bašta (RS) u periodu do 2024. godine, dok izgradnja DV 400 kV Višegrad – RHE Bistrica – Pljevlja nije uvrštena.

Za sufinansiranje izrade Glavnog projekta DV 2x400 kV Bajina Bašta – Višegrad/Pljevlja obezbijedena su grant sredstva kroz projekat WB13-REG-ENE-01 koji u iznosu od 800.000 EUR finansira KfW banka, a za potrebe sva tri operatora prenosnog sistema: Srbije, Bosne i Hercegovine i Crne Gore. Osnovni cilj projekta je da osigura kompletiranje tehničke dokumentacije za izdavanje dozvola za građenje za DV 400 kV Bajina Bašta (RS) – Višegrad (BiH) – Pljevlja (CG) i neophodnih radova u krajnjim trafostanicama, u skladu sa nacionalnom legislativom sve tri zemlje od interesa. Izrađen je Projektni zadatak L[12] u okviru kojeg je, pored izrade glavnog projekta, zbog gore navedenih izmjena koje su se desile u periodu nakon 2015. godine, na inicijativu JP Elektromreža Srbije, definisana i potreba inoviranja Studije izvodljivosti. Projektnim zadatkom L[12] je definisano da se u okviru inovirane Studije ispituje samo prva faza projekta koja podrazumijeva DV 400 kV Višegrad –

Bajina Bašta i DV 400 kV Bajina Bašta – Pljevlja dok se od veze DV 400 kV Višegrad – RHE Bistrica – Pljevlja odustaje, ali je na području Bosne i Hercegovine planirana izrada tehničke dokumentacije za dvostruki DV 400 kV do granice sa Srbijom. Važno je napomenuti da su u okviru projekta WB13-REG-ENE-01 urađene CBA analize, ali da još uvijek nije dato odobrenje na ovaj dio izvještaja.

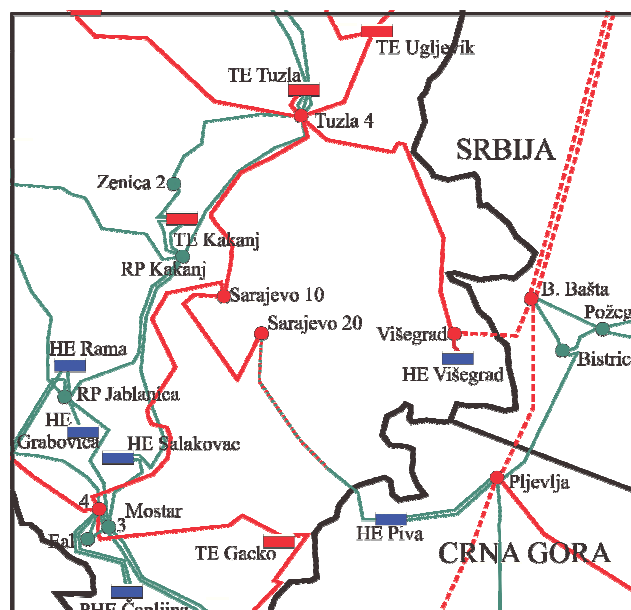
Takođe, izvršen je izbor trase DV 2x400 kV Višegrad – Bajina Bašta/Pljevlja (Zapisnik o izboru trase od 03.12.2019. godine), kojim je izvršena korekcija prethodno odabrane trase dalekovoda (Zapisnik o izboru trase od 03.06.2014. godine).

Krajem 2019. i tokom 2020. godine nastavljene su aktivnosti na ovom projektu (WB13-REG-ENE-01). Izvršene su neophodne korekcije trase radi izbjegavanja ukrštanja sa postojećim i devastiranim stambenim i pomoćnim objektima, izrađena je prethodna studija uticaja na životnu sredinu, pribavljeno je Rješenje Ministarstva za prostorno uređenje, građevinarstvo i ekologiju RS o obavezi sprovođenja studije uticaja na životnu sredinu kojim je utvrđeno da predmetnu studiju nije potrebno raditi, te pribavljene saglasnosti javnih i komunalnih preduzeća, nadležnih organa i institucija na izmijenjenu trasu dalekovoda, izvršena izrada idejnog projekta, LIDAR snimanje trase dalekovoda i inoviranje studije izvodljivosti u skladu sa projektnim zadatkom.

U Plan je uvrštena samo izgradnja DV 400 kV Višegrad – Bajina Bašta u 2025. godini, obzirom da se u okviru Projektnog zadatka za WB13-REG-ENE-01 izgradnja ovog DV planira u 2025. godini. Izgradnja DV 400 kV Višegrad – RHE Bistrica – Pljevlja nije uvrštena u Plan jer se u IPRP navodi da ovaj dalekovod neće biti izgrađen u razmatranom desetogodišnjem periodu, a u okviru Projektnog zadatka za WB13-REG-ENE-01 nije razmatrana izgradnja ovog DV.

Finansijska sredstva planirana u ovom Planu odnose se na izgradnju dionice dvostrukog DV 400 kV do granice sa Srbijom, u dužini od 17,1 km te izgradnju pripadajućih DV polja 400 kV u TS Višegrad.

Način uklapanja DV 400 kV Višegrad – Bajina Bašta prikazan je na slici 8.9.



Slika 8.9. Uklapanje DV 400 kV Višegrad – Bajina Bašta

- **DV 400 kV Banja Luka 6 – Lika (HR)**

Izgradnja DV 400 kV Banja Luka – Lika je uvrštena u TYNDP 2018 prema kojem ovaj projekat, zajedno sa projektom jačanja poprečne prenosne veze sjever – jug u Hrvatskoj na potezu Konjsko – Lika (nova TS) – Melina, implicira povećanje prenosnih kapaciteta između Hrvatske i BiH, podršku integraciji obnovljivih izvora te pojačanje prenosne mreže u Hrvatskoj i BiH kako bi se omogućio prenos energije iz sadašnjih i budućih obnovljivih i konvencionalnih izvora u obje zemlje.

Za izgradnju DV 400 kV Banja Luka 6 – Lika postignut je dogovor između Hrvatskog operatora prenosnog sistema (HOPS), NOSBiH-a i Elektroprenosa BiH o pokretanju inicijative prema evropskim fondovima za sufinansiranje prilikom izrade studije izvodljivosti, projektiranja i same izgradnje dalekovoda. Za tu namjenu su HOPS-u kao Korisniku odobrena sredstva u vidu granta (u iznosu od 1.125.740,0 EUR, iz sredstava EBRD-a) za finansiranje studije izvodljivosti pod nazivom „*Feasibility Study (Including Social and Environmental Assessment Study) for strengthening of main Croatian transmission north-south axis enabling new interconnection development*“ L[13], a pod nadzorom EBRD-a. Elektroprenos BiH i NOSBiH su učestvovali u ovom projektu kao partneri HOPS-a. HOPS je 12.03.2018. godine potpisao konsultantski ugovor za izradu navedene Studije izvodljivosti s Energetskim institutom Hrvoje Požar iz Zagreba.

Od marta 2018. godine do marta 2019. godine provodile su se aktivnosti na izradi Studije izvodljivosti, a predstavnici NOSBiH i Elektroprenosa BiH su aktivno učestvovali kao članovi PSC (Project Steering Committee), CPT (Core Project Team) i LPT (Local Project Team). Rad na Studiji je dokumentovan kroz osam Izvještaja (Deliverables 1 - 8). U Studiji su izvršene analize i odabir optimalnih tehničkih rješenja, CBA analize, odabir trase dalekovoda te prezentirani detaljni tehnički, ekonomski, geografski, okolinski, socijalni i pravni aspekti izgradnje, odnosno rekonstrukcije dalekovoda i transformatorskih stanica koji su bili predmet analiza u okviru Studije. U dva vremenska okvira (2023. i 2028. godina) razmatrani su brojni scenariji proizvodnje, potrošnje, tržišnih uslova, itd. te su doneseni glavni zaključci Studije L[13]:

1. do 2023. godine preporučuje se zamjena postojećih vodiča na DV 220 kV Konjsko (HR) – Brinje (HR) sa novim HTLS vodičima,
2. do 2028. godine preporučuje se izgradnja novog 400 kV dalekovoda Konjsko (HR) – Lika (HR) prema novoj trasi te puštanje u pogon uz rekonstruisani DV 220 kV Konjsko (HR) – Brinje (HR),
3. zajedno sa izgradnjom novog DV 400 kV Konjsko (HR) – Lika (HR) neophodna je i izgradnja novog DV 400 kV Lika (HR) – Melina (HR) kao podrška očekivanim tokovima snage te za priključak novih korisnika na mrežu,
4. izgradnja nove interkonekcije DV 400 kV Lika (HR) – Banja Luka (BiH) preporučuje se u slučaju da uslovi na tržištu budu povoljni (npr. veliki izvoz iz BiH ili uvoz u BiH zbog uslova na tržištu koji će jako zavisiti od buduće cijene emisije CO₂).

Ukupni investicioni troškovi su procijenjeni na 160,14 miliona EUR, od čega su za izgradnju DV 400 kV Lika – Banja Luka procijenjeni kapitalni troškovi u iznosu od 56,70 miliona EUR.

Tehnički dizajn rezultirao je detaljnom procjenom trase DV 400 kV Konjsko (HR) – Lika (HR) (203 km) i DV 400 kV Lika – Banja Luka (53 km u Hrvatskoj i 127 km u BiH),

odnosno ukupnom dužinom od 381 km. Dodatno, u Studiji izvodljivosti L[16] je dat potrební tehnički dizajn postojećih i novih transformatorskih stanica.

U Studiji L[16] je provedena CBA za scenarije 2028. godina (u skladu sa aktuelnim Planovima razvoja prenosne mreže u Hrvatskoj i BiH te SECI modelu susjednih sistema) i EUCO 2030 (glavni scenarij politike Evropske komisije) te prikazani rezultati za različite prethodno definisane „projektne varijante“:

- za „klaster projekata“, što uključuje izgradnju i puštanje u pogon DV 400 kV Konjsko – Lika, DV 400 kV Lika – Melina (2) i DV 400 kV Lika – Banja Luka,
- za DV 400 kV Konjsko – Lika i DV 400 kV Lika – Melina (2), uz pretpostavku da DV 400 kV Lika – Banja Luka nije izgrađen,
- za DV 400 kV Lika – Banja Luka, uz pretpostavku da je DV 400 kV Konjsko – Lika – Melina u pogonu.

CBA je provedena na osnovu „2nd ENTSO-E Guideline for Cost-Benefit Analysis of Grid Development Projects“ (Guidelines). Rezultati CBA su pokazali da su benefiti veći od troškova za sve projektne varijante za scenario 2028. Svi izračunati ekonomski indikatori imaju pozitivne vrijednosti (uključujući ENPV i ERR). U scenariju EUCO 2030 analizirana projektna varijanta izgradnje DV 400 kV Lika – Banja Luka ima za rezultat negativne faktore profitabilnosti, što je direktno rezultat značajno manje SEW (socio-ekonomske dobiti) izračunate u tržišnim analizama. Prema analizi osjetljivosti (urađenoj za slučaj 20% povećanja, odnosno 20% smanjenja investicionih troškova), čak ni 20% smanjenje investicionih troškova ne rezultira pozitivnim faktorima profitabilnosti za DV 400 kV Lika – Banja Luka.

Projekat izgradnje interkonekcije DV 400 kV Lika – Banja Luka, kao dio jedinstvenog projekta jačanja hrvatske prenosne mreže na potezu Konjsko – Lika – Melina sa izgradnjom interkonekcije prema BiH, nalazio se na listi projekata od zajedničkog evropskog interesa (PCI Lista) koja je publicirana krajem 2013. godine. Međutim, Evropska Komisija je 18.11.2015. godine donijela drugu listu PCI projekata, na kojoj se ne nalazi ovaj projekat. U posljednjem donesenom „Desetogodišnjem Planu razvoja prijenosne mreže 2021. – 2030., s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje“ (rujan 2020. godine) koji je izradio HOPS, navodi se da je početak izgradnje ovog DV planiran u 2029. godini, a završetak u 2032. godini. U istom periodu planirana je i realizacija projekata jačanja hrvatske prenosne mreže na potezu Konjsko – Lika – Melina.

U skladu sa gore navedenim izgradnja interkonekcije DV 400 kV Lika – Banja Luka se pomjera na period izvan vremenskog obuhvata ovog Plana.

- **DV 400 kV TE Tuzla – Đakovo (HR) i DV 400 kV Gradačac – Đakovo (HR)**

Izgradnja DV 400 kV TE Tuzla – Đakovo i DV 400 kV Gradačac – Đakovo (u okviru ovog projekta se planira i podizanje DV 220 kV TE Tuzla – Gradačac na 400 kV te prelazak TS Gradačac na 400 kV) je uvrštena u TYNDP 2018. Prema preliminarnim razmatranjima dužina DV 400 kV TE Tuzla – Đakovo u Bosni i Hercegovini bi iznosila 65 km (ukupna dužina dalekovoda je 91,35 km), a dužina DV 400 kV Gradačac – Đakovo bi u Bosni i Hercegovini iznosila 16,9 km (ukupna dužina dalekovoda je 44,2 km). Navedeni dalekovodi dio su šireg projekta izgradnje i rekonstrukcije prenosne mreže na teritoriji Hrvatske i BiH sa ciljem zamjene postojeće 220 kV mreže 400 kV mrežom. Ovaj projekat se nalazi u fazi razmatranja za izgradnju do 2032. godine i navodi se da postoji potreba za predstudiju izvodljivosti.

Projekat se ne nalazi u Odluci o utvrđivanju PECEI liste koju je donijelo Ministarsko vijeće Energetske zajednice 29.11.2018. godine.

S obzirom na očekivanu godinu puštanja u pogon ovih dalekovoda (2032. godina), kao i činjenicu da nije pokrenuta inicijativa za izradu Studije izvodljivosti, to isti, do sada, nisu bili uvršteni u Dugoročni plan razvoja prenosne mreže.

8.1.8. Nove TS 110/x kV

Polazeći od odredbi MK i Licence za obavljanje djelatnosti prenosa električne energije da Elektroprenos, kod izrade Dugoročnog plana razvoja, treba „voditi računa i o razvojnim planovima distributera“, ustanovljeni su kriteriji u okviru poglavlja 4. na osnovu kojih je procijenjena potreba i opravdanost izgradnje objekata predloženih od strane elektroprivrednih preduzeća u BiH.

Nove transformatorske stanice 110/x kV sa načinom priključenja, te planiranom dinamikom izgradnje date su u Tabeli 8.8.

Tabela 8.8. Nove TS 110/x kV sa načinom priključenja

Red. br.	Naziv objekta	Način priključenja	Godina izgradnje
1.	TS 110/x kV Žepče	ulaz/izlaz na DV 110 kV Zavidovići – Zenica 1	2021.
2.	TS 110/x kV Banja Luka 9	ulaz/izlaz na DV 110 kV Banja Luka 2 – Banja Luka 5	2022.
3.	TS 110/x kV Banja Luka 10	KB 2x110 kV ulaz/izlaz na DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 2 i KB 110 kV Banja Luka 10 – Banja Luka 3	2022.
Red. br.	Naziv objekta	Način priključenja	Godina izgradnje
4.	TS 110/x kV Ilijaš	ugradnja transformacije 110/x kV u TS 110/x kV Željezara Ilijaš	2022.
5.	TS 110/x kV Jahorina	ulaz/izlaz na DV 110 kV Goražde 1 – Pale	2022.
6.	TS 110/x kV Jelah	ulaz/izlaz na DV 110 kV Doboj 1 – Teslić	2022.
7.	TS 110/x kV Željuša	ulaz/izlaz na DV 110 kV HE Jablanica – Mostar 1	2022.
8.	TS 110/x kV Sarajevo 12	ulaz/izlaz na KB 110 kV Sarajevo 7 – Sarajevo 13	2022.
9.	TS 110/x kV Živinice	ulaz/izlaz na DV 110 kV Đurđevik – Tuzla 4	2022.
10.	TS 110/x kV Kalesija	ulaz/izlaz na DV 110 kV Tuzla 5 – Zvornik	2023.
11.	TS 110/x kV Prnjavor 2	ulaz/izlaz na DV 110 kV Derventa – Prnjavor	2023.
12.	TS 110/x kV Lukavac 2	ulaz/izlaz na DV 110 kV Lukavac – TE Tuzla (2)	2024.
13.	TS 110/x kV Široki Brijeg 2	ulaz/izlaz na DV 110 kV Grude – Široki Brijeg	2025.
14.	TS 110/x kV Prijedor 6	ulaz/izlaz na DV 110 kV Banja Luka 6 – Prijedor 2 (Prijedor 1)	2026.
15.	TS 110/x kV Tušanj	izgradnja DV 110 kV HAK – Tušanj i KB 110 kV Tuzla 3 – Tušanj	2028.
16.	TS 110/x kV Doboj Istok	ulaz/izlaz na DV 110 kV Doboj 1 – Gračanica	2029.
17.	TS 110/x kV Kostajnica	ulaz/izlaz na DV 110 kV Banja Luka 6 – Novi Grad	2030.

U nastavku su data obrazloženja o potrebi izgradnje novih TS 110/x kV u skladu sa kriterijima, a koje nisu uvrštene u Plan investicija za 2020. godinu.

8.1.8.1. TS 110/35/10(20) kV Kalesija (2023. godina)

Trenutno se za osnovno napajanje područja Kalesije koristi DV 110 kV Tuzla 5 – Zvornik čija je dionica Tuzla 5 – Kalesija rekonstruisana i stavljena u funkciju pod 35 kV. Na ovaj dalekovod antenskom vezom spojena je TS 35/10 kV Sapna.

Maksimalno registrovano opterećenje ovog područja (izmjereno u TS Tuzla 5) iznosi oko 10 MW. Alternativno napajanje ovog područja je iz TS Tuzla Centar po DV 35 kV Tuzla Centar – Požarnica – Tojšići – Kalesija – Sapna. Kako je planirana rekonstrukcija DV 110 kV Tuzla 5 – Zvornik (dionica Kalesija – Zvornik) ovo alternativno napajanje postaće i jedino napajanje za TS 35/10 kV Kalesija, TS 35/10 kV Sapna, TS 35/10 kV Tojšići i TS 35/10 kV Požarnica. S obzirom na dostignuti nivo konzuma i činjenicu da maksimalno registrovano opterećenje u TS Tuzla Centar (bez konzuma Kalesije, Sapne, Tojšića i Požarnice) iznosi 49,76 MW, evidentna je potreba izgradnje novog 110 kV objekta koji bi barem djelimično rasteretio TS Tuzla Centar. Uvažavajući centar distributivne potrošnje, kao najbolje rješenje nameće se izgradnja 110 kV postrojenja uz TS 35/10 kV Kalesija.

Ukupno opterećenje nove TS 110/35/10(20) kV Kalesija bi u trenutku njenog ulaska u pogon 2023. godine iznosilo 15 MW.

Nova TS 110/35/10(20) kV Kalesija bi se u EES uklopila po principu ulaz – izlaz (cca 2,3 km) na DV 110 kV Tuzla 5 – Zvornik.

8.1.8.2. TS 110/20 kV Prnjavor 2 (2023. godina)

Uže područje Vijaka trenutno se napaja iz TS 110/20/10 kV Prnjavor čije zabilježeno vršno opterećenje iznosi 21,71 MW. Prema prognozi opterećenje ove TS će u 2023. godini premašiti 60% instalisane snage transformatora.

Urbanističkim planovima na području Prnjavora planirano je značajno povećanje industrijske potrošnje i povećanje konzuma široke potrošnje posebno na području Vijaka. S obzirom na dislokaciju budućih potrošača u odnosu na postojeću TS Prnjavor, ugradnja nove transformacije ili povećanje instalisane snage transformatora, prema podacima EP RS, ne bi imalo tehno-ekonomsku opravdanost jer bi to značilo duge distributivne vodove, padove napona i gubitke u distributivnoj mreži. Stoga je planirana nova TS 110/20 kV Prnjavor 2 čija lokacija bi bila na području Vijaka, u centru konzuma planirane potrošnje.

Ukupno opterećenje nove TS 110/20 kV Prnjavor 2 bi u godini ulaska u pogon (2023. godina) iznosilo 8 MW i u tom bi iznosu bila rasterećena TS Prnjavor.

TS 110/20 kV Prnjavor 2 u 110 kV mrežu će se uvezati po principu ulaz – izlaz na DV 110 kV Prnjavor – Derventa (cca 2x0,1 km). Regulacionim planom auto-puta Banja Luka – Doboj predviđeno je izmiještanje DV 110 kV Prnjavor – Derventa i njegovo svodenje na lokaciju buduće TS Prnjavor 2.

8.1.8.3. TS 110/35/10(20) kV Lukavac 2 (2024. godina)

Centralni dio gradske zone Lukavca i dio industrijske zone koji se razvija prema Općini Tuzla napaja se iz TS 35/10 kV Lukavac II, instalisane snage 1x8 MVA. Sadašnje vršno opterećenje konzuma, u normalnom uklopnom stanju, iznosi 5,7 MVA što je 71% nazivne snage transformatora 35/10 kV, 8 MVA. Takođe, preko 10 kV odvoda iz ove TS su ostvarene veze sa konzumom TS 35/10 kV Modrac i TS 35/10 kV Delića Potok, koje služe za njihovo rezervno napajanje.

Dva značajna kupca na 35 kV naponu, sa aspekta angažovane snage i potrošnje električne energije na ovom području su Fabrika cementa Lukavac i Fabrika sode. Fabrika cementa Lukavac se napaja iz TS 35/6 kV Fabrika cementa Lukavac, instalisane snage 2x12,5 MVA, čije je dostignuto vršno opterećenje oko 11 MW, a napaja se iz TS 110/35/10 kV Lukavac. Fabrika sode Lukavac (TS 35/6 kV) napaja se iz TS 110/35 kV Lukavac 35 kV vodom. Dostignuto vršno opterećenje Fabrike sode je oko 5 MW. Za slučaj havarijskih stanja ovi kupci nemaju mogućnost rezervnog napajanja, iako postoji veza po 35 kV naponu ove TS i sabirnica 35 kV u TE Tuzla, ali ograničenje u snazi koju je moguće angažovati preko TM1 110/35/10 kV u TE Tuzla ne dozvoljava rezervno napajanje. Naime, opterećenje konzuma zapadnog dijela Tuzle, te općina Lukavac i Živinice koji se napajaju sa 35 kV sabirnica u TE Tuzla iznosi cca 30 MW, koliko je upravo i ograničenje u snazi koju je moguće angažovati preko transformatora TM1 110/35/10 kV, 40 MVA u TE Tuzla.

Ostvareno vršno opterećenje TS 110/35/10 kV Lukavac je 40,81 MW, dok bi prognozirano vršno opterećenje na kraju planskog perioda iznosilo 50,13 MVA.

Na navedenom području očekuje se značajan porast potrošnje električne energije prvenstveno iz razloga intenzivirane izgradnje i širenja grada Lukavca prema Tuzli, planirane izgradnje industrijske zone na ulazu grada koja zahtjeva novih cca 4 MW, te očekivanog razvoja tehnologije uz povećanje snage za cca 4 MW za Fabriku cementa Lukavac i Fabriku sode. Za obezbjeđenje kvalitetnog i sigurnijeg snabdijevanja električnom energijom, te zadovoljenje rastuće potrošnje postojećih i novih potrošača, predviđena je izgradnja TS 110/35/10(20) kV Lukavac 2 na mjestu sadašnje TS 35/10 kV Lukavac II koja je i u ranijim planovima Elektroprenosa planirana kao TS 110/35/10 kV, ali je u svojoj prvoj fazi izgrađena kao TS 35/10 kV. Ukupno opterećenje nove TS 110/35/10(20) kV Lukavac 2 bi iznosilo 25 MW u trenutku ulaska u pogon koji je predviđen za 2024. godinu. Izgradnjom TS Lukavac 2 djelimično će se rasteretiti TS Lukavac (cca 11 MW).

Uklapanje TS 110/35/10(20) kV Lukavac 2 planirano je po principu ulaz – izlaz (cca 2,25 km i 3,22 km) na DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac/I.

8.1.8.4. TS 110/35/10(20) kV Široki Brijeg 2 (2025. godina)

Nova TS 110/35/10(20) kV Široki Brijeg 2 bi služila za rasterećenje TS 110/10 kV Široki Brijeg i napajanje industrijske zone na području Kočerina. Vršno opterećenje konzuma TS Široki Brijeg iznosi 21,26 MW.

Prema prognozi vršno opterećenje postojećeg konzuma TS Široki Brijeg bi u 2025. godini iznosilo 24,67 MVA što predstavlja 61,69% ukupno instalisanog kapaciteta transformatorske stanice, pri čemu ova TS nema rezervno napajanje kroz distributivnu mrežu. Na planiranoj lokaciji izgradnje postoji distributivna TS 35/10(20) kV Kočerin. U okviru izgradnje TS Široki Brijeg 2 planirano je da TS 35/10(20) kV Kočerin preraste u TS 110/x kV. Stoga je, u

2025. godini, planirana izgradnja TS 110/x kV Široki Brijeg 2 koja bi preuzela dio potrošnje TS Široki Brijeg i napajala industrijsku zonu Kočerin koja se intenzivno razvija.

Ukupno opterećenje nove TS 110/35/10(20) kV Široki Brijeg 2 bi iznosilo 8 MW u trenutku njenog ulaska u pogon koji je predviđen za 2025. godinu. Nova TS uklopiće se po principu ulaz/izlaz na DV 110 kV Široki Brijeg – Grude (2x110 kV, cca 2x0,5 km).

8.1.8.5. TS 110/20 kV Prijedor 6 (2026. godina)

Područje Kozarca i dijela Potkozarja trenutno se napaja iz TS Prijedor 1 i TS Prijedor 3. Vršno opterećenje TS Prijedor 1 iznosi 26,43 MW dok vršno opterećenje TS Prijedor 3 iznosi 17,98 MW. Prognozirano opterećenje TS Prijedor 1 u 2026. godini iznosit će 31,28 MVA što je gotovo 80% instalisanog kapaciteta ugrađenih transformatora. Zbog porasta potrošnje postojećih i najavljenih novih potrošača, poboljšanja sigurnosti i pouzdanosti napajanja, planirana je izgradnja nove TS 110/20 kV Prijedor 6. S obzirom na dislociranost novih potrošača na području Kozarca i dijela Potkozarja u odnosu na postojeća čvorišta 110/x kV, prema zahtjevu Elektrokrajine, predviđena je izgradnja nove TS 110/20 kV Prijedor 6 u centru konzuma na lokalitetu Kozarca.

Ukupno opterećenje nove TS 110/20 kV Prijedor 6 bi iznosilo 9,5 MW u trenutku njenog ulaska u pogon koji je predviđen za 2026. godinu. Pored preuzimanja novog konzuma, ova TS će u godini ulaska u pogon preuzeti i dio konzuma TS Prijedor 1 i TS Prijedor 3.

Nova TS 110/20 kV Prijedor 6 će se u 110 kV prenosnu prežu uklopiti po principu ulaz – izlaz (cca 2x1,5 km) na DV 110 kV Banja Luka 6 – Kozarska Dubica.

8.1.8.6. TS 110/35/10/6 kV Tušanj (2028. godina)

Napajanje užeg područja grada Tuzle vrši se samo iz TS 110/35/10 kV Tuzla Centar i novoizgrađene TS 110/10(20) kV Tuzla 3 koja je u 2017. godini puštena u pogon i koja je preuzela snabdijevanje konzuma istočnog dijela grada (Slavinovići i Siminog Hana). Zapadni, industrijski, dio grada se napaja 35 kV vodovima iz TE Tuzla. Pored toga, dio konzuma šireg područja grada Tuzle se napaja i iz TS 110/35/6 kV Tuzla 5.

Međutim, stavljanjem van funkcije generatora G1 i G2 u TE Tuzla smanjena je raspoloživa snaga na 35 kV sabirnicama za 32 MW, a potom za još dodatnih 10 MVA sa transformatora TM1 110/35 kV, 40 MVA budući da je oprema u trafo polju dimenzionisana na samo 30 MVA.

Najavljeno je smanjenje raspoložive snage za još 10 MW, kako bi se zadovoljile dodatne, povećane, potrebe vlastite potrošnje TE Tuzla. Trenutno opterećenje transformatora TM1 u TE Tuzla iznosi cca 23 MW, te će se dodatna snaga za potrebe distributivne potrošnje, morati obezbijediti iz TS Tuzla Centar čije vršno opterećenje iznosi 49,76 MW (što je 65,47% instalisane snage energetskih transformatora). Ovim uklopnim stanjem bi se već loše snabdijevanje potrošača na području gradske jezgre Tuzle još više pogoršalo. Analize provedene od strane ED Tuzla su pokazale da bi u slučaju ozbiljnog kvara u TS Tuzla Centar trebalo uvesti redukciju potrošnje u gradu Tuzli. Takođe iz TE Tuzla je najavljeno dalje umanjeње raspoložive snage sa 35 kV sabirnica u TE Tuzla čime se situacija usložnjava.

Dio konzuma industrijskih potrošača koji se napaja iz TE Tuzla se napaja preko sedam 35 kV kablova koji prolaze u neposrednoj blizini (cca 700 m) sadašnje TS HAK. TS 110/35/6 kV

HAK služi isključivo za napajanje kompleksa HAK-a čije vršno opterećenje iznosi 1,22 MW. Tokom 2017. godine je izvršena rekonstrukcija VN postrojenja u TS HAK, izgradnja SN postrojenja i ugradnja drugog energetskog transformatora, te je planirano uvođenje svih sedam 35 kV kablova iz TE Tuzla, čime bi se dalje izbjeglo opterećenje TS Tuzla Centar.

Međutim, problem opterećenja TS Tuzla Centar i dalje ostaje. Stoga je za rasterećenje TS Tuzla Centar, zadovoljenje potreba rastućeg konzuma, te obezbjeđenje rezervnog napajanja za gradske TS 35/10 kV koje se izvorno napajaju iz TS Tuzla Centar, planirana izgradnja nove TS 110/x kV Tušanj.

Nova TS se planira na prostoru sadašnje TS 35/6 kV Rudnik soli „Tušanj” (ili na prostoru pored ove TS) koju je nakon gašenja Rudnika soli „Tušanj” kupila JP EP BiH – ED Tuzla. TS 35/6 kV Tušanj direktno je vezana na transformatorske stanice 35/10 kV koje se napajaju iz TS 110/35/10 kV Tuzla Centar (Tuzla I, Tuzla II, Tuzla III i Tuzla IV). Prema planovima JP EP BiH iz nove TS 110/x kV bi se napajale TS 35/10 kV Tuzla III (vršno opterećenje 9,5 MW), Tuzla IV i Tetima. Ukupno opterećenje nove TS 110/x kV Tušanj bi iznosilo 14 MW u trenutku njenog ulaska u pogon koji je predviđen za 2028. godinu, a u istom iznosu bi se rasteretila TS Tuzla Centar.

S obzirom da je lokacija nove TS u užoj gradskoj jezgri to je prije određivanja načina priključenja na 110 kV mrežu izvršen pregled mogućih trasa priključnih dalekovoda, te je na osnovu toga planirano priključenje TS 110/x kV Tušanj na prenosnu mrežu izgradnjom DV 110 kV HAK – Tušanj (6,98 km) i KB 110 kV Tušanj – Tuzla 3 (cca 6 km).

8.1.8.7. TS 110/10(20) kV Doboj Istok (2029. godina)

Područje opštine Doboj Istok se napajalo iz TS 110/35/10 kV Gračanica preko dva 10 kV odvoda Klokočnica i Brijesnica. Opterećenje 10 kV odvoda Klokočnica iznosi cca 1,5 MW, a 10 kV odvoda Brijesnica cca 2,3 MW, što ukupno iznosi cca 3,8 MW. Sa odvoda 10 kV Klokočnica dužine 22,8 km napaja se veći broj TS 10/0,4 kV sa maksimalno zabilježenim padom napona 7,9% na 10 kV strani. Sa odvoda 10 kV Brijesnica dužine 10,2 km napaja se veći broj TS 10/0,4 kV na kojima naponi sabirnica prelaze propisano odstupanje, a maksimalni zabilježeni pad napona iznosi 11,1% na 10 kV strani. Prema važećim Opštim uslovima za isporuku električne energije dozvoljeni pad napona na 10 kV iznosi $\pm 10\%$.

Osim toga, opština Doboj Istok se obratila ED Tuzla sa zvaničnim zahtjevom za obezbjeđenje dodatnih 2,5 MW za napajanje planirane nove industrijske zone. S obzirom da postojeći dalekovodi Klokočnica i Brijesnica imaju ograničen prenos snage i nezadovoljavajuće naponske prilike, buduće potrošače nije moguće napojiti preko navedenih dalekovoda. Na području opštine Doboj Istok u toku je intenzivna izgradnja novih poslovnih i stambenih objekata, te se očekuje značajan porast potrošnje u narednom periodu.

Loše naponske prilike na ovom području moguće je privremeno riješiti prelaskom na 20 kV napon. Međutim, trend porasta konzuma pokazuje da bi se za par godina ponovo pojavili isti problemi sa naponskim prilikama.

Kao dugoročno rješenje navedenih problema nameće se izgradnja nove TS 110/10(20) kV Doboj Istok čije će ukupno opterećenje u godini ulaska u pogon (2029. godina) iznositi 6,73 MW.

Nova TS 110/10(20) kV Doboj Istok biće priključena na 110 kV prenosnu mrežu po principu ulaz/izlaz na DV 110 kV Doboj 1 – Gračanica.

S obzirom na nezadovoljavajuće naponske prilike i nemogućnost priključenja novih potrošača na području opštine Doboj Istok, JP EP BiH je, kao privremeno rješenje do izgradnje nove TS 110/10(20) kV Doboj Istok, kupila mobilnu TS 110/10(20) kV, a Elektroprenos BiH je dao odobrenje za njeno priključenje na 110 kV mrežu krutom vezom na DV 110 kV Doboj 1 - Gračanica. Mobilna TS je u pogonu od oktobra 2012. godine i njeno vršno opterećenje je 5,76 MW.

8.1.8.8. TS 110/20 kV Kostajnica (2030. godina)

Područje Kostajnice se prije rata napajalo iz TS 110/x kV Hrvatska Kostajnica dok je rezervno napajanje bilo obezbijeđeno iz TS 110/20/10 kV Novi Grad putem 20 kV dalekovoda dužine 25 km. Nakon rata rezervno napajanje iz Novog Grada postaje glavno napajanje, a izgrađena je i druga veza 20 kV duga 29 km iz TS 110/20/10 kV Kozarska Dubica. Budući da su obje veze, prema području Kostajnice, na 20 kV naponu izuzetno duge, veliki su padovi napona, odnosno ne osigurava se neophodan kvalitet i pouzdanost u napajanju potrošača područja Kostajnice, te je za njihovo napajanje planirana izgradnja nove TS 110/20 kV Kostajnica.

Ukupno opterećenje nove TS 110/20 kV Kostajnica bi u godini ulaska u pogon (2030. godina) iznosilo 8 MW. Ova TS bi preuzela dio konzuma TS Novi Grad i TS Kozarska Dubica.

Nova TS 110/20 kV Kostajnica uklopiće se u 110 kV mrežu sa jedne strane na bivši DV 110 Banja Luka 6 – Sisak 1 izgradnjom DV 110 kV Kostajnica – Knežica, a sa druge strane izgradnjom novog DV 110 kV Kostajnica – Novi Grad u dužini od 25 km koji bi služio za obezbjeđenje dvostranog napajanja za TS Novi Grad i TS Kostajnica.

9. ANALIZA TOKOVA SNAGA I NAPONSKIH PRILIKA

Analize prenosne mreže koje se provode u skladu sa zahtjevima postavljenim MK, a u cilju donošenja odluke o potrebnim pojačanjima prenosne mreže, su:

- analiza tokova snaga i naponskih prilika u normalnom pogonskom stanju,
- analiza tokova snaga i naponskih prilika uz primjenu (n-1) kriterija sigurnosti.

Kod analiza tokova snaga i naponskih prilika u normalnom pogonskom stanju i uz primjenu (n-1) kriterija sigurnosti koriste se tehnički kriteriji definisani u Poglavlju 4.

Ove analize su za režim maksimalnog opterećenja sistema provedene za normalnu hidrologiju za prosječne godine 2021., 2025. i 2030.

Za potrebe proračuna tokova snaga i naponskih prilika korišten je programski paket PSS/E.

U skladu sa usvojenim kriterijima planiranja, prikazani su rezultati analiza tokova snaga za normalno pogonsko stanje i (n-1) kriterij sigurnosti za elemente prenosne mreže opterećene preko 100% dozvoljenog opterećenja (dozvoljeno termičko opterećenje vodiča za dalekovode odnosno instalisane snage za transformatore). Takođe su evidentirani i elementi opterećeni između 90% i 100% vrijednosti dozvoljenog opterećenja, kako bi se njihova opterećenja mogla ubuduće pratiti. Pored rezultata tokova snaga, u opisima analiza prikazani su i rezultati naponskih prilika za normalno pogonsko stanje, te su evidentirane sabirnice gdje vrijednost napona izlazi izvan okvira dozvoljenih napona u skladu sa MK i kriterijima planiranja iz Poglavlja 4.

Šematski prikazi rezultata provedenih analiza dati su u Prilogu 5.

9.1. Analiza za 2021. godinu

Model za 2021. godinu je formiran na osnovu postojećeg stanja prenosne mreže uz planirana pojačanja navedena u Poglavlju 8.

Analiza tokova snaga za normalno uklopno stanje i (n-1) kriterij sigurnosti je izvršena za sljedeći angažman proizvodnih jedinica i opterećenje na mreži prenosa:

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E
ELEKTROPRENOS BIH--MAKSIMALNI REZIM
DUGOROCNI PLAN RAZVOJA 2021-2030. GODINA - 2021. GODINA
AREA TOTALS
IN MW/MVAR
FROM -----AT AREA BUSES-----
GENE- FROM IND TO IND TO TO BUS GNE BUS TO TO LINE FROM TO -NET INTERCHANGE-
X-- AREA --X RATION GENERATN MOTORS LOAD SHUNT DEVICES SHUNT CHARGING LOSSES TO TIE TO TIES DESIRED
13 2218.7 0.0 0.0 1867.0 0.0 0.0 8.1 0.0 43.5 300.0 300.0 0.0
BA 389.9 0.0 0.0 613.7 0.0 0.0 82.9 871.3 438.8 125.8 125.8
COLUMN 2218.7 0.0 0.0 1867.0 0.0 0.0 8.1 0.0 43.5 300.0 300.0 0.0
TOTALS 389.9 0.0 0.0 613.7 0.0 0.0 82.9 871.3 438.8 125.8 125.8

```

Tabela 9.1. Angažman elektrana

Hidroelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Bočac	82	20,4
Trebinje	60	14,2
Višegrad	150	14,2
Dub i Ustiprača	7	1,8
Grabovica	64	16,0
Jablanica	108	11,7

Hidroelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Salakovac	80	18,5
Jajce 1	28	3,8
Jajce 2	17,4	5,6
Peć – Mlini	10	0
Mostar	40	5
Rama	120	23,3
Dubrovnik	114	19,2
UKUPNO	880,4	153,7

Termoelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Gacko	201,3	24,5
Ugljevik	200	33,4
Stanari	262,5	48,1
Kakanj, G6	80	11,3
Kakanj, G7	180	19,7
Tuzla, G5	160	45
Toplana Zenica	14,5	2,1
Tuzla, G6	160	41
UKUPNO	1258,3	225,1

Vjetroelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Mesihovina	30	5,8
Jelovača	20	2,3
Podveležje	30	3
UKUPNO	80	11,1

Za pretpostavljeno normalno uklopno stanje mreže, prema rezultatima analize, nema preopterećenih elemenata prenosne mreže, kao ni elemenata opterećenih između 90% i 100% vrijednosti dozvoljenog opterećenja.

Rezultati analize tokova snaga i naponskih prilika za (n-1) kriterij sigurnosti prikazani su u tabelama u nastavku.

Tabela 9.2. (n-1) kriterij sigurnosti – elementi prenosne mreže opterećeni preko 100% vrijednosti dozvoljenog opterećenja

Ispad grane	Opterećenje grane	(%)
DV 110 kV B. Luka 1 – B. Luka 6 (2)	DV 110 kV B. Luka 1 – B. Luka 6 (1)	117,1

Uočena preopterećenja DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6 (1) i DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6 (2) značajno se popravlja na sljedeći način:

- Planiranom izgradnjom TS 110/x kV Banja Luka 10 u 2022. godini koja se u 110 kV mrežu uklapa po principu ulaz/izlaz na DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 2 i izgradnjom KB 110 kV Banja Luka 10 – Banja Luka 3. Analize tokova snaga i naponskih prilika za (n-1) kriterij sigurnosti za 2025. godinu su pokazale da, u tom slučaju, opterećenje DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6 (1) pada na 94% dozvoljenog opterećenja. Međutim, analize tokova snaga i naponskih prilika za (n-1) kriterij sigurnosti

za 2030. godinu pokazuju da i pored izgradnje TS 110/x kV Banja Luka 10, opterećenje DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6 (1), kod ispada drugog voda, ponovo prelazi 100% dozvoljenog opterećenja i iznosi 103,7%. Očito je da izgradnja TS 110/x kV Banja Luka 10 privremeno smanjuje opterećenje DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6 (1) na iznos ispod 100% dozvoljenog opterećenja i da dugoročno rješenje za njegovo rasterećenje treba tražiti kroz pojačanja prenosne mreže u drugoj polovini planskog perioda. Na osnovu rezultata analiza u drugoj polovini planskog perioda uvrštena je rekonstrukcija DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6 (1) koja podrazumijeva povećanje prenosne moći dalekovoda (ugradnja standardnih vodiča presjeka 240/40 mm²) te se na taj način rješavaju problemi sa uočenim preopterećenjem ovog dalekovoda u slučaju ispada DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6 (2).

Elementi prenosne mreže opterećeni između 90% i 100% vrijednosti dozvoljenog opterećenja pri primjeni (n-1) kriterija sigurnosti su:

Tabela 9.3. (n-1) kriterij sigurnosti – element prenosne mreže opterećen između 90% i 100% vrijednosti dozvoljenog opterećenja

Ispad grane	Opterećenje grane	(%)
DV 110 kV B. Luka 1 – B. Luka 6 (1)	DV 110 kV B. Luka 1 – B. Luka 6 (2)	90,5

• **Analiza za slučaj maksimalnog angažmana HE Peć Mlini i VE Mesihovina**

U slučaju maksimalnog angažmana HE Peć Mlini (30,6 MW) i VE Mesihovina (50,6 MW), ustanovljeno je da za anlizirani režim maksimalnog opterećenja kriterij sigurnosti (n-1) nije zadovoljen, odnosno da u slučaju ispada DV 110 kV Gornji Brišnik – Tomislavgrad dolazi do preopterećenja i ispada DV 110 kV Grude – HE Peć Mlini. Ispad DV 110 kV Grude – HE Peć Mlini je posljedica ograničenja prenosa snage u 110 kV postrojenju pri HE Peć Mlini jer su u DV poljima 110 kV Posušje i Grude ugrađeni strujni transformatori nazivne struje 300 A čime se ograničava prenos snage preko DV 110 kV Grude – HE Peć Mlini i DV 110 kV HE Peć Mlini – Posušje (dalekovodi su opremljeni faznim vodičima presjeka 240/40 mm² čija nazivna struja iznosi 645 A). Zbog navedenih ispada onemogućena je isporuka proizvodnje iz postojećih proizvodnih objekata (VE Mesihovina i HE Peć Mlini) u EES BiH, a pored toga i kompletan konzum koji se napaja iz TS 110/x kV Posušje ostaje bez napajanja. Pored navedenih preopterećenja, zbog sve većeg broja zahtjeva za priključenje novih obnovljivih izvora električne energije na širem području Livna i Tomislavgrada, problem neadekvatnih strujnih transformatora u DV poljima 110 kV u HE Peć Mlini predstavlja prepreku za integraciju novih obnovljivih izvora. Pored preopterećenja DV 110 kV Grude – HE Peć Mlini, u slučaju ispada DV 110 kV Gornji Brišnik – Tomislavgrad pri maksimalnom angažmanu HE Peć Mlini i VE Mesihovina, u režimu maksimalnog opterećenja analize su pokazale da će za ostale režime (režim minimalnih snaga ili bilo koji drugi režim u kojem je opterećenje TS 110/x kV Posušje manje od onog koje je dato u maksimalnom režimu i pri maksimalnom angažmanu HE Peć Mlini i VE Mesihovina) ovaj problem biti izraženiji (preopterećenje DV 110 kV Grude – HE Peć Mlini je veće u ostalim režimima).

Kao rješenje uočenog problema u kojem dolazi do ispada DV 110 kV Grude – HE Peć Mlini (u slučaju maksimalnog angažmana predmetnih elektrana i ispada DV 110 kV Gornji Brišnik – Tomislavgrad) nameće se zamjena strujnih transformatora u 110 kV postrojenju HE Peć Mlini u DV poljima 110 kV Grude i Posušje. S obzirom da je postrojenje u vlasništvu Javnog poduzeća Elektroprivreda Hrvatske zajednice Herceg Bosne, NOSBiH i Elektroprenos BiH su pokrenuli pitanje zamjene navedenih strujnih transformatora prema EP HZ HB.

Stav NOSBiH i Elektroprenosa BiH je da Javno poduzeće Elektroprivreda Hrvatske zajednice Herceg Bosne treba da pokrene hitnu nabavku i ugradnju odgovarajućih strujnih transformatora, ali Javno poduzeće Elektroprivreda Hrvatske zajednice Herceg Bosne do sada nije poduzelo nikakve korake.

9.2. Analiza za 2025. godinu

Model za 2025. godinu je formiran na osnovu modela za 2021. godinu uz planirana pojačanja navedena u Poglavlju 8.

Analiza tokova snaga za normalno uklopno stanje i (n-1) kriterij sigurnosti je izvršena za sljedeći angažman proizvodnih jedinica i opterećenje na mreži prenosa:

ELEKTROPRENOS BIH-MAKSIMALNI REZIM DUGOROCNI PLAN RAZVOJA 2021-2030. GODINA - 2025. GODINA								AREA TOTALS IN MW/MVAR			-NET INTERCHANGE-			DESIRED
X-- AREA --X	FROM		AT AREA BUSES		TO		TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT		
	GENE- RATION	FROM IND	TO IND	TO IND	TO BUS SHUNT	TO BUS GNE BUS DEVICES								
13	2523.4	0.0	0.0	1951.0	0.0	0.0	7.5	0.0	65.0	500.0	500.0	500.0		
BA	549.3	0.0	0.0	641.3	0.0	0.0	79.3	875.1	671.5	32.3	32.3			
COLUMN TOTALS	2523.4	0.0	0.0	1951.0	0.0	0.0	7.5	0.0	65.0	500.0	500.0	500.0		
TOTALS	549.3	0.0	0.0	641.3	0.0	0.0	79.3	875.1	671.5	32.3	32.3			

Tabela 9.4. Angažman elektrana

Hidroelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Bočac	40	11,2
Trebinje	153	19,9
Višegrad	180	29,8
Ulog	20	3,8
Dub i Ustiprača	5,9	0,9
Grabovica	102	20,8
Jablanica	100	16,8
Salakovac	195	44,5
Janjići	5	1,5
HS Ljuta	3,6	-0,1
Jajce 1	46	10,1
Jajce 2	14	3,8
Mostarsko blato	20	4,8
Peć – Mlini	15	0,2
Mostar	63	13,3
Rama	140	26,0
Dubrovnik	100	37,4
UKUPNO	1202,5	244,7

Termoelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Gacko	210	31,0
Ugljevik	220	27,4
Stanari	262,5	61,1
Kakanj, G6	90	21,8
Toplana Zenica	14,45	0,8
Tuzla, G5	160	70,8
Tuzla, G7	300	77,2
UKUPNO	1256,95	290,1

Vjetroelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Mesihovina	19	8,4
Jelovača	20	4,6
Podveležje	25	1,5
UKUPNO	64	14,5

Za pretpostavljeno normalno uklopno stanje mreže, prema rezultatima analize, nema preopterećenih elemenata prenosne mreže, kao ni elemenata opterećenih između 90% i 100% vrijednosti dozvoljenog opterećenja.

Rezultati analize tokova snaga za (n-1) kriterij sigurnosti prikazani su u tabeli u nastavku.

Tabela 9.5. (n-1) kriterij sigurnosti – elementi prenosne mreže opterećeni preko 100% vrijednosti dozvoljenog opterećenja

Ispad grane	Opterećenje grane	(%)
TR2 400/115/31,5 kV u TS Banja Luka 6	TR1 400/115/31,5 kV u TS Banja Luka 6	103,8
TR1 400/115/31,5 kV u TS Banja Luka 6	TR2 400/115/31,5 kV u TS Banja Luka 6	103,1

Analize tokova snaga i naponskih prilika za (n-1) kriterij sigurnosti za 2030. godinu (bez uvrštenih pojačanja koja rješavaju preopterećenja uočena u 2025. godini) su pokazale da se preopterećenja elemenata prenosne mreže uočena u 2025. godini povećavaju, a rezultati ovih analiza prikazani su u tabeli u nastavku.

Tabela 9.6. (n-1) kriterij sigurnosti – elementi prenosne mreže opterećeni preko 100% vrijednosti dozvoljenog opterećenja za 2030. godinu

Ispad grane	Opterećenje grane	(%)
TR2 400/115/31,5 kV u TS Banja Luka 6	TR1 400/115/31,5 kV u TS Banja Luka 6	119,3
TR1 400/115/31,5 kV u TS Banja Luka 6	TR2 400/115/31,5 kV u TS Banja Luka 6	118,5

Dva su moguća načina za rješavanje uočenih preopterećenja elemenata prenosne mreže:

1. izgradnjom interkonektivnog DV 400 kV Banja Luka 6 – Lika (HR)
2. izgradnjom transformacije 400/110 kV na širem području Doboja (Stanari ili Jelah).

Jačanje (rekonstrukcija DV 220 kV Konjsko – Brinje) i izgradnja (DV 400 kV Konjsko – Lika – Melina uz izgradnju nove TS 400/x kV Lika) interne prenosne mreže Hrvatske je preduslov za izgradnju nove interkonekcije DV 400 kV Banja Luka – Lika. Još uvijek nije definisan termin jačanja i izgradnje interne mreže Hrvatske pa samim tim ni interkonektivnog DV 400 kV Banja Luka – Lika. Prema posljednjim informacijama izgradnja ovog dalekovoda od strane HOPS-a je pomjerena iza 2030. godine te efekti njegove izgradnje nisu prikazani u okviru ovog Plana.

Za rješavanje preopterećenja elemenata prenosne mreže uočena u 2025. i 2030. godini izabrana je opcija koja podrazumijeva izgradnju transformacije 400/110 kV na širem području Doboja (Stanari ili Jelah). Kako još uvijek nije odabrana lokacija transformacije 400/110 kV (Stanari ili Jelah), to su, bez prejudiciranja rješenja, u Knjizi II prikazani rezultati za slučaj kada je transformacija locirana na području Stanara. Analize tokova snaga i naponskih prilika za (n-1) kriterij sigurnosti za 2025. godinu su pokazale da se u slučaju izgradnje transformacije 400/110 kV na širem području Doboja uočena preopterećenja smanjuju na iznos ispod 90% dozvoljenog opterećenja, odnosno nema elemenata prenosne mreže opterećenih iznad 90% dozvoljenog opterećenja.

9.3. Analiza za 2030. godinu

Model za 2030. godinu je formiran na osnovu konačnog modela za 2025. godinu (u koji je uvrštena izgradnja transformacije 400/110 kV na širem području Doboja) uz planirana pojačanja navedena u Poglavlju 8.

Analiza tokova snaga za normalno uklopno stanje i (n-1) kriterij sigurnosti je izvršena za sljedeći angažman proizvodnih jedinica i opterećenje na mreži prenosa:

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E
ELEKTROPRENOS BIH-MAKSIMALNI REZIM
DUGOROČNI PLAN RAZVOJA 2021-2030. GODINA - 2030. GODINA
AREA TOTALS
IN MW/MVAR
FROM -----AT AREA BUSES-----
GENE- FROM IND TO IND TO TO BUS GNE BUS TO LINE FROM TO -NET INTERCHANGE-
RATION GENERATN MOTORS LOAD SHUNT DEVICES SHUNT CHARGING LOSSES TO TIE TO TIES DESIRED
X-- AREA --X
13 2944.2 0.0 0.0 2061.0 0.0 0.0 8.1 0.0 75.2 800.0 800.0 800.0
BA 614.0 0.0 0.0 677.4 0.0 0.0 87.6 914.3 789.8 -26.6 -26.6
COLUMN 2944.2 0.0 0.0 2061.0 0.0 0.0 8.1 0.0 75.2 800.0 800.0 800.0
TOTALS 614.0 0.0 0.0 677.4 0.0 0.0 87.6 914.3 789.8 -26.6 -26.6

```

Tabela 9.7. Angažman elektrana

Hidroelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Bočac	40	11,4
Trebinje	153	28,1
Višegrad	270	46,2
Ulog	20	2,1
Dub i Ustiprača	5,8	0,2
Grabovica	100	15,2
Jablanica	125	8,9
Salakovac	195	28,2
Janjići	5	1,3
HS Ljuta	3,6	2
Jajce 1	46	10,8
Jajce 2	14	10,4
Mostarsko blato	20	3,9
Peć – Mlini	15	0,3
Mostar	63	4,8
Rama	140	32,8
Dubrovnik	114	24
UKUPNO	1329,4	230,6

Termoelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Gacko	214	44,8
Ugljevik	219,5	29,2
Stanari	262,5	79,1
Kakanj, G8	250	81
Toplana Zenica	14,4	0,2
Tuzla, G6	175	70,2
Tuzla, G7	400	73,7
UKUPNO	1535,4	378,2

Vjetroelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Mesihovina	30,4	0,1
Jelovača	24	0,7
Podveležje	25	4,4
UKUPNO	79,4	5,2

Za pretpostavljeno normalno uklopno stanje mreže, prema rezultatima analize, nema preopterećenih elemenata prenosne mreže, kao ni elemenata opterećenih između 90% i 100% vrijednosti dozvoljenog opterećenja.

Elementi prenosne mreže opterećeni između 90% i 100% vrijednosti dozvoljenog opterećenja prikazani su u tabeli 9.8.

Tabela 9.8. (n-1) kriterij sigurnosti – elementi prenosne mreže opterećeni između 90% i 100% vrijednosti dozvoljenog opterećenja

Ispad grane	Opterećenje grane	(%)
TR2 400/115/31,5 kV u TS Banja Luka 6	TR1 400/115/31,5 kV u TS Banja Luka 6	94,5
TR1 400/115/31,5 kV u TS Banja Luka 6	TR2 400/115/31,5 kV u TS Banja Luka 6	93,8
DV 220 kV TE Tuzla – Tuzla 4 (1)	DV 220 kV TE Tuzla – Tuzla 4 (2)	93,2
DV 220 kV TE Tuzla – Tuzla 4 (2)	DV 220 kV TE Tuzla – Tuzla 4 (1)	92,6

9.4. Režim minimalnih opterećenja

Analize za režim minimalnih opterećenja se provode kako bi se utvrdile naponske prilike u EES koje su u uskoj vezi sa reaktivnom snagom koja protiče kroz elemente prenosne mreže. U elektroenergetskim sistemima u kojima ne postoji dovoljno mogućnosti za regulaciju napona i reaktivne snage pri određenim pogonskim stanjima mogu se javiti slučajevi odstupanja napona od propisanih granica.

Na prenosnoj mreži BiH naponskog nivoa 400 kV i 220 kV redovno se javljaju visoki naponi koji su na nekim sabirnicama (Trebinje i Mostar 4) gotovo tokom cijele godine iznad dozvoljenih vrijednosti definisanih MK. Povremeno se javljaju i problemi sa visokim naponima u 110 kV mreži kao direktna posljedica previsokih napona u 400 kV i 220 kV mreži. U tabeli 9.9. su date vrijednosti napona koje prelaze granice definisane MK, registrovane tokom 2019. godine u pojedinim karakterističnim čvorištima u EES BiH, te njihovo trajanje.

Tabela 9.9. Maksimalno zabilježeni napon i trajanje napona iznad dozvoljene vrijednosti u 2019. godini

TS	Sabirnice	Maksimalno zabilježeni napon (kV)	Broj sati iznad dozvoljene vrijednosti (h)	Udio vremena iznad dozvoljene vrijednosti (%)
Trebinje	400 kV	453,56	8648	99
	220 kV	260,9	6486	74
	110 kV	127,75	-	-
Mostar 4	400 kV	450,19	8629	99
	220 kV	259,65	7368	84
	110 kV	124,89	93	1

TS	Sabirnice	Maksimalno zabilježeni napon (kV)	Broj sati iznad dozvoljene vrijednosti (h)	Udio vremena iznad dozvoljene vrijednosti (%)
Sarajevo 10	400 kV	446,42	8114	93
	110 kV	127,37	1596	18
Tuzla 4	400 kV	443,89	7763	89
	220 kV	254,44	2054	24
	110 kV	122,78	-	-
Banja Luka 6	400 kV	437,64	3477	40
	110 kV	124,95	71	1
Prijedor 2	220 kV	258,46	4647	53
	110 kV	124,79	77	1

Iz tabele je vidljivo da su sa aspekta pojave visokih napona u 2019. godini u 400 kV mreži najviše bile ugrožene 400 kV sabirnice u TS Trebinje, a u 220 kV mreži 220 kV sabirnice u TS Mostar 4.

Analiza za 2021. godinu

Kako SECI modeli za 2020. i 2025. godinu za režim minimalnih opterećenja ne daju pravu sliku o naponskim prilikama u EES susjednih sistema, a samim tim i u EES BiH, to je za potrebe analiza minimalnog režima za 2021. godinu formiran regionalni model, a na osnovu modela susjednih sistema koji je korišten za potrebe izrade Regionalne studije za regulaciju napona kojom će se definisati način rješavanja problema sa visokim naponima u regiji.

Analiza za režim minimalnog opterećenja 2021. godine je izvršena za sljedeći angažman proizvodnih jedinica i opterećenje na mreži prenosa:

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E
ELEKTROPRENOS BIH-MINIMALNI REZIM
DUGOROCNI PLAN RAZVOJA 2021-2030. GODINA - 2021. GODINA
FROM -----AT AREA BUSES-----
          GENE- FROM IND  TO IND  TO   TO BUS  TO   TO   -NET INTERCHANGE-
X-- AREA --X RATION GENERATN  MOTORS  LOAD  SHUNT  DEVICES  SHUNT CHARGING  LOSSES  TO TIE  TO TIES  DESIRED
13          1060.8    0.0    0.0    735.0  0.0    0.0    9.5    0.0    16.3   300.0  300.0  0.0
BA          -27.8     0.0    0.0    330.2  0.0    0.0    97.1   1007.7  190.7  361.9  361.9
COLUMN     1060.8    0.0    0.0    735.0  0.0    0.0    9.5    0.0    16.3   300.0  300.0  0.0
TOTALS     -27.8     0.0    0.0    330.2  0.0    0.0    97.1   1007.7  190.7  361.9  361.9

```

Tabela 9.10. Angažman elektrana

Hidroelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Dub i Ustiprača	6,3	-0,2
Mostar	15,6	-3,8
Jajce 2	5	0
UKUPNO	26,9	-4,0

Termoelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Ugljjevik	222,4	0
Stanari	262,5	-3,0
Kakanj, G5	90	-5,6
Kakanj, G6	76	-4,4
Tuzla, G5	160	-2,2

Termoelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Tuzla, G6	160	-3,5
UKUPNO	970,9	-18,7

Vjetroelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Mesihovina	44	-3,6
Jelovača	19	-1,5
UKUPNO	63	-5,1

Rezultati analize za režim minimalnog opterećenja u 2021. godini pokazuju da su u BiH naponi na svim sabirnicama u 400 kV i 220 kV mreži iznad dozvoljenih granica koje su definisane MK, pri čemu naponi u 400 kV mreži dostižu iznose do 449,69 kV (TE Gacko) dok u 220 kV mreži dostižu vrijednosti do 258,62 kV (CHE Čapljina). Ovo je prije svega uzrokovano malim opterećenjima u EES BiH što se najviše oslikava u 400 kV mreži, ali i neželjenim tokovima reaktivne snage iz susjednih EES.

U tabeli 9.11. su prikazane sabirnice na kojima je prema rezultatima analiza tokova snaga i naponskih prilika, napon iznad dozvoljenih granica.

Tabela 9.11. Sabirnice na kojima je napon iznad dozvoljene granice definisane MK.

Čvor	Nazivni napon [kV]	Vrijednost napona [kV]
Gacko	400	449,69
Mostar 4	400	448,97
Trebinje	400	448,07
Sarajevo 10	400	440,44
Sarajevo 20	400	439,70
Tuzla 4	400	432,30
Stanari	400	432,04
Banja Luka 6	400	429,95
Ugljevik	400	428,42
HE Višegrad	400	423,58
Višegrad	400	423,58
CHE Čapljina	220	258,62
Mostar 4	220	258,44
Mostar 3	220	258,31
EAL	220	258,31
HE Rama	220	255,75
RP Jablanica	220	255,73
HE Grabovica	220	255,74
HE Salakovac	220	257,36
HE Trebinje	220	257,06
Trebinje	220	257,02
TE Kakanj trafo	220	253,07
RP Kakanj	220	252,96
TE Kakanj G5	220	252,22
Sarajevo 20	220	252,93

Čvor	Nazivni napon [kV]	Vrijednost napona [kV]
Jajce 2	220	251,05
Prijedor 2	220	251,38
Višegrad	220	250,98
Bihać 1	220	250,70
Zenica 2	220	249,97
Gradačac	220	249,83
TE Tuzla	220	249,70
Tuzla 4	220	249,67

Iz tabele 9.11. se može zaključiti da su naponi u 110 kV mreži unutar granica definisanih MK, a što je postignuto pravilnim izborom položaja regulacione preklopke na transformatorima 400/115/31,5 kV i 220/115/10,5 kV.

Rezultati za navedeni režim su prikazani u Prilogu 5.

- **Rezultati optimizacijskih proračuna Regionalne studije za rješavanje problema sa visokim naponima**

Probleme sa visokim naponima na 400 kV i 220 kV mreži, pored Bosne i Hercegovine, imaju sve zemlje u regiji. U cilju rješavanja problema sa visokim naponima Slovenija i Hrvatska implementiraju projekat SINCRO.GRID koji podrazumijeva ugradnju uređaja za kompenzaciju reaktivne snage ukupne snage 1000 MVAR, od čega u Hrvatskoj 550 MVAR, a u Sloveniji 450 MVAR. Od uređaja za kompenzaciju reaktivne snage koji su planirani za realizaciju kroz ovaj projekat u Hrvatskoj je u toku 2019. godine puštena u pogon VSR prigušnica snage 100 MVAR koja je priključena na 220 kV sabirnice u TS Mraclin. U toku je ugradnja VSR prigušnice snage 200 MVAR na 220 kV sabirnice u TS Melina i SVC uređaja snage 250 MVAR induktivno i 70 MVAR kapacitivno koji će biti priključen na 220 kV sabirnice u TS Konjsko.

Ostale zemlje regiona su u cilju rješavanja problema sa visokim naponima pokrenule izradu Regionalne Studije za regulaciju napona (WB17-REG-ENE-01 – Regional Feasibility Study for Voltage Profile Improvement: Regional Study). Interes za izradu ove Studije su iskazale Srbija, Bosna i Hercegovina, Sjeverna Makedonija, Crna Gora, Albanija i Kosovo¹, a inicijativa je pokrenuta 2017. godine zajedničkom aplikacijom za dodjelu grant sredstava za izradu Studije. Izrada Regionalne studije je započeta u novembru 2018. godine, a završetak se očekuje u prvom kvartalu 2021. godine. S obzirom da su poznati rezultati optimizacijskih proračuna oni će u nastavku biti prikazani.

Za potrebe izrade Regionalne studije za rješavanje problema sa visokim naponima na prenosnoj mreži naponskog nivoa 400 kV i 220 kV, na osnovu podataka koji su dostavljeni od strane zemalja učesnica kao i podataka dostavljenih od strane HOPS-a, formirani su regionalni modeli EES zemalja Zapadnog Balkana i susjednih zemalja. Izvršena je verifikacija regionalnog modela na način da je izvršeno poređenje rezultata proračuna tokova snaga i naponskih prilika sa stvarno zabilježenim vrijednostima napona i tokova snaga. Na osnovu ovog modela formirani su modeli za presječnu: 2022. godinu, 2025. godinu i 2030.

¹ U Planu ova oznaka ne prejudicira stavove o statusu i u skladu je sa UNSCR 1244 i ICJ mišljenjem o kosovskoj deklaraciji o nezavisnosti

godinu. U modelu Hrvatske uzete su u obzir prigušnice u TS Mraclin i TS Melina, te SVC uređaj u TS Konjsko.

Optimizacijski proračuni, bazirani na usvojenoj metodologiji, su vršeni za presječnu 2022. godinu, a rezultati su provjereni na modelima za 2025. i 2030. godinu. Na osnovu rezultata optimizacije, te dodatnih analiza koje su provedene u 2025. i 2030. godini, utvrđeno je rješenje za regiju prema kojem je za rješavanje problema sa visokim naponima potrebno izvršiti ugradnju uređaja za kompenzaciju reaktivne snage na sljedećim lokacijama i navedenim snagama:

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

Analize za 2030. godinu pokazuju da je, pored gore navedenih uređaja, do 2030. godine potrebno ugraditi još jedan uređaj snage 150 MVA_r u TS Ribarevina (Crna Gora).

Prema Regionalnoj studiji moguća rješenja za dovođenje napona u granice propisane MK u Bosni i Hercegovini, uz uslov da se u ostalim zemljama regiona implementiraju rješenja koja su definisana Regionalnom studijom, su:

1. rad postojećih generatora u režimu poduzbude. Ova varijanta podrazumijeva uvođenje plaćanja pomoćne usluge za regulaciju napona proizvođačima uz pokrivanje troškova rada jednog generatora u CHE Čapljina u režimu sinhronog kompenzatora. U određenim situacijama (kada je nepovoljan angažman proizvodnih objekata priključenih na 400 kV i 220 kV mrežu) za svođenje napona u definisane granice u BiH neophodno je dodatno angažovati i jedan generator u CHE Čapljina da radi kao sinhroni kompenzator (u ovom režimu on sa mreže može da preuzme do 160 MVA_r reaktivne snage), pri čemu je za njegov rad potrebno i 4 MW aktivne snage koju preuzima sa mreže. Regionalnom studijom (CBA analiza) je procijenjeno da će ukupno 1440 h godišnje biti potreban angažman jednog generatora u CHE Čapljina u režimu sinhronog kompenzatora, a u cilju svođenja napona na prenosnoj mreži BiH u definisane granice.
2. ugradnja uređaja za kompenzaciju reaktivne snage koji mogu biti priključeni na 400 kV naponski nivo ili na 220 kV naponski nivo. Uređaji se ugrađuju u TS Tuzla 4 i TS Mostar 4. Na osnovu analiza troškova ugradnje uređaja za kompenzaciju reaktivne snage na 220 kV naponski nivo u odnosu na troškove ugradnje na 400 kV naponski nivo, kao i analiza tokova snaga i gubitaka aktivne snage, u Regionalnoj studiji je data prednost ugradnji uređaja na 220 kV naponski nivo u odnosu na ugradnju na 400 kV. Kada je u pitanju vrsta uređaja za kompenzaciju reaktivne snage CBA analizama je obuhvaćena ugradnja tri vrste uređaja (fiksna prigušnica, regulaciona prigušnica i SVC uređaj), a kao rješenje je predložena ugradnja regulacionih prigušnica (VSR – Variable Shunt Reactor).

Na osnovu CBA analiza, u Regionalnoj studiji je zaključeno da je za BiH isplativije rješenje ugradnja varijabilnih šant reaktora na predloženim lokacijama od uvođenja plaćanja pomoćne usluge za regulaciju napona.

Analiza za 2021. godinu uz uvažavanje rezultata Regionalne Studije

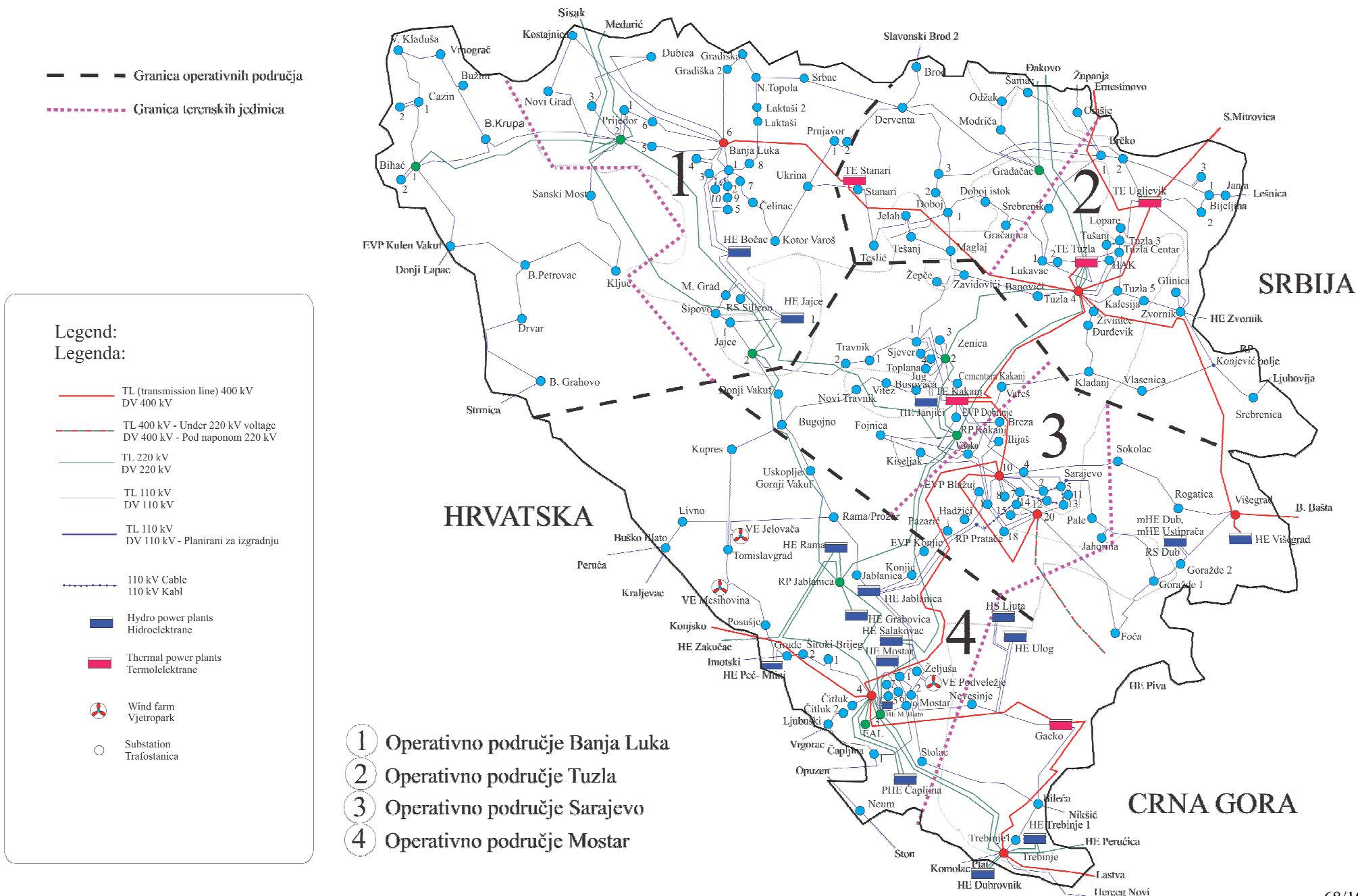
Na osnovu rezultata Regionalne Studije za rješavanje problema sa visokim naponima u model za režim minimalnog opterećenja u 2021. godini je uvrštena ugradnja varijabilnih prigušnica na lokacijama koje su predviđene Regionalnom studijom. Pored toga u modelu Hrvatske stavljen je u pogon i SVC uređaj (70 MVAR kapacitivno i 250 MVAR induktivno) u TS Konjsko. S obzirom da je u Bosni i Hercegovini moguće napone svesti u dozvoljene granice ugradnjom uređaja za kompenzaciju ili na 400 kV ili na 220 kV u TS Tuzla 4 i TS Mostar 4 to su efekti njihove ugradnje na naponske prilike u BiH prikazani u modelu za režim minimalnog opterećenja u 2021. godini za obje varijante.

Rezultati analiza su prikazani u Prilogu 5.

Rezultati analiza pokazuju da su naponi na prenosnoj mreži u BiH (na svim naponskim nivoima) svedeni u granice definisane MK ugradnjom dva kompenzaciona uređaja (jedan snage 220 MVAR koji u TS Tuzla 4, a drugi 120 MVAR u TS Mostar 4) bilo da se ugrađuju na 400 kV ili 220 kV naponski nivo.

S obzirom da nije realno da će sve države u regionu ugraditi kompenzacione uređaje istovremeno, Elektroprenos BiH smatra da gore navedena dva kompenzaciona uređaja neće biti dovoljna da se riješi postojeći problem visokih napona u Bosni i Hercegovini. Iz tog razloga, a uzimajući u obzir prostorni raspored TS 400/x kV, Elektroprenos BiH će analizirati varijantu koja nije obrađena Regionalnom studijom, a to je ugradnja četiri kompenzaciona postrojenja manje snage na četiri različite lokacije. Mjesta ugradnje, naponski nivo i snaga kompenzacionih uređaja će biti određeni prije pokretanja investicije koja je planirana za 2021. godinu, a uz saradnju sa svim relevantnim institucijama u BiH.

Karta EES BiH za 2030. godinu sa planiranim pojačanjima prenosne mreže prikazana je na slici 9.1.



Slika 9.1. Karta EES BiH za 2030. godinu

10. PRORAČUN PRENOSNIH KAPACITETA

U cilju evidentiranja zagušenja na prenosnoj mreži 400 i 220 kV naponskog nivoa koja mogu nastati usljed razmjene snage između Bosne i Hercegovine i susjednih zemalja, izvršena je procjena ukupnih prenosnih kapaciteta (TTC – Total Transfer Capacity). Ova procjena je izvršena za presječnu 2030. godinu primjenom ENTSO-E metodologije. S obzirom da je u Plan uvrštena izgradnja DV 400 kV Višegrad – Bajina Bašta to je u model za proračun TTC-a uvršten ovaj dalekovod. DV 400 kV TE Tuzla – Đakovo, DV 400 kV Gradačac – Đakovo i DV 400 kV Banja Luka 6 – Lika nisu uvršteni u model s obzirom da se izgradnja ovih DV-a planira u periodu nakon planskog perioda obuhvaćenog ovim Planom.

Prema ENTSO-E metodologiji za proračun prenosnih kapaciteta mjerodavna je mreža naponskog nivoa 220 kV i više, a mreža 110 kV i nižeg naponskog nivoa se modeluje samo u slučaju da značajnije utiče na mrežu višeg naponskog nivoa. Podloga za analizu je konačan model EES Bosne i Hercegovine za presječnu 2030. godinu, a modeli susjednih zemalja preuzeti su iz SECI modela.

Na osnovu analiza stacionarnog stanja, formiran je model za proračun TTC-a, pri čemu je u analizama uzet uticaj i 110 kV mreže EES Bosne i Hercegovine, Hrvatske, Srbije i Crne Gore.

Bilans snage za EES Bosne i Hercegovine, Hrvatske, Srbije i Crne Gore u modelu za proračun TTC-a iznosi:

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E												
ELEKTROPRENOS BIH--MAKSIMALNI REZIM												
DUGOROCNI PLAN RAZVOJA 2021-2030. GODINA - 2030. GODINA												
AREA TOTALS												
IN MW/MVAR												
FROM -----AT AREA BUSES-----												
TO												
GNE BUS												
TO LINE												
SHUNT CHARGING												
FROM												
TO												
LOSSES												
-NET INTERCHANGE-												
TO TIE TO TIES												
LINES + LOADS												
DESIRED												
NET INT												
13	2945.2	0.0	0.0	2061.0	0.0	0.0	8.2	0.0	76.2	800.0	800.0	800.0
BA	625.6	0.0	0.0	677.4	0.0	0.0	88.1	910.8	793.3	-22.3	-22.3	
16	3115.0	0.0	0.0	4000.0	0.0	0.0	3.6	0.0	111.3	-999.9	-999.9	-1000.0
HR	866.4	0.0	0.0	937.8	0.0	0.0	21.8	1924.1	1283.0	547.9	547.9	
38	1513.4	0.0	0.0	1024.9	0.5	0.0	4.5	0.0	33.5	450.0	450.0	450.0
ME	345.1	0.0	0.0	396.7	-33.3	0.0	28.6	446.0	457.2	-58.0	-58.0	
46	9256.2	0.0	0.0	8183.3	0.0	0.0	18.8	0.0	204.2	849.9	849.9	850.0
RS	3084.3	0.0	0.0	2690.9	0.0	0.0	70.0	1938.0	2440.6	-179.2	-179.2	
COLUMN	16829.9	0.0	0.0	15269.1	0.5	0.0	35.1	0.0	425.2	1100.0	1100.0	1100.0
TOTALS	4921.4	0.0	0.0	4702.7	-33.3	0.0	208.5	5218.9	4974.1	288.3	288.3	

Rezultati proračuna TTC-a između Bosne i Hercegovine i susjednih zemalja prikazani su u tabeli 10.1. Pored rezultata dobivenih proračunom, u tabeli su prikazane i vrijednosti TTC-a za 2020. godinu preuzete iz IPRP 2021 – 2030. godina.

Upoređujući vrijednosti TTC-a za 2020. godinu i proračunate vrijednosti za 2030. godinu dolazimo do zaključka da se izgradnjom novog interkonektivnog dalekovoda, te pojačanjima prenosne mreže Bosne i Hercegovine i susjednih zemalja koja su uvrštena u model, dobijaju veće vrijednosti TTC-a između Bosne i Hercegovine i susjednih zemalja od trenutnih vrijednosti. Proračunate vrijednosti TTC-a između Bosne i Hercegovine i susjednih sistema za 2030. godinu su slični rezultatima koji su prezentovani u IPRP 2021 – 2030. godina.

Tabela 10.1. Rezultat proračuna TTC-a za presječnu 2030. godinu

Godina	Smjer					
	BA > HR	HR > BA	BA > RS	RS > BA	BA > ME	ME > BA
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
2020.	1000	1000	600	600	500	500
2030.	1350	1350	1000	1300	900	800

11. PRORAČUN STRUJA KRATKIH SPOJEVA

Poznavanje struja kratkog spoja je neophodan podatak, kako kod projektovanja novih mreža i elektroenergetskih objekata, tako i kod praćenja rada ili proširenja postojećih EES. Proračuni struja kratkog spoja, kako za aktuelna, tako i za perspektivna stanja izgrađenosti EES, služe za provjeru parametara opreme i uređaja u pogonu, provjeru uzemljenja u visokonaponskim postrojenjima, ispitivanje i podešavanje zaštita, odabir opreme i uređaja u visokonaponskim postrojenjima, proračune uzemljivača i uticaja elektroenergetskih objekata na metalne konstrukcije, telekomunikacione vodove, itd.

Proračuni maksimalnih struja trolejnog i jednopolnog kratkog spoja za Plan urađeni su u uslovima maksimuma sistema za prosječne 2021., 2025. i 2030. godinu, pri angažmanu svih proizvodnih jedinica na mreži Elektroprenosa BiH koje su u datoj godini bilansirane prema IPRP.

Proračuni struja kratkog spoja izvršeni su na modelu koji uključuju elektroenergetske sisteme: Albanije, Bosne i Hercegovine, Bugarske, Crne Gore, Grčke, Hrvatske, Mađarske, Makedonije, Rumunije, Slovenije, Srbije i Turske. Ovaj model je napravljen u okviru radne grupe SECI za perspektivno stanje mreža navedenih zemalja za 2020. i 2025. godinu. Za 2021. godinu modeli susjednih sistema su modelovani iz SECI modela za 2020. godinu, a za prosječne 2025. i 2030. godinu iz SECI modela za 2025. godinu. Model navedenih zemalja se bazira na detaljnom modelovanju elemenata sistema 110 kV, odnosno 150 kV, 220 kV i 400 kV sa generatorima modelovanim na generatorskom naponu i pripadajućim blok transformatorima. Na ovaj način je uzet u obzir uticaj susjednih mreža na veličinu struja kratkog spoja u EES BiH. U ovaj model uneseni su objekti prenosne mreže BiH sa pripadajućim podacima, koji su obuhvaćeni Planom, te je na taj način izvršen proračun za perspektivno stanje prenosne mreže EES BiH u 2021., 2025. i 2030. godini.

Proračunima su obuhvaćeni trolejni i jednopolni kratki spojevi u subtranzijentnom režimu kratkog spoja.

U pogledu režima rada i konfiguracije mreže EES BiH, proračuni su urađeni uvažavajući sljedeće činjenice:

- angažovanje proizvodnih jedinica je u skladu sa IPRP,
- svi vodovi su u pogonu,
- neutralne tačke svih autotransformatora (400/231 kV, 400/115 kV i 220/115 kV) su direktno uzemljene, a u svakom postrojenju neutralne tačke transformatora 110/x kV, koji su modelovani kao tronamotajni transformatori, su uzemljene u skladu sa stvarnom situacijom u pogonu,
- u elektranama se uzemljava neutralna tačka blok transformatora najveće generatorske jedinice ili one jedinice koja je najčešće u pogonu. Ukoliko u postrojenju postoji i mrežni transformator, uzemljava se i neutralna tačka mrežnog transformatora,
- prelazni otpor uzemljenja i otpor rasprostiranja uzemljivača je jednak nuli.

Rezultati proračuna struja kratkih spojeva provedeni za puno uklopno stanje mreže u 2030. godini su pokazali da struja trolejnog kratkog spoja na 110 kV sabirnicama u TS Sarajevo 10, u slučaju da su u pogonu oba transformatora 400/115 kV sa uzemljenim zvjezdama, iznosi 28,42 (kA), a struja jednopolnog kratkog spoja iznosi 25,40 (kA). S obzirom da struja trolejnog kratkog spoja na 110 kV sabirnicama u TS Sarajevo 10 u 2030. godini iznosi više od 90% dozvoljene struje kratkog spoja na 110 kV mreži izvršene su analize na koji način bi se ova struja mogla smanjiti. U slučaju da transformatori u TS Sarajevo 10 rade na način da je zvjezdište jednog uzemljeno, a drugog transformatora izolovano, struja trolejnog kratkog

spoja ostaje ista, dok struja jednopolnog kratkog spoja iznosi 23,81 (kA). Kada je u pogonu samo jedan transformator 400/115 kV, 300 MVA struja trolejnog kratkog spoja iznosi 24,05 (kA), dok struja jednopolnog kratkog spoja iznosi 21,58 (kA). Uzimajući u obzir tačku 4.4.2. MK u tabeli 11.1. u nastavku, kao i na šemama u Prilogu 8. su date vrijednosti struja neistovremenih trolejnih i jednopolnih kratkih spojeva na sabirnicama 400 kV, 220 kV i 110 kV u EES BiH za prosječne godine pri čemu su rezultati prikazani za slučaj da je u TS Sarajevo 10 u pogonu samo jedan transformator 400/115 kV, 300 MVA.

Tabela 11.1. Struje kratkog spoja u prosječnim godinama

Red. Br.	Naziv objekta	Nazivni napon (kV)	2021		2025		2030	
			I _{k3f} (kA)	I _{k1f} (kA)	I _{k3f} (kA)	I _{k1f} (kA)	I _{k3f} (kA)	I _{k1f} (kA)
1	Banja Luka 6	400	6,49	6,03	6,79	6,29	6,83	6,31
2	HE Višegrad	400	6,72	6,72	12,84	11,61	13,38	12,17
3	Mostar 4	400	14,02	8,81	14,70	8,39	15,24	8,80
4	RP Stanari	400	8,97	8,93	10,11	10,11	10,20	10,19
5	RP Trebinje	400	9,57	7,12	10,37	7,49	10,76	7,92
6	Sarajevo 10	400	12,07	9,67	12,66	9,94	13,56	11,53
7	Sarajevo 20	400	9,32	7,76	9,66	7,90	10,15	8,62
8	TE Gacko	400	10,41	8,69	10,72	8,75	11,05	9,02
9	TE Kakanj	400	-	-	-	-	14,20	13,53
10	TE Tuzla	400	-	-	18,47	16,76	18,88	17,27
11	TE Ugljevik	400	17,25	14,96	18,69	16,21	19,11	16,72
12	Tuzla 4	400	17,60	14,46	21,00	18,82	21,51	19,52
13	Višegrad	400	6,89	6,81	13,65	12,26	14,26	12,90
14	Bihać 1	220	3,96	3,29	4,15	3,45	4,10	3,36
15	EAL	220	21,37	17,4	21,3	18,92	22,73	20,20
16	Gradačac	220	8,27	6,37	8,58	6,21	8,37	6,00
17	HE Čapljina	220	14,76	14,53	14,49	13,97	14,66	14,14
18	HE Grabovica	220	9,48	8,59	10,83	9,29	10,91	9,35
19	HE Rama	220	10,32	9,60	11,48	10,16	11,58	10,25
20	HE Salakovac	220	11,48	10,38	11,29	10,28	11,30	10,29
21	HE Trebinje	220	9,74	9,17	9,70	9,02	9,89	8,99
22	Jajce 2	220	6,41	4,89	6,74	5,08	6,71	5,04
23	Mostar 4	220	24,02	19,83	24,03	21,21	24,48	21,68
24	Prijedor 2	220	10,06	8,38	10,95	9,21	11,05	8,99
25	RP Jablanica	220	12,33	11,27	15,13	12,86	15,19	12,89
26	RP Kakanj	220	16,29	13,45	16,51	13,56	14,86	11,09
27	RP Mostar 3	220	23,49	19,46	23,44	20,95	23,98	21,32
28	RP Trebinje	220	16,34	14,9	16,75	16,27	17,16	15,29
29	Sarajevo 20	220	8,15	5,24	8,19	5,21	8,41	5,34
30	TE Kakanj	220	14,77	12,90	14,90	13,03	-	-
31	TE Kakanj, TR 150 MVA	220	12,91	9,91	12,99	9,93	11,95	8,66
32	TE Tuzla	220	21,23	20,00	20,65	17,43	19,13	14,5
33	TE Tuzla, G6	220	17,53	15,10	17,38	14,36	16,57	13,18
34	Tuzla 4	220	22,92	20,60	22,74	18,89	21,33	16,37

Red. Br.	Naziv objekta	Nazivni napon (kV)	2021		2025		2030	
			I _{k3f} (kA)	I _{k1f} (kA)	I _{k3f} (kA)	I _{k1f} (kA)	I _{k3f} (kA)	I _{k1f} (kA)
35	Višegrad	220	7,41	4,71	-	-	-	-
36	Zenica 2	220	12,13	9,79	12,29	10,38	11,58	9,09
37	Banovići	110	6,14	4,64	8,94	6,51	8,91	6,50
38	Banja Luka 1	110	13,75	12,26	15,68	14,39	15,76	14,48
39	Banja Luka 10	110	-	-	14,29	13,29	14,32	13,3
40	Banja Luka 2	110	10,77	9,02	12,89	11,78	12,91	11,77
41	Banja Luka 3	110	8,52	6,74	14,11	13,13	14,14	13,13
42	Banja Luka 4	110	10,85	8,64	12,66	10,49	12,65	10,47
43	Banja Luka 5	110	9,93	8,01	11,46	9,60	11,46	9,60
44	Banja Luka 6	110	19,27	17,36	19,64	17,75	19,73	17,83
45	Banja Luka 7	110	10,97	9,18	12,32	10,32	12,35	10,34
46	Banja Luka 8	110	9,81	8,29	10,70	9,01	10,71	9,01
47	Banja Luka 9	110	-	-	11,19	9,77	11,19	9,77
48	Bihac 1	110	6,31	5,80	6,59	5,90	6,62	5,86
49	Bihac 2	110	5,80	5,16	6,05	5,26	6,06	5,20
50	Bijeljina 1	110	9,22	8,01	9,61	7,49	9,65	7,50
51	Bijeljina 2	110	9,19	7,64	9,50	7,16	9,55	7,18
52	Bijeljina 3	110	8,35	7,01	8,69	6,63	8,71	6,63
53	Bileća	110	6,30	4,46	8,17	5,79	8,37	5,89
54	Bosanska Krupa	110	4,81	4,05	4,90	4,09	4,86	4,01
55	Bosanski Petrovac	110	4,50	3,45	5,40	4,05	5,39	4,03
56	Brčko 1	110	10,17	8,29	12,96	10,27	12,92	9,85
57	Brčko 2	110	9,41	7,67	12,96	10,03	12,94	9,80
58	Breza	110	9,79	6,75	9,77	6,67	9,58	6,44
59	Brod	110	7,01	5,05	7,89	5,66	7,86	5,64
60	Bugojno	110	7,01	5,87	9,69	7,50	9,69	7,50
61	Busovača	110	9,30	7,52	9,61	7,60	9,42	7,33
62	Buško Blato	110	6,26	4,71	6,41	4,49	6,55	4,58
63	Bužim	110	3,56	3,23	3,51	3,14	3,47	3,08
64	Cazin 1	110	4,22	3,91	3,42	3,05	3,38	2,98
65	Cazin 2	110	3,30	2,98	3,77	3,36	3,73	3,29
66	Cementara	110	16,04	12,94	15,59	12,33	14,59	10,87
67	Čapljina	110	4,94	4,28	8,99	6,50	9,12	6,59
68	Čelinac	110	7,32	5,73	8,29	6,33	8,29	6,32
69	Čitluk	110	8,48	6,92	10,4	7,74	10,55	7,85
70	Čitluk 2	110	7,48	6,01	9,27	6,87	9,40	6,97
71	Derventa	110	9,26	7,12	11,65	8,63	11,60	8,60
72	Doboj 1	110	7,91	6,91	10,8	9,08	10,76	9,05
73	Doboj 2	110	7,34	6,08	10,03	7,87	9,99	7,84
74	Doboj 3	110	7,30	5,56	11,56	8,31	11,52	8,29
75	Doboj Istok	110	6,99	5,85	8,37	6,77	8,35	6,75
76	Donji Vakuf	110	6,73	5,28	8,49	6,21	8,49	6,22

Red. Br.	Naziv objekta	Nazivni napon (kV)	2021		2025		2030	
			I _{k3f} (kA)	I _{k1f} (kA)	I _{k3f} (kA)	I _{k1f} (kA)	I _{k3f} (kA)	I _{k1f} (kA)
77	Drvar	110	3,47	2,58	4,29	3,20	4,30	3,20
78	Dub	110	3,23	3,15	7,12	5,89	7,20	5,98
79	Dubica	110	5,18	3,80	5,25	3,85	5,20	4,11
80	Đurđevik	110	9,44	6,98	8,50	6,17	9,36	6,70
81	EVP Blažuj	110	16,79	13,92	17,71	14,32	17,97	14,52
82	EVP Dobrinje	110	14,23	11,51	14,38	11,26	14,17	10,55
83	EVP Konjic	110	7,02	5,31	7,57	5,54	7,63	5,57
84	EVP Kulen Vakuf	110	5,51	3,92	7,16	4,86	7,15	4,82
85	Foča	110	2,04	1,81	4,69	3,47	4,74	3,51
86	Fojnica	110	4,31	3,12	7,15	5,16	7,36	5,29
87	Gacko	110	4,00	2,97	4,01	3,06	4,07	3,11
88	Glinica	110	8,02	6,69	9,88	7,16	10,12	7,27
89	Goražde 1	110	3,29	3,13	6,43	5,20	6,50	5,31
90	Goražde 2	110	3,25	3,13	6,65	5,44	6,73	5,54
91	Gračanica	110	6,93	5,61	7,84	6,18	7,84	6,17
92	Gradačac	110	9,07	7,15	10,14	8,29	10,05	8,37
93	Gradiška 1	110	6,38	5,34	6,61	5,43	6,59	5,40
94	Gradiška 2	110	6,53	5,21	6,71	5,31	6,69	5,28
95	Grahovo	110	2,93	1,86	4,48	3,12	4,54	3,15
96	Grude	110	7,82	4,37	8,16	5,06	8,32	5,87
97	Hadžići	110	11,41	8,92	11,92	9,12	12,05	9,22
98	HAK	110	18,22	16,20	18,19	14,75	19,12	15,92
99	HE Bočac	110	11,15	11,23	11,98	11,9	11,98	11,91
100	HE Jablanica	110	11,95	12,53	15,39	15,33	15,50	15,44
101	HE Janjići	110	-	-	12,56	10,62	12,21	10,02
102	HE Jajce 1	110	11,49	10,82	12,07	11,26	12,06	11,35
103	HE Peć Mlini	110	6,67	3,53	6,89	4,38	7,03	4,49
104	HE Mostar	110	11,31	11,26	16,44	15,42	16,65	15,61
105	HE Mostarsko Blato	110	13,09	12,67	18,24	16,64	18,49	16,9
106	HE Ulog	110	-	-	4,34	4,21	4,41	4,27
107	HS Ljuta	110	-	-	4,35	4,10	4,41	4,16
108	Ilijaš	110	11,15	8,73	11,19	8,68	11,06	8,52
109	Jablanica	110	11,66	12,04	14,98	14,65	15,08	14,75
110	Jahorina	110	-	-	5,16	3,84	5,22	4,16
111	Jajce 1	110	11,92	10,36	12,93	11,36	12,92	11,6
112	Jajce 2	110	12,29	10,70	13,30	11,67	13,30	11,89
113	Janja	110	7,84	5,93	8,41	6,09	8,43	6,09
114	Jelah	110	-	-	9,67	7,74	9,64	7,71
115	Jug (Zenica)	110	12,60	10,77	13,08	11,49	12,66	10,9
116	Kalesija	110	-	-	8,66	5,98	8,78	6,04
117	Kiseljak	110	5,41	3,96	7,79	5,70	7,94	5,79
118	Kladanj	110	5,67	4,18	5,68	4,12	7,64	5,44

Red. Br.	Naziv objekta	Nazivni napon (kV)	2021		2025		2030	
			I _{k3f} (kA)	I _{k1f} (kA)	I _{k3f} (kA)	I _{k1f} (kA)	I _{k3f} (kA)	I _{k1f} (kA)
119	Ključ	110	3,96	2,95	4,21	3,10	4,18	3,07
120	Konjic	110	7,32	5,73	8,03	6,04	8,08	6,08
121	Kostajnica	110	-	-	-	-	4,20	2,98
122	Kotor Varoš	110	5,65	4,40	6,90	5,07	6,89	5,06
123	Kupres	110	5,79	4,53	6,47	4,90	6,50	4,92
124	Laktaši 1	110	7,46	6,11	7,92	6,34	7,91	6,32
125	Laktaši 2	110	6,90	5,69	7,28	5,86	7,26	5,83
126	Livno	110	5,85	4,5	5,95	4,42	6,06	4,50
127	Lopare	110	9,66	6,69	10,02	6,92	10,64	7,40
128	Lukavac 1	110	12,54	9,84	12,44	9,53	12,59	9,65
129	Lukavac 2	110	-	-	11,71	8,98	11,89	9,13
130	Ljubuški	110	6,59	5,28	8,78	6,50	8,91	6,59
131	Maglaj	110	5,51	4,97	9,10	7,41	9,05	7,38
132	Modriča	110	6,47	5,15	7,09	5,68	7,02	5,95
133	Mostar 1	110	11,82	11,84	17,61	16,68	17,84	16,90
134	Mostar 2	110	9,81	9,29	12,96	11,56	13,14	11,71
135	Mostar 4	110	14,57	13,64	21,44	19,12	21,74	19,47
136	Mostar 5	110	12,32	11,81	16,87	15,14	17,10	15,37
137	Mostar 6	110	10,88	10,40	14,99	13,42	15,19	13,60
138	Mostar 7	110	11,13	10,75	15,03	13,48	15,23	13,66
139	Mostar 9	110	2,88	2,40	12,97	9,91	13,14	10,05
140	Mrkonjić Grad	110	7,74	6,96	9,06	7,94	9,05	7,94
141	Neum	110	5,02	3,48	5,12	3,76	5,20	3,82
142	Nevesinje	110	4,88	3,83	5,39	4,20	5,47	4,25
143	Nova Topola	110	7,00	5,94	7,36	6,02	7,33	5,99
144	Novi Grad	110	3,63	2,75	4,95	3,72	4,91	3,68
145	Novi Travnik	110	6,34	4,95	7,05	5,31	7,00	5,23
146	Odžak	110	5,76	4,58	6,29	5,00	6,23	5,11
147	Orašje	110	7,41	5,34	8,31	5,73	8,29	5,67
148	Pale	110	5,92	4,44	6,65	4,77	6,73	5,04
149	Pazarić	110	9,03	7,02	9,43	7,18	9,52	7,24
150	Posušje	110	5,53	3,92	5,66	4,26	5,75	4,34
151	Prijedor 1	110	11,72	9,07	13,05	10,36	13,15	10,42
152	Prijedor 2	110	14,76	12,14	14,67	12,11	14,8	12,19
153	Prijedor 3	110	8,99	6,57	9,04	6,63	9,02	6,70
154	Prijedor 5	110	9,19	6,98	9,37	7,12	9,33	7,09
155	Prijedor 6	110	-	-	-	-	9,58	6,84
156	Prnjavor 1	110	5,41	4,27	9,64	6,94	9,63	6,93
157	Prnjavor 2	110	-	-	10,69	7,70	10,68	7,7
158	Rama/Prozor	110	6,17	4,88	9,15	6,98	9,20	7,02
159	RP Konjević Polje	110	-	-	-	-	7,34	5,53
160	Rogatica	110	3,26	2,80	6,31	4,53	6,39	4,58

Red. Br.	Naziv objekta	Nazivni napon (kV)	2021		2025		2030	
			I _{k3f} (kA)	I _{k1f} (kA)	I _{k3f} (kA)	I _{k1f} (kA)	I _{k3f} (kA)	I _{k1f} (kA)
161	RP Pratače	110	10,12	7,69	10,69	7,92	10,83	8,03
162	RP Stanari	110	4,67	3,94	19,78	15,92	19,83	15,96
163	RP Trebinje	110	12,22	7,81	12,37	8,07	12,55	8,18
164	RS Silicon	110	7,91	7,31	8,58	7,77	8,57	7,77
165	Sanski Most	110	5,60	4,21	5,77	4,30	5,73	4,27
166	Sarajevo 1	110	19,08	16,43	20,21	16,98	20,54	17,25
167	Sarajevo 2	110	18,47	17,14	20,35	18,21	20,73	18,63
168	Sarajevo 4	110	17,05	14,61	18,83	15,53	19,11	15,78
169	Sarajevo 5	110	18,91	17,86	20,88	19,06	21,28	19,54
170	Sarajevo 7	110	20,36	19,31	22,39	20,72	22,86	21,30
171	Sarajevo 8	110	15,55	12,90	16,71	13,52	17,02	13,78
172	Sarajevo 10	110	21,26	19,52	23,52	21,03	24,05	21,58
173	Sarajevo 11	110	19,21	18,34	21,14	19,59	21,56	20,10
174	Sarajevo 12	110	19,89	19,01	21,85	20,39	22,30	20,95
175	Sarajevo 13	110	19,74	18,86	21,70	20,19	22,15	20,73
176	Sarajevo 14	110	20,06	18,79	21,98	20,08	22,44	20,65
177	Sarajevo 15	110	17,84	15,74	19,29	16,57	19,67	17,02
178	Sarajevo 18	110	14,85	11,80	15,62	12,13	15,86	12,33
179	Sarajevo 20	110	20,82	19,01	22,77	20,20	23,28	20,93
180	Sjever (Zenica)	110	14,68	12,38	15,33	13,35	14,76	12,50
181	Sokolac	110	4,15	3,24	5,73	4,01	5,80	4,04
182	Srbac	110	5,67	4,34	6,06	4,53	6,03	4,50
183	Srebrenica	110	3,62	3,11	5,07	4,10	5,27	4,21
184	Srebrenik	110	7,14	5,04	7,69	5,32	7,69	5,29
185	Stolac	110	2,26	1,84	5,00	3,61	5,07	3,66
186	Šamac	110	5,34	4,20	5,87	4,58	5,83	4,60
187	Šipovo	110	3,54	2,81	7,37	5,71	7,36	5,72
188	Široki Brijeg 1	110	8,19	5,93	9,16	6,69	9,31	7,11
189	Široki Brijeg 2	110	-	-	8,11	5,25	8,26	5,99
190	TE Kakanj	110	21,58	21,29	20,27	18,35	18,42	14,49
191	TE Tuzla	110	18,63	16,98	18,41	15,00	19,10	15,87
192	TE Ugljevik	110	16,54	12,09	18,81	13,74	19,15	13,97
193	Teslić	110	4,82	4,25	8,72	6,74	8,70	6,73
194	Tešanj	110	3,80	3,31	8,74	6,89	8,71	6,87
195	Tomislavgrad	110	7,85	7,28	8,05	7,39	8,15	7,49
196	Travnik 1	110	7,75	6,02	8,04	6,23	7,92	6,23
197	Travnik 2	110	7,26	5,46	7,53	5,64	7,44	5,63
198	Trebinje 1	110	8,63	5,88	9,15	6,09	9,29	6,18
199	Tušanj	110	-	-	-	-	14,92	11,94
200	Tuzla 3	110	11,61	8,26	12,12	8,49	15,35	12,14
201	Tuzla 4	110	19,40	16,24	20,95	16,92	21,16	17,21
202	Tuzla 5	110	12,61	9,36	14,63	10,8	14,81	11,01

Red. Br.	Naziv objekta	Nazivni napon (kV)	2021		2025		2030	
			I _{k3f} (kA)	I _{k1f} (kA)	I _{k3f} (kA)	I _{k1f} (kA)	I _{k3f} (kA)	I _{k1f} (kA)
203	Tuzla Centar	110	15,34	12,00	16,43	12,51	16,97	13,31
204	Ukrina	110	5,69	4,94	10,03	7,53	10,03	7,53
205	Uskoplje/Gornji Vakuf	110	3,69	3,11	8,92	6,31	8,97	6,34
206	Vareš	110	4,52	3,49	4,73	3,61	6,83	5,02
207	VE Jelovača	110	7,08	6,54	7,32	6,70	7,41	6,78
208	VE Mesihovina	110	6,43	6,38	6,57	6,53	6,67	6,62
209	VE Podveležje	110	8,24	7,73	9,84	8,75	9,98	8,87
210	Velika Kladaša	110	3,37	3,16	3,14	2,80	3,09	2,74
211	Visoko	110	10,81	8,41	11,99	9,20	13,04	10,05
212	Višegrad	110	3,07	2,80	12,51	8,89	12,72	9,02
213	Vitez	110	7,06	5,56	7,57	5,81	7,48	5,65
214	Vlasenica	110	5,09	4,03	5,61	4,25	6,36	4,73
215	Vrnograč	110	3,37	3,09	3,25	2,92	3,20	2,86
216	Zavidovići	110	5,31	4,49	9,18	7,09	9,09	7,04
217	Zenica 1	110	15,49	12,86	16,35	13,91	15,71	13,03
218	Zenica 2	110	18,1	15,67	18,77	17,82	17,91	15,63
219	Zenica 3	110	15,13	12,18	15,65	13,68	15,04	12,20
220	Zenica 4	110	12,79	10,93	13,28	11,66	12,85	11,05
221	Zvornik	110	8,97	7,85	11,36	8,49	11,67	8,65
222	Željuša	110	-	-	11,88	9,02	12,01	9,12
223	Žepče	110	6,05	4,59	7,97	5,63	7,85	5,57
224	Živinice	110	-	-	10,58	7,71	11,27	8,13

12. REKONSTRUKCIJE I PROŠIRENJA ELEMENATA PRENOSNOG SISTEMA

Pored izgradnje novih elemenata prenosnog sistema, Plan obuhvata:

- zamjenu energetskog transformatora kao najskupljeg elementa postrojenja i sa najdužim vremenom isporuke,
- proširenja VN i SN postrojenja,
- značajne rekonstrukcije/sanacije VN i SN postrojenja u transformatorskim stanicama,
- značajne rekonstrukcije/sanacije dalekovoda.

12.1. Zamjena energetskih transformatora

Obzirom da su energetski transformatori najskuplji element u transformatorskim stanicama to je njihova zamjena razmatrana odvojeno od zamjene ostale opreme. Odabir transformatora koji će u razmatranom planskom periodu biti zamijenjeni, izvršen je na osnovu kriterija definisanih u Poglavlju 4.

Pregled transformatora odabranih za zamjenu i dinamika zamjene dati su u Prilogu 7.

12.2. Proširenja VN i SN postrojenja

Proširenje VN postrojenja podrazumijeva:

- izgradnju novog DV polja radi potrebe priključenja novog dalekovoda kojim se obezbjeđuje bilo dvostrano napajanje TS 110/x kV, ukidanje antenske veze, priključenje nove TS 110/x kV ili priključenje novog korisnika na prenosnu mrežu. Pregled TS u kojima je u ovom planskom periodu potrebno izgraditi novo DV polje sa dinamikom realizacije dat je u Prilogu 7.
- ugradnju drugog transformatora sa pripadajućim poljima u TS 110/x kV predstavlja zadovoljenje kriterija (n-1) na granici prenosne i distributivne mreže na način kako je opisano u poglavlju 4. U transformatorskim stanicama 400/x kV i 220/x kV potreba ugradnje drugog mrežnog transformatora je određena provjerom u odnosu na granične vrijednosti pogonskih veličina u prenosnoj mreži u normalnom režimu rada i uz primjenu (n-1) sigurnosnog kriterija. Pregled TS u kojima je u ovom planskom periodu planirana ugradnja drugog transformatora, te dinamika realizacije dati su u Prilogu 3.

12.3. Rekonstrukcije/sanacije

Tokom eksploatacije objekti prenosnog sistema, odnosno njihova oprema stare, te svaki element ima svoj očekivani životni vijek. S obzirom da tokom procesa starenja oprema postepeno gubi svoje karakteristike, to se broj i trajanje kvarova povećava. Na ovaj način proces starenja opreme i postrojenja ima značajan uticaj na rad elektroenergetskog sistema. Nepouzdana i starija postrojenja mogu ugroziti rad cjelokupnog sistema. Takođe, zbog porasta nivoa struja kratkog spoja vremenom je potrebno zamijeniti dio opreme (ili postrojenja) čije nazivne karakteristike sa aspekta zadovoljenja očekivanih struja kratkog spoja nisu odgovarajuće.

12.3.1. Rekonstrukcije/sanacije VN i SN postrojenja

U transformatorskim stanicama 110/x kV postoje nekompletna dalekovodna polja. Zbog postizanja selektivnosti rada zaštita, a time i povećanja pouzdanosti i sigurnosti rada sistema u

okviru rekonstrukcija TS, pored zamjene opreme, predviđeno je i kompletiranje svih takvih polja.

Tabela rekonstrukcija VN i SN postrojenja sa dinamikom data je u Prilogu 7, a u Prilogu 3 je dat pregled nekompletnih polja sa dinamikom njihovog kompletiranja.

12.3.2. Rekonstrukcije/sanacije DV

Rekonstrukcije/sanacije dalekovoda planirane su prema:

- prijedlozima zasnovanim na stanju i starosti,
- rezultatima analiza tokova snaga i naponskih prilika za normalan režim rada i uz primjenu (n-1) kriterija sigurnosti koji su ukazali na potrebu povećanja prenosne moći dalekovoda kako bi se otklonila uočena zagušenja u mreži,
- statistici kvarova i vremenu zastoja zbog kvarova.

Tabela rekonstrukcija DV sa dinamikom data je u Prilogu 7.

Za elemente prenosne mreže koji su u Plan uvršteni na osnovu kriterija za životni vijek, prije uvrštavanja u godišnji plan investicija pojedinačnog elementa, u slučajevima gdje je to potrebno, biće urađen elaborat stanja i procjene preostalog životnog vijeka na osnovu kojeg će se donijeti odluka o zamjeni/rekonstrukciji.

12.3.3. SCADA sistem u centrima upravljanja

Projekat predstavlja zamjenu postojećih SCADA sistema u centrima upravljanja Elektroprenosa BiH. Svako od Operativnih područja u svom sjedištu ima Dispečerski centar za upravljanje dijelom elektroenergetskog sistema u njegovoj nadležnosti. Elektroprenos BiH ima četiri dispečerska centra. Sistem daljinskog nadzora i upravljanja u ovim centrima (SCADA) je Sinaut Spectrum proizvođača Siemens. Sinaut Spectrum SCADA sistem je verzije 4.5. Hardware-ska platforma navedenog sistema za daljinski nadzor i upravljanje se temelji na opremi proizvođača Sun Microsystems, Cisco Systems, Digi International® Inc. i Hopf Elektronik GmbH.

Oprema je u stalnom pogonu od 2005. godine, te je dotrajala i tehnološki zastarjela (dijelu opreme je istekao životni vijek i ne postoji podrška za suštinski važne komponente), što može imati negativne posljedice na pouzdanost rada sistema.

Pored osnovne SCADA funkcionalnosti, kontrolni sistem također nudi funkcionalnosti upravljanja energijom (energy management - EMS) i mrežne aplikacije (network application - NA). Sadašnji sistem sadrži bazu podataka sa ukupno 78.014 procesnih podataka. Daljinska podrška iz kompanije Siemens Austrija može se naručiti na zahtjev, pošto Elektroprenos BiH ima odgovarajući ugovor za podršku nakon prodaje i održavanje. Očekuje se da će se broj sati održavanja i sa tim vezani troškovi za daljinsku podršku povećavati u narednim godinama, pošto je sistem dosegao svoje tehničke limite.

Od 2005. godine, kada je postojeća SCADA oprema ugrađena, prenosni sistem je dodatno razvijen i proširen novim elektroenergetskim objektima. Kapacitet i funkcionalnost postojećeg SCADA sistema nisu dovoljni za budući razvoj EES. Ubrzan razvoj operativnih i aplikativnih sistema, te opreme za automatizaciju i nadzor u posljednjih 15 godina, te primjena datih rješenja u izgradnji novih i rekonstrukciji postojećih EE objekata u tom periodu, stvara problem interoperabilnosti sa postojećim komunikacijskim protokolima.

S ciljem prevazilaženja navedenih ograničenja, te efikasnijeg upravljanja prenosnom mrežom, nameće se potreba obnavljanja (zamjene) postojećih SCADA sistema u centrima upravljanja Elektroprenosa BiH. Uspješnom realizacijom investicijskog projekta očekuje se ostvarenje brojnih dobiti.

Dobiti koje se mogu brojčano izraziti su:

- Manji tehnički gubici u mreži što ima za posljedicu povećanje prihoda,
- Manja emisija CO₂ gasa, prouzrokovana smanjenim gubicima u mreži,
- Manji troškovi rada prenosne mreže,
- Manji broj prekida u sistemu, a samim tim i smanjenje količine neisporučene energije (ENS).

Dobiti koje se ne mogu brojčano izraziti su:

- Poboljšana sigurnost snabdijevanja;
- Odložene kapitalne investicije;
- Bolji kvalitet usluga.

12.3.4. Snimanje trase dalekovoda

Projekat obuhvata snimanje trase svih dalekovoda, georeferenciranje i mapiranje, odnosno digitalizaciju podataka o prenosnoj mreži.

Prenosni sistem Bosne i Hercegovine obuhvata vodove i transformatorske stanice visokog napona (110 kV, 220 kV i 400 kV). Međudržavnim vodovima povezan je s prenosnim sistemima Crne Gore, Hrvatske i Srbije. Ukupna dužina svih (290) DV je 6.289 km, od čega je 15 DV 400 kV (ukupna dužina 866 km), 40 DV 220 kV (ukupna dužina 1.461 km) i 235 DV 110 kV (ukupna dužina 3.962 km).

U Elektroprenosu BiH ne postoji jedinstvena baza tehničkih podataka koja uključuje i geo lokacije (mapiranje) trasa svih dalekovoda. Za neke dalekovode postoje izvorne skice iz vremena izgradnje, koje su u znatnom broju slučajeva zastarjele i ne predstavljaju stvarno stanje trase i okolnih objekata. Trase određenog broja dalekovoda izmijenjene su u odnosu na projektovano izvorno stanje. Kod određenog broja dalekovoda, trase su ugrožene bespravnom gradnjom. Ovo se posebno odnosi na dalekovode koji nisu rekonstruirani i stavljeni u funkciju nakon rata, te je zbog nelegalne gradnje njihova rekonstrukcija teško izvodiva.

Uvažavajući prethodno navedeno, nameće se potreba postojanja jedinstvene baze tehničkih podataka o prenosnoj mreži koja će između ostalog uključivati i georeferenciranje i mapiranje, odnosno digitalizaciju podataka o svim dalekovodima u vlasništvu Elektroprenosa BiH. S obzirom da trase znatnog broja ovih dalekovoda prolaze krajnje nepristupačnim terenom, nameće se potreba snimanja istih iz zraka. Snimanje dronovima omogućiti će prikupljanje tačnih podataka o prenosnoj mreži, digitalizaciju istih, te izradu jedinstvenih baza podataka.

12.3.5. Obnavljanje telekomunikacionog sistema

Telekomunikacioni sistem Elektroprenosa BiH pruža podršku nadzoru i upravljanju elektroenergetskim sistemom, omogućava rad poslovnog i tehničkog informacionog sistema, poslovnu telefoniju, kao i druge servise neophodne za dobar rad sistema.

Elektroprenos BiH ima namjeru modernizovati i unaprijediti vlastiti telekomunikacioni sistem koji je najvećim dijelom izgrađen od 2000 – 2006. godine, kao dio projekta Power III – SCADA/EMS i pripadajuće telekomunikacije.

Projekat modernizacije i unapređenja telekomunikacionog sistema Elektroprenosa BiH je od ključnog značaja za tekući proces integracije regionalnog tržišta, a dovešće do poboljšanja u prekograničnoj trgovini i raspodjeli kapaciteta prenosa kroz poboljšanu sposobnost upravljanja prenosnom mrežom koju će obezbijediti modernizovani sistem telekomunikacija. Najsavremeniji telekomunikacioni sistem će takođe značajno poboljšati elektroenergetsku pouzdanost i biće prvi značajan korak ka potpunoj implementaciji pametne mreže, što će naposljetku dovesti do smanjenja gubitaka, a samim tim i smanjenja emisije ugljika.

Sistem se sastoji od:

- sistema optičkih veza po DV (OPGW) i podzemnih optičkih veza (POK):
Ovo je sistem koji neće biti mijenjan i koji zadovoljava potrebe Elektroprenosa BiH. OPGW za transformatorske stanice koje trenutno nisu uvezane OPGW-om nije predmet ovog projekta i biće nabavljen kroz druge projekte.
- prenosnih sistema multipleksne opreme SDH i PDH oprema:
Oprema je na kraju životnog vijeka. Najvećim dijelom je stara više od 15 godina, ugrađena kroz projekat Power III Scada i telekomunikacije. U nekim transformatorskim stanicama oprema je ugrađena prije ovog projekta i ne nalazi se na centralizovanom nadzoru što stvara problem kod nadgledanja i upravljanja te stvara dodatne troškove održavanja. Proizvođači opreme ne pružaju tehničku podršku za ovu opremu i već odavno nije moguće nabaviti rezervne dijelove.
Sistem je baziran na SDH i PDH tehnologiji, koje nisu u potpunosti razvijene da podržavaju savremene telekomunikacione mreže, bazirane na IP protokolu. SDH i PDH tehnologija je zastarjela tehnologija koja je na izmaku i kapaciteti interfejsa na prenosnoj opremi i brzine prenosa na kičmi mreže, ne mogu podržati zahtjeve korisnika mreže, naročito u sadašnje vrijeme kada se povećavaju zahtjevi postojećih korisnika za kapacitetom za servise koje trenutno koriste kao i zbog uvođenja novih servisa.
- sistema komutacije (telefonske centrale):
Sistem komutacije, baziran primarno na TDM tehnologiji, je stariji od 20 godina. Nabavljan u vrijeme prije formiranja Elektroprenosa BiH, tako da nije imao kapacitet za uvezivanje svih dijelova Elektroprenosa BiH u jedinstveni komutacioni sistem, pa npr. za ostvarivanje telefonskih veza prema OP Mostar se koriste veze javnih operatera.
- sistema besprekidnog napajanja:
I ovaj sistem je stariji od 15 godina i neophodna je njegova modernizacija kako bi mogao podržati napajanje nove opreme koja ima drugačije zahtjeve za napajanjem.
- nadzora nad telekomunikacionim sistemom:
Elektroprenos BiH u ovom momentu nema nadzor nad sopstvenim telekomunikacionim sistemom što, bez obzira na saradnju i susretljivost osoblja iz NOS-a koji rade na tim poslovima, stvara probleme u radu prilikom održavanja kao i potrebe za puštanjem novih veza.
- radio-komunikacionog sistema:
Radio-komunikacioni sistem ne postoji kao jedinstven sistem u Elektroprenosu BiH, već samo u pojedinim dijelovima. Izgradnja ovog sistema biće predmet nekih drugih projekata.
- WAN mreža i data centri:
Postojeća WAN mreža i data centri Elektroprenosa BiH su implementirani prije 5 godina. Povezuje direkciju, operativna područja i terenske jedinice i služi kao podrška za SAP i DMS sistem. Sva oprema koja bude mogla biće integrisana u novi sistem.

Sve gore navedene karakteristike postojećeg telekomunikacionog sistema Elektroprenosa BiH su razlog za pokretanje projekta modernizacije i unapređenje postojećeg telekomunikacionog sistema.

Projekat će obuhvatiti:

1. Unapređenje telekomunikacione infrastrukture i servisa za sve objekte u vlasništvu Elektroprenosa BiH:

- Poslovni objekti:
 - Sjedište Kompanije,
 - Sjedišta operativnih područja,
 - Sjedišta terenskih jedinica,
 - Skladišta/magacine,
 - Centri upravljanja (dispečerski centri).
- Energetski objekti:
 - TS 400/x kV,
 - TS 220/x kV,
 - TS 110/x kV,
 - TS 35/x kV,
 - Rasklopna postrojenja.

Ukupno se radi o 175 poslovnih objekata, skladišta i transformatorskih stanica.

Nova telekomunikaciona mreža biće zasnovana na IP/MPLS tehnologiji koja podržava SCADA sisteme bazirane na IEC 61850 standardu. Kao podrška za IP/MPLS mrežu korišćiće se DWDM tehnologija. Novi telekomunikacioni sistem će pružati sljedeće servise:

- Nadzor i upravljanje transformatorskim stanicama (SCADA),
- Daljinsko očitavanje brojila,
- Lan mreža,
- Komunikacija između uređaja za zaštitu dalekovoda,
- Komunikacija sa uređajima za zaštitu dalekovoda,
- Poslovna mreža,
- Telefonija (IP),
- Video nadzor objekata.

Za sve komunikacione servise, koji se koriste za potrebe Kompanije, a koji usljed tehnologije ili opremljenosti terminalne opreme nisu prilagođeni radu u Ethernet/IP okolini (v24, x21,..), korišćiće se odgovarajuća prilagođenja (konvertori) koja će obezbijediti potrebni nivo kvaliteta servisa.

Neki od navedenih servisa, u zavisnosti od potreba, kao što je to bilo i na postojećoj telekomunikacionoj mreži, biće dostupni i drugim kompanijama EE sektora, koji su na fizičkom nivou direktno povezani na mrežu Elektroprenosa BiH (npr. SN transformatorske stanice, poslovni objekti, dispečerski centri ...).

Postojeći sistem telekomunikacija će raditi sve dok se u potpunosti ne implementira i testira novi sistem.

2. Rješavanje lokalne mreže u sjedištima operativnih područja i transformatorskim stanicama: Lokalne mreže će biti riješene po principu strukturnog kabliranja.

3. Uvođenje centralizovanog videonadzora u transformatorskim stanicama:

Video nadzor će se koristiti u svrhu protivprovalne zaštite, kao i za pregled eventualnih incidentnih situacija u transformatorskim stanicama i biće kombinovan sa narednom stavkom.

4. Uvođenje centralizovane kontrole ulaska u sve objekte:

U prostorima u kojima bude uveden sistem za kontrolu pristupa biće moguće pratiti ko je i kada ušao i koliko je vremena proveo u tom prostoru. To može da bude od velike važnosti kada je potrebno rekonstruisati neke događaje (slučajevi krađe ili nekih drugih vanrednih okolnosti).

5. Rješavanje centralizovanog DC napajanja za telekomunikacionu opremu u transformatorskim stanicama:

DC napajanje je jedno od izuzetno važnih pitanja za dobro funkcionisanje čitavog sistema. Definisanje napajanja će zavisi od vrste opreme i zahtjeva za potrošnju.

6. Centralizovani nadzor mreže:

Svi pojedinačni sistemi koji se budu nabavljali imajuće nadzor i upravljanje koji će biti centralizovan sa mogućnošću davanja prava pojedinim službama koje će za to biti zadužene.

7. Rješavanje problema zastarjelih telefonskih centrala zasnovanih na TDM tehnologiji uvođenjem IP telefonije u cijelom Elektroprenosu BiH:

Novi sistem IP telefonije omogućiće kvalitetnu telefonsku vezu između svih objekta Elektroprenosa BiH, a biće ostavljena mogućnost povezivanja sa sličnim sistemima drugih kompanija EE sektora.

8. Izgradnja i proširenje data centara u sjedištima operativnih područja i sjedištu Elektroprenosa BiH sa ciljem zaštite mreže i lakšeg uvođenja novih servisa:

Zbog povećanog obima obrade podataka biće potrebna izgradnja novih i proširenje postojećih data centara.

9. Obuka korisnika za nadzor i upravljanje sistemima:

Svi gore navedeni sistemi, koji će biti implementirani u narednom periodu, su izuzetno napredni i za rad sa njima je neohodna veoma dobra obuka.

Sredstva za projekat će biti obezbijeđena iz kredita Evropske banke za razvoj i investicije, pri čemu početak realizacije projekta zavisi od momenta odobravanja kredita.

13. PREGLED NOVIH PRENOSNIH KAPACITETA, REKONSTRUKCIJA I PROŠIRENJA POSTOJEĆIH SA PROCJENOM POTREBNIH SREDSTAVA

13.1. Procjena potrebnih sredstava

Procjena potrebnih sredstava za investicije data je u Tabelama 13.1. i 13.2. Za procjenu vrijednosti investicija korištene su jedinične cijene date u Prilogu 6.

U Tabeli 13.1. data su ukupna potrebna sredstva za realizaciju planiranih investicija u narednom desetogodišnjem periodu i odnos ulaganja Federacija BiH – Republika Srpska za sve investicije izuzev ugradnje prigušnica.

Naime, prema rezultatima "Regionalne Studije za rješavanje problema sa naponskim prilikama na području Zapadnog Balkana" rješenje za BiH je ugradnja prigušnica u TS Mostar 4 (120 MVar) i TS Tuzla 4 (220 MVar), na 400 kV ili 220 kV. Studija još uvijek nije završena, a očekuje se da će biti završena u prvom kvartalu 2021. godine. Unutar Elektroprenosa BiH će se razmotriti i varijanta ugradnje 4 prigušnice manje snage na 4 različite lokacije, a mjesta ugradnje, naponski nivo i snaga kompenzacionih uređaja će, uz saradnju sa svim relevantnim institucijama u BiH, biti određeni prije pokretanja investicije koja je planirana za 2021. godinu. Za ugradnju prigušnica su u Planu predviđena kreditna sredstva u 2024. godini, a navedena su za varijantu ugradnje prigušnica na 400 kV. Godina u kojoj su prikazana sredstva predstavlja godinu u kojoj je planiran završetak ugradnje kompenzacionog postrojenja.

Tabela 13.1. Procjena potrebnih sredstava za investicije za Dugoročni plan razvoja prenosne mreže za period 2021 – 2030. godina

Red. br.	Projekat/Objekat	Ukupno (mil. KM)	FBiH	RS	FBiH	RS
			mil. KM		%	
I	IZGRADNJA NOVIH OBJEKATA I INTERKONEKCIJE	178,57	91,58	86,99	51,29	48,71
II	REKONSTRUKCIJE/SANACIJE I PROŠIRENJA POSTOJEĆIH OBJEKATA	482,38	297,66	184,72	61,71	38,29
UKUPNO (I+II)		660,95	389,24	271,71	58,89	41,11
III	UGRADNJA PRIGUŠNICA	30,00	-	-	-	-
UKUPNO (I+II+III)		690,95				

Pojedinačni projekti sa vrijednošću investicije i dinamikom izgradnje dati su u Tabeli 13.2., pri čemu su za sve objekte čija je realizacija započeta, navedena preostala sredstva potrebna za realizaciju investicionog projekta. Godina u kojoj su prikazana potrebna sredstva predstavlja godinu završetka investicije.

13.2. Investicije po pojedinačnim projektima i dinamika izgradnje/proširenja/rekonstrukcije/sanacije

Red. br.	Projekat / Objekat	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
UKUPNA POTREBNA SREDSTVA (I+II+III)		44,57	163,35	88,60	153,29	87,90	37,75	26,92	40,10	35,84	12,63	690,95
UKUPNA POTREBNA SREDSTVA (I+II)		44,57	163,35	88,60	123,29	87,90	37,75	26,92	40,10	35,84	12,63	660,95
I	IZGRADNJA NOVIH OBJEKATA	0,65	70,65	22,34	24,19	26,84	5,02	1,93	12,10	10,19	4,66	178,57
I-1	IZGRADNJA NOVIH TS I DV	0,65	69,09	22,34	24,19	7,64	5,02	1,93	12,10	10,19	4,66	157,81
1	TS 110/x kV Žepče, 1x20 MVA sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Zenica 1 – Zavidovići) ⁽¹⁾	0,65		2,10								2,75
2	DV 2x220 kV Rama – Posušje – uvođenje u EES BiH		0,10									0,10
3	DV 110 kV Mostar 4 – Mostar 9 ⁽¹⁾		2,60									2,60
4	TS 110/x kV Jahorina, 2x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Pale - Goražde 1) ⁽¹⁾		14,00									14,00
5	TS 110/x kV Banja Luka 9, 2x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Banja Luka 2 – Banja Luka 5) ⁽¹⁾		5,30									5,30
6	TS 110/x kV Ilijaš, 2x20 MVA ⁽¹⁾		4,65									4,65
7	TS 110/x kV Jelah, 2x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Doboj 1 – Teslić) ⁽¹⁾		6,04									6,04
8	TS 110/x kV Željuša, 2x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV HE Jablanica – Mostar 1) ⁽¹⁾		4,81									4,81
9	DV 110 kV Jelah – Tešanj		1,00									1,00
10	TS 110/x kV Banja Luka 10, 2x40 MVA, sa priključnim DV (KB 2x110 kV Banja Luka 10 na DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 2 i KB 110 kV Banja Luka 10 – Banja Luka 3) ⁽¹⁾		15,71									15,71
11	DV 110 kV Banja Luka 6 – Prijedor 2 (svodenje u TS Prijed. 1)		0,05									0,05
12	DV 110 kV Nevesinje – Gacko/HE Ulog (ulaz/izlaz za HS Ljuta) ⁽²⁾		1,20									1,20
13	TS 110/x kV Sarajevo 12, 2x40 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na KB 110 kV Sarajevo 7 – Sarajevo 13) ⁽¹⁾		8,02									8,02
14	TS 110/x kV Živinice, 2x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Tuzla 4 – Đurđevik) ⁽¹⁾		6,81									6,81

Red. br.	Projekat / Objekat	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
15	DV 110 kV HE Mostar – Mostar 1			0,56								0,56
16	DV 110 kV Nevesinje – Gacko (ulaz/izlaz za HE Ulog)			4,80								4,80
17	DV 110 kV Banja Luka 6 – Kostajnica – Novi Grad (dionica Knežica – buduća TS Kostajnica – Novi Grad)			5,35								5,35
18	DV 110 kV Rama/Prozor – Uskoplje/Gornji Vakuf			3,44								3,44
19	TS 110/x kV Prnjavor 2, 2x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Derventa – Prnjavor)			4,99								4,99
20	TS 110/x kV Kalesija, 2x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Tuzla 5 – Zvornik)			5,90								5,90
21	DV 110 kV Kiseljak – Fojnica				3,48							3,48
22	DV 110 kV Cazin 2 – Bihać 1 (dionica od TS Cazin 2 do DV 110 kV Bihać 1 – Cazin 1)				1,55							1,55
23	TS 110/x kV Lukavac 2, 2x40 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Lukavac – TE Tuzla (2))				7,00							7,00
24	DV 400 kV Tuzla 4 – TE Tuzla – blok 7				6,13							6,13
25	DV 110 kV Banja Luka 5 – HE Bočac (dionica KT do Banja Luka 5)				0,33							0,33
26	DV 110 kV Jajce 1 – Šipovo				2,89							2,89
27	DV 110 kV Gradačac – Brčko 2 (dionica KT – TS Gradačac)				0,96							0,96
28	DV 110 kV Sarajevo 20 – Foča (3 km na DV Sarajevo 20 – Bogatići i dionica od 15 km Miljevina – Foča)				4,10							4,10
29	DV 110 kV Banovići – Zavidovići				3,88							3,88
30	DV 110 kV Ugljevik – Brčko 2 (dionica Ugljevik – Blagojevića Han)					2,64						2,64
31	DV 110 kV Busovača – Zenica 2 (ulaz/izlaz za HE Janjići)					0,33						0,33
32	TS 110/x kV Široki Brijeg 2, 2x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Grude – Široki Brijeg)					5,00						5,00

Red. br.	Projekat / Objekat		Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)									Ukupno (mil. KM)	
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029		2030
33	TS 110/x kV Prijedor 6, 2x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Banja Luka 6 – Prijedor 2 (Prijed. 1))							5,02					5,02
34	DV 400 kV Sarajevo 10 – Tuzla 4 (ulaz/izlaz za TE Kakanj – blok 8)							12,74					12,74
35	Rasklopište 110 kV Konjević Polje								1,93				1,93
36	TS 110/x kV Tušanj, 2x40 MVA, sa priključnim DV (izgradnja DV 110 kV HAK – Tušanj i KB 110 kV Tuzla 3 – Tušanj)									12,10			12,10
37	TS 110/x kV Doboj Istok, 1x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Doboj 1 – Gračanica)										3,60		3,60
38	DV 110 kV Vareš – Kladanj										6,59		6,59
39	TS 110/x kV Kostajnica, 2x20 MVA (priključni DV obezbijeden kroz izgradnju DV 110 kV Banja Luka 6 – Kostajnica – Novi Grad)											4,66	4,66
I-2	IZGRADNJA NOVIH INTERKONEKTIVNIH DALEKOVODA		0,00	1,56	0,00	0,00	19,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	20,76
1	DV 110 kV Srebrenica – Ljubovija (dionica u BiH) ⁽¹⁾			1,56									1,56
2	DV 400 kV Višegrad – Bajina Bašta (uključujući DV polje 400 kV Bajina Bašta i DV polje za drugu interkonekciju prema Srbiji)						19,20						19,20
II	REKONSTRUKCIJE / SANACIJE I PROŠIRENJA POSTOJEĆIH OBJEKATA (II-1+II-2+II-3+II-4)		43,92	92,70	66,26	99,10	61,06	32,73	24,99	28,00	25,65	7,97	482,38
II-1	Transformatorske stanice	Predmet rekonstrukcije /sanacije	26,82	53,83	30,57	62,28	24,59	26,24	23,99	25,64	17,71	3,71	295,38
1	TS 400/110/35/10 kV Banja Luka 6	Rekonstrukcija VN, proširenje SN				0,75					1,19		1,94
2	TS 400/110/35/6,3 kV Gacko	Izgradnja novog DV polja, VN, zamjena TR 110/x kV	0,40						1,42				1,82
3	TS 400/220/110/35/10 kV Mostar 4 (Čule)	Zamjena TR 220/110/x kV (150 MVA)		2,50									2,50

Red. br.	Projekat / Objekat		Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)									Ukupno (mil. KM)	
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029		2030
4	TS 400/110 kV Sarajevo 10	VN, zamjena TR 400/110/x kV (300 MVA)		1,50					4,79				6,29
5	TS 400/220/110/10 kV Sarajevo 20	Izgradnja novog DV polja, VN, SN, zamjena TR 110/x kV				6,95							6,95
6	TS 400/220/110/35 kV Trebinje	Zamjena TR 400/220/x kV (400 MVA), VN, zamjena TR 110/x kV		6,30		4,25							10,55
7	TS 400/220/110 kV Tuzla 4	SN, VN, izgradnja novog DV polja + SCADA ⁽³⁾	2,10		2,90	2,15							7,15
8	TS 400/110/35/10 kV Ugljevik	Ugradnja drugog TR 110/x kV, VN		1,29						5,50			6,79
9	TS 400/220/110/35/10(20) kV Višegrad	Zamjena TR 400/110/x kV (300 MVA), SN, zamjena TR 110/x kV		4,50		2,13							6,63
10	TS 220/110/35/10 kV Bihać 1	Zamjena TR 110/x kV, VN, SN			0,82				3,51				4,33
11	TS 220/110/35/10 kV Gradačac	Zamjena TR 110/x kV, izgradnja novog DV polja, izgradnja spojnog polja		1,40		0,38					0,38		2,16
12	RP 220 kV Kakanj	VN									1,20		1,20
13	TS 220/110 kV Prijedor 2	Rekonstrukcija VN									1,40		1,40
14	TS 110/35/10 kV Bosansko Grahovo	VN, SN								1,50			1,50
15	TS 110/35/10(20) kV Banja Luka 1	VN, zamjena TR 110/x kV								2,19			2,19

Red. br.	Projekat / Objekat		Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)									Ukupno (mil. KM)
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
16	TS 110/20/10 kV Banja Luka 3	izgradnja novog DV polja, zamjena TR 110/x kV ⁽¹⁾ , VN, SN	1,12	1,18					1,88			4,18
17	TS 110/20 kV Banja Luka 4	VN, SN, zamjena TR 110/x kV			2,19				0,82			3,01
18	TS 110/35/10(20) kV Banja Luka 5	Izgradnja novog DV polja				0,38						0,38
19	TS 110/35/6 kV Banovići	Kompletiranje DV polja, izgradnja novog DV polja, SN i dva trafo polja				0,76					1,60	2,36
20	TS 110/20/10 kV Bihać 2	Kompletiranje polja, VN, SN		2,00								2,00
21	TS 110/35/10 kV Bijeljina 2	VN, SN								2,68		2,68
22	TS 110/35/10 kV Bijeljina 3	Zamjena TR 110/x kV, rekonstrukcija VN i SN		1,03			1,55					2,58
23	TS 110/35/10(20) kV Bosanska Krupa	VN, SN							1,07			1,07
24	TS 110/35/10(20) kV Bosanski Petrovac	VN, SN				1,36						1,36
25	TS 110/35/10 kV Brčko 2	Zamjena TR 110/x kV (2X), VN		2,36					2,25			4,61
26	TS 110/35/10(20) kV Breza	SN				0,74						0,74
27	TS 110/35(20)/10/6 kV Brod	VN, SN, zamjena TR 110/x kV				4,92						4,92
28	TS 110/20/10 kV Bugojno	VN, SN, zamjena TR 110/x kV						2,64				2,64
29	TS 110/35/10(20) kV Cazin 1	VN, SN, zamjena TR 110/x kV					2,60			0,82		3,42

Red. br.	Projekat / Objekat		Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)									Ukupno (mil. KM)	
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029		2030
30	TS 110/20/10 kV Cazin 2	Kompletiranje DV polja, izgradnja novog DV polja, ugradnja drugog TR 110/x kV, VN, SN				3,48							3,48
31	TS 110/35/10/6 kV Cementara	SN, zamjena TR 110/x kV						1,71					1,71
32	TS 110/35/10 kV Derventa	VN, SN, zamjena TR 110/x kV				5,78							5,78
33	TS 110/35/10/6 kV Doboj 1	VN, zamjena TR 110/x kV		1,78									1,78
34	TS 110/35/10 kV Doboj 2	SN, VN, zamjena TR 110/x kV	0,99					2,32		0,82			4,13
35	TS 110/35/10(20) kV Doboj 3	Ugradnja drugog TR 110/x kV					1,29						1,29
36	TS 110/35/10 kV Drvar	VN, SN, ugradnja drugog TR 110/x kV			3,67								3,67
37	EVP 110/25 kV Blažuj	VN, SCADA, građevinski radovi					1,81						1,81
38	EVP 110/25 kV Dobrinje	Kompletiranje DV polja (2X), rekonstrukcija mjernog polja, SCADA, građevinski radovi					1,81						1,81
39	EVP 110/25 Kulen Vakuf	VN							0,91				0,91
40	TS 110/35/10(20) kV Foča	Izgradnja novog DV polja, kompletiranje DV polja, SN, zamjena TR				2,37						0,82	3,19
41	TS 110/35/10(20) kV Fojnica	izgradnja DV polja, SN				0,38		0,84					1,22

Red. br.	Projekat / Objekat		Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)									Ukupno (mil. KM)	
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029		2030
42	TS 110/35/20/10 kV Goražde 1	VN, SN, zamjena TR 110/x kV		2,20									2,20
43	TS 110/20/10 kV Gračanica ⁽¹⁾	VN, SN, zamjena TR 110/x kV		3,89									3,89
44	TS 110/35/10 kV Grude	VN, SN			2,20								2,20
45	TS 110/10(20) kV Hadžići ⁽¹⁾	Proširenje SN, ugradnja drugog TR 110/x kV	1,67										1,67
46	TS 110/35/6 kV HAK	Izgradnja novog DV polja							0,38				0,38
47	TS 110/35/10 kV Jablanica	Kompletiranje DV polja (2X), SN, ugradnja drugog TR 110/x kV		2,50		1,29							3,79
48	TS 110/35/10 kV Jajce 1	VN, SN, zamjena TR 110/x kV, izgradnja novog DV polja		5,25									5,25
49	TS 110/35/10(20) kV Janja	Ugradnja drugog TR 110/x kV				1,29							1,29
50	TS 110/20/10 kV Kiseljak	Kompletiranje DV polja, izgradnja novog DV polja, VN, SN				2,40							2,40
51	TS 110/35/10 kV Kladanj	VN, izgradnja novog DV polja, SN, rekonstr. građevinskog dijela				0,62					1,88		2,50
52	TS 110/20/10 kV Ključ	Ugradnja drugog TR 110/x kV, VN, SN			2,97								2,97
53	TS 110/20/10 kV Kozarska Dubica ⁽¹⁾	VN, SN, kompletiranje DV polja (2X), zamjena TR 110/x kV	1,50				0,82						2,32

Red. br.	Projekat / Objekat		Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)									Ukupno (mil. KM)	
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029		2030
54	TS 110/10(20) kV Kupres	Ugradnja drugog TR 110/x kV							1,27				1,27
55	TS 110/20 kV Laktaši 1	Kompletiranje DV polja, VN, zamjena TR 110/x kV	0,26						0,82				1,08
56	TS 110/35/10 kV Lopare	VN, SN								2,07			2,07
57	TS 110/35 kV Lukavac	VN, SN						5,00					5,00
58	TS 110/35/10 kV Maglaj	Ugradnja drugog TR 110/x kV ⁽¹⁾ , VN, SN	1,14								1,80		2,94
59	TS 110/35/10 kV Modriča	VN, SN, zamjena TR 110/x kV		4,30									4,30
60	TS 110/35/10 kV Mostar 2	SN				1,30							1,30
61	TS 110/35/10 kV Mrkonjić Grad	SN							0,90				0,90
62	TS 110/35/10 kV Novi Travnik ⁽¹⁾	Zamjena TR 110/x kV	0,86										0,86
63	TS 110/10 kV Neum	Ugradnja drugog TR ⁽¹⁾ , VN, SN	0,80					1,10					1,90
64	TS 110/35/10 kV Odžak	Ugradnja drugog TR 110/x kV										1,29	1,29
65	TS 110/35/10 kV Posušje	VN, SN			1,62								1,62
66	TS 110/20/10 kV Prijedor 3	Kompletiranje DV polja, VN, SN, izgradnja trafo polja	0,51										0,51
67	TS 110/20/6,3 kV Prijedor 5	VN, SN								2,57			2,57
68	TS 110/20/10 kV Prnjavor	SN							0,90				0,90
69	TS 110/35/10 kV Rama/ Prozor	Kompletiranje DV polja, SN, ugradnja drugog TR 110/x kV			1,63		1,29						2,92
70	TS 110/35/10 kV Rogatica	SN, VN				1,10		1,54					2,64
71	TS 110/20/10 kV Sanski Most	VN, građ. radovi					1,18						1,18

Red. br.	Projekat / Objekat		Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)	
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		
72	TS 110/35/10 kV Sarajevo 1 ⁽¹⁾	Zamjena TR 110/x kV	1,27											1,27
73	TS 110/35/10 kV Sarajevo 2	SN, zamjena TR 110/x kV (2X)				2,50								2,50
74	TS 110/10 kV Sarajevo 4	Zamjena TR 110/x kV(2X), VN, SN				4,35			0,82					5,17
75	TS 110/10 kV Sarajevo 5	VN (MOP), SN, zamjena TR 110/x kV (2X)			5,87				1,03					6,90
76	TS 110/10 kV Sarajevo 7	VN (MOP), SN						3,87						3,87
77	TS 110/10 kV Sarajevo 8	zamjena TR 110/x kV, kompletiranje DV polja (2X)				0,93			0,76					1,69
78	TS 110/10 kV Sarajevo 14	VN (MOP) ⁽¹⁾ , SN ⁽¹⁾ , zamjena TR 110/x kV ⁽¹⁾ , zamjena TR 110/x kV	6,84					1,03						7,87
79	TS 110/10 kV Sarajevo 15	SN					1,90							1,90
80	TS 110/35/10 kV Sarajevo 18	SN, ugradnja drugog TR 110/x kV				1,70								1,70
81	TS 110/35/10 kV Sokolac	VN, SN, ugradnja drugog TR 110/x kV								2,32				2,32
82	TS 110/20 kV Srbac	Ugradnja drugog TR 110/x kV, VN, SN			2,30									2,30
83	TS 110/35/10(20) kV Srebrenica ⁽¹⁾	Izgradnja novog DV polja		0,46										0,46
84	TS 110/35/10 kV Srebrenik	VN				1,52								1,52
85	TS 110/35/10 kV Stanari	Ugradnja drugog TR 110/x kV							1,29					1,29
86	TS 110/35/10 kV Stolac	VN, SN, zamjena TR 110/x kV				1,35			0,82					2,17

Red. br.	Projekat / Objekat		Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)									Ukupno (mil. KM)		
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029		2030	
87	TS 110/35/10 kV Šamac	Zamjena TR 110/x kV ⁽¹⁾ , SN, VN	0,90						1,79					2,69
88	TS 110/20/10 kV Šipovo	Izgradnja DV polja				0,38								0,38
89	TS 110/10 kV Široki Brijeg	zamjena TR 110/x kV (2X) ⁽¹⁾ , VN, SN	1,91							0,80				2,71
90	TS 110/35/10 kV Teslić	Zamjena TR 110/x kV					1,03							1,03
91	TS 110/35/10 kV Tešanj	Kompletiranje DV polja, izgradnja novog DV polja, rekonstrukcija MP		0,85										0,85
92	TS 110/35/10 kV Tomislavgrad	VN					0,45							0,45
93	TS 110/35/10 kV Travnik 1	Zamjena TR 110/x kV, SN, VN		1,03			2,93							3,96
94	TS 110/20/10 kV Travnik 2	VN, SN						0,89						0,89
95	TS 110/35/10 kV Trebinje 1 ⁽¹⁾	VN, SN, ugradnja drugog TR 110/x kV	3,94											3,94
96	TS 110/20/10 kV Tuzla 3	Izgradnja novog DV polja								0,38				0,38
97	TS 110/35/6 kV Tuzla 5	Rekonstrukcija DV polja, VN			0,38						2,40			2,78
98	TS 110/35/10 kV Tuzla Centar	SN				2,00								2,00
99	TS 110/20 kV Ukrina	VN, SN, ugradnja drugog TR 110/x kV					3,37							3,37
100	TS 110/20/10 kV Uskoplje/Gornji Vakuf	VN, kompletiranje DV polja, izgradnja novog DV polja			0,52		0,80							1,32

Red. br.	Projekat / Objekat		Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)									Ukupno (mil. KM)	
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029		2030
101	TS 110/35/10 kV Vareš	Kompletiranje DV polja, izgradnja novog DV polja, ugradnja drugog TR 110/x kV, VN, SN									3,65		3,65
102	TS 110/35/10(20) kV Velika Kladuša	VN, SN					1,76						1,76
103	TS 110/35/10 kV Visoko	Zamjena TR 110/x kV (2X), SN									3,53		3,53
104	TS 110/20/10 kV Vitez	Proširenje SN, VN, zamjena TR 110/x kV	0,36							2,94			3,30
105	TS 110/35/10 kV Vlasenica	VN, SN, ugradnja drugog TR 110/x kV				4,54							4,54
106	TS 110/35/10(20) kV Vrnograč	VN, SN								1,75			1,75
107	TS 110/35/10 kV Zavidovići	Izgradnja novog DV polja, SN				0,38			1,44				1,82
108	TS 110/35 kV Zenica 1	VN, zamjena TR 110/x kV (2X)	0,25	1,64									1,89
109	TS 110/35/20/10 kV Zenica 3	VN, SN, zamjena TR 110/x kV (2X)		5,87									5,87
110	TS 110/35/20 kV Zenica 4	VN, kompletiranje DV polja (2X), proširenje SN, ugradnja drugog TR 110/x kV			3,50								3,50
II-2	Informacioni sistemi		15,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	15,00
1	SCADA sistem u centrima upravljanja		8,00										8,00
2	Snimanje trase dalekovoda		7,00										7,00
II-3	Telekomunikacije⁽⁴⁾		0,00	14,00	13,00	13,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	40,00
1	Obnavljanje TK sistema			14,00	13,00	13,00							40,00

Red. br.	Projekat / Objekat	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
II-4	Dalekovodi	2,10	24,87	22,69	23,82	36,47	6,49	1,00	2,36	7,94	4,26	132,00
1	DV 110 kV Sarajevo 13 – Sarajevo 20 (1) (1970/1986)	0,12										0,12
2	DV 110 kV Sarajevo 2 – Sarajevo 10 (1954/1970/1979)	0,10										0,10
3	DV 110 kV Bosansko Grahovo – EVP Ličko Dugo Polje (HR) (1987)	0,14		0,50								0,64
4	DV 110 kV Drvar – EVP Ličko Dugo Polje (HR) (1987)	0,14		0,30								0,44
5	DV 220 kV RP Kakanj – Tuzla 4 (1962/1977)	1,60	2,80									4,40
6	DV 110 kV Doboj 1 – Doboj 2 (1956/1975/1980)		0,36									0,36
7	DV 2x110 kV HE Jablanica – Mostar 1/Mostar 2 ⁽¹⁾		9,26									9,26
8	DV 220 kV Prijedor 2 – RP Kakanj (1962/1969)		1,75					1,00				2,75
9	DV 110 kV Grude – Imotski (HR) (1951/1982)		3,97									3,97
10	DV 2x110 kV HE Bočac – HE Jajce 1 (od HE Jajce 1 do SM 26) (1957/81)		0,75									0,75
11	DV 2x110 kV HE Jablanica – Sarajevo 1 (1)/(2) (1955/1957/1997)		3,10									3,10
12	DV 110 kV Donji Vakuf – Jajce 2 (1965/1985)		2,76									2,76
13	DV 110 kV Modriča - Odžak (1985)		0,12									0,12
14	DV 110 kV Lukavac – TE Tuzla (1) (1955/1967)			0,46								0,46
15	DV 110 kV Mostar 2 – Mostar 1 (1957)			0,03								0,03
16	DV 110 kV Trebinje – Herceg Novi (CG) (1969)			0,81								0,81
17	DV 110 kV HAK – Tuzla 4 (1981)			0,12								0,12
18	DV 110 kV Tuzla 3 – Lopare			0,36								0,36
19	DV 110 kV Mostar 2 – Stolac (1957/1980)			0,95								0,95
20	DV 110 kV Čapljina – RP Mostar 1 (1960)			5,05								5,05
21	DV 110 kV Tuzla 5 – Zvornik (1956/1977/1988)			3,60								3,60
22	DV 110 kV Banja Luka 6 – Prijedor 2 (1962/1971/1980)			0,86								0,86
23	DV 110 kV Mostar 6 – Mostar 7 (1979)			0,65								0,65

Red. br.	Projekat / Objekat	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
24	DV 110 kV Bosanski Petrovac – Drvar (1976/1986)			0,69								0,69
25	DV 220 kV Jajce 2 – RP Jablanica (1966/77/2004)			0,79								0,79
26	DV 220 kV Mostar 4 – Zakučac (HR) (1958/1965/1977/2007)			1,25								1,25
27	DV 110 kV Ilijaš - TE Kakanj (1957/2007)			0,30								0,30
28	DV 110 kV Bileća – Trebinje 1 (1960/2006)			3,00								3,00
29	DV 110 kV Lukavac – Srebrenik (1960)			2,05								2,05
30	DV 110 kV Bugojno – Donji Vakuf (1965/1985/1996)			0,92								0,92
31	DV 110 kV Bileća - Nikšić				0,72							0,72
32	DV 110 kV Jablanica – Rama (1985)				0,46							0,46
33	DV 110 kV Brod – Derventa (1956/1975/1994)				1,33							1,33
34	DV 110 kV Sarajevo 1 – Visoko (1954/71/97)				0,20							0,20
35	DV 110 kV Visoko - EVP Dobrinje				0,12							0,12
36	DV 110 kV EVP Konjic – Konjic (1954/1970)				0,28							0,28
37	DV 110 kV EVP Konjic – Hadžići (1954/1970/1981)				1,21							1,21
38	DV 110 kV EVP Dobrinje – TE Kakanj (1954/1971)				0,50							0,50
39	DV 220 kV Trebinje – HE Perućica (CG) (1965)				1,98							1,98
40	DV 220 kV Mostar 4 – RP Mostar 3 (1) (1965/1977)				0,37							0,37
41	DV 110 kV Trebinje – Trebinje 1 (1960/2006)				1,13							1,13
42	DV 110 kV Brčko 1 – Doboj 3 (1993)				1,50							1,50
43	DV 220 kV RP Jablanica – RP Kakanj (1968)				4,17							4,17
44	DV 110 kV Prijedor 2 – Prijedor 3 (1968/78)				0,27							0,27
45	DV 110 kV Prijedor 1 – Prijedor 2 (1971)				0,07							0,07
46	DV 110 kV K. Dubica – (Banja Luka 6 – Sisak (1)) (1971)				0,38							0,38
47	DV 220 kV RP Mostar 3 – Trebinje (2) (1968/2007)				5,00							5,00

Red. br.	Projekat / Objekat	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
48	DV 220 kV HE Rama – RP Jablanica (1) (1969)				1,38							1,38
49	DV 220 kV HE Rama – RP Jablanica (2) (1969)				1,38							1,38
50	DV 110 kV Derвента – Doboj 3 (1956/1975/1980/2004)				1,37							1,37
51	DV 110 kV Bijeljina 3 – Brčko 2 (1972/1988/2000)					2,38						2,38
52	DV 110 kV Bileća – Stolac (1957/1980/2000)					2,69						2,69
53	DV 220 kV HE Salakovac – RP Kakanj (1965/2001)					3,30						3,30
54	DV 110 kV Bugojno – Kupres (1985)					0,38						0,38
55	DV 220 kV HE Salakovac – RP Mostar 3 (1965/2001)					3,99						3,99
56	DV 220 kV HE Trebinje 1 – Trebinje (1965/2002)					1,48						1,48
57	DV 220 kV RP Jablanica – RP Mostar 3 (1968)					3,20						3,20
58	DV 110 kV Doboj 2 – Doboj 3 (1956/1975/1980/2004)					0,84						0,84
59	DV 110 kV Čapljina – Opuzen (HR) (1959/1969)					0,39						0,39
60	DV 110 kV Neum – Opuzen (HR) (1959/1969)					0,34						0,34
61	DV 110 kV Neum – Ston (HR) (1960/1976)					0,42						0,42
62	DV 110 kV Mostar 6 – Mostar 1 (1955/1979/1995)					0,54						0,54
63	DV 110 kV Trebinje – Komolac (HR) (1968/2006)					0,69						0,69
64	DV 110 kV Mostar 5 – Mostar 7 (1979)					0,43						0,43
65	DV 110 kV Doboj 1 – Maglaj (1955/1971)					0,81						0,81
66	DV 110 kV Maglaj – Zavidovići (1955/1971)					0,61						0,61
67	DV 220 kV RP Kakanj – TE Kakanj (trafo) (1962)					0,74						0,74
68	DV 110 kV Foča – Goražde 1 (1974)					1,50						1,50
69	DV 110 kV Cazin 1 – Cazin 2 (1984)					0,19						0,19
70	DV 110 kV Zenica 4 – Zenica Jug (1955/1976/2001/2005)					0,05						0,05
71	DV 110 kV Zenica 4 – Zenica Sjever (1955/1976/2001/2005)					0,23						0,23
72	DV 110 kV Bugojno – Uskoplje/Gornji Vakuf (1985)					0,37						0,37

Red. br.	Projekat / Objekat	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
73	DV 400 kV Sarajevo 10 - Tuzla 4					9,11						9,11
74	DV 110 kV Sarajevo 10 – Kiseljak (1980)					1,79						1,79
75	DV 110 kV Banja Luka 1 - Banja Luka 6 (1)						1,50					1,50
76	DV 110 kV Doboj 1 – Gračanica (1955/1976/1986)						0,91					0,91
77	DV 110 kV Bosanska Krupa – Prijedor 2 (1968/1978/1998)						1,52					1,52
78	DV 110 kV Novi Grad – Prijedor 2 (1975)						0,65					0,65
79	DV 110 kV Prijedor 2 – Sanski Most (1975/80/2000)						0,25					0,25
80	DV 110 kV Zenica 2 - Zenica Sjever (1976)						0,69					0,69
81	DV 110 kV Zenica 2 - Zenica Jug (1976)						0,97					0,97
82	DV 110 kV Sarajevo 4 – Sokolac (1979)								2,36			2,36
83	DV 110 kV Rogatica – Sokolac (1980)									3,14		3,14
84	DV 110 kV Goražde 1 – Pljevlja (CG) (1960/)									3,13		3,13
85	DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6 (2) (1957/80)											
86	DV 110 kV Banja Luka 1 – HE Bočac (1957/81)											
87	DV 110 kV Banja Luka 3 – Banja Luka 4 (1957/81/2001/07)									1,67		1,67
88	DV 110 kV Banja Luka 3 – HE Bočac (1971)											
89	DV 110 kV Rogatica – Višegrad (1980)										2,86	2,86
90	DV 110 kV Bosanska Krupa - Bihać 1 (1968/78/98)										1,40	1,40

III	UGRADNJA PRIGUŠNICA⁽⁵⁾	0,00	0,00	0,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00
1	TS 400/220/110/35/10 kV Mostar 4 (Čule) (120 MVar)											0,00
2	TS 400/220/110 kV Tuzla 4 (220 MVar)											0,00

Napomena:

- (1) Početak realizacije investicije za navedene objekte je u skladu sa odobrenim Planom investicija 2020, a u ovom Planu se prikazuju sredstva u godini kada je planiran njen završetak.
- (2) Prikazani troškovi izgradnje priključnog DV na DV 110 kV HE Ulog - Nevesinje. Nisu prikazani troškovi izgradnje dionice koju gradi investitor HE Ulog.

- (3) Izgradnja DV polja 400 kV i pripadajućeg dijela SCADA u TS Tuzla 4 (2024.) je isključivo za priključenje bloka G7 u TE Tuzla i finansira se iz naknade za priključak. Planirana sredstva ne ulaze u ukupna sredstva potrebna za realizaciju investicija.
 - (4) Kreditna sredstva
Prema rezultatima "Regionalne Studije za rješavanje problema sa naponskim prilikama na području Zapadnog Balkana" rješenje za BiH je ugradnja prigušnica u TS Mostar 4 (120 MVar) i TS Tuzla 4 (220 MVar), na 400 kV ili 220 kV. Studija još uvijek nije završena, očekuje se završetak u prvom kvartalu 2021. godine. Unutar Elektroprenosa BiH
 - (5) će se razmotriti i varijanta ugradnje 4 prigušnice manje snage na 4 različite lokacije, a konačna odluka, u saradnji sa nadležnim institucijama, će se donijeti prije pokretanja investicije koja je planirana za 2021. godinu. Za ugradnju prigušnica su u Dugoročnom planu predviđena kreditna sredstva u 2024. godini, a navedena su za varijantu ugradnje prigušnica na 400 kV. Godina u kojoj su prikazana sredstva predstavlja godinu u kojoj je planiran završetak ugradnje kompenzacionog postrojenja.
- Varijabilni dio naknade za priključak koji ne ulazi u sumu potrebnih sredstava

14. ZAKLJUČAK

Sa ciljem da se kod izrade Plana uvažuje odredbe MK i Licence za obavljanje djelatnosti prenosa električne energije, te implementiraju Odluke Skupštine akcionara Elektroprenosa BiH od 03.02.2012. godine i 23.12.2013. godine, Plan je urađen na sljedeći način:

1. podaci o postojećim i novim proizvodnim objektima, prognoziranoj potrošnji, te planiranom izvozu električne energije u razmatranom planskom periodu su preuzeti iz IPRP (odobren od strane DERK-a u maju 2020. godine) i usaglašeni sa NOSBiH,
2. sagledana je potreba izgradnje, rekonstrukcije i proširenja elemenata prenosne mreže uvažavajući tehničke kriterije planiranja razvoja prenosne mreže definisane MK te su primjenom ekonomskog kriterija o minimiziranju troškova izabrana rješenja koja obezbjeđuju minimalne investicijske troškove,
3. rezultati analiza tokova snaga i naponskih prilika na prenosnoj mreži za normalno uklopno stanje za režim maksimalnog i minimalnog opterećenja, te prema (n-1) kriteriju sigurnosti za režim maksimalnog opterećenja su ukazali na potrebu izgradnje i rekonstrukcije elemenata prenosnog sistema što je i uvršteno u Plan,
4. odgađanje izgradnje interkonektivnog DV 400 kV Banja Luka 6 – Lika (HR) se nepovoljno odražava na preopterećenja uočena na području Banja Luke. U ovom Planu opterećenja elemenata prenosne mreže su u planskom periodu ispod 100% dozvoljenog opterećenja i bez izgradnje ovog dalekovoda, budući da je u model EES BiH za 2025. i 2030. godinu uvrštena transformacija 400/110 kV na širem području Doboja i s obzirom da prema IPRP-u nije predviđen značajan porast opterećenja na prenosnoj mreži. Čak i sa trendom relativno niskog porasta opterećenja za očekivati je da će u prvim godinama nakon planskog perioda ponovo doći do preopterećenja elemenata prenosne mreže na području Banja Luke, te je potrebno poduzeti dodatne napore kako bi se realizovala izgradnja interkonektivnog DV 400 kV Banja Luka 6 – Lika (HR).

Od novih proizvodnih objekata, u Plan su uključeni objekti bilansno uvršteni u IPRP: VE Podveležje, Toplana Zenica, HS Ljuta, HE Ulog, TE Tuzla blok 7, HE Janjici i TE Kakanj blok 8.

Dinamika ulaska u pogon novih proizvodnih objekata je preuzeta iz IPRP, a način uklapanja ovih objekata u prenosnu mrežu je preuzet iz Elaborata.

Uvažavajući kriterije definisane u Poglavlju 4. u planskom periodu 2021 – 2030. je predviđeno:

- obezbjeđenje dvostranog napajanja za 12 radijalno napojenih TS 110/x kV, bilo izgradnjom novog ili rekonstrukcijom postojećeg dalekovoda koji je bio van pogona,
- vraćanje u funkciju preostalih 10 ratom uništenih dalekovoda,
- rješavanje 7 postojećih krutih veza u mreži 110 kV u cilju povećanja pouzdanosti i sigurnosti snabdijevanja potrošača,
- kompletiranje 23 nekompletna dalekovodna polja 110 kV u 15 TS 110/x kV,
- ugradnja drugog energetskog transformatora 110/x kV u 22 transformatorske stanice,
- značajne rekonstrukcije dalekovoda i transformatorskih stanica uvažavajući stanje i starost opreme, eksploatacione karakteristike i stepen opterećenja,
- povećanja kapaciteta postojećih, odnosno izgradnje novih TS 110/x kV na osnovu podataka o registrovanim maksimalnim opterećenjima po pojedinim čvorištima (Elektroprenos BiH), prognoze opterećenja za postojeće i nove potrošače koje su elektroprivrede dostavile NOSBiH za potrebe izrade IPRP, podacima koje su pojedine elektroprivrede dostavile Elektroprenosu BiH za potrebe izrade ovog Plana, podataka iz eksploatacije o padovima napona i gubicima u distributivnoj mreži. Tako je prema

usvojenim kriterijima za izgradnju odabrano 17 novih TS 110/x, od kojih je 9 TS 110/x kV već uvršteno u Plan investicija.

Analize tokova snaga i naponskih prilika u okviru Plana su provedene za presječne 2021., 2025. i 2030. godinu na modelima u koje su uvršteni objekti u skladu sa poglavljem 8.1. Ulazni podaci za model. Uticaj izgradnje novih interkonektivnih vodova na vrijednost TTC-a posebno je analiziran u poglavlju 10. Proračun prenosnih kapaciteta.

Elementi prenosne mreže čijom izgradnjom se rješavaju preopterećenja navedena u opisu analiza za 2021. godinu, predmet su aktuelnog Plana investicija.

Rezultati provedenih analiza pokazali su da je u planskom periodu potrebno izvršiti:

- izgradnju TS 400/110 kV na širem području Doboja (Stanari ili Jelah) ili
- izgradnju interkonektivnog DV 400 kV Banja Luka – Lika (HR).

TS 400/110 kV nije uvrštena u Plan, odnosno u Tabeli 13.2. nisu uvrštena sredstva potrebna za njenu izgradnju, jer još uvijek nije određena njena tačna lokacija. Najbolje rješenje za lokaciju transformacije 400/110 kV, sa osvrtom na Stanare, Jelah ili neku drugu lokaciju, uvažavajući tehno – ekonomske kriterije, odrediće stručna institucija čiji je odabir u toku. Međutim, zbog kompleksnosti postupka odabira obrađivača teško je predvidjeti kada će biti prezentirani rezultati Studije.

Izgradnja interkonektivnog DV 400 kV Banja Luka – Lika (HR), za koji je postignut dogovor o izgradnji između Hrvatske i Bosne i Hercegovine i za koji je izrađena Studija izvodljivosti L[13], nije uvrštena u Plan, jer je jačanje interne prenosne mreže Hrvatske (rekonstrukcija DV 220 kV Konjsko – Brinje) i izgradnja (DV 400 kV Konjsko – Lika – Melina uz izgradnju nove TS 400/x kV Lika) preduslov za izgradnju nove interkonekcije. Kako još uvijek nije definisan termin jačanja i izgradnje interne mreže Hrvatske to nije definisan ni termin izgradnje interkonektivnog DV 400 kV Banja Luka – Lika. Prema posljednjim informacijama realizacija ovih radova od strane HOPS-a je pomjerena nakon 2030. godine.

Visoki naponi na prenosnoj mreži BiH naponskog nivoa 400 kV i 220 kV, iznad granica definisanih MK, se javljaju gotovo tokom cijele godine. Povremeno se javljaju i problemi sa visokim naponima u 110 kV mreži, a kao direktna posljedica previsokih napona u 400 kV i 220 kV mreži. Ove vrijednosti su potvrdile i analize provedene za režim minimalnog opterećenja u 2021. godini. Ovo je prije svega uzrokovano malim opterećenjima u EES BiH što se najviše oslikava u 400 kV mreži, ali i neželjenim tokovima reaktivne snage iz susjednih EES u kojima su takođe prisutni problemi sa visokim naponima.

U cilju rješavanja problema sa visokim naponima Slovenija i Hrvatska su pokrenule realizaciju projekta SINCRO.GRID, dok su ostale zemlje regiona (Srbija, Bosna i Hercegovina, Sjeverna Makedonija, Crna Gora, Albanija i Kosovo) pokrenule izradu Regionalne Studije za regulaciju napona (WB17-REG-ENE-01 – Regional Feasibility Study for Voltage Profile Improvement: Regional Study). Prema posljednjim procjenama Konsultanta očekuje se da će Regionalna Sudija će biti završena u prvom kvartalu 2021. godine. Prema rezultatima optimizacionih proračuna (koji su već poznati) u Bosni i Hercegovini je za rješavanje problema sa visokim naponima potrebno izvršiti ugradnju uređaja za kompenzaciju reaktivne snage na sljedećim lokacijama i sljedećim snagama: TS Tuzla 4 – 220 MVar i TS Mostar 4 – 120 MVar. Ovi kompenzacijski uređaji mogu biti ugrađeni na 220 kV i 400 kV naponski nivo. Na osnovu analiza troškova ugradnje uređaja za kompenzaciju reaktivne snage na 220 kV naponski nivo u odnosu na troškove ugradnje na 400 kV naponski nivo, kao i analiza tokova snaga i gubitaka aktivne snage, daje se prednost ugradnji uređaja na 220 kV naponski nivo u odnosu na ugradnju na 400 kV. Kada je u pitanju

vrsta uređaja za kompenzaciju reaktivne snage CBA analizama razmatrana je ugradnja tri vrste uređaja (fiksna prigušnica, regulaciona prigušnica i SVC uređaj), a kao rješenje je predložena (na osnovu analize tokova snaga i CBA analize) ugradnja regulacionih prigušnica (VSR – Variable Shunt Reactor).

Pored toga, Regionalna studija je pokazala da se visoki naponi u EES BiH mogu svesti u granice definisane MK i radom postojećih generatora u režimu poduzbude, uz uslov da ostale zemlje realizuju rješenja definisana Studijom. Ova varijanta podrazumijeva uvođenje plaćanja pomoćne usluge za regulaciju napona proizvođačima uz pokrivanje troškova rada jednog generatora u CHE Čapljina u režimu sinhronog kompenzatora.

Na osnovu CBA analiza, u Regionalnoj studiji je zaključeno da je za BiH isplativije rješenje ugradnja varijabilnih šant reaktora na predloženim lokacijama od uvođenja plaćanja pomoćne usluge za regulaciju napona.

Uzimajući u obzir rezultate Regionalne studije izvršene su analize za režim minimalnog opterećenja u 2021. godinu na način da su u EES BiH ugrađene varijabilne prigušnice na lokacijama predviđenim Studijom za slučaj ugradnje na 220 kV i 400 kV naponskom nivou. Rezultati analiza su pokazali da se u obje varijante naponi na prenosnoj mreži u BiH (na svim naponskim nivoima) mogu svesti u granice definisane MK.

S obzirom da nije realno da će sve države u regionu ugraditi kompenzacione uređaje istovremeno, Elektroprenos BiH smatra da gore navedena dva kompenzaciona uređaja neće biti dovoljna da se riješi postojeći problem visokih napona u Bosni i Hercegovini. Iz tog razloga, a uzimajući u obzir prostorni raspored TS 400/x kV, Elektroprenos BiH će analizirati varijantu koja nije obrađena Regionalnom studijom, a to je ugradnja četiri kompenzaciona postrojenja manje snage na četiri različite lokacije. Mjesta ugradnje, naponski nivo i snaga kompenzacionih uređaja će biti određeni, u saradnji sa nadležnim institucijama, prije pokretanja investicije koja je planirana za 2021. godinu.

Prenosna mreža planirana na ovaj način obezbjeđuje:

- jednake uslove za već priključene korisnike i one koji će se priključiti na prenosnu mrežu. To podrazumijeva ujednačene uslove vezane za stanje prenosne mreže po pitanju starosti i obnavljanja opreme, izgradnje novih objekata, pogonske spremnosti objekata, pouzdanosti i sigurnosti prenosa električne energije,
- zadovoljenje osnovnih zahtjeva koji se pred nju postavljaju u pogledu dugoročnog, sigurnog i pouzdanog prenosa električne energije.

Potrebna sredstva za realizaciju predloženih investicija za period 2021 – 2030. godina iznose 690,95 mil. KM. Od toga:

- izgradnja novih objekata iznosi 178,57 mil. KM:
 - nove TS i DV: 157,81 mil. KM,
 - nove interkonekcije: 20,76 mil. KM.
- rekonstrukcije/sanacije i proširenja iznose 482,38 mil. KM:
 - rekonstrukcije/sanacije i proširenja VN i SN postrojenja: 295,38 mil. KM,
 - rekonstrukcije/sanacije DV: 132,00 mil. KM,
 - informacioni sistemi: 15,0 mil. KM,
 - obnavljanje telekomunikacione opreme: 40,0 mil. KM.
- ugradnja prigušnica u EES BiH iznosi 30,0 mil. KM.

LITERATURA

- [1] Mrežni kodeks, Službeni glasnik BiH 19/19
- [2] Indikativni plan razvoja proizvodnje 2021. – 2030., NOSBiH, april 2020. godine
- [3] „Metoda i kriteriji u revitalizaciji elektroenergetske prenosne mreže“ – doktorska disertacija, Davor Bajš, Split 2007. godine
- [4] VE Podveležje „Idejni projekat tehničkog rješenja priključka VE Podveležje na prenosnu mrežu“, Energoinvest d.d. Sarajevo, februar 2014. godina
- [5] „Elaborat tehničkog rješenja priključka Toplana Zenica d.o.o. na prenosnu mrežu“, novembar 2019. godine
- [6] „Elaborat tehničkog rješenja priključka hidrosistema Ljuta (HS Ljuta) na prenosnu mrežu“, Bičakčić d.o.o. Sarajevo, maj 2017. godine
- [7] Elaborat „Tehničko rješenje priključka HE Ulog na prenosnu mrežu 110 kV“, Elektroenergetski koordinacioni centar d.o.o. Beograd, januar 2010. godine
- [8] Elaborat „Priklučenje bloka 7 TE Tuzla na EES Bosne i Hercegovine“, Elektroenergetski koordinacioni centar d.o.o. Beograd, oktobar 2009. godine
- [9] „Elaborat tehničkog rješenja priključenja HE Janjici na prenosnu mrežu“, Elektroenergetski koordinacioni centar d.o.o. Beograd, juli 2018. godine
- [10] Elaborat „Tehničko rješenje priključka bloka 8 TE Kakanj na prenosnu mrežu 400 kV“, Elektroenergetski koordinacioni centar d.o.o. Beograd, oktobar 2009. godine
- [11] Feasibility Study Including ESIA – 400 kV Interconnection Serbia-Montenegro-BiH, 19th February 2015
- [12] Projektni zadatak za WB13-REG-ENE-01 400 kV OHL Bajina Bašta-Pljevlja-Višegrad Technical documentation preparation and TSO support, February 2019
- [13] Feasibility Study (Including Social and Environmental Assessment Study) for strengthening of main Croatian transmission north-south axis enabling new interconnection development, March 2019