



ELEKTROPRIJENOS BIH  
ЕЛЕКТРОПРЕНОС БИХ

# ***DUGOROČNI PLAN RAZVOJA PRENOSNE MREŽE 2024 - 2033.***

## ***KNJIGA I***

**Maj 2025.**

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

IB: 402369530009  
MB: 11001416  
BR: 08-50.3.-01-4/06  
Ministarstvo pravde BiH  
Sarajevo

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

## SADRŽAJ:

### KNJIGA I

<b>1. UVOD.....</b>	<b>6</b>
<b>2. SADRŽAJ DUGOROČNOG PLANA RAZVOJA PRENOSNE MREŽE .....</b>	<b>8</b>
<b>3. KARAKTERISTIKE EES BiH .....</b>	<b>9</b>
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.....	11
3.1.4. Operativno područje Tuzla.....	12
3.2. Proizvodnja i potrošnja električne energije .....	14
<b>4. KRITERIJI PLANIRANJA .....</b>	<b>16</b>
4.1. Principi za izradu Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže .....	16
4.2. Kriteriji za izradu Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže .....	16
<b>5. ULAZNI PODACI.....</b>	<b>21</b>
5.1. Indikativni plan razvoja proizvodnje.....	21
5.1.1. Novi proizvodni objekti .....	21
5.1.2. Prognoza potrošnje.....	22
5.2. Podaci dostavljeni od elektroprivreda u BiH i JP „Komunalno Brčko” d.o.o. Brčko distrikta BiH ....	23
<b>6. GUBICI U PRENOSNOJ MREŽI .....</b>	<b>25</b>
<b>7. STATISTIKA KVAROVA I VRIJEME ZASTOJA ZBOG KVAROVA I ODRŽAVANJA DALEKOVODA I MREŽNIH TRANSFORMATORA .....</b>	<b>27</b>
<b>8. MODEL ZA ANALIZE ELEKTROENERGETSKOG SISTEMA BiH .....</b>	<b>29</b>
8.1. Ulazni podaci za model.....	31
8.1.1. Radikalno napojene TS 110/x kV .....	31
8.1.2. Krute veze .....	32
8.1.3. Objekti van funkcije.....	33
8.1.4. Rekonstrukcije dalekovoda .....	33
8.1.5. Novi proizvodni/potrošački objekti.....	34
8.1.6. Novi 400 kV objekti i interkonektivni vodovi .....	47
8.1.7. Nove TS 110/x kV .....	54
<b>9. ANALIZA TOKOVA SNAGA I NAPONSKIH PRILIKA.....</b>	<b>55</b>
9.1. Satne analize u toku 2023. godine.....	56
9.2. Analiza za 2024. godinu - postojeće stanje .....	57
9.2.1. Analiza za režim maksimalnog opterećenja sistema .....	58
9.2.2. Analiza za režim ljetnog maksimalnog opterećenja sistema .....	59
9.2.3. Analiza za režim minimalnog opterećenja sistema .....	60
9.3. Analiza za 2024. godinu.....	61
9.3.1. Analiza za režim maksimalnog opterećenja sistema .....	63
9.3.2. Analiza za režim ljetnog maksimalnog opterećenja sistema .....	64
9.3.3. Analiza za režim minimalnog opterećenja sistema .....	65
9.4. Analiza za 2028. godinu.....	68
9.4.1. Analiza za režim maksimalnog opterećenja sistema .....	70
9.4.2. Analiza za režim ljetnog maksimalnog opterećenja sistema .....	71
9.4.3. Analiza za režim minimalnog opterećenja sistema .....	72
9.5. Analiza za 2033. godinu.....	75
9.5.1. Analiza za režim maksimalnog opterećenja sistema .....	77
9.5.2. Analiza za režim ljetnog maksimalnog opterećenja sistema .....	78
9.5.3. Analiza za režim minimalnog opterećenja sistema .....	79
<b>10. PRORAČUN PRENOSNIH KAPACITETA .....</b>	<b>83</b>
<b>11. PRORAČUN STRUJA KRATKIH SPOJEVA.....</b>	<b>84</b>
<b>12. REKONSTRUKCIJE I PROŠIRENJA ELEMENATA PRENOSNOG SISTEMA .....</b>	<b>91</b>
12.1. Zamjena energetskih transformatora.....	91
12.2. Proširenja VN i SN postrojenja.....	91
12.3. Rekonstrukcije/sanacije.....	91
12.3.1. Rekonstrukcije/sanacije VN i SN postrojenja .....	91
12.3.2. Rekonstrukcije/sanacije DV .....	92
12.3.3. SCADA sistem u centrima upravljanja.....	92
12.3.4. Snimanje trase dalekovoda.....	93
12.3.5. Obnavljanje telekomunikacionog sistema .....	93

<b>13. PREGLED NOVIH PRENOSNIH KAPACITETA, REKONSTRUKCIJA I PROŠIRENJA POSTOJEĆIH SA PROCJENOM POTREBNIH SREDSTAVA .....</b>	<b>97</b>
13.1. Procjena potrebnih sredstava.....	97
<b>14. ZAKLJUČAK .....</b>	<b>109</b>
<b>LITERATURA .....</b>	<b>112</b>

## **KNJIGA II**

### **1. PRILOG 1**

1.1. Dostignuto i prognozirano opterećenje postojećih TS.....	3
1.2. Opterećenja po čvorištima u trenutku dostizanja maksimalnog, minimalnog i ljetnog maksimalnog opterećenja EES BiH u 2022. godini.....	12

### **2. PRILOG 2**

2.1. Pregled novih TS 110/x kV i načina priključenja za nove TS.....	17
2.2. Pregled zahtjeva elektroprivreda u BiH i JP „Komunalno Brčko” d.o.o. Brčko distrikta BiH.....	18

### **3. PRILOG 3**

3.1. Pregled TS sa ugrađenim jednim transformatorom i plan ugradnje drugog transformatora.....	95
3.2. Pregled nekompletnih DV polja 110 kV i plan kompletiranja.....	99
3.3. Pregled jednostrano napojenih TS 110/x kV i plan obezbjeđenja dvostranog napajanja.....	100
3.4. Pregled objekata van funkcije i plan vraćanja u funkciju.....	101
3.5. Pregled i plan ukidanja krutih veza.....	102

### **4. PRILOG 4**

4.1. Statistika zastoja na dalekovodima za period 2018 – 2022.....	104
4.2. Statistika zastoja na mrežnim transformatorima za period 2018 – 2022.....	114

### **5. PRILOG 5**

5.1. Analiza tokova snaga i naponskih prilika - šematski prikaz.....	115
--	-----

### **6. PRILOG 6**

6.1. Zamjena energetske transformatora.....	267
6.2. Proširenja TS – izgradnja novih polja.....	285
6.3. Rekonstrukcija VN i SN postrojenja u TS.....	286
6.4. Rekonstrukcija DV.....	290

### **7. PRILOG 7**

7.1. Proračun struja trofaznih kratkih spojeva – šematski prikaz.....	294
7.2. Proračun struja jednofaznih kratkih spojeva – šematski prikaz.....	328

## POPIS SKRAĆENICA

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



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

## 1. UVOD

Prema Licenci za obavljanje djelatnosti prenosa električne energije (broj licence 05-28-12-191-21/22 od 13.12.2022. 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 L[1] (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 2024 – 2033. 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 2024 – 203. 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.

Potrebna finansijska sredstva za realizaciju, kao i dinamika realizacije prikazani u Planu su podložni izmjenama zavisno od kretanja cijena na tržištu, raspoloživih sredstava za finansiranje, primjene Zakona o javnim nabavkama i sl.

## 2. SADRŽAJ DUGOROČNOG PLANA RAZVOJA PRENOSNE MREŽE

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

- Maksimalne i minimalne snage proizvodnih jedinica,
- Maksimalne i minimalne aktivne i reaktivne snage konzumnih čvorišta,
- Način priključka novih proizvodnih i potrošačkih kapaciteta shodno dinamici njihovog ulaska u pogon,
- Procjenu opterećenja elemenata prenosne mreže na bazi procjene maksimalnog opterećenja prenosne mreže uz korištenje kriterija sigurnosti (n-1),
- Procjenu naponskih prilika na bazi procjene maksimalnog i minimalnog opterećenja prenosne mreže,
- Prijedloge izgradnje novih interkonektivnih vodova i njihov uticaj na vrijednosti prekograničnih kapaciteta,
- Gubitke u prenosnoj mreži,
- 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,
- Potrebna pojačanja mreže i/ili promjene u topološkoj strukturi prenosne mreže,
- Statistiku kvarova i vrijeme zastoja zbog kvarova i održavanja dalekovoda i mrežnih transformatora u posljednjih pet godina,
- 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 31.12.2022. 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	204*	17	3656,50*
110 kV (kabl)	11	-	34,68
UKUPNO	256	31	6018,50*

\* - 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	4	60,46
UKUPNO	5	73,16

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	13	1950
110/x kV	250**	6266,00
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 2022. 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 dvojnom vlasništvu JP Željeznice FBiH i Elektroprenosa BiH.
- Operativno područje se sastoji od dvije terenske jedinice: Banja Luka i Bihać.
- Čvorište sa najvećim instalisanim 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.

### 3.1.2. Operativno područje Mostar

- Obuhvata područje Hercegovine sa ukupno 31 transformatorskom stanicom i jednim EVP-om (EVP Konjic) u dvojnom 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 julu 2022. godine pušten je u pogon novi transformator TR 3 220/115/10,5 kV, 150 MVA u TS Mostar 4.
- 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.
- 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 i FNE. 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. VE Podveležje (instalisanе snage 48 MW) je u septembru 2020. godine puštena u probni pogon, a od 23.12.2021. godine je u trajnom pogonu. FNE Petnjik (instalisanе snage 29,9 MW) je u septembru 2023. godine puštena u probni pogon.

### 3.1.3. Operativno područje Sarajevo

- Obuhvata područje Sarajeva, Srednje i istočne Bosne sa ukupno 44 transformatorske stanice i dva EVP-a (EVP Blažuj i EVP Dobrinje) u dvojnomo vlasništvu JP Željeznice FBiH i Elektroprenosa BiH. U dvovlasništvu su TS Cementara i TS Visoko.
- Operativno područje se sastoji od tri terenske jedinice: Sarajevo, Višegrad i Zenica.
- Čvorišta sa najvećim instalisanim 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).

- 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.
- Radijalno napojene su 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.

### 3.1.4. Operativno područje Tuzla

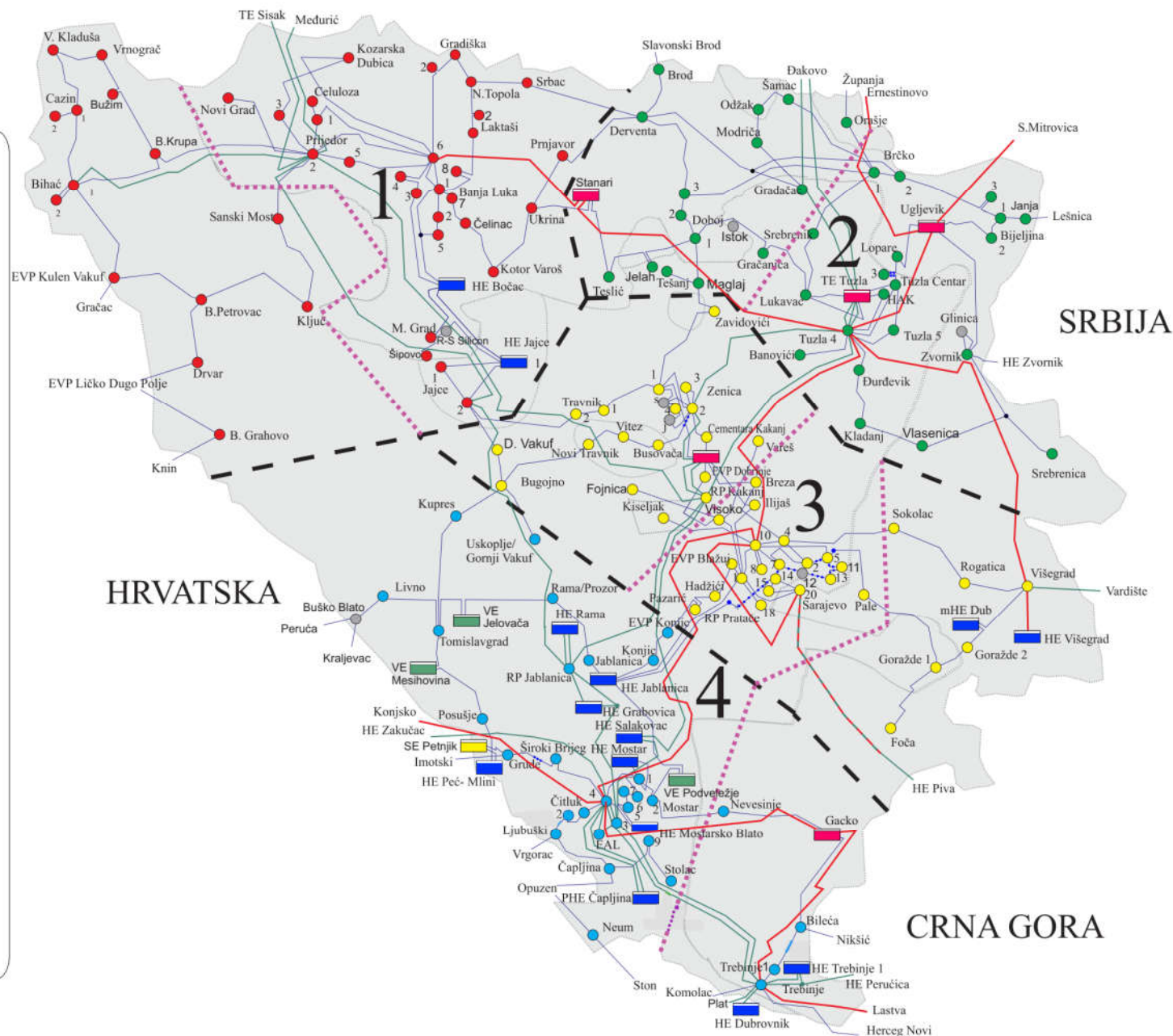
- Obuhvata područje sjeveroistočne Bosne sa ukupno 37 transformatorskih stanica.
- Operativno područje se sastoji od dvije terenske jedinice: Doboj i Tuzla.
- Čvorišta sa najvećim instalisanim kapacitetima su: TS 400/220/110 kV Tuzla 4 sa mrežnim transformatorima 400/231/31,5 kV (2x400/400/100 MVA) i 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 februaru 2023. godine u pogon je puštena TS 110/20/10 kV Jelah.

Na slici 3.1. prikazana je karta EES BiH – stanje decembar 2023. godine.



**Legend:**  
**Legenda:**

- TL (transmission line) 400 kV  
DV 400 kV
- TL 400 kV - Under 220 kV voltage  
DV 400 kV - Pod naponom 220 kV
- TL 220 kV  
DV 220 kV
- TL 110 kV  
DV 110 kV
- 110 kV Cable  
110 kV Kabl
- TL 110 (MV) kV  
DV 110 (SN) kV
- Hydro power plants  
Hidroelektrane
- Thermal power plants  
Termoelektrane
- Wind Power Plants  
Vjetroelektrane
- Solar Power Plants  
Solarnе elektrane
- Hard connection  
čvrsta veza
- Substation  
Trafostanica
- 1 Operativno područje Banja Luka
- 2 Operativno područje Tuzla
- 3 Operativno područje Sarajevo
- 4 Operativno područje Mostar
- TS VN/x koja nije u vlasništvu Elektroprivreda BiH
- — — Granica operativnih područja
- ..... Granica terenskih jedinica



Slika 3.1. Karta EES BiH za 2023. 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
<b>Hidroelektrane</b>					
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	-
<b>Termoelektrane</b>					
17.	Tuzla 2 (G3)	100	90	60	2024.
18.	Tuzla 3 (G4)	200	180	125	2027.
19.	Tuzla 4 (G5)	200	180	125	2028.
20.	Tuzla 5 (G6)	223	200	115	-
21.	Kakanj 3 (G5)	110	100	60	2027.
22.	Kakanj 4 (G6)	110	100	55	-
23.	Kakanj 5 (G7)	230	208	140	-
24.	Gacko (G1)	300	276	180	-
25.	Ugljevik (G1)	300	279	155	-
26.	Stanari	300	275	150	-
<b>Vjetroelektrane</b>					
27.	Mesihovina	22x2,3	50,6	-	-
28.	Jelovača	18x2	36	-	-
29.	Podveležje	15x3,2	48	-	-

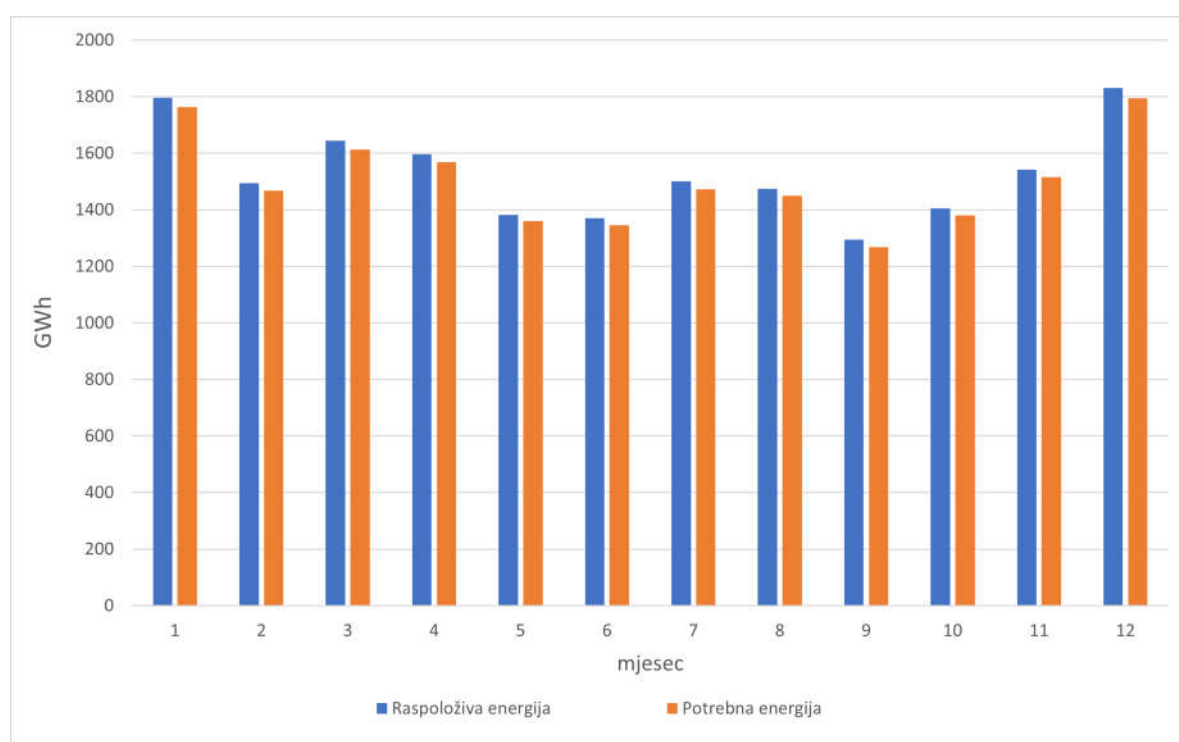
\* - bilansira se samo G2;

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 134,6 MW (u septembru 2023. godine u probni pogon je puštena FNE Petnjik instalisane snage 29,9 MW).

Bilans električne energije na prenosnoj mreži (IPRP, tabela 3.1.) za 2022. godinu, po mjesecima, dat je u Tabeli 3.7.:

Tabela 3.7. Bilans električne energije na prenosnoj mreži za 2022. godinu

	GWh	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ukupno
1	Proizvodnja (HE, TE i VE)	1553	1278	1314	1336	1148	1038	1103	1074	877	1000	1217	1391	14330
2	Energija iz dist.mreže	19	12	12	38	24	10	6	6	7	7	12	24	178
3	Prijem iz susjednih EES	225	204	318	222	210	323	392	395	411	398	314	416	3828
4	Raspoloživa energija (1+2+3)	1797	1494	1644	1596	1382	1371	1501	1475	1295	1405	1543	1831	18336
5	Preuzimanje el.energije iz prenosne mreže	1085	943	1023	894	820	813	886	877	844	902	958	1067	11112
6	Isporuka za susjedne EES	670	524	587	675	540	533	587	573	423	474	554	716	6856
7	Pumpni rad	9	1	3	0	0	0	0	0	2	4	4	11	35
8	Potrebna energija (5+6+7)	1764	1468	1613	1569	1360	1346	1473	1450	1269	1380	1516	1794	18003
9	Prenosni gubici (4-8)	33	26	31	27	23	25	28	26	25	25	28	37	333
10	Gubici u odnosu na raspoloživu energiju (%)	1,82%	1,74%	1,87%	1,70%	1,67%	1,84%	1,85%	1,74%	1,91%	1,75%	1,82%	2,03%	1,82%



Slika 3.2. Raspoloživa i potrebna električna energija na prenosnoj mreži za 2022. 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 onih novih proizvodnih objekata koji su bilansno uključeni u IPRP, kao i na osnovu drugih relevantnih dokumenata (u skladu sa tačkom 4.2. 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 380 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 380 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 elementa 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 energetska 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 popravljanja 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 energetskim 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 prioriteti 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,
- novi proizvodni objekti u skladu s Uslovima za priključak na prenosnu mrežu izdatim do 01.11.2023. godine (navedeno u tački 8.1.5).

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 augustu 2023. godine izradio IPRP 2024-2033, koji je odobren Odlukom DERK-a broj: 05-28-13-138-7/23 donesenoj na sjednici održanoj 13.09.2023. 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 2024 – 2033. godina iznosi 1.171,5 MW, a ukupna godišnja proizvodnja, u posljednjoj godini planskog perioda je 5.606,1 GWh L[2]. Bilansno su uključeni sljedeći novi proizvodni objekti:

- 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 2024. godinu.
- Toplana Zenica, instalisane snage 14,45 MW, godišnje proizvodnje 60 GWh, investitora Toplana Zenica d.o.o. Priključenje Toplane Zenica je predviđeno za 2024. godinu.
- HE Janjići, instalisane snage 15,8 MW, godišnje proizvodnje 77,3 GWh, investitora JP EP BiH. Priključenje HE Janjići je predviđeno za 2028. godinu.
- HE Dabar, instalisane snage 159,15 MW, godišnje proizvodnje 249,8 GWh, investitora HE Dabar d.o.o. Trebinje. Priključenje HE Dabar je predviđeno za 2028. godinu.
- VE Baljci, instalisane snage 48 MW, godišnje proizvodnje 145,5 GWh, investitora Tomislavgrad-Kupres d.o.o. Priključenje VE Baljci je predviđeno za 2025. godinu.

- VE Oštrc, instalisane snage 29,8 MW, godišnje proizvodnje 81,6 GWh, investitora RELAKS d.o.o. Priključenje VE Oštrc je predviđeno za 2025. godinu.
- VE Grebak, instalisane snage 66 MW, godišnje proizvodnje 174,56 GWh, investitora VE Grebak d.o.o. Nevesinje. Priključenje VE Grebak je predviđeno za 2024. godinu.
- VE Iovik, instalisane snage 84 MW, godišnje proizvodnje 251,845 GWh, investitora VE Iovik d.o.o. Priključenje VE Iovik je predviđeno za 2024. godinu.
- VE Ivan Sedlo, instalisane snage 25 MW, godišnje proizvodnje 77,9 GWh, investitora Suzlon Wind Energy BH d.o.o. Sarajevo. Priključenje VE Ivan Sedlo je predviđeno za 2025. godinu.
- VE Tušnica, instalisane snage 72,6 MW, godišnje proizvodnje 193 GWh, investitora F.L. Wind d.o.o. Priključenje VE Tušnica je predviđeno za 2025. godinu.
- VE Slovinj, instalisane snage 138 MW, godišnje proizvodnje 500 GWh, investitora VJETROELEKTRANE d.o.o. Priključenje VE Slovinj je predviđeno za 2025. godinu.
- VE Široka Draga, instalisane snage 125,4 MW, godišnje proizvodnje 391 GWh, investitora IMRES smartgreenergy d.o.o. Livno. Priključenje VE Široka Draga je predviđeno za 2025. godinu.
- VE Dževa, instalisane snage 46 MW, godišnje proizvodnje 160 GWh, investitora VJETROELEKTRANE d.o.o. Glamoč. Priključenje VE Dževa je predviđeno za 2024. godinu.
- SE Bileća, instalisane snage 55 MW, godišnje proizvodnje 110 GWh, investitora Energy Financing Team SE Bileća d.o.o. Bileća. Priključenje SE Bileća je predviđeno za 2024. godinu.
- SE Trebinje 1, instalisane snage 61,74 MW, godišnje proizvodnje 102 GWh, investitora Solarna fotonaponska elektrana Trebinje 1 d.o.o. Trebinje. Priključenje SE Trebinje 1 je predviđeno za 2025. godinu.
- SE ECO-WAT, instalisane snage 92,4738 MW, godišnje proizvodnje 126,57 GWh, investitora ECO-WAT d.o.o. Priključenje SE ECO-WAT je predviđeno za 2024. godinu.
- FNE Polog 1-8, instalisane snage 7,992 MW, godišnje proizvodnje 16,58 GWh, investitora Pozitron d.o.o. Mostar. Priključenje FNE Polog 1-8 je predviđeno za 2024. godinu.
- FNE Plavo Sunce, instalisane snage 40 MW, godišnje proizvodnje 65,3 GWh, investitora Plavo sunce d.o.o. Čitluk. Priključenje FNE Plavo Sunce je predviđeno za 2024. godinu.
- SE Astera, instalisane snage 25 MW, godišnje proizvodnje 38,2 GWh, investitora Astera d.o.o. Posušje. Priključenje SE Astera je predviđeno za 2024. 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 2024 – 2033. godina:

- Pesimistični scenario – niži scenario (prosječni godišnji porast 0,4%)
- Realistični scenario – bazni scenario (prosječni godišnji porast 0,94%)
- Optimistični scenario – viši scenario (prosječni godišnji porast 1,7%)

Prethodno navedeni scenariji su dobiveni na osnovu analize istorijskih podataka o ostvarenoj potrošnji u periodu 2001 – 2022. 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 te prognoze bazirane na BDP-u. Za JP Komunalno Brčko su korišteni podaci iz prethodnog Indikativnog plana. Za

većinu direktno priključenih kupaca predviđa se konstantna potrošnja električne energije tokom posmatranog desetogodišnjeg perioda, kao i konstantna maksimalna snaga L[2].

Distributivna potrošnja bi, prema L[2], u planskom periodu trebala imati prosječan rast od oko 1,7% u baznom scenariju, 2,4% u višem scenariju i 1,2% u nižem scenariju.

Vršna satna snaga konzuma na prenosnoj mreži u 2022. godini iznosila je 1.893 MW, dana 25.01.2022. godine u 18. satu, što je manje u odnosu na 2021. godinu za 16 MW. Minimalna satna snaga konzuma od 678 MW zabilježena je 12.06.2022. godine u 6. satu, što je smanjenje za 7 MW u odnosu na 2021. godinu.

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% godišnje, a rast minimalnih snaga na 1,8%. Kao početna vrijednost za prognozu uzeto je ostvarenje iz 2022. godine (1.893 MW). U Tabeli 5.1. je, prema L[2], data procjena jednovremenih maksimalnih snaga na prenosnoj mreži za period 2024 – 2033. godina.

Tabela 5.1. Procjena jednovremenih maksimalnih snaga na prenosnoj mreži

(MW)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Vršna snaga konzuma na prenosnoj mreži	1.912	1.931	1.950	1.970	1.990	2.009	2.030	2.050	2.070	2.091	2.112

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

Za potrebu izrade Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže 2024 – 2033. 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 2033. godine, te da dostave eventualne izmjene ili dopune u ranije dostavljenim podacima. Sve elektroprivrede u BiH i JP „Komunalno Brčko” d.o.o. Brčko distrikta BiH su dostavili tražene podatke, te je Elektroprenos BiH iste koristio prilikom izrade Plana.

MH EP RS je dostavio prijedloge za izgradnju novih TS 110/x kV u okviru kojih je dato 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 DV 110 kV.

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 EP HZ HB je dostavilo prijedloge za izgradnju novih TS 110/x kV, te prognozu potrošnje za postojeće TS 110/x kV u planskom periodu. Takođe, dostavljena je i mogućnost rezervnog napajanja potrošača kroz distributivnu mrežu u slučaju ispada TS 110/x kV. Pored toga

dostavljene su informacije o planovima izgradnje novih proizvodnih objekata i planiranoj izgradnji novih transformatorskih stanica i priključnih dalekovoda potrebnih za priključenje novih proizvodnih objekata.

JP „Komunalno Brčko“ d.o.o. Brčko distrikt BiH je dostavilo prognozu potrošnje i vršne snage na području Brčko distrikta u razmatranom planskom periodu. U dostavljenom materijalu je analizirana problematika rada energetske transformatora 110/x kV u TS Brčko 1 i TS Brčko 2.

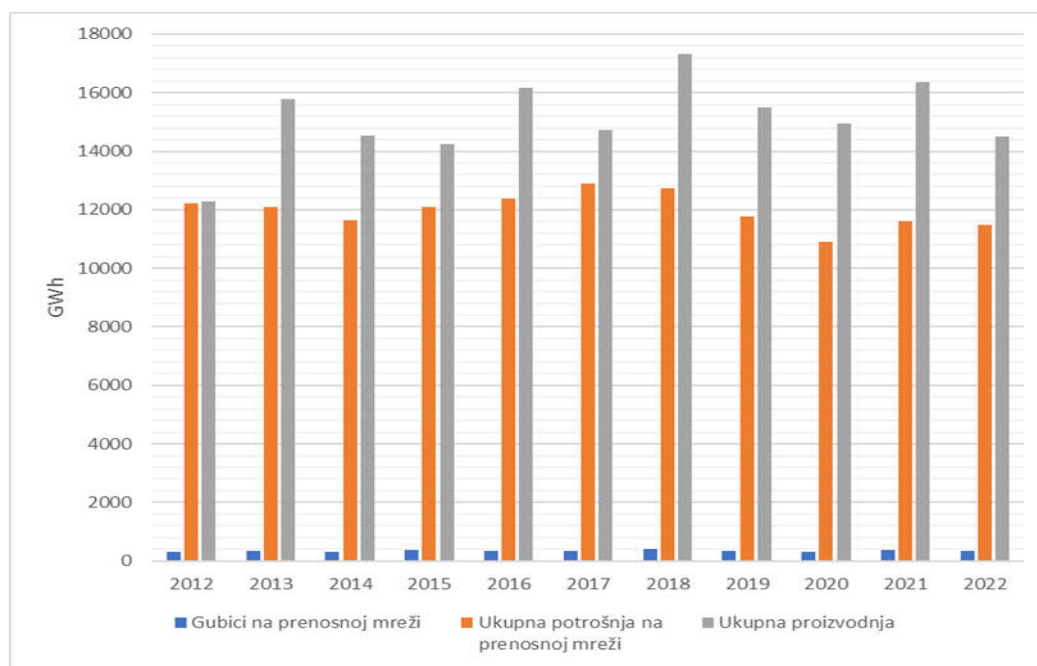
Podaci od elektroprivreda u BiH i JP „Komunalno Brčko“ d.o.o. Brčko distrikta BiH za potrebe izrade Plana su dati u Prilogu 2.

## 6. GUBICI U PRENOSNOJ MREŽI

U periodu 2012 – 2022. 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 2012 – 2022. godina

	GWh	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	Godišnja potrošnja na prenosnoj mreži	11852,9	11732,0	11345,6	11719,3	12015,4	12273,9	12193,4	11309,4	10465,1	11087,9	11112,1
2	Pumpni rad	66,0	0,0	3,0	13,9	46,2	266,1	137,4	96,3	112,5	143,9	35,0
3	Gubici na prenosnoj mreži	308,1	343,1	304,2	359,4	333,3	341,5	398,8	357,0	317,2	369,2	333,0
4	Ukupna potrošnja na prenosnoj mreži	12227,0	12075,1	11649,7	12092,6	12394,9	12881,5	12729,6	11762,6	10894,8	11601,0	11480,2
5	Ukupna proizvodnja	12271,2	15769,9	14519,8	14228,2	16152,2	14722,7	17335,4	15502,4	14945,1	16353,1	14508,0
6	Gubici na prenosnoj mreži u odnosu na proizvodnju (%)	2,51	2,18	2,10	2,53	2,06	2,32	2,30	2,30	2,12	2,26	2,30



Slika 6.1. Ukupna godišnja proizvodnja, potrošnja i gubici u prenosnoj mreži u periodu 2012 – 2022.

U Bilansu električne energije na prenosnoj mreži BiH za period 2024 – 2033. godina u IPRP data je procjena gubitaka u prenosnoj mreži za posmatrani planski period i to u iznosu od 2,04% 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 2024 – 2033.) 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. Ubačen je i dodatni scenario proizvodnje sa izgrađenim novim blokom 7 TE Tuzla. 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 2024 – 2033. godina

GWh	Godina									
	2024.	2025.	2026.	2027.	2028.	2029.	2030.	2031.	2032.	2033.
Proizvodnja bilansirano	16.457,7	18.062,7	18.952,2	17.712,2	18.187,3	17.954,7	17.540,6	17.662,6	17.629,8	17.598,1
Proizvodnja sa izgrađenim blokom 7 TE Tuzla	16.457,7	18.062,7	18.952,2	20.339,1	20.814,2	20.581,6	20.167,5	20.289,5	20.256,7	20.225,0
Potrošnja – scenario 1	11.201	11.246	11.291	11.336	11.381	11.427	11.473	11.519	11.565	11.611
Potrošnja – scenario 2	11.322	11.428	11.535	11.644	11.753	11.864	11.975	12.088	12.202	12.316
Potrošnja – scenario 3	11.493	11.688	11.887	12.089	12.294	12.503	12.716	12.932	13.152	13.375
Gubici (2,3% proizvodnje)	378.5	415.4	435.9	407.4	418.3	413.0	403.4	406.2	405.5	404.8

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 prenosnoj 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	2024.	2028.	2033.
Gubici u 400 kV mreži [MW]	3,18	3,77	3,88
Gubici u 220 kV mreži [MW]	12,17	19,99	19,36
Gubici u 110 kV mreži [MW]	23,30	33,10	33,62
Ukupni gubici u prenosnoj mreži EES BiH [MW]	38,65	56,86	56,86
Vršno opterećenje EES BiH [MW]	1931	2009	2112
Gubici u odnosu na vršno opterećenje EES BiH [%]	2,00	2,83	2,69

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

U Prilogu 4 dat je tabelarni pregled statističkih podataka o zastoja dalekovoda i mrežnih transformatora zbog kvarova i održavanja za period 2018 – 2022. godina. Za 2018., 2019., 2020., 2021. i 2022. godinu su navedeni podaci o ukupnom broju i trajanju zastoja po pojedinim elementima prenosne mreže.

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 isklopom. 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 2022. godinu, može se dati sljedeći pregled:

Tabela 7.1. Pregled neplanskih zastoja po elementima prenosne mreže u 2022. 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 T4 220/115/10,5 kV u TS Mostar 4	5	734,43	2 aktivna kvara ukupnog trajanja 435,83 h, 1 prolazni kvar ukupnog trajanja od 2,05 h i 2 prinudna kvara ukupnog trajanja od 296,55 h
2.	Transformator T 220/115/10,5 kV u TS Bihać 1	4	694,65	4 prinudna kvara ukupnog trajanja od 694,65 h
3.	DV 400 kV Sarajevo 10 – Tuzla 4	20	264,32	5 prolaznih kvarova ukupnog trajanja 0,42 h, 15 prinudnih isključenje ukupnog trajanja 263,9 h

4.	DV 220 kV Bihać 1 - Prijedor 2	4	694,6	4 prinudna isključenja ukupnog trajanja 694,6 h
5.	DV 220 kV Mostar 4 - Zakućac (HR)	11	220,28	2 aktivna kvara ukupnog trajanja 215,58 h, 8 prolaznih kvarova ukupnog trajanja 3,33 h, 1 prinudno isključenje ukupnog trajanja 1,37 h
6.	DV 220 kV Prijedor 2 - RP Kakanj	17	522,53	8 prolaznih kvarova ukupnog trajanja 0,48 h, 9 prinudnih isključenja ukupnog trajanja 522,05 h
7.	DV 110 kV EVP Konjic - Pazarić	4	400,92	1 prolazni kvar ukupnog trajanja 0,12 h, 3 prinudna isključenja ukupnog trajanja 400,8 h
8.	DV 110 kV Sarajevo 2 - Sarajevo 5	1	466,42	1 prinudno isključenje ukupnog trajanja 466,42 h
9.	DV 110 kV Zavidovići - Zenica 1	8	363,48	1 aktivni kvar ukupnog trajanja 1,5 h, 7 prinudnih isključenja ukupnog trajanja 361,98 h
10.	DV 400 kV Tuzla 4 - Višegrad *	160	5179,63	5 prolaznih kvarova ukupnog trajanja 18,98 h, 155 prinudnih isključenja ukupnog trajanja 5160,65 h
11.	DV 220 kV Jajce 2 – Prijedor 2	6	3940,33	6 aktivnih kvarova ukupnog trajanja 3940,33 h

U smislu generalne ocjene statističkih podataka, može se uočiti da je ukupan broj zastoja i dužina trajanja zastoja u 2022. godini manji u odnosu na 2021. godinu. Razlog ovome je prvenstveno manji broj planiranih isključenja dalekovoda (za 65) i njihovo kraće trajanje (za 5006,43 h) u odnosu na 2021. godinu. Broj neplanskih zastoja dalekovoda u 2022. godini je veći (za 1) i sa dužim trajanjem (za 1874,85 h) nego u 2021. godini.

Broj zastoja i ukupno vrijeme trajanja zastoja na mrežnim transformatorima je smanjen u odnosu na 2021. godinu.

Povećano trajanje neplanskih zastoja dalekovoda je prije svega uzrokovano većim trajanjem prinudnih isključenja, ali je i broj aktivnih kvarova nešto veći (za 47) i sa dužim trajanjem (za 66 h). Smanjeno trajanje planskih zastoja dalekovoda uzrokovano je manjim brojem rekonstrukcija, a u skladu sa usvojenim planovima.

Prekidi u snabdijevanju potrošača električnom energijom registrovani u 2022. godini uzrokovani su i neplanskim (do 8h) i planskim (do 15 h) zastojima elemenata prenosne mreže. Ukupno je u 2022. godini zabilježeno 382,02 h zastoja u snabdijevanju potrošača, a ukupna neisporučena energija je procijenjena na 1693,18 MWh. Prekidi u snabdijevanju usljed kvara su trajali ukupno 151,43 h, pri čemu je procijenjena neisporučena energija na 664,03 MWh. Prekidi u snabdijevanju usljed planiranih radova su trajali 230,58 h, a neisporučena energija je procijenjena na 1029,15 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 presječne 2024., 2028. i 2033. godinu za sva tri režima opterećenja formirana su na sljedeći način:

- Potrošnja po čvorištima 110/x kV i potrošnja direktnih potrošača (osim R-S Silicon d.o.o. Mrkonjić Grad i Toplana Zenica d.o.o. Zenica) je modelovana u početnom modelu na osnovu vrijednosti opterećenja zabilježenih u 2022. godini (maksimum 25.01.2022. godine u 18-tom satu, koji je iznosio 1933,98 MW, ljetni maksimum 20.07.2022. godine u 11-tom satu, koji je iznosio 1407 MW i minimum 12.06.2022. godine u 6-om satu, koji je iznosio 701,09 MW). Za analizirane presječne planske godine maksimalno opterećenje i ljetno maksimalno opterećenje sistema je povećavano u skladu sa prognoziranim vrijednostima datim u IPRP, odnosno po godišnjoj stopi porasta od 1%. Za režim minimalnog opterećenja primijenjen je porast po godišnjoj stopi od 1,8% kako je definisano u IPRP. Analogno tome, povećavana je potrošnja po čvorištima 110/x kV i potrošnja direktnih potrošača u analiziranim presječnim planskim godinama, uzimajući u obzir maksimalnu snagu direktno priključenih potrošača prema podacima koje su oni dostavili za IPRP. Reaktivna opterećenja su modelovana sa faktorom snage 0,98 u režimu maksimalnog opterećenja, 0,965 u režimu ljetnog maksimalnog opterećenja i 0,95 u režimu minimalnog opterećenja, Potrošnja R-S Silicon d.o.o. Mrkonjić Grad je u svim presječnim godinama konstantna i iznosi 27 MW, dok potrošnja Toplane Zenica iznosi 20 MW u režimu maksimalnog opterećenja, 4,6 MW u režimima ljetnog maksimalnog opterećenja i minimalnog opterećenja.
- Prilikom određivanja proizvodnje na prenosnoj mreži kao bazni angažman elektrana (hidrologija) na prenosnoj mreži uzet je onaj ostvaren u satu kada je zabilježen maksimum, ljetni maksimum, odnosno minimum sistema u 2022. godini. Za svaku presječnu 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 presječne planske godine određena na način da su u svakoj presječnoj godini, pored postojećih proizvodnih objekata, novi proizvodni objekti angažovani na sljedeći način:
  - Režim maksimalnog opterećenja: vjetroelektrane 90% P<sub>n</sub>, solarne elektrane nisu angažovane s obzirom da se ne može očekivati da će biti u pogonu u večernjim satima,
  - Režim ljetnog maksimalnog opterećenja: vjetroelektrane 70% P<sub>n</sub>, solarne elektrane 100% P<sub>n</sub>,
  - Režim minimalnog opterećenja: vjetroelektrane 100% P<sub>n</sub>, solarne elektrane 20% P<sub>n</sub>,Novi proizvodni objekti u modelu EESBiH su uzeti u obzir na osnovu IPRP i Registra bilansiranih korisnika (koji izrađuje NOSBiH) zaključno sa 31.12.2023. godine, a za koje je predviđen ulazak u pogon do kraja 2024., 2028., odnosno 2033. godine.
- Modeli susjednih sistema su dostavljeni od strane NOSBiH mail-om od 18.09.2023. godine. Kako analize provedene na ovim modelima kao rezultate nisu dale visoke vrijednosti napona koje su trenutno javljaju u EES BiH izvršeno je podešavanje vrijednosti napona u susjednim sistemima kako bi se dobile što više vrijednosti napona u

EES BiH (promjena angažmana reaktivne snage proizvodnih objekata i promjena položaja preklopki mrežnih transformatora). Na ovako podešenom modelu dobijene su vrijednosti napona koje odgovaraju trenutno zabilježenim vrijednostima napona u EES BiH. Model susjednih sistema za minimalni režim dobijen na prethodno opisani način je zatim korišten za proračune za maksimalni i ljetni maksimalni režim kako bi se i u ovim režimima dobile vrijednosti napona koje odgovaraju trenutnom stanju. Ovaj princip je primijenjen za sve presječne godine. Položaji regulacionih preklopki mrežnih transformatora u svim režimima su podešeni na način da se u 110 kV mreži dobiju naponi koji su u granicama propisanim MK.

- U Plan su uvršteni i objekti za koje je NOSBiH dopisom broj: 04-1736-1/23 od 09.11.2023. godine istakao da se preopterećavaju u trenutnom pogonu i da je potrebna njihova rekonstrukcija/zamjena:
  - Ugradnja drugog transformatora 400/220 kV, 400 MVA u TS Trebinje,
  - Rekonstrukcija DV 220 kV Trebinje – Perućica (CG) ugradnjom vodiča veće prenosne moći,
  - Rekonstrukcija DV 110 kV Bileća – Nikšić (CG) ugradnjom vodiča veće prenosne moći,
  - Rekonstrukcija DV 110 kV Trebinje – Komolac (HR) ugradnjom vodiča veće prenosne moći,
  - Zamjena transformatora 220/110 kV, 150 MVA u TS Mostar 4 transformatorima snage 250 MVA.

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.

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).

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 industrijskih potrošača je dato u Tabeli 8.

Tabela 8. Maksimalno opterećenje industrijskih potrošača

Naziv potrošača	Opterećenje (MW)
Arcelor Mittal Steel Zenica	71
Toplana Zenica	14
Metallghe Silicon	27,5
Alumina Zvornik	17
Cementara Kakanj	13
Željezara Ilijaš	7
R-S Silicon	27
UKUPNO	176,5

## 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. 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 8.1. Prioriteti su određeni na osnovu nivoa konzuma koji ostaje bez napajanja i vremena potrebnog za realizaciju druge veze.

Tabela 8.1. Radijalno napojene TS

Red. br.	Naziv TS	Način obezbjeđenja dvostranog napajanja	Procjena završetka (godina)
1.	TS Srebrenica	DV 110 kV Srebrenica – Ljubovija	2026.
2.	TS Novi Grad	DV 110 kV Novi Grad – Banja Luka 6 (dionica od DV 110 kV Banja Luka 6 – Sisak do TS Novi Grad)	2027.
3.	TS Uskoplje/G.Vakuf	DV 110 kV Rama/Prozor – Uskoplje/Gornji Vakuf	2027.
4.	TS Tešanj	DV 110 kV Jelah – Tešanj	2028.
5.	TS Šipovo	DV 110 kV Jajce 1 – Šipovo	2028.
6.	TS Foča	DV 110 kV Sarajevo 20 – Foča (dionica Miljevina – Foča)	2029.
7.	TS Stolac	Rekonstrukcija DV 110 kV Bileća – Stolac (dionica Berkovići – Stolac)	2029.
8.	TS Kiseljak	DV 110 kV Kiseljak – Fojnica	2031.
9.	TS Fojnica		
10.	TS Cazin 2	DV 110 kV Bihać 1 – Cazin 2 (dionica od TS Cazin 2 do DV 110 kV Bihać 1 – Cazin 1)	2031.
11.	TS Banovići	DV 110 kV Banovići – Zavidovići	2031.
12.	TS Vareš	DV 110 kV Vareš – Kladanj	2032.

### 8.1.2. 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 8.2.

Tabela 8.2. 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*	2024.
2.	TS Prijedor 1	DV 110 kV Banja Luka 6 – Sisak (2)	Ulaz/izlaz na DV 110 kV Banja Luka 6 – Prijedor 2	2028.
3.	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)	2029.
4.	TS Vlasenica	DV 110 kV Srebrenica – Zvornik	Rasklopište Konjević Polje	2031.
5.	TS Brčko 2	DV 110 kV Derventa – Gradačac	DV 110 kV Gradačac – Brčko 2 (dionica KT do TS Gradačac)	2032.

6.	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)	2033.
----	----------------	-------------------------------	---	-------

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

### 8.1.3. 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 8.3.

Tabela 8.3. Objekti van funkcije

Red. br.	Naziv objekta	Planirana godina vraćanja u funkciju
1.	DV 110 kV Sarajevo 2 – Sarajevo 10*	2024.
2.	DV 110 kV Sarajevo 7 – Sarajevo 10 (2)*	2024.
3.	DV 110 kV Sarajevo 13 – Sarajevo 20 (1)**	2024.
4.	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)	2024.
5.	DV 2x110 kV HE Jablanica – RP Mostar 1***	2026.
6.	DV 110 kV Čapljina – RP Mostar 1	2027.
7.	DV 110 kV Mostar 2 – Stolac	2027.
8.	DV 110 kV Tuzla 5 – Zvornik	2030.
9.	DV 110 kV Bileća – Stolac	2029.
10.	DV 110 kV Goražde 1 – Pljevlja****	2032.

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

\*\* Procjena je da će biti rekonstruisan u toku 2024. 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 kako bi se područje Čajniča napojilo iz BiH.

### 8.1.4. Rekonstrukcije dalekovoda

U skladu sa definisanim kriterijima za sanaciju/rekonstrukciju DV u model EES BiH uvršteni su dalekovodi dati u Tabeli 8.4. pri čemu su navedeni samo oni čiji parametri utiču na promjene u modelu sa aspekta analize tokova snaga i naponskih prilika.

Tabela 8.4. 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 <sup>2</sup> ) novim AlFe 240/40 mm <sup>2</sup> užeton	2027.

2.	DV 110 kV Donji Vakuf – Jajce 2	Zamjena starog užeta (dionica na kojoj je uže Cu 120/20 mm <sup>2</sup> ) novim AlFe 240/40 mm <sup>2</sup> užetom	2026.
3.	DV 110 kV Lukavac – Srebrenik	Zamjena starog užeta (dionica na kojoj je uže AlFe 150/25 mm <sup>2</sup> ) novim AlFe 240/40 mm <sup>2</sup> užetom	2027.
4.	DV 110 kV Mostar 6 – Mostar 7		2030.
5.	DV 110 kV Bileća – Trebinje 1		2025.
6.	DV 110 kV Bugojno – Donji Vakuf	Zamjena starog užeta (dionica na kojoj je uže Cu 120/20 mm <sup>2</sup> ) novim AlFe 240/40 mm <sup>2</sup> užetom	2026.
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 <sup>2</sup> ) novim AlFe 240/40 mm <sup>2</sup> užetom	2028.
9.	DV 110 kV Derventa – Doboj 3	Zamjena starog užeta AlFe 210/35 mm <sup>2</sup> novim AlFe 240/40 mm <sup>2</sup> užetom	2030.
10.	DV 110 kV Doboj 2 – Doboj 3		
11.	DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6	Zamjena starog užeta (dionica na kojoj je uže AlFe 150/25 mm <sup>2</sup> ) novim AlFe 240/40 mm <sup>2</sup> užetom	2028.
12.	DV 110 kV Bijeljina 3 – Brčko 2		2031.
13.	DV 110 kV Neum – Opuzen		2028.
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		2029.
18.	DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/1		

### 8.1.5. Novi proizvodni/potrošački objekti

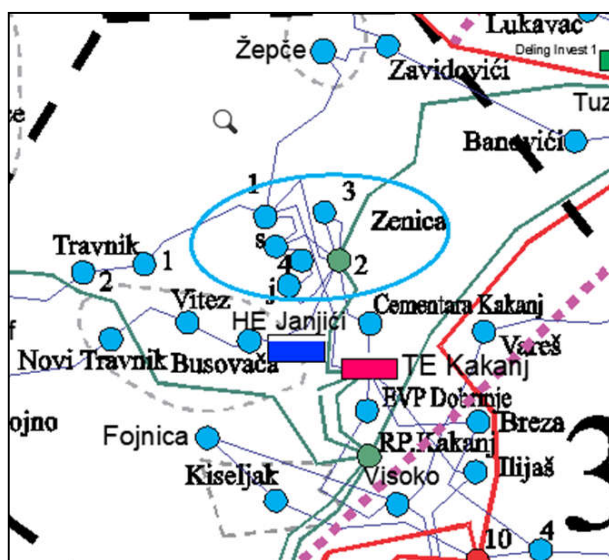
U skladu sa tačkom 4.2.1. MK, prenosna mreža mora biti planirana tako da dugoročno omogućiti siguran i pouzdan prenos električne energije. Pri tome Dugoročni plan razvoja prenosne mreže uzima u obzir potrebe konzuma na mreži prenosa (distributeri i direktno priključeni kupci), angažovanje proizvodnih 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 i u Registar bilansiranih korisnika (koji izrađuje NOSBiH) zaključno sa 31.12.2023. godine, a koji su navedeni u nastavku. U model su takođe uvršteni FNE Zvizdan i FNE Deling invest 1 (prva faza) čije je puštanje u pogon završeno u toku 2024. godine. Način priključenja proizvodnih objekata definisan je Elaboratom.

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 razvoj 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 Ugovorom o priključku, izdatim Uslovima za priključak na prenosnu mrežu i IPRP-om.

#### 8.1.5.1. Toplana Zenica

Toplana Zenica, instalisane snage 14,45 MW, godišnje proizvodnje 60 GWh, investitora Toplana Zenica d.o.o. Priključenje Toplane Zenica je predviđeno za 2024. godinu. 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 8.1.



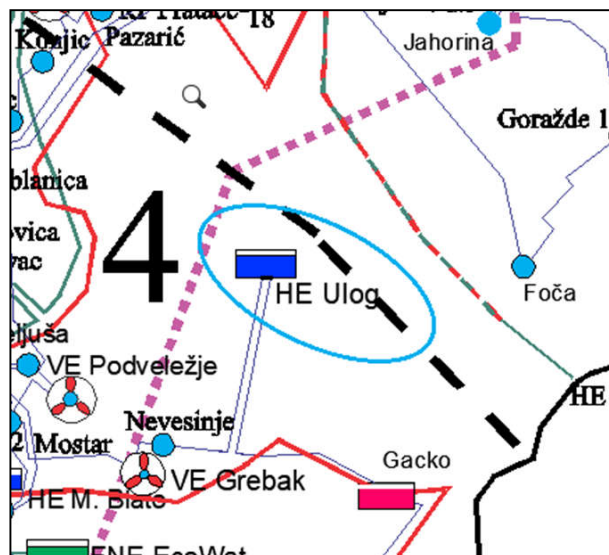
Slika 8.1. Priključenje Toplane Zenica u EES BiH

Instalisana snaga proizvodnog dijela postrojenja je 14,45 MW, a godišnja proizvodnja iznosi 60 GWh. Priključna snaga potrošačkog dijela postrojenja 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 2024. godini.

#### 8.1.5.2. HE Ulog

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 2024. godinu.

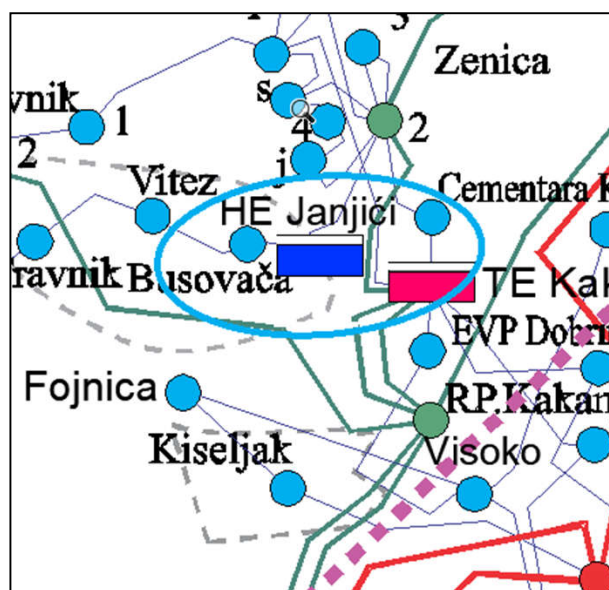
HE Ulog, instalisane snage 2x17,56 MW (35,12 MW), godišnje proizvodnje 82,34 GWh (podaci iz Ugovora o priključku koji je sa investitorom sklopljen u julu 2019. godine), investitora EFT – HE Ulog d.o.o., planira plasirati energiju u prenosnu mrežu preko postrojenja 10/110 kV HE Ulog, smještenog na lokaciji Ulog. U skladu Ugovorom o priključku HE Ulog se na prenosnu mrežu priključuje po principu ulaz/izlaz na DV 110 kV Gacko – Nevesinje. U IPRP-u ova elektrana je bilansno uključena u 2024. godini. Način priključenja HE Ulog prikazan je na Slici 8.2.



Slika 8.2. Priključenje HE Ulog u EES BiH

#### 8.1.5.3. HE Janjići

HE Janjići, instalisane snage  $2 \times 7,9$  MW (15,8 MW), godišnje proizvodnje 77,3 GWh, investitora JP EP BiH 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 2028. godini, a ova elektrana je i u IPRP bilansno uključena u 2028. godini. Način priključenja HE Janjići prikazan je na Slici 8.3.

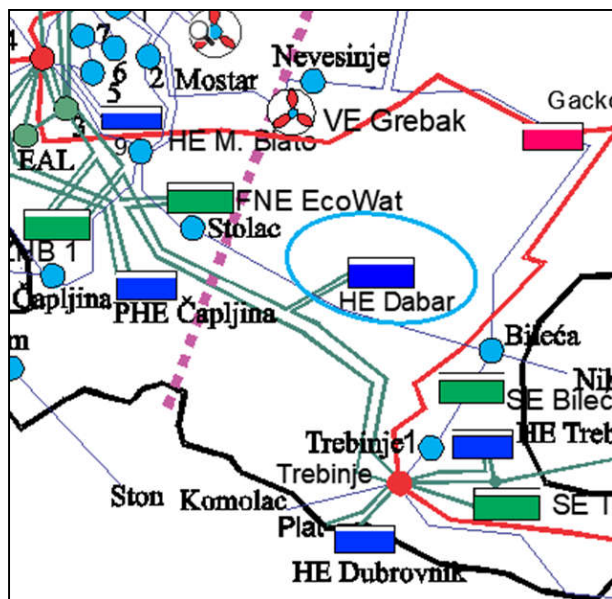


Slika 8.3. Priključenje HE Janjići u EES BiH

#### 8.1.5.4. HE Dabar

HE Dabar, instalisane snage  $3 \times 53,05$  MW (159,15 MW), godišnje proizvodnje 249,8 GWh, investitora HE Dabar d.o.o. Trebinje priključuje se na 220 kV prenosnu mrežu po principu ulaz/izlaz na DV 220 kV RP Mostar 3 – Trebinje/1. Prema Ugovoru o priključku HE Dabar broj 07/2023 od 04.10.2023. godine rok za izgradnju priključka je juni 2027. godine, a ova elektrana je u IPRP bilansno uključena u 2028. godini. Način priključenja HE Dabar prikazan je na Slici 8.4.

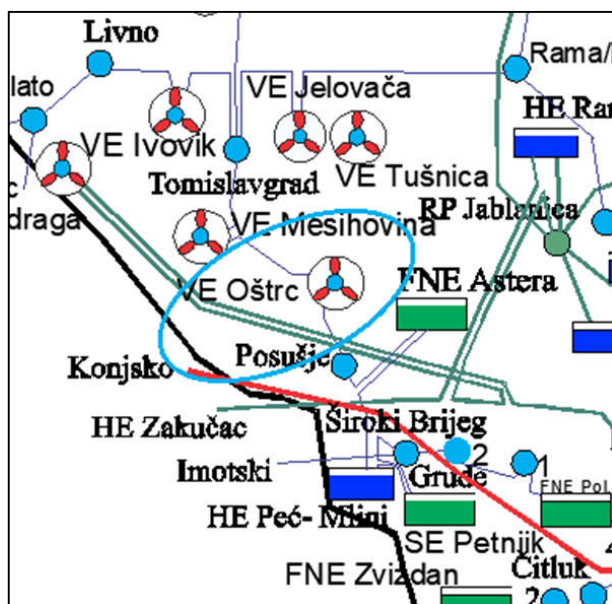




Slika 8.4. Priključenje HE Dabar u EES BiH

#### 8.1.5.5. VE Oštrc

VE Oštrc, instalisane snage 29,8 MW, godišnje proizvodnje 81,6 GWh, investitora RELAKS d.o.o. priključuje se na 110 kV prenosnu mrežu po principu ulaz/izlaz na DV 110 kV Gornji Brišnik – Posušje. Prema Ugovoru za priključenje VE Oštrc broj 09/2023 od 12.10.2023. godine rok za izgradnju priključka je maj 2025. godine, a ova elektrana je u IPRP bilansno uključena u 2024. godini. Način priključenja VE Oštrc prikazan je na Slici 8.5.



Slika 8.5. Priključenje VE Oštrc u EES BiH

#### 8.1.5.6. VE Grebak

VE Grebak, instalisane snage 10x6,6 MW (66 MW), godišnje proizvodnje 174,56 GWh, investitora VE Grebak d.o.o. Nevesinje priključuje se na 110 kV prenosnu mrežu po principu ulaz/izlaz na DV 110 kV Mostar 2 – Nevesinje. Prema Ugovoru za priključenje VE Grebak broj 03/2023 od 27.04.2023. godine rok za izgradnju priključka je juni 2024. godine, a ova

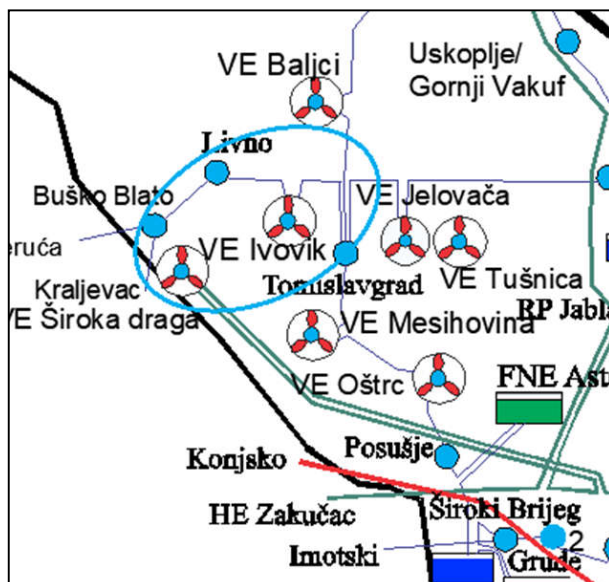
elektrana je u IPRP bilansno uključena u 2024. godini. Način priključenja VE Grebak prikazan je na Slici 8.6.



Slika 8.6. Priključenje VE Grebak u EES BiH

#### 8.1.5.7. VE Iovik

VE Iovik, instalisane snage 20x4,2 MW (84 MW), godišnje proizvodnje 251,845 GWh, investitora VE Iovik d.o.o. priključuje se na 110 kV prenosnu mrežu po principu ulaz/izlaz na DV 110 kV Livno – Tomislavgrad. Prema Ugovoru za priključenje VE Iovik broj 01/2022 od 27.12.2022. godine rok za izgradnju priključka je decembar 2023. godine, a ova elektrana je u IPRP bilansno uključena u 2024. godini. Način priključenja VE Iovik prikazan je na Slici 8.7.

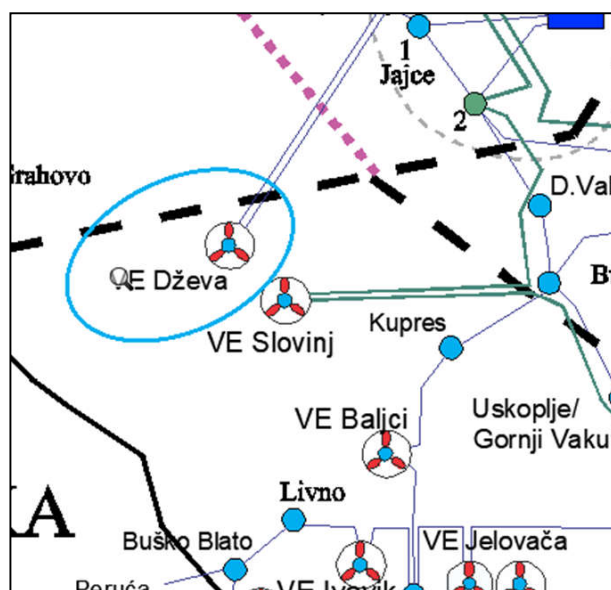


Slika 8.7. Priključenje VE Iovik u EES BiH

#### 8.1.5.8. VE Dževa

VE Dževa, instalisane snage 46 MW, godišnje proizvodnje 160 GWh, investitora VJETROELEKTRANE d.o.o. Glamoč priključuje se na 110 kV prenosnu mrežu dvostrukim

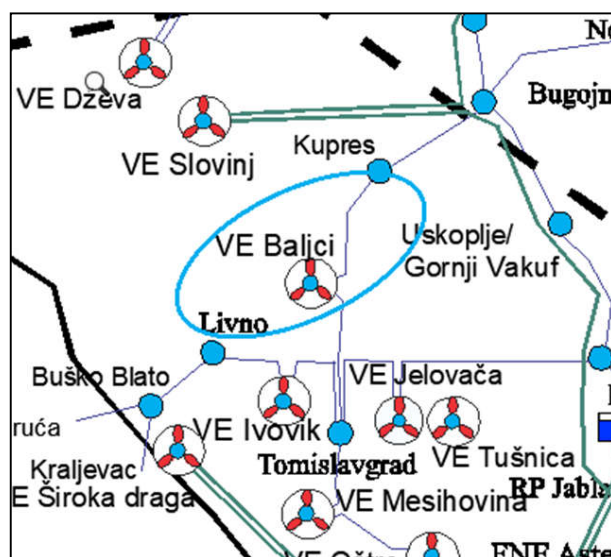
vodom 110 kV direktno na TS Šipovo. Prema Uslovima za priključak VE Dževa broj 01/2022 od 27.12.2022. godine rok za izgradnju priključka je decembar 2023. godine, a ova elektrana je u IPRP bilansno uključena u 2024. godini. Način priključenja VE Dževa prikazan je na Slici 8.8.



Slika 8.8. Priklučenje VE Dževa u EES BiH

#### 8.1.5.9. VE Baljci

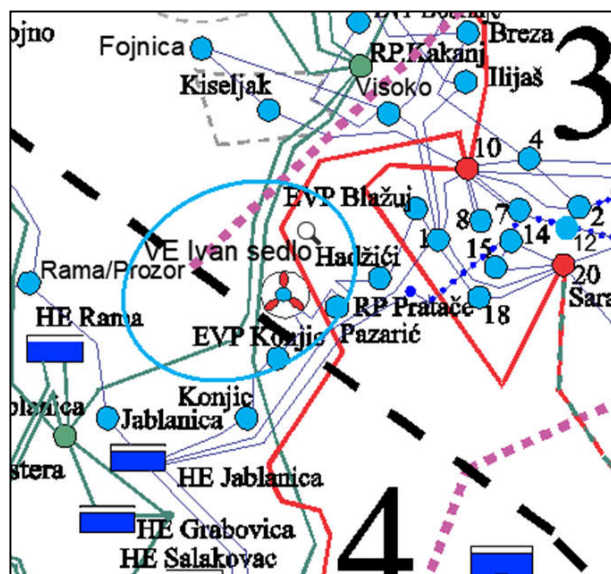
VE Baljci, instalisane snage 48 MW, godišnje proizvodnje 145,5 GWh, investitora Tomislavgrad-Kupres d.o.o. priključuje se na 110 kV prenosnu mrežu po principu ulaz/izlaz na DV 110 kV Tomislavgrad – Kupres. Prema izdatim Uslovima za priključak na prenosnu mrežu priključenje VE Baljci je planirano u 2023. godini, a ova elektrana je u IPRP bilansno uključena u 2025. godini. Način priključenja VE Baljci prikazan je na Slici 8.9.



Slika 8.9. Priklučenje VE Baljci u EES BiH

#### 8.1.5.10. VE Ivan Sedlo

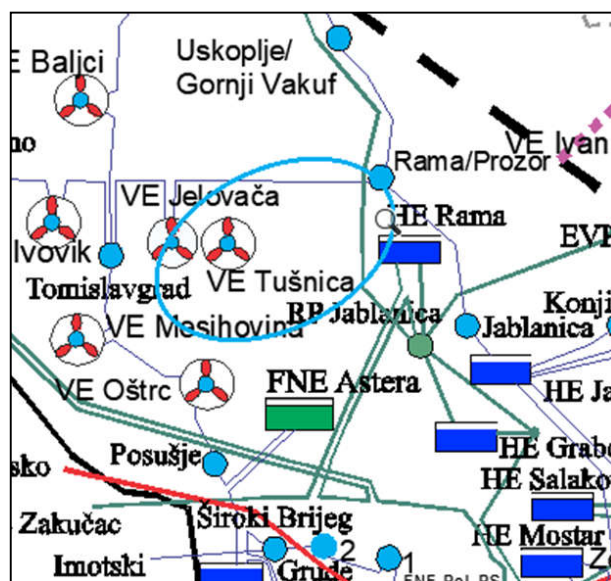
VE Ivan Sedlo, instalisane snage 25 MW, godišnje proizvodnje 77,9 GWh, investitora Vjetropark Interwind d.o.o. Sarajevo priključuje se na 110 kV prenosnu mrežu po principu ulaz/izlaz na DV 110 kV EVP Konjic – Pazarić. Ova elektrana je u IPRP bilansno uključena u 2025. godini. Način priključenja VE Ivan Sedlo prikazan je na Slici 8.10.



Slika 8.10. Priključenje VE Ivan Sedlo u EES BiH

#### 8.1.5.11. VE Tušnica

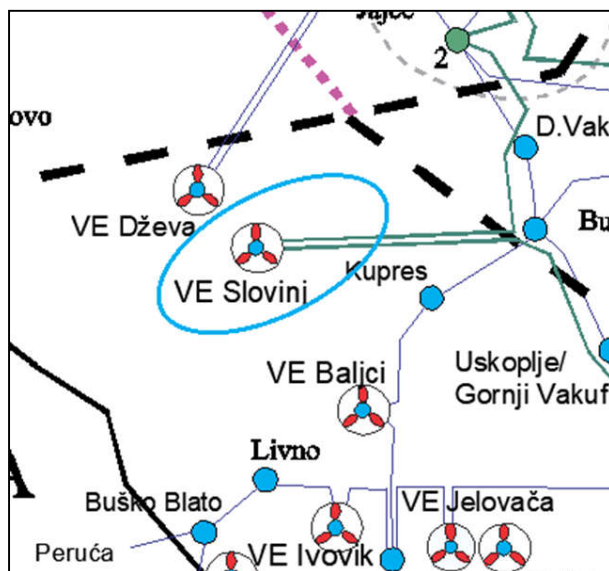
VE Tušnica, instalisane snage 72,6 MW, godišnje proizvodnje 193 GWh, investitora F.L. Wind d.o.o. priključuje se na 110 kV prenosnu mrežu na sabirnice VE Jelovača. Prema izdatim Uslovima za priključak na prenosnu mrežu priključenje VE Tušnica je planirano u 2025. godini, a ova elektrana je u IPRP bilansno uključena u 2025. godini. Način priključenja VE Tušnica prikazan je na Slici 8.11.



Slika 8.11. Priključenje VE Tušnica u EES BiH

#### 8.1.5.12. VE Slovinj

VE Slovinj, instalisane snage 23x6MW (138 MW), godišnje proizvodnje 500 GWh, investitora VJETROELEKTRANE d.o.o. Glamoč priključuje se na 220 kV prenosnu mrežu po principu ulaz/izlaz na DV 220 kV Jajce 2 – RP Jablanica. Prema izdatim Izmjenama i dopunama Uslova za priključak na prenosnu mrežu od 07.07.2023. godine priključenje VE Slovinj je planirano u 2025. godini, a ova elektrana je u IPRP bilansno uključena u 2025. godini. Način priključenja VE Slovinj prikazan je na Slici 8.12.



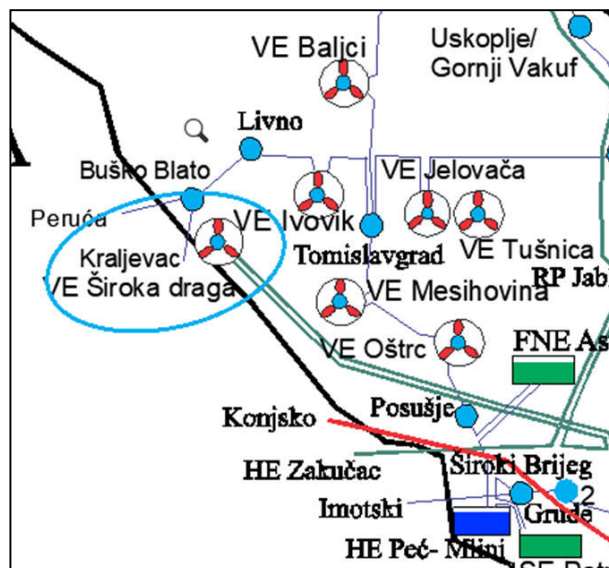
Slika 8.12. Priključenje VE Slovinj u EES BiH

#### 8.1.5.13. VE Široka Draga

VE Široka Draga, instalisane snage 125,4 MW , godišnje proizvodnje 391 GWh, investitora IMRES smartgreenenergy d.o.o. Livno priključuje se na 220 kV prenosnu mrežu po principu ulaz/izlaz na DV 220 kV Jablanica – Mostar 4, nakon uklapanja novog DV 2x220 kV Rama-Posušje.

Prema izdatim Uslovima za priključak na prenosnu mrežu od 07.07.2023. priključenje VE Široka Draga je planirano u 2025. godini, a ova elektrana je u IPRP bilansno uključena u 2025. godini. Način priključenja VE Široka Draga prikazan je na Slici 8.13.



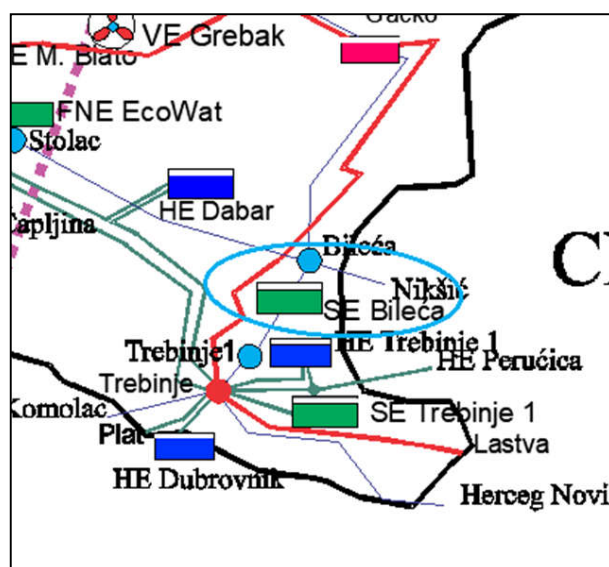


Slika 8.13. Priključenje VE Široka Draga u EES BiH

#### 8.1.5.14. SE Bileća

SE Bileća, instalisane snage 55 MW, godišnje proizvodnje 110 GWh, investitora Energy Financing Team SE Bileća d.o.o. Bileća priključuje se na 110 kV prenosnu mrežu po principu ulaz/izlaz na DV 110 kV Bileća – Trebinje 1.

Prema Ugovoru o priključku SE Bileća 05/23 od 27.04.2023. godine rok za izgradnju priključka je decembar 2023. godine, a ova elektrana je u IPRP bilansno uključena u 2024. godini. Način priključenja SE Bileća prikazan je na Slici 8.14.



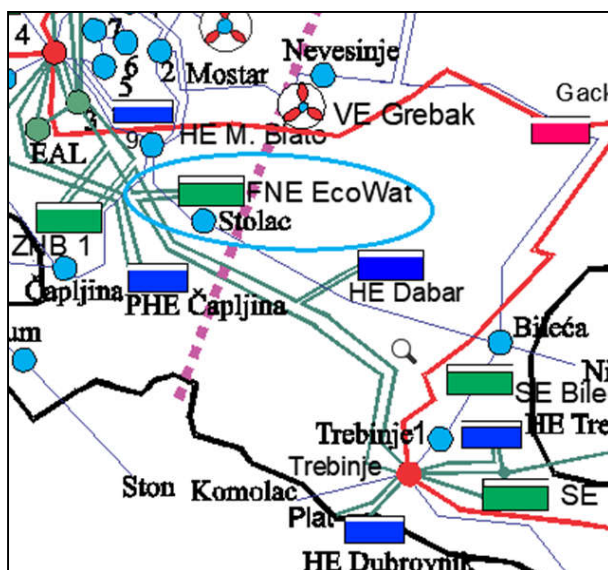
Slika 8.14. Priključenje SE Bileća u EES BiH

#### 8.1.5.15. FNE „E1-E9“, „D1-D9“, „A1-A5“, „B1-B5“ i „C1-C5“

FNE „E1-E9“, „D1-D9“, „A1-A5“, „B1-B5“ i „C1-C5“, instalisane snage 92,4738 MW, godišnje proizvodnje 126,57 GWh, investitora ECO-WAT d.o.o. Kiseljak priključuje se na 220 kV prenosnu mrežu po principu ulaz/izlaz na DV 220 kV RP Mostar 3 – Trebinje/2.

Prema Ugovoru o priključku FNE „E1-E9“, „D1-D9“, „A1-A5“, „B1-B5“ i „C1-C5“ 02/23 od 27.04.2023. godine rok za izgradnju priključka je juni 2024. godine, a ova elektrana je u

IPRP bilansno uključena u 2024. godini. Način priključenja FNE „E1-E9“, „D1-D9“, „A1-A5“, „B1-B5“ i „C1-C5“ prikazan je na Slici 8.15.

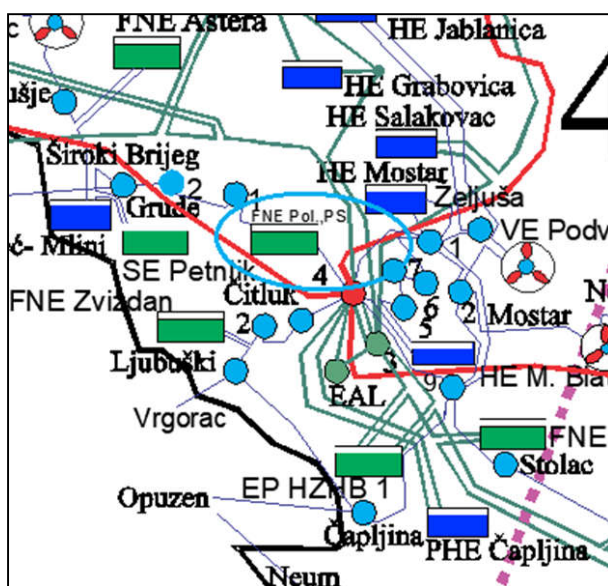


Slika 8.15. Priključenje FNE „E1-E9“, „D1-D9“, „A1-A5“, „B1-B5“ i „C1-C5“ u EES BiH

#### 8.1.5.16. FNE Polog

FNE Polog 1-8, instalisane snage 7,992 MW, godišnje proizvodnje 16,58 GWh, investitora Pozitron d.o.o. Mostar priključuje se na 110 kV prenosnu mrežu po principu ulaz/izlaz na DV 110 kV Mostar 4 – Široki Brijeg (budući DV 110 kV Mostar 4 – Široki Brijeg 1 nakon izgradnje TS 110/x kV Široki Brijeg 2).

Prema Ugovoru o priključku FNE Polog 04/23 od 27.04.2023. godine rok za izgradnju priključka je kraj 2023. godine, a ova elektrana je u IPRP bilansno uključena u 2024. godini. Način priključenja FNE Polog prikazan je na Slici 8.16.

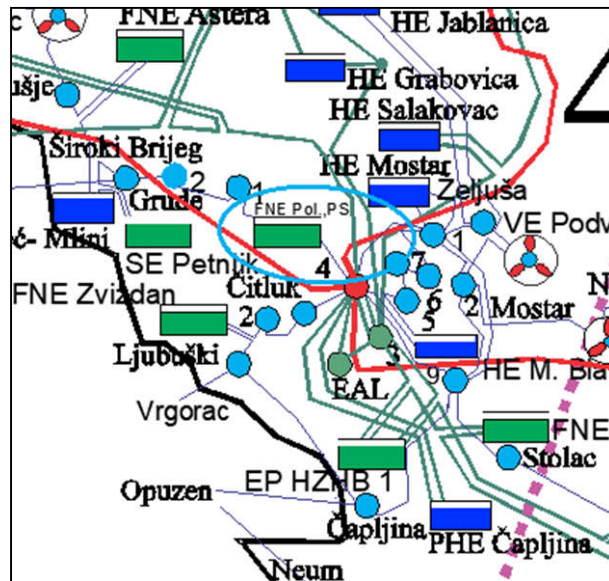


Slika 8.16. Priključenje FNE Polog u EES BiH

#### 8.1.5.17. FNE Plavo Sunce

FNE Plavo Sunce, instalisane snage 40 MW, godišnje proizvodnje 65,3 GWh, investitora Plavo sunce d.o.o. Čitluk priključuje se na 110 kV prenosnu mrežu po principu ulaz/izlaz na DV 110 kV Mostar 4 – Široki Brijeg (budući DV 110 kV Mostar 4 – Široki Brijeg 1 nakon izgradnje TS 110/x kV Široki Brijeg 2).

Prema Ugovoru o priključku FNE Plavo Sunce 10/23 od 08.11.2023. godine rok za izgradnju priključka je april 2024. godine, a ova elektrana je u IPRP bilansno uključena u 2024. godini. Način priključenja FNE Plavo Sunce prikazan je na Slici 8.17.



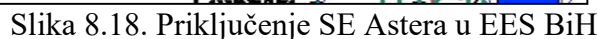
Slika 8.17. Priključenje FNE Plavo Sunce u EES BiH

#### 8.1.5.18. SE Astera

SE Astera, instalisane snage 25 MW, godišnje proizvodnje 38,2 GWh, investitora Astera d.o.o. Posušje priključuje se na 110 kV prenosnu mrežu po principu ulaz/izlaz na DV 110 kV Gornji Brišnik – Posušje.

Prema Ugovoru o priključku 11/23 priključenje SE Astera je planirano u 2025. godini, a ova elektrana je u IPRP bilansno uključena u 2024. godini. Način priključenja SE Astera prikazan je na Slici 8.18.





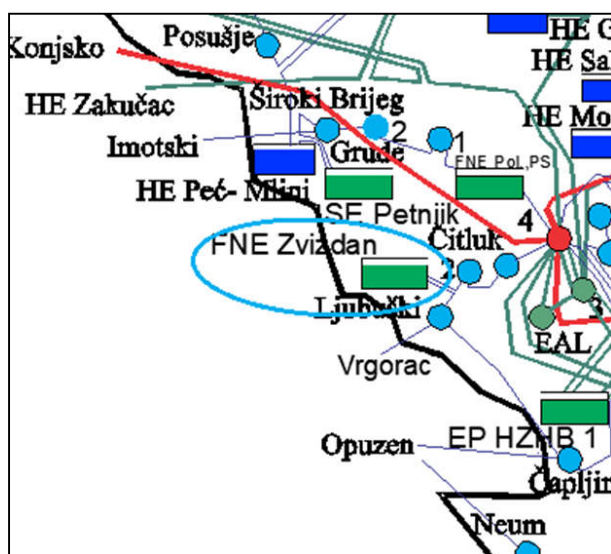
SE Trebinje 1, instalisane snage 61,74 MW, godišnje proizvodnje 102 GWh, investitora Solarna fotonaponska elektrana Trebinje 1 d.o.o. Trebinje priključuje se na 220 kV prenosnu mrežu direktno u TS Trebinje.

Prema izdatim Uslovima za priključak na prenosnu mrežu od 14.09.2021. priključenje SE Trebinje 1 je planirano u 2024. godini, a ova elektrana je u IPRP bilansno uključena u 2025. godini. Način priključenja SE Trebinje 1 prikazan je na Slici 8.19.



FNE Zvizdan, instalisane snage 28,5 MW, godišnje proizvodnje 46,68 GWh, investitora MET Consulting d.o.o. Široki Brijeg priključuje se na 110 kV prenosnu mrežu po principu ulaz/izlaz na DV 110 kV Čitluk 2 – Ljubuški.

Prema izdatim Uslovima za priključak na prenosnu mrežu od 30.05.2023. godine priključenje FNE Zvizdan planirano je za kraj 2023. godine. Način priključenja FNE Zvizdan prikazan je na Slici 8.20.



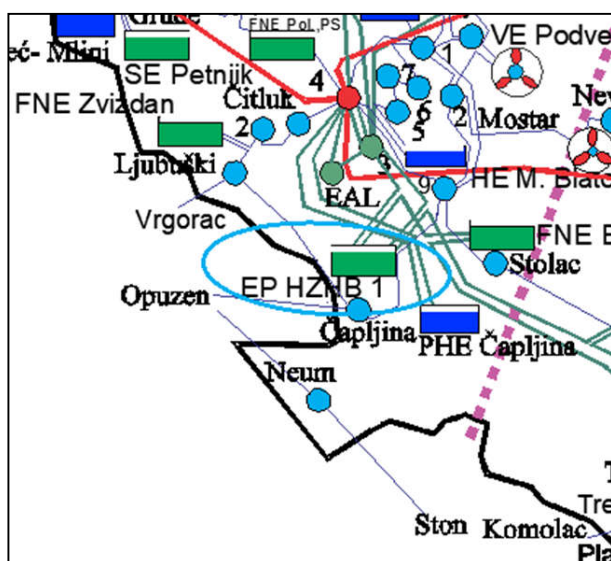
Slika 8.20. Priključenje FNE Zvizdan u EES BiH

#### 8.1.5.21. FNE EPHZHB 1

FNE EPHZHB 1, instalisane snage 150 MW, godišnje proizvodnje 257 GWh, investitora JP “Elektroprivreda Hrvatske Zajednice Herceg Bosne” d.d. Mostar priključuje se na 220 kV prenosnu mrežu po principu:

- ulaz-izlaz na DV 220 kV RP Mostar 3 – Trebinje (1) (nakon izgradnje FNE Stolac Solar 01 budući DV 220 kV RP Mostar 3 – Stolac Solar 01) i
- ulaz-izlaz na DV 220 kV RP Mostar 3 – Trebinje (2) (nakon izgradnje TS Hodovo budući DV 220 kV RP Mostar 3 – Hodovo).

Prema izdatim Uslovima za priključak na prenosnu mrežu od 21.07.2023. godine priključenje FNE EPHZHB 1 planirano je u 2025. godini. Način priključenja FNE EPHZHB 1 prikazan je na Slici 8.21.



Slika 8.21. Priključenje FNE EPHZHB 1 u EES BiH

#### 8.1.5.22. FNE Deling invest 1 (prva faza)

FNE Deling invest 1 (prva faza), instalisane snage 29,75 MW, godišnje proizvodnje 44,23 GWh, investitora Deling invest d.o.o. Tuzla priključuje se na 110 kV prenosnu mrežu po principu ulaz/izlaz na DV 110 kV Lukavac – TE Tuzla/2 (nakon izgradnje TS 110/x kV Lukavac 2 budući DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac 2).

Prema izdatim Uslovima za priključak na prenosnu mrežu od 17.01.2024. godine priključenje FNE Deling invest 1 (prva faza) planirano je u 2024. godini. Način priključenja FNE Deling invest 1 (prva faza) prikazan je na Slici 8.22.



Slika 8.22. FNE Deling invest 1 (prva faza)

#### 8.1.6. Novi 400 kV objekti i interkonektivni vodovi

Zbog vremena i finansijskih sredstava potrebnih za njihovu izgradnju novi 400 kV objekti unutar EES BiH i novi interkonektivni vodovi između BiH i susjednih zemalja su navedeni u posebnom poglavlju. Kada je u pitanju izgradnja novih interkonekcija 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.

U nastavku je dat pregled novih 400 kV vodova unutar EES BiH i novih interkonektivnih vodova između BiH i susjednih zemalja koji su planirani za izgradnju ili su u fazi razmatranja.

- **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. Nakon toga, izvršeno je deminiranje trase dalekovoda, izrađeni su urbanističko-tehnički uslovi i stručno mišljenje, te pribavljene saglasnosti javnih i komunalnih preduzeća i nadležnih institucija te izvršeno nulto mjerenje elektromagnetskog zračenja na trasi dalekovoda. Pribavljeni su Lokacijski uslovi za izgradnju DV 110 kV Srebrenica – Ljubovija i potpisan Ugovor za izgradnju ovog DV.

Prema trenutnom stanju završetak izgradnje ovog DV nije moguće očekivati prije 2026. godine. Način uklopanja DV 110 kV Srebrenica – Ljubovija prikazan je na slici 8.23.



Slika 8.23. Uklopanje 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[4]. 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[4] i L[5] 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.

Prema TYNDP 2022, Projektom 227. Transbalkanski koridor, uvrštena je izgradnja DV 400 kV Višegrad (BA) – Bajina Bašta (RS) u periodu do 2026. godine, dok izgradnja DV 400 kV Višegrad – RHE Bistrica – Pljevlja nije uvrštena (EMS je odustao od izgradnje RHE Bistrica,

HVDC kabl prema Italiji se gradi u dvije faze). Pri tome je u TYNDP 2022 u projekat 342. Centralni Balkanski koridor uvršteno podizanje postojećih DV 220 kV Požega – čvor Vardište na 2x400 kV, opremanje drugog sistema 400 kV DV Bajina Bašta – Višegrad od čvora Vardište do TS Višegrad. Međutim, EMS je za novi TYNDP 2024 uputio prijedlog da se, investicija „Podizanje postojećih DV 220 kV Požega – čvor Vardište na 2x400 kV, opremanje drugog sistema 400 kV DV Bajina Bašta – Višegrad od čvora Vardište do TS Višegrad“ prebaci iz projekta 342 „Centralni Balkanski koridor“ u projekat 227 „Transbalkanski koridor“. Investicija se prebacuje radi povezivanja drugog sistema 400 kV DV iz TS Višegrad sa novoplaniranom PHE Bistrica (i dalje prema TS Pljevlja), a predložena godina realizacije se pomjera sa 2034. godine na 2030. godinu kao što je prvobitno i bilo planirano.

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.

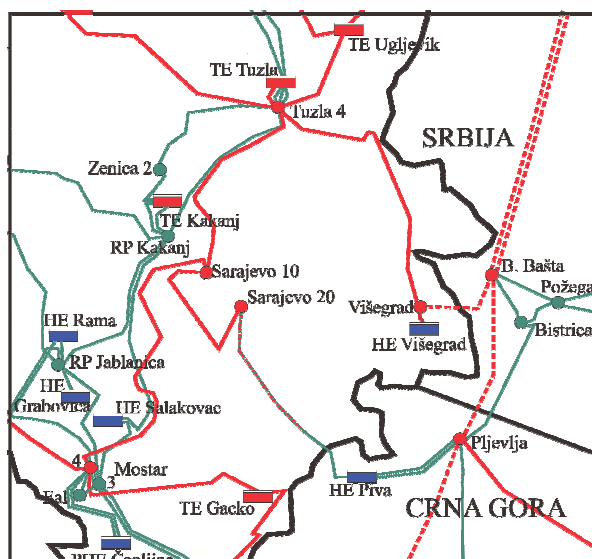
Takođe, izvršen je izbor trase DV 2x400 kV Višegrad – Bajina Bašta/Pljevlja (Zapisnik o izboru trase od 03.12.2019. godine), kojim je izvršena korekcija prethodno odabrane trase dalekovoda (Zapisnik o izboru trase od 03.06.2014. godine).

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.

Prilikom provođenja analiza provedenih u Planu uvrštena je samo izgradnja DV 400 kV Višegrad – Bajina Bašta u 2028. godini.

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 8.24.



Slika 8.24. 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 2022 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[6], 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[6]:

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 CO<sub>2</sub>).

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 je dat potrebni tehnički dizajn postojećih i novih transformatorskih stanica.

U okviru TYNDP 2022 izgradnja ovog dalekovoda vodi se pod brojem Projekta 343. CSE1 New – Interkonekcija DV 400 kV Banja Luka – Lika. Prema TYNDP 2022 očekivana godina puštanja u pogon DV 400 kV Banja Luka – Lika je 2033. godine. Međutim, u IPRP-u se navodi da je u toku izrade IPRP-a a HOPS je poslao obavještenje da se puštanje u pogon ovog DV planira za 2035. godinu.

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

#### • **Konceptualni projekti uvršteni u TYDP 2022**

U saradnji sa susjednim TSO (HOPS, EMS i CGES) NOSBiH je usaglasio prijedloge konceptualnih projekata, koje bi trebalo uzeti u obzir kod identifikacije potreba sistema u 2030/2040. godini. Konceptualni projekti u okviru TYNDP 2022 su:

- DV 400 kV Mostar 4 – Konjsko (HR),
- DV 400 kV Banja Luka 6 – Tumbri (HR),
- DV 400 kV TE Tuzla – Đakovo (HR),
- DV 400 kV DV Gradačac – Đakovo (HR) – u okviru projekta bi se izvršilo dizanje postojeće veze DV 220 kV TE Tuzla – Gradačac na 400 kV i prelazak TS Gradačac na 400 kV,
- DV 400 kV Ugljevik – Sremska Mitrovica 2 (RS),
- DV 400 kV Ugljevik – Valjevo 3 (RS),
- DV 400 kV Buk Bijela – Brezna (CG),
- DV 400 kV Gacko – Brezna (CG).

S obzirom na očekivani period puštanja u pogon ovih dalekovoda (prema TYNDP 2022 u periodu 2030/2040. 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.

Pored navedenih investicija u cilju pojačanja i razvoja mreže, kako bi se omogućila integracija velikog broja obnovljivih izvora energije, omogućio transfer energije kroz EES

BiH, ali i izbjegla moguća zagušenja u prenosnoj mreži EES BiH, Elektroprenos BiH razmatra izgradnju sljedećih objekata prenosne mreže:

- DV 400 kV Mostar 4 – Banja Luka 6, uz izgradnju dvije TS 400/110 kV na području Zapadne Hercegovine i Zapadne Bosne,
- Podizanje DV 220 kV Prijedor – Sisak (HR) i DV 220 kV Prijedor – Međurić (HR) na 400 kV uz uvođenje 400 kV napona u TS Prijedor 2 i njeno uklapanje na DV 400 kV Banja Luka – Lika (HR),
- Izgradnja TS 400/110/x kV Bihać i njeno uklapanje na DV 400 kV Banja Luka – Lika (HR).

U tabeli 8.5. dat je pregled svih novih 400 kV objekata unutar EES BiH i novih interkonektivnih vodova između BiH i susjednih zemalja koji su planirani za izgradnju ili su u fazi razmatranja. Cijene prikazane u tabeli su određene na osnovu cijena kojima trenutno raspolaže Elektroprenos BiH i date su samo za dionice unutar BiH.



Tabela 8.5. Novi 400 kV objekti i interkonektivni vodovi

Red. broj	Naziv objekta	Cijena mil. KM	Napomena
1.	DV 110 kV Srebrenica – Ljubovija	2,80	Dužina trase u BiH 8,4 km
2.	DV 400 kV Višegrad – Bajina Bašta*	19,20	Dužina trase u BiH 17,1 km. U cijenu su uključena i nova 400 kV polja u TS Višegrad.
3.	DV 400 kV Banja Luka – Lika	132,64	Dužina trase u BiH 127 km. U cijenu je uključeno novo 400 kV polje u TS Banja Luka 6.
4.	DV 400 kV Mostar 4 – Konjsko	45,17	Dužina trase u BiH 42 km. U cijenu je uključeno novo 400 kV polje u TS Mostar 4.
5.	DV 400 kV Banja Luka 6 – Tumbri	68,78	Dužina trase u BiH 65 km. U cijenu je uključeno novo 400 kV polje u TS Banja Luka 6.
6.	DV 400 kV TE Tuzla – Đakovo	66,95	Dužina trase u BiH 65 km.
7.	DV 400 kV DV Gradačac – Đakovo	17,41	Dužina trase u BiH 16,9 km.
8.	DV 400 kV Gradačac – TE Tuzla i prelazak TS Gradačac na 400 kV	77,03	Dužina trase u BiH 47,8 km.
9.	DV 400 kV Ugljevik – Sremska Mitrovica 2	42,62	Dužina trase u BiH 39,6 km. U cijenu je uključeno novo 400 kV polje u TS Ugljevik.
10.	DV 400 kV Ugljevik – Valjevo 3	24,08	Dužina trase u BiH 21,6 km. U cijenu je uključeno novo 400 kV polje u TS Ugljevik.
11.	DV 400 kV Buk Bijela – Brezna*	13,08	Dužina trase u BiH 12,7 km.
12.	DV 400 kV Gacko – Brezna*	20,37	Dužina trase u BiH 18 km. U cijenu je uključeno novo 400 kV polje u TS Gacko.
13.	DV 400 kV Mostar 4 – Banja Luka 6*, uz izgradnju dvije TS 400/110 kV na području Zapadne Hercegovine i Zapadne Bosne,	320,56**	Dužina trase u BiH 230 km. U cijenu su uključena i nova 400 kV polja u TS Banja Luka 6 i TS Mostar 4.
14.	DV 400 kV Prijedor – Sisak	42,04	Dužina trase u BiH 40,82 km.
15.	DV 400 kV Prijedor – Međurić	30,90	Dužina trase u BiH 30 km.
16.	Podizanje TS Prijedor 2 na 400 kV napon	37,19	
17.	Izgradnja TS 400/110/x kV Bihać i njeno uklapanje na DV 400 kV Banja Luka – Lika	40,00**	

\* Elektroprenos BiH zajedno sa NOSBiH, a u saradnji sa susjednim operatorima sistema, nominovao prema Sekretarijatu energetske zajednice u okviru PEI procesa (pored navedenih dalekovoda za PEI listu predložena je rekonstrukcija DV 220 kV Trebinje – Perućica (CG) uz ugradnju vodića veće prenosne moći).

\*\* U cijenu nisu uračunati troškovi izgradnje 110 kV dalekovoda kojima se TS 400/110 uklapa u 110 kV mrežu.

### 8.1.7. 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 8.6.

Tabela 8.6. 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	2024.
2.	TS 110/x kV Željuša	ulaz/izlaz na DV 110 kV HE Jablanica – Mostar 1	2025.
3.	TS 110/x kV Banja Luka 9	ulaz/izlaz na DV 110 kV Banja Luka 2 – Banja Luka 5	2026.
4.	TS 110/x kV Jahorina	ulaz/izlaz na DV 110 kV Goražde 1 – Pale	2026.
5.	TS 110/x kV Živinice	ulaz/izlaz na DV 110 kV Đurđevik – Tuzla 4	2026.
6.	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	2027.
7.	TS 110/x kV Sarajevo 12	ulaz/izlaz na KB 110 kV Sarajevo 7 – Sarajevo 13	2027.
8.	TS 110/x kV Prnjavor 2	ulaz/izlaz na DV 110 kV Derventa – Prnjavor	2029.
9.	TS 110/x kV Široki Brijeg 2	ulaz/izlaz na DV 110 kV Grude – Široki Brijeg	2030.
10.	TS 110/x kV Kalesija	ulaz/izlaz na DV 110 kV Tuzla 5 – Zvornik	2030.
11.	TS 110/x kV Prijedor 6	ulaz/izlaz na DV 110 kV Banja Luka 6 – Prijedor 2 (Prijedor 1)	2031.
12.	TS 110/x kV Lukavac 2	ulaz/izlaz na DV 110 kV Lukavac – TE Tuzla (2)	2032.
13.	TS 110/x kV Tušanj	izgradnja DV 110 kV HAK – Tušanj i KB 110 kV Tuzla 3 – Tušanj	2033.
14.	TS 110/x kV Doboj Istok	ulaz/izlaz na DV 110 kV Doboj 1 – Gračanica	2033.
15.	TS 110/x kV Kostajnica	ulaz/izlaz na DV 110 kV Banja Luka 6 – Novi Grad	2033.

## 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.

Analize tokova snaga i naponskih prilika u ovom Planu provedene su za presječne godine 2024., 2028. i 2033., za režime maksimalnog, ljetnog maksimalnog i minimalnog opterećenja sistema.

Za 2024. godinu provedene su dvije vrste analiza, za postojeće stanje i za planirano stanje 2024. godine. Analize za 2024. godinu - postojeće stanje su provedene za:

- trenutno stanje izgrađenosti prenosne mreže,
- prognozirano opterećenje za 2024. godinu u skladu sa IPRP 2024-2033,
- postojeće proizvodne objekte na prenosnoj mreži.

Takođe, analize za 2024. godinu, kao i za 2028. i 2033. godinu, provedene su za:

- perspektivno stanje izgrađenosti prenosne mreže u navedenoj godini,
- prognozirano opterećenje za datu presječnu godinu u skladu sa IPRP 2024-2033,
- planirane proizvodne objekte u datoj presječnoj godini, prema IPRP i poglavlju 8.1.5.

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.

Kada se razmotre rezultati analiza za postojeće stanje uzimajući u obzir način na koji su formirani modeli (EES BiH i susjednih sistema) za provođenje analiza uz punu konfiguraciju mreže, može se primijetiti da nisu registrovana određena preopterećenja koja se trenutno javljaju u EES BiH. Radi se o preopterećenjima na koja je NOSBiH ukazao dopisom broj: 04-1736-1/23 od 09.11.2023. godine, a koja su navedena u poglavlju 8. Stoga su u nastavku prvo prikazani rezultati satnih analiza za 2023. godinu koje su provedene na osnovu stvarnog stanja u EES BiH i susjednim sistemima.

## 9.1. Satne analize u toku 2023. godine

Satne analize u toku 2023. godine su provođene osnovu Day Ahead Congestion Forecast (DACF) procedure koja se provodi u danu koji prethodi danu za koji se vrše satne analize. Ulazne podatke za provođenje ovih analiza dostavlja NOSBiH, a provodi ih Regionalni koordinacioni centar sigurnosti iz Beograda. Rezultati analiza za stvarno uklopno stanje za svaki naredni dan daju preopterećenja koja se mogu javiti u EES BiH (analize se provode i za ostale elektroenergetske sisteme). NOSBiH je Elektroprenosu BiH dostavio rezultate ovih analiza za 2023. godinu, pri čemu su preopterećenja dobijena na stvarnom modelu poredana po frekvenciji njihovog pojavljivanja (broj zabilježenih preopterećenja u toku godinu dana) za slučaj ispada elementa prenosne mreže pri kojem se to preopterećenje najčešće javlja. U nastavku su data preopterećenja koja su se najčešće javljala u toku 2023. godine po frekvenciji njihovog pojavljivanja uz najveće zabilježeno preopterećenje:

1. DV 110 kV Sarajevo 7 – Sarajevo 14 prilikom ispada transformatora 400/110 kV, 300 MVA u TS Sarajevo 10 uz najveće zabilježeno preopterećenje od 156,07% In,
2. Transformator 400/220 kV, 400 MVA u TS Trebinje prilikom ispada DV 400 kV Gacko – Trebinje uz najveće zabilježeno preopterećenje od 168,55% In,
3. DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6 (1) prilikom ispada DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6 (2) uz najveće zabilježeno preopterećenje od 133,13% In,
4. DV 220 kV Trebinje – Perućica (CG) prilikom ispada DV 400 kV Trebinje – Lastva (CG) uz najveće zabilježeno preopterećenje od 156,27% In,
5. DV 110 kV Trebinje – Komolac (HR) prilikom ispada DV 220 kV Trebinje – Plat (HR) uz najveće zabilježeno preopterećenje od 128,38% In,
6. DV 110 kV Bileća – Vilusi (Nikšić) (CG) prilikom ispada DV 400 kV Trebinje – Lastva (CG) uz najveće zabilježeno preopterećenje od 144,5% In,
7. DV 220 kV Višegrad – Požega (SR) prilikom ispada DV 400 kV Tuzla – Višegrad uz najveće zabilježeno preopterećenje od 101,92% In,
8. DV 110 kV Trebinje – Herceg Novi (CG) prilikom ispada DV 400 kV Trebinje – Lastva (CG) uz najveće zabilježeno preopterećenje od 158,63% In,
9. Transformator 3 220/110 kV, 150 MVA u TS Mostar 4 prilikom ispada DV 400 kV Mostar 4 – Konjsko uz najveće zabilježeno preopterećenje od 104,49% In.

Navedena preopterećenja se javljaju i kod drugih ispada, ali je frekvencija njihovog pojavljivanja manja. Takođe, manja je i vrijednost preopterećenja.

Za određena uočena preopterećenja način rješavanja je predložen kroz ranije dugoročne planove razvoja prenosne mreže i već je uvršten u godišnje planove Elektroprenosa BiH. Za ove elemente prenosne mreže način rješavanja preopterećenja je:

1. Preopterećenje DV 110 kV Sarajevo 7 – Sarajevo 14 prilikom ispada transformatora 400/110 kV, 300 MVA u TS Sarajevo 10 se rješava puštanjem u pogon drugog transformatora 400/110 kV, 300 MVA u TS Sarajevo 10 ili izgradnjom DV 110 kV Sarajevo 13 – Sarajevo 20,
2. Preopterećenje DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6 (1) prilikom ispada DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6 (2) se rješava izgradnjom TS Banja Luka 10 i njenim uklapanjem u 110 kV mrežu,
3. Preopterećenje DV 220 kV Višegrad – Požega (SR) prilikom ispada DV 400 kV Tuzla – Višegrad puštanjem u pogon transformatora 400/110 kV, 300 MVA u TS Višegrad nakon njegove popravke koja je u toku,

4. Preopterećenje DV 110 kV Trebinje – Herceg Novi (CG) prilikom ispada DV 400 kV Trebinje – Lastva (CG) se rješava dispečerskim akcijama u EES BiH i EES Crne Gore.

Ostala zabilježena preopterećenja se rješavaju na način naveden u poglavlju 8 u skladu dopisom NOSBiH broj: 04-1736-1/23 od 09.11.2023. godine.

## 9.2. Analiza za 2024. godinu – postojeće stanje

Model EES BiH za 2024. godinu – postojeće stanje je formiran na osnovu:

- postojećeg stanja izgrađenosti prenosne mreže na početku 2024. godine,
- prognozirano opterećenja za 2024. godinu u skladu sa IPRP 2024-2033. (porast maksimalnog i minimalnog opterećenja sistema preuzet iz IPRP, porast ljetnog maksimalnog opterećenja pretpostavljen u istom iznosu kao za maksimalno opterećenje) sa faktorom snage u svakom od režima u skladu sa dopisom NOSBiH od 02.11.2023. godine,
- postojećih proizvodnih objekata na prenosnoj mreži (angažman proizvodnih objekata za pojedine režime opterećenja je u skladu sa angažmanom ostvarenim u 2022. godini, prema tabeli 1. iz dopisa NOSBiH – podaci za izradu Plana razvoja prenosne mreže 2024 – 2033 od 02.11.2023. godine). U odnosu na angažman proizvodnih objekata ostvaren u 2022. godini, u ovom modelu je dodatno angažovana i FNE Petnjik koja je ušla u pogon 2023. godine (angažman po pojedinim režimima je u skladu sa pretpostavljenim angažmanom FNE u skladu sa dopisom NOSBiH). FNE Petnjik nije angažovana u maksimalnom režimu s obzirom da se ne može očekivati da će biti u pogonu u večernjim satima.

Angažman proizvodnih jedinica za različite režime opterećenja u 2024. godini – postojeće stanje dat je u tabeli 9.1:

Tabela 9.1. Angažman proizvodnih jedinica u 2024. – postojeće stanje

Red. br.	Naziv proizvodnog objekta	Maksimum	Ljetni maksimum	Minimum
1.	HE Dubrovnik, G2	108	107	-
2.	HE Bočac	56	43	-
3.	HE Grabovica	103	-	-
4.	HE Jablanica	150	46	-
5.	HE Čapljina	152	-	-
6.	HE Jajce 1	60	20	-
7.	HE Jajce 2	13	7	-
8.	HE Mostarsko blato	63	-	-
9.	HE Peć Mlini	15	-	-
10.	HE Rama	158	114	-
11.	HE Mostar	22	12	12
12.	HE Dub	4	-	4
13.	HE Ustiprača	4	-	3
14.	HE Salakovac	173	-	-
15.	HE Trebinje	103	112	-
16.	HE Višegrad	190	100	-
17.	TE Gacko	186	-	201
18.	TE Kakanj, G5	-	-	78
19.	TE Kakanj, G6	94	91	-
20.	TE Kakanj, G7	200	200	170

21.	TE TO Zenica	-	-	-
22.	TE Stanari	274	261	269
23.	TE Tuzla, G3	-	-	-
24.	TE Tuzla, G4	-	-	173
25.	TE Tuzla, G5	160	150	-
26.	TE Tuzla, G6	160	150	-
27.	TE Ugljevik	208	213	206
28.	VE Jelovača	33	1	31
29.	VE Mesihovina	44	-	50
30.	VE Podveležje	6	-	40
31.	FNE Petnjik	-	29	6
	UKUPNO:	2739	1656	1252

Modeli susjednih sistema dostavljeni su mailom NOSBiH od 18.09.2023. godine i korigovani su u skladu sa navedenim u poglavlju 8.

### 9.2.1. Analiza za režim maksimalnog opterećenja sistema

Bilans snaga na prenosnoj mreži za analizirani režim dat je u tabeli 9.2:

Tabela 9.2. Bilans snaga na prenosnoj mreži za režim maksimalnog opterećenja u 2024. godini – postojeće stanje

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E													
DPRPM 2024-2033													
MAX. REZIM 2024. GODINA - POSTOJECE STANJE													
FROM -----AT AREA BUSES-----													
TO													
TO BUS													
SHUNT													
TO LINE													
SHUNT													
CHARGING													
FROM													
TO													
LOSSES													
TO TIE													
TO TIES													
LINES + LOADS													
DESIRED													
NET INT													
IN MW/MVAR													
X-- AREA --X													
13	2739.0	0.0	0.0	1931.0	0.0	0.0	9.3	0.0	40.9	757.8	757.8	0.0	
BA	245.5	0.0	0.0	398.1	0.0	0.0	95.4	986.3	467.5	270.8	270.8		
COLUMN	2739.0	0.0	0.0	1931.0	0.0	0.0	9.3	0.0	40.9	757.8	757.8	0.0	
TOTALS	245.5	0.0	0.0	398.1	0.0	0.0	95.4	-986.3	467.5	270.8	270.8		

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. Naponi u čvorištima prenosne mreže iznad dozvoljenih vrijednosti definisanih MK su prikazani u tabelama 9.3. i 9.4.

Tabela 9.3. Čvorišta 400 kV u kojima su naponi iznad dozvoljene vrijednosti

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E															
DPRPM 2024-2033															
MAX. REZIM 2024. GODINA - POSTOJECE STANJE															
BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:															
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
130100		WBLUK61		400.00	13	1.0737	429.48	130105		WHVSGR1		400.00	13	1.0779	431.15
130110		WSAR201		400.00	13	1.0942	437.69	130115		WTGACK1		400.00	13	1.1067	442.67
130120		WTREBI1		400.00	13	1.1056	442.24	130125		WRPSTAN1		400.00	13	1.0801	432.02
130130		WTUGLJ1		400.00	13	1.0816	432.64	130135		WVISEG1		400.00	13	1.0779	431.18
133105		WSAR101		400.00	13	1.0942	437.68	133115		WTTUZZL1		400.00	13	1.0825	432.99
133120		WTUZZL41		400.00	13	1.0825	432.98	137100		WMOST41		400.00	13	1.1020	440.79

Tabela 9.4. Čvorišta 220 kV u kojima su naponi iznad dozvoljene vrijednosti

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E															
DPRPM 2024-2033															
MAX. REZIM 2024. GODINA - POSTOJECE STANJE															
BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.1140:															
BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)								BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)							
130200		WHTREB2		220.00	13	1.1361	249.94	133220		WRPJAB2		220.00	13	1.1356	249.82
130215		WTREBI2		220.00	13	1.1310	248.83	133230		WTKAK52		220.00	13	1.1163	245.60
130220		WVISEG2		220.00	13	1.1180	245.97	133240		WTTUZZL2		220.00	13	1.1176	245.88
133210		WHGRAB2		220.00	13	1.1379	250.33	133250		WTUZZL42		220.00	13	1.1193	246.24
133215		WHSALA2		220.00	13	1.1363	249.98	137210		WHRAMA2		220.00	13	1.1379	250.34
133225		WRPKAK2		220.00	13	1.1183	246.03	133235		WTKAKA25		220.00	13	1.1162	245.56

133245 WTTU2L62	220.00	13	1.1209	246.61	137200 WEALMO2	220.00	13	1.1280	248.16
137205 WHCAPL2	220.00	13	1.1378	250.33	137220 WMOST32	220.00	13	1.1280	248.16
137225 WMOST42	220.00	13	1.1271	247.96					

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

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

Preopterećeni element prenosne mreže	Ispad elementa prenosne mreže	Iznos preopter. (%In)
DV 110 kV B. Luka 1 – B. Luka 6 (1)	DV 110 kV B. Luka 1 – B. Luka 6 (2)	106,6
DV 110 kV Sarajevo 7 – Sarajevo 14	TR 400/110 kV, 300 MVA u TS Sarajevo 10	117,1

Uočena preopterećenja rješavaju se na sljedeći način:

- Preopterećenje DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6 (1) rješava se planiranom izgradnjom TS 110/x kV Banja Luka 10 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.
- Preopterećenje DV 110 kV Sarajevo 7 – Sarajevo 14 rješava se rekonstrukcijom i puštanjem u pogon DV 110 Sarajevo 13 – Sarajevo 20 koja je predviđena da se realizuje do kraja 2024. godine.

Provedena analiza tokova snaga i naponskih prilika za (n-1) kriterij sigurnosti pokazala je da nema elemenata prenosne mreže opterećenih između 90% i 100% vrijednosti dozvoljenog strujnog opterećenja.

Naponske prilike za slučaj (n-1) kriterija sigurnosti su iste kao i u stacionarnom stanju.

## 9.2.2. Analiza za režim ljetnog maksimalnog opterećenja sistema

Bilans snaga na prenosnoj mreži za analizirani režim dat je u tabeli 9.6:

Tabela 9.6. Bilans snaga na prenosnoj mreži za režim ljetnog maksimalnog opterećenja u 2024. godini – postojeće stanje

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E												
DPRPM 2024-2023												
LJETNI MAX. 2024. GODINE- POSTOJECE STANJE												
FROM -----AT AREA BUSES-----												
TO												
TO BUS GNE BUS												
SHUNT DEVICES												
TO LINE												
SHUNT CHARGING												
FROM												
TO LOSSES												
-NET INTERCHANGE-												
TO TIE TO TIES DESIRED												
LINES + LOADS NET INT												
X-- AREA --X	GENE- FROM IND TO IND TO	RATION GENERATN	MOTORS	LOAD	TO BUS SHUNT	GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
13	1656.0	0.0	0.0	1435.3	0.0	0.0	9.4	0.0	24.6	186.7	186.7	0.0
BA	116.0	0.0	0.0	401.9	0.0	0.0	96.1	993.7	290.7	320.9	320.9	
COLUMN	1656.0	0.0	0.0	1435.3	0.0	0.0	9.4	0.0	24.6	186.7	186.7	0.0
TOTALS	116.0	0.0	0.0	401.9	0.0	0.0	96.1	993.7	290.7	320.9	320.9	

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. Naponi u čvorištima prenosne mreže iznad dozvoljenih vrijednosti definisanih MK su prikazani u tabelama 9.7. i 9.8.

Tabela 9.7. Čvorišta 400 kV u kojima su naponi iznad dozvoljene vrijednosti

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E												
DPRPM 2024-2033												
LJETNI MAX. 2024. GODINE- POSTOJECE STANJE												
BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:												
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV
130100		WBLUK61		400.00	13	1.0812	432.48	130105		WHVSGR1		400.00
130110		WSAR201		400.00	13	1.0985	439.40	130115		WTGACK1		400.00
130120		WTREBI1		400.00	13	1.1050	441.99	130125		WRPSTAN1		400.00
130130		WTUGLJ1		400.00	13	1.0876	435.06	130135		WVISEG1		400.00
133105		WSAR101		400.00	13	1.0985	439.40	133115		WTTUZZL1		400.00
133120		WTTUZZL1		400.00	13	1.0902	436.06	137100		WMOST41		400.00
												13 1.1024 440.94

Tabela 9.8. Čvorišta 220 kV u kojima su naponi iznad dozvoljene vrijednosti

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E												
LJETNI MAX. 2024. GODINE- POSTOJECE STANJE												
BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.1140:												
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV
130200		WHTREB2		220.00	13	1.1368	250.09	130215		WTREBI2		220.00
133210		WHGRAB2		220.00	13	1.1325	249.15	133215		WHSALA2		220.00
133220		WRPJAB2		220.00	13	1.1324	249.14	133225		WRPKAK2		220.00
133230		WTKAK52		220.00	13	1.1239	247.25	133235		WTKAKA25		220.00
133240		WTTUZZL2		220.00	13	1.1248	247.45	133245		WTTUZZL62		220.00
133250		WTTUZZL42		220.00	13	1.1264	247.82	133255		WZENI22		220.00
137200		WEALMO2		220.00	13	1.1243	247.35	137205		WHCAPL2		220.00
137210		WHRAMA2		220.00	13	1.1349	249.67	137220		WMOST32		220.00
137225		WMOST42		220.00	13	1.1236	247.19					

Rezultati analize tokova snaga i naponskih prilika za (n-1) kriterij sigurnosti pokazali su da za analizirani režim nema preopterećenih elemenata prenosne mreže.

Provedena analiza tokova snaga i naponskih prilika za (n-1) kriterij sigurnosti pokazala je da nema elemenata prenosne mreže opterećenih između 90% i 100% vrijednosti dozvoljenog strujnog opterećenja.

Naponske prilike za slučaj (n-1) kriterija sigurnosti su iste kao i u stacionarnom stanju.

### 9.2.3. Analiza za režim minimalnog opterećenja sistema

Bilans snaga na prenosnoj mreži za analizirani režim dat je u tabeli 9.9.:

Tabela 9.9. Bilans snaga na prenosnoj mreži za režim minimalnog opterećenja u 2024. godini – postojeće stanje

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E												
DPRPM 2024-2033												
MIN.REZIM 2024. GODINA - POSTOJECE STANJE												
FROM -----AT AREA BUSES-----												
X--	AREA	--X	GENE- RATION	FROM IND	TO IND	TO LOAD	TO BUS SHUNT	GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE-
												TO TIE LINES
13			1252.0	0.0	0.0	702.9	0.0	0.0	9.7	0.0	18.1	521.3
BA			17.5	0.0	0.0	236.1	0.0	0.0	98.8	1027.0	205.1	504.6
COLUMN			1252.0	0.0	0.0	702.9	0.0	0.0	9.7	0.0	18.1	521.3
TOTALS			17.5	0.0	0.0	236.1	0.0	0.0	98.8	1027.0	205.1	504.6

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. Naponi u čvorištima prenosne mreže iznad granica definisanih MK su prikazani u tabelama 9.10. i 9.11.



**Tabela 9.10. Čvorišta 400 kV u kojima su naponi iznad dozvoljene vrijednosti**

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E											
DPRPM 2024-2033											
MIN.REZIM 2024. GODINA - POSTOJECE STANJE											
BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:											
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)	BUS#	X--	NAME	--X
130100		WBLUK61		400.00	13	1.1089	443.56	130105		WHVSGR1	
130110		WSAR201		400.00	13	1.1243	449.71	130115		WTGACK1	
130120		WTREBI1		400.00	13	1.1228	449.11	130125		WRPSTAN1	
130130		WTUGLJ1		400.00	13	1.1092	443.68	130135		WVISEG1	
133105		WSAR101		400.00	13	1.1252	450.09	133120		WTUZZL41	
137100		WMOST41		400.00	13	1.1272	450.89				

**Tabela 9.11. Čvorišta 220 kV u kojima su naponi iznad dozvoljene vrijednosti**

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E											
DPRPM 2024-2033											
MIN.REZIM 2024. GODINA - POSTOJECE STANJE											
BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.1140:											
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)	BUS#	X--	NAME	--X
130200		WHTREB2		220.00	13	1.1259	247.70	130205		WPRIJ22	
130210		WSAR202		220.00	13	1.1250	247.51	130215		WTREBI2	
133200		WBIHA12		220.00	13	1.1396	250.70	133205		WGRADA2	
133210		WHGRAB2		220.00	13	1.1420	251.25	133215		WHSALA2	
133220		WRPJAB2		220.00	13	1.1420	251.23	133225		WRPKAK2	
133230		WTKAK52		220.00	13	1.1596	255.10	133235		WTKAKA25	
133240		WTTUZZL2		220.00	13	1.1334	249.35	133245		WTTUZZL62	
133250		WTUZZL42		220.00	13	1.1336	249.38	133255		WZENI22	
137200		WEALMO2		220.00	13	1.1295	248.50	137205		WHCAPL2	
137210		WHRAMA2		220.00	13	1.1421	251.26	137215		WJAJC22	
137220		WMOST32		220.00	13	1.1295	248.50	137225		WMOST42	

Rezultati analize tokova snaga i naponskih prilika za (n-1) kriterij sigurnosti takođe su pokazali da za analizirani režim nema preopterećenih elemenata prenosne mreže niti elemenata opterećenih iznad 90% vrijednosti dozvoljenog strujnog opterećenja.

Naponske prilike za slučaj (n-1) kriterija sigurnosti su iste kao i u stacionarnom stanju.

### 9.3. Analiza za 2024. godinu

Model EESBiH za 2024. godinu je formiran na osnovu:

- perspektivnog stanja izgrađenosti prenosne mreže na kraju 2024. godine (prema tabeli 13.2. Investicije po pojedinačnim projektima i dinamika izgradnje/proširenja/rekonstrukcije/sanacije),
- prognozirano opterećenja za 2024. godinu u skladu sa IPRP 2024-2033. (porast maksimalnog i minimalnog opterećenja sistema preuzet iz IPRP, porast ljetnog maksimalnog opterećenja pretpostavljen u istom iznosu kao za maksimalno opterećenje) sa faktorom snage u svakom od režima u skladu sa dopisom NOSBiH od 02.11.2023. godine,
- postojećih proizvodnih objekata na prenosnoj mreži (angažman proizvodnih objekata za pojedine režime opterećenja je u skladu sa angažmanom ostvarenim u 2022. godini, prema tabeli 1. iz dopisa NOSBiH – podaci za izradu Plana razvoja prenosne mreže 2024 – 2033. od 02.11.2023. godine). U odnosu na angažman proizvodnih objekata ostvaren u 2022. godini, u ovom modelu je dodatno angažovana i FNE Petnjik koja je ušla u pogon 2023. godine (angažman po pojedinim režimima je u skladu sa pretpostavljenim angažmanom FNE u skladu sa dopisom NOSBiH). Također, angažovane su i FNE Zvizdan i FNE Deling invest 1 (prva faza) čije je puštanje u pogon izvršeno u toku 2024. godine ili se očekuje da će biti u toku 2024. godine (angažman po pojedinim režimima je u skladu sa pretpostavljenim angažmanom FNE u skladu sa dopisom NOSBiH).
- novih proizvodnih objekata u skladu sa Ugovorom o priključku, Uslova za priključak na prenosnu mrežu (zaključno sa 31.12.2023. godine) i IPRP 2024-2033. za koje je predviđen ulazak u pogon do kraja 2024. godine. Angažman vjetroelektrana i solarnih elektrana u pojedinim režimima izvršen je u skladu sa dopisom NOSBiH od 02.11.2023. godine. U

režimu maksimalnog opterećenja solarne elektrane nisu angažovane jer se ne može očekivati da će biti u pogonu u večernjim satima.

Angažman proizvodnih jedinica za različite režime opterećenja u 2024. godini dat je u tabeli 9.12.

Tabela 9.12. Angažman proizvodnih jedinica za različite režime opterećenja u 2024. godini

Red. br.	Naziv proizvodnog objekta	Maksimum	Ljetni maksimum	Minimum
1.	HE Dubrovnik, G2	108	107	-
2.	HE Bočac	56	43	-
3.	HE Grabovica	103	-	-
4.	HE Jablanica	150	46	-
5.	HE Jajce 1	60	20	-
6.	HE Jajce 2	13	7	9
7.	HE Mostarsko blato	63	-	-
8.	HE Peć Mlini	15	-	-
9.	HE Mostar	22	12	12
10.	HE Rama	158	114	-
11.	HE Dub	4	-	4
12.	HE Ustiprača	4	-	3
13.	HE Salakovac	173	57	-
14.	HE Trebinje	103	112	-
15.	HE Ulog	20	10	20
16.	HE Višegrad	190	100	-
17.	TE Gacko	186	-	201
18.	TE Kakanj, G5	-	-	78
19.	TE Kakanj, G6	94	91	-
20.	TE Kakanj, G7	200	200	170
21.	TE Stanari	274	261	269
22.	TE Tuzla, G4	-	-	173
23.	TE Tuzla, G5	160	150	-
24.	TE Tuzla, G6	160	150	-
25.	TE Ugljevik	208	213	206
26.	VE Jelovača	33	1	31
27.	VE Mesihovina	44	-	50
28.	VE Podveležje	6	-	40
29.	VE Grebak	59	46	66
30.	VE Iovik	75	58	84
31.	FNE Petnjik	-	29	6
32.	FNE Eco Wat	-	92	18
33.	FNE Plavo sunce	-	40	8
34.	FNE Polog	-	7	2
35.	SE Bileća	-	55	11
36.	FNE Zvizdan	-	28	6
37.	FNE Deling invest 1 (I faza)	-	29.75	6
38.	TS Tomislavgrad, injektiranje u prenosnu mrežu	-	8	8



Tabela 9.15. Čvorišta 220 kV u kojima su naponi iznad dozvoljene vrijednosti

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E												
DPRPM 2024-2033												
MAX. REZIM 2024. GODINA												
BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.1140:												
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV
130200		WHTREB2		220.00	13	1.1218	246.81	130215		WTREBT2		220.00
130220		WVISEG2		220.00	13	1.1165	245.62	133210		WHGRAB2		220.00
133215		WHSALA2		220.00	13	1.1335	249.37	133220		WRPJAB2		220.00
133225		WRPKAK2		220.00	13	1.1179	245.95	133230		WTKAK52		220.00
133235		WTKAKA25		220.00	13	1.1159	245.49	133240		WTTUZZL2		220.00
133245		WTTUZZL62		220.00	13	1.1208	246.58	133250		WTTUZZL42		220.00
137200		WEALMO2		220.00	13	1.1232	247.11	137205		WHCAPL2		220.00
137210		WHRAMA2		220.00	13	1.1363	250.00	137220		WMOST32		220.00
137225		WMOST42		220.00	13	1.1224	246.92	139921		WHODOVO		220.00
												220.00
												13 1.1235 247.16

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

Tabela 9.16. (n-1) kriterij sigurnosti – elementi prenosne mreže opterećeni preko 100% vrijednosti dozvoljenog opterećenja

Preopterećeni element prenosne mreže	Ispad elementa prenosne mreže	Iznos preopter. (%In)
DV 110 kV B. Luka 1 – B. Luka 6 (1)	DV 110 kV B. Luka 1 – B. Luka 6 (2)	110

Uočeno preopterećenje rješava se na sljedeći način:

- Preopterećenje DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6 (1) rješava se planiranom izgradnjom TS 110/x kV Banja Luka 10 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.

Rezultati analize tokova snaga i naponskih prilika za (n-1) kriterij sigurnosti su pokazali da za analizirani režim nema elemenata opterećenih iznad 90% vrijednosti dozvoljenog strujnog opterećenja.

Naponske prilike za slučaj (n-1) kriterija sigurnosti su iste kao i u stacionarnom stanju.

### 9.3.2. Analiza za režim ljetnog maksimalnog opterećenja sistema

Bilans snaga na prenosnoj mreži za analizirani režim dat je u tabeli 9.17.

Tabela 9.17. Bilans snaga na prenosnoj mreži za režim ljetnog maksimalnog opterećenja u 2024. godini

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E												
DPRPM 2024-2033												
LJETNI MAX. 2024 GODINA												
AREA TOTALS IN MW/MVAR												
FROM -----AT AREA BUSES-----												
TO IND TO IND TO IND TO IND TO IND TO IND TO IND TO IND TO IND TO IND TO IND TO IND												
X--	AREA	--X	RATION	GENERATN	MOTORS	LOAD	TO BUS SHUNT	GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE-
												TO TIE TO TIES DESIRED
												TO TIE TO TIES DESIRED
13			2125.8	0.0	0.0	1435.3	0.0	0.0	9.9	0.0	27.8	652.7 652.7 0.0
BA			3.0	0.0	0.0	395.9	0.0	0.0	99.5	1000.6	326.8	181.3 181.3
COLUMN			2125.8	0.0	0.0	1435.3	0.0	0.0	9.9	0.0	27.8	652.7 652.7 0.0
TOTALS			3.0	0.0	0.0	395.9	0.0	0.0	99.5	1000.6	326.8	181.3 181.3

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. Naponi u čvorištima prenosne mreže iznad granica definisanih MK su prikazani u tabelama 9.18. i 9.19.

**Tabela 9.18. Čvorišta 400 kV u kojima su naponi iznad dozvoljene vrijednosti**

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E												
DPRPM 2024-2033												
LJETNI MAX. 2024 GODINA												
BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:												
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV
130100		WBLUK61		400.00	13	1.0812	432.49	130105		WHVSGR1		400.00
130110		WSAR201		400.00	13	1.1040	441.59	130115		WTGACK1		400.00
130120		WTREBI1		400.00	13	1.1041	441.63	130125		WRPSTAN1		400.00
130130		WTUGLJ1		400.00	13	1.0880	435.20	130135		WVISEG1		400.00
133105		WSAR101		400.00	13	1.1039	441.55	133120		WTUZZL41		400.00
137100		WMOST41		400.00	13	1.1127	445.08					

**Tabela 9.19. Čvorišta 220 kV u kojima su naponi iznad dozvoljene vrijednosti**

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E												
DPRPM 2024-2033												
LJETNI MAX. 2024 GODINA												
BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.1140:												
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV
130200		WHTREB2		220.00	13	1.1464	252.22	130215		WTREBI2		220.00
130220		WVISEG2		220.00	13	1.1218	246.80	133210		WHGRAB2		220.00
133215		WHSALA2		220.00	13	1.1390	250.58	133220		WRPJAB2		220.00
133225		WRPKAK2		220.00	13	1.1283	248.22	133230		WTKAK52		220.00
133235		WTKAKA25		220.00	13	1.1263	247.78	133240		WTTUZZL2		220.00
133245		WTTUZZL62		220.00	13	1.1273	248.00	133250		WTTUZZL42		220.00
133255		WZENI22		220.00	13	1.1200	246.41	137200		WEALMO2		220.00
137205		WHCAPL2		220.00	13	1.1367	250.08	137210		WHRAMA2		220.00
137215		WJAJC22		220.00	13	1.1164	245.61	137220		WMOST32		220.00
137225		WMOST42		220.00	13	1.1360	249.91	139921		WHODOVO		220.00

Rezultati analize tokova snaga i naponskih prilika za (n-1) kriterij sigurnosti pokazali su da za analizirani režim nema preopterećenih elemenata prenosne mreže niti elemenata opterećenih iznad 90% vrijednosti dozvoljenog strujnog opterećenja.

Naponske prilike za slučaj (n-1) kriterija sigurnosti su iste kao i u stacionarnom stanju.

### 9.3.3. Analiza za režim minimalnog opterećenja sistema

Bilans snaga na prenosnoj mreži za analizirani režim dat je u tabeli 9.22.

**Tabela 9.22. Bilans snaga na prenosnoj mreži za režim minimalnog opterećenja u 2024. godini**

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E												
DPRPM 2024-2033												
MINIMALNI REZIM 2024. GODINA												
AREA TOTALS IN MW/MVAR												
FROM -----AT AREA BUSES-----												
TO BUS GNE BUS TO LINE FROM TO -NET INTERCHANGE-												
X--	AREA	--X	GENERATN	TO IND	TO IND	TO IND	TO IND	TO IND	TO IND	TO IND	TO IND	TO IND
13			1520.0	0.0	0.0	702.9	0.0	0.0	10.2	0.0	24.3	782.5
BA			-175.2	0.0	0.0	236.1	0.0	0.0	102.3	1028.5	239.0	275.9
COLUMN			1520.0	0.0	0.0	702.9	0.0	0.0	10.2	0.0	24.3	782.5
TOTALS			-175.2	0.0	0.0	236.1	0.0	0.0	102.3	1028.5	239.0	275.9

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. Naponi u čvorištima prenosne mreže iznad granica definisanih MK su prikazani u tabelama 9.23, 9.24. i 9.25.

**Tabela 9.23. Čvorišta 400 kV u kojima su naponi iznad dozvoljene vrijednosti**

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E											
DPRPM 2024-2033											
MINIMALNI REZIM 2024. GODINA											
BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:											
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)	BUS#	X--	NAME	--X
130100		WBLUK61		400.00	13	1.1037	441.50	130105		WHVSGR1	
130110		WSAR201		400.00	13	1.1187	447.49	130115		WTGACK1	
130120		WTREBI1		400.00	13	1.1229	449.17	130125		WRPSTAN1	
130130		WTUGLJ1		400.00	13	1.1020	440.78	130135		WVISEG1	
133105		WSAR101		400.00	13	1.1189	447.57	133120		WTUZZL41	
137100		WMOST41		400.00	13	1.1249	449.98				

**Tabela 9.24. Čvorišta 220 kV u kojima su naponi iznad dozvoljene vrijednosti**

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E											
DPRPM 2024-2033											
MINIMALNI REZIM 2024. GODINA											
BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.1140:											
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)	BUS#	X--	NAME	--X
130200		WHTREB2		220.00	13	1.1291	248.41	130205		WPRIJ22	
130210		WSAR202		220.00	13	1.1209	246.60	130215		WTREBI2	
133200		WBIHA12		220.00	13	1.1331	249.28	133205		WGRADA2	
133210		WHGRAB2		220.00	13	1.1451	251.92	133215		WHSALA2	
133220		WRPJAB2		220.00	13	1.1450	251.90	133225		WRPKAK2	
133230		WTKAK52		220.00	13	1.1514	253.32	133235		WTKAKA25	
133240		WTTUZZL2		220.00	13	1.1486	252.68	133245		WTTUZZL62	
133250		WTUZZL42		220.00	13	1.1492	252.81	133255		WZENI22	
137200		WEALMO2		220.00	13	1.1429	251.44	137205		WHCAPL2	
137210		WHRAMA2		220.00	13	1.1451	251.93	137215		WJAJC22	
137220		WMOST32		220.00	13	1.1429	251.44	137225		WMOST42	
139921		WHODOVO		220.00	13	1.1410	251.02				

**Tabela 9.25. Čvorišta 110 kV u kojima su naponi iznad dozvoljene vrijednosti**

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E											
DPRPM 2024-2033											
MINIMALNI REZIM 2024. GODINA											
BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.1190:											
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)	BUS#	X--	NAME	--X
131000		WBBROD5		110.00	13	1.1242	123.66	138155		WORASJ5	

Rezultati analize tokova snaga i naponskih prilika za (n-1) kriterij sigurnosti također su pokazali da za analizirani režim nema preopterećenih elemenata prenosne mreže niti elemenata opterećenih iznad 90% vrijednosti dozvoljenog strujnog opterećenja.

Naponske prilike za slučaj (n-1) kriterija sigurnosti su iste kao i u stacionarnom stanju.

Na osnovu rezultata proračuna jasno je da postoji problem sa visokim naponima u EES BiH. Ovi problemi su prisutni i trenutno, a vrijeme trajanja visokih napona u određenim 400 kV čvorovima EES BiH je gotovo čitavu godinu. Problem sa visokim naponima su pokazale analize provedene za sva tri razmatrana režima i za trenutno stanje i za planirano stanje 2024. godine. Trenutne naponske prilike u EES BiH detaljno su analizirane u poglavlju 3.1.2. IPRP-a.

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 su implementirale projekat SINCRO.GRID kojim su ugrađeni uređaji 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 su u pogon pušteni: VSR prigušnica snage 100 MVar koja je priključena na 220 kV sabirnice u TS Mraclin, VSR prigušnica snage 200 MVar koja je priključena na 220 kV sabirnice u TS Melina i SVC uređaj snage 250 MVar induktivno i 70 MVar kapacitivno koji je priključen na 220 kV sabirnice u TS Konjsko. I pored ugradnje ovih kompenzacionih uređaja naponi u EES BiH su i dalje visoki.

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 Kosovo, 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 završena je 2021. godine.

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

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

S obzirom da nije realno da će sve države u regionu ugraditi kompenzacione uređaje istovremeno, da su naponi u trenutnom stanju porasli bez obzira što su u Hrvatskoj ugrađeni kompenzacioni uređaji koji su stalno u pogonu, a uzimajući u obzir činjenicu da je primljen veliki broj zahtjeva za priključak obnovljivih izvora energije koji nisu bili uzeti u razmatranje prilikom izrade Studije, Elektroprenos BiH je došao do zaključka 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 je analizirao varijantu koja nije bila obrađena Regionalnom studijom, a to je ugradnja četiri kompenzaciona postrojenja na četiri različite lokacije: Banja Luka 6 (250 MVar), Mostar 4 (250 MVar), Tuzla 4 (250 MVar) i Višegrad (250 MVar). S obzirom da će procedura nabavke trajati najmanje tri godine, uticaj ugradnje prigušnica nije razmatran u analizama za 2024. godinu. Provedene analize za 2028. i 2033. godinu su poklazzale da se naponi u svim čvorištima EES BiH, nakon ugradnje kompenzacionih uređaja na četiri navedene lokacije, mogu smanjiti na vrijednosti ispod onih koje su definisane MK.

Kako su za realizaciju ugradnje kompanzacionih uređaja potrebna značajna finansijska sredstva Elektroprenos BiH je za realizaciju ovog projekta, na osnovu provedenih analiza i definisanog preliminarog tehničkog rješenja, tražio kreditna sredstva od EBRD-a. U okviru procesa odobravanja kredita završena je ekonomska i tehnička procjena Projekta Ugradnja regulacijskih prigušnica (VSR) u prenosnoj mreži BiH od strane EBRD-a u postupku odobrenja kreditnog aranžmana. U okviru tehničke ocjene projekta vanjski konsultant, angažovan od strane EBRD, je sačinio Finalni izvještaj o tehničkoj analizi projekta koji je usvojen od strane EBRD-a i Elektroprenosa BiH. Pored toga, EBRD je dostavio prijedlog Okolišnog i društvenog akcionog plana koji je, nakon usaglašavanja između EBRD-a i Elektroprenosa BiH, usvojen. EBRD je na usaglašavanje dostavio uslove kreditnog aranžmana i uslove za dodjelu grant sredstava za tehničku pomoć u realizaciji projekta.

Nakon usvajanja odostavljenih uslova na nivou Kompanije biće stvoreni uslovi za potpisivanje Ugovora o kreditnom aranžmanu i Ugovora o dodjeli grant sredstava za tehničku pomoć u realizaciji projekta.

U Planu je završetak ugradnje regulacijskih prigušnica u TS Banja Luka 6, TS Mostar 4, TS Tuzla 4 i TS Višegrad u EES BiH planiran za 2028. godinu. Uticaj ugradnje regulacijskih prigušnica na napone u sva tri razmatrana režima u 2028. i 2033. godini analiziran je u okviru Plana.

#### 9.4. Analiza za 2028. godinu

Model EESBiH za 2028. godinu je formiran na osnovu:

- perspektivnog stanja izgrađenosti prenosne mreže na kraju 2028. godine (prema tabeli 13.2. Investicije po pojedinačnim projektima i dinamika izgradnje/proširenja/rekonstrukcije/sanacije),
- prognozirano opterećenje za 2028. godinu u skladu sa IPRP 2024-2033. (porast maksimalnog i minimalnog opterećenja sistema preuzet iz IPRP, porast ljetnog maksimalnog opterećenja pretpostavljen u istom iznosu kao za maksimalno opterećenje) sa faktorom snage u svakom od režima u skladu sa dopisom NOSBiH od 02.11.2023. godine,
- postojećih proizvodnih objekata na prenosnoj mreži (angažman proizvodnih objekata za pojedine režime opterećenja je u skladu sa angažmanom ostvarenim u 2022. godini, prema tabeli 1. iz dopisa NOSBiH – podaci za izradu Plana razvoja prenosne mreže 2024 – 2033 od 02.11.2023. godine). U odnosu na angažman proizvodnih objekata ostvaren u 2022. godini, u ovom modelu je dodatno angažovana i FNE Petnjik koja je ušla u pogon 2023. godine (angažman po pojedinim režimima je u skladu sa pretpostavljenim angažmanom FNE u skladu sa dopisom NOSBiH). Također, angažovane su i FNE Zvizdan i FNE Deling invest 1 (prva faza) čije je puštanje u pogon izvršeno u toku 2024. godine ili se očekuje da će biti u toku 2024. godine (angažman po pojedinim režimima je u skladu sa pretpostavljenim angažmanom FNE u skladu sa dopisom NOSBiH),
- novih proizvodnih objekata u skladu sa Ugovorom o priključku, Uslovima za priključak na prenosnu mrežu, IPRP i Registrom bilansiranih korisnika (koji izrađuje NOSBiH) zaključno sa 31.12.2023. godine, a za koje je predviđen ulazak u pogon do kraja 2028. godine. Angažman vjetroelektrana i solarnih elektrana u pojedinim režimima izvršen je u skladu sa dopisom NOSBiH od 02.11.2023. godine. U režimu maksimalnog opterećenja solarne elektrane nisu angažovane jer se ne može očekivati da će biti u pogonu u večernjim satima.

Angažman proizvodnih jedinica za različite režime opterećenja u 2028. godini dat je u sljedećoj tabeli.

Tabela 9.26. Angažman proizvodnih jedinica za različite režime opterećenja u 2028. godini

Red. br.	Naziv proizvodnog objekta	Maksimum	Ljetni maksimum	Minimum
1.	HE Dubrovnik, G2	108	107	-
2.	HE Bočac	56	43	-
3.	HE Dabar	80	40	-
4.	HE Grabovica	103	-	-
5.	HE Jablanica	150	46	-
6.	HE Jajce 1	60	20	-



7.	HE Jajce 2	13	7	9
8.	HE Janjići	5	5	5
9.	HE Mostarsko blato	63	-	-
10.	HE Peć Mlini	15	-	-
11.	HE Mostar	22	12	12
12.	HE Rama	158	114	-
13.	HE Dub	4	-	4
14.	HE Ustiprača	4	-	3
15.	HE Salakovac	173	57	-
16.	HE Trebinje	103	112	-
17.	HE Ulog	20	10	20
18.	HE Višegrad	190	100	-
19.	TE Gacko	186	-	201
20.	TE Kakanj, G6	94	91	78
21.	TE Kakanj, G7	200	200	170
22.	TE Stanari	274	261	269
23.	TE Tuzla, G4	160	150	173
24.	TE Tuzla, G6	160	150	-
25.	TE Ugljevik	208	213	206
26.	VE Podveležje	6	-	40
27.	VE Jelovača	33	1	31
28.	VE Mesihovina	44	-	50
29.	VE Grebak	59	46	66
30.	VE Iovik	75	58	84
31.	VE Baljci	43	33	48
32.	VE Ivan sedlo	22	17	25
33.	VE Tušnica	65	50	72,6
34.	VE Oštrc	26	20	29,8
35.	VE Široka Draga	112	87	125
36.	VE Slovinj	124	96	138
37.	VE Dževa	41	32	46
38.	FNE Petnjik	-	29	6
39.	FNE Eco Wat	-	92	18
40.	SE Trebinje 1	-	61	12
41.	SE Bileća	-	55	11
42.	FNE EPHZHB 1	-	150	30
43.	FNE Zvizdan	-	28	6
44.	FNE Deling invest 1 (I faza)	-	29,75	5,95
45.	FNE Plavo sunce	-	40	8
46.	FNE Polog	-	7	2
47.	FNE Astera	-	25	5
48.	TS Gacko, injektiranje u prenosnu mrežu	-	-	8
49.	TS Ljubuški, injektiranje u prenosnu mrežu	6,3	12,3	12,3
50.	TS Mostar 1, injektiranje u prenosnu mrežu	5,7	8	8
51.	TS Mostar 5, injektiranje u prenosnu mrežu	4	4	4

52.	TS Mostar 9, injektiranje u prenosnu mrežu	4,5	4,5	4,5
53.	TS Posušje, injektiranje u prenosnu mrežu	-	2	2
54.	TS Rama, injektiranje u prenosnu mrežu	6,7	8,2	8,2
55.	TS Tomislavgrad, injektiranje u prenosnu mrežu	4	8	8
	UKUPNO:	3290,20	2741,75	2064,35

Modeli susjednih sistema dostavljeni su mailom NOSBiH od 18.09.2023. godine i korigovani su u skladu sa navedenim u poglavlju 8.

#### 9.4.1. Analiza za režim maksimalnog opterećenja sistema

Bilans snaga na prenosnoj mreži za analizirani režim dat je u tabeli 9.27.

Tabela 9.27. Bilans snaga na prenosnoj mreži za režim maksimalnog opterećenja u 2028. godini bez ugrađenih prigušnica

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E													
DPRPM 2024-2033													
MAX REZIM 2028_GOD													
AREA TOTALS IN MW/MVAR													
FROM -----AT AREA BUSES-----													
TO BUS GNE BUS													
TO LINE FROM TO -NET INTERCHANGE-													
X-- AREA --X RATION GENERATN TO IND TO LOAD SHUNT DEVICES SHUNT CHARGING LOSSES TO TIE TO TIES DESIRED													
NET INT													
13		3290.2	0.0	0.0	2013.7	0.0	0.0	9.6	0.0	57.4	1209.4	1209.4	0.0
BA		-144.5	0.0	0.0	415.5	0.0	0.0	96.9	1040.9	571.0	-187.0	-187.0	
COLUMN		3290.2	0.0	0.0	2013.7	0.0	0.0	9.6	0.0	57.4	1209.4	1209.4	0.0
TOTALS		-144.5	0.0	0.0	415.5	0.0	0.0	96.9	1040.9	571.0	-187.0	-187.0	

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. Naponi u čvorištima prenosne mreže iznad granica definisanih MK su prikazani u tabelama 9.28. i 9.29.

Tabela 9.28. Čvorišta 400 kV u kojima su naponi iznad dozvoljene vrijednosti

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E																	
DPRPM 2024-2033																	
MAX REZIM 2028_GOD																	
BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:																	
BUS#		X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#		X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
130100			WBLUK61		400.00	13	1.0645	425.78	130105			WHVSGR1		400.00	13	1.0656	426.24
130110			WSAR201		400.00	13	1.0773	430.91	130115			WTGACK1		400.00	13	1.0767	430.69
130120			WTREB11		400.00	13	1.0690	427.61	130125			WRPSTAN1		400.00	13	1.0672	426.88
130130			WTUGLJ1		400.00	13	1.0753	430.11	130135			WVISEG1		400.00	13	1.0663	426.51
133105			WSAR101		400.00	13	1.0774	430.95	133120			WTUZZL41		400.00	13	1.0730	429.19
137100			WMOST41		400.00	13	1.0780	431.20									

Tabela 9.29. Čvorišta 220 kV u kojima su naponi iznad dozvoljene vrijednosti

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E															
DPRPM 2024-2033															
MAX REZIM 2028_GOD															
BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.1140:															

S obzirom da je ugradnja prigušnica u EES BiH planirana u 2028. godini u nastavku su prikazani rezultati analiza sa ugrađenim prigušnicama.

Tabela 9.30. Bilans snaga na prenosnoj mreži za režim maksimalnog opterećenja u 2028. godini sa ugrađenim prigušnicama

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E												
DPRPM 2024-2033												
MAX 2028. GODINA												
AREA TOTALS												
IN MW/MVAR												
-NET INTERCHANGE-												
TO TIE TO TIES DESIRED												
TO LINE + LOADS NET INT												
TO BUS GNE BUS TO LINE FROM TO												
SHUNT DEVICES SHUNT CHARGING LOSSES												
FROM IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												
TO IND TO IND TO IND TO IND												

Nakon uključanja prigušnica u TS Mostar, TS Tuzla 4, TS Višegrad i TS Banja Luka 6 naponi u 400 kV i 220 kV čvorištima su u granicama definisanim MK.

Rezultati analize tokova snaga i naponskih prilika za (n-1) kriterij sigurnosti su pokazali da za analizirani režim nema elemenata opterećenih iznad 100% vrijednosti dozvoljenog strujnog opterećenja.

Iznad 90% vrijednosti dozvoljenog strujnog opterećenja opterećeni su sljedeći elementi (ukoliko postoji više ispada pri kojima se neki element prenosne mreže preopterećava, u tabeli je naveden samo najgori slučaj tj. najveće preopterećenje):

Tabela 9.31. (n-1) kriterij sigurnosti – elementi prenosne mreže opterećeni između 90% i 100% vrijednosti dozvoljenog strujnog opterećenja

Opterećeni element prenosne mreže	Ispad elementa prenosne mreže	Iznos oper. (%In)
DV 110 kV VE Ivovik – Livno	DV 110 kV Grude – FNE Petnjik	94,8
	DV 110 kV Peć Mlini – FNE Petnjik	

Navedeno visoko opterećenje DV potrebno je pratiti u narednim presječnim godinama planskog perioda.

Naponske prilike za slučaj (n-1) kriterija sigurnosti su iste kao i u stacionarnom stanju.

#### 9.4.2. Analiza za režim ljetnog maksimalnog opterećenja sistema

Bilans snaga na prenosnoj mreži za analizirani režim dat je u tabeli 9.32.

Tabela 9.32. Bilans snaga na prenosnoj mreži za režim ljetnog maksimalnog opterećenja u 2028. godini bez ugrađenih prigušnica

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E												
DPRPM 2024-2033												
LJETNI MAKSIMALNI REZIM 2028 GOD												
AREA TOTALS												
IN MW/MVAR												
-NET INTERCHANGE-												
TO TIE TO TIES DESIRED												
LINES + LOADS NET INT												
FROM -----AT AREA BUSES-----												
TO												
GNE BUS												
TO LINE FROM												
SHUNT CHARGING												
LOSSES												
TO												
TO BUS												
SHUNT												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												
TO												
GNE BUS												
DEVICES												

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. Naponi u čvorištima prenosne mreže iznad granica definisanih MK su prikazani u tabelama 9.33. i 9.34.

Tabela 9.33. Čvorišta 400 kV u kojima su naponi iznad dozvoljene vrijednosti

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E															
DPRPM 2024-2033															
LJETNI MAKSIMALNI REZIM 2028. GODINA															
BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:															
BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)								BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)							
130100		WBLUK61		400.00	13	1.0694	427.76	130105		WHVSGR1		400.00	13	1.0760	430.38
130110		WSAR201		400.00	13	1.0828	433.11	130115		WTGACK1		400.00	13	1.0770	430.78
130120		WTREB11		400.00	13	1.0693	427.71	130125		WRPSTAN1		400.00	13	1.0720	428.81
130130		WTUGLJ1		400.00	13	1.0802	432.09	130135		WVISEG1		400.00	13	1.0761	430.45
133105		WSAR101		400.00	13	1.0826	433.03	133120		WTUZL41		400.00	13	1.0792	431.68
137100		WMOST41		400.00	13	1.0796	431.83								

Tabela 9.34. Čvorišta 220 kV u kojima su naponi iznad dozvoljene vrijednosti

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E															
DPRPM 2024-2033															
LJETNI MAKSIMALNI REZIM 2028_GOD															
BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.1140:															
BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)								BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)							
133240		WTTUZL2		220.00	13	1.1223	246.90	133245		WTTUZL62		220.00	13	1.1249	247.48
133250		WTUZL42		220.00	13	1.1225	246.94	133255		WZENI22		220.00	13	1.1144	245.17

S obzirom da je ugradnja prigušnica u EES BiH planirana u 2028. godini u nastavku su prikazani rezultati analiza sa ugrađenim prigušnicama.

Tabela 9.35. Bilans snaga na prenosnoj mreži za režim ljetnog maksimalnog opterećenja u 2028. godini sa ugrađenim prigušnicama

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E														THU, NOV 14 2024 13:55																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																															
DPRPM 2024-2033														AREA TOTALS																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																															
LJETNI MAKSIMALNI REZIM 2028. GODINA														IN MW/MVAR																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																															
FROM -----AT AREA BUSES-----														TO																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																															

Nakon uključenja prigušnica u TS Mostar, TS Tuzla 4, TS Višegrad i TS Banja Luka 6 naponi u 400 kV i 220 kV čvorištima su u granicama definisanim MK.

Rezultati analize tokova snaga i naponskih prilika za (n-1) kriterij sigurnosti pokazali su da nema preopterećenih elemenata prenosne mreže, kao ni elemenata opterećenih između 90% i 100% vrijednosti dozvoljenog opterećenja.

Naponske prilike za slučaj (n-1) kriterija sigurnosti su iste kao i u stacionarnom stanju.

#### 9.4.3. Analiza za režim minimalnog opterećenja sistema

Bilans snaga na prenosnoj mreži za analizirani režim dat je u tabeli 9.38.

Tabela 9.38. Bilans snaga na prenosnoj mreži za režim minimalnog opterećenja u 2028. godini bez ugrađenih prigušnica

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E										WED, NOV 13 2024 10:25				
DPRPM 2024-2033										AREA TOTALS				
MINIMALNI REZIM 2028_GOD										IN MW/MVAR				
FROM -----AT AREA BUSES-----														
		GENE-	FROM IND	TO IND	TO	TO BUS	GNE BUS	TO LINE	FROM	TO	-NET INTERCHANGE-			
X--	AREA --X	RATION	GENERATN	MOTORS	LOAD	SHUNT	DEVICES	SHUNT	CHARGING	LOSSES	TO TIE	TO TIES	DESIRED	
											LINES	+ LOADS	NET INT	
13		2064.3	0.0	0.0	754.6	0.0	0.0	10.1	0.0	42.0	1257.7	1257.7	0.0	
BA		-306.9	0.0	0.0	249.7	0.0	0.0	100.4	1056.2	362.3	36.9	36.9		
COLUMN		2064.3	0.0	0.0	754.6	0.0	0.0	10.1	0.0	42.0	1257.7	1257.7	0.0	
TOTALS		-306.9	0.0	0.0	249.7	0.0	0.0	100.4	1056.2	362.3	36.9	36.9		

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.

U slučaju da prigušnice nisu u pogonu, naponi u sljedećim čvorištima prenosne mreže su iznad granica definisanih MK:

Tabela 9.39. Čvorišta 400 kV u kojima su naponi iznad dozvoljene vrijednosti

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E																	
DPRPM 2024-2033																	
MINIMALNI REZIM 2028_GOD																	
BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:																	
BUS#		X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#		X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
130100			WBLUK61		400.00	13	1.0803	432.11	130105			WHVSGR1		400.00	13	1.0783	431.33
130110			WSAR201		400.00	13	1.0785	431.39	130115			WTGACK1		400.00	13	1.0684	427.37
130120			WTREB11		400.00	13	1.0656	426.26	130125			WRPSTAN1		400.00	13	1.0795	431.80
130130			WTUGLJ1		400.00	13	1.0811	432.44	130135			WVISEG1		400.00	13	1.0783	431.32
133105			WSAR101		400.00	13	1.0813	432.51	133120			WTUZZL41		400.00	13	1.0819	432.76
137100			WMOST41		400.00	13	1.0731	429.25									

Tabela 9.40. Čvorišta 220 kV u kojima su naponi iznad dozvoljene vrijednosti

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E																	
DPRPM 2024-2033																	
MINIMALNI REZIM 2028_GOD																	
BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.1140:																	
BUS#		X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#		X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
133205			WGRADA2		220.00	13	1.1144	245.16	133215			WHSALA2		220.00	13	1.1154	245.39
133225			WRPKAK2		220.00	13	1.1186	246.10	133230			WTKAK52		220.00	13	1.1200	246.39
133235			WTKAKA25		220.00	13	1.1168	245.71	133240			WTTUZZL2		220.00	13	1.1284	248.26
133245			WTTUZZL62		220.00	13	1.1280	248.16	133250			WTUZZL42		220.00	13	1.1280	248.16
133255			WZENI22		220.00	13	1.1232	247.10									

S obzirom da je ugradnja prigušnica u EES BiH planirana u 2028. godini u nastavku su prikazani rezultati analiza sa ugrađenim prigušnicama

Tabela 9.41. Bilans snaga na prenosnoj mreži za režim minimalnog opterećenja u 2028. godini sa ugrađenim prigušnicama

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E														
DPRPM 2024-2033														
MINIMALNI REZIM 2028. GODINA														
FROM -----AT AREA BUSES-----														
TO														
AREA TOTALS														
IN MW/MVAR														
-NET INTERCHANGE-														
X--	AREA	--X	RATION	FROM IND	TO IND	TO	TO BUS	GNE BUS	TO LINE	FROM	TO	TO TIE	TO TIES	DESIRED
			GENERATN	MOTORS	LOAD		SHUNT	DEVICES	SHUNT	CHARGING	LOSSES	LINES	+ LOADS	NET INT
13			2064.3	0.0	0.0	754.6	0.0	0.0	9.6	0.0	42.4	1257.8	1257.8	0.0
BA			141.7	0.0	0.0	249.7	858.3	0.0	95.3	1000.5	368.6	-429.7	-429.7	
COLUMN			2064.3	0.0	0.0	754.6	0.0	0.0	9.6	0.0	42.4	1257.8	1257.8	0.0
TOTALS			141.7	0.0	0.0	249.7	858.3	0.0	95.3	1000.5	368.6	-429.7	-429.7	

Nakon uključenja prigušnica u TS Mostar, TS Tuzla 4, TS Višegrad i TS Banja Luka 6 naponi u 400 kV i 220 kV čvorištima su u granicama definisanim MK.

Rezultati analize tokova snaga i naponskih prilika za (n-1) kriterij sigurnosti prikazani su u tabelama u nastavku. Ukoliko postoji više ispada pri kojima se neki element prenosne mreže preopterećava, u tabeli je naveden samo najgori slučaj tj. najveće preopterećenje.

Tabela 9.42. (n-1) kriterij sigurnosti – elementi prenosne mreže opterećeni preko 100% vrijednosti dozvoljenog opterećenja

Preopterećeni element prenosne mreže	Ispad elementa prenosne mreže	Iznos preopter. (%In)
DV 110 kV VE Iovik – Livno	DV 110 kV Grude – FNE Petnjik	104,5

Tabela 9.43. (n-1) kriterij sigurnosti – elementi prenosne mreže opterećeni između 90% i 100% vrijednosti dozvoljenog opterećenja

Preopterećeni element prenosne mreže	Ispad elementa prenosne mreže	Iznos preopter. (%In)
DV 110 kV Buško blato – Livno	DV 110 kV Grude – FNE Petnjik	99,7
DV 110 kV Grude – FNE Petnjik	DV 110 kV Livno – VE Iovik	90,6

Preopterećenje DV 110 kV VE Iovik – Livno, visoko opterećenje ovog DV u slučaju ispada nekoliko drugih dalekovoda, te visoko opterećenje DV 110 kV Buško blato – Livno (98,7% In) i DV 110 kV Grude – FNE Petnjik (90,5%In) posljedica su priključenja novih proizvodnih objekata (prvenstveno VE) na prenosnu mrežu na ovom području. Trajno rješenje preopterećenja DV 110 kV VE Iovik – Livno predstavlja njegova rekonstrukcija sa zamjenom vodiča novim ACCC vodičem koji ima veću prenosnu moć. Privremeno rješenje predstavlja ugradnja sistema DTR na DV 110 kV VE Iovik – Livno (predviđeno rješenje prema Uslovima za priključak VE Tušnica na prenosnu mrežu).

Rješenje preopterećenja dalekovoda ugradnjom sistema dinamičkog termičkog opterećenja dalekovoda (eng. Dynamic Thermal Rating – DTR) predviđeno je izdatim Izmjenama i dopunama Uslova za priključak FNE Astera na prenosnu mrežu i to na dalekovodima:

- DV 110 kV Grude – FNE Petnjik,
- DV 110 kV Gornji Brišnik (VE Mesihovina) – Tomislavgrad,

kao i izdatim Izmjenama i dopunama Uslova za priključak VE Tušnica na prenosnu mrežu na dalekovodima:

- DV 110 kV Bugojno – Kupres,
- DV 110 kV Kupres – VE Baljci,
- DV 110 kV VE Iovik – Livno,
- DV 110 kV Livno – Buško blato,
- DV 110 kV Rama – VE Jelovača,

te na

- DV 110 kV Bugojno – Donji Vakuf,
- DV 110 kV Donji Vakuf – Jajce 2,

do završetka njihove rekonstrukcije sa povećanjem prenosne moći.

Predloženo rješenje (DTR) još nije instalirano u BiH, ali se sigurno i uspješno koristi u mnogim zemljama Evrope već dugi niz godina, npr. u Sloveniji, Hrvatskoj, Italiji, Austriji, itd. Ova tehnologija omogućava bolji uvid u stvarne mogućnosti postojećih elemenata mreže, efikasnije se koristi postojeća oprema i omogućava priključenje novih korisnika mreže uz minimalni zahvat i trošak u mreži. Riječ je o ugradnji opreme kojom se dinamički (vremenski promjenjivo) određuje dozvoljeno maksimalno strujno opterećenje dalekovoda, ovisno o temperaturi okoline. Naime, nazivna opterećenja dalekovoda definisana su uz pretpostavku temperature okoline od 40°C tijekom cijele godine. Imajući na umu stvarne meteorološke prilike na nadmorskoj visini gdje su locirane VE, temperatura oko vodiča je najveći dio godine značajno ispod 40°C, pogotovo u razdobljima jakog vjetera (najčešće zimi), odnosno u periodima velike proizvodnje VE koja se upravo i podrazumijeva u pogonskim stanjima u kojima dolazi do preopterećenja dalekovoda. Na osnovu iskustava iz prakse ugradnjom navedene opreme prenosni kapacitet voda može se povećati na 120% nazivne vrijednosti tijekom >98% vremena, odnosno na 130% nazivne vrijednosti tijekom 80% vremena, a u određenim pogonskim uslovima i do 150% nazivne vrijednosti. Implementacija DTR sistema

na postojeći vod podrazumijeva ugradnju posebnih vremenskih stanica, bez potrebe za fizičkim zahvatima na stubovima i vodičima. Time se dobije kontinuirani uvid u realno, trenutno stanje opterećenja prenosnog voda te se omogućava veća prenosna moć i stabilnost prenosnog sistema.

Naponske prilike za slučaj (n-1) kriterija sigurnosti su iste kao i u stacionarnom stanju.

### 9.5. Analiza za 2033. godinu

Model EESBiH za 2033. godinu je formiran na osnovu:

- perspektivnog stanja izgrađenosti prenosne mreže na kraju 2033. godine (prema tabeli 13.2. Investicije po pojedinačnim projektima i dinamika izgradnje/proširenja/rekonstrukcije/ sanacije),
- prognozirano opterećenja za 2033. godinu u skladu sa IPRP 2024-2033. (porast maksimalnog i minimalnog opterećenja sistema preuzet iz IPRP, porast ljetnog maksimalnog opterećenja pretpostavljen u istom iznosu kao za maksimalno opterećenje) sa faktorom snage u svakom od režima u skladu sa dopisom NOSBiH od 02.11.2023. godine,
- postojećih proizvodnih objekata na prenosnoj mreži (angažman proizvodnih objekata za pojedine režime opterećenja je u skladu sa angažmanom ostvarenim u 2022. godini, prema tabeli 1. iz dopisa NOSBiH – podaci za izradu Plana razvoja prenosne mreže 2024 – 2033 od 02.11.2023. godine). U odnosu na angažman proizvodnih objekata ostvaren u 2022. godini, u ovom modelu je dodatno angažovana i FNE Petnjik koja je ušla u pogon 2023. godine (angažman po pojedinim režimima je u skladu sa pretpostavljenim angažmanom FNE u skladu sa dopisom NOSBiH). Također, angažovane su i FNE Zvizdan koja je puštena u pogon 2024. godine i FNE Deling invest 1 (prva faza) čije je puštanje u pogon se očekuje do kraja 2024. godine (angažman po pojedinim režimima je u skladu sa pretpostavljenim angažmanom FNE u skladu sa dopisom NOSBiH),
- novih proizvodnih objekata u skladu sa Ugovorom o priključku, Uslovima za priključak na prenosnu mrežu, IPRP i Registrom bilansiranih korisnika (koji izrađuje NOSBiH) zaključno sa 31.12.2023. godine, a za koje je predviđen ulazak u pogon do kraja 2033. godine. Angažman vjetroelektrana i solarnih elektrana u pojedinim režimima izvršen je u skladu sa dopisom NOSBiH od 02.11.2023. godine. U režimu maksimalnog opterećenja solarne elektrane nisu angažovane jer se ne može očekivati da će biti u pogonu u večernjim satima.

Angažman proizvodnih jedinica za različite režime opterećenja u 2033. godini dat je u sljedećoj tabeli:

Tabela 9.43. Angažman proizvodnih jedinica za različite režime opterećenja u 2033. godini

Red. br.	Naziv proizvodnog objekta	Maksimum	Ljetni maksimum	Minimum
1.	HE Dubrovnik, G2	108	107	-
2.	HE Bočac	56	43	-
3.	HE Dabar	80	40	-
4.	HE Grabovica	103	-	-
5.	HE Jablanica	150	46	-
6.	HE Jajce 1	60	20	-
7.	HE Jajce 2	13	7	9
8.	HE Janjići	5	5	5

9.	HE Mostarsko blato	63	-	-
10.	HE Peć Mlini	15	-	-
11.	HE Mostar	22	12	12
12.	HE Rama	158	114	-
13.	HE Dub	4	-	4
14.	HE Ustiprača	4	-	3
15.	HE Salakovac	173	57	-
16.	HE Trebinje	103	112	-
17.	HE Ulog	20	10	20
18.	HE Višegrad	190	100	-
19.	TE Gacko	186	-	201
20.	TE Kakanj, G6	94	91	78
21.	TE Kakanj, G7	200	200	170
22.	TE Stanari	274	261	269
23.	TE Tuzla, G4	160	150	173
24.	TE Tuzla, G6	160	150	-
25.	TE Ugljevik	208	213	206
26.	VE Podveležje	6	-	40
27.	VE Jelovača	33	1	31
28.	VE Mesihovina	44	-	50
29.	VE Grebak	59	46	66
30.	VE Iovik	75	58	84
31.	VE Baljci	43	33	48
32.	VE Ivan sedlo	22	17	25
33.	VE Tušnica	65	50	72,6
34.	VE Oštrc	26	20	29,8
35.	VE Široka Draga	112	87	125
36.	VE Slovinj	124	96	138
37.	VE Dževa	41	32	46
38.	FNE Petnjik	-	29	6
39.	FNE Eco Wat	-	92	18
40.	SE Trebinje 1	-	61	12
41.	SE Bileća	-	55	11
42.	FNE Deling invest (prva faza)	-	29,75	5,95
43.	FNE EPHZHB 1	-	150	30
44.	FNE Zvizdan	-	28	6
45.	FNE Plavo sunce	-	40	8
46.	FNE Polog	-	7	2
47.	FNE Astera	-	25	5
48.	TS Gacko, injektiranje u prenosnu mrežu	-	-	8
49.	TS Ljubuški, injektiranje u prenosnu mrežu	6,3	12,3	12,3
50.	TS Mostar 1, injektiranje u prenosnu mrežu	5,7	8	8
51.	TS Mostar 5, injektiranje u prenosnu mrežu	4,0	4	4
52.	TS Mostar 9, injektiranje u prenosnu mrežu	4,5	4,5	4,5



53.	TS Posušje, injektiranje u prenosnu mrežu	-	2	2
54.	TS Rama, injektiranje u prenosnu mrežu	6,7	8,2	8,2
55.	TS Tomislavgrad, injektiranje u prenosnu mrežu	4,0	8	8
	UKUPNO:	3290,20	2741,75	2064,5

Modeli susjednih sistema dostavljeni su mailom NOSBiH od 18.09.2023. godine i korigovani su u skladu sa navedenim u poglavlju 8.

### 9.5.1. Analiza za režim maksimalnog opterećenja sistema

Bilans snaga na prenosnoj mreži za analizirani režim dat je u tabeli 9.44.

Tabela 9.44. Bilans snaga na prenosnoj mreži za režim maksimalnog opterećenja u 2033. godini

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E													
DPRPM 2024-2033													
MAKSIMALNI REZIM 2033_GOD_SA PRIGUSNICAMA													
FROM -----AT AREA BUSES-----													
X-- AREA --X	GENE- FROM IND	TO IND	TO	TO BUS	TO	TO	TO	TO	TO	TO	TO	TO	TO
	RATION GENERATN	MOTORS	LOAD	SHUNT	SHUNT	CHARGING	LOSSES	TO TIE	TO TIES	DESIRE	NET	INT	
13	3290.2	0.0	0.0	2112.0	0.0	0.0	9.9	0.0	57.0	1111.4	1111.4	0.0	
BA	-68.9	0.0	0.0	434.8	0.0	0.0	100.1	1064.1	571.7	-111.5	-111.5		
COLUMN	3290.2	0.0	0.0	2112.0	0.0	0.0	9.9	0.0	57.0	1111.4	1111.4	0.0	
TOTALS	-68.9	0.0	0.0	434.8	0.0	0.0	100.1	1064.1	571.7	-111.5	-111.5		

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. Naponi u čvorištima prenosne mreže iznad granica definisanih MK su prikazani u tabelama 9.45. i 9.46.

Tabela 9.45. Čvorišta 400 kV u kojima su naponi iznad dozvoljene vrijednosti

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E															
DPRPM 2024-2033															
MAKSIMALNI REZIM 2033_GOD															
BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:															
BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)								BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)							
130100		WBLUK61		400.00	13	1.0669	426.78	130105		WHVSGR1		400.00	13	1.0797	431.90
130110		WSAR201		400.00	13	1.0812	432.46	130115		WTGACK1		400.00	13	1.0785	431.42
130120		WTREB11		400.00	13	1.0705	428.22	130125		WRPSTAN1		400.00	13	1.0701	428.06
130130		WTUGLJ1		400.00	13	1.0786	431.43	130135		WVISEG1		400.00	13	1.0795	431.81
133105		WSAR101		400.00	13	1.0813	432.52	133120		WTUZZL41		400.00	13	1.0777	431.09
137100		WMOST41		400.00	13	1.0810	432.39								

Tabela 9.46. Čvorišta 220 kV u kojima su naponi iznad dozvoljene vrijednosti

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E															
DPRPM 2024-2033															
MAKSIMALNI REZIM 2033 GOD															
BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.1140:															
BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V (PU) V (KV)								BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V (PU) V (KV)							
130245		FNEEPHZHB		220.00	13	1.1144	245.18	133240		WTTUZZL2		220.00	13	1.1180	245.97
133245		WTTUZZL62		220.00	13	1.1227	247.00	133250		WTTUZZL42		220.00	13	1.1189	246.15
137205		WHCAPL2		220.00	13	1.1146	245.21	139921		WHODOVO		220.00	13	1.1145	245.18

S obzirom da je ugradnja prigušnica u EES BiH planirana u 2028. godini u nastavku su prikazani rezultati analiza sa ugrađenim prigušnicama

Tabela 9.47. Bilans snaga na prenosnoj mreži za režim maksimalnog opterećenja u 2033. godini sa ugrađenim prigušnicama

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E												
DPRPM 2024-2033												
MAKS_ REZIM 2033_GOD_SA PRIGUSNICAMA												
AREA TOTALS												
IN MW/MVAR												
FROM -----AT AREA BUSES-----												
TO IND TO IND TO TO BUS GNE BUS TO LINE FROM TO -NET INTERCHANGE-												
X-- AREA --X RATION GENERATN MOTORS LOAD SHUNT DEVICES SHUNT CHARGING LOSSES TO TIE TO TIES DESIRED												
LINES + LOADS NET INT												
13	3290.2	0.0	0.0	2112.0	0.0	0.0	9.3	0.0	59.5	1109.4	1109.4	0.0
BA	410.7	0.0	0.0	434.8	845.3	0.0	93.9	996.2	593.1	-560.3	-560.3	
COLUMN	3290.2	0.0	0.0	2112.0	0.0	0.0	9.3	0.0	59.5	1109.4	1109.4	0.0
TOTALS	410.7	0.0	0.0	434.8	845.3	0.0	93.9	996.2	593.1	-560.3	-560.3	

Nakon uključanja prigušnica u TS Mostar, TS Tuzla 4, TS Višegrad i TS Banja Luka 6 naponi u 400 kV i 220 kV čvorištima su u granicama definisanim MK.

Rezultati analize tokova snaga i naponskih prilika za (n-1) kriterij sigurnosti su pokazali da za analizirani režim nema elemenata opterećenih iznad 100% vrijednosti dozvoljenog strujnog opterećenja.

Iznad 90% vrijednosti dozvoljenog strujnog opterećenja opterećeni su sljedeći elementi (ukoliko postoji više ispada pri kojima se neki element prenosne mreže preopterećava, u tabeli je naveden samo najgori slučaj tj. najveće preopterećenje):

Tabela 9.48. (n-1) kriterij sigurnosti – elementi prenosne mreže opterećeni između 90% i 100% vrijednosti dozvoljenog strujnog opterećenja

Opterećeni element prenosne mreže	Ispad elementa prenosne mreže	Iznos oper. (%In)
DV 110 kV VE Ivovik – Livno	DV 110 kV Grude – FNE Petnjik	94,6
	DV 110 kV Peć Mlini – FNE Petnjik	

Visoko opterećenje navedenog dalekovoda iz gornje tabele zabilježeno je i u režimu maksimalnog opterećenja sistema u 2028. godini.

Naponske prilike za slučaj (n-1) kriterija sigurnosti su iste kao i u stacionarnom stanju.

## 9.5.2. Analiza za režim ljetnog maksimalnog opterećenja sistema

Bilans snaga na prenosnoj mreži za analizirani režim dat je u tabeli 9.49.

Tabela 9.49. Bilans snaga na prenosnoj mreži za režim ljetnog maksimalnog opterećenja u 2033. godini

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E												
DPRPM 2024-2033												
LJETNI MAKSIMALNI REZIM 2033_GOD												
AREA TOTALS												
IN MW/MVAR												
FROM -----AT AREA BUSES-----												
TO IND TO IND TO TO BUS GNE BUS TO LINE FROM TO -NET INTERCHANGE-												
X-- AREA --X RATION GENERATN MOTORS LOAD SHUNT DEVICES SHUNT CHARGING LOSSES TO TIE TO TIES DESIRED												
LINES + LOADS NET INT												
13	2741.8	0.0	0.0	1569.7	0.0	0.0	10.2	0.0	37.0	1124.8	1124.8	0.0
BA	-212.6	0.0	0.0	427.0	0.0	0.0	101.4	1066.9	443.9	-118.0	-118.0	
COLUMN	2741.8	0.0	0.0	1569.7	0.0	0.0	10.2	0.0	37.0	1124.8	1124.8	0.0
TOTALS	-212.6	0.0	0.0	427.0	0.0	0.0	101.4	1066.9	443.9	-118.0	-118.0	

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. Naponi u čvorištima prenosne mreže iznad granica definisanih MK su prikazani u tabelama 9.50. i 9.51.

Tabela 9.50. Čvorišta 400 kV u kojima su naponi iznad dozvoljene vrijednosti

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E												
DPRPM 2024-2033												
LJETNI MAKSIMALNI REZIM 2033_GOD												
BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:												
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV
130100		WBLUK61		400.00	13	1.0692	427.67	130105		WHVSGR1		400.00
130110		WSAR201		400.00	13	1.0834	433.37	130115		WTGACK1		400.00
130120		WTREBI1		400.00	13	1.0693	427.71	130125		WRPSTAN1		400.00
130130		WTUGLJ1		400.00	13	1.0800	432.02	130135		WVISEG1		400.00
133105		WSAR101		400.00	13	1.0832	433.29	133120		WTUZL41		400.00
137100		WMOST41		400.00	13	1.0808	432.31					

Tabela 9.51. Čvorišta 220 kV u kojima su naponi iznad dozvoljene vrijednosti

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E												
DPRPM 2024-2033												
LJETNI MAKSIMALNI REZIM 2033_GOD												
BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.1140:												
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV
133240		WTTUZZL2		220.00	13	1.1210	246.62	133245		WTTUZZL62		220.00
133250		WTUZZL42		220.00	13	1.1218	246.79	133255		WZENI22		220.00

S obzirom da je ugradnja prigušnica u EES BiH planirana u 2028. godini u nastavku su prikazani rezultati analiza sa ugrađenim prigušnicama.

Tabela 9.52. Bilans snaga na prenosnoj mreži za režim ljetnog maksimalnog opterećenja u 2033. godini sa ugrađenim prigušnicama

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E														
DPRPM 2024-2033														
LJETNI MAX REZIM 2033_GOD_SA PRIGUSNICAMA														
FROM -----AT AREA BUSES-----														
TO														
AREA TOTALS														
IN MW/MVAR														
-NET INTERCHANGE-														
TO TIE TO TIES DESIRED														
LINES + LOADS NET INT														
X--	AREA	--X	GENE- RATION	FROM IND GENERATN	TO IND MOTORS	TO LOAD	TO BUS SHUNT	GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
13			2741.8	0.0	0.0	1569.7	0.0	0.0	9.6	0.0	39.0	1123.4	1123.4	0.0
BA			305.8	0.0	0.0	427.0	850.1	0.0	95.4	1001.7	455.1	-520.3	-520.3	
COLUMN			2741.8	0.0	0.0	1569.7	0.0	0.0	9.6	0.0	39.0	1123.4	1123.4	0.0
TOTALS			305.8	0.0	0.0	427.0	850.1	0.0	95.4	1001.7	455.1	-520.3	-520.3	

Nakon uključenja prigušnica u TS Mostar, TS Tuzla 4, TS Višegrad i TS Banja Luka 6 naponi u 400 kV i 220 kV čvorištima su u granicama definisanim MK.

Rezultati analize tokova snaga i naponskih prilika za (n-1) kriterij sigurnosti pokazali su da nema preopterećenih elemenata prenosne mreže, kao ni elemenata opterećenih između 90% i 100% vrijednosti dozvoljenog opterećenja.

Naponske prilike za slučaj (n-1) kriterija sigurnosti su iste kao i u stacionarnom stanju.

### 9.5.3. Analiza za režim minimalnog opterećenja sistema

Bilans snaga na prenosnoj mreži za analizirani režim dat je u tabeli 9.55.

Tabela 9.55. Bilans snaga na prenosnoj mreži za režim minimalnog opterećenja u 2033. godini

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E														
DPRPM 2024-2033														
MIN.REZIM_2033 GOD														
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-														
X--	AREA	--X	RATION	GENERATN	MOTORS	LOAD	SHUNT	DEVICES	SHUNT	CHARGING	LOSSES	TO TIE	TO TIES	DESIRED
												LINES	+ LOADS	NET INT
13			2064.3	0.0	0.0	825.0	0.0	0.0	10.4	0.0	42.9	1186.0	1186.0	0.0
BA			-337.9	0.0	0.0	276.2	0.0	0.0	104.9	1084.1	375.3	-10.2	-10.2	
COLUMN			2064.3	0.0	0.0	825.0	0.0	0.0	10.4	0.0	42.9	1186.0	1186.0	0.0
TOTALS			-337.9	0.0	0.0	276.2	0.0	0.0	104.9	1084.1	375.3	-10.2	-10.2	

U slučaju da prigušnice nisu u pogonu, naponi u sljedećim čvorištima prenosne mreže su iznad granica definisanih MK:

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E															
DPRPM 2024-2033															
MIN.REZIM_2033 GOD															
BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:															
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)
130100		WBLUK61		400.00	13	1.0822	432.86	130105		WHVSGR1		400.00	13	1.0788	431.50
130110		WSAR201		400.00	13	1.0889	435.57	130115		WTGACK1		400.00	13	1.0781	431.24
130120		WTREB11		400.00	13	1.0695	427.82	130125		WRPSTAN1		400.00	13	1.0809	432.37
130130		WTUGLJ1		400.00	13	1.0811	432.42	130135		WVISEG1		400.00	13	1.0787	431.50
133105		WSAR101		400.00	13	1.0854	434.16	133120		WTUZZL41		400.00	13	1.0817	432.68
137100		WMOST41		400.00	13	1.0812	432.47								

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E															
DPRPM 2024-2033															
MIN.REZIM_2033 GOD															
BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.1140:															
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)
133215		WHSALA2		220.00	13	1.1155	245.41	133225		WRPKAK2		220.00	13	1.1228	247.02
133230		WTKAK52		220.00	13	1.1248	247.46	133235		WTKAKA25		220.00	13	1.1214	246.71
133240		WTTUZL2		220.00	13	1.1219	246.82	133245		WTTUZL62		220.00	13	1.1218	246.80
133250		WTUZL42		220.00	13	1.1218	246.79	133255		WZENI22		220.00	13	1.1268	247.89

Tabela 9.58. Bilans snaga na prenosnoj mreži za režim minimalnog opterećenja u 2033. godini sa ugrađenim prigušnicama

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E													
DPRPM 2024-2033							AREA TOTALS						
MIN.REZIM_2033 GOD_SA PRIGUSNICAMA							IN MW/MVAR						
		FROM -----AT AREA BUSES-----					TO				-NET INTERCHANGE-		
		GENE-	FROM IND	TO IND	TO	TO BUS	GNE BUS	TO LINE	FROM	TO	TO TIE	TO TIES	DESIRED
X--	AREA --X	RATION	GENERATN	MOTORS	LOAD	SHUNT	DEVICES	SHUNT	CHARGING	LOSSES	LINE	+ LOADS	NET INT
	13	2064.3	0.0	0.0	825.0	0.0	0.0	9.8	0.0	43.0	1186.5	1186.5	0.0
	BA	-56.1	0.0	0.0	276.2	642.1	0.0	98.7	1015.0	370.3	-428.3	-428.3	
	COLUMN	2064.3	0.0	0.0	825.0	0.0	0.0	9.8	0.0	43.0	1186.5	1186.5	0.0
	TOTALS	-56.1	0.0	0.0	276.2	642.1	0.0	98.7	1015.0	370.3	-428.3	-428.3	

Rezultati analize tokova snaga i naponskih prilika za (n-1) kriterij sigurnosti prikazani su u tabelama u nastavku (ukoliko postoji više ispada pri kojima se neki element prenosne mreže preopterećava, u tabeli je naveden samo najgori slučaj tj. najveće preopterećenje):

Tabela 9.59. (n-1) kriterij sigurnosti – elementi prenosne mreže opterećeni preko 100% vrijednosti dozvoljenog opterećenja

Preopterećeni element prenosne mreže	Ispad elementa prenosne mreže	Iznos preopter. (%In)
DV 110 kV VE Ivovik – Livno	DV 110 kV Grude – FNE Petnjik	103,5

Preopterećenje DV 110 kV VE Ivovik – Livno uočeno je i u režimu minimalnog opterećenja sistema u 2028. godini i rješava se na isti način (naveden u poglavlju 9.3.3.).

Iznad 90% vrijednosti dozvoljenog strujnog opterećenja opterećeni su sljedeći elementi (ukoliko postoji više ispada pri kojima se neki element prenosne mreže opterećava preko 90%In, u tabeli je naveden samo najgori slučaj):

Tabela 9.60. (n-1) kriterij sigurnosti – elementi prenosne mreže opterećeni između 90% i 100% vrijednosti dozvoljenog strujnog opterećenja

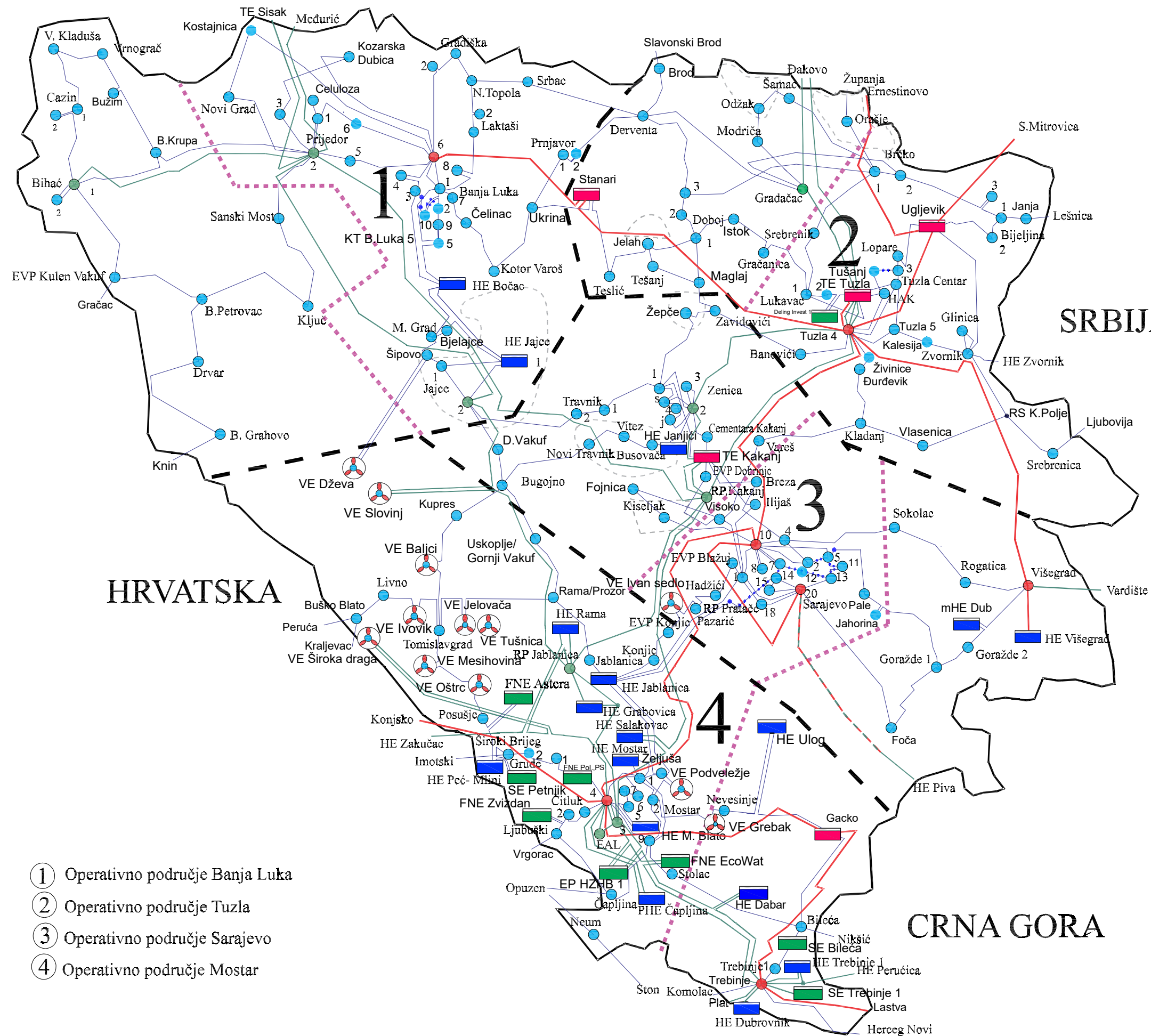
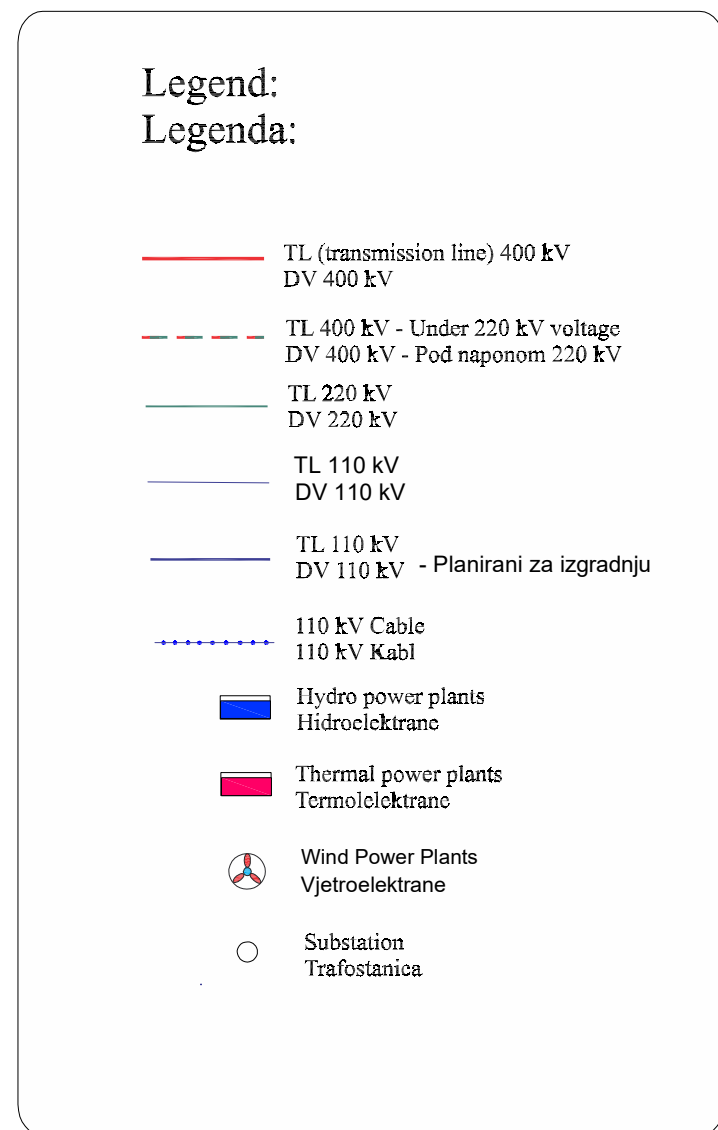
Opterećeni element prenosne mreže	Ispad elementa prenosne mreže	Iznos opter. (%In)
DV 110 kV Buško blato – Livno	DV 110 kV Grude – FNE Petnjik	98,4
DV 110 kV Grude – FNE Petnjik	DV 110 kV VE Ivovik – Livno	91,9

Visoko opterećenje dalekovoda Buško blato – Livno zabilježeno je i u režimu minimalnog opterećenja sistema u 2028. godini.

U tabeli je naveden samo najgori slučaj za visoko opterećenje DV 110 kV Grude – FNE Petnjik i DV 110 kV VE Ivovik – Livno, tj. postoje i drugi ispadi pri kojima se ovi vodovi opterećavaju preko 90% In.

Naponske prilike za slučaj (n-1) kriterija sigurnosti su iste kao i u stacionarnom stanju.

Karta EES BiH za 2033. godinu sa planiranim pojačanjima prenosne mreže prikazana je na slici 9.1.



## 10. PRORAČUN PRENOSNIH KAPACITETA

Proračun prenosnih kapaciteta (NTC – Net Transfer Capacity) se vrši 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.

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.

Proračun ukupnih prenosnih kapaciteta između BiH i susjednih zemalja izvršen je u IPRP-u. U tabeli 10.1. je prikazan proračun NTC preuzet iz IPRP-a.

Tabela 10.1. Rezultati proračuna NTC-a

(MW)	Maksimalni mjesečni NTC za 2022. godinu		Referentna mreža (2027. godina)		Svi projekti izgrađeni prije 2035. godine	
	=>	<=	=>	<=	=>	<=
Granica						
BA – HR	1000	1000	1250	1250	1894	1548
BA – RS	600	600	1100	1200	1100	1200
BA – CG	500	500	800	750	800	750

## 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 presječne 2024., 2028. i 2033. godinu, pri angažmanu svih proizvodnih jedinica na mreži Elektroprenosa BiH koje su u datoj godini uvrštene u Plan.

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 dostavljen od strane NOSBiH. 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 2024., 2028. i 2033. 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.

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 presječne 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 presječnim godinama

Red. Br.	Naziv objekta	Nazivni napon (kV)	2024		2028		2033	
			I <sub>k3f</sub> (kA)	I <sub>k1f</sub> (kA)	I <sub>k3f</sub> (kA)	I <sub>k1f</sub> (kA)	I <sub>k3f</sub> (kA)	I <sub>k1f</sub> (kA)
1	Banja Luka 6	400	7,06	6,57	7,34	6,74	7,35	6,75
2	HE Višegrad	400	7,92	7,98	13,60	10,52	13,63	10,53
3	Mostar 4	400	14,73	7,34	15,92	7,66	15,96	7,67
4	RP Stanari	400	9,68	9,69	10,45	10,51	10,42	10,49
5	Sarajevo 10	400	12,67	9,62	13,18	9,85	13,24	9,88
6	Sarajevo 20	400	9,78	7,76	10,05	7,89	10,12	7,92
7	TE Gacko	400	11,18	9,05	11,89	9,79	11,89	9,79
8	TE Ugljevik	400	18,39	14,20	18,95	14,43	18,91	14,45
9	Trebinje	400	10,55	6,77	11,84	8,61	11,83	8,60
10	Tuzla 4	400	18,82	15,18	20,75	16,03	20,43	15,91
11	Višegrad	400	8,13	8,12	14,41	10,76	14,44	10,77
12	Bihać 1	220	4,35	3,50	4,24	3,37	4,24	3,36
13	EAL	220	22,34	18,48	22,79	19,51	23,15	19,67
14	FNE EcoWat	220	13,32	11,37	15,07	13,14	15,09	13,12
15	FNE EPHZHB	220			18,36	16,39	18,41	16,37
16	Gradačac	220	8,93	6,43	9,03	6,46	9,00	6,36
17	HE Čapljina	220	15,29	14,79	15,82	15,66	15,97	15,76
18	HE Dabar	220			9,07	8,29	8,67	7,39
19	HE Grabovica	220	9,66	8,77	11,03	9,61	11,04	9,62
20	HE Rama	220	10,52	9,79	11,65	10,09	11,66	10,09
21	HE Salakovac	220	11,83	9,90	11,92	10,01	11,96	10,03
22	HE Trebinje	220	9,74	9,02	10,32	9,65	10,30	9,63
23	Jajce 2	220	6,79	5,11	6,23	3,86	6,27	3,88
24	Mostar 3	220	24,60	20,78	25,15	22,11	25,58	22,31
25	Mostar 4	220	25,22	21,11	25,76	22,49	26,30	22,75
26	Prijedor 2	220	11,22	7,72	11,08	7,46	11,11	7,47
27	RP Jablanica	220	12,55	11,51	15,13	13,20	15,16	13,21
28	RP Kakanj	220	16,74	13,89	17,06	14,04	17,02	14,00
29	Sarajevo 20	220	8,46	3,77	8,53	3,78	8,54	3,78
30	SE Trebinje 1	220			12,32	10,56	12,29	10,53
31	TE Kakanj (G5)	220	15,15	13,35	15,34	13,43	15,29	13,40
32	TE Kakanj (trafo)	220	13,32	10,26	13,47	10,32	13,47	10,31
33	TE Tuzla	220	22,03	20,68	22,50	20,81	21,23	18,43
34	TE Tuzla (G6)	220	18,14	15,71	18,48	15,85	17,90	15,11
35	Trebinje	220	16,03	13,53	17,96	16,23	17,90	16,14
36	Tuzla 4	220	23,66	21,36	24,29	21,59	23,24	19,85
37	VE Slovinj	220			5,41	4,88	5,42	4,88
38	VE Široka Draga	220			6,60	6,22	6,62	6,23
39	Višegrad	220	8,32	3,97				
40	Zenica 2	220	12,60	10,22	12,57	10,08	12,53	10,05

41	B.Blato	110	6,54	3,18	6,81	3,23	6,82	3,23
42	B.Krupa	110	5,38	4,50	5,44	4,53	5,39	4,51
43	B.Luka 1	110	15,21	13,38	17,40	15,89	17,62	16,07
44	B.Luka 10	110			16,12	14,56	16,33	14,73
45	B.Luka 2	110	11,92	9,85	15,58	13,98	15,83	14,18
46	B.Luka 3	110	9,34	7,19	15,88	14,34	16,07	14,49
47	B.Luka 4	110	11,86	9,30	13,87	11,29	13,96	11,35
48	B.Luka 5	110	10,96	8,61	12,14	10,12	12,78	10,44
49	B.Luka 6	110	21,14	18,85	21,65	19,22	21,82	19,44
50	B.Luka 7	110	12,14	10,04	13,53	11,30	13,65	11,38
51	B.Luka 8	110	10,85	9,11	11,76	9,90	11,86	9,96
52	B.Luka 9	110			12,49	10,76	12,86	10,99
53	B.Petrovac	110	5,60	3,85	5,62	3,85	5,62	3,85
54	Banovići	110	6,45	4,85	6,50	4,85	9,50	7,03
55	Bihać 1	110	7,22	6,65	7,42	6,76	7,40	6,64
56	Bihać 2	110	6,61	5,96	6,78	6,06	6,77	5,97
57	Bijeljina 1	110	10,21	7,72	10,26	7,75	10,34	7,71
58	Bijeljina 2	110	10,03	7,44	10,08	7,46	10,19	7,50
59	Bijeljina 3	110	9,25	7,20	9,30	7,23	9,36	7,16
60	Bileća	110	7,14	4,75	7,43	4,83	8,90	5,82
61	Brčko 1	110	11,26	8,48	11,55	8,61	13,66	9,93
62	Brčko 2	110	10,43	8,01	10,65	8,11	13,73	10,17
63	Breza	110	10,53	7,22	10,35	7,06	10,50	7,12
64	Brod	110	8,06	4,12	8,27	4,22	8,27	4,19
65	Bugojno	110	7,62	6,34	10,24	7,98	10,32	8,02
66	Busovača	110	9,97	8,05	10,24	8,36	10,33	8,40
67	Bužim	110	3,98	3,60	4,03	3,63	3,87	3,53
68	Cazin 1	110	4,76	4,40	4,85	4,46	3,79	3,44
69	Cazin 2	110	3,70	3,34	3,76	3,37	4,18	3,75
70	Cementara	110	16,95	13,65	16,23	12,78	16,84	13,07
71	Čapljina	110	5,49	4,50	10,01	7,44	10,09	7,14
72	Čelinac	110	8,12	6,34	8,94	6,85	8,97	6,87
73	Čitluk 1	110	10,54	8,69	11,35	9,10	12,19	9,45
74	Čitluk 2	110	9,12	7,71	10,18	8,28	10,76	8,51
75	D.Vakuf	110	7,30	5,71	9,00	6,59	9,08	6,64
76	Derventa	110	10,37	7,61	11,35	8,35	11,32	8,14
77	Doboj 1	110	8,83	8,20	10,25	9,11	10,81	9,45
78	Doboj 2	110	8,20	7,07	9,26	7,66	9,64	7,85
79	Doboj 3	110	8,16	6,31	8,90	6,66	9,15	6,76
80	Doboj istok	110	7,75	6,86	8,47	7,28	8,67	7,39
81	Drvar	110	4,44	2,98	4,45	2,99	4,45	2,98
82	Dubica	110	5,56	4,22	5,56	4,22	5,57	4,23
83	Đurđevik	110	9,80	7,35	8,75	6,34	9,93	7,09
84	EVP Blažuj	110	18,54	15,06	19,05	15,23	19,90	15,76
85	EVP Dobrinje	110	15,10	12,17	14,39	11,35	16,14	12,38

86	EVP Konjic	110	7,55	5,65	7,98	5,71	9,42	6,82
87	EVP Kulen Vakuf	110	7,28	3,95	7,34	3,96	7,34	3,95
88	FNE Astera	110	5,19	3,07	6,95	5,49	6,96	5,50
89	FNE Deling	110	13,85	11,67	14,32	14,05	14,99	15,19
90	FNE Petnjik	110	7,39	3,01	7,83	3,39	7,88	3,40
91	FNE Polog i Plavo sunce	110	14,61	13,83	15,53	14,48	17,15	15,46
92	FNE Zvizdan	110	8,61	7,42	9,88	8,13	10,36	8,32
93	Foča	110	2,87	2,32	2,81	2,29	5,00	3,68
94	Fojnica	110	4,60	3,34	4,56	3,31	7,94	5,65
95	G.Vakuf	110	4,01	3,37	7,88	6,09	7,93	6,12
96	Gacko	110	4,12	3,06	4,25	3,12	4,43	3,24
97	Glinica	110	7,45	4,61	7,68	4,67	9,98	6,28
98	Goražde 1	110	5,65	4,69	5,43	4,59	6,85	5,44
99	Goražde 2	110	5,99	5,00	5,87	4,94	7,08	5,65
100	Gračanica	110	7,62	6,68	8,13	6,98	8,23	7,03
101	Gradačac	110	9,95	8,16	10,14	8,27	10,76	8,73
102	Gradiška 1	110	7,06	5,90	7,19	5,98	7,21	5,99
103	Gradiška 2	110	7,18	5,73	7,29	5,79	7,31	5,80
104	Grahovo	110	4,47	2,30	4,48	2,30	4,48	2,30
105	Grude	110	8,67	4,87	9,07	4,99	9,17	5,14
106	Hadžići	110	12,43	9,59	12,83	9,70	13,56	10,20
107	HAK	110	17,81	16,61	18,31	16,33	20,67	20,22
108	HE Bočac	110	12,34	11,08	12,94	11,50	13,36	11,74
109	HE Dub	110	6,54	5,45	6,55	5,46	7,57	6,03
110	HE Jablanica	110	12,94	13,21	16,43	16,05	17,05	16,52
111	HE Jajce 1	110	12,51	11,60	13,10	11,91	13,21	12,02
112	HE Janjčići	110			13,38	11,08	13,56	11,16
113	HE Jelovača	110	7,81	5,93	10,19	7,17	10,22	7,18
114	HE M.blato	110	18,17	17,20	19,83	18,50	23,09	20,29
115	HE Mostar	110	14,48	13,67	17,60	16,29	19,51	17,34
116	HE Peć Mlini	110	7,20	3,17	7,66	3,83	7,70	3,84
117	HE Ulog	110	4,69	3,83	4,84	3,89	4,88	3,92
118	Ilijaš	110	11,98	9,31	11,88	9,21	12,16	9,34
119	Jablanica	110	12,63	12,69	15,98	15,34	16,56	15,76
120	Jahorina	110			5,39	4,03	5,55	4,11
121	Jajce 1	110	12,92	11,15	13,55	11,39	14,12	12,06
122	Jajce 2	110	13,31	11,52	13,98	11,76	14,50	12,37
123	Janja	110	8,85	5,04	8,87	5,05	9,01	5,05
124	Jelah	110	6,41	5,43	9,34	7,96	9,93	8,30
125	Jug	110	13,28	10,60	13,92	10,96	14,19	11,08
126	Kalesija	110					9,06	6,08
127	Kiseljak	110	5,87	4,27	5,90	4,28	8,54	6,17
128	Kladanj	110	5,91	4,35	5,89	4,23	8,09	5,72
129	Ključ	110	4,48	3,26	4,48	3,25	4,49	3,26

130	Konjic	110	7,87	6,09	8,49	6,28	9,57	7,10
131	Kostajnica	110			4,54	2,94	4,56	3,23
132	Kotor Varoš	110	6,31	4,91	7,26	5,42	7,25	5,42
133	KT Banja Luka 5	110	11,42	9,02	12,50	10,32		
134	KT Gradačac	110	9,61	7,56	9,82	7,68		
135	Kupres	110	6,30	4,85	7,40	5,50	7,43	5,51
136	Laktaši	110	8,27	6,76	8,67	7,04	8,71	7,06
137	Laktaši 2	110	7,66	6,31	7,94	6,49	7,98	6,51
138	Livno	110	6,26	4,30	6,65	4,44	6,66	4,44
139	Lopare	110	10,16	7,05	10,25	7,07	11,22	7,85
140	Lukavac 1	110	12,94	10,83	13,42	11,58	13,48	11,54
141	Lukavac 2	110					12,79	11,46
142	Ljubuški	110	7,89	6,49	9,66	7,48	10,03	7,57
143	Maglaj	110	6,18	5,66	8,36	7,24	9,56	8,03
144	Modriča	110	7,10	5,75	7,21	5,80	7,54	6,02
145	Mostar 1	110	15,31	14,51	18,89	17,64	21,13	18,89
146	Mostar 2	110	12,14	10,42	16,05	13,66	17,49	14,36
147	Mostar 4	110	21,32	20,14	23,67	22,29	28,91	25,23
148	Mostar 5	110	16,74	15,53	18,22	16,58	20,86	17,94
149	Mostar 6	110	14,04	12,76	16,00	14,04	17,72	14,76
150	Mostar 7	110	14,58	13,48	16,08	14,42	17,97	15,30
151	Mostar 9	110	3,22	2,65	16,38	13,46	18,78	14,61
152	Mrkonjić Grad	110	8,49	7,42	9,01	7,69	10,02	8,49
153	N.Topola	110	7,77	6,60	8,00	6,74	8,02	6,75
154	N.Travnik	110	6,86	5,36	7,52	5,72	7,56	5,74
155	Neum	110	4,84	2,56	5,35	2,85	5,35	2,84
156	Nevesinje	110	6,25	3,62	6,70	3,72	6,79	3,74
157	Novi Grad	110	3,95	2,98	5,32	3,86	5,33	3,99
158	Odžak	110	6,33	5,08	6,42	5,12	6,71	5,30
159	Orašje	110	8,32	4,26	8,42	4,28	8,83	4,45
160	Pale	110	7,27	5,15	7,08	5,08	7,18	5,13
161	Pazarić	110	9,78	7,52	10,16	7,60	11,02	8,25
162	Posušje	110	5,99	3,56	6,80	5,01	6,81	5,02
163	Prijedor 1	110	12,87	9,82	14,10	10,77	14,23	10,99
164	Prijedor 2	110	16,34	13,14	15,89	12,54	16,00	12,75
165	Prijedor 3	110	9,82	7,16	9,71	7,04	9,74	7,09
166	Prijedor 5	110	10,01	7,54	10,10	7,57	10,12	7,61
167	Prijedor 6	110					10,39	7,33
168	Prnjavor 1	110	6,09	4,80	7,55	5,57	7,27	5,45
169	Prnjavor 2	110					7,14	5,26
170	Rama	110	6,68	5,08	9,62	7,25	9,71	7,29
171	Rogatica	110	6,36	4,66	6,64	4,76	6,71	4,79
172	RP Konjević polje	110	5,59	4,28	6,54	4,61	7,62	5,36
173	RP Pratače	110	11,00	8,22	11,36	8,35	11,52	8,43

174	RS Silicon	110	8,66	7,86	9,08	8,09	9,44	8,35
175	S.Most	110	6,20	4,60	6,18	4,57	6,19	4,58
176	Sarajevo 1	110	21,17	17,84	21,75	18,05	22,72	18,66
177	Sarajevo 10	110	24,30	21,72	24,90	21,90	26,11	22,83
178	Sarajevo 11	110	22,06	20,47	22,57	20,56	23,37	21,17
179	Sarajevo 12	110	22,70	21,10	23,28	21,29	24,18	21,99
180	Sarajevo 13	110	22,59	20,99	23,14	21,13	24,02	21,80
181	Sarajevo 14	110	22,75	20,73	23,38	20,97	24,31	21,67
182	Sarajevo 15	110	20,02	17,20	20,49	17,37	21,23	17,88
183	Sarajevo 18	110	16,38	12,75	16,70	12,86	17,22	13,13
184	Sarajevo 2	110	21,29	19,18	21,73	19,17	22,46	19,68
185	Sarajevo 20	110	23,48	20,78	24,11	21,01	25,22	21,87
186	Sarajevo 4	110	19,74	16,34	20,09	16,39	20,68	16,75
187	Sarajevo 5	110	21,84	20,02	22,31	20,06	23,07	20,61
188	Sarajevo 7	110	23,21	21,41	23,83	21,63	24,79	22,37
189	Sarajevo 8	110	17,42	14,13	17,72	14,21	18,32	14,58
190	SE Bileća 1	110	7,16	6,02	7,57	6,19	8,28	6,70
191	Sjever	110	15,55	12,68	16,25	13,11	16,66	13,31
192	Sokolac	110	5,96	4,21	6,09	4,26	6,12	4,27
193	Srbac	110	6,32	4,83	6,50	4,93	6,51	4,92
194	Srebrenica	110	3,73	3,12	5,05	3,64	5,55	3,95
195	Srebrenik	110	7,73	5,52	8,03	5,66	8,23	5,76
196	Stanari	110	5,28	4,47	14,88	11,39	14,93	11,41
197	Stolac	110	2,28	1,85	5,23	3,58	7,04	4,71
198	Šamac	110	5,90	4,62	5,98	4,66	6,28	4,84
199	Šipovo	110	3,85	3,04	4,27	3,20	8,29	6,20
200	Široki Brijeg 1	110	9,70	7,05	10,08	7,21	10,46	7,56
201	Široki Brijeg 2	110					9,12	5,73
202	TE Kakanj	110	22,71	22,29	20,79	18,88	22,07	19,72
203	TE Tuzla	110	18,09	17,34	18,62	16,97	20,68	20,95
204	Teslić	110	5,48	4,87	8,74	7,14	9,01	7,27
205	Tešanj	110	4,29	3,77	8,45	7,21	9,09	7,59
206	Tomislavgrad	110	8,73	7,04	10,89	8,51	10,93	8,52
207	Travnik 1	110	8,37	6,50	8,55	6,58	8,67	6,64
208	Travnik 2	110	7,85	5,91	8,01	5,97	8,11	6,02
209	Trebinje	110	12,11	6,67	12,52	6,69	12,91	6,82
210	Trebinje 1	110	8,84	6,02	9,22	6,09	9,69	6,29
211	Tušanj	110					15,96	13,53
212	Tuzla 3	110	12,03	8,72	12,20	8,74	16,40	13,72
213	Tuzla 4	110	19,53	16,82	20,00	16,85	22,80	19,85
214	Tuzla 5	110	12,96	9,86	13,17	9,87	15,73	12,06
215	Tuzla Centar	110	15,62	12,58	15,91	12,57	18,18	15,16
216	Ugljevik	110	17,54	12,39	17,71	12,44	20,10	14,49
217	Ukrina	110	6,40	5,57	9,63	7,64	9,52	7,59

218	V.Kladuša	110	3,78	3,54	3,84	3,57	3,47	3,28
219	Vareš	110	4,83	3,74	4,79	3,71	7,35	5,35
220	VE Baljci	110			7,77	5,68	7,79	5,69
221	VE Dževa	110			3,34	2,24	5,18	3,33
222	VE Grebak	110	6,48	6,25	6,98	6,59	7,08	6,65
223	VE Ivan Sedlo	110			8,08	5,57	8,21	5,65
224	VE Iovik	110	7,15	7,09	8,01	7,71	8,03	7,72
225	VE Misihovina	110	7,00	4,69	8,21	5,88	8,23	5,88
226	VE Oštrc	110			7,15	5,52	7,16	5,52
227	VE Podveležje	110	9,61	7,00	11,24	7,96	11,82	8,15
228	Visoko	110	11,56	8,98	11,29	8,73	14,45	10,70
229	Višegrad	110	11,46	8,63	12,90	9,14	13,43	9,35
230	Vitez	110	7,62	6,00	8,08	6,29	8,13	6,31
231	Vlasenica	110	5,24	4,03	5,66	4,16	6,68	4,84
232	Vrnograč	110	3,77	3,46	3,82	3,49	3,58	3,33
233	Zavidovići	110	5,92	5,05	6,96	5,64	9,74	7,62
234	Zenica 1	110	16,47	13,43	17,16	13,83	17,74	14,13
235	Zenica 2	110	19,11	16,25	20,10	17,11	20,54	17,35
236	Zenica 3	110	16,04	12,77	16,73	13,28	17,04	13,43
237	Zenica 4	110	13,50	10,88	14,13	11,24	14,41	11,38
238	Zvornik	110	8,20	5,04	8,49	5,10	11,38	7,16
239	Željuša	110			12,64	9,49	13,42	9,78
240	Žepče	110	6,65	5,08	7,28	5,36	8,50	6,01
241	Živinice	110			10,76	7,93	11,98	8,73

## **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 CO<sub>2</sub> 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 koristiće 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,...), koristiće 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 imaće 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 obezbijedena iz kredita Evropske banke za razvoj i investicije.

### 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.

Tabela 13.1. Procjena potrebnih sredstava za investicije za Dugoročni plan razvoja prenosne mreže za period 2024 – 2033. godina

Red. br.	Projekat/Objekat	Ukupno (mil. KM)	FBiH	RS	FBiH	RS
			mil. KM		%	
I	IZGRADNJA NOVIH OBJEKATA I INTERKONEKCIJE	227,03	112,28	114,75	-	-
II	REKONSTRUKCIJE/SANACIJE I PROŠIRENJA POSTOJEĆIH OBJEKATA	747,91	461,86	286,04	-	-
<b>UKUPNO (I+II)</b>		<b>974,94</b>	<b>574,14</b>	<b>400,80</b>	<b>58,89%</b>	<b>41,11%</b>
III	UGRADNJA PRIGUŠNICA	90,00	-	-	-	-
<b>UKUPNO (I+II+III)</b>		<b>1064,94</b>				

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.

Tabela 13.2. Investicije po pojedinačnim projektima i dinamika izgradnje/proširenja/rekonstrukcije/sanacije<sup>(1)</sup>

Red. br.	Projekat / Objekat	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	
UKUPNA POTREBNA SREDSTVA (I+II+III)		7,53	80,21	154,85	157,35	239,60	105,81	74,52	89,89	94,69	60,50	1064,94
UKUPNA POTREBNA SREDSTVA (I+II)		7,53	80,21	154,85	157,35	149,60	105,81	74,52	89,89	94,69	60,50	974,94
I	IZGRADNJA NOVIH OBJEKATA	0,89	9,93	31,81	53,44	30,65	14,23	14,60	25,65	21,40	24,43	227,03
I-1	IZGRADNJA NOVIH TS I DV	0,89	9,93	29,01	53,44	11,45	14,23	14,60	25,65	21,40	24,43	205,03
1	TS 110/x kV Žepče, 1x20 MVA sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Zenica 1 – Zavidovići)	0,09				3,50						3,59
2	DV 2x220 kV Rama – Posušje – uvođenje u EES BiH		0,55									0,55
3	DV 110 kV Mostar 4 – Mostar 9		4,97									4,97
4	TS 110/x kV Jahorina, 2x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Pale - Goražde 1)			17,87								17,87
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)			3,57								3,57
6	TS 110/x kV Željuša, 2x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV HE Jablanica – Mostar 1)		4,41									4,41
7	DV 110 kV Jelah – Tešanj					1,80						1,80
8	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)				24,41							24,41
9	DV 110 kV Banja Luka 6 – Prijedor 2 (svođenje u TS Prijedor 1)					0,09						0,09
10	TS 110/x kV Sarajevo 12, 2x40 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na KB 110 kV Sarajevo 7 – Sarajevo 13)				13,20							13,20
11	TS 110/x kV Živinice, 2x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Tuzla 4 – Đurđevik)			7,57								7,57
12	DV 110 kV HE Mostar – Mostar 1	0,80										0,80
13	DV 110 kV Banja Luka 6 – Kostajnica – Novi Grad (dionica Knežica – buduća TS Kostajnica – Novi Grad)				8,90							8,90
14	DV 110 kV Rama/Prozor – Uskoplje/Gornji Vakuf				6,93							6,93
15	TS 110/x kV Prnjavor 2, 2x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Derventa – Prnjavor)						6,11					6,11
16	TS 110/x kV Kalesija, 2x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Tuzla 5 – Zvornik)							8,50				8,50

Red. br.	Projekat / Objekat	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	
17	DV 110 kV Kiseljak – Fojnica								4,30			4,30
18	DV 110 kV Cazin 2 – Bihać 1 (dionica od TS Cazin 2 do DV 110 kV Bihać 1 – Cazin 1)								2,82			2,82
19	TS 110/x kV Lukavac 2, 2x40 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Lukavac – TE Tuzla (2))									10,50		10,50
20	DV 110 kV Banja Luka 5 – HE Bočac (dionica KT do Banja Luka 5)						0,92					0,92
21	DV 110 kV Jajce 1 – Šipovo					6,06						6,06
22	DV 110 kV Gradačac – Brčko 2 (dionica KT – TS Gradačac)									1,60		1,60
23	DV 110 kV Sarajevo 20 – Foča (3 km na DV Sarajevo 20 – Bogatići i dionica od 15 km Miljevina – Foča)						7,20					7,20
24	DV 110 kV Banovići – Zavidovići								6,10			6,10
25	DV 110 kV Ugljevik – Brčko 2 (dionica Ugljevik – Blagojevića Han)								4,16			4,16
26	DV 110 kV Busovača – Zenica 2 (ulaz/izlaz za HE Janjići)					0,33						0,33
27	TS 110/x kV Prijedor 6, 2x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Banja Luka 6 – Prijedor 2 (Prijedor 1))								6,07			6,07
28	Rasklopište 110 kV Konjević Polje								2,20			2,20
29	TS 110/x kV Tušanj, 2x40 MVA, sa priključnim DV (izgradnja DV 110 kV HAK – Tušanj i KB 110 kV Tuzla 3 – Tušanj)										14,03	14,03
30	TS 110/x kV Doboj Istok, 1x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Doboj 1 – Gračanica)										4,70	4,70
31	DV 110 kV Vareš – Kladanj									9,30		9,30
32	TS 110/x kV Široki Brijeg 2, 2x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Grude - Široki Brijeg)							6,10				6,10
33	TS 110/x kV Kostajnica, 2x20 MVA (priključni DV obezbijeden kroz izgradnju DV 110 kV Banja Luka 6 – Kostajnica – Novi Grad )										5,70	5,70
34	DV 220 kV Trebinje - RP Mostar 3 (1) (ulaz/izlaz za HE Dabar)				19,03							19,03
35	DV 110 kV Tomislavgrad - Kupres (ulaz/izlaz za VE Baljci)		0,49									0,49
36	DV 110 kV Gornji Brišnik - Posušje (ulaz/izlaz za VE Oštre)		0,10									0,10
37	DV 110 kV Gornji Brišnik - Posušje (ulaz/izlaz za FNE Astera)		0,39									0,39
38	DV 110 kV EVP Konjic - Pazarić (ulaz/izlaz za VE Ivan sedlo)		1,66									1,66

Red. br.	Projekat / Objekat	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	
39	DV 110 kV Livno - Tomislavgrad (ulaz/izlaz za VE Iovik)	1,24										1,24
40	DV 220 kV Jajce 2 - RP Jablanica (ulaz/izlaz za VE Slovinj)		32,06									32,06
41	DV 220 kV RP Jablanica - HE Rama (ulaz/izlaz za VE Široka Draga) <sup>(2)</sup>		29,03									29,03
42	DV 2x110 kV VE Dževa - Šipovo (priključak VE Dževa)		12,06									12,06
43	Sabirnica 110 kV u TS Jelovača (priključak VE Tušnica)		0,60									0,60
44	DV 110 kV Bileća - Trebinje 1 (ulaz/izlaz za SE Bileća)	1,32										1,32
45	DV 220 kV SE Trebinje 1 - Trebinje (jednostruki DV 220 kV za priključak SE Trebinje 1-I faza)		3,44									3,44
46	DV 110 kV Mostar 4 - Široki Brijeg (ulaz/izlaz za FNE Polog)	0,17										0,17
47	DV 110 kV Mostar 2 - Nevesinje (ulaz/izlaz VE Grebak)	0,14										0,14
48	DV 220 kV RP Mostar 3 - Trebinje (2) (ulaz/izlaz za FNE A1-A5, B1-B5, C1-C5, D1-D9, E1-E9)	3,45										3,45
49	DV 110 kV Mostar 4 - Široki Brijeg (ulaz/izlaz za FNE Plavo sunce 55-59) <sup>(3)</sup>	0,00										0,00
50	DV 110 kV Čitluk 2 - Ljubuški (ulaz/izlaz za FNE Zvizdan)	0,14										0,14
51	DV 220 kV RP Mostar 3 - Trebinje (1) i (2) (ulaz/izlaz za FNE EPHZHB 1)		10,67									10,67



Red. br.	Projekat / Objekat		Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)									Ukupno (mil. KM)	
			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032		2033
I-2	IZGRADNJA NOVIH INTERKONEKTIVNIH DALEKOVODA		0,00	0,00	2,80	0,00	19,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	22,00
1	DV 110 kV Srebrenica – Ljubovija (dionica u BiH)				2,8								2,80
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)		6,64	70,28	123,04	103,91	118,95	91,58	59,92	64,24	73,29	36,07	747,91
II-1	Transformatorske stanice	Predmet rekonstrukcije /sanacije	5,65	52,81	43,53	75,46	71,36	59,94	38,56	46,72	48,09	34,52	476,64
1	TS 400/110/35/10 kV Banja Luka 6	Rekonstrukcija VN, proširenje SN				2,62							2,62
2	TS 400/110/35/6,3 kV Gacko	Izgradnja novog DV polja, VN, zamjena TR 110/x kV		0,68					2,13				2,81
3	TS 400/220/110/35/10 kV Mostar 4 (Čule)	Trafo polja 220 i 110 kV, SCADA, zamjena TR 220/110/x kV (150 MVA), sekundarna rekonstrukcija		0,73			15,00			4,00			19,73
4	TS 400/110 kV Sarajevo 10	VN, zamjena TR 400/110/x kV (300 MVA)				2,87						9,00	11,87
5	TS 400/220/110/10 kV Sarajevo 20	SN, zamjena TR 110/x kV, SCADA, izgradnja DV polja (2x)			7,89			0,71					8,60
6	TS 110/35/10 kV Stanari	Ugradnja transformatora 400/110 kV sa pripadajućim poljima		11,50									11,50
7	TS 400/220/110/35 kV Trebinje	Ugradnja TR2 400/220/x kV (400 MVA), zamjena TR1 400/220 kV (400 MVA), VN, zamjena TR 110/x kV				27,00	6,84						33,84
8	TS 400/220/110 kV Tuzla 4	SN, VN						6,70					6,70
9	TS 400/110/35/10 kV Ugljevik	Ugradnja drugog TR 110/x kV, VN							9,70				9,70
10	TS 400/220/110/35/10(20) kV Višegrad	VN, zamjena TR 400/110/x kV (300 MVA), SN, zamjena TR 110/x kV		0,42					3,86				4,28

Red. br.	Projekat / Objekat		Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	
11	TS 220/110/35/10 kV Bihać 1	Zamjena TR 110/x kV, VN, SN					1,50					6,12	7,62
12	TS 220/110/35/10 kV Gradačac	Zamjena TR 110/x kV, izgradnja novog DV polja, izgradnja spojnog polja			3,29				0,86				4,15
13	RP 220 kV Kakanj	VN									2,85		2,85
14	TS 220/110 kV Prijedor 2	VN									2,03		2,03
15	TS 110/35/10 kV Bosansko Grahovo	izgradnja trafo polja, VN, SN				0,52					1,95		2,47
16	TS 110/35/10(20) kV Banja Luka 1	SN, VN, zamjena TR 110/x kV		0,43						4,22			4,65
17	TS 110/20/10 kV Banja Luka 3	izgradnja novog DV polja, zamjena TR 110/x kV, VN, SN			2,03					2,80			4,83
18	TS 110/20 kV Banja Luka 4	VN, SN, zamjena TR 110/x kV		0,74					3,00				3,74
19	TS 110/35/10(20) kV Banja Luka 5	Izgradnja novog DV polja						0,65					0,65
20	TS 110/35/6 kV Banovići	Kompletiranje DV polja, izgradnja novog DV polja, SN i dva trafo polja								1,08		1,40	2,48
21	TS 110/20/10 kV Bihać 2	Kompletiranje polja, VN, SN				3,40							3,40
22	TS 110/35/10 kV Bijeljina 2	VN, SN										3,38	3,38
23	TS 110/35/10 kV Bijeljina 3	Zamjena TR 110/x kV, rekonstrukcija VN i SN						3,22					3,22
24	TS 110/35/10(20) kV Bosanska Krupa	VN, SN									3,03		3,03
25	TS 110/35/10(20) kV Bosanski Petrovac	VN, SN								3,27			3,27
26	TS 110/35/10 kV Brčko 2	Zamjena TR 110/x kV (2X), VN		6,60							3,05		9,65
27	TS 110/35/10(20) kV Breza	SN							1,11				1,11
28	TS 110/35(20)/10/6 kV Brod	VN, SN, zamjena TR 110/x kV						6,40					6,40
29	TS 110/20/10 kV Bugojno	VN, SN, zamjena TR 110/x kV									5,50		5,50
30	TS 110/35/10(20) kV Cazin 1	VN, SN, zamjena TR 110/x kV								5,97			5,97
31	TS 110/20/10 kV Cazin 2	Kompletiranje DV polja, izgradnja novog DV polja, ugradnja drugog TR 110/x kV, VN, SN							5,00				5,00
32	TS 110/35/10/6 kV Cementara	SN, zamjena TR 110/x kV							3,00				3,00

Red. br.	Projekat / Objekat		Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	
33	TS 110/35/10 kV Derventa	zamjena TR 110/x kV, VN, SN		1,80			5,10						6,90
34	TS 110/35/10/6 kV Doboj 1	VN, zamjena TR 110/x kV					3,05						3,05
35	TS 110/35/10 kV Doboj 2	SN, VN, zamjena TR 110/x kV, SCADA		1,87						3,54			5,41
36	TS 110/35/10(20) kV Doboj 3	uzemljenje zvjezdišta TR, ugradnja drugog TR 110/x kV		0,23					1,56				1,79
37	TS 110/35/10 kV Drvar	VN, SN, ugradnja drugog TR 110/x kV					5,65						5,65
38	EVP 110/25 kV Blažuj	VN, SCADA, građevinski radovi								1,25			1,25
39	EVP 110/25 kV Dobrinje	Kompletiranje DV polja (2X), rekonstrukcija mjernog polja, SCADA, građevinski radovi								1,25			1,25
40	EVP 110/25 Kulen Vakuf	VN									1,20		1,20
41	TS 110/35/10(20) kV Foča	Izgradnja novog DV polja, kompletiranje DV polja, SN, zamjena TR						4,65					4,65
42	TS 110/35/20/10 kV Goražde 1	VN, SN, zamjena TR 110/x kV, SCADA			4,31								4,31
43	TS 110/20/10 kV Gradiška 1	SN, SCADA		0,65									0,65
44	TS 110/35/10 kV Grude	VN, SN, SCADA				4,00							4,00
45	TS 110/35/6 kV HAK	Izgradnja novog DV polja										0,43	0,43
46	TS 110/35/10 kV Jablanica	VN, kompletiranje DV polja (2X), SN, SCADA, ugradnja drugog TR 110/x kV		4,18				1,50					5,68
47	TS 110/35/10 kV Jajce 1	VN, SN, zamjena TR 110/x kV, izgradnja novog DV polja		8,99									8,99
48	TS 110/35/10(20) kV Janja	Ugradnja drugog TR 110/x kV						1,56					1,56
49	TS 110/20/10 kV Kiseljak	Kompletiranje DV polja, izgradnja novog DV polja, VN, SN						3,40					3,40
50	TS 110/35/10 kV Kladanj	VN, izgradnja novog DV polja, SN, rekonstr. građevinskog dijela						0,73			2,30		3,03

Red. br.	Projekat / Objekat		Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	
51	TS 110/20/10 kV Ključ	Ugradnja drugog TR 110/x kV, VN, SN		2,65						2,79			5,44
52	TS 110/35/10 kV Konjic	Zamjena TR 110/x kV		1,55									1,55
53	TS 110/20/10 kV Kozarska Dubica	zamjena TR 110/x kV					1,04						1,04
54	TS 110/10(20) kV Kupres	Ugradnja drugog TR 110/x kV										1,50	1,50
55	TS 110/20 kV Laktaši 1	Kompletiranje DV polja, VN, SN, SCADA, zamjena TR 110/x kV	2,10						1,04				3,14
56	TS 110/35/10 kV Lopare	VN, SN									2,45		2,45
57	TS 110/35 kV Lukavac	VN, SN, zamjena sabirnica	2,40					6,30					8,70
58	TS 110/35/10 kV Maglaj	VN, SN									2,70		2,70
59	TS 110/35/10 kV Modriča	VN, SN, zamjena TR 110/x kV					8,69						8,69
60	TS 110/35/10 kV Mostar 2	SN					1,95						1,95
61	TS 110/20 kV Mostar 9	dva 110 kV DV polja				1,13							1,13
62	TS 110/35/10 kV Mrkonjić Grad	SN		2,14									2,14
63	TS 110/35/10 kV Novi Travnik	SCADA	0,67										0,67
64	TS 110/10 kV Neum	Ugradnja drugog TR		1,55									1,55
65	TS 110/35/10 kV Odžak	Ugradnja drugog TR 110/x kV										1,56	1,56
66	TS 110/35/10 kV Posušje	VN, SN, SCADA				2,68							2,68
67	TS 110/20/10 kV Prijedor 3	Kompletiranje DV polja, VN, SN, izgradnja trafo polja		1,23									1,23
68	TS 110/20/6,3 kV Prijedor 5	VN, SN							3,60				3,60
69	TS 110/20/10 kV Prnjavor	SN						1,71					1,71
70	TS 110/35/10 kV Rama/ Prozor	Izgradnja DV polja			0,60								0,60
71	TS 110/35/10 kV Rogatica	SN, VN				2,20					1,50		3,70
72	TS 110/20/10 kV Sanski Most	VN					0,52						0,52
73	TS 110/35/10 kV Sarajevo 1	SCADA i zaštite				0,92							0,92
74	TS 110/35/10 kV Sarajevo 2	SN, zamjena TR 110/x kV (2X)					4,80						4,80
75	TS 110/10 kV Sarajevo 4	Zamjena TR 110/x kV(2X), VN, SN, SCADA					7,60						7,60
76	TS 110/10 kV Sarajevo 5	VN (MOP), SN, zamjena TR 110/x kV (2X)				13,16		2,25					15,41

Red. br.	Projekat / Objekat		Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	
77	TS 110/10 kV Sarajevo 7	VN (MOP), SN										7,30	7,30
78	TS 110/10 kV Sarajevo 8	zamjena TR 110/x kV, kompletiranje DV polja (2X), SN, SCADA									6,20		6,20
79	TS 110/10 kV Sarajevo 14	VN (MOP), SN, zamjena TR 110/x kV, zamjena TR 110/x kV			12,06			1,56					13,62
80	TS 110/10 kV Sarajevo 15	SN, SCADA					2,90						2,90
81	TS 110/35/10 kV Sarajevo 18	VN, SN, ugradnja drugog TR 110/x kV, SCADA						3,00					3,00
82	TS 110/35/10 kV Sokolac	VN, SN, ugradnja drugog TR 110/x kV, SCADA								3,60			3,60
83	TS 110/20 kV Srbac	VN, SN							1,71			1,60	3,31
84	TS 110/35/10 kV Stanari	ugradnja drugog TR 110/x kV									1,56		1,56
85	TS 110/35/10 kV Stolac	VN, SN, zamjena TR 110/x kV, SCADA				4,60							4,60
86	TS 110/35/10 kV Šamac	VN, SN								2,15			2,15
87	TS 110/10 kV Široki Brijeg	VN, zamjena TR 110/x kV (2X)	0,48	3,10									3,58
88	TS 110/35/10 kV Teslić	Zamjena TR 110/x kV							1,56				1,56
89	TS 110/35/10 kV Tešanj	Kompletiranje DV polja, izgradnja novog DV polja, izgradnja MP					1,22						1,22
90	TS 110/35/10 kV Travnik 1	Zamjena TR 110/x kV, SN, VN, SCADA				5,00							5,00
91	TS 110/20/10 kV Tuzla 3	Izgradnja novog DV polja										0,43	0,43
92	TS 110/35/6 kV Tuzla 5	Rekonstrukcija DV polja, VN							0,43	2,40			2,83
93	TS 110/35/10 kV Tuzla Centar	VN, SN		0,56				3,50					4,06
94	TS 110/20 kV Ukrina	VN, SN, ugradnja drugog TR 110/x kV									4,77		4,77
95	TS 110/20/10 kV Uskoplje/Gornji Vakuf	kompletiranje DV polja, izgradnja novog DV polja			0,68								0,68

Red. br.	Projekat / Objekat		Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	
96	TS 110/35/10 kV Vareš	Kompletiranje DV polja, izgradnja novog DV polja, ugradnja drugog TR 110/x kV, VN, SN									5,20		5,20
97	TS 110/35/10(20) kV Velika Kladuša	VN, SN				0,36					1,80		2,16
98	TS 110/35/10 kV Visoko	Zamjena TR 110/x kV (2X), SN, VN, SCADA						7,50					7,50
99	TS 110/20/10 kV Vitez	Proširenje SN, VN, zamjena TR 110/x kV, SCADA		0,27						6,40			6,67
100	TS 110/35/10 kV Vlasenica	VN, SN, ugradnja drugog TR 110/x kV				5,00							5,00
101	TS 110/35/10(20) kV Vrnograč	VN, SN		0,44								1,80	2,24
102	TS 110/35/10 kV Zavidovići	Izgradnja novog DV polja, SN								2,00			2,00
103	TS 110/35 kV Zenica 1	VN, zamjena TR 110/x kV (2X)		0,50			5,50						6,00
104	TS 110/35/20/10 kV Zenica 3	VN, SN, zamjena TR 110/x kV (2X), SCADA			12,67								12,67
105	TS 110/35/20 kV Zenica 4	VN, kompletiranje DV polja (2X), proširenje SN, ugradnja drugog TR 110/x kV						4,60					4,60
II-2	Informacioni sistemi		0,00	0,00	9,80	0,00	7,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	16,80
1	SCADA sistem u centrima upravljanja				9,80								9,80
2	Snimanje trase dalekovoda						7,00						7,00
II-3	Telekomunikacije		0,00	0,00	40,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	40,00
1	Obnavljanje TK sistema				40,00								40,00
II-4	Dalekovodi		0,99	17,47	29,71	28,45	40,59	31,64	21,36	17,52	25,20	1,55	214,47
1	DV 110 kV Sarajevo 13 – Sarajevo 20 (1) (1970/1986)		0,15										0,15
2	DV 110 kV Sarajevo 2 – Sarajevo 10 (1954/1970/1979)		0,29										0,29
3	DV 110 kV Bosansko Grahovo – EVP Ličko Dugo Polje (HR) (1987)				0,32		0,60						0,92
4	DV 110 kV Drvar – EVP Ličko Dugo Polje (HR) (1987)				0,32		0,60						0,92
5	DV 220 kV RP Kakanj – Tuzla 4 (1962/1977)			8,80									8,80
6	DV 110 kV Doboj 1 – Doboj 2 (1956/1975/1980)			0,67									0,67
7	DV 2x110 kV HE Jablanica – Mostar 1/Mostar 2 <sup>(1)</sup>				18,92								18,92
8	DV 220 kV Prijedor 2 – RP Kakanj (1962/1969)					4,25							4,25

Red. br.	Projekat / Objekat	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	
9	DV 110 kV Grude – Imotski (HR) (1951/1982)				5,35							5,35
10	DV 2x110 kV HE Bočac – HE Jajce 1 (od HE Jajce 1 do SM 26) (1957/81)						1,79					1,79
11	DV 2x110 kV HE Jablanica – Sarajevo 1 (1)/(2) (1955/1957/1997)					3,40						3,40
12	DV 110 kV Donji Vakuf – Jajce 2 (1965/1985)			6,42								6,42
13	DV 110 kV Modriča - Odžak (1985)	0,12										0,12
14	DV 110 kV Lukavac – TE Tuzla (1) (1955/1967)					2,51						2,51
15	DV 110 kV Mostar 2 – Mostar 1 (1957)	0,05										0,05
16	DV 110 kV Trebinje – Herceg Novi (CG) (1969)					1,22						1,22
17	DV 110 kV HAK – Tuzla 4 (1981)				0,17							0,17
18	DV 110 kV Tuzla 3 – Lopare					0,50						0,50
19	DV 110 kV Mostar 2 – Stolac (sa svođenjem u TS Mostar 9) (1957/1980)				5,80							5,80
20	DV 110 kV Čapljina – Mostar 9 (1960)		3,16									3,16
21	DV 110 kV Mostar 1 - Mostar 9 (1960)				7,22							7,22
22	DV 110 kV Tuzla 5 – Zvornik (1956/1977/1988)							8,00				8,00
23	DV 110 kV Banja Luka 6 – Prijedor 2 (1962/1971/1980)						1,45					1,45
24	DV 110 kV Mostar 6 – Mostar 7 (1979)							4,35				4,35
25	DV 110 kV Bosanski Petrovac – Drvar (1976/1986)						1,65					1,65
26	DV 220 kV Jajce 2 – RP Jablanica (1966/77/2004)					0,90						0,90
27	DV 220 kV Mostar 4 – Zakučac (HR) (1958/1965/1977/2007)			0,50								0,50
28	DV 110 kV Ilijaš - TE Kakanj (1957/2007)			0,61								0,61
29	DV 110 kV Bileća – Trebinje 1 (1960/2006)		4,28									4,28
30	DV 110 kV Lukavac – Srebrenik (1960)				5,24							5,24
31	DV 110 kV Bugojno – Donji Vakuf (1965/1985/1996)			2,13								2,13
32	DV 110 kV Bileća - Nikšić	0,38				4,26						4,64
33	DV 110 kV Jablanica – Rama (1985)					0,46						0,46
34	DV 110 kV Brod – Derventa (1956/1975/1994)						3,60					3,60
35	DV 220 kV Prijedor 2 - Bihać 1			0,20								0,20
36	DV 110 kV B.Petrovac - Ključ			0,29								0,29
37	DV 110 kV Sarajevo 1 – Visoko (1954/71/97)						0,30					0,30
38	DV 110 kV EVP Konjic – Konjic (1954/1970)				0,42							0,42
39	DV 110 kV EVP Konjic - Pazarić					0,80						0,80
40	DV 110 kV Hadžići - Pazarić					0,40						0,40

Red. br.	Projekat / Objekat	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	
41	DV 110 kV EVP Dobrinje – TE Kakanj (1954/1971)					0,80						0,80
42	DV 220 kV Trebinje – HE Perućica (CG) (1965)					5,21						5,21
43	DV 220 kV Mostar 4 – RP Mostar 3 (1) (1965/1977)		0,56									0,56
44	DV 110 kV Trebinje – Trebinje 1 (1960/2006)					1,70						1,70
45	DV 110 kV Brčko 1 – Doboj 3 (1993)						1,56					1,56
46	DV 220 kV RP Jablanica – RP Kakanj (1968)						3,75					3,75
47	DV 110 kV Prijedor 2 – Prijedor 3 (1968/78)					0,45						0,45
48	DV 110 kV Prijedor 1 – Prijedor 2 (1971)					0,30						0,30
49	DV 110 kV K. Dubica – (Banja Luka 6 – Sisak (1)) (1971)					0,47						0,47
50	DV 220 kV RP Mostar 3 – Trebinje (2) (1968/2007)						7,50					7,50
51	DV 220 kV HE Rama – RP Jablanica (1) (1969)								2,07			2,07
52	DV 220 kV HE Rama – RP Jablanica (2) (1969)								2,07			2,07
53	DV 110 kV Derventa – Doboj 3 (1956/1975/1980/2004)							5,00				5,00
54	DV 110 kV Tuzla Centar - TE Tuzla					1,32						1,32
55	DV 110 kV Bijeljina 3 – Brčko 2 (1972/1988/2000)								5,00			5,00
56	DV 110 kV Bileća – Stolac (1957/1980/2000)								2,10			2,10
57	DV 220 kV HE Salakovac – RP Kakanj (1965/2001)						3,94					3,94
58	DV 110 kV Bugojno – Kupres (1985)									0,82		0,82
59	DV 220 kV HE Salakovac – RP Mostar 3 (1965/2001)					5,99						5,99
60	DV 220 kV HE Trebinje 1 – Trebinje (1965/2002)								2,22			2,22
61	DV 110 kV Doboj 2 – Doboj 3 (1956/1975/1980/2004)							1,50				1,50
62	DV 110 kV Čapljina – Opuzen (HR) (1959/1969)					0,59						0,59
63	DV 110 kV Neum – Opuzen (HR) (1959/1969)					0,51						0,51
64	DV 110 kV Neum – Ston (HR) (1960/1976)					0,63						0,63
65	DV 110 kV Mostar 6 – Mostar 1 (1955/1979/1995)					0,81						0,81
66	DV 110 kV Trebinje – Komolac (HR) (1968/2006)					3,08						3,08
67	DV 110 kV Mostar 5 – Mostar 7 (1979)					0,65						0,65
68	DV 110 kV Doboj 1 – Maglaj (1955/1971)									5,00		5,00
69	DV 220 kV RP Kakanj – TE Kakanj (trafo) (1962)						0,70					0,70
70	DV 110 kV Foča – Goražde 1 (1974)							1,96				1,96
71	DV 110 kV Cazin 1 – Cazin 2 (1984)								0,29			0,29
72	DV 110 kV Zenica 4 – Zenica Jug (1955/1976/2001/2005)								0,20			0,20



Red. br.	Projekat / Objekat	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	
73	DV 110 kV Zenica 4 – Zenica Sjever (1955/1976/2001/2005)								0,30			0,30
74	DV 110 kV Bugojno – Uskoplje/Gornji Vakuf (1985)									1,00		1,00
75	DV 110 kV Sarajevo 10 – Kiseljak (1980)						1,45					1,45
76	DV 110 kV Cementara - Zenica 2					1,10						1,10
77	DV 110 kV Banja Luka 1 - Banja Luka 6 (1)						2,25					2,25
78	DV 110 kV Doboj 1 – Gračanica (1955/1976/1986)								2,50			2,50
79	DV 110 kV Bosanska Krupa – Prijedor 2 (1968/1978/1998)					1,35						1,35
80	DV 110 kV Novi Grad – Prijedor 2 (1975)						1,10					1,10
81	DV 110 kV Prijedor 2 – Sanski Most (1975/80/2000)						0,60					0,60
82	DV 110 kV Zenica 2 - Zenica Sjever (1976)							0,55				0,55
83	DV 110 kV Zenica 2 - Zenica Jug (1976)								0,77			0,77
84	DV 110 kV Sarajevo 4 – Sokolac (1979)									2,60		2,60
85	DV 110 kV Rogatica – Sokolac (1980)									1,75		1,75
86	DV 110 kV Goražde 1 – Pljevlja (CG) (1960/)									4,70		4,70
87	DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6 (2) (1957/80)									4,53		4,53
88	DV 110 kV Banja Luka 1 – HE Bočac (1957/81)											
89	DV 110 kV Banja Luka 3 – Banja Luka 4 (1957/81/2001/07)											
90	DV 110 kV Banja Luka 3 – HE Bočac (1971)											
91	DV 110 kV Rogatica – Višegrad (1980)										1,55	1,55
92	DV 110 kV Bosanska Krupa - Bihać 1 (1968/78/98)									4,80		4,80
<b>III</b>	<b>UGRADNJA PRIGUŠNICA<sup>(4)</sup></b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>90,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>90,00</b>
1	TS 400/110/35/10 kV Banja Luka 6 (250 MVar)											0,00
2	TS 400/220/110/35/10 kV Mostar 4 (Čule) (250 MVar)											0,00
3	TS 400/220/110 kV Tuzla 4 (250 MVar)											0,00
4	TS 400/220/110/35/10 kV Višegrad (250 MVar)											0,00

**Napomena:**

- (1) Prikazana potrebna finansijska sredstva za realizaciju, kao i dinamika realizacije su podložni izmjenama zavisno od kretanja cijena na tržištu, raspoloživih sredstava za finansiranje, primjene Zakona o javnim nabavkama i sl.
- (2) nakon uklapanja DV 2x220 kV Rama - Posušje u EESBiH VE Široka Draga će se priključiti na DV 220 kV RP Jablanica - Mostar 4
- (3) FNE Plavo sunce 55-59 za priključenje koristi priključak FNE Polog
- (4) Kreditna sredstva u iznosu od 90 mil.KM

Varijabilni dio naknade za priključak koji ne ulazi u sumu potrebnih sredstava

## 14. ZAKLJUČAK

Sa ciljem da se kod izrade Plana uvaže 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 septembru 2023. 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.

Od novih proizvodnih objekata, u Plan su uključeni objekti bilansno uvršteni u IPRP i objekti iz Registra bilansiranih korisnika (koji vodi NOSBiH) zaključno sa 31.12.2023. godine.

Dinamika ulaska u pogon novih proizvodnih objekata je preuzeta iz Ugovora o priključku, Uslova za priključak i IPRP, a način uklapanja ovih objekata u prenosnu mrežu je preuzet iz Elaborata.

Uvažavajući kriterije definisane u Poglavlju 4. u planskom periodu 2024 – 2033. 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 6 postojećih krutih veza u mreži 110 kV u cilju povećanja pouzdanosti i sigurnosti snabdijevanja potrošača,
- kompletiranje 21 nekompletnog dalekovodnog polja 110 kV u 15 TS 110/x kV,
- ugradnja drugog energetskog transformatora 110/x kV u 18 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 15 novih TS 110/x.

Analize tokova snaga i naponskih prilika u okviru Plana su provedene za presječne 2024., 2028. i 2033. 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 NTC-a posebno je analiziran u poglavlju 10. Proračun prenosnih kapaciteta.

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[6], 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 2035. 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 sva tri režima u svim analiziranim presječnim godinama. 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 realizovale projekat SINCRO.GRID, te su u toku 2021. godine u pogon ušli kompenzacioni uređaji u ove dvije zemlje.

U cilju smanjenja visokih napona u prenosnoj mreži Elektroprenos BiH je planirao ugradnju četiri regulacijske prigušnice u četiri TS 400/x kV: Banja Luka 6 (250 MVar), Mostar 4 (250 MVar), Tuzla 4 (250 MVar) i Višegrad (250 MVar). Za realizaciju ovog projekta tražena su kreditna sredstva od EBRD-a. U okviru procesa odobravanja kredita završena je ekonomska i tehnička procjena Projekta Ugradnja regulacijskih prigušnica (VSR) u prenosnoj mreži BiH od strane EBRD-a u postupku odobrenja kreditnog aranžmana. U okviru tehničke ocjene projekta vanjski konsultant, angažovan od strane EBRD, je sačinio Finalni izvještaj o tehničkoj analizi projekta koji je usvojen od strane EBRD-a i Elektroprenosa BiH. Pored toga, EBRD je dostavio prijedlog Okolišnog i društvenog akcionog plana koji je, nakon usaglašavanja između EBRD-a i Elektroprenosa BiH, usvojen. EBRD je na usaglašavanje dostavio uslove kreditnog aranžmana i uslove za dodjelu grant sredstava za tehničku pomoć u realizaciji projekta. Nakon usvajanja odostavljenih uslova na nivou Kompanije biće stvoreni uslovi za potpisivanje Ugovora o kreditnom aranžmanu i Ugovora o dodjeli grant sredstava za tehničku pomoć u realizaciji projekta. U Planu je završetak ugradnje regulacijskih prigušnica u EES BiH planiran za 2028. 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 2024 – 2033. godina iznose 1064,94 mil. KM. Od toga:

- izgradnja novih objekata iznosi 227,03 mil. KM:
  - nove TS i DV: 205,03 mil. KM,
  - nove interkonekcije: 22,00 mil. KM.
- rekonstrukcije/sanacije i proširenja iznose 747,91 mil. KM:
  - rekonstrukcije/sanacije i proširenja VN i SN postrojenja: 476,64 mil. KM,
  - rekonstrukcije/sanacije DV: 214,47 mil. KM,

- informacijski sistemi: 16,8 mil. KM,
- obnavljanje telekomunikacione opreme: 40,0 mil. KM.

- ugradnja prigušnica: 90 mil.KM.

Potrebna finansijska sredstva za realizaciju, kao i dinamika realizacije prikazani u Planu su podložni izmjenama zavisno od kretanja cijena na tržištu, raspoloživih sredstava za finansiranje, primjene Zakona o javnim nabavkama i sl.

## LITERATURA

- [1] Mrežni kodeks, Službeni glasnik BiH 78/21
- [2] Indikativni plan razvoja proizvodnje 2024 – 2033., NOSBiH, septembar 2023. godine
- [3] „Metoda i kriteriji u revitalizaciji elektroenergetske prenosne mreže“ – doktorska disertacija, Davor Bajš, Split 2007. godine
- [4] Feasibility Study Including ESIA – 400 kV Interconnection Serbia-Montenegro-BiH, 19th February 2015
- [5] Projektni zadatak za WB13-REG-ENE-01 400 kV OHL Bajina Bašta-Pljevlja-Višegrad Technical documentation preparation and TSO support, February 2019
- [6] Feasibility Study (Including Social and Environmental Assessment Study) for strengthening of main Croatian transmission north-south axis enabling new interconnection development, March 2019