

**DESETOGODIŠNJI PLAN RAZVOJA  
PRIJENOSNE MREŽE 2017. - 2026.,  
S DETALJNOM RAZRADOM  
ZA POČETNO TROGODIŠNJE I  
JEDNOGODIŠNJE RAZDOBLJE**

**Prosinac, 2016.**

## UPRAVA DRUŠTVA

Odluka broj: 188.1.17  
Zagreb, 10. siječnja 2017. godine

Na temelju članka 28. Izjave društva Hrvatski operator prijenosnog sustava d.o.o. (Posl. broj: OU-293/16 od 20. travnja 2016. godine – potpuni tekst), a u skladu s člankom 30. st. 35.-37. Zakona o tržištu električne energije (NN 22/13, 95/15 i 102/15), Uprava Društva na 188. sjednici održanoj 10. siječnja 2017. godine donijela je

### ODLUKU

1. Donosi se „Desetogodišnji plan razvoja prijenosne mreže 2017. – 2026. s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje“, temeljem čl. 30. točke 35. i 36. Zakona o tržištu električne energije (NN 22/13, 95/15 i 102/15) nakon pribavljenog odobrenja Hrvatske energetske regulatorne agencije - dopis br. KLASA: 310-02/16-01/494, URBROJ: 371-01/16-07 od 30. prosinca 2016.
2. „Desetogodišnji plan razvoja prijenosne mreže 2017. – 2026. s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje“ objavit će se sukladno čl. 30. točki 37. Zakona o tržištu električne energije (NN 22/13, 95/15 i 102/15) na internetskim stranicama HOPS-a.
3. Zadužuje se Sektor za razvoj, investicije i izgradnju za provedbu ove Odluke.
4. Ova Odluka stupa na snagu danom donošenja.

**Predsjednik Uprave**



---

**dr.sc. Miroslav Mesić, dipl.ing.el.**

Dostaviti:

- Uprava Društva
- Sektor za razvoj, investicije i izgradnju
- Ured Uprave

# SADRŽAJ

<b>UVOD</b>	<b>1</b>
<b>1. TEMELJNE ODREDNICE PRI IZRADI DESETOGODIŠNJEG PLANA RAZVOJA</b>	<b>4</b>
1.1. STRATEŠKE ODREDNICE HOPS-a PRILIKOM PLANIRANJA RAZVOJA PRIJENOSNE MREŽE	4
1.2. FAZE IZRADE PLANA RAZVOJA	5
1.3. SCENARIJI PLANIRANJA	5
1.4. EKONOMSKA VALORIZACIJA	6
1.5. REVITALIZACIJE	6
1.6. PLAN PROSTORNOG UREĐENJA	7
1.7. PLAN RAZVOJA PRIJENOSNE MREŽE I ZAKONSKA REGULATIVA	7
1.8. PLAN RAZVOJA PRIJENOSNE MREŽE I ZAŠTITA OKOLIŠA	7
1.9. NOVE TEHNOLOGIJE	8
1.10. UVJETOVANOST PLANA I UTJECAJI	8
1.11. DISTRIBUIRANA PROIZVODNJA I ENERGETSKA UČINKOVITOST	9
1.12. PLAN IZGRADNJE ZAJEDNIČIH (SUSRETNIH) OBJEKATA TS 110/x kV	9
<b>2. TEHNIČKE KARAKTERISTIKE POSTOJEĆE HRVATSKE PRIJENOSNE MREŽE</b>	<b>11</b>
2.1. OSNOVNI TEHNIČKI POKAZATELJI	11
2.2. OSNOVNI POKAZATELJI PROIZVODNJE I KONZUMA PRIKLJUČENIH NA PRIJENOSNU MREŽU	17
2.3. SUSTAV VOĐENJA ELEKTROENERGETSKOG SUSTAVA I PRATEĆA ICT INFRASTRUKTURA	21
2.4. POMOĆNE USLUGE I REGULACIJSKE MOGUĆNOSTI HRVATSKOG ELEKTROENERGETSKOG SUSTAVA	22
2.4.1. Regulacija snage i frekvencije	22
2.4.2. Regulacija napona i jalove snage u EES	23
2.4.3. Ostale pomoćne usluge	24
2.5. STAROST I ŽIVOTNI VIJEK OPREME U HRVATSKOJ PRIJENOSNOJ MREŽI	24
2.6. POSTOJEĆE STANJE PRIJENOSNE MREŽE - SCHEM	27
<b>3. ULAZNI PODACI I PRETPOSTAVKE</b>	<b>37</b>
3.1. OPTEREĆENJA HRVATSKOG EES-A	37
3.1.1. Opterećenja EES-a u prošlosti	37
3.1.2. Opterećenja pojedinih Prijenosnih područja (PrP)	37
3.1.3. Prognoza porasta opterećenja EES-a	46
3.2. PRIKLJUČAK KORISNIKA NA PRIJENOSNU MREŽU	46
3.2.1. Postojeća izgrađenost elektrana unutar hrvatskog EES-a	50
3.2.2. Zajednički (susretni) objekti HOPS i HEP - ODS: planirane TS 110/x kV	51
3.2.3. Zahtjevi za priključak: objekti TS 110/x kV u planovima kupaca	52
3.2.4. Zahtjevi za priključak novih elektrana izuzev vjetroelektrana	52
3.2.5. Zahtjevi za priključak vjetroelektrana	53
3.2.6. Revitalizacija i povećanje instalirane snage postojećih elektrana	54
3.2.7. Izlazak iz pogona postojećih elektrana	54
3.2.8. Postojeći i novi korisnici koji su iskazali interes za priključenje na prijenosnu mrežu	54

<b>4. PLAN RAZVOJA I IZGRADNJE OBJEKATA U SREDNJOROČNOM RAZDOBLJU</b>	<b>60</b>
4.1. RAZDOBLJE 2017. – 2019. GODINA (TROGODIŠNJI PLAN)	60
4.1.1. Izgradnja i priključak TS 110/x kV koje su trenutno u fazi izgradnje	60
4.1.2. Izgradnja i priključak novih planiranih TS 110/x kV	60
4.1.3. Priključak novih elektrana i revitaliziranih elektrana	61
4.1.4. Investicije od sustavnog značaja za razdoblje 2017.-2019. g. (trogodišnji plan)	62
4.1.4.1. Investicije od sustavnog značaja – novi objekti	62
4.1.4.2. Investicije od sustavnog značaja – revitalizacije	66
4.1.5. Planirani razvoj prijenosne mreže u trogodišnjem razdoblju – sheme	66
4.2. RAZDOBLJE 2020. – 2026. GODINA	77
4.2.1. Priključak novih planiranih TS 110/x kV	77
4.2.2. Priključak novih elektrana i revitaliziranih elektrana	77
4.2.3. Investicije od sustavnog značaja za razdoblje 2020.-2026. g.	77
4.2.3.1. Investicije od sustavnog značaja – novi objekti	77
4.2.3.1. Investicije od sustavnog značaja – revitalizacije	79
4.2.4. Problematika pogona i razvoja 110 kV mreže na području grada Zagreba	80
4.2.5. Dodatne investicije u prijenosnu mrežu (zonski priključci VE)	81
4.2.6. Investicije u prijenosnu mrežu u sklopu regionalnih i europskih integracija	82
4.2.7. Planirani razvoj prijenosne mreže u desetogodišnjem razdoblju – sheme	84
4.3. PRORAČUNI KRATKIH SPOJEVA	94
<b>5. REVITALIZACIJA PRIJENOSNE MREŽE</b>	<b>97</b>
<b>6. ENTSO-E DESETOGODIŠNJI PLAN RAZVOJA PRIJENOSNE MREŽE (TYNDP) I PROJEKTI OD ZAJEDNIČKOG INTERESA (PCI)</b>	<b>106</b>
<b>7. PLAN RAZVOJA SUSTAVA VOĐENJA EES-A I PRATEĆE ICT INFRASTRUKTURE</b>	<b>111</b>
7.1. UVOD	111
7.2. PLAN 2017. – 2026.	111
<b>8. MOGUĆNOSTI PRIHVATA I TROŠKOVI INTEGRACIJE VJETROELEKTRANA U EES</b>	<b>114</b>
<b>9. PROVOĐENJE MJERA ENERGETSKE UČINKOVITOSTI U PRIJENOSNOJ MREŽI</b>	<b>121</b>
9.1. ZAKONSKE OBVEZE HOPS-A ZA POBOLJŠANJE ENERGETSKE UČINKOVITOSTI	121
9.2. GUBICI U PRIJENOSU ELEKTRIČNE ENERGIJE U HRVATSKOJ	122
9.3. MJERE ZA SMANJENJE GUBITAKA U PRIJENOSNOJ MREŽI I NJIHOVI OČEKIVANI UČINCI	123
<b>10. PROCJENA INVESTICIJSKIH ULAGANJA U IZGRADNJU OBJEKATA PRIJENOSNE MREŽE U DESETOGODIŠNJEM RAZDOBLJU</b>	<b>127</b>
10.1. PREGLED REALIZACIJE PLANA INVESTICIJA 2015. GODINE	127
10.2. PREGLED PLANA INVESTICIJA U DESETOGODIŠNJEM RAZDOBLJU 2017.- 2026. GODINE	129
<b>11. ZAKLJUČAK</b>	<b>142</b>
<b>12. LITERATURA</b>	<b>145</b>
<b>PRILOG 1 – TABLICE INVESTICIJA 1G, 3G, 10G</b>	

## UVOD

Hrvatski operator prijenosnog sustava d.o.o. (u daljnjem tekstu: HOPS) je prema Zakonu o energiji (NN 120/12; 14/14; 95/15; 102/15), energetska subjekt odgovoran za upravljanje, pogon i vođenje, održavanje, razvoj i izgradnju prijenosne elektroenergetske mreže. Temeljem Zakona o tržištu električne energije (NN 22/13, 95/15 i 102/15), HOPS je kao vlasnik prijenosne mreže 110 kV do 400 kV, dužan izraditi i donijeti, uz prethodnu suglasnost Hrvatske energetske regulatorne agencije (u daljnjem tekstu: HERA), desetogodišnje, trogodišnje i jednogodišnje investicijske planove razvoja prijenosne mreže.

HOPS je krajem listopada 2015. dostavio HERA-i na odobrenje dokument pod nazivom „Desetogodišnji plan razvoja hrvatske prijenosne mreže 2016.-2025. s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje“.

HERA je nakon provedene javne rasprave dala suglasnost na predmetni desetogodišnji plan razvoja hrvatske prijenosne mreže svojom Odlukom o davanju prethodne suglasnosti energetskom subjektu Hrvatski operator prijenosnog sustava d.o.o., Kupska 4, Zagreb na prijedlog „Desetogodišnjeg plana razvoja hrvatske prijenosne mreže 2016.-2025. s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje“, Klasa: 310-02/15-01/539 Urbroj: 371-01/16-04 od 5. travnja 2016. godine. Plan razvoja za promatrano razdoblje bio je rezultat tadašnjih informacija i spoznaja vezanih za utjecajne faktore po očekivani pogon i razvoj prijenosne mreže, temeljem kojih je HOPS definirao potrebnu izgradnju prijenosne mreže imajući u vidu sigurnost opskrbe kupaca, potrebe tržišnih sudionika, zahtjeve za priključak novih korisnika mreže i povećanja priključne snage postojećih korisnika.

U nastavku je prikazan ovogodišnji novelirani desetogodišnji plan razvoja za razdoblje 2017. – 2026. godine, koji je rezultat najnovijih događanja u elektroenergetskom sektoru RH i spoznaja o faktorima utjecajnim na očekivani razvoj prijenosne mreže.

Sukladno prethodnom desetogodišnjem planu razvoja zadržan je tretman novih korisnika mreže na način da se u novi plan uključuju samo oni korisnici koji su s HOPS sklopili ugovor o priključenju ili je isti objekt od strateškog interesa za RH. Ovaj desetogodišnji plan također obuhvaća nove zajedničke (susretne) objekte s HEP – ODS (TS 110/x kV) koji su usuglašeni između dva operatora, te je dogovoren način financiranja pojedinih dijelova tih postrojenja. Ovaj plan uključuje i detaljnu razradu po idućem jednogodišnjem i trogodišnjem razdoblju, odnosno objedinjeni su jednogodišnji, trogodišnji i desetogodišnji planovi razvoja, u skladu s novim Zakonom o tržištu električne energije.

Plan razvoja u najvećoj je mogućoj mjeri usklađen s pretpostavkama prilikom izrade TYNDP iz 2014. i TYNDP iz 2016. godine (koji će biti objavljen do kraja godine) od strane ENTSO-E čiji je HOPS punopravni član, u kojem su definirana četiri scenarija (vizije) dugoročnih odnosa na energetskom tržištu EU, prvenstveno kroz cijene pojedinih energenata u budućnosti, udjela OiE, cijene emisija CO<sub>2</sub> i ostalih utjecajnih faktora. Prilikom analiza u obzir su uzete i tradicionalne nesigurnosti koje se pojavljuju unutar EES RH kao što su varijabilan angažman HE ovisno o hidrološkim okolnostima, varijabilan angažman VE i ostalih OiE ovisno o trenutnim klimatskim okolnostima, kao i moguće varijacije opterećenja unutar sustava ovisno o godišnjem dobu (zima, ljeto) i dobu dana (dan, noć).

Prilikom izrade noveliranog plana razvoja HOPS je registrirao planove većeg broja korisnika mreže koji su u proteklom razdoblju podnijeli zahtjeve za priključak, sagledao način priključenja i eventualni utjecaj na razvoj prijenosne mreže, ali isti nisu aktivno uključeni u ovogodišnji plan razvoja budući da nije pokrenuta procedura sklapanja Ugovora o priključenju ili je sklapanje takvog ugovora još neizvjesno. Takvi (eventualni budući) korisnici prijenosne mreže evidentirani su u posebnom poglavlju ovog plana, a bit će aktivno uključeni u buduće planove kad se završi procedura sklapanja Ugovora o priključenju.

Predmetni desetogodišnji plan razvoja hrvatske prijenosne mreže obuhvaća neophodnu revitalizaciju postojećih, kao i izgradnju novih objekata prijenosne mreže, od kojih je dio studijski istražen na razini studije predizvodljivosti, što znači da će se prije donošenja konačnih investicijskih odluka provoditi dodatna istraživanja njihove tehnološko-ekonomske opravdanosti izgradnje, te mogućnosti izgradnje s obzirom na prostorna, okolišna i druga ograničenja.

Ukupni troškovi razvoja i revitalizacije mreže procijenjeni su na temelju sadašnje razine jediničnih cijena visokonaponske opreme (dalekovodi, transformatorske stanice – polja, transformatori, sekundarna oprema, kompenzacijski uređaji i dr.), određenih temeljem javnih natječaja koje provodi HOPS i ponuda proizvođača opreme i/ili izvođača radova.

Ukupna ulaganja u razvoj prijenosne mreže u priloženom planu treba shvatiti kao maksimalnu vrijednost ulaganja koju će biti potrebno osigurati i prikupiti u slučaju potpunog ostvarenja svih ulaznih pretpostavki poput porasta opterećenja, te izgradnje i priključka svih prijavljenih korisnika. U stvarnosti neće doći do ostvarenja svih pretpostavki pa će potreban iznos financijskih sredstava biti manji, a realnija procjena moći će se dati pri svakoj narednoj novelaciji ovog desetogodišnjeg plana razvoja.

Prilikom izrade plana razvoja HOPS se rukovodio kriterijima planiranja definiranim u Mrežnim pravilima hrvatskog EES, te kriterijima planiranja definiranim od strane ENTSO-E u TYNDP 2014. (2016.) godine:

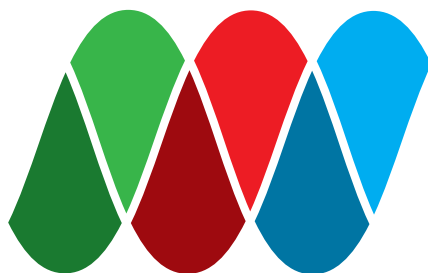
- tehnička ocjena projekta: fleksibilnost i elastičnost predloženog rješenja,
- troškovi izvedbe projekta: minimalni,
- utjecaj na okoliš i sociološki aspekti: minimalni,
- sigurnost opskrbe: na zadovoljavajućoj razini, po mogućnosti što viša,
- društvena korist i integracija EU tržišta električnom energijom: što veća,
- održivost projekta: smanjenje gubitaka prijenosa, minimiziranje emisija CO<sub>2</sub>, integracija OiE.

Važan aspekt pri analizi mogućih rješenja, odnosno projekata koji otklanjaju uočena ograničenja u prijenosnoj mreži, a koje je HOPS uzeo u obzir su i sve veći problemi radi imovinsko-pravnih odnosa na koridorima vodova, kao i sve veća okolišna ograničenja, što navodi na bolje iskorištenje postojećih trasa dalekovoda kao i iskorištenje trasa koje su već upisane u postojeće prostorne planove. Desetogodišnji plan razvoja prijenosne mreže podložan je budućim izmjenama s obzirom na nove spoznaje i informacije, eventualna prostorna i okolišna ograničenja, te druge utjecajne faktore.

Prilikom analiza pogona prijenosne mreže radi identifikacije objekata (investicija) koje je potrebno izgraditi u obzir je uzeto razdoblje duže od idućih deset godina kako bi se što šire mogla sagledati korist od izgradnje pojedinog objekta u razdoblju njegove životne dobi, no u konačnoj verziji plana uključeni su samo objekti čiju izgradnju treba minimalno započeti u razdoblju do 2026. godine.

# 1.

**TEMELJNE ODREDNICE  
PRI IZRADI  
DESETOGODIŠNJEG PLANA  
RAZVOJA**



# 1. TEMELJNE ODREDNICE PRI IZRADI DESETOGODIŠNJEG PLANA RAZVOJA

## 1.1. STRATEŠKE ODREDNICE HOPS-A PRILIKOM PLANIRANJA RAZVOJA PRIJENOSNE MREŽE

Prilikom određivanja optimalnog razvoja prijenosne mreže u idućem desetogodišnjem razdoblju nastojalo se zadovoljiti sljedeće osnovne principe:

- Postizanje zadovoljavajuće sigurnosti opskrbe kupaca na teritoriju RH.
- Postizanje zadovoljavajuće raspoloživosti i dostatnosti hrvatske prijenosne mreže za nesmetano odvijanje aktivnosti svih sudionika na tržištu električne energije (proizvođača, trgovaca i opskrbljivača, te drugih subjekata).
- Omogućavanje priključka novih korisnika na prijenosnu mrežu pod jednakim, transparentnim i ne diskriminirajućim uvjetima.
- Integracija obnovljivih izvora energije u prijenosni sustav, u cilju ispunjenja obaveza koje je RH preuzela ulaskom u EU.
- Definiranje konfiguracije prijenosne mreže u budućim vremenskim presjecima koja će biti dovoljno fleksibilna i elastična da omogući ispunjenje prethodno navedenih zahtjeva u što većem rasponu kretanja nesigurnih utjecajnih faktora.

Prethodno nabrojani principi (strateške odrednice) ispunit će se provođenjem sljedećih aktivnosti:

- Kontinuirana ulaganja u revitalizaciju, odnosno zamjene i rekonstrukcije, dotrajalih jedinica prijenosne mreže.
- Ulaganja u izgradnju novih jedinica mreže (vodovi, transformatori, ITC infrastruktura, uređaji za kompenzaciju reaktivne snage, uređaji za regulaciju aktivne snage i ostalo), temeljem kriterija propisanih u Mrežnim pravilima, uz uvažavanje ekonomskih kriterija odnosno minimiziranje uloženih financijskih sredstava.
- Ulaganja u zahvate koji će omogućiti bolje iskorištavanje postojećih, odnosno izgradnju neophodnih novih, prekograničnih kapaciteta, koristeći naknade prikupljene kroz alokaciju prekograničnih kapaciteta (dražbe).
- Primjenu modernih tehnologija u prijenosu električne energije, kao što su visoko-temperaturni vodiči malog provjesa 2. generacije (HTLS vodiči) u revitalizaciji i povećanju prijenosne moći postojećih dalekovoda, ugradnja uređaja baziranih na energetskej elektronici (FACTS) ili regulacijskih konvencionalnih uređaja (VSR) za rješavanje problema previsokih napona u prijenosnoj mreži, ugradnja mrežnih transformatora s mogućnosti zakretanja faza (upravljanje tokovima djelatnih snaga), itd.
- Stalno unaprjeđenje i usavršavanje vlastitih kadrova zbog obaveznog aktivnog sudjelovanja u europskim procesima pod okriljem ENTSO-E, te sudjelovanja u ostalim međunarodnim organizacijama (CIGRE, IEEE, i dr.).

Kao najveće rizike u uspješnom ostvarenju prethodno nabrojanih strateških odrednica i planiranih aktivnosti HOPS identificira neizvjesna gospodarska kretanja u RH, prostorno-planska ograničenja i ekološke zahtjeve, nesigurnosti vezane za izgradnju novih proizvodnih postrojenja, te neizvjesnost stabilnog i dostatnog financiranja potrebnih aktivnosti.



## 1.2. FAZE IZRADE PLANA RAZVOJA

Izrada ovog desetogodišnjeg plana razvoja provedena je u nekoliko dijelova – faza:

- 1) Na temelju niza ulaznih podloga (studija i istraživanja) izrađen je Indikativni srednjoročni plan razvoja hrvatske prijenosne mreže, objavljen početkom 2012. godine, koji je poslužio kao osnova izrade desetogodišnjeg plana 2014. – 2023.
- 2) Izrađene su specijalističke studije za rješavanje specifičnih pitanja, primjerice studije razvoja zagrebačke i splitske prijenosne mreže, analiza potreba za ugradnjom energetskih transformatora s kosom regulacijom odnosno s mogućnosti upravljanja tokovima djelatne snage, analiza ugradnje kompenzacijskih uređaja.
- 3) Prikupljene su aktualne podloge o planovima izgradnje postojećih i novih korisnika prijenosne mreže, te su dodatno istraženi zahtjevi na razvoj prijenosne mreže s obzirom na nove spoznaje.
- 4) Kao sinteza prethodnih aktivnosti i istraživanja izrađen je desetogodišnji plan razvoja prijenosne mreže za razdoblje 2014. – 2023. godine.
- 5) Provedene su dodatne studije istraživanja razvoja mreže, te je uz aktualizirane ulazne pretpostavke i nove proračune izrađen desetogodišnji plan razvoja hrvatske prijenosne mreže 2016.-2025. s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje.
- 6) Desetogodišnji plan razvoja hrvatske prijenosne mreže 2017.-2026. s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje izrađen je na temelju prethodnog plana uzimajući u obzir sve novoizrađene studije i nastale promjene u prijenosnoj mreži.

Uvođenjem tržišnih odnosa u elektroenergetski sektor broj nepoznatih varijabli stanja pri planiranju razvoja prijenosne mreže ekstremno raste. Time je i budući pogon prijenosne mreže mnogo teže sagledati od trenutnog pogona, pri čemu je to sagledavanje to teže i manje vjerojatnije budućem stanju kako se produžava vremensko razdoblje planiranja. Možemo zaključiti da je budućnost povezana s nizom nesigurnosti u ulaznim podacima potrebnim za planiranje razvoja prijenosne mreže, pa samim time dolazi do značajnog rizika pri određivanju razvoja mreže. Stoga će HOPS redovito ažurirati desetogodišnje planove razvoja, te ih dostavljati HERA-i na odobrenje.

## 1.3. SCENARIJI PLANIRANJA

Nesigurnosti pri planiranju razvoja prijenosne mreže moguće je uzeti u obzir determinističkim više-scenarijskim analizama ili koristeći probabilističke metode planiranja. Drugi način vjerniji je fizikalnoj slici elektroenergetskog sustava i nužan je pri procjeni ekonomske opravdanosti investicija u mrežu, no prvi način češće se koristi zbog svoje jednostavnosti i preglednosti. Deterministički pristup planiranju provodi se analizom određenih mogućih pogonskih stanja u budućnosti, zanemarujući pri tom vjerojatnost njihove pojave, pri čemu su analizirana pogonska stanja definirana kroz različite scenarije ovisno o najutjecajnijim ulaznim varijablama.

Scenariji ispitani pri izradi ovog plana odnose se na vremenski presjek promatranja, različite razine opterećenja EES, izgradnju novih elektrana unutar sustava, angažiranost hidroelektrana, angažiranost intermitentnih izvora energije (OiE, prvenstveno VE), te pravce uvoza električne energije. Definirani su slijedeći scenariji planiranja:

a) obzirom na analizirano vremensko razdoblje (razdoblje izvođenja pojedinih investicija treba shvatiti uvjetno, odnosno dinamika njihove realizacije ovisi o utjecajnim faktorima poput porasta opterećenja, izgradnje elektrana, priključka novih korisnika na mrežu i drugog):

- 2017. – 2019. godina,
- 2020. – 2026. godina.

b) obzirom na opterećenje EES:

- godišnji maksimum opterećenja,
- ljetni maksimum opterećenja u promatranim godinama,
- zimski minimum opterećenja u promatranim godinama,
- godišnji (proljetni, ljetni) minimum opterećenja u promatranim godinama.

c) obzirom na plan izgradnje novih elektrana:

- prema sklopljenim ugovorima o priključenju,
- prema očekivanoj integraciji obnovljivih izvora energije u RH,

d) obzirom na hidrološka stanja tj. angažiranost hidroelektrana:

- stanje normalne hidrologije,
- stanje ekstremno vlažne hidrologije,
- stanje ekstremno suhe hidrologije,

e) obzirom na klimatske okolnosti i angažman VE:

- nizak angažman VE (0 MW),
- visok angažman VE (0,8 Pinst. VE),

f) obzirom na pravce uvoza električne energije (snage):

- uvoz sa „sjevera“ preko Mađarske,
- uvoz iz BiH,
- uvoz s „istoka“ preko Srbije.

#### **1.4. EKONOMSKA VALORIZACIJA**

Ekonomska valorizacija odnosno promatranje odnosa između dobiti i troškova izgradnje objekta prijenosne mreže pruža važne informacije u procesu donošenja odluka o pokretanju investicija, ali i u procesu njihova odobravanja sa strane HERA-e. U dobit od investicija u prijenosnu mrežu uključena je procjena povećanja sigurnosti napajanja kroz smanjenje očekivanih troškova neisporučene električne energije, dobit od smanjenja gubitaka u mreži, te dobit od minimiziranja troškova preraspodjele proizvodnje elektrana u sustavu, odnosno tržišne cijene električne energije uslijed redispečinga. Troškovi za svaku pojedinačnu investiciju procijenjeni su na temelju jediničnih cijena visokonaponske opreme i postrojenja. Detaljne ekonomske analize provode se u studijama izvodljivosti za objekte prikazane u ovom planu.

#### **1.5. REVITALIZACIJE**

U razdoblju do 2026. godine treba revitalizirati određeni broj objekata, jedinica, uređaja i komponenti u prijenosnoj mreži budući da će isti premašiti svoj životni vijek. Pod revitalizacijom podrazumijevamo aktivnosti na zamjenama pojedinih jedinica/uređaja/ komponenti u prijenosnoj mreži kako bi se očuvala njihova tehnička funkcionalnost. Ovaj plan sadrži prijedlog revitalizacije kapitalnih objekata prijenosne mreže, nadzemnih vodova, kabela i transformatorskih stanica, za koje je potrebno uložiti znatna financijska sredstva u narednom desetljeću.

Revitalizacijom prijenosnih vodova, ukoliko je potrebno, moguće ih je preoblikovati u vodove viših naponskih razina 110, 220 ili 400 kV uz povećanje prijenosne moći (2 x 110 kV, 2 x 220 kV, 2 x 400 kV,

korištenje nove tehnologije vodiča), a da se pri tome njihove postojeće trase, na pojedinim dijelovima, ovisno o zatečenoj razvijenosti i stanju prostora, mogu kroz postupak ishođenja građevinske dozvole prilagoditi novom stanju prostora i izgraditi sukladno tehničkim propisima koji reguliraju način i uvjete izgradnje elektroenergetskih građevina.

## **1.6. PLAN PROSTORNOG UREĐENJA**

Pri izradi ovog Plana razvoja prijenosne mreže kao podloga su korištene važeće Izmjene i dopune Strategije prostornog uređenja RH – infrastrukturni sustavi i Programa prostornog uređenja RH – elektroenergetski sustavi (NN 84/13). Na temelju pokrenutog postupka izmjena i dopuna Strategije i Program prostornog uređenja RH - energetske sustavi izrađena je „Podloga za uvrštenje u Program prostornog uređenja RH“ od strane HOPS-a, a koja je krovni dokument prostornog uređenja RH.

Dokument Desetogodišnji plan razvoja hrvatske prijenosne mreže 2017.-2026. s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje koristi se kao podloga za opis postojećih i planiranih visokonaponskih objekata i postrojenja u prostorno planske dokumente. To znači da su se nakon detekcije određenih mogućih poremećaja u prijenosnoj mreži pokušavala analizirati ona rješenja koja su u skladu s važećim Programom prostornog uređenja. U slučaju kada takva rješenja nisu postojala, odnosno ukoliko nisu bila zadovoljavajuća, predlagala su se neka druga izvan Programa prostornog uređenja, te je isto istaknuto.

Takav pristup je opravdan, budući da ovaj plan razvoja prijenosne mreže i treba poslužiti kao neophodna podloga za izradu novog Programa prostornog uređenja RH u koji treba uključiti nove objekte i trase vodova kako su predloženi ovim planom. Osim toga, za određeni broj vodova koji će biti neosporno nužni ne postoje ucrtane trase u prostorne planove. Prilikom izrade novog plana prostornog uređenja na razini RH treba zadržati sve trase vodova (i lokacije TS i RP) ucrtane u važeći prostorni plan bez obzira na rezultate ovog Desetogodišnjeg plana razvoja hrvatske prijenosne mreže (budućnost nosi mnogo nesigurnosti pa se HOPS ne odriče rezerviranih koridora i lokacija).

## **1.7. PLAN RAZVOJA PRIJENOSNE MREŽE I ZAKONSKA REGULATIVA**

Uvažavajući činjenicu da su visokonaponski objekti i postrojenja naponske razine 110, 220 i 400 kV značajni objekti elektroenergetske infrastrukture i koji su «građevine od važnosti za Republiku Hrvatsku» odnosno one za koje je zakonom utvrđen javni interes (čl. 4. Zakona o energiji, NN 120/12; 14/14; 95/15; 102/15), te sukladno čl. 2. toč. 6 Uredbe o određivanju građevina od važnosti za Republiku Hrvatsku (NN 6/00 i 68/03) smatraju se građevinama od važnosti za RH, odnosno prema Uredbi (NN 116/07., obuhvaća 400 kV i 220 kV objekte) građevinama za koje lokacijsku i/ili građevinsku dozvolu izdaje Ministarstvo graditeljstva i prostornog uređenja, u cilju što kvalitetnijeg pristupa pripremnih aktivnosti na realizaciji izgradnje visokonaponskih objekata i postrojenja (DV i TS) potrebno je kroz više različitih pokrenutih upravnih postupaka dokazati opravdanost izgradnje predmetne građevine u prostoru, važećim Zakonom o prostornom uređenju i gradnji, kao i u skladu s ostalom važećom zakonskom regulativom u Republici Hrvatskoj, koja tretira problematiku pripreme izgradnje i izgradnje ovakve vrste elektroenergetskih građevina.

## **1.8. PLAN RAZVOJA PRIJENOSNE MREŽE I ZAŠTITA OKOLIŠA**

Temeljem Zakona o zaštiti okoliša (NN 80/13, 153/13, 78/15) i Zakona o zaštiti prirode (NN 80/13), Uredbe o procjeni utjecaja zahvata na okoliš (NN 64/08, 67/09), Hrvatski operator prijenosnog sustava

d.o.o. kada nastupa u svojstvu vršitelja poslova investitora, obavezan je provesti Procjenu utjecaja na okoliš u upravnom postupku pri nadležnom Ministarstvu zaštite okoliša i prirode za dalekovode i transformatorske stanice nazivnog napona 220 kV i 400 kV. Nakon izvršene Procjene utjecaja na okoliš i pisanog rješenja o mjerama zaštite ostvaruje se pravo pokretanja postupka ishodaženja lokacijske dozvole i nastavka aktivnosti realizacije projekta.

Za dalekovode nazivnog napona 110 kV koji se dijelom trase zaštitnog koridora nalaze u prostoru ekološke mreže „Eko Natura 2000”, kroz postupak lokacijske dozvole koji vodi ili Ministarstvo prostornog uređenja i graditeljstva ili upravno tijelo u Županiji od nadležnih tijela (Državna uprava za zaštitu prirode ili odgovarajuće županijsko tijelo) traži se mišljenje o uvjetima građenja i eksploatacije u tom području, te propisivanje zaštitnih mjera ukoliko ih je potrebno poduzeti.

### **1.9. NOVE TEHNOLOGIJE**

Nove tehnologije u izgradnji prijenosne mreže je u budućnosti poželjno primijeniti radi poboljšanja tehničkih karakteristika mreže, ukoliko će to biti ekonomski opravdano. U pojedinim slučajevima će radi prostornih ograničenja i problema u pronalaženju novih trasa za vodove biti potrebno primijeniti i skuplja rješenja, no isto ne treba biti pravilo već izbor samo u slučaju nepremostivih poteškoća vezanih za okoliš, odnosno pridobivanja potrebnih dozvola.

Potrebu uvođenja novih tehnologija vezanih za primjenu visoko-temperaturnih vodiča malog provjesa 2. generacije (HTLS vodiči, primarno ACCC i ACCR vodiči) u revitalizaciji i povećanju prijenosne moći postojećih dalekovoda, te eventualno kompaktiranje vodova i dr., bit će potrebno ocijeniti od slučaja do slučaja, no efekt uvijek treba biti isti, a to je povećanje prijenosne moći nekog koridora uz zadovoljavajuću raspoloživost voda i ekonomsku opravdanost primjene (s aspekta investicijskih troškova i gubitaka).

Isti pristup vrijedi i za primjenu ostalih modernih tehnologija u prijenosu električne energije, kao što su ugradnja uređaja baziranih na energetskej elektronici (FACTS) za rješavanje problema previsokih napona u prijenosnoj mreži, ugradnja mrežnih transformatora s mogućnosti zakretanja faza (upravljanje tokovima djelatnih snaga), itd.

### **1.10. UVJETOVANOST PLANA I UTJECAJI**

Plan investicija prikazan ovim dokumentom treba shvatiti kao uvjetan, odnosno neće sve investicije trebati poduzimati do naznačenih vremenskih presjeka, ovisno o realizaciji nekih polaznih pretpostavki u budućnosti na temelju kojih je plan sastavljen. Tako na primjer neće trebati graditi vod 2x220 kV Plomin – Melina ukoliko se ne realizira izgradnja TE Plomin C, niti će trebati graditi ostale priključne vodove za nove elektrane i TS 110/x kV ukoliko se iste ne izgrade.

Izvođenje nekih investicija može otkazati ili odgoditi izvođenje drugih investicija za kasniji vremenski presjek.

Najznačajniji faktori koji mogu utjecati na dodatnu neplaniranu izgradnju prijenosne mreže su slijedeći:

- izgradnja novih elektrana na lokacijama koje nisu sagledane ovim planom zbog nedostatka/manjkavosti (ograničene dostupnosti) ulaznih podataka ili promjene planova tržišnih sudionika,
- priključak novih kupaca koji nisu sagledani ovim planom zbog nedostatka/manjkavosti (ograničene dostupnosti) ulaznih podataka,
- značajno odstupanje u porastu opterećenja EES na razini prijenosne mreže, odnosno prenesene električne energije, od scenarija analiziranih u ovom planu,

- scenariji izgradnje vjetroelektrana i ostalih OiE unutar EES Hrvatske različiti od onih analiziranih u ovom planu,
- razvoj tržišta električne energije na nacionalnoj, regionalnoj i paneuropskoj razini uključujući integraciju tržišta,
- budući regulatorni zahtjevi,
- značajnije promjene u razvoju susjednih EES-ova (na primjer moguća izgradnja novih elektrana u okruženju, novih interkonekcija i slično).

### **1.11. DISTRIBUIRANA PROIZVODNJA I ENERGETSKA UČINKOVITOST**

Energetska politika EU potiče izgradnju obnovljivih izvora energije, od kojih se velik dio priključuje na distribucijsku mrežu (solarni sustavi, manje elektrane na biomasu, mHE, manje VE i slično). Trenutno u RH postoji velik interes za izgradnju OiE koji će se priključiti na distribucijsku i prijenosnu mrežu, prvenstveno vjetroelektrane, sunčane elektrane, elektrane na biomasu ili bioplin, te kogeneracijske elektrane. Intenzitet njihove izgradnje i ukupna veličina ovisit će o energetskej politici države i iznosima subvencija za njihovu proizvodnju.

Promatrajući distribuirane izvore električne energije zajedno s učincima politike energetske efikasnosti, može se očekivati smanjenje opterećenja (potrošnje) preko pojedinih čvorišta 110 kV mreže, a time i do posljedično smanjenih opterećenja pojedinih visokonaponskih vodova. Ovaj plan uzima u obzir trenutnu razinu integracije OiE, te buduće projekte izgradnje VE i ostalih OiE predviđenog priključka na pretežito prijenosnu mrežu, pa će u budućim novelacijama plana razvoja trebati uzimati u obzir, te analizirati učinak distribuiranih izvora i smanjenja potrošnje radi mjera na provođenju energetske efikasnosti.

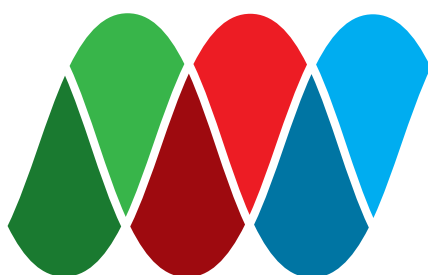
U ovom trenutku nije moguće predvidjeti intenzitet izgradnje manjih OiE, pa time ni utjecaj na opterećenja pojedinih čvorišta 110 kV mreže, pa je stoga ovaj plan sastavljen na temelju zabilježenih opterećenja 110 kV čvorišta bez značajnije integracije distribuirane proizvodnje i utjecaja mjera energetske efikasnosti.

### **1.12. PLAN IZGRADNJE ZAJEDNIČIH (SUSRETNIH) OBJEKATA TS 110/X KV**

Tijekom pripremnog razdoblja za izradu ovog plana HOPS i HEP – ODS usuglasili su sve zajedničke (susretne) objekte koji trebaju biti uključeni u ovaj plan. Kod priključka novih TS 110/x kV usuglašeno je da je HOPS investitor u izgradnju 110 kV postrojenja i priključka na mrežu 110 kV, te transformatora 110/35 kV u slučaju njihove ugradnje, dok je HEP – ODS investitor u srednjonaponska postrojenja, te u transformatore 110/10(20) kV. Usuglašeni zajednički (susretni) objekti prikazani su u nastavku plana.

# 2.

## **TEHNIČKE KARAKTERISTIKE POSTOJEĆE HRVATSKE PRIJENOSNE MREŽE**

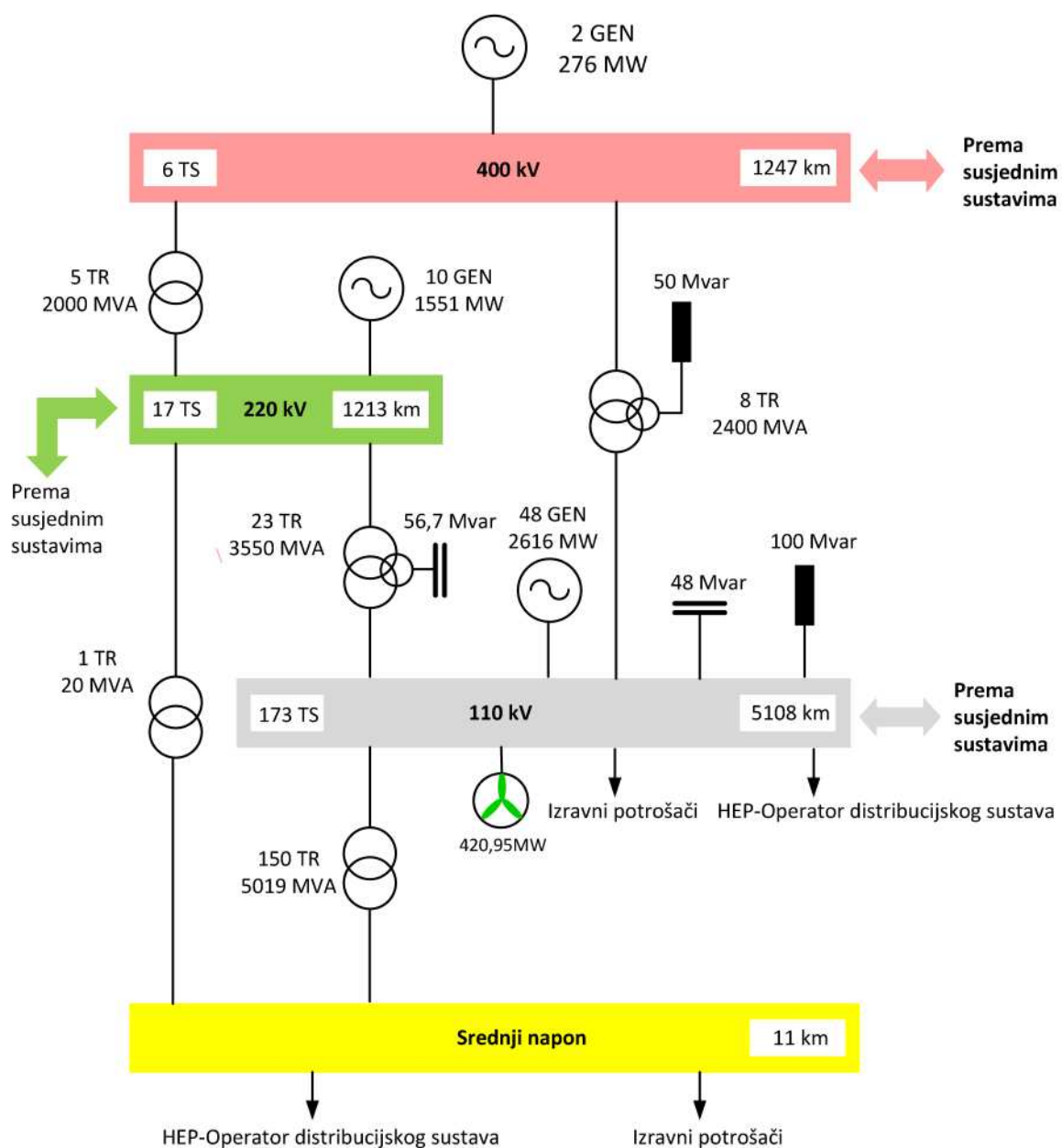


## 2. TEHNIČKE KARAKTERISTIKE POSTOJEĆE HRVATSKE PRIJENOSNE MREŽE

### 2.1. OSNOVNI TEHNIČKI POKAZATELJI

Hrvatski prijenosni sustav je danas (stanje krajem 2015. godine) umrežen u ukupno 6 postrojenja 400 kV razine, te u ukupno 17 postrojenja 220 kV razine - slika 2.1.

Na 110 kV naponskoj razini priključeno je ukupno 173 RP 110 kV i TS 110/x kV.



Slika 2.1. Tehnički pokazatelji hrvatskog EES-a po naponskim razinama u vlasništvu HOPS-a. – stanje krajem 2015. godine

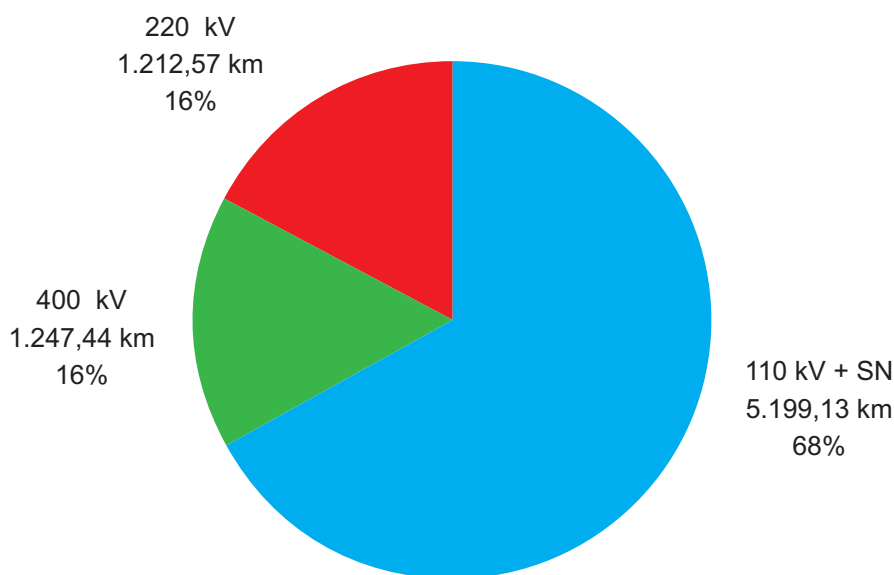
Hrvatski elektroenergetski sustav povezan je naponskim razinama 400 kV, 220 kV i 110 kV sa sustavima susjednih zemalja. Dalekovodima 400 kV naponske razine (ukupno sedam DV od čega su tri dvosustavna, a četiri jednosustavna) povezan je elektroenergetski sustav RH sa sustavima:

- Bosne i Hercegovine (DV 400 kV Ernestinovo - Ugljevik i DV 400 kV Konjsko - Mostar),
- Srbije (DV 400 kV Ernestinovo – Sremska Mitrovica 2),
- Mađarske (DV 2x400 kV Žerjavinec – Heviz, DV 2x400 kV Ernestinovo – Pecs) i
- Slovenije (DV 2x400 kV Tumbri – Krško, DV 400 kV Melina – Divača).

Prijenosna mreža 400 kV RH nije upetljana na teritoriju države, već se prostire od njenog istočnog dijela (Ernestinovo), preko sjeverozapadnog (Zagreb) do zapadnog (Rijeka) i južnog (Split) dijela (slika 2.4.). Od proizvodnih postrojenja na 400 kV mrežu priključena je jedino RHE Velebit.

Interkonekcijska povezanost hrvatskog sustava sa susjednim članicama ENTSO-E ostvarena je i s 8 dalekovoda 220 kV. Također, hrvatski sustav je umrežen s okruženjem i na 110 kV razini (ukupno 18 dalekovoda u trajnom ili povremenom pogonu). Dobra povezanost sa susjednim sustavima omogućava značajnije izvoze, uvoze i tranzite električne energije preko prijenosne mreže, te svrstava RH u važnu poveznicu elektroenergetskih sustava srednje i jugoistočne Europe.

U hrvatskom prijenosnom sustavu (stanje koncem 2015. godine) u vlasništvu HOPS-a je bilo 7.579 km visokonaponske mreže 400 kV, 220 kV i 110 kV (slika 2.2).



Slika 2.2. Udjeli prijenosnih dalekovoda u pogonu u vlasništvu HOPS-a, po naponskim razinama u hrvatskom EES-u – stanje kraj 2015. godine

HOPS je postao vlasnikom svih elektroenergetskih prijenosnih objekata 110, 220 i 400 kV u Republici Hrvatskoj temeljem odgovarajuće odluke Trgovačkog suda u Zagrebu od 03.07.2013. o povećanju temeljnog kapitala društva, sukladno izabranom ITO modelu u Hrvatskoj elektroprivredi d.d. u procesu usklađivanja elektroenergetskog sektora sa Zakonom o tržištu električne energije i Trećim paketom EU



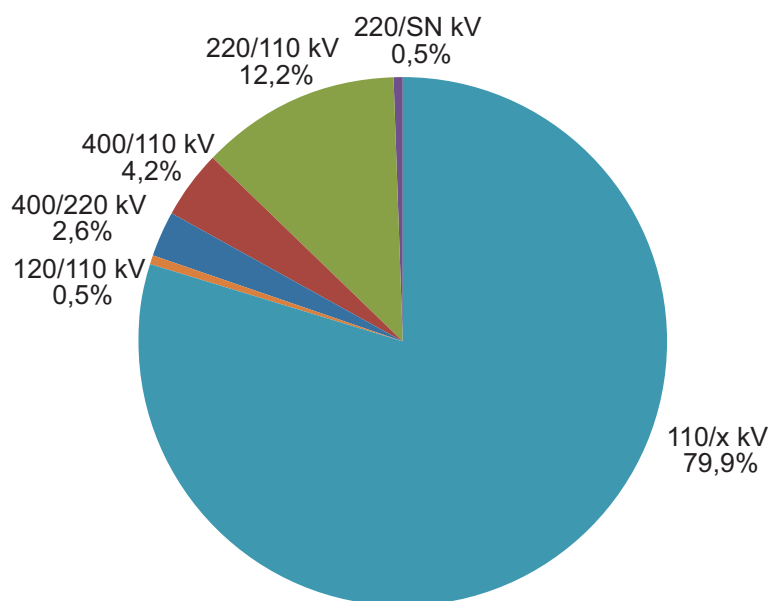
energetskih direktiva, odnosno sukladno Načelima razgraničenja djelatnosti proizvodnje, prijenosa i distribucije električne energije koje je donijela Uprava HEP-a d.d. dana 07.03.2013. godine.

Za hrvatski prijenosni sustav karakteristična je visoka instalirana snaga u VN transformaciji. Pojedinačne snage instaliranih transformatora iznose:

- 400 MVA (400/220 kV), 300 MVA (400/110 kV),
- 150 MVA (220/110 kV),
- 63 MVA, 40 MVA, 31,5 MVA, 20 MVA, 16 MVA (110/x kV).

Slika 2.3 prikazuje udjele broja pojedinih transformacija u ukupnom broju transformatorskih stanica u RH u vlasništvu HOPS-a. Transformatori su dijelom izvedeni kao tronamotni, pri čemu se tercijar u pravilu ne koristi za prijenos električne energije. Svi energetski transformatori 400/x kV i 220/x kV izvedeni su kao regulacijski; kod transformatora 220/110 kV pod teretom, a pojedini transformatori 400/110 kV imaju mogućnost vršenja regulacije ili u beznaponskom stanju ili pod teretom. Regulacijske sklopke su uglavnom smještene na primarnim stranama s mogućnošću promjene prijenosnog omjera u opsegu od  $\pm 2 \times 2.5 \%$  ili  $12 \times 1,25 \%$  (400/110 kV), te  $\pm 12 \times 1.25 \%$  (220/110 kV), a regulira se napon sekundarne strane.

Transformator 400/220 kV u TS 400/220/110 kV Žerjavinec i transformator 220/110 kV u TS 220/110/35 kV Senj imaju ugrađenu mogućnost regulacije kuta/djelatne snage. TS 400/110 kV Ernestinovo opremljena je s dva regulacijska transformatora 400/110 kV.



Slika 2.3. Udjele broja pojedinih transformacija u ukupnom broju transformatorskih stanica u hrvatskom EES-u (samo transformatori u vlasništvu HOPS-a)

Prijenosna mreža 400 kV, 220 kV i 110 kV Hrvatske (stanje sredinom 2012. godine), prikazana je na slici (2.4).

Prijenosna mreža dovoljno je izgrađena da omogući značajne razmjene (prvenstveno uvoz) sa susjednim EES-ovima. Značajne količine energije, sa zadovoljavajućom sigurnošću, uvoze se iz smjera EES Slovenije (NE Krško), EES BiH te iz smjera Mađarske.

Transakcije na tržištu električne energije i moguće razmjene između pojedinih zemalja jugoistočne Europe (Rumunjska, Bugarska, BiH su električnom energijom trenutno suficitarne zemlje) te središnje i zapadne Europe (prvenstveno Italije kao električnom energijom izrazito deficitarne zemlje) dovode do novih okolnosti u pogonu prijenosne mreže RH. Značajan tehnički problem u prijenosnoj mreži vezan je za slabe mogućnosti regulacije napona i jalove snage prvenstveno na mreži 400 kV i 220 kV.

Proizvodnja i razmjena električne energije na pragu prijenosne mreže Hrvatske u 2012. godini prikazana je u tablici (2.1).

Tablica 2.1. Pregled ostvarenja elektroenergetske bilance hrvatskog prijenosnog sustava (2015. godina)

R.B.	Elektroenergetska bilanca	Energija [GWh]
1	Isporuka elektrana u prijenosnu mrežu	9.197
2	Ulaz u Hrvatsku	13.165
3 (1+2)	Ukupna dobava	22.362
4	Izlaz iz Hrvatske	5.532
5 (3-4)	Ukupna potrošnja na prijenosnoj mreži	16.830
6	Isporuka krajnjim kupcima na prijenosnoj mreži	702
7	Crpni rad	236
8	Ostala vlastita potrošnja	3
9	Gubici u prijenosnoj mreži	507
10	Isporuka distribuciji	15.383
11 (min(2,4))	Tranzit	5.532

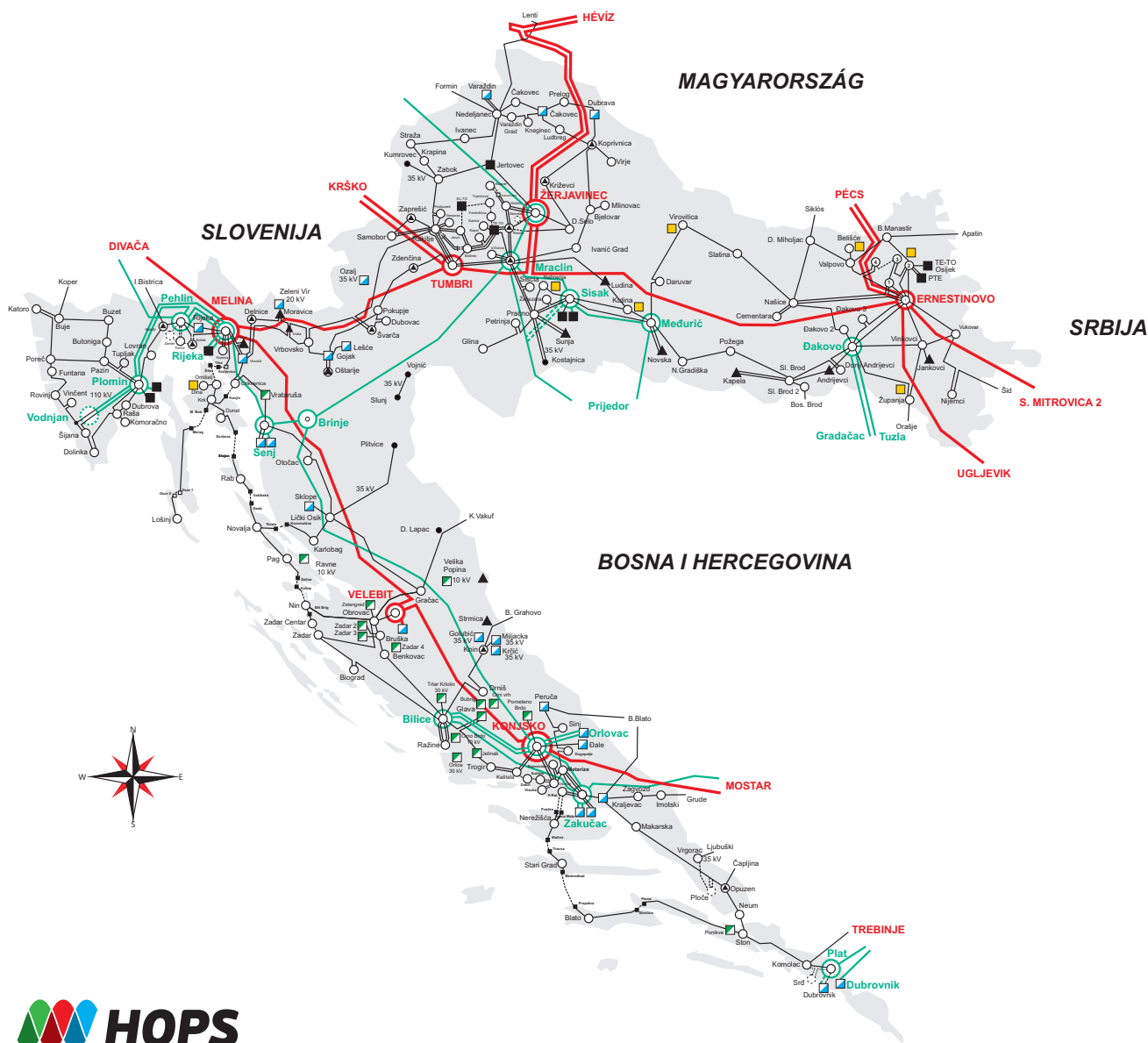
Gubici električne energije ostvareni u prijenosnoj mreži zadnjih godina prikazani su u tablici 2.2 i slikom 2.5.

Tablica 2.2. Gubici električne energije (GWh) u prijenosnoj mreži RH

Godina	Konzum prijenosa (GWh)	Tranzit (GWh)	Gubici prijenosa (GWh)	Gubici prijenosa (%)
2001	13459	5351	629	3,23
2002	13772	5467	670	3,36
2003	14558	4973	660	3,27
2004	15095	6395	587	2,66
2005	15752	9424	560	2,18
2006	16201	7593	544	2,24
2007	16708	5525	547	2,40
2008	17117	5667	484	2,08
2009	17307	5682	511	2,10
2010	16832	7683	598	2,38
2011	17703	6308	514	2,17
2012	17518	5568	462	2,04
2013	16624	6762	483	2,07
2014	16196	6227	430	1,92
2015	16830	5532	507	2,23



# HRVATSKA PRIJENOSNA MREŽA



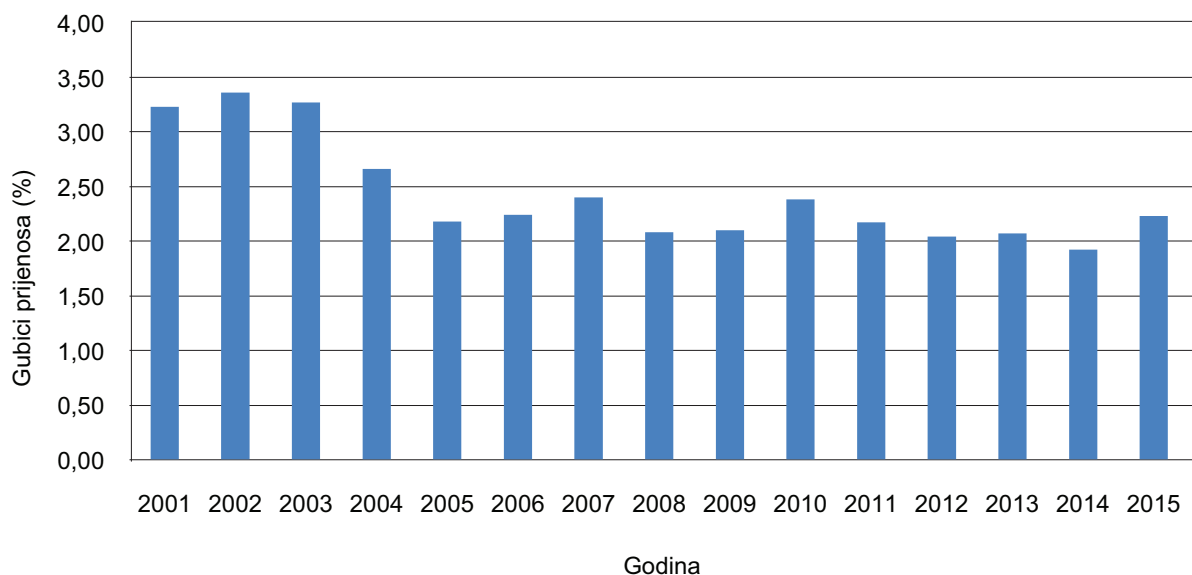
**Legenda:**

- |   |                            |                          |
|---|----------------------------|--------------------------|
| 400 kV dvostruki nadzemni vod           | 400 / 220 / 110 kV         | EVP                      |
| 400 kV nadzemni vod                     | 400 / 110 kV               | TE                       |
| 220 kV dvostruki nadzemni vod           | 220 / 110 kV               | HE                       |
| 220 kV planirani dvostruki nadzemni vod | 220 / 35 kV                | VE                       |
| 220 kV planirani vod                    | 220 / x kV u izgradnji     | Industrijsko postrojenje |
| 220 kV nadzemni vod                     | 110 / x kV                 | Kabelska kućica          |
| 110 kV nadzemni vod                     | 110 / TS+EVP               | Kabelsko postrojenje     |
| 110 kV dvostruki nadzemni vod           | 110 / TS+(EVP U IZGRADNJI) |                          |
| 110 kV kabel                            | 110 / x kV U IZGRADNJI     |                          |
| 110 kV kombinirani vod                  | 35 / x kV                  |                          |
| 110 kV planirani vod                    |                            |                          |

Studeni, 2015.  
Izdavač: HOPS, Zagreb

Slika 2.4. Prijenosna mreža 110-220-400 kV Hrvatske, stanje studeni 2015. godine





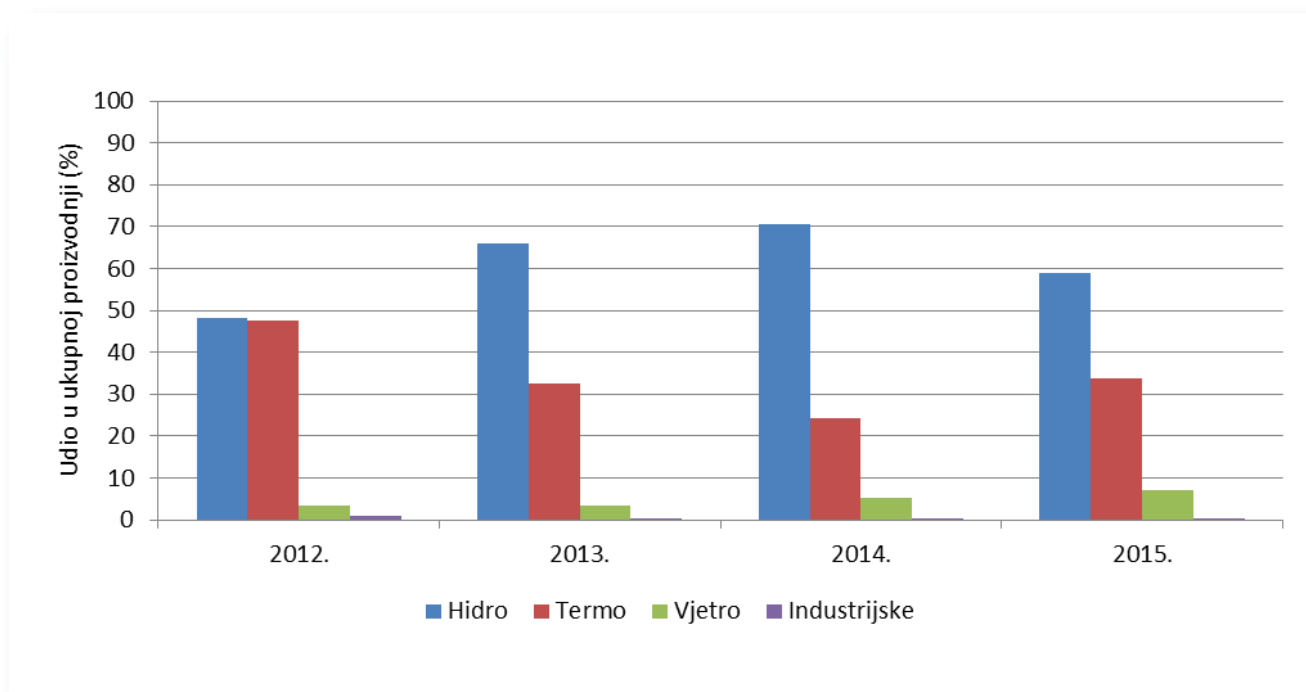
Slika 2.5. Gubici električne energije (%) u prijenosnoj mreži RH

## 2.2 OSNOVNI POKAZATELJI PROIZVODNJE I KONZUMA PRIKLJUČENIH NA PRIJENOSNU MREŽU

Struktura proizvodnje hrvatskih elektrana u razdoblju 2012. – 2015. prikazana je slikom 2.6. Od 4.763 MW instalirane snage u elektranama hrvatskog sustava (HE – 2136,5 MW; TE – 1993,8 MW; Industrijske elektrarne – 212 MW; VE – 420,95 MW, bez polovice NE Krško) stanje priključenosti po naponskim razinama je slijedeće: samo 6% snage elektrana priključeno je na 400 kV razinu, 33% na 220 kV razini, 55% na 110 kV razini i 6% na sredjonaponskoj razini (slika 2.7). Obzirom na brojnost agregata po naponskim razinama, zastupljenost na 110 kV razini je još izraženija - 3% na 400 kV, 18% na 220 kV i 79% na 110 kV.

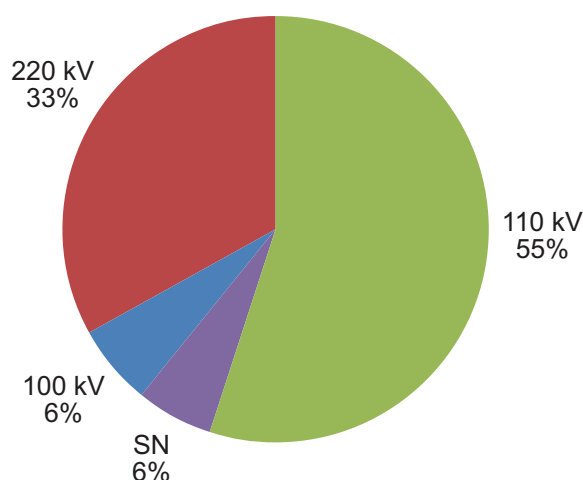
Tablica 2.3. Udjeli u proizvodnji pojedinih tipova elektrana (%)

Godina	Udio u ukupnoj proizvodnji (%)			
	Hidro	Termo	Vjetro	Industrijske
2012.	48,2	47,5	3,32	0,98
2013.	66,1	32,5	3,35	0,002
2014.	70,5	24,2	5,3	0,001
2015.	58,9	33,8	7,2	0,001



Slika 2.6. Udio proizvodnje (% od ukupne domaće proizvodnje) pojedinih tipova hrvatskih elektrana u razdoblju 2012. – 2015.

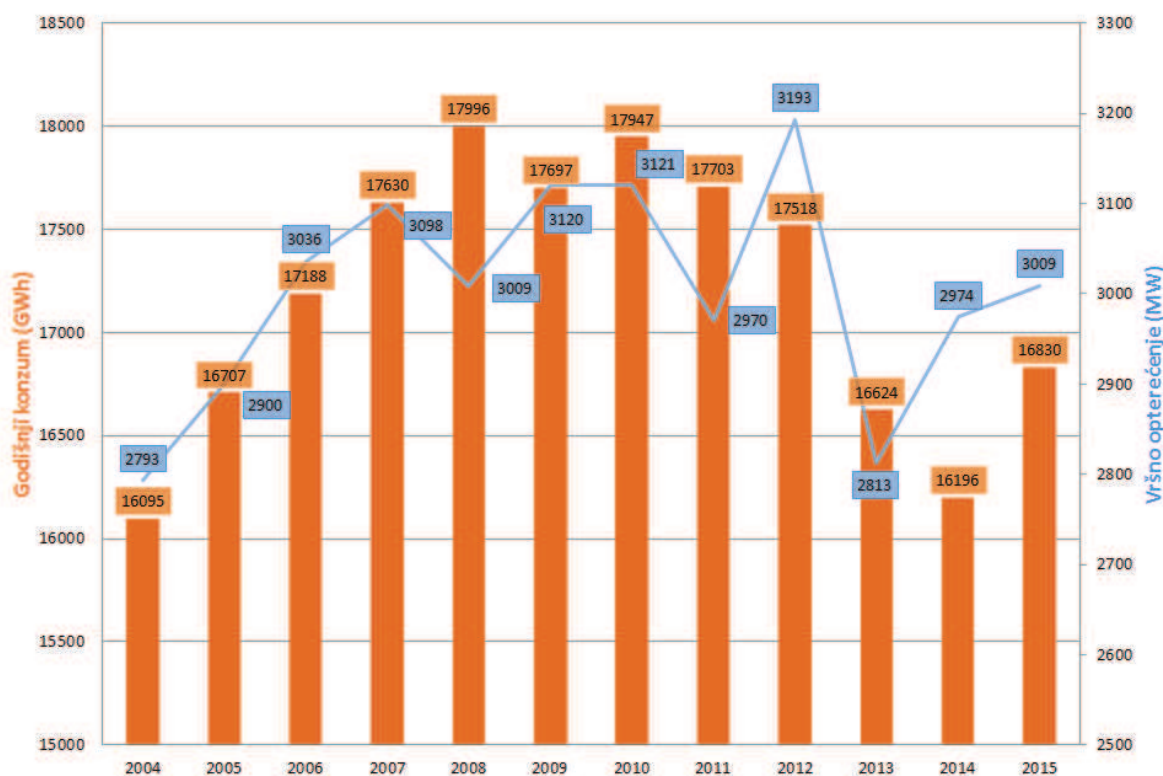
U prijenosnoj mreži RH nema većih problema s plasmanom proizvodnje elektrana osim u predhavarijskim pogonskim uvjetima (uz veći broj prijenosnih objekata van pogona). Osim elektrana na području Hrvatske, jedan tržišni sudionik raspolaže još s polovicom instalirane snage NE Krško (348 MW) u Sloveniji.



Slika 2.7. Priključak elektrana u hrvatskom EES-u po naponskim razinama

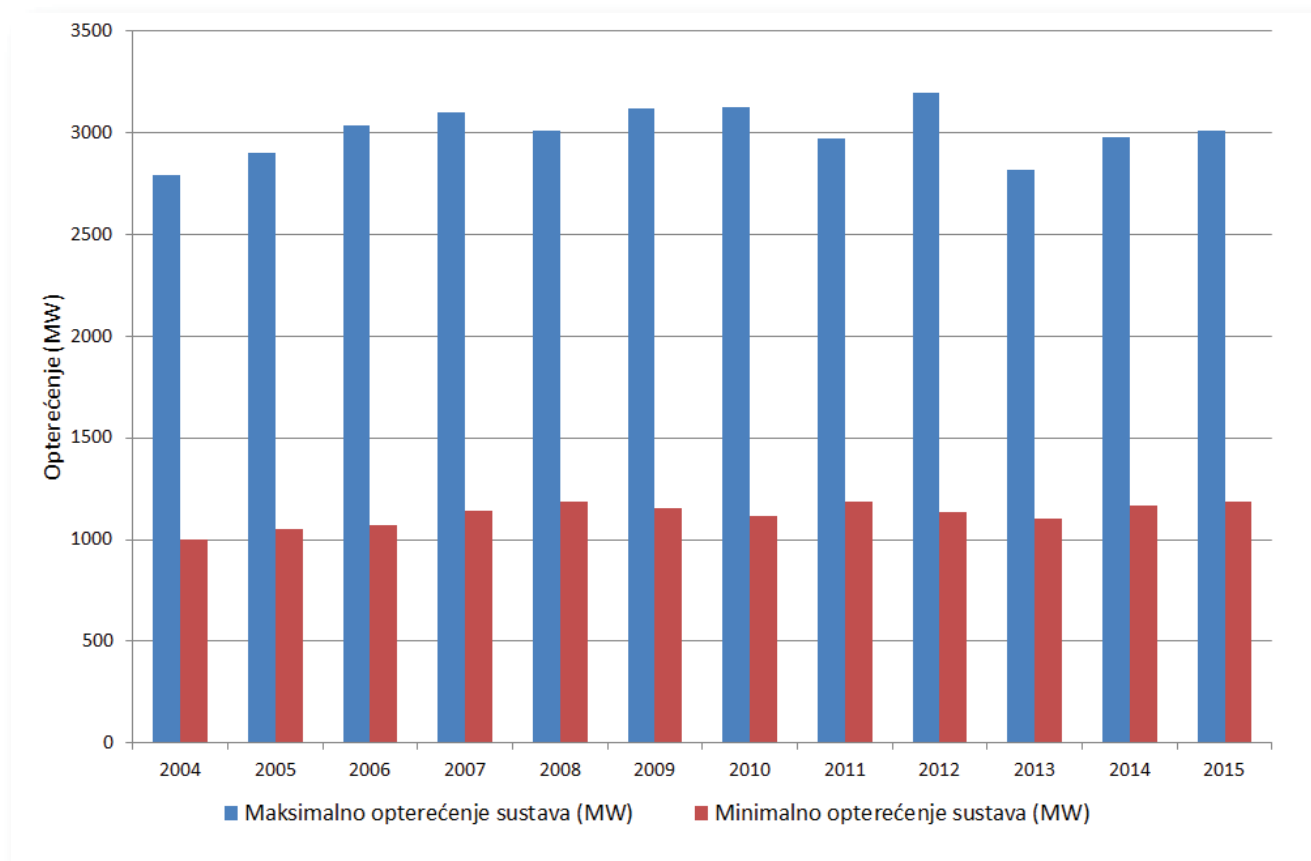
Kretanje godišnjeg konzuma i vršnog opterećenja hrvatskog EES-a prikazano je na slici 2.8., a usporedba minimalnog i maksimalnog opterećenja sustava u razdoblju 2004. – 2015. godine na slici 2.9.

Unutar elektroenergetskog sustava Hrvatske postižu se vršna opterećenja u iznosu do 3200 MW. Najveća opterećenja zabilježena su najčešće u prosincu i siječnju, između 18 i 20 sati. Očita je značajna ovisnost trenutnog opterećenja hrvatskog EES o vanjskim temperaturama, budući da velik broj kupaca koristi električnu energiju za grijanje prostora.



Slika 2.8. Godišnji konzum i maksimalno opterećenje hrvatskog EES-a

U posljednje vrijeme raste i ljetna potrošnja odnosno ljetno maksimalno opterećenje sustava radi ubrzane ugradnje klima uređaja i potrošnje električne energije za hlađenje prostora. Pojava vršnog opterećenja u predvečernjim satima upućuje na značajnu potrošnju električne energije u kućanstvima. Odnos minimalnog i vršnog opterećenja hrvatskog EES kreće se u rasponu od 0,3 do 0,4, dok je odnos minimalnog i maksimalnog dnevnog opterećenja oko 0,45. Minimalna godišnja opterećenja bilježe se uglavnom u kasnom proljeću (svibanj, lipanj), dok se minimalna dnevna opterećenja događaju u ranim jutarnjim satima (3 – 6 ujutro).



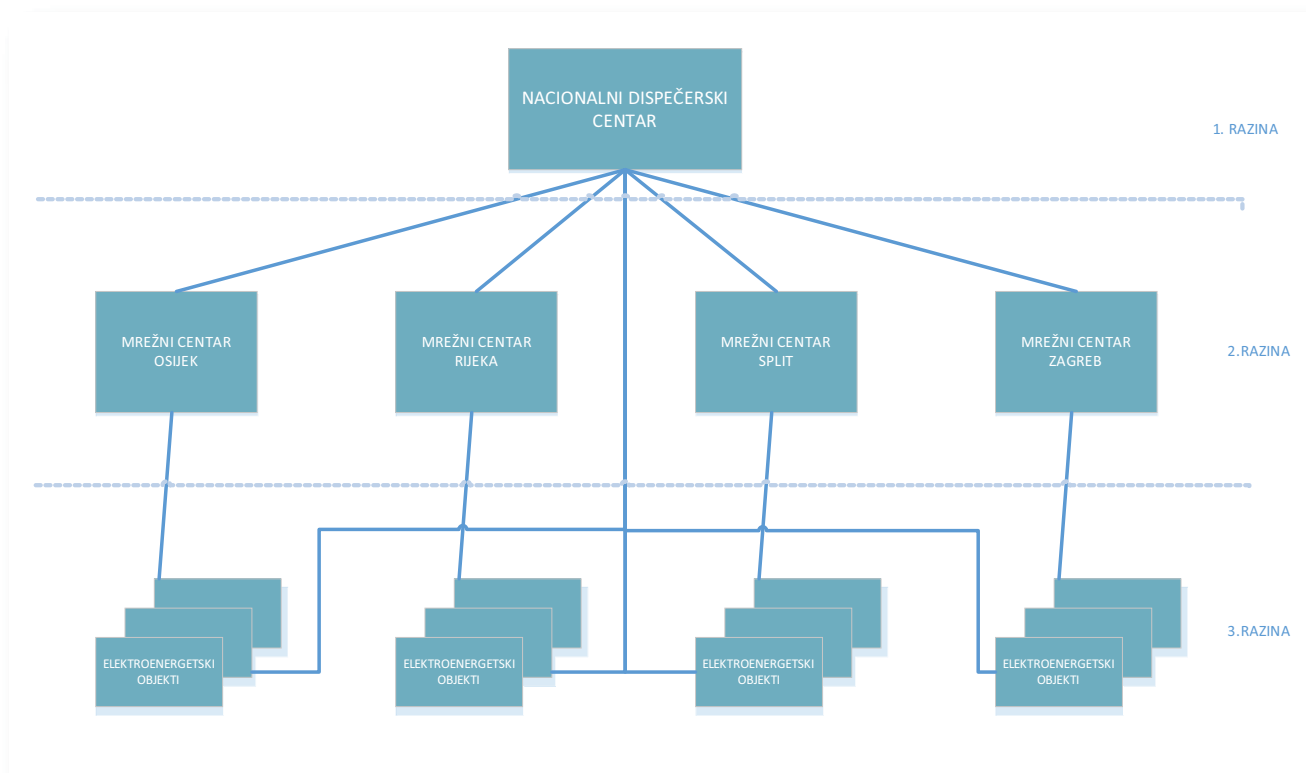
Slika 2.9. Usporedba minimalnog i maksimalnog opterećenja (MWh/h) hrvatskog EES-a



### 2.3. SUSTAV VOĐENJA ELEKTROENERGETSKOG SUSTAVA I PRATEĆA ICT INFRASTRUKTURA

HOPS je odgovoran i za vođenje cjelokupnog elektroenergetskog sustava Republike Hrvatske, a u tu svrhu izgrađen je i u funkciji je procesni informacijski sustav koji se sastoji (slika 2.10) od:

- nacionalnog dispečerskog centra (NDC-a),
- četiri mrežna centra (MC-a),
- daljinskih stanica i staničnih računala u elektroenergetskim objektima.



Slika 2.10. Model vođenja elektroenergetskog sustava Republike Hrvatske

Nacionalni dispečerski centar u Zagrebu nadležan je za vođenje hrvatskog elektroenergetskog sustava kao cjeline te za koordinaciju rada s elektroenergetskim sustavima susjednih država i ENTSO-E. Mrežni centri nadležni su za nadzor i vođenje područne prijenosne mreže 110 kV u svojim prijenosnim područjima, te za obavljanje ostalih funkcija i analiza značajnih za siguran rad područnog elektroenergetskog sustava.

Izgradnja i razvoj mrežnih centara, odnosno kompletnog ICT sustava, uključivo sve sekundarne sustave u transformatorskim stanicama i rasklopnim postrojenjima mora omogućiti sigurno vođenje cijelog elektroenergetskog sustava i djelovanje tržišta električnom energijom.

U sustavu daljinskog vođenja trenutno se nalazi više od 90 % transformatorskih stanica i rasklopnih postrojenja prijenosne mreže, s tendencijom uključivanja svih objekata u sustav tijekom sljedećih godina.

## **2.4. POMOĆNE USLUGE I REGULACIJSKE MOGUĆNOSTI HRVATSKOG ELEKTROENERGETSKOG SUSTAVA**

### **2.4.1. Regulacija snage i frekvencije**

Regulacijske mogućnosti unutar hrvatskog EES-a su ograničene, ponajprije zbog hidrološke ovisnosti, a zatim i zbog starosti, te strukture proizvodnih postrojenja.

Potrebne rezerve primarne, sekundarne i tercijarne P/f regulacije unutar hrvatskog EES određena su pravilima rada ENTSO-E, te iznose  $\pm 10$  MW rezerve primarne regulacije, do  $\pm 83$  MW rezerve sekundarne regulacije, te 256 MW/-51 MW rezerve tercijarne regulacije. Posljednja vrijednost određena je trilateralnim sporazumom ELES, NOS BiH i HOPS-a, čime je sa strane HOPS-a oslobođen dio rezerve tercijarne regulacije (do 50 MW) koji je bio održavan radi pokrivanja ispada najveće proizvodne jedinice u sustavu.

Klasične termoelektrane, elektrane-toplane te kombi blokovi unutar hrvatskog EES niti su tehnički koncipirani niti namijenjeni za interventne ulaske u pogon iz hladnog stanja, te ih je moguće koristiti samo u sklopu spore rotirajuće tercijarne rezerve. Brza, sekundarna ili minutna tercijarna rezerva, angažira se unutar 15 min i stoga je u hrvatskom EES-u pružaju isključivo raspoložive hidroelektrane i interventne plinske elektrane KTE Jertovec i PTE Osijek.

Hidroelektrane imaju mogućnost vrlo brzog puštanja u pogon od trenutka davanja naloga do maksimalne snage. KTE Jertovec i PTE Osijek namijenjene su za interventne ulaske u pogon te ih je moguće teretiti do pune snage u vremenu od 20 minuta, ne ulazeći pri tom u problematiku ekonomske naravi (visoki troškovi proizvodnje ovih dviju TE). Ukupna snaga koju je moguće interventno angažirati u postojećim elektranama u okvirima tercijarne P/f regulacije ovisi o nizu faktora, prvenstveno o trenutnom pogonskom stanju koje je definirano s raspoloživosti elektrana, hidrološkim okolnostima, opterećenju EES, te bilanci sustava (programiranim razmjenama).

Utjecaj gornjih parametara na regulacijske sposobnosti unutar EES je vrlo značajan. Kod nižih opterećenja EES, te kod značajnijeg uvoza električne energije manje je domaćih elektrana u pogonu pa su i ukupne regulacijske sposobnosti unutar sustava manje. Što su hidrološke okolnosti nepovoljnije manje je raspoložive snage u hidroelektranama koje imaju mogućnost brzog puštanja u pogon i brze promjene tereta. Različiti vozni redovi elektrana utječu na ukupne regulacijske sposobnosti unutar sustava budući da različite elektrane imaju različite karakteristike u pogledu P/f regulacije.

Ukupna rezerva primarne P/f regulacije unutar EES ovisi o elektranama koje su u pogonu za promatrano pogonsko stanje, te njihovim angažiranim snagama, pa je nije moguće točno i jednoznačno odrediti. U sustav automatske sekundarne P/f regulacije unutar hrvatskog EES-a uključene su tri hidroelektrane: HE Zakućac, HE Senj, te HE Vinodol.

Ukupna regulacijska rezerva hidroelektrana koje sudjeluju u sekundarnoj regulaciji u hrvatskom EES-u iznosi  $\pm 191$  MW (ukupno 382 MW). Tolika snaga sekundarne regulacije bi teoretski bila na raspolaganju samo pod pretpostavkom ukoliko bi sve tri hidroelektrane bile u pogonu s radnim točkama na sredini regulacijskog opsega, te s dovoljnim količinama vode, što je u praksi teško ostvarivo. Realno mogući iznos snage sekundarne regulacije u praksi odstupa od maksimalne vrijednosti ovisno o tome koje su elektrane u pogonu i radnoj točki svakog agregata. Pogon razmatranih hidroelektrana ovisi i o dobu dana, pa su HE Zakućac i HE Senj noću uglavnom izvan pogona, što znači da u sekundarnoj regulaciji tada može sudjelovati samo HE Vinodol što ograničava snagu sekundarne regulacije noću samo na teoretski maksimalnih 90 MW, odnosno do  $\pm 45$  MW.

Trenutna snaga sekundarne regulacije ovisi i o hidrologiji, odnosno promatranom godišnjem dobu. Zbog velikih dotoka vode HE Senj zimi radi na maksimalnoj snazi te ne sudjeluje u sekundarnoj regulaciji, koju tad osiguravaju samo HE Zakućac i HE Vinodol.

U slučaju velikih dotoka na slivu rijeke Cetine, HE Zakučac je također angažirana s maksimalnom snagom na sva četiri agregata te ne sudjeluje u sekundarnoj regulaciji. Ljeti u situaciji loših hidroloških okolnosti raspoloživa snaga sekundarne regulacije može biti izrazito niska ukoliko nema dovoljno vode za pogon agregata HE Zakučac.

Ograničenost regulacijske rezerve unutar hrvatskog EES od strane HOPS-a prepoznata je kao glavna poteškoća integraciji većeg broja vjetroelektrana u sustav, kao i ostalih intermitentnih izvora energije. Ova problematika opisana je detaljnije u poglavlju 2.5.

#### **2.4.2. Regulacija napona i jalove snage u EES**

Regulacija napona i jalove snage u hrvatskom EES-u izvodi se generatorima, transformatorima i kompenzacijskim uređajima (kondenzatorske baterije i prigušnice priključene ili izravno na 110 kV mrežu ili na tercijare nekih transformatora 400/110 kV i 220/110 kV). Priključak generatora uglavnom na 220 kV i 110 kV naponske razine nije povoljan za osiguravanje zadovoljavajućeg naponskog profila zbog nedostatne podrške jalovom snagom na 400 kV mreži. U cilju saniranja povišenih naponskih prilika u 400 kV mreži koristi se RHE Velebit u kompenzacijskom režimu rada uz određenu financijsku naknadu od strane HOPS-a.

Sistemska regulacija napona i jalove snage u hrvatskom EES-u je ručnog karaktera. Zahtjev za dodatnom proizvodnjom jalove snage ili regulacijom napona određenih proizvodnih jedinica uobičajeno se izdaje usmeno tijekom pogona. Nedostaci takvog načina regulacije napona i jalove snage mogu se dugoročno kvalitetno riješiti uvođenjem koordinirane sistemske regulacije napona. Pri tome treba napomenuti da za EES Hrvatske nije opravdano uvođenje tro-stupanjskog koncepta hijerarhijske regulacije napona (primarna, sekundarna, tercijarna), zbog veličine EES-a i značajki pogona.

Zbog velikih varijacija iznosa napona prvenstveno u mrežama 400 kV i 220 kV, HOPS namjerava primijeniti moderne tehnologije ugradnjom uređaja baziranih na energetskej elektronici (SVC, FACTS) ili regulacijske konvencionalne uređaje (VSR) koji će omogućiti dinamičku i kontinuiranu regulaciju iznosa napona u cjelokupnoj prijenosnoj mreži. U trenutku izrade ovog plana završena su detaljna studijska istraživanja na razini studije izvodljivosti, koja su odredila potrebu izgradnje kompenzacijskih postrojenja snaga 250 Mvar u TS Konjsko, 200 Mvar u TS Melina i 100 Mvar u TS Mraclin (ukupno 550 Mvar), s priključkom na mrežu 220 kV radi manjih očekivanih gubitaka i investicija u odnosu na priključak na mrežu 400 kV. S obzirom na tipove postrojenja prednost se daje SVC izvedbama u TS Konjsko, te VSR u TS Melina i TS Mraclin. HOPS namjerava financijska sredstva potrebna za projekt kompenzacije u 220 kV mreži dijelom namaknuti iz odgovarajućih fondova EU (CEF fond), jer je zajedno s slovenskim operatorom prijenosnog sustava (ELES) i operatorima distribucijskih sustava Hrvatske i Slovenije (HEP-ODS i SODO) pokrenuo projekt o primjeni smart-grid tehnologije u oba prijenosna sustava, po nazivom SINCRO.GRID Projekt, kojega je najvažniji dio upravo ugradnja kompenzacijskih uređaja u prijenosnoj mreži obje države, te ga nominirao za PCI listu EU.

Odlukom Europske Komisije (ANNEX VII - amending Regulation (EU) No 347/2013 of the European Parliament and of the Council, as regards the Union list of Projects of Common Interest) od 18. studenog 2015, pod točkom 10.3, ovaj je projekt uvršten u PCI listu, što je neophodan uvjet za nastavak procesa traženja sredstava iz EU fondova.

Pored koordinarne planske regulacije napona u svrhu ujednačenja naponskog profila u EES-u, u vođenje hrvatskog EES-a potrebno je uvažavati i ekonomsku komponentu kako bi se minimizirali gubici prijenosa.

### 2.4.3. Ostale pomoćne usluge

Pomoćne usluge beznaponskog (crnog) starta, sposobnosti otočnog rada i rada elektrane na vlastitu potrošnju HOPS-u pružaju pojedine elektrane unutar sustava temeljem bilateralnih godišnjih ugovora između HOPS i HEP – Proizvodnje.

Interes HOPS-a je da se u budućnosti stvore pretpostavke mogućnosti pružanja pojedinih pomoćnih usluga i od strane ostalih tržišnih sudionika, pogotovo u pogledu brze tercijarne regulacije snage i frekvencije, a izgradnjom novih proizvodnih postrojenja i sekundarne P/f regulacije.

## 2.5. STAROST I ŽIVOTNI VIJEK OPREME U HRVATSKOJ PRIJENOSNOJ MREŽI

Oprema i uređaji (komponente i jedinice) u prijenosnoj mreži troše se tijekom korištenja uz adekvatno održavanje i zadržavaju svoje tehničke osobine tijekom životnog vijeka. Pouzdanost komponenti i promatranih jedinica VN postrojenja direktno ovisi o starosti, načinu korištenja i održavanju. Svaka komponenta koja čini promatranu jedinicu ima svoj vlastiti životni vijek, ali zbog pojednostavljenja obično se primjenjuju generički brožčani podaci o starenju skupina istovrsnih komponenti, elemenata postrojenja i vodova. Pretpostavlja se da će većina ugrađenih VN komponenti u prijenosnoj mreži kvantitativno (energetski) i kvalitativno (funkcionalno) ispunjavati svoju namjenu u prijenosu električne energije sve do kraja svog životnog vijeka uz propisano održavanje (periodički pregled, redovno održavanje, revizija, remont).

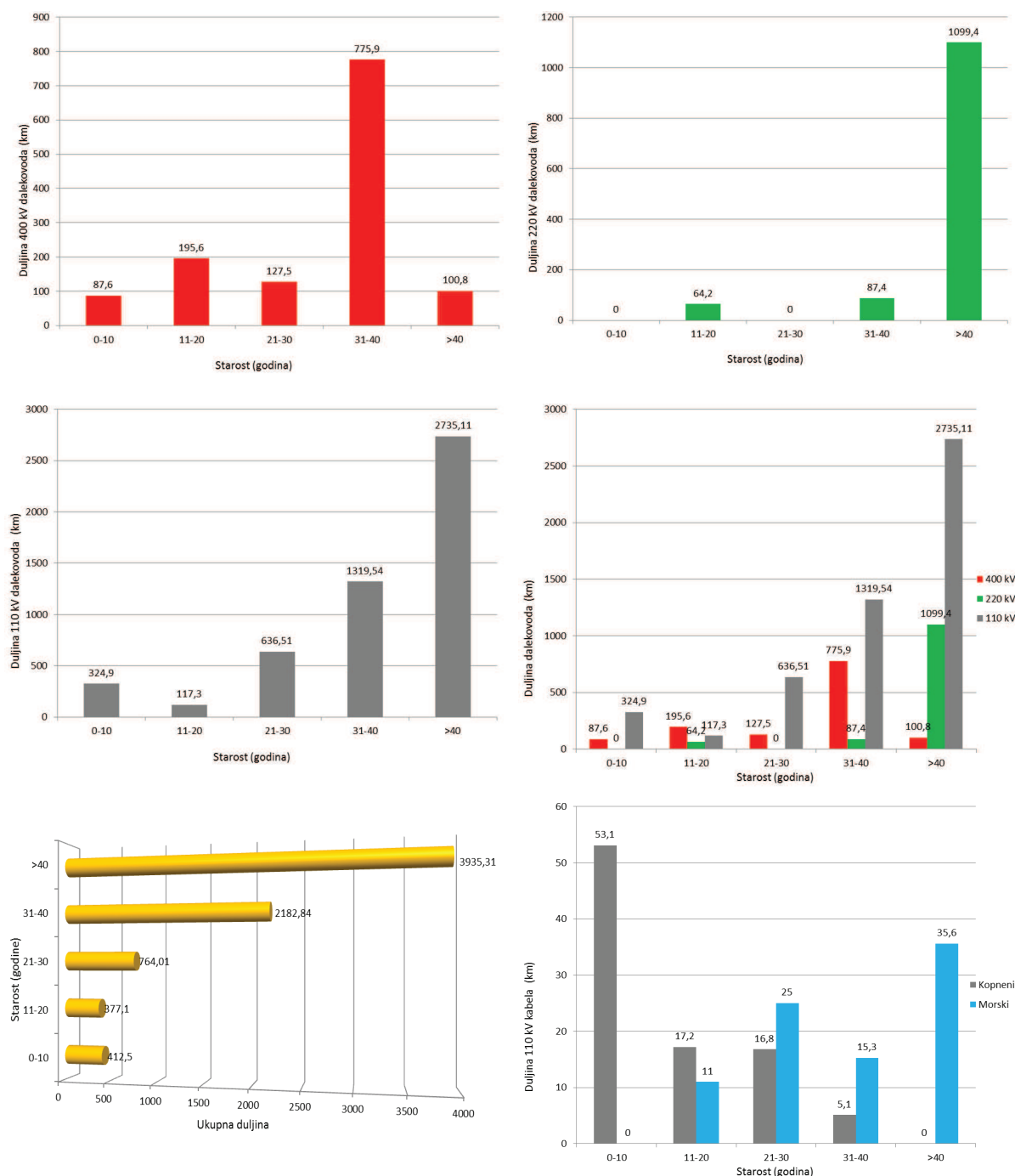
Starost primarne opreme i uvjeti pogona su osnovni parametri koji utječu na troškove redovnog i interventnog održavanja, jer je starija oprema osjetljivija na kvarove. Za stariju opremu nabava rezervnih dijelova je uglavnom otežana i u pravilu su troškovi održavanja veći. Većina nadzemnih vodova (110 kV i 220 kV) su u pogonu od šezdesetih godina prošlog stoljeća, a u pogonu ima i vodova iz četrdesetih godina prošlog stoljeća. Prosječni životni vijek VN opreme i građevina u hrvatskoj prijenosnoj mreži prikazan je u tablici 2.4. Stvarni životni vijek pojedine opreme može biti manji ili veći od iskazanih prosječnih vrijednosti, što prije svega ovisi o održavanju i uvjetima pogona.

Tablica 2.4. Životni vijek VN opreme i građevina u prijenosnoj mreži

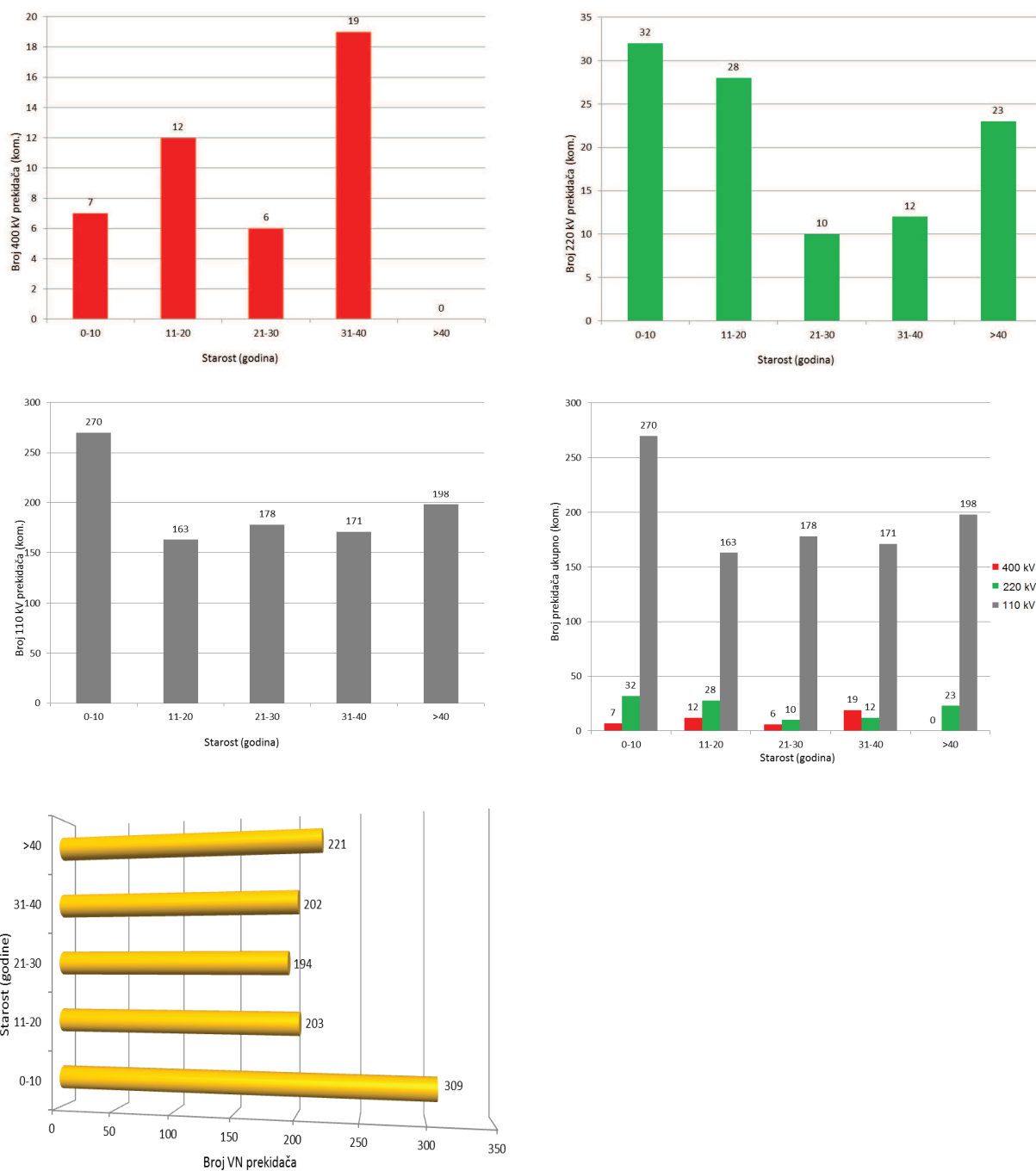
Elementi prijenosne mreže	Očekivani životni vijek	Napomena
VN polja (primarna oprema)	33	prekidači, SMT, NMT, rastavljači, odvodnici
Energetski transformatori	40	različitos terećenja i posljedica kvarova
Građevine (temelji voda i aparata)	40	izloženost nepogodama, utjecaj nove tehnologije
Vodiči, uzemljivači, metalne konstrukcije	40	agresivnost tla i atmosfere, održavanje
Energetski kabeli	40	terećenje, kvarovi
Sekundarni sustavi	15	rezervni dijelovi i novi zahtjevi

Pored kriterija stanja pojedinih objekata i pokazatelja statistike pogonskih događaja, objekti predviđeni za zamjenu određuju se i prema isteku životnog vijeka. Za hrvatski sustav karakteristična je brojnost prijenosnih objekata sa starijom životnom dobi. Većina jače umreženih 110 kV i 220 kV postrojenja, te vodovi koji povezuju konzumna čvorišta i rasklopišta elektrana, stariji su od trideset godina.

Glede starosti pojedine opreme – elemenata u prijenosnoj mreži HOPS-a, stanje u 2016. godini je predočeno na sljedećim slikama (2.11 i 2.12).



Slika 2.11. Raspodjela vodova, stupova vodova 110-220-400 kV i kabela 110 kV po starosti u prijenosnoj mreži HOPS-a – stanje 2016. godina

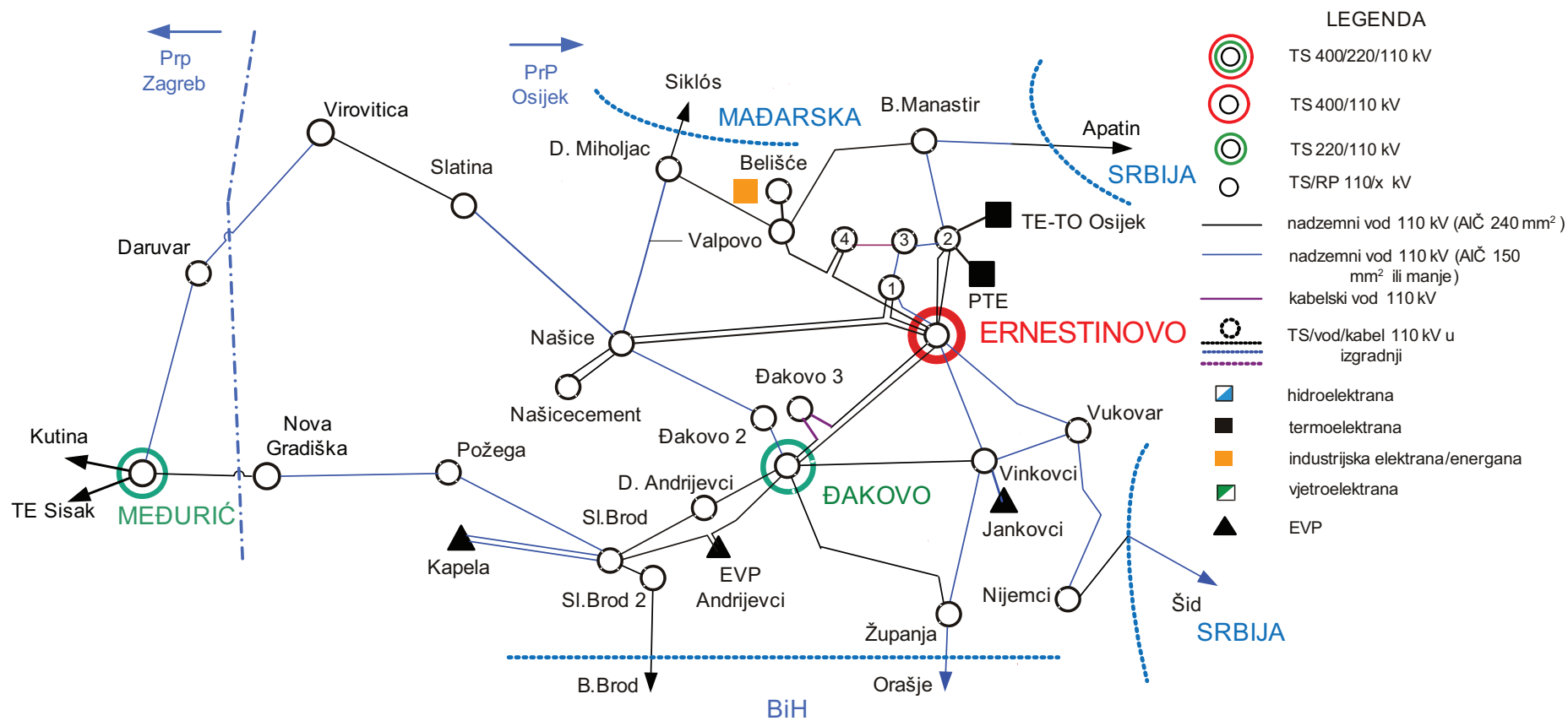


Slika 2.12. Raspodjela prekidača 400-220-110 kV u HOPS-u po starosti – stanje 2016. godina

## 2.6. POSTOJEĆE STANJE PRIJENOSNE MREŽE - SCHEM

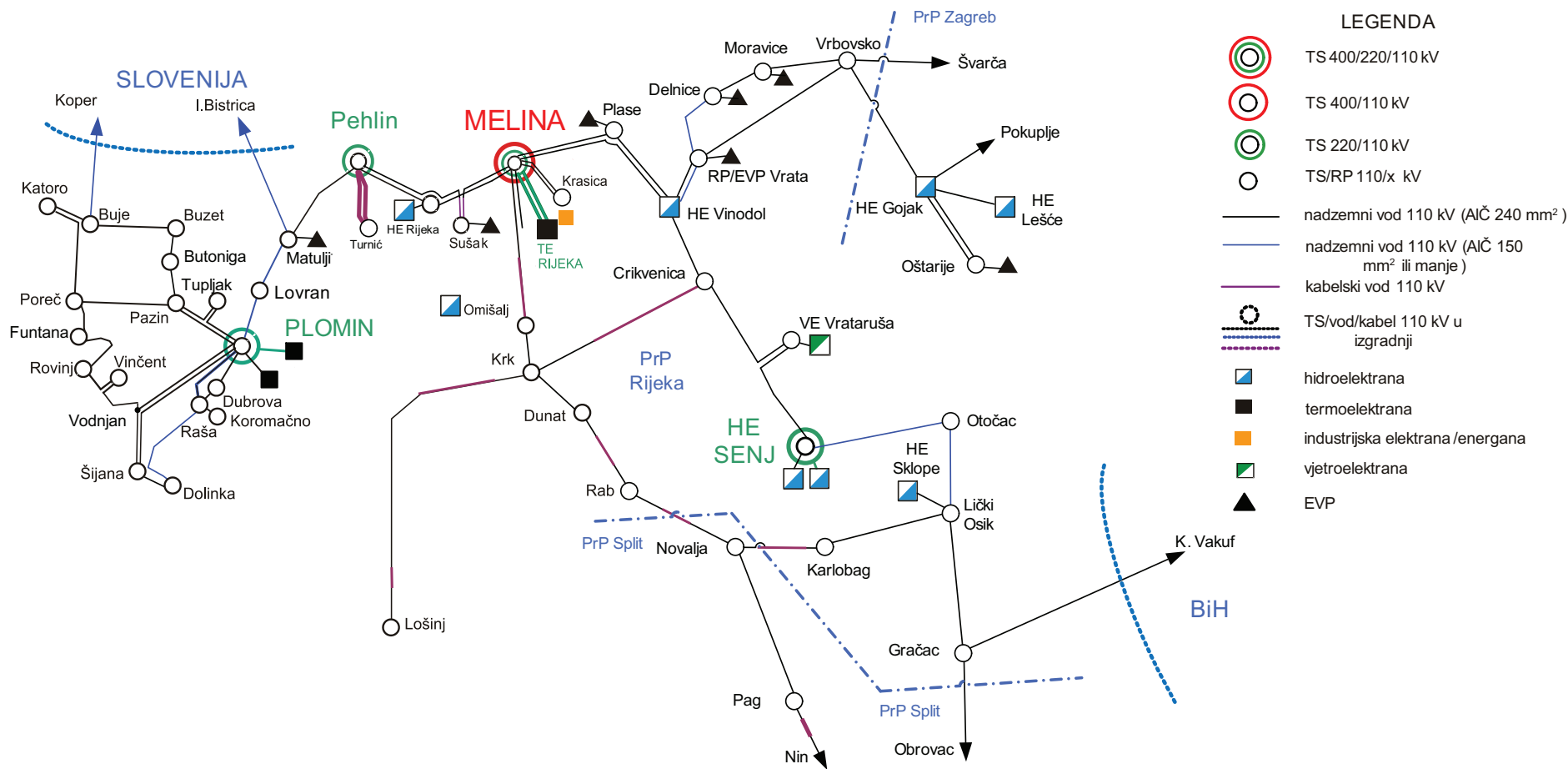


Slika 2.13. Konfiguracija 400 kV i 220 kV mreže 2016. godine

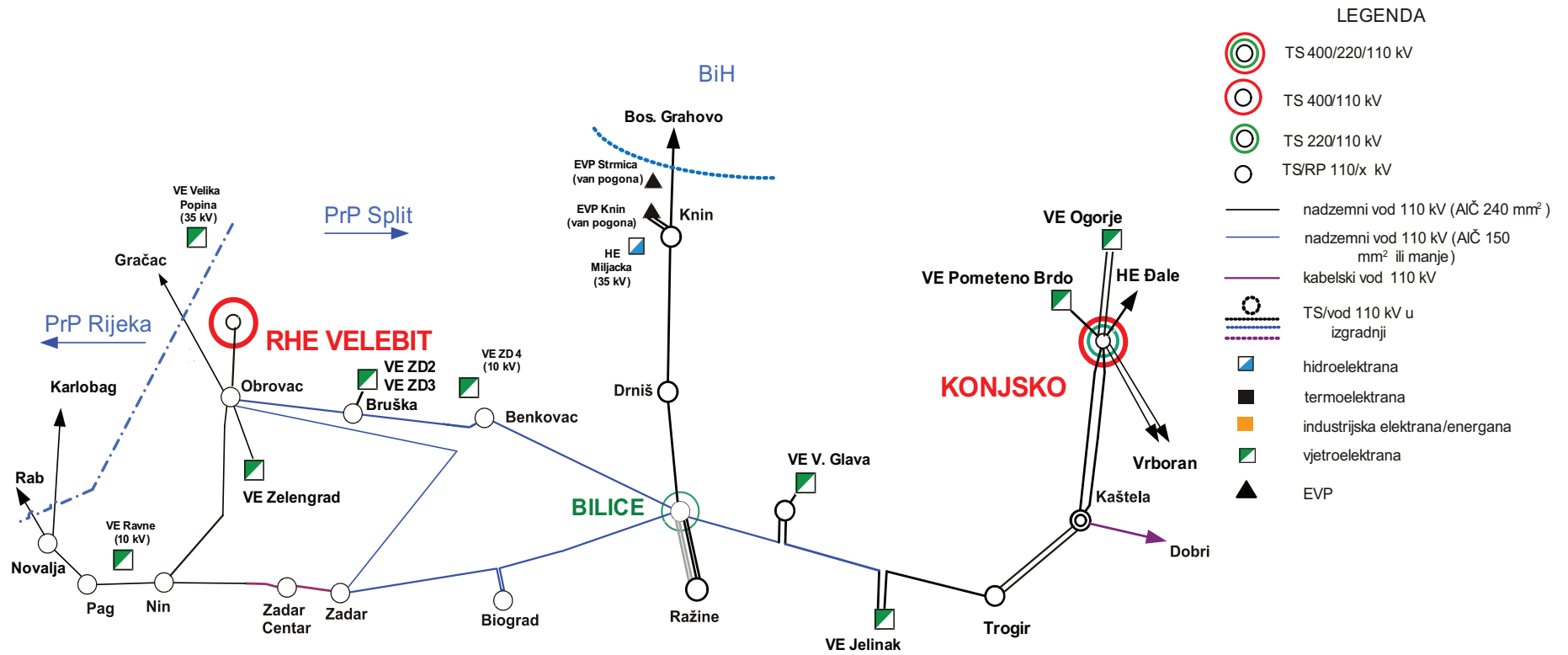


Slika 2.14. Mreža 110 kV PrP Osijek 2016. godine

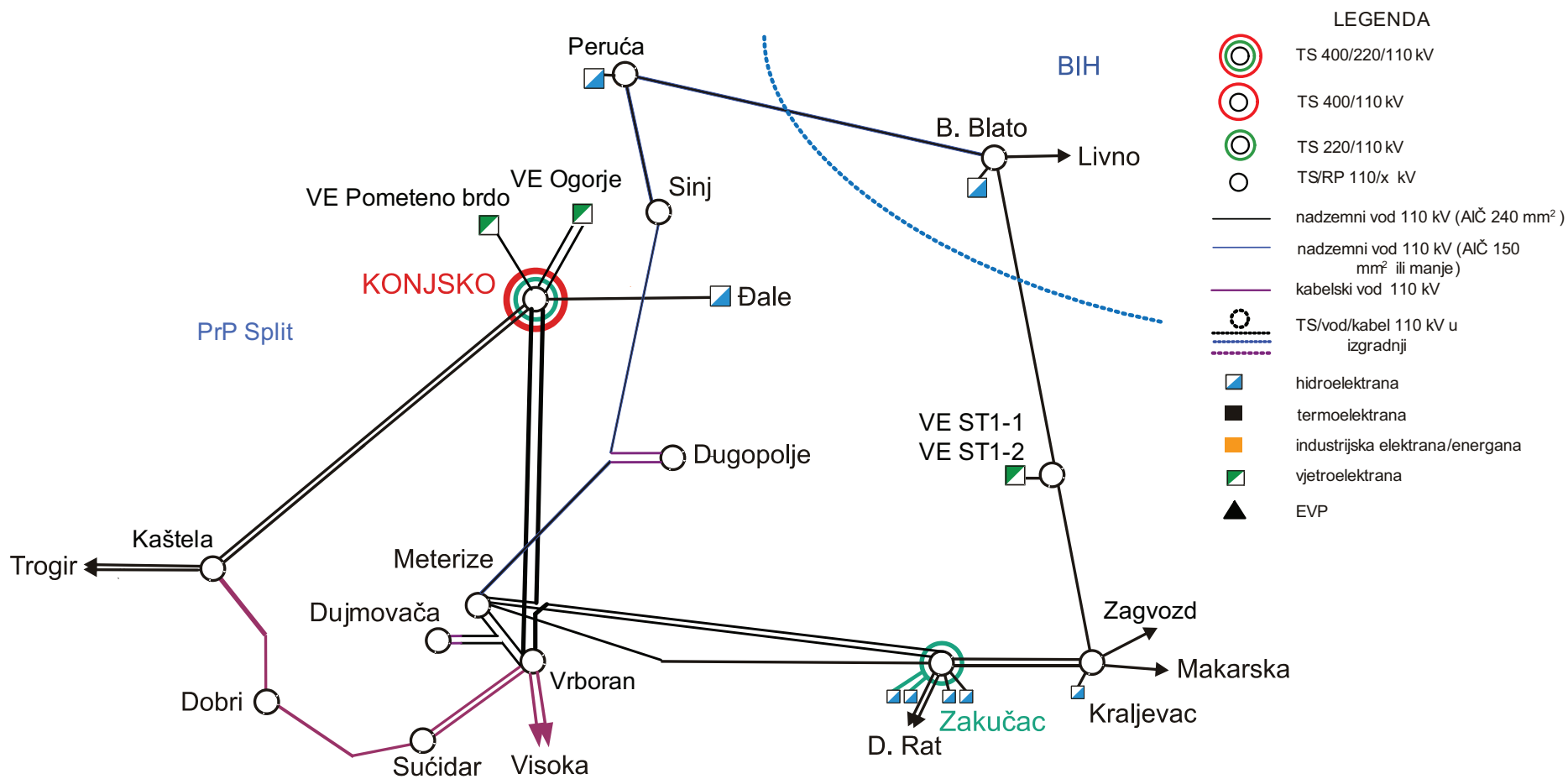




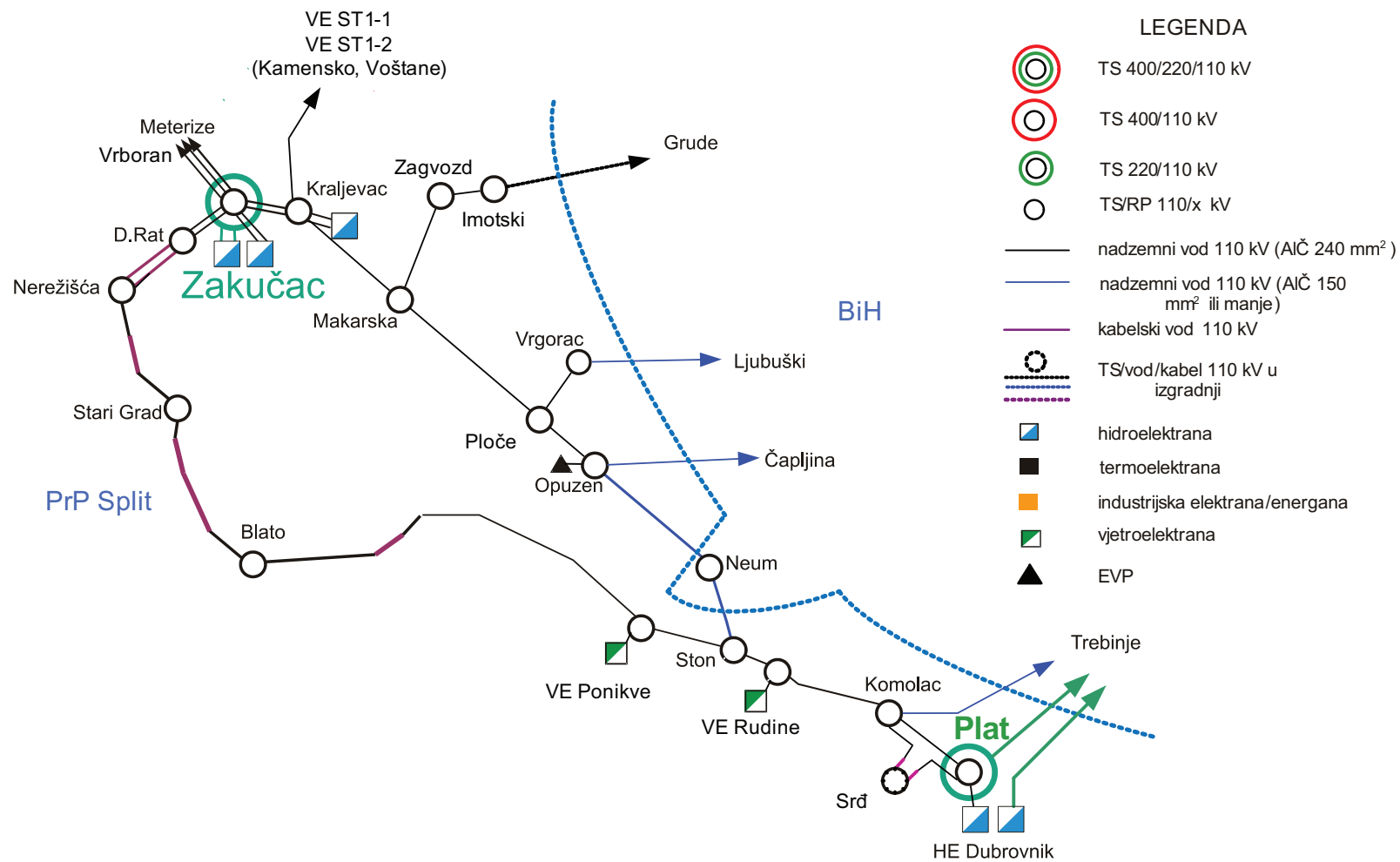
Slika 2.15. Mreža 110 kV PrP Rijeka 2016. godine



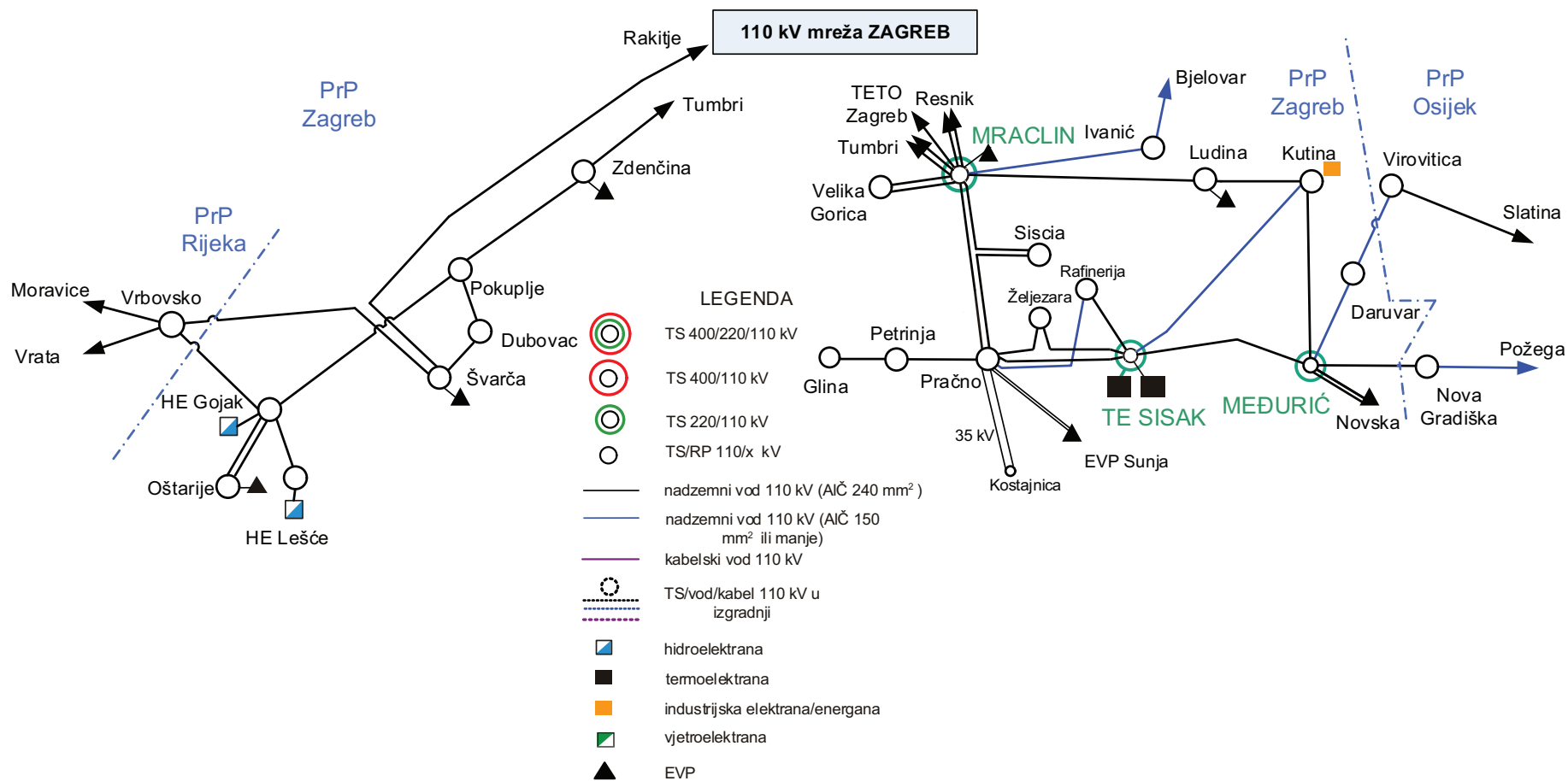
Slika 2.16. Mreža 110 kV PrP Split 2016. godine – dio 1 (Zadar, Šibenik, Knin)



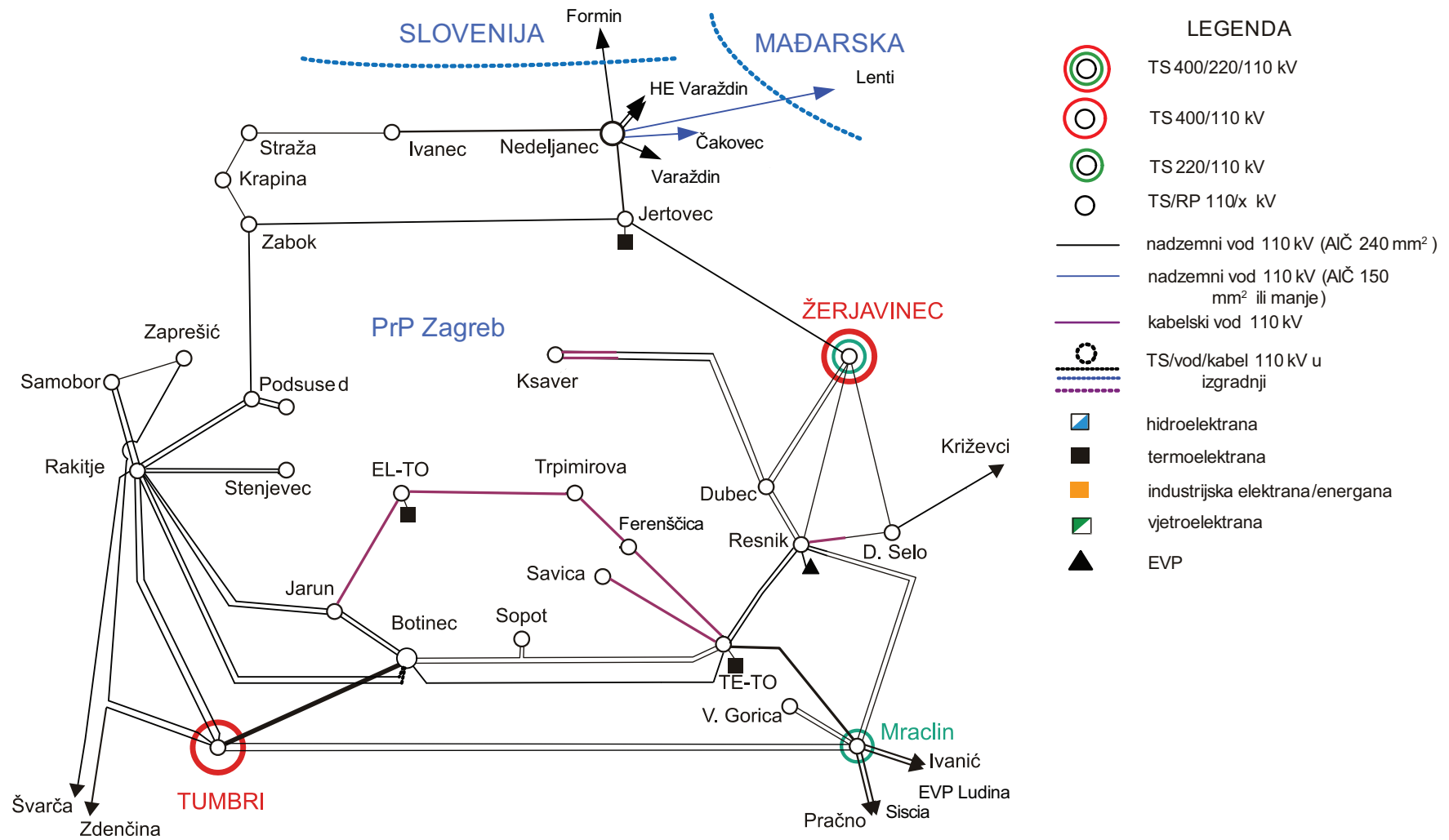
Slika 2.17. Mreža 110 kV PrP Split 2016. godine– dio 2 (Split)



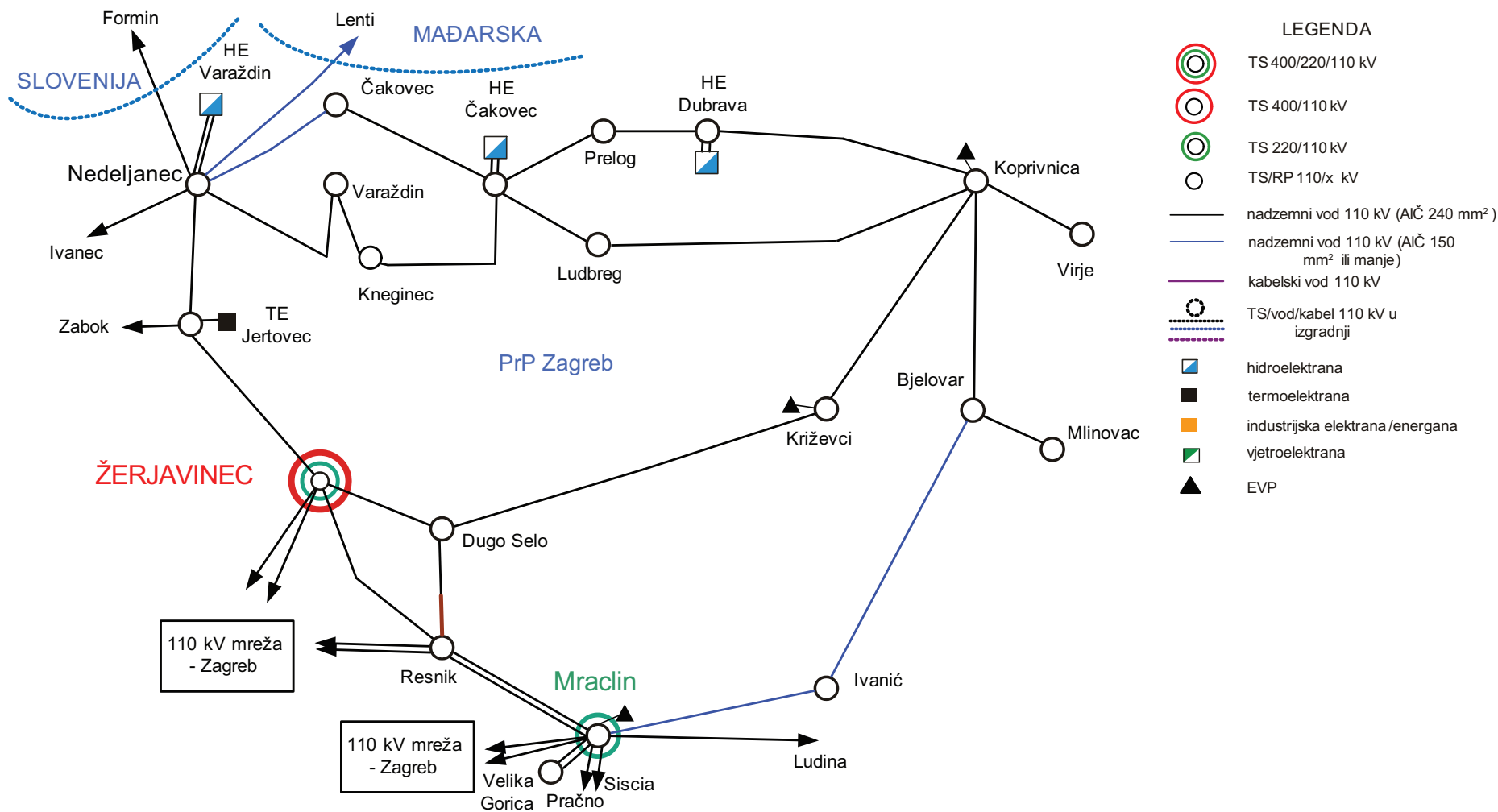
Slika 2.18. Mreža 110 kV PrP Split 2016. godine – dio 3 (južna Dalmacija)



Slika 2.19. Mreža 110 kV PrP Zagreb 2016. godine – dio 1 (Karlovac i Sisak)



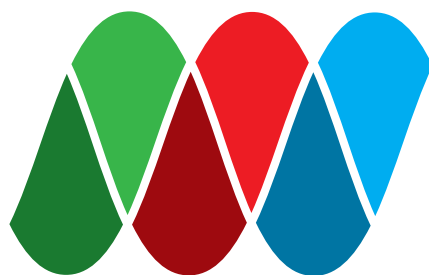
Slika 2.20. Mreža 110 kV PrP Zagreb 2016. godine – dio 2 (Zagreb)



Slika 2.21. Mreža 110 kV PrP Zagreb 2016. godine – dio 3 (Varaždin, Koprivnica, Bjelovar)

# 3.

## *ULAZNI PODACI / PRETPOSTAVKE*





## 3. ULAZNI PODACI I PRETPOSTAVKE

### 3.1. OPTEREĆENJA HRVATSKOG EES

#### 3.1.1. Opterećenja EES-a u prošlosti

Prognoze potrošnje električne energije i karakteristika potrošnje važan su element za planiranje elektroenergetskih mreža i sustava u cjelini. Za planiranje mreža najvažniji je ulazni podatak maksimalno opterećenje elektroenergetskog sustava i njegovih parcijalnih dijelova jer se u tom pogonskom stanju generalno postižu najveća opterećenja jedinica mreže. S obzirom na prognozirani porast maksimalnog (vršnog) opterećenja na razini EES vrši se planiranje razvoja prijenosne mreže i dimenzioniranje novih jedinica mreže (poput presjeka vodiča, instalirane snage transformatora i dr.).

Osim vršnog opterećenja EES-a i ostale karakteristike potrošnje električne energije važan su ulazni podatak pri planiranju razvoja prijenosne mreže, poput:

- **minimalno opterećenje EES-a:** slabo opterećeni dugački visokonaponski vodovi generiraju značajnu jalovu snagu koja uzrokuje povišenje napona u mrežama. Minimalno opterećenje EES-a je značajno pri planiranju priključka novih elektrana na mrežu kada se zbog niskog opterećenja okolnih čvorišta očekuje plasman većeg dijela snage (proizvodnje) elektrane u udaljenije dijelove mreže;
- **maksimalno ljetno opterećenje EES-a:** pojedina područja i regije mogu imati veće maksimalno opterećenje ljeti nego zimi, kada se obično očekuje pojava maksimalnog opterećenja na razini EES-a (primjer su pojedina turistička područja, otoci, pojedine TS 110/x kV u Istri, Kvarneru, Dalmaciji);
- **godišnja krivulja trajanja opterećenja:** pokazuje trajanje određenih razina opterećenja na razini EES, daje nam uvid u raspon mogućih opterećenja jedinica mreže, te dijelom i u vjerojatnost nastanka ozbiljnijih poremećaja u mreži. Maksimalno opterećenje EES-a i visoka opterećenja godišnje traju relativno kratko što znači da određena jedinica mreže može biti visoko opterećena i ugrožena svega nekoliko sati godišnje. Godišnju krivulju trajanja opterećenja nužno treba uzeti u obzir prilikom probabilističkih proračuna mreže i ekonomskih analiza radi određivanja ekonomske opravdanosti izgradnje novih jedinica mreže.

U planiranju razvoja prijenosnih mreža maksimalno opterećenje EES-a (mjerodavno za dimenzioniranje mreže) potrebno je rasporediti na pojedina područja, odnosno izvršiti prostornu raspodjelu maksimalnog opterećenja na pojedinačne TS 110/x kV. To se obično vrši na temelju podataka iz prošlosti, odnosno zabilježenih udjela pojedinačnih TS 110/x kV u vršnom opterećenju pojedinog većeg područja ili sustava u cjelini, ili na temelju analize distribucijskog konzuma i prognoza porasta istoga (uključujući priključak novih kupaca). Istodobna opterećenja pojedinačnih TS 110/x kV u trenutku nastanka maksimalnog opterećenja EES-a općenito ne odgovaraju maksimalnim neistodobnim opterećenjima tih TS 110/x kV, pa se u slučaju većih razlika između te dvije razine opterećenja za svaku pojedinačnu TS 110/x kV mora uraditi dodatna analiza mreže kako bi se u obzir uzelo najnepovoljnije stanje.

Osnovni podaci o kretanju godišnjeg konzuma i vršnog opterećenja hrvatskog EES-a u zadnjih 10 godina prikazani su već u poglavlju 2.2. na slici 2.8., a usporedba minimalnog i maksimalnog opterećenja sustava u zadnjih 10 godina na slici 2.9. Maksimalno (vršno) opterećenje hrvatskog EES kreće se do iznosa od 3200 MW (zabilježeno 2012. godine).

Vršno opterećenje hrvatskog EES-a postiže se u prosincu ili siječnju, pri čemu je u posljednjem desetljeću pet puta zabilježeno vršno opterećenje u prosincu, dva puta u siječnju i u veljači, te jednom u ožujku. Vršno opterećenje sustava postiže se isključivo u vrijeme radnog tjedna, te u razdoblju od 18 do 20 sati, a često nastaje za vrijeme praznika (24. 12. i 31. 12.).

Opterećenja unutar hrvatskog EES-a značajno ovise o vanjskoj temperaturi što je očito posljedica korištenja električne energije za grijanje. Toplinska energija proizvodi se u gradskim toplanama (Zagreb, Sisak, Osijek, Sl. Brod, Varaždin, Virovitica, Vinkovci, Vukovar, Karlovac, Požega, Rijeka, Velika Gorica, Zapresic i Samobor), izgaranjem prirodnog plina iz plinskih mreža pri čemu je veći dio zemlje plinificiran, izgaranjem ogrjevnog drveta i lož-ulja.

Trenutak pojave vršnog opterećenja EES-a stoga je direktna posljedica pojave izrazito niskih vanjskih temperatura pri čemu su najhladniji mjeseci u godini upravo prosinac i siječanj. Iz trenutaka pojave vršnog opterećenja u proteklom desetljeću također možemo zaključiti da se većina električne energije troši u kućanstvima, odnosno da je udio industrijske potrošnje u vršnom opterećenju relativno malen. U posljednjem desetogodištu vršno opterećenje raslo je prosječnom stopom od 0,8 % godišnje.

Na temelju podataka o oblicima godišnjih krivulja trajanja opterećenja možemo zaključiti da se vršno opterećenje sustava i visoka opterećenja (iznad 90 % u odnosu na vršno opterećenje) pojavljuju oko 300 sati/godišnje, odnosno oko 3,5 % ukupnog vremena u godini dana.

Slijedeća nepovoljna karakteristika potrošnje električne energije unutar hrvatskog EES-a je odnos između maksimalnog i minimalnog opterećenja sustava, prikazan detaljnije tablicom 3.1. Minimalna opterećenja sustava postižu se u razdoblju između travnja i lipnja, u jutarnjim satima najčešće između 3 i 4. Omjer između maksimalnog i minimalnog opterećenja EES-a se u proteklom desetljeću kretao u rasponu između 0,34 i 0,40, odnosno u prosjeku od 0,37. Nizak iznos minimalnog opterećenja sustava upućuje na moguće probleme u kompenzaciji jalove snage (nedostatak kompenzacijskih uređaja u mreži, ograničen angažman elektrana u razdoblju niskih noćnih i ranojutarnjih opterećenja), te na pojavu previsokih napona u prijenosnoj mreži koji naprežu ugrađenu visokonaponsku opremu i skraćuju njenu životnu dob.

Relativno kratko trajanje vršnog i visokih opterećenja sustava u godini dana, te nizak omjer između minimalnog i vršnog opterećenja sustava, upućuje na nepovoljan oblik godišnje krivulje trajanja opterećenja, budući da ista ima značajan nagib s velikim padom s lijeve strane, te kao takva uzrokuje povećan rizik ekonomske opravdanosti pojačanja mreže.

Maksimalna ljetna opterećenja hrvatskog EES-a postižu se tijekom srpnja i kolovoza, u prosječnom omjeru prema maksimalnom zimskom opterećenju od 0,89 u proteklom desetljeću (tablica 3.2). Omjer između maksimalnih zimskih i ljetnih opterećenja kretao se u promatranom razdoblju između 0,80 i 1 s jasnim trendom porasta, što je vjerojatno rezultat ugradnje klima uređaja i povećanog priljeva turista tijekom ljetnih mjeseci.

Promatrajući organizacijsku podjelu HOPS na četiri prijenosna područja (PrP) možemo konstatirati da se pojedinačna maksimalna opterećenja svih PrP-a pojavljuju zimi, ali je unutar PrP Rijeka i PrP Split povećano maksimalno ljetno opterećenje u odnosu na maksimalno zimsko opterećenje, a pojedine TS 110/x kV unutar ta dva PrP-a postižu svoje maksimalno opterećenje ljeti (na primjer Krk, Dunat, Lošinj, Crikvenica, Biograd, Komolac, Makarska i dr.).

Visoki iznos ljetnog maksimalnog opterećenja, odnosno pojava neistodobnih maksimalnih opterećenja pojedinih TS 110/x kV ljeti, ukazuje na potrebu planiranja pojedinih dijelova 110 kV mreže uzimajući u obzir situaciju ljetnog maksimuma sa svim specifičnostima unutar EES-a za promatrano razdoblje (očekivano nizak angažman hidroelektrana, remont pojedinih termoelektrana, planirani zastoji pojedinih prijenosnih vodova radi održavanja i dr.).

Tablica 3.1. Vršno i minimalno opterećenje hrvatskog EES-a (1998 – 2015)

Godina	P <sub>max</sub> (MW)	Mjesec	P <sub>min</sub> (MW)	Mjesec	P <sub>min</sub> / P <sub>max</sub>
1998.	2585	12	783	6	0,30
1999.	2600	12	809	5	0,31
2000.	2661	1	824	4	0,31
2001.	2796	12	907	5	0,32
2002.	2685	1	923	6	0,34
2003.	2673	12	986	5	0,37
2004.	2793	12	1014	6	0,36
2005.	2900	3	1044	5	0,36
2006.	3036	1	1046	6	0,34
2007.	3098	12	1143	5	0,37
2008.	3009	12	1182	5	0,39
2009.	3120	12	1151	4	0,37
2010.	3121	12	1113	5	0,36
2011.	2970	1	1185	4	0,40
2012.	3193	2	1132	5	0,35
2013.	2813	2	1105	3	0,39
2014.	2974	12	1166	5	0,39
2015.	3009	7	1188	6	0,39

Tablica 3.2. Vršna opterećenja i maksimalna ljetna opterećenja hrvatskog EES-a (1998 – 2015)

Godina	P <sub>max-zima</sub> (MW)	Mjesec	P <sub>max-ljeto</sub> (MW)	Mjesec	P <sub>max ljeto</sub> / P <sub>max zima</sub>
1998.	2585	12	1782	8	0,69
1999.	2600	12	1818	8	0,70
2000.	2661	1	1875	8	0,70
2001.	2796	12	1937	8	0,69
2002.	2685	1	2018	7	0,75
2003.	2673	12	2159	8	0,81
2004.	2793	12	2235	7	0,80
2005.	2900	3	2382	7	0,82
2006.	3036	1	2533	7	0,83
2007.	3098	12	2726	7	0,88
2008.	3009	12	2641	6	0,88
2009.	3120	12	2662	7	0,85
2010.	3121	12	2870	7	0,92
2011.	2970	1	2833	7	0,95
2012.	3193	2	2778	7	0,87
2013.	2813	2	2812	7	1,00
2014.	2974	12	2541	8	0,85
2015.	2877	2	3009	7	1,05

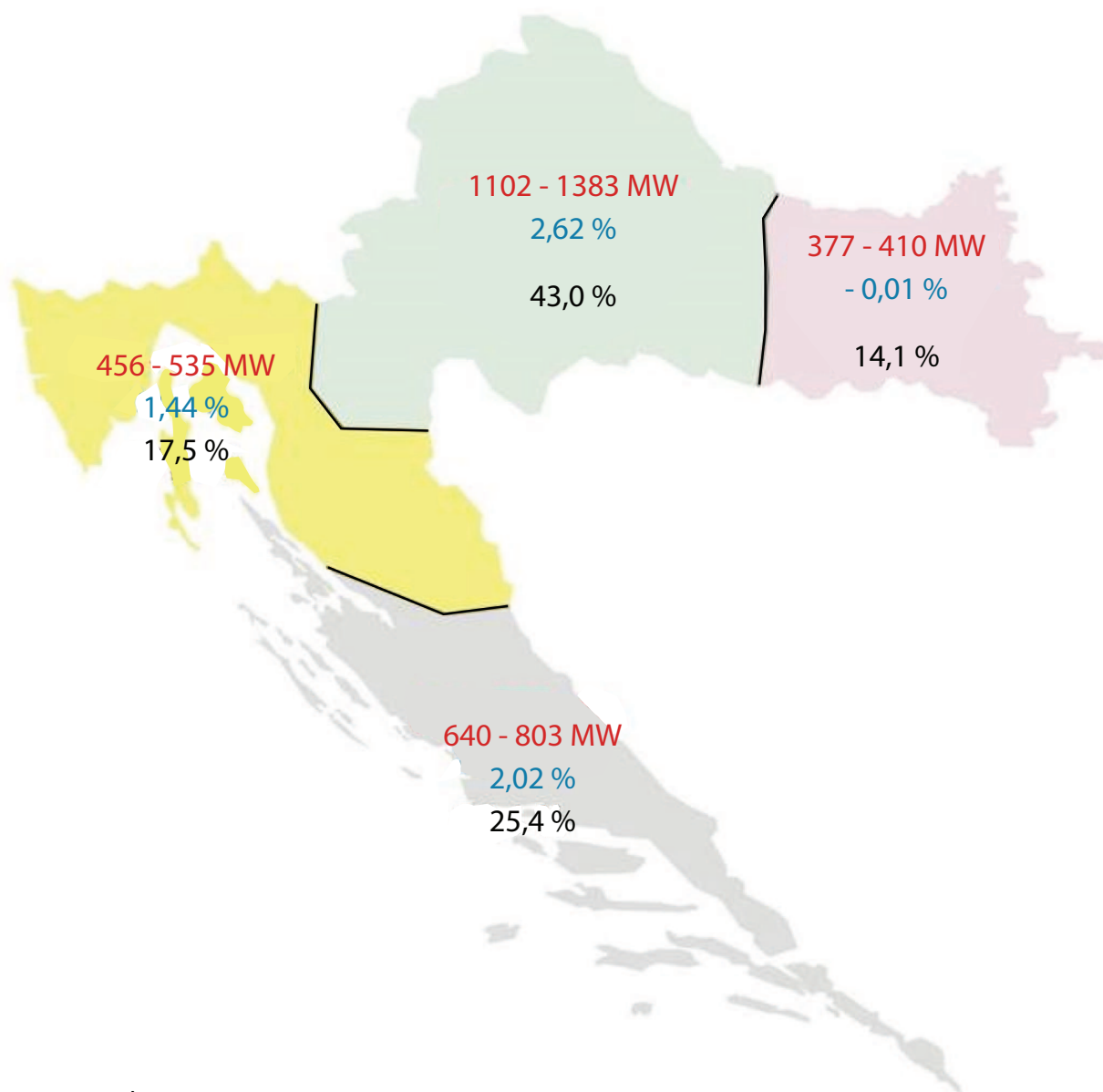
### 3.1.2. Opterećenja pojedinih Prijenosnih područja (PrP)

Budući da je HOPS administrativno podijeljen na četiri prijenosna područja - (PrP-a: Zagreb, Rijeka, Osijek i Split), te da se kasnije u ovom planu pri prostornoj raspodjeli vršnog opterećenja EES-a na pojedinačne TS 110/x kV koriste prosječni udjeli PrP-a u vršnom opterećenju EES-a, u ovom poglavlju obrađuju se maksimalna opterećenja pojedinih PrP-a i odnos između pojedinačnih maksimalnih opterećenja PrP-a i EES-a u cjelini.

Detaljni prikaz i analize opterećenja unutar pojedinačnih PrP-a na temelju mjesečnih izvještaja i u njima sadržanim podacima moguće je pronaći u pripremnim studijama za izradu Indikativnog srednjoročnog plana razvoja [18]. Ovdje će se iznijeti samo bitni pokazatelji i zaključci dobiveni predmetnom analizom.

Promatrajući neistodobna maksimalna opterećenja pojedinih Prijenosnih Područja u prvom desetljeću ovog stoljeća, te odnos između sume neistodobnih maksimuma PrP-a i vršnog opterećenja EES-a, utvrđeno je da je suma neistodobnih maksimuma pojedinih PrP-a vrlo bliska iznosu vršnog opterećenja EES-a, a omjer između te dvije veličine kretao se u proteklom desetljeću između 0,99 i 1,03, s prosjekom od točno 1,00.

Maksimalna opterećenja, stope porasta i udjel svakog pojedinog prijenosnog područja u sumi neistodobnih maksimalnih opterećenja sustava prikazani su na slici 3.1. Iz prikazanih podataka je vidljivo da se udjeli pojedinačnih Prijenosnih Područja u sumi neistodobnih maksimalnih opterećenja PrP-a ne mijenjaju značajnije, pa time niti njihovi udjeli u vršnom opterećenju EES-a, što se kasnije koristilo prilikom raspodjele prognoziranog vršnog opterećenja EES-a u budućnosti na pojedina PrP-a i čvorišta 110/x kV.



Legenda:

- Kretanje maksimalnog opterećenja
- Prosječna stopa rasta maksimalnog opterećenja
- Postotni udjeli u sumi neistodobnih maksimalnih opterećenja

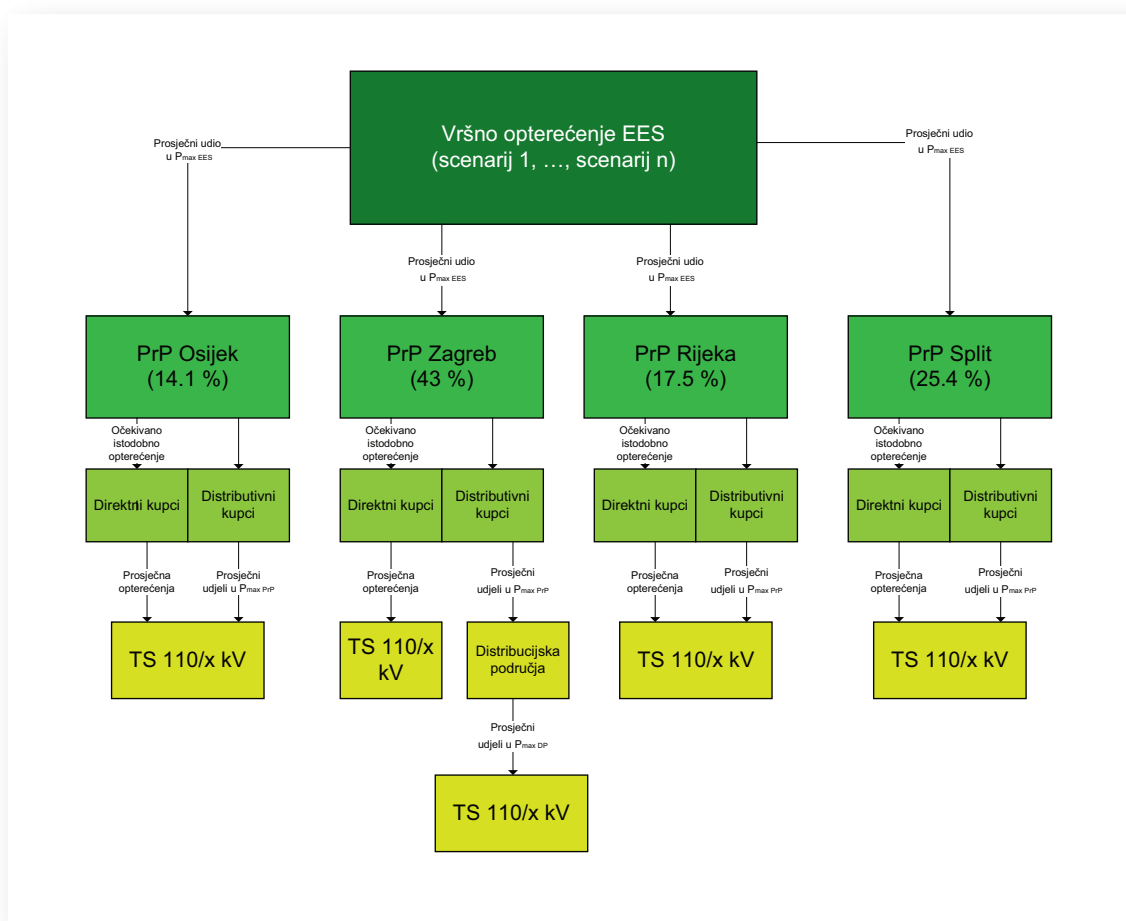
Prijenosno područje Osijek
Prijenosno područje Rijeka
Prijenosno područje Split
Prijenosno područje Zagreb

Slika 3.1. Prikaz kretanja i prosječne stope rasta maksimalnih opterećenja te postotnih udjela prijenosnih područja u sumi neistodobnih maksimalnih opterećenja

### 3.1.3. Prognoza porasta opterećenja EES

Prognoze porasta potrošnje električne energije kao i karakteristika potrošnje, među njima i vršnog opterećenja EES odnosno faktora opterećenja, rezultat su detaljnih analiza kako ostvarenja u prošlosti, tako i očekivanja za budućnost u pogledu razvoja ekonomije, različitih sektora, porasta stanovništva, stambenog prostora i niza drugih faktora. Za potrebe izrade ovog desetogodišnjeg plana razvoja prijenosne mreže Hrvatske, polazi se od rezultata dostupnih studija koje obrađuju ovu problematiku, s korigiranim stopama porasta potrošnje i opterećenja kako bi se uzela u obzir višegodišnja gospodarska kriza.

Prognozirano vršno opterećenje EES-a u razmatranim razdobljima planiranja (razdoblje do 2020. godine, razdoblje nakon 2020. godine) prostorno se raspodjeljuje na Prijenosna područja prema njihovim prosječnim udjelima zabilježenim u prošlosti. Tako dobivena opterećenja PrP-a dijele se na opterećenja kupaca napajanih iz 110 kV mreže (direktnih kupaca) i kupaca napajanih iz s.n. mreže (distribucijskih kupaca). Kompletan postupak je shematski prikazan na slici 3.2.



Slika 3.2. Shematski prikaz raspodjele opterećenja na TS 110/x kV

Potrebno je istaknuti da je prognozirani iznos vršnog opterećenja EES-a, kao i njegove raspodjele na pojedina čvorišta 110 kV, izvor značajnih nesigurnosti pri planiranju razvoja prijenosne mreže radi slijedećih razloga:

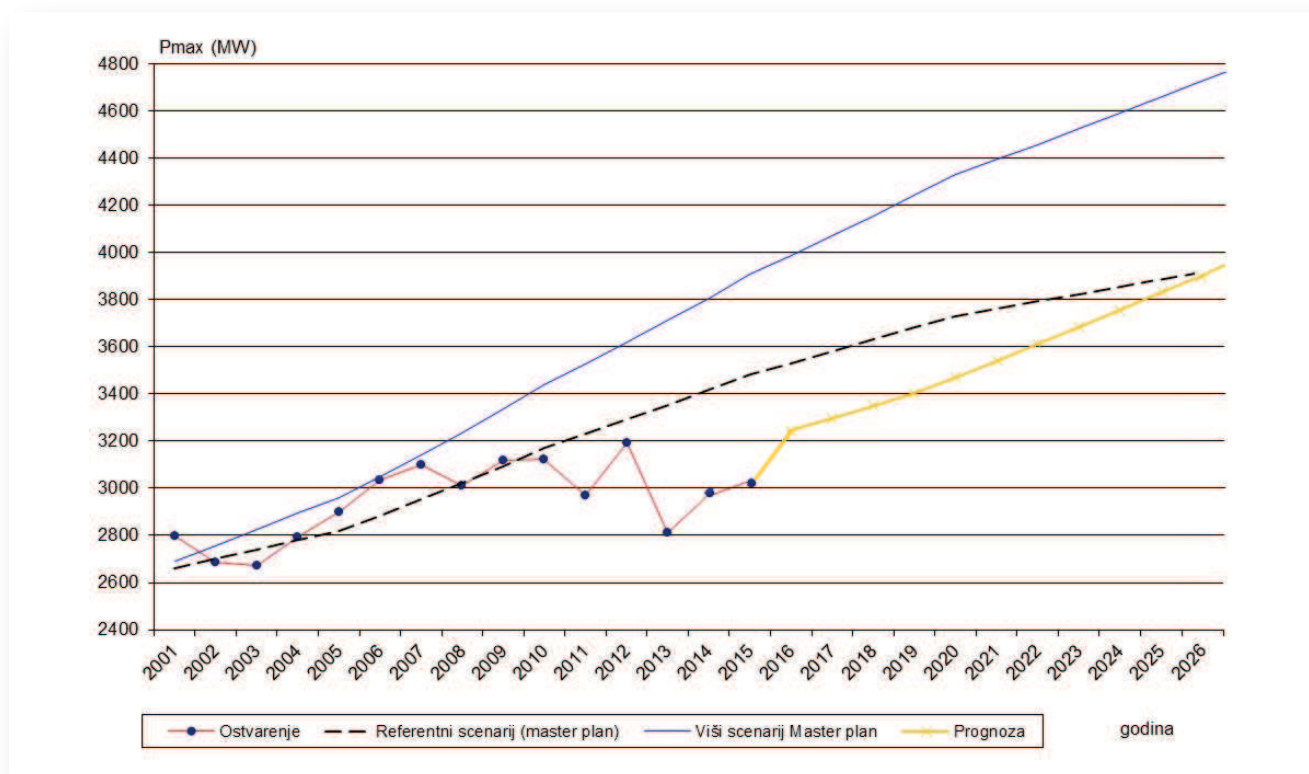
- nepoznat gospodarski razvoj u budućnosti, kao i struktura BDP-a,
- prognoze potrošnje na temelju različitih očekivanja (najčešće optimističnih),
- nepoznata struktura potrošnje i ostali bitni parametri,
- nepoznata cjenovna elastičnost potrošnje i opterećenja,
- nepoznat utjecaj mjera energetske efikasnosti,
- moguća značajna supstitucija električne energije plinom na određenim područjima,
- nepoznata cijena električne energije u budućnosti,
- moguća pojava novih direktnih kupaca na određenim područjima (poduzetničke zone, terminali, autoceste i slično),
- nepoznata buduća uklopna stanja s. n. mreže i opterećenja pripadnih TS 110/x kV, i dr.

Vršno opterećenje hrvatskog EES-a u razdoblju 2001. – 2015. godine, te prognoza porasta do 2027. godine temeljem koje je izrađen plan razvoja prijenosne mreže prikazana su slijedećom tablicom.

Tablica 3.3. Ostvarenje i prognoza porasta vršnog opterećenja EES-a do 2027. godine

Godina	Ostvarenje	Referentni scenarij Master plan	Viši scenarij Master plan	Opterećenja za dimenzioniranje prijenosne mreže	
				Zima	Ljeto
2001	2796	2661	2689		
2002	2685	2701	2757		
2003	2673	2741	2824		
2004	2793	2781	2893		
2005	2900	2820	2962		
2006	3036	2884	3049		
2007	3098	2951	3140		
2008	3009	3021	3235		
2009	3120	3094	3335		
2010	3121	3171	3440		
2011	2970	3230	3527		
2012	3193	3291	3618		
2013	2813	3354	3711		
2014	2974	3417	3806		
2015	3009	3483	3906	3193	2937
2016		3530	3985	3244	2984
2017		3580	4069	3296	3032
2018		3629	4153	3349	3080
2019		3680	4240	3402	3130
2020		3731	4329	3470	3192
2021		3762	4393	3540	3256
2022		3792	4458	3611	3321
2023		3823	4524	3683	3388
2024		3855	4592	3756	3455
2025		3887	4661	3832	3524
2026		3919	4731	3909	3594

Iznosi vršnog opterećenja temeljem kojih je izrađen ovaj plan razvoja prijenosne mreže određeni su na temelju pretpostavke da će se 2015. godine postići povjesni maksimum iz 2012. godine (okončanje krize), nakon čega će vršno opterećenje rasti prosječnom stopom 1,6 % u razdoblju do 2020. godine, te 2 % u razdoblju 2026. godine. Time su formirani osnovni scenariji s obzirom na opterećenje EES-a, dok se planovi priključenja novih kupaca na prijenosnu mrežu, odnosno povećanja priključne snage postojećih, analiziraju svaki zasebno u dodatnim scenarijima (na planirani iznos opterećenja nadodaje se predviđena priključna snaga novog kupca). Iste stope primjenjene su na minimalno opterećenje sustava, te ljetno maksimalno opterećenje sustava, odnosno zadržavaju se isti međusobni odnosi između vršnog opterećenja, minimalnog opterećenja i ljetnog maksimuma opterećenja EES-a kao i 2012. godine kada je zabilježen povjesni maksimum opterećenja.



Slika 3.3. Ostvarenje i prognoza porasta vršnog opterećenja EES-a do 2027. godine



Budući da je prijenosna mreža ovim planom određena temeljem nešto nižih stopa porasta potrošnje/opterećenja, izgradnja pojedinih objekata uključenih u prethodne planove razvoja prolongirana je za buduće razdoblje iza 2026. godine.

Više stope porasta opterećenja EES-a u odnosu na prikazane, a temeljem kojih je izrađen ovaj plan razvoja, ne očekuju se radi:

- kupci će racionalnije trošiti električnu energiju ovisno o njejoj cijeni, odnosno djelomično će prilagoditi potrošnju trenutnim cijenama,
- ne očekuje se značajniji razvoj energetske intenzivne industrije,
- očekuje se povećanje broja i ukupne proizvodnje distribuiranih izvora energije, prvenstveno OiE,
- u pojedinim područjima plin će supstituirati električnu energiju, prvenstveno za potrebe grijanja prostora,
- proizvodit će se energetske sve efikasniji električni uređaji,
- kupci će biti stimulirani kroz mjere energetske efikasnosti na uštede u potrošnji, i dr.

Razvoj prijenosne mreže ovdje definiran odnosi se na pojedina vremenska razdoblja, no potrebno je istaknuti plansku povezanost promatranog razdoblja i ostvarenog opterećenja EES-a kao najvažnijeg parametra za dinamiku izgradnje prijenosnih objekata.

Očekivani udjeli pojedinih PrP-a u vršnom opterećenju EES-a prikazani su tablicom 3.4.

Tablica 3.4. Prognozirani udjeli PrP u vršnom opterećenju EES-a do 2026. godine

PrP	Udio u vršnom opterećenju EES (MW)		
	2016	2020	2026
<b>Osijek</b>	454	486	547
<b>Split</b>	843	902	1016
<b>Rijeka</b>	552	590	665
<b>Zagreb</b>	1395	1492	1681
<b>UKUPNO</b>	3244	3470	3909

## 3.2. PRIKLJUČAK KORISNIKA NA PRIJENOSNU MREŽU

### 3.2.1. Postojeća izgrađenost elektrana unutar hrvatskog EES-a

Električna energija potrebna za podmirenje potrošnje unutar elektroenergetskog sustava proizvodi se u elektranama, industrijskim energanama, malim distribuiranim izvorima ili se nabavlja iz uvoza na tržištu električne energije. Unutar elektroenergetskog sustava Republike Hrvatske velika većina električne energije proizvodi se u konvencionalnim elektranama (termo, hidro, uključujući i pola proizvodnje u nuklearnoj elektrani Krško u Sloveniji). Znatan dio (ponekad i više od 50 %) potreba za električnom energijom uvozi se po tržišnoj cijeni. Pojedini veći industrijski kupci električne energije posjeduju vlastite energane (Rafinerija nafte Rijeka, Kombinat Belišće i dr.), a udio malih distribuiranih izvora poput malih hidroelektrana, fotonaponskih ćelija i sličnog, u ovom trenutku još uvijek nije značajan. Posljednjih godina došlo je do intenzivnije izgradnje vjetroelektrana, pa ih je u sadašnjem trenutku (kolovoz 2016. g.) na prijenosnu i distribucijsku mrežu priključeno ukupno 18, s ukupnom instaliranom snagom 420,95 MW.

Za planiranje razvoja prijenosne mreže potrebno je poznavati ili pretpostaviti plan izgradnje novih elektrana unutar elektroenergetskog sustava, odnosno njihove lokacije i snage, te način „dispečiranja“ svih agregata (postojećih i novih) unutar sustava ovisno o hidrološkim stanjima i bilanci istog (uravnotežen sustav, uvoz, izvoz). Budući da je plan izgradnje novih elektrana, kao i dekomisije postojećih, povezan s značajnom nesigurnošću, najčešće se formira više scenarija ovisnih o izgradnji novih proizvodnih postrojenja. Dodatnu nesigurnost uzrokuje nepoznata dinamika izgradnje novih vjetroelektrana, te ostalih obnovljivih i distribuiranih izvora električne energije pa nije moguće sa sigurnošću predvidjeti njihove lokacije i snage, kao ni ukupan broj.

Većinu električne energije za podmirenje potrošnje unutar hrvatskog EES-a proizvodi HEP-Proizvodnja d.o.o. koristeći svoje hidroelektrane (tablica 3.6), 3 termoelektrane, te 4 termoelektrane-toplane (tablica 3.7). Više od polovice ukupne instalirane snage u proizvodnim postrojenjima unutar hrvatskog EES-a nalazi se u hidroelektranama, što znači da je mogućnost godišnje proizvodnje električne energije značajno ovisna o hidrološkom stanju promatrane godine. HE Dubrovnik izgrađena je kao zajedničko ulaganje tadašnjih elektroprivreda u Hrvatskoj te Bosni i Hercegovini, a postojeća situacija je takva da jedan blok proizvodi električnu energiju za hrvatski EES (priklučen na 110 kV prijenosnu mrežu), dok drugi daje svoju proizvodnju u EES BiH (preko direktne veze 220 kV s TS Trebinje). Budući status ove elektrane, kao i mogućnost izgradnje novih blokova, u ovom trenutku još nije riješen.

Konvencionalne TE na ugljen, mazut, ekstra lako loživo ulje i prirodni plin unutar hrvatskog EES-a prikazane su tablicom 3.7. HEP je vlasnik i polovice nuklearne elektrane Krško, te raspolaže njenom snagom u iznosu od 348 MW na pragu.

Tablica 3.5. Ukupna instalirana snaga elektrana HEP-Proizvodnje d.o.o.

Vrsta elektrane	Instalirana snaga (MW)
Akumulacijske HE	1368,50 MW
Protočne HE	412,38 MW
Reverzibilne HE	288,90 MW / -257,10 MW
Kondenzacijske TE	674 MW
Termoelektrane-toplane	1225,80 MW

Tablica 3.6. Hidroelektrane unutar hrvatskog EES-a

Ime elektrane	Priključna snaga - na pragu (MW)	Broj agregata	Priključni napon (kV)
<b>Protočne HE (412,38 MW)</b>			
Varaždin	92,46	3	110
Čakovec	77,44	4	110
Dubrava	79,78	5	110
Rijeka	36,80	2	110
Gojak	55,50	3	110
Kraljevac	46,40	3	110
Miljacka	24,00	4	35
<b>Akumulacijske HE (1368,50 MW)</b>			
Vinodol	90,00	3	110
Senj	216,00	3	220 i 110
Sklope	22,50	1	110
Lešće	41,20	2	110
Orlovac	237,00	3	220
Peruča	60,00	2	110
Đale	40,80	2	110
Zakučac	535,00	4	220 i 110
Dubrovnik	126,00	1	110
<b>Reverzibilne HE (288,90 MW /-257,10 MW)</b>			
Fužine	4,6/-5,7	1	35
Lepenica	0,8/-1,2	1	30
Velebit	276/-240	2	400
Buško Blato*	7,5/-10,2	3	110
<b>Male HE (24,37 MW)</b>			
Zeleni Vir	1,70	2	-
Ozalj	5,50	5	-
Golubić	6,54	2	-
Krčić	0,34	1	-
Jaruga	7,20	2	-
Zavrelje	2,00	2	-
Lešće ABM	1,09	1	-
<b>HE biološkog minimuma (3.2 MW)</b>			

\* reverzibilna s akumulacijom (BiH)

Tablica 3.7. Termoelektrane unutar hrvatskog EES-a

Ime elektrane	Priključna snaga - na pragu (MW)	Broj agregata	Priključni napon (kV)
<b>Konvencionalne TE</b>	<b>674 MW</b>		
TE Rijeka	303	1	220
TE Plomin A	105	1	110
TE Plomin B	192	1	220
KTE Jertovec	74	2	110
<b>Termoelektrane-toplane</b>	<b>1225,80 MW</b>		
TE-TO Sisak A	198	1	110
TE-TO Sisak B	198	1	220
TE-TO Sisak C	230	1	220
TE-TO Zagreb K	202	1	110
TE-TO Zagreb L	110	1	110
TE-TO Zagreb C	110	1	110
EL-TO Zagreb H&J	47,80	2	110
EL-TO Zagreb A/B	41	2	110
TE-TO Osijek PT	47	1	110
TE-TO Osijek A	42	1	110
<b>Nuklearne elektrane</b>	<b>348 MW</b>		
<b>NE Krško*</b>	<b>348 MW</b>	<b>1</b>	<b>400</b>

\* HEP je suvlasnik polovice elektrane (348 MW)

Vjetroelektrane priključene na prijenosnu i distribucijsku mrežu u RH prikazane su u sljedećim tablicama 3.8 i 3.9. Odlika im je promjenljiva proizvodnja, s većim varijacijama na mjesečnoj razini. Dosadašnja iskustva, relevantna za izgrađenost i pogon prijenosne mreže te vođenje sustava, pokazuju da njihova integracija dovodi do povremeno značajnije proizvodnje električne energije na dnevnoj razini unutar hrvatskog EES, no uz povećane potrebe za aktivacijom sekundarne i tercijarne rezerve u sustavu, te povremeno nisku ukupnu proizvodnju (angažman) istih.

Tablica 3.8. Vjetroelektrane unutar hrvatskog EES (priključak na prijenosnu mrežu – stanje kolovoz 2016.)

Ime VE	Odobrena priključna snaga (MW)	Naponska razina priključka (kV)	Lokacija
VE Vrataruša	42	110	Senj
VE ZD2	18	110	Benkovac
VE ZD3	18	110	Benkovac
VE Pometeno brdo	20	110	Split (Konjsko)
VE Ponikve	34	110	Pelješac
VE Jelinak	30	110	Trogir
VE ST1-1 Voštane	20	110	Kraljevac
VE ST1-2 Kamensko	20	110	Kraljevac
VE Zelengrad - Obrovac	42	110	Obrovac
VE Bubrig, Crni Vrh i Velika Glava	43	110	Šibenik
VE Ogorje	44	110	Muč
VE Rudine	35	110	Ston
<b>UKUPNO HOPS</b>		<b>366,0</b>	

Tablica 3.9. Vjetroelektrane unutar hrvatskog EES-a (priključak na distribucijsku mrežu – stanje kolovoz 2016.)

Ime VE	Odobrena priključna snaga (MW)	Naponska razina priključka (kV)	Lokacija
VE Ravne	5,95	10	Pag
VE Trtar-Krtolin	11,2	30	Šibenik
VE Orlice	9,6	30	Šibenik
VE ZD 6 (Velika Popina)	9	35	Gračac
VE Crno Brdo	10	10	Šibenik
VE ZD4	9,2	10	Benkovac
<b>UKUPNO HEP-ODS</b>		<b>54,95</b>	

### 3.2.2. Zajednički (susretni) objekti HOPS i HEP - ODS: planirane TS 110/x kV

Plan izgradnje novih TS 110/x kV, kao susretnih objekata operatora prijenosnog i distribucijskog sustava, usuglašen od oba operatora, prikazan je u sljedećim tablicama.

Trenutno se grade 3 nove TS 110/x kV uz odgovarajući priključak na 110 kV mrežu. U razdoblju do 2019. godine usuglašen je početak izgradnje još 7 novih TS 110/x kV.

U razdoblju 2020.-2026. godine usuglašen je početak izgradnje još 9 novih TS 110/x kV, od čega se za njih 4 planira i završetak izgradnje u tom razdoblju, a za njih 5 planira se završetak izgradnje iza 2026. godine.

Tablica 3.10. Nove TS 110/x kV u fazi izgradnje (planirani dovršetak izgradnje u 2017. i 2018. godini)

Naziv TS 110/x kV	Prijenosni omjer (kV)	Instalirana snaga transformacije /MVA)
Sesvete	110/10(20)	2x40
Srđ	110/10(20)	2x40
Medulin	110/20	2x20

Tablica 3.11. Nove TS 110/x kV (početak izgradnje u razdoblju 2017. - 2019. godine)

Naziv TS 110/x kV	Prijenosni omjer (kV)	Instalirana snaga transformacije /MVA)
Zamet	110/10(20)	2x40
Poličnik	110/10(20)	2x40
Kapela	110/30(20) kV – 30/10(20)	2x20
Primošten	110/10(20) kV - 30/10(20)	2x20
Cvjetno naselje	110/10(20)	2x40
Zadar – Istok	110/10(20)	2x40
Zamošće	110/35/10(20)	2x20

Tablica 3.12. Nove TS 110/x kV (početak izgradnje u razdoblju 2020. - 2026. godine)

Naziv TS 110/x kV	Prijenosni omjer (kV)	Instalirana snaga transformacije /MVA)
Vodice	110/10(20)	2x20
Kaštela 2	110/10(20)	2x20
Maksimir*	110/10(20)	2x40
Podi	110/10(20)	2x20
Terminal TTTS	110/10(20)	2x20
Savska*	110/10(20)	2x40
Ražine - TLM*	110/10(20)	2x20
Sisak 2,	110/10(20)	2x20
Mursko središće*	110/10(20)	2x20

\* početak izgradnje u planskom razdoblju (dovršetak izgradnje nakon 2026. godine)

### 3.2.3. Zahtjevi za priključak: objekti TS 110/x kV u planovima kupaca

Podaci o zahtjevima kupaca za priključak njihovih planiranih objekata na prienosnu mrežu prikazani su sljedećim tablicama. Navedeni su samo objekti s sklopljenim Ugovorom o priključenju, te objekti od strateškog interesa za RH.

Tablica 3.13. TS 110/x kV kupaca nominirani za priključak na prienosnu mrežu (planirano za izgradnju u razdoblju 2017. - 2019. godine)

Naziv kupca	Prijenosni omjer (kV)	Odobrena priključna snaga (MW)
Kisikana Sisak	110/x	6

Tablica 3.14. TS 110/x kV kupaca nominirani za priključak na prienosnu mrežu (planirano za izgradnju u razdoblju 2020. - 2026. godine)

Naziv kupca	Prijenosni omjer (kV)	Odobrena priključna snaga (MW)
LNG Hrvatska	110/x	40

### 3.2.4. Zahtjevi za priključak novih elektrana izuzev vjetroelektrana

Nove elektrane s sklopljenim Ugovorom o priključenju na prijenosnu mrežu, odnosno u procesu neposredno pred sklapanjem ugovora, prikazane su u slijedećim tablicama. Rješenja priključka na prijenosnu mrežu određena su odgovarajućim studijama (PAMP, EOTRP), te su naznačena na shemama mreže.

Tablica 3.15. Planirane elektrane za priključak na prijenosnu mrežu (planirano za izgradnju u razdoblju 2017. - 2019. godine)

Elektrana	Odobrena priključna snaga (MW)	Naponska razina priključka (kV)
BE-TO Koprivnički Ivanec	20	110
TE Sisak C	235	220
UKUPNO	255 MW	

Tablica 3.16. Planirane elektrane za priključak na prijenosnu mrežu (planirano za izgradnju u razdoblju 2020. - 2026. godine)

Elektrana	Odobrena priključna snaga (MW)	Naponska razina priključka (kV)
KKE Osijek	446	400
TE Plomin C	530,5	400
UKUPNO	976,5 MW	

### 3.2.5. Zahtjevi za priključak vjetroelektrana

Posljednjih godina HOPS je zaprimio velik broj zahtjeva za priključak novih vjetroelektrana, ukupne snage veće od 2000 MW. Budući da se vjetroelektrane nalaze u sustavu poticaja očit je izuzetno velik interes investitora za izgradnjom i priključkom na prijenosnu mrežu. Projekti VE u RH imaju veličine izgradnje između 20 MW i 150 MW, a većina razmatra priključak na mrežu 110 kV. S obzirom na veličinu i karakteristike hrvatskog elektroenergetskog sustava, posebno u pogledu mogućnosti regulacije snage i frekvencije, procijenjeno je da trenutno nije moguće integrirati sve VE za koje su investitori pokazali interes. U postojećem tretmanu priključaka planiranih VE na prijenosnu mrežu razlikuju se četiri osnovne kategorije:

1. VE (izgrađene, te u izgradnji), ukupne snage oko 420 MW.
2. VE koje imaju Ugovor o priključenju na prijenosnu ili distribucijsku mrežu,
3. VE koje imaju Ugovor o otkupu električne energije s HROTE, te je HOPS u skladu s novim ZOTEE, s njima već sklopio ili dovršava sklapanje Ugovora o priključenju,
4. ostale VE (s izdanim PEES, s revidiranim PAMP-om, one koje su se javile na javne pozive za izradu Plana).



Potrebno je naglasiti da ovdje prikazan plan priključenja VE ne predstavlja konačnu dinamiku njihove izgradnje i priključka na prijenosnu mrežu u razmatranom planskom razdoblju, budući da o Investitorima ovisi kako će dalje razvijati projekti.

HOPS će u budućnosti, zajedno s mjerodavnim institucijama, i dalje raditi na potrebnim aktivnostima za povećanje mogućnosti prihvata VE, te njihovu integraciju u elektroenergetski sustav.

Tablica 3.17. Planirane vjetroelektrane za priključak na prijenosnu mrežu (planirano za izgradnju u razdoblju 2017. - 2019. godine)

Ime VE	Snaga (MW)	Naponska razina priključka (kV)
Zelengrad – Obrovac	12	110
Katuni	39	110
Lukovac	48	110
ZD 6P	45	110
Krš – Pađene	142	220
Glunča	22	110
UKUPNO	308 MW	

### 3.2.6. Revitalizacija i povećanje instalirane snage postojećih elektrana

HEP – Proizvodnja ima namjeru revitalizirati pojedine hidroelektrane, te im na taj način povećati instaliranu snagu. Plan revitalizacije hidroelektrana prikazan je u sljedećoj tablici.

Tablica 3.18. Planirane hidroelektrane za revitalizaciju (planirano za razdoblje 2017. - 2026. godine)

Elektrana	Instalirana snaga (MW)	Instalirana snaga nakon revitalizacije (MW)
HE Senj	216	243
HE Varaždin	95	110
HE Rijeka	36,8	45
UKUPNO	347,8	398

### 3.2.7. Izlazak iz pogona postojećih elektrana

Unutar planskog razdoblja do 2026. godine pojedini proizvodni blokovi postat će zastarjeli i/ili neekonomični, pa će izaći iz pogona. Plan dekomisije postojećih blokova, prema sagledavanjima HEP – a iz lipnja 2015. godine, prikazan je u sljedećim tablicama.

Tablica 3.19. Planirani blokovi za dekomisiju (planirano za razdoblje 2017. - 2026. godine)

Elektrana	Dekomisija (MW)
TE Sisak A	
TE Plomin A	
EL-TO Zagreb blok A	
TE Rijeka *	
KTE Jertovec KB A i KB B *	
EL-TO Zagreb blok H i J *	
TE-TO Osijek PTAA i B *	
UKUPNO	

\* uvjetna dekomisija, ovisno o preostalim satima rada i potrebi osiguranja tercijarne usluge sustavu. Ovisno i o toplinskom konzumu.

Napomena: Vrijednosti snaga pojedinih elektrana predviđenih za dekomisiju, kao i godine dekomisije, nisu u gornjim tablicama prikazane temeljem Pravilnika o poslovnoj tajni u HEP-Proizvodnji d.o.o. (Bilten broj 281); u svim provedenim proračunima i analizama su te snage i godine uzimane u obzir.

### 3.2.8. Postojeći i novi korisnici koji su iskazali interes za priključenje na prijenosnu mrežu

Ostali korisnici/kupci koji su izvršili određene pripreme radnje i iskazali interes za priključak na prijenosnu mrežu imaju različite statuse u pogledu izrade Preliminarne analize priključka na prijenosnu mrežu (PAMP), Elaborata optimalnog tehničkog rješenja priključka (EOTRP), upisa u županijske prostorne planove, te ishoda lokacijske i građevinske dozvole, te sklapanje Ugovora o priključenju tek prethodi i u ovom trenutku još nije izvjesno. Ako do izrade/novelacije slijedećeg desetogodišnjeg plana razvoja za koji objekt bude sklopljen Ugovor o priključenju, njega će se onda uvrstiti u aktivni dio plana (scheme). Tablicama u nastavku su odvojeni objekti kupaca s usvojenom studijom PAMP, te objekti kupaca koji tu studiju još nisu izradili ili do trenutka izrade desetogodišnjeg plana razvoja nije prihvaćena.

Tablica 3.20. TS 110/x kV kupaca nominirani za priključak na prijenosnu mrežu s usvojenim PAMP-om  
(nominirano za izgradnju u razdoblju 2017. - 2026. godine)

Naziv kupca	Prijenosni omjer (kV)	Priključna snaga (MW)
TPC Mejaši	110/x	22
DIV d.o.o. Tvornica vijaka – Knin	110/x	20
Fassa Brčić, Tvornica vapna i žbuke - Obrovac	110/x	21,5
INA RNR	110/x	55

Tablica 3.21. TS 110/x kV kupaca s iskazanim interesom za priključak na prijenosnu mrežu  
(bez usvojenog PAMP-a)

Naziv kupca	Prijenosni omjer (kV)	Priključna snaga (MW)
Lipik glass d.d., Tvornica stakla – Lipik	110/x	18
Drvenjača d.d. Fužine	110/6	10
Calcit d.o.o., Tvornica kalcitnih punila - Gospić	110/x	18
Vetropack d.o.o. , Tvornica stakla - Straža	110/x	11
RZ Novska, Grad Novska	110/x	12
RZ Prgomet, Općina Prgomet	110/x	20
HŽ – EVP Osijek	110/25	20
HŽ – EVP Dujmovača	110/25	20
HŽ – EVP Sadine	110/25	20
HŽ – EVP Dolac	110/25	20
HŽ – EVP Prgomet	110/25	20
HŽ – EVP Žitnić	110/25	20
HŽ – EVP Knin	110/25	20
HŽ – EVP Horvati	110/25	8,8
HŽ – EVP Draganić	110/25	18
HŽ – EVP Oštarije	110/25	10,2
HŽ – EVP Katići	110/25	12,5
HAC (TS Drvenik)	110/10(20)	-

U pripremi podloga za izradu ovog plana, temeljem službenog poziva objavljenog na službeni stranicam HOPS-a, potencijalni Investitori dostavili su svoje zahtjeve za priključenje planiranih elektrana koje namjeravaju izgraditi do 2026. godine. Trenutni stupanj pripremljenosti dokumentacije za izgradnju i priključak na prijenosnu mrežu projekta prikazanih u sljedećim tablicama nije na visokoj razini, te za većinu njih nedostaje određena dokumentacija od studija utjecaja na okoliš, do lokacijskih i građevinskih dozvola, te sklapanje Ugovora o priključenju tek prethodi i u ovom trenutku još nije izvjesno. Stoga ovi objekti u shemama planiranog razvoja prijenosne mreže nisu prikazani. Ako do izrade/novelacije slijedećeg desetogodišnjeg plana razvoja za koji objekt bude sklopljen Ugovor o priključenju, njega će se onda uvrstiti u aktivni dio plana (sheme i tablice priključenja).

Tablica 3.22. Planirane elektrane za priključak na prijenosnu mrežu s usvojenim PAMP-om (planirano za izgradnju u razdoblju 2017. - 2026. godine)

Elektrana	Instalirana snaga (MW)	Naponska razina priključka (kV)
EL-TO	140	110
KKE Slavonski Brod*	575	400
HE Ombla	68,5	110
HE Kosinj	52	110
UKUPNO	835,5 MW	

\*prvobitno tražena opcija KKE Slavonski Brod

Tablica 3.23. Planirane elektrane za priključak na prijenosnu mrežu bez izrađenog/usvojenog PAMP-a

Elektrana	Instalirana snaga (MW)	Naponska razina priključka (kV)
TE Belišće	150	110
HE Zaprešić (Podsused)	42,7	110
SE Hrvace	10	110
KKE Slavonski brod*	240	110
HE Dubrovnik 2	304	220
HE Senj 2	360	220
TE Rijeka	500	220
TE Ploče	800	400
RHE Korita	600	400
HE Prečko	42	110
VHS Osijek	64,5	110
RHE Vrdovo	540	400
KKPTE Peruća	450	400
Spalionica PTOO	28	110
CCGT Miklavlje (Miklavija LCD)	100	110
RHE Široka draga	500	400
UKUPNO	4731,2 MW	

\*druga tražena opcija KKE Slavonski Brod

Vjetroelektrane koje su iskazale interes za priključkom na prijenosnu mrežu, te izradile odgovarajuća studiju PAMP (i eventualno EOTRP) prikazani su sljedećom tablicom. Kasnije prikazan plan razvoja prijenosne mreže određen je uz pretpostavku priključenja VE ukupne snage oko 750 MW na prijenosnu i distribucijsku mrežu. HOPS očekuje da će u navedenom razdoblju eventualno biti moguće osigurati dostatnu rezervu sekundarne i brze tercijarne P/f regulacije, što prvenstveno ovisi o realizaciji planova izgradnje novih konvencionalnih proizvodnih objekata (KTE, RHE).

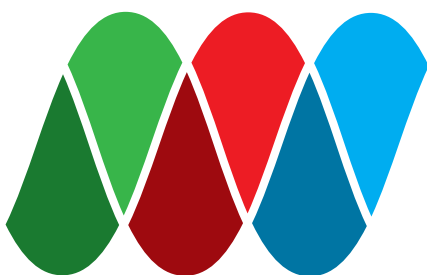
U slučaju veće integracije VE od pretpostavljene u ovom planu, predviđa se priključak istih ostvariti uglavnom primjenom principa zonskog priključka. Zonski priključak predviđa formiranje jednog novog mrežnog čvora 400(220)/110 kV na ograničenom području koje obuhvaća nekoliko VE sa osnovnom zadaćom prihvata (priključenja) svih obuhvaćenih VE, odnosno novog voda 110 kV ukoliko nije potrebno povezivati mreže različitih naponskih razina. Način formiranja takve zone i financijske obveze investitora u VE bit će definirani novom Uredbom Vlade RH o uvjetima priključenja i izdavanja energetske suglasnosti (obveza Vlade prema čl. 32. Zakona o energiji) koja je u trenutku izrade ovog Plana u izradi, što je nužan uvjet za njihovo formiranje.

Tablica 3.24. Planirane vjetroelektrane za priključak na mrežu (planirano za izgradnju u razdoblju 2017. - 2026. godine, bez Ugovora o priključenju)

Ime VE	Snaga (MW)	Ime VE	Snaga (MW)
Opor	33	Kozjak	36
Voštane	27	Orlič	16
Otrić	20	Rust	120
ST 3-1/2 Visoka Zelovo	33	Udbina	114
Bruvno	45	Uništa	16
Mazin (Bruvno2A)	45	Brdo-Umovi	127,5
Mazin 2	20	Svilaja	85
Boraja	45	Zebar	21,6
Orljak	42	Kavranica	39,6
Konavoska brda	120	Vrbnik	10
Korlat	58		
Senj	156		
Vrataruša II	24		
ZD2P	48		
ZD3P	33		
Brdo-Umovi	127,5		
<b>SVEUKUPNO</b>		<b>1462,2 MW</b>	

# 4.

**PLAN RAZVOJA I  
IZGRADNJE OBJEKATA  
U SREDNJOROČNOM  
RAZDOBLJU**



## 4. PLAN RAZVOJA I IZGRADNJE OBJEKATA U SREDNJOROČNOM RAZDOBLJU

### 4.1. RAZDOBLJE 2017. – 2019. GODINA (TROGODIŠNJI PLAN)

#### 4.1.1. Izgradnja i priključak TS 110/x kV koje su trenutno u fazi izgradnje

U proteklom je razdoblju započela izgradnja novih TS 110/x kV pri čemu je HOPS preuzeo obavezu izgradnje ili završetka izgradnje visokonaponskih (110 kV) dijelova postrojenja i priključka na prijenosnu mrežu. Radi se o sljedećim TS: Sesvete i TS Srđ.

Navedene transformatorske stanice izgrađuju se temeljem dosadašnjih trogodišnjih planova razvoja HEP – ODS-a i HOPS-a, u cilju povećanja sigurnosti opskrbe kupaca na distribucijskoj mreži i priključka novih kupaca.

Udjeli HOPS-a u izgradnji novih TS odnose se na izgradnju 110 kV postrojenja u GIS ili AIS izvedbi, te priključnih nadzemnih ili kabelskih vodova 110 kV.

**TS Sesvete** (110 kV postrojenje) izgrađena je u GIS izvedbi, a na mrežu će biti povezana kabelskim uvodom/izvodom na DV 110 kV Resnik - Žerjavinec.

Nova **TS Srđ**, kao dio programa Dubrovnik, izgrađena je u GIS izvedbi, a na mrežu je povezana uvodom/izvodom jednog voda 110 kV između TS Plat i TS Komolac. U tijeku je probni pogon ove TS, i rješavanje preostalih imovinsko pravnih poslova.

U trogodišnjem razdoblju s HEP – ODS je usuglašena izgradnja (također i u poglavlju 3.2.2.) nove **TS 110/20 kV Medulin**, gdje HOPS ima obavezu financirati izgradnju 110 kV rasklopišta i priključka na mrežu 110 kV uvodom/izvodom voda Šijana – Dolinka.

#### 4.1.2. Izgradnja i priključak novih planiranih TS 110/x kV

Planira se započeti izgradnju TS 110/20 kV Poličnik (prvenstveno zbog problema sa priključenjem planiranog postrojenja za gospodarenje otpadom na distribucijsku mrežu), u prvom momentu sa priključenjem uvodom/izvodom na postojeći vod 110 kV Obrovac – Nin.

Usuglašen je početak izgradnje i TS 110/10(20) kV Zamet u GIS izvedbi, s kabelskim priključcima 110 kV na TS Pehlin i TS Turnić, kao i početak izgradnje TS 110/30(20) kV – 30/10(20) kV Kapela, s priključkom uvodom/izvodom na postojeći 110 kV vod Biograd-Bilice.

U promatranom razdoblju predviđen je početak izgradnje TS 110/10(20) kV - 30/10(20) kV Primošten, TS 110/10(20) kV Zadar Istok i TS 110/10(20) kV Cvjetno naselje.



#### **4.1.3. Priključak novih elektrana i revitaliziranih elektrana**

Priključak novih proizvodnih objekata

##### *BE – TO Koprivnički Ivanec*

BE – TO predviđene snage 20 MW nalazi se u Koprivničko – križevačkoj županiji, općina Koprivnički Ivanec u radnoj zoni Koprivnički Ivanec. Predviđen je spoj na prijenosnu mrežu na principu uvod/izvod u DV 110 kV Koprivnica – Virje.

##### *TE Sisak C*

Na postojećoj lokaciji u Sisku izgrađen je novi blok C priključne snage 235 MW. Priključak se ostvaruje na revitalizirano rasklopište 220 kV, uz uvod/izvod DV 220 kV Mraclin – Prijedor u TS Sisak koji je u izgradnji.

##### *Nove vjetroelektrane*

Osim VE koje su trenutno u pogonu još šest vjetroelektrana ima s HOPS-om potpisan Ugovor o priključenju na prijenosnu mrežu ili je isti pred potpisivanjem (tablica 3.17). Priključak postojeće VE Zelengrad-Obrovac izveden je tako da omogući predviđeno proširenje VE za 12 MW, dok će se za preostale VE graditi priključni vodovi 110 kV koji će povezivati TS na lokacijama VE s okolnom 110 kV ili 220 kV mrežom.

Predviđeno je izvesti uvod/izvod DV 110 kV Kraljevac – Zagvozd u VE Katuni, uvod/izvod DV 110 kV Kraljevac – VE Voštane/Kamensko (ST 1-1, ST 1-2) u VE Lukovac, dok će se VE Glunča povezati sada na postojeći DV 110 kV Bilice-Trogir, uz rekonstrukciju dionice Velika Glava - Glunča, dok se u budućnosti planira priključenje na jednu trojku novog DV 2x110 kV Bilice – Trogir, a VE ZD6P će se spojiti radialnim 110 kV vodom u TS Gračac.

VE Krš Pađene povezati će se u prvoj fazi preko RP 220 kV uvodom/izvodom voda 220 kV Konjsko – Brinje.

#### **4.1.4. Investicije od sustavnog značaja za razdoblje 2017.-2019. g. (trogodišnji plan)**

##### **4.1.4.1. Investicije od sustavnog značaja – novi objekti**

Kao investicije od sustavnog značaja označena su pojačanja mreže koje je potrebno kratkoročno ostvariti (unutar tri godine) radi postizanja zadovoljavajuće sigurnosti pogona mreže i opskrbe kupaca prema kriteriju N-1, te otklanjanja uočenih nedostataka u pogonu prijenosne mreže odnosno tehničkih neispravnosti.

#### **SINCRO.GRID PROJEKT**

Jedan od strateških najvažnijih projekata HOPS-a koji se trenutno nalazi u početnoj investicijskoj fazi je SINCRO.GRID. Projekt, koji se temelji na primjeni pametnih mreža (eng. Smart Grid); korištenjem naprednih tehničkih sustava i algoritama s ciljem poboljšanja kvalitete napona u elektroenergetskom sustavu, povećanju prijenosne moći postojećih vodova s konačnim ciljem osiguravanja integracija OIE i povećanja sigurnost opskrbe kupaca.

## Trenutni status projekta

SINCRO.GRID projekt je početkom 2015.g. nominiran Europskoj komisiji za ulazak na PCI (eng. Projects of Common Interest) listu projekata naprednih mreža. Na 2. sastanku tematske grupe Europske komisije „Smart Grid deployment“, koji je održan u Brüsselu, Belgija 17. travnja 2015. godine, izvršena je stručna evaluacija projekta od strane znanstvenog centra Europske komisije „Joint Research Center“, koja je pokazala da je projekt SINCRO.GRID vrlo dobar prema svim glavnim tehničkim kriterijima ocjene projekata.

PCI status SINCRO.GRID projekta potvrđen je objavom druge liste projekata od zajedničkog europskog interesa dana 18. studenog 2015. godine. Za sve planirane zahvate u postojećim transformatorskim stanicama su izrađeni idejni projekti, koji su zajedno sa zahtjevom za ishođenje lokacijskih dozvola predani nadležnim upravnim tijelima (Ministarstvo građenja i prostornog uređenja).

Sljedeći koraci u provođenju SINCRO.GRID projekta obuhvaćaju izrada glavnih projekata za sve planirane zahvate i ishođenje građevinskih dozvola, izrada ostale potrebne dokumentacije (poslovnih plan, analiza troškova i koristi – CBA) za apliciranje na fond Europske komisije CEF (Connecting Europe Facilities) za angažiranje bespovratnih sredstava (u iznosu od 50 % procijenjene ukupne investicije) – sa rokom do 08.11.2016.

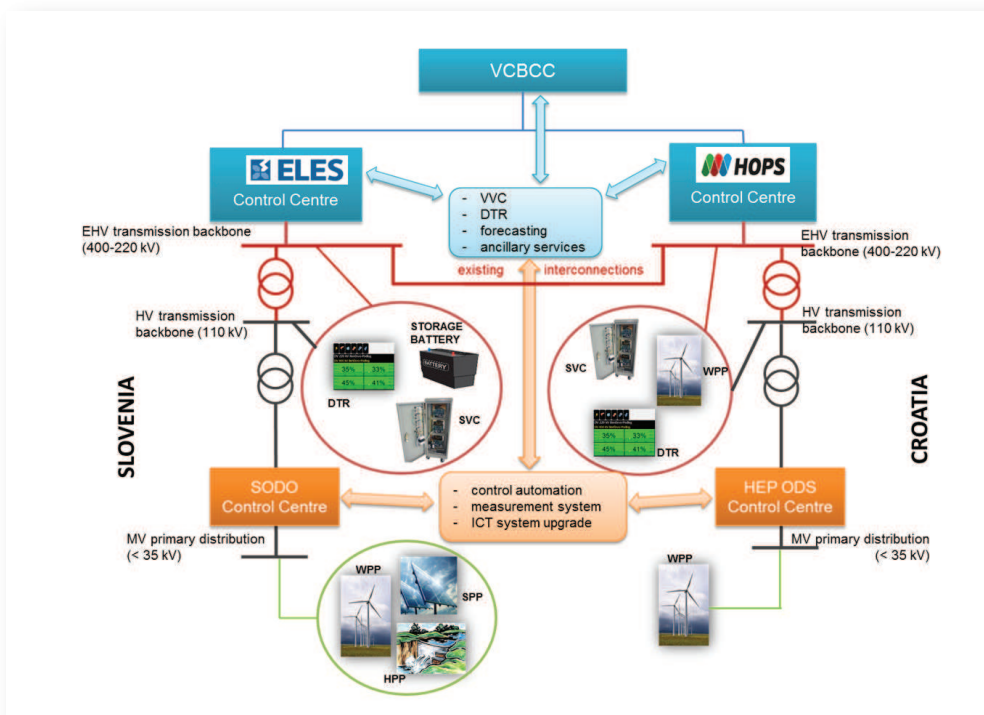
Očekuje se uspješna konačna evaluacija projekta, dobivanje zatraženih bespovratnih sredstava i potpis ugovora s CEF fondom u prvoj polovici 2017. godine; intenzivni početak projekta je onda u 2017. godini, a završetak je planiran u 2020. godini.

## Sažeti opis projekta

Na prostoru RH SINCRO.GRID obuhvaća ugradnju 3 uređaja za kompenzaciju jalove energije u postojećim transformatorskim stanicama Konjsko, Melina i Mraclin, ugradnju sustava za dinamičko određivanje prijenosne moći (dynamic thermal rating - DTR) te implementaciju naprednog virtualnog kontrolnog centra (virtual cross-border control center - VCBCC) za optimizaciju iznosa napona u EES u Hrvatskoj i Sloveniji.

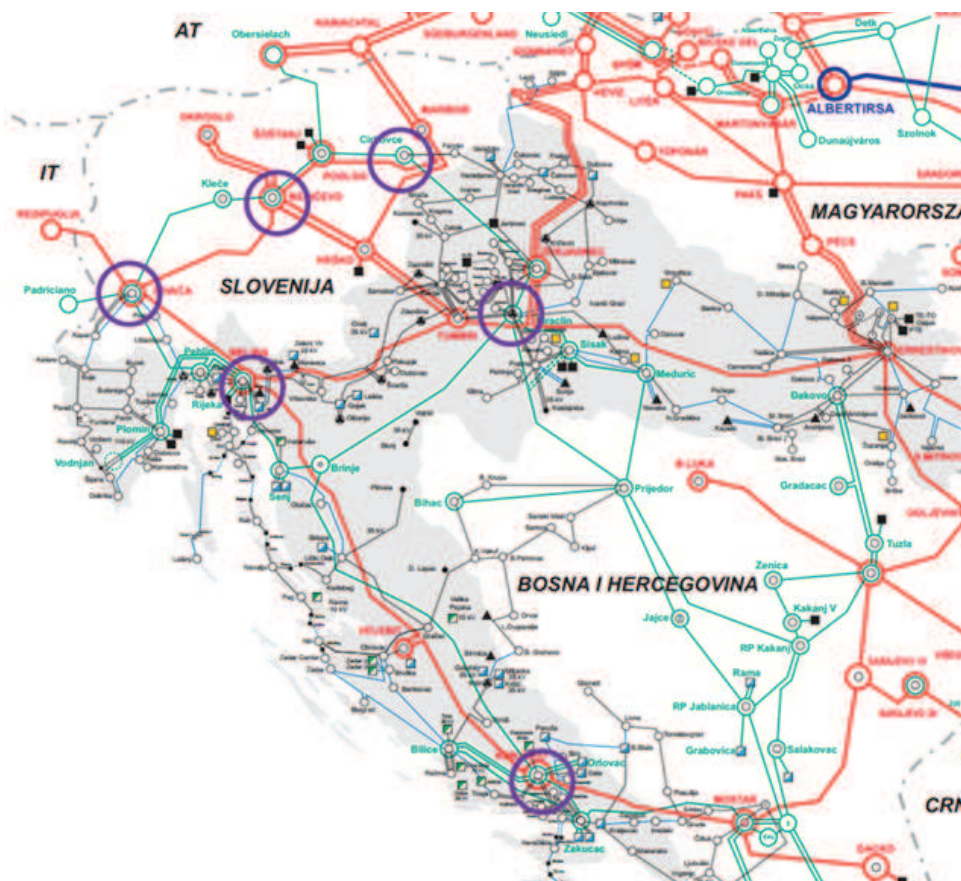
Temeljni problem u prijenosnoj mreži Hrvatske i Slovenije su previsoki naponi, pogotovo u 220 kV i 400 kV mreži, kao i sve izraženiji problem nedostatke sekundarne rezerve regulacije sustava. Navedeni čimbenici mogli bi ugroziti operativnu pouzdanost elektroenergetskog sustava te daljnji razvoj objekata za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora energije.

S ciljem pronalaska rješenja koje bi bilo primjenjivo u obje države, operatori prijenosnog sustava Hrvatske (HOPS) i Slovenije (ELES) uz podršku operatora distribucijskih sustava iz Hrvatske (HEP ODS) i Slovenije (SODO), započeli su suradnju na zajedničkom projektu SINCRO.GRID (slika 4.1).



Slika 4.1 - Shematski pregled SINCRO.GRID projekta

Kompenzacijski uređaji ugrađuju se u prijenosnim mrežama Hrvatske i Sloveniji na lokacijama koje su detaljnije prikazane na slici 4.2.

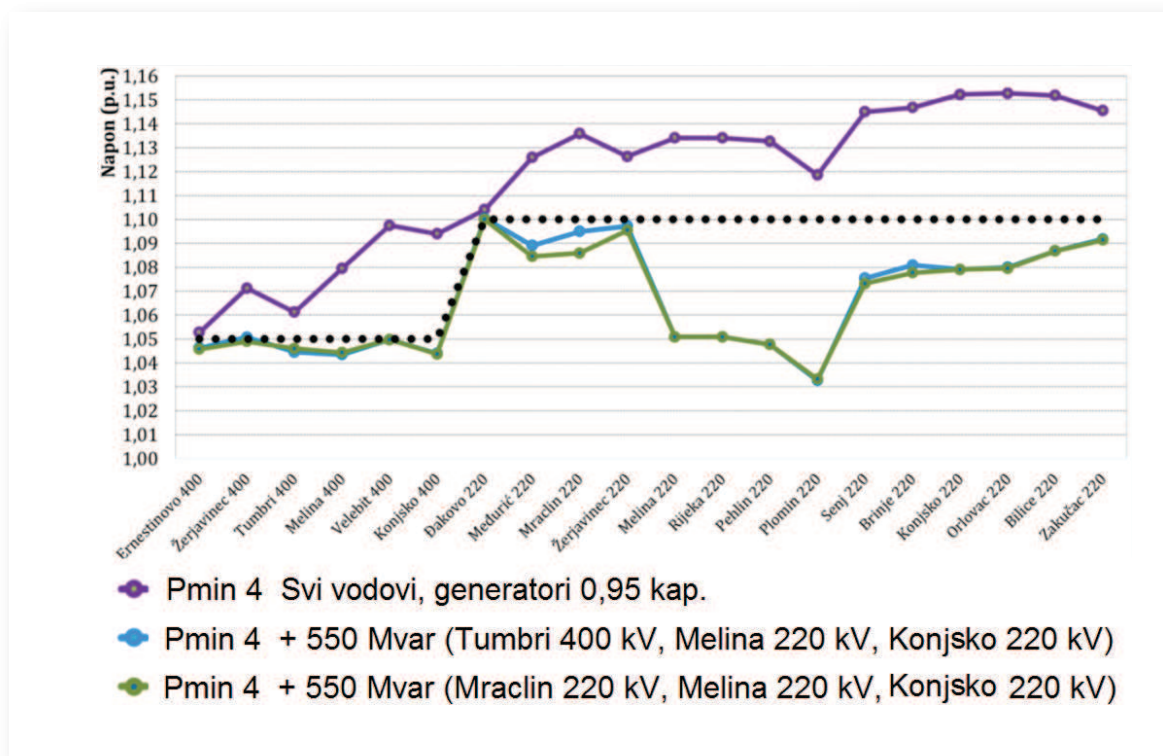


Slika 4.2. Lokacije ugradnje kompenzacijskih uređaja u prijenosnim mrežama Hrvatske i Slovenije

U Hrvatskoj je predviđena ugradnja kompenzacijskih uređaja (SVC - statički var kompenzator i VSR - regulacijska prigušnica) ukupne snage 550 Mvar na sljedećim lokacijama:

- SVC 250 Mvar u TS 400/220/10 kV Konjsko
- VSR 200 Mvar TS 400/220/110 kV Melina
- VSR 100 Mvar u TS 220/110/10 kV Mraclin

Kompenzacijski uređaj ugrađuju se na 220 kV naponsku razinu jer su u tom slučaju sveukupni gubitci u prijenosnoj mreži najmanji. Ukupno predviđeni efekti ugradnje kompenzacije predočeni su slikom 4.3.



Slika 4.3. Razine iznosa napona u Hrvatskoj prije i nakon ugradnje kompenzacijskih uređaja

Bitno je napomenuti da su iznosi reaktivne snage kompenzacijskih uređaja za svaku državu optimirane odgovarajućim proračunima, uz daljnju optimizaciju snaga pojedinih uređaja u obje države, obzirom na međusobne moguće utjecaje. Utvrđeno je nedvojbeno da je na teritoriju svake države obvezna koordinacija rada svih uređaja da bi se uopće postigli potrebni efekti, te da se najveći efekti postižu dodatnom koordinacijom između operatora prijenosnih sustave svake države. To je bio i jedan od glavnih razloga započete suradnje sudionika na ovom projektu.

Implementacija sustava za dinamičko određivanje prijenosne moći (dynamic thermal rating - DTR) postojećih vodova (bez potrebe za fizičkim zahvatima na stupovima i vodičima dalekovoda) ugradnjom posebnih vremenskih stanica na nadzemne vodove. Na taj način DTR pruža uvid u realno stanje opterećenja prijenosnog voda te omogućava veću prijenosnu moć te stabilnost prijenosnog sustava. U Hrvatskoj su obuhvaćeni slijedeći dalekovodi: DV 220 kV Konjsko – Brinje, DV 220 kV Senj – Melina i DV 220 kV Konjsko-Zakučac (označeni zvjezdicom na slici 4.4.).



Slika 4.4. Prijenosna mreža 220 kV i 400 kV Hrvatske i Slovenije i dalekovodi predviđeni za implementaciju DTR sustava

Zajednički virtualni kontrolni centar HOPS-a i ELES-a omogućava centraliziranu koordinaciju i kontrolu napona i optimizaciju gubitaka u elektroenergetskim sustavima Hrvatske i Slovenije, kao i sposobnost za nadzor, prognozu i kontrolu obnovljivih izvora energije s ciljem održavanja stabilnog rada cijelog područja upravljanja.

#### Ostale investicije od sustavnog značaja – novi objekti

Povremena zagušenja u prijenosnoj mreži 110 kV na potezu HE Senj – Crikvenica – Vinodol riješena su ugradnjom transformatora 220/110 kV s kosom (poprečnom) regulacijom, tj. s mogućnošću regulacije tokova djelatne snage u HE Senj. Preostala je zamjena sabirničkog sustava 110 kV i sekundarne opreme, a u nastavku zamjena prekidača 220 kV i sabirničke zaštite 220 kV postrojenja u HE Senj. Prije planiranu izgradnju novog DV 2x110 kV na potezu HE Senj-Crikvenica, odnosno alternativno investiciju u zamjenu vodiča i povećanja prijenosne moći vodu 110 kV Crikvenica – Vrataruša, moguće je sada znatno odgoditi, predvidivo za razdoblje iza 2020. godine. Predmetnom investicijom rasterećuju se ugrožene dionice 110 kV mreže, te se omogućava povećanje snage HE Senj i eventualno priključak novih vjetroelektrana na području između Senja i Crikvenice.

Unutar razmatranog vremenskog presjeka prije je planirana ugradnja trećeg transformatora 220/110 kV, 150 MVA, u TS Konjsko. Transformator je isporučen u 2015. godini, te se izvode završne aktivnosti za njegovo puštanje u pogon. Ugradnjom trećeg transformatora 150 MVA u TS Konjsko otklonjena je potreba za izgradnjom TS 220/110 kV Vrboran (2x150 MVA) za srednjoročno razdoblje (iza 2026. godine, ovisno o porastu splitskog konzuma), te je postignuta zadovoljavajuća sigurnost opskrbe šireg splitskog područja u okolnostima loših hidroloških prilika.

Smanjen angažman EL-TO Zagreb i TE-TO Zagreb uzrokuje ubranu potrebu za pojačanjem 110 kV veze između TS Tumbri i TS Botinec, što je najpovoljnije izvesti izgradnjom novog DV 110 kV Tumbri – Botinec 2, kao i povećanje sigurnosti napajanja grada Zagreba.

U postojećem stanju mreže 110 kV TS 110/x kV Virje i Mlinovac radijalno se napajaju iz TS Koprivnica i TS Bjelovar, uz rezervna napajanja putem distribucijske mreže. Maksimalno opterećenje konzuma napajanog preko TS Virje iznosi oko 16 MW, dok za TS Mlinovac iznosi oko 13 MW. U trenutku kada konzum napajan preko razmatranih TS poraste na vrijednosti pri kojima neće biti osigurana rezerva putem distribucijske mreže, bit će potrebno osigurati N-1 kriterij izgradnjom novog voda 110 kV Virje – Mlinovac, čiji je početak izgradnje planiran krajem razmatranog razdoblja.

Vod Mraclin – Ivanić ugrožen je prema kriteriju N-1, a nije ga moguće rasteretiti preraspodjelom angažmana elektrana unutar EES. Njegovim ispadom također dolazi do nedozvoljenih naponskih prilika u TS Ivanić. Imajući u vidu procjenu troškova mogućih pojačanja mreže, kao tehno-ekonomski optimalno rješenje nameće se izgradnja novog DV 2x110 kV (duljine oko 3 km) kojim bi se postojeći vod 110 kV Mraclin – EVP Ludina uveo u TS Ivanić, i time stvorila paralela postojećem kritičnom vodu. Nakon realizacije ove investicije postojeći vod Mraclin – Ivanić znatno se rasterećuje, dok 110 kV veza od Siska preko Kutine i Ludine nije znatnije opterećena. Kriterij (n-1) je zadovoljen u promatranom dijelu mreže, a nestaju i problematične naponske prilike pri neraspodjelivosti voda Mraclin – Ivanić 1. Uvod/izvod DV 110 kV Mraclin – EVP Ludina u TS Ivanić donosi značajne uštede u troškovima neisporučene električne energije ne ovisno o angažiranosti HE na Dravi. Sva ograničenja na postojećem vodu 110 kV Mraclin – Ivanić time se u potpunosti otklanjaju, a povećanje njegove prijenosne moći kroz revitalizaciju se može dogoditi.

HOPS također ima obvezu izgradnje TS Kutina, gdje se radi lošeg stanja u postojećoj TS Kutina, iz koje se napaja Petrokemija Kutina, gradi novo postrojenje u GIS izvedbi uz postojeće rješenje priključka na mrežu. U istu se ugrađuju i novi transformatori za napajanje distribucijskog konzuma. Osim prethodno navedenih zahvata, unutar PrP Split provode se aktivnosti na revitalizaciji TS 110/10(20) kV Sućidar izgradnjom novog postrojenja 110 kV u GIS izvedbi i kabelskih priključaka na 110 kV mrežu, kao i početak aktivnosti na izgradnji TS 110/10(20) Split 3 (Visoka).

#### 4.1.4.2. Investicije od sustavnog značaja – revitalizacije

##### Zamjena podmorskih 110 kV kabela

Zamjena podmorske kabela dionice DV-KB 110 kV Dugi Rat – Nerežišće (Postira), nužna je radi tehničke neispravnosti u kojoj se ista nalazi. Radi oštećenja kabela došlo je do curenja ulja. Kako sanacija nije uspjela, nužna je kompletna zamjena tog kabela, odnosno polaganje novog u duljini od oko 8 km. Dok se predmetna investicija ne realizira, bitno je smanjena sigurnost opskrbe kupaca na području Brača, Hvara i Korčule. Zbog lošeg stanja i starosti nužna je što skorija revitalizacija 110 kV podmorskih kabela Crikvenica – Krk, Hvar – Brač, Krk – Lošinj i Hvar – Korčula i pripadnih kabela stаница.

Na temelju izvršenih analiza utvrđeno je da će unutar razmatranog vremenskog razdoblja, a prvenstveno ovisno o porastu potrošnje/opterećenja kupaca na području Krka, Cresa i Lošinja, biti potrebno zamijeniti podmorsku i podzemnu dionicu nadzemno-kabelskog voda Crikvenica – Krk, te mu povećati prijenosnu moć. Pri tom je materijal i presjek kabela potrebno uskladiti s prijenosnom moći odgovarajuće nadzemne dionice (Al/Č 240/40 mm<sup>2</sup>, 120 MVA). Za podmorsku dionicu predviđeno je polaganje trožilnog kabela Cu 630 mm<sup>2</sup>. Ukoliko se zadrži postojeća kabelska dionica između Crikvenice i Krka koja ograničava prijenos DV-KB 110 kV Crikvenica – Krk na 70 MVA, ispadom DV-KB 110 kV Melina – Omišalj pri visokim ljetnim opterećenjima otoka Krka, Cresa i Lošinja, a uz planirani porast opterećenja kupaca na otoku Krku, a posebno radi moguće izgradnje LNG terminala u Omišlju, moglo bi doći do preopterećenja veze Crikvenica – Krk, a time i do lančanog preopterećenja veze Krk – Rab što bi uzrokovalo prekid napajanja Krka, Cresa i Lošinja pri kritičnom ispadu. Razlog za zamjenu podmorske dionice ovog voda je i njezina starost odnosno tehnička dotrajnost.

Ostale investicije od sustavnog značaja - revitalizacije

Povećanjem instalirane snage generatora HE Zakučac (odobrene priključne snage 538 MW) dodatno se ugrožavaju DV 110 kV Meterize – Vrboran, Meterize – Dujmovača i Vrboran – Dujmovača, u sadašnjem trenutku privremeno rasterećeni stvaranjem veza 110 kV Zakučac – Vrboran i Konjsko – Meterize nastalih otvaranjem i međusobnim prespajanjem vodova 2x110 kV Konjsko – Vrboran i 2x110 kV Zakučac – Meterize. Da bi se omogućio plasman pune proizvodnje HE Zakučac bit će nužno povećati prijenosnu moć DV 2x110 kV Meterize/Dujmovača – Vrboran ugradnjom ACCC vodiča tipa kao Lisbon, prijenosne moći veće od 230 MVA. Osim ugradnje novih vodiča potrebna je zamjena pripadnih vodnih polja (u cijelosti ili djelomično) u TS Meterize, TS Vrboran i TS Dujmovača, te zamjena kabelskog uvoda priključnog voda u TS Dujmovača, uz demontažu serijske prigušnice u Vrboranu.

U idućem trogodišnjem razdoblju HOPS namjerava završiti izgradnju DV 110 kV Grude – Imotski koja je produžena radi rješavanja imovinsko-pravnih problema na koridoru voda.

Vod Obrovac – Zadar prijenosne je moći 90 MVA budući da je opremljen vodičima Al/Č 150/25 mm<sup>2</sup>, u duljini 62,7 km. Pri visokom konzumu šireg područja Zadra isti će biti ugrožen prilikom ispada voda 110 kV Zadar centar – Nin. Ugroženi vod prolazi u blizini TS Benkovac, stoga je moguće izvesti uvod/izvod DV 110 kV Obrovac – Zadar u TS Benkovac, nakon čega ostaje kritična dionica 110 kV Benkovac – Zadar kojoj je nužno povećati prijenosnu moć ugradnjom HTLS vodiča. Ukoliko se ne bi izveo uvod/izvod ugroženog voda u TS Benkovac bilo bi potrebno rekonstruirati vod u čitavoj duljini, no uz opisani način bit će potrebno nove vodiče ugraditi samo na približno polovici duljine sadašnjeg voda. Nakon izgradnje TS Zadar istok isti će se uvesti u novu TS. Na opisani način povećava se sigurnost napajanja šireg zadarskog područja u dugoročnom razdoblju.

Vod 110 kV Ernestinovo – Vinkovci, duljine 22,7 km, opremljen vodičima Al/Č 150/25 mm<sup>2</sup> prijenosne moći 90 MVA, ugrožen je ukoliko u trenutku visokog opterećenja konzuma na području PrP Osijek iz pogona ispadne vod 110 kV Ernestinovo – Vukovar. Preopterećenja je moguće otkloniti povećanjem prijenosne moći voda 110 kV Ernestinovo – Vinkovci kroz zamjenu vodiča, predviđeno ugradnjom HTLS vodiča prijenosne moći oko 140 MVA.

U prethodnom razdoblju započela je revitalizacija dotrajalog DV 110 kV Đakovo-EVP Andrijevcu – Sl. Brod na način da se postojeći 110 kV vod zamjenjuje izgradnjom novog dvostrukog 110 kV voda u istom koridoru. Također se predviđa na jednu trojku tako dobivenog dalekovoda priključiti TS Sl. Brod 2, čime će se omogućiti dvostrano napajanje TS Sl. Brod 2 na hrvatskom teritoriju.

#### 4.1.5. Planirani razvoj prijenosne mreže u trogodišnjem razdoblju – sheme

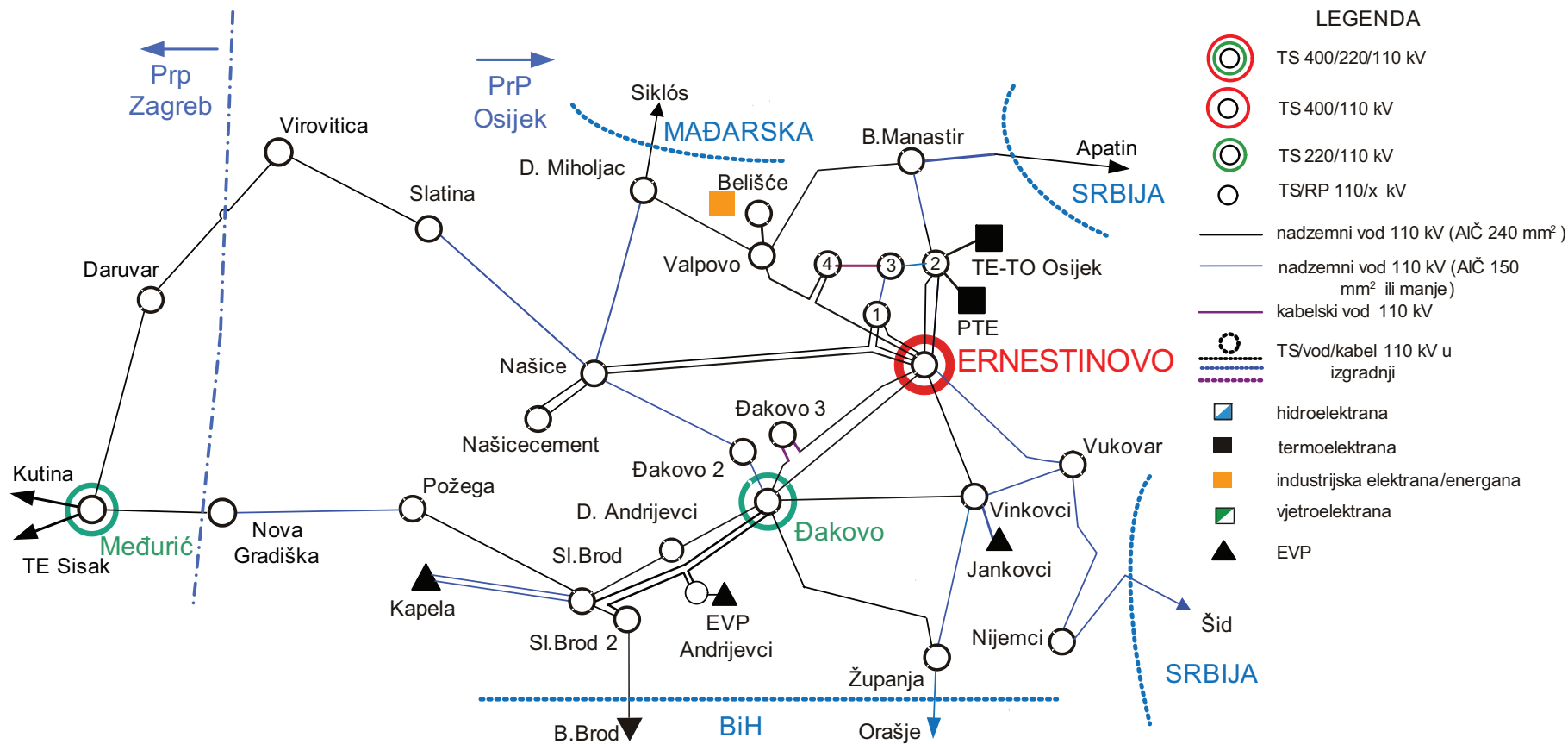
Slike u nastavku prikazuju sheme hrvatske prijenosne mreže na početku 2019. godine nakon isteka planskog trogodišnjeg razdoblja s uključenim svim objektima predviđenim za izgradnju. Shemama su posebno prikazane mreže 400 kV i 220 kV, a posebno mreže 110 kV prema regionalnoj podjeli (Osijek, Rijeka, Split, Zagreb).

Napomena: novi objekti osjenčani su rozom bojom

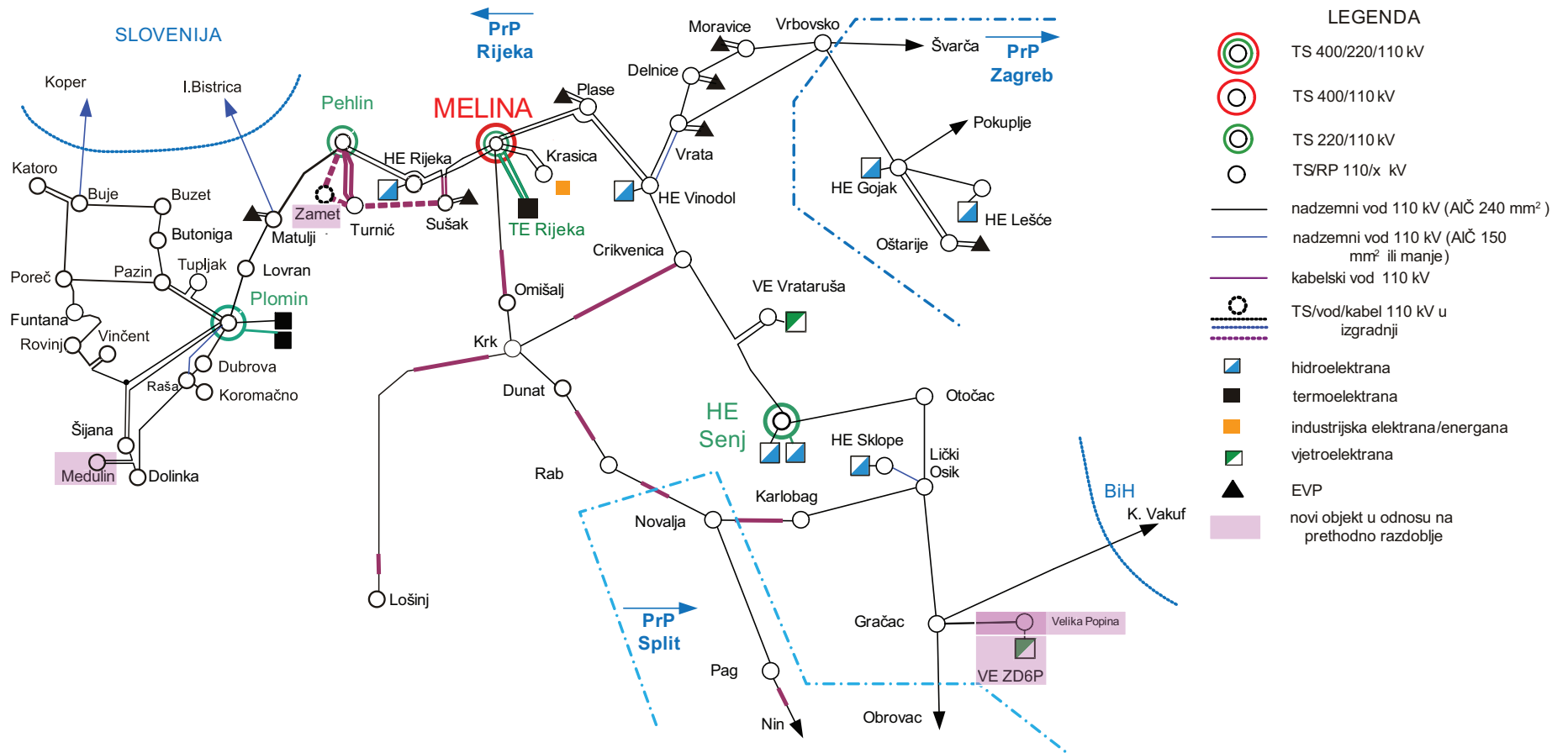


Slika 4.5. Konfiguracija 400 kV i 220 kV mreže početkom 2020. godine

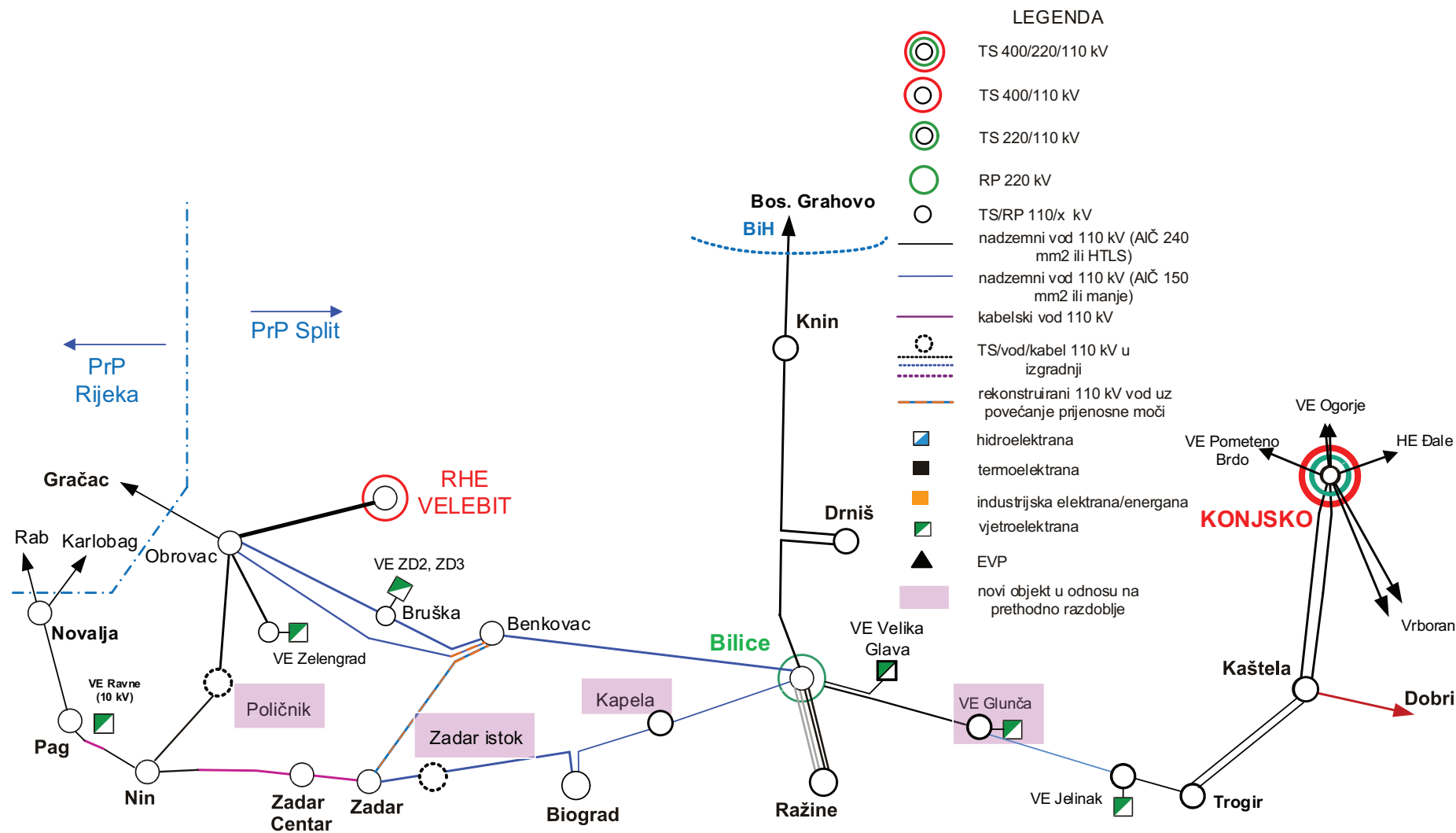




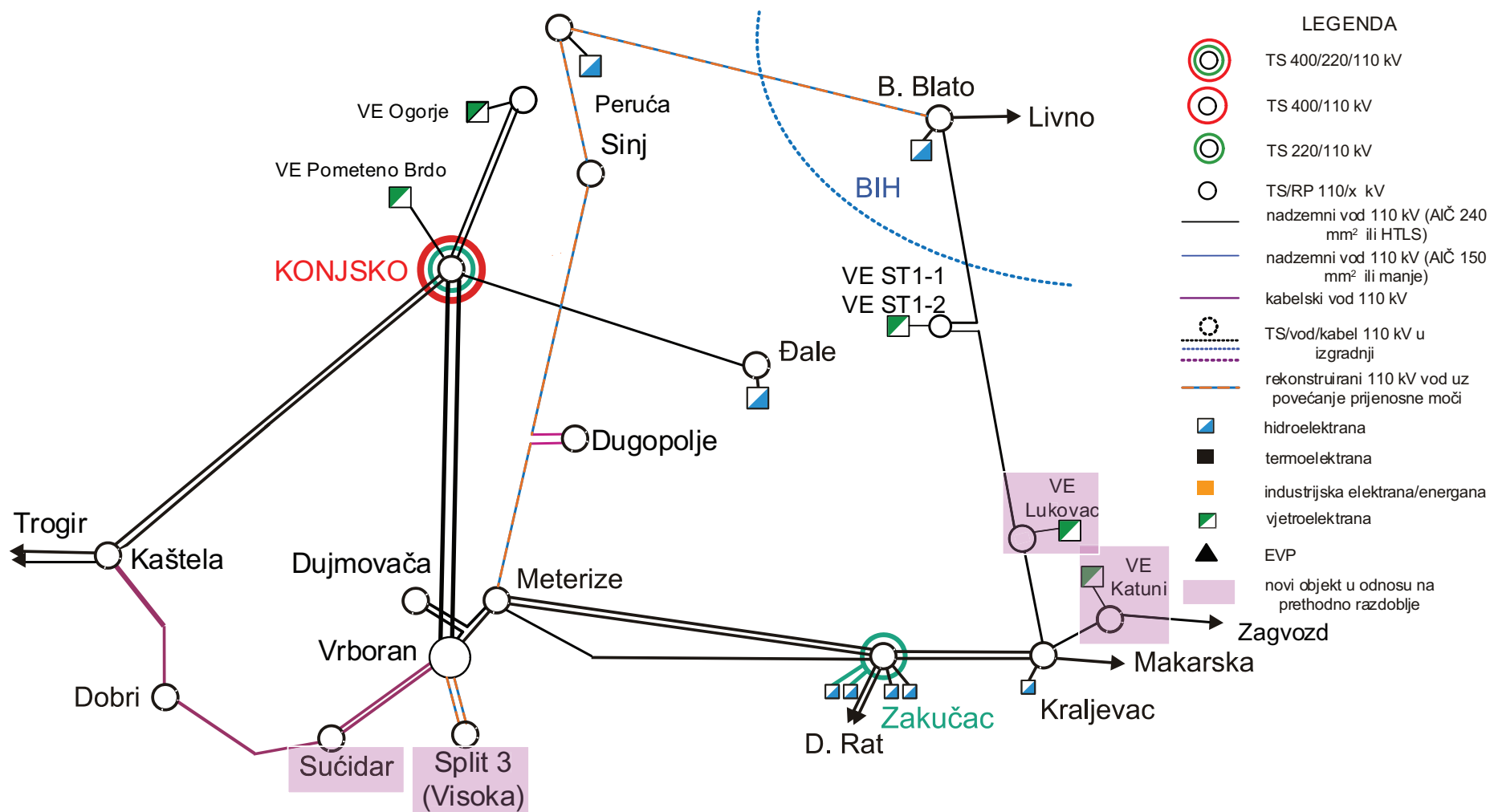
Slika 4.6. Mreža 110 kV PrP Osijek početkom 2020. godine



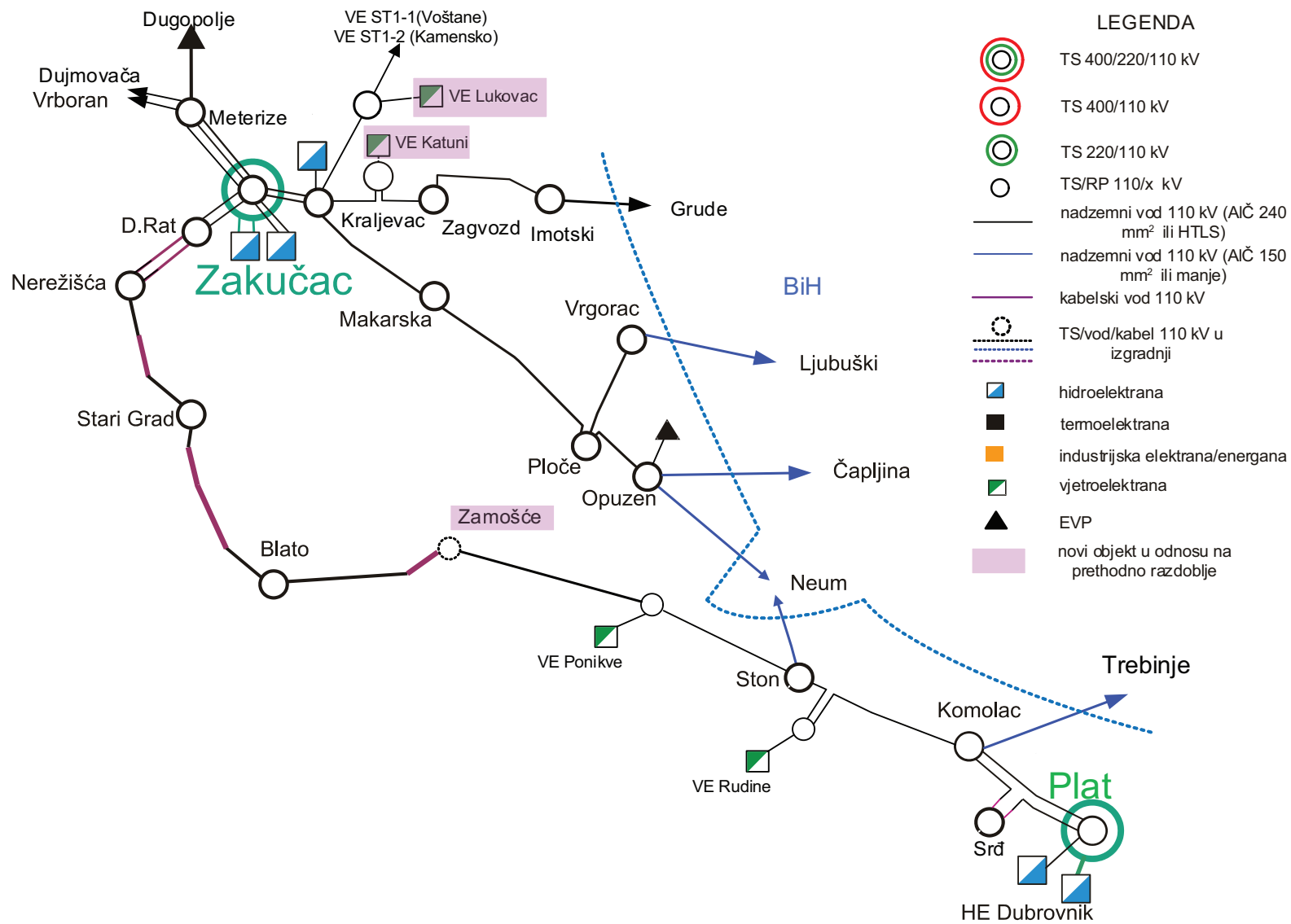
Slika 4.7. Mreža 110 kV PrP Rijeka početkom 2020. godine



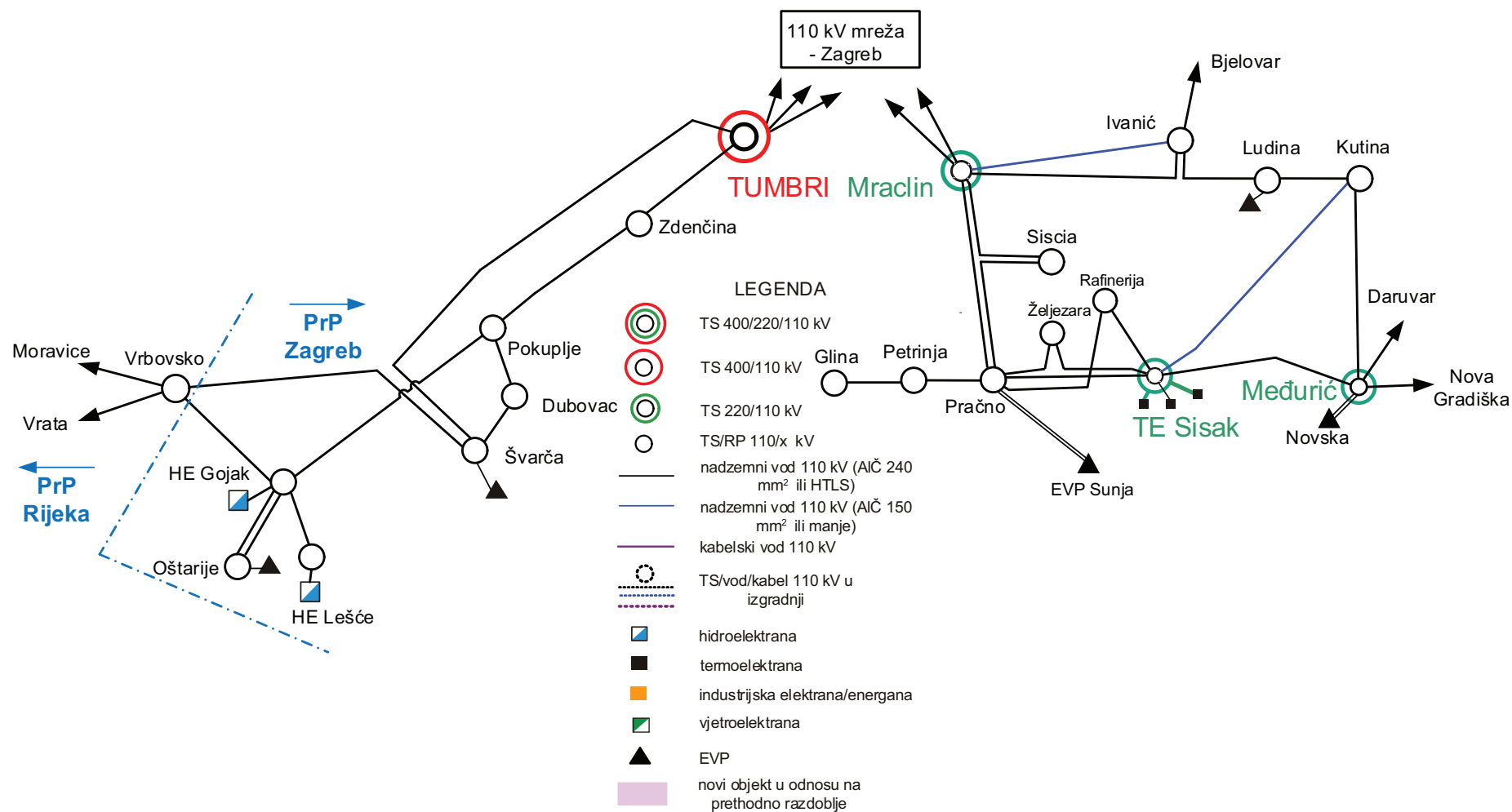
Slika 4.8. Mreža 110 kV PrP Split početkom 2020. godine – dio 1 (Zadar, Šibenik, Knin)



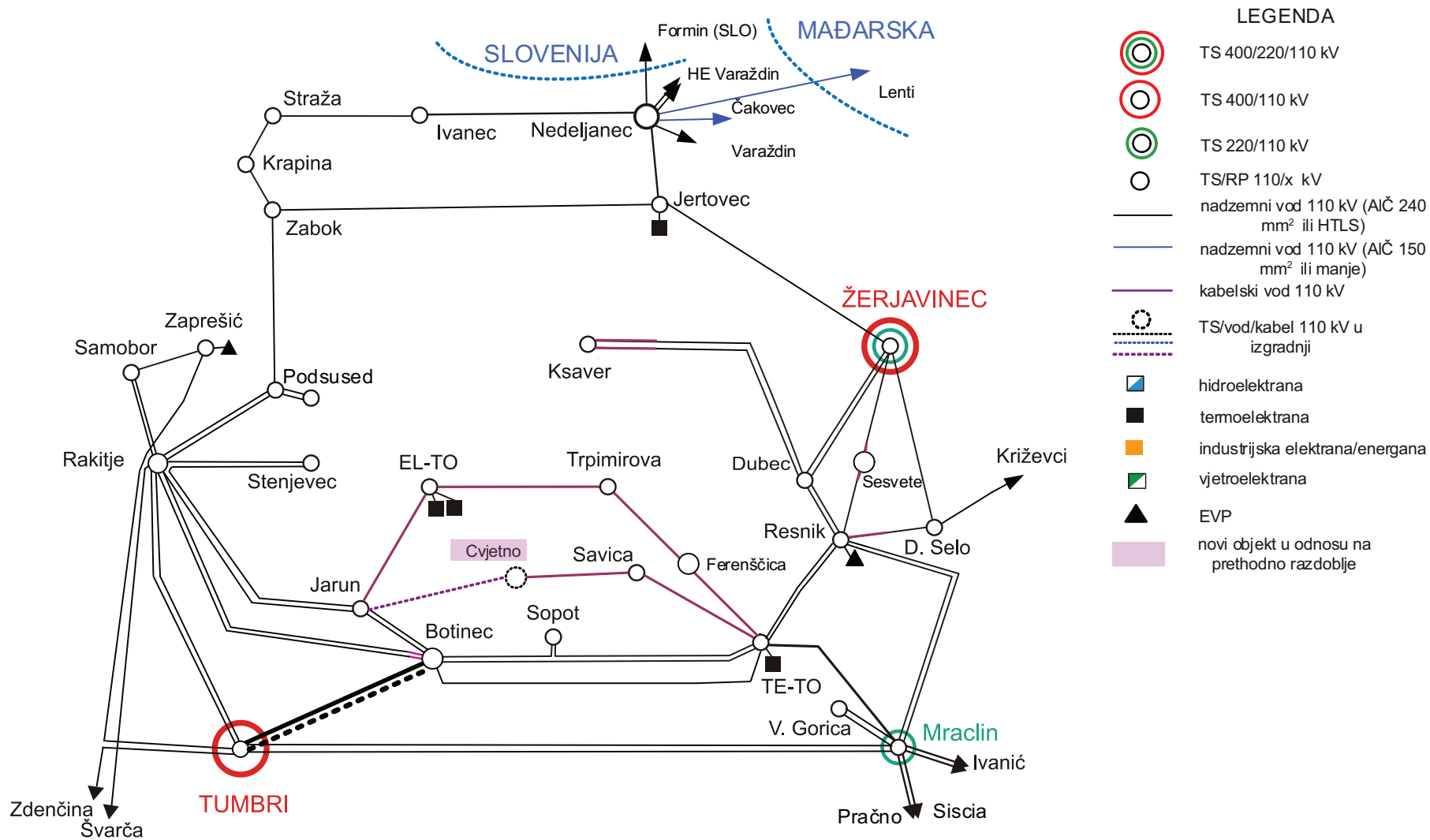
Slika 4.9. Mreža 110 kV PrP Split početkom 2020. godine – dio 2 (Split)



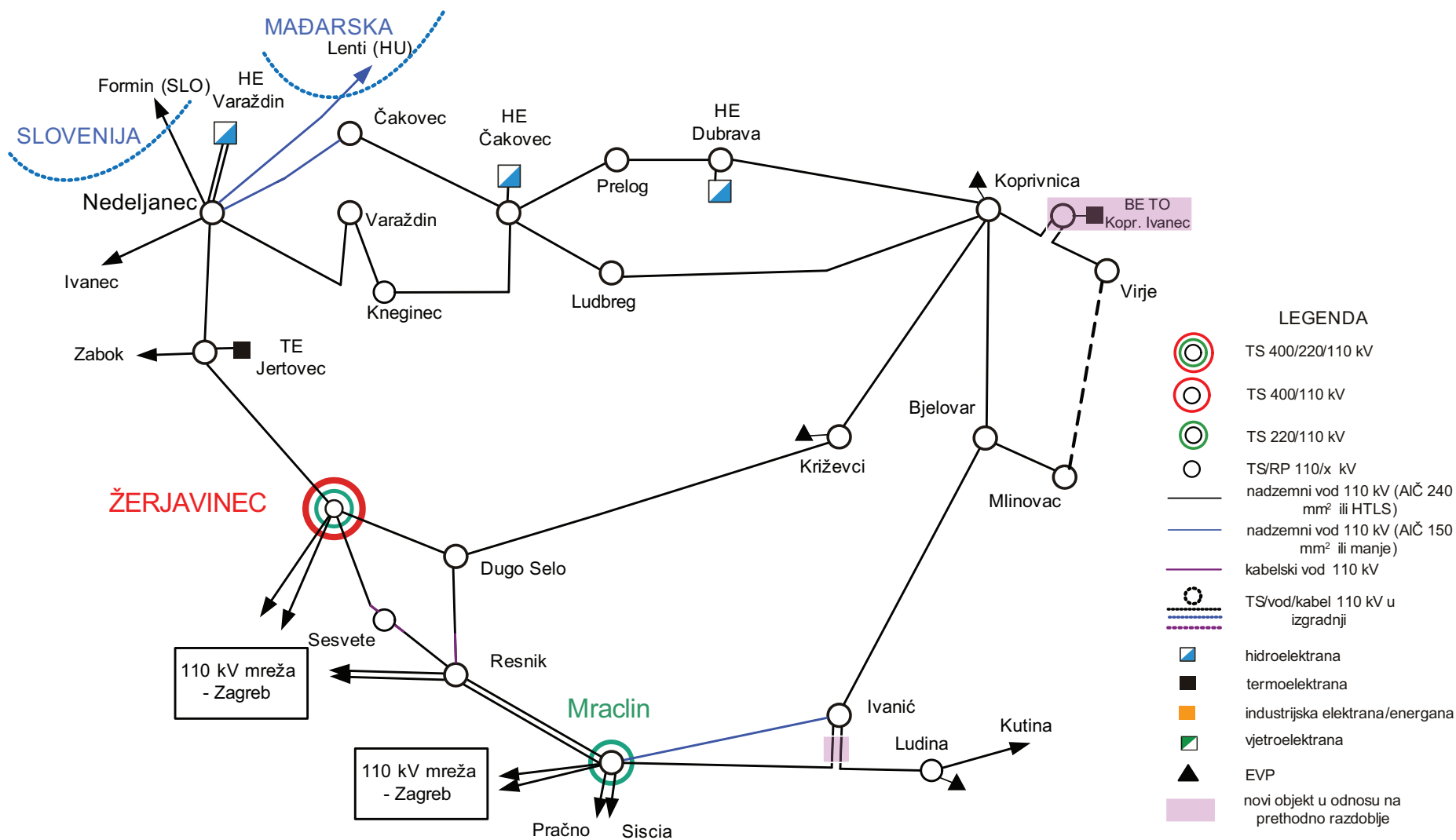
Slika 4.10. Mreža 110 kV PrP Split početkom 2020. godine – dio 3 (južna Dalmacija)



Slika 4.11. Mreža 110 kV PrP Zagreb početkom 2020. godine – dio 1 (Karlovac i Sisak)



Slika 4.12. Mreža 110 kV PrP Zagreb početkom 2020. godine – dio 2 (Zagreb)



Slika 4.13. Mreža 110 kV PrP Zagreb početkom 2020. godine – dio 3 (Varaždin, Koprivnica, Bjelovar)



## 4.2. RAZDOBLJE 2020. – 2026. GODINA

### 4.2.1. Priključak novih planiranih TS 110/x kV

Prema dogovoru HOPS i HEP-ODS u razdoblju od 2020.g. do 2026.g. planira se izgradnja 4 novih TS 110/x kV, te početak izgradnje dodatnih 5 TS 110/x kV, prikazanih u tablici 3.12. Navedeni se objekti planiraju priključiti na prijenosnu mrežu interpolacijom u postojeće vodove ili izgradnjom novih vodova.

Osim susretnih objekata s HEP-ODS, planirana je izgradnja TS 110/x kV za potrebe napajanja velikih kupaca (LNG terminal, Kisikana). Navedeni se objekti planiraju priključiti na prijenosnu mrežu interpolacijom u postojeće vodove ili izgradnjom novih vodova. Za potrebe priključenja planiranog LNG terminala u Omišlju potrebno je izgraditi novi DV/KB 110 kV Melina – Kraljevica – Omišalj – LNG.

### 4.2.2. Priključak novih elektrana i revitaliziranih elektrana

Priključak revitaliziranih proizvodnih objekata

U razdoblju do 2026.g. HEP Proizvodnja d.o.o. planira izvršiti revitalizaciju postojećih agregata u HE Senj i HE Varaždin. Iznosi povećanja snage nisu značajni obzirom na trenutne iznose priključnih snaga pa će zadržati postojeći način priključenja navedenih elektrana.

Priključak novih proizvodnih objekata

KKE Osijek

Na postojećoj lokaciji TE – TO Osijek planirana je gradnja novog bloka priključne snage 446 MW. Za priključak je potrebno izgraditi 400 kV rasklopište na lokaciji elektrane i 2×400 kV priključni dalekovod koji će se priključiti na TS 400/110 kV Ernestinovo.

TE Plomin C

Na postojećoj lokaciji TE Plomin planirana je gradnja novog bloka priključne snage 530,5 MW. Za priključak je potrebno izgraditi 2×220 kV priključni dalekovod (vodiči Al/Č 2x490/65 mm<sup>2</sup>) koji će se priključiti na TS 400/220/110 kV Melina, uz ugradnju trećeg transformatora 400/220 kV, 400 MVA u TS Melina.

### 4.2.3. Investicije od sustavnog značaja za razdoblje 2020.-2026. g.

#### 4.2.3.1. Investicije od sustavnog značaja – novi objekti

Trenutno stanje na tržištu električne energije i ostalih energenata, karakteristično po niskoj cijeni električne energije te visokoj cijeni plina, dovelo je drugačijih okolnosti u zagrebačkoj 110 kV mreži budući da se očekuje smanjenje angažmana kogeneracijskih plinskih proizvodnih blokova u gradu. Smanjen angažman EL-TO Zagreb i TE-TO Zagreb uzrokuje ubranu potrebu za pojačanjem 110 kV veze između TS Tumbri i TS Rakitje, što je najpovoljnije izvesti uvodom/izvodom DV 110 kV Rakitje – Švarča u TS Tumbri. Dugoročno će se jedna trojka novoformiranog voda Tumbri – Rakitje koristiti i za priključak planiranog EVP Horvati. HOPS dodatno analizira mogućnosti povećanja sigurnosti opskrbe kupaca u zapadnom dijelu grada Zagreba kroz prespajanja 110 kV vodova ispred TS Rakitje (u koju je trenutno umreženo trinaest vodova).

Vod 110 kV Nedeljanec – Čakovec, duljine 13,7 km, opremljen vodičima Al/Č 150/25 mm<sup>2</sup> prijenosne moći 90 MVA, ugrožen je ukoliko u trenutku visokog opterećenja konzuma šireg varaždinskog i koprivničkog područja, a uz nizak angažman HE Čakovec i HE Dubrava, iz pogona ispadne DV 110 kV Nedeljanec – Varaždin. Preopterećenje istoga napovoljnije je riješiti uvodom/izvodom DV 110 kV

Nedeljanec – Lenti u TS Čakovec uz procjenjeni trošak od oko 7,5 milijuna kuna. Revitalizaciju i zamjenu vodiča oba voda (Nedeljanec – Čakovec i Nedeljanec – Lenti) moguće je tada odgoditi za dugoročno razdoblje.

Radi očekivanog porasta opterećenja na području Istre do razmatranog vremenskog presjeka potrebno je završiti izgradnju TS 220/110 kV Vodnjan, u prvoj etapi najprije u veličini 1x150 MVA uz zadržavanje pogona jedne trojke DV 2x220 kV Plomin – Vodnjan pod 110 kV naponom. U situaciji maksimalnog ljetnog opterećenja pri kraju razmatranog perioda moguća su blaga preopterećenja transformatora 220/110 kV u Plominu ispadom paralelnog transformatora, što upućuje na potrebu ugradnje i drugog transformatora 220/110 kV u TS 220/110 Vodnjan i puštanja u pogon pod nazivnim naponom i druge trojke DV 2x220 kV Plomin – Vodnjan do 2026. godine.

Da bi se na siguran način mogla priključiti EVP Ledenice (iz programa visokoučinske nizinske pruge Zagreb-Rijeka, priključak na buduću TS Novi), te sigurno napajati buduća autocesta od Križišća do Žute Lokve (koridor Jonska autoceste A7), bilo bi potrebno izgraditi novi DV 2x110 kV Senj – Crikvenica/Novi – Vinodol. Time će se trajno riješiti i drugi uočeni problemi u ovom dijelu prijenosne mreže - moguća eventualna preopterećenja vodova 110 kV Vrataruša – Novi i Crikvenica – Novi pri ispadu DV 220 kV Senj – Melina u stanju visokog angažmana HE Senj. To je također značajno za slučaj eventualnog povećanja snage VE Vrataruša. U tom slučaju ne bi bilo potrebno revitalizirati vod 110 kV Crikvenica – Vrataruša i ugrađivati HTLS vodiče. Budući da trenutno nije poznata dinamika realizacije nove trase autoputa A7, kao i EVP Ledenice, u ovaj plan uključeno je rješenje s revitalizacijom postojećeg voda.

U slučaju da se u razdoblju do 2026. godine ne izgrade nove konvencionalne elektrane nominirane u ovom planu, pogotovo veći objekti poput TE Plomin C i KKE Osijek, realno je očekivati povećanje uvoza električne energije u EES RH, a time i dodatnog opterećenja DV 400 kV Tumbri – Žerjavinec čiji ispad u okolnostima visokih tokova snaga iz smjera TS Heviz ugrožava 110 kV mrežu zagrebačkog područja. Radi povećanja sigurnosti opskrbe kupaca na zagrebačkom području u tom se slučaju predviđa izgradnja novog DV 2x400 kV Tumbri – Veleševac, bez izgradnje RP 400 kV Veleševac, čija bi se jedna trojka spojila na 400 kV vod prema TS Ernestinovo a druga trojka na dionicu postojećeg voda Ernestinovo – Žerjavinec na potezu od Veleševca do Žerjavineca.

Ovisno o raspoloživosti postojećih transformatora 400/110 kV u TS Ernestinovo te načinu zamjene blokova TE-TO i PTE Osijek, odnosno mogućoj izgradnji nove KKE Osijek, porastom konzuma Slavonije pojavljuje se potreba za ugradnjom trećeg transformatora 400/110 kV, 300 MVA u TS Ernestinovo. Priključak eventualno novih blokova na 110 kV mrežu u Osijeku odgađa potrebu za novim transformatorom, no uz priključak nove KTE na 400 kV mrežu ta potreba se ubrzava. Dugoročno će u slučaju izgradnje nove TS 400/110 kV u Đakovu biti moguće treći transformator iz Ernestinova preseliti u Đakovo.

Zbog pouzdanog napajanja konzuma Slavonije i Baranje, u slučaju značajnijeg porasta opterećenja razmatranog područja u budućnosti te ograničenja u transformaciji 400/110 kV Ernestinovo do kojih će doći bez obzira na planiranu ugradnju i trećeg transformatora 300 MVA, eventualno će biti potrebno započeti izgradnju rasklopišta 400 kV unutar TS 220/110 kV Đakovo uz transformaciju 400/110 kV, 300 MVA. Rasklopište 400 kV unutar TS Đakovo priključilo bi se na vod 2x400 kV od KKE S. Brod do lokacije Razbojište, a TS Đakovo konačno povezala na visokonaponskoj strani na hrvatski EES. Odluka o formiranju TS 400/110 kV Đakovo ovisi i o dogovoru s NOS BiH i Elektroprijenos BiH o sudbini vodova 220 kV Đakovo – Gradačac i Đakovo – Tuzla, za koje se u regionalnom planu razvoja prijenosne mreže razmatra revitalizacija prijelazom na 400 kV razinu, provedena studijska istraživanja ne pokazuju njegovu potrebu prije 2026. godine.

Postojeća veza 110 kV od TS Bilice do TS Trogir, na koju su priključene VE Velika Glava i VE Jelinak, ukupne duljine 41 km izgrađen je 1948. g. na armirano betonskim stupovima tipa „portal“ s bakrenim vodičima nazivnog presjeka 95 mm<sup>2</sup>. Obzirom na opterećenje TS Kaštela i TS Trogir, planiranu izgradnju novih TS 110 kV (Primošten), potencijalnih EVP-a, te nekoliko potencijalnih lokacija za vjetroelektrane, u srednjoročnom vremenskom razdoblju predviđena je izgradnja novog DV 2 x 110 kV Bilice – Podi – Trogir.

U slučaju porasta konzuma na širem zadarskom području u razmatranom vremenskom presjeku bit će potrebno izgraditi DV 110 kV Obrovac (Zelengrad) – Poličnik kako bi se izbjegla preopterećenja voda od Obrovca do Poličnika pri ispadu voda Benkovac – Zadar, uz izveden priključak voda Obrovac- Zadar kao U/I u TS Benkovac, čime se značajno povećava i sigurnost napajanja cjelokupnog zadarskog područja.

Izgradnja novog voda 110 kV Poličnik – Zadar istok bit će nužna radi osiguravanja N-1 kriterija u mreži šireg zadarskog područja u slučaju značajnijeg porasta konzuma. Novi vod moći će se iskoristiti i za priključak TS Crno (potencijalna poduzetnička zona) ukoliko se pokaže potreba za njenom izgradnjom.

Već u današnjem stanju sa stanovišta 110 kV mreže kriterij sigurnosti (n-1) kriterij nije zadovoljen u napajanju TS Lošinj budući da pri visokim ljetnim opterećenjima ispadom voda 110 kV Krk – Lošinj dolazi do redukcije dijela konzuma radi ograničenja na oko 10 MW mogućeg opterećenja paralelnog 35 kV kabela. Ispitivanja na modelu pokazuju da će prije planirana nadzemno-kabelska veza 110 kV Plomin – Cres, uz izgradnju RP 110 kV Cres, nakon zamjene bloka 1 u TE Plomin, biti slabo ili vrlo slabo opterećena, pa se stoga postavlja pitanje ekonomske isplativosti ove investicije (oko 100 milijuna kuna, odnosno oko 135 milijuna kuna zajedno s novim DV 110 kV Cres – Lošinj 2). Rješenje problema sigurnosti napajanja otoka Cresa i Lošinja trebati će stoga tražiti u suradnji HOPS-a, HEP – ODS-a te ostalih mjerodavnih institucija, kako bi se definirala optimalna varijanta (pojačanja mreže 110 kV, pojačanja mreže 35 kV, izgradnja interventnih diesel agregata i slično). Troškovi rješavanja problema napajanja ovih otoka stoga nisu uvršteni u ovaj plan.

Vodovi 110 kV HE Đale – (Kukuzovac) – Sinj i HE Lešće – Švarča potrebni su radi osiguranja kriterija N-1 u priključku HE Đale i HE Lešće na 110 kV mrežu. Dinamika njihove realizacije ovisiti će i o interesu HEP – Proizvodnje, a u slučaju voda od HE Lešće do TS Švarča i o dinamici izgradnje potencijalne EVP Katići za koju je predviđen priključak na ovaj vod.

Drugi KB 110 kV TETO – Ferenščica 2 potreban je u srednjoročnom razdoblju ako konzum užeg centra Zagreba poraste, te ukoliko se napajanje dijela konzuma istočnog dijela grada prebaci na TS Ferenščica.

#### 4.2.3.1. Investicije od sustavnog značaja – revitalizacije

U većini analiziranih scenarija detektirana su ograničenja i slučajevi nezadovoljenja N-1 kriterija unutar sjeverozapadnog dijela EES, s aspekta mogućeg preopterećenja DV 110 kV Nedeljanec – Formin, Jertovec – Nedeljanec, Jertovec – Žejavinec, Nedeljanec – Varaždin i Bjelovar – Ivanić, izrazito u stanju ekstremno suhe hidrologije i niskog angažmana dravskih HE. Probleme u napajanju razmatranog dijela EES riješilo bi formiranje TS 400/110 kV Drava (1x300 MVA), no radi visokih troškova (oko 100 milijuna kn zajedno s raspletom vodova 110 kV) njena izgradnja se može odgoditi za dalju budućnost ukoliko se kroz revitalizacije pojedinim kritičnim vodovima 110 kV poveća prijenosna moć ugradnjom HTLS vodiča, kako je i predviđeno ovim planom (poglavlje 5). Stoga je u plan razvoja uključena revitalizacija i povećanje prijenosne moći sljedećih vodova 110 kV koji su bitni za napajanje sjeverozapadnog dijela EES: Mraclin – Ivanić 1, Žerjavinec – Jertovec, Bjelovar – Ivanić, Nedeljanec

– Formin, Podused – Zabok i Nedeljanec – Čakovec 1. U tom se slučaju izgradnja TS 400/110 kV Drava odgađa za vremensko razdoblje kada će zbog porasta opterećenja visoko postati opterećeni transformatori 400/110 kV u Žerjavincu (uzimajući u obzir kriterij sigurnosti N-1).

Radi moguće pojave novih ograničenja u 110 kV mreži zagrebačkog područja između TS Tumbri i TS Rakitje, a posebno ako zbog visoke cijene plina bude ograničena proizvodnja električne energije u proizvodnim blokovima u Zagrebu (TETO i ELTO), predviđeno je ovim planom revitalizirati i povećati prijenosnu moć DV 2x110 kV Tumbri – Rakitje, ugradnjom visokotemperaturnih vodiča malog provjesa (HTLS). U slučaju realizacije predviđene izgradnje novog CCCGT bloka snage 140 MW u ELTO Zagreb, ova investicija može se odgoditi za kasniji period.

Unutar razmatranog razdoblja planira se otkloniti u potpunosti moguća ograničenja u 110 kV mreži između VE Vrataruša i TS Crikvenica, revitalizacijom i povećanjem prijenosne moći DV 110 kV Crikvenica – Vrataruša.

#### **4.2.4. Problematika pogona i razvoja 110 kV mreže na području grada Zagreba**

Prijenosnu mrežu grada Zagreba općenito karakteriziraju izrazito dobra uzamčenost na 110 kV razini, te visok stupanj instalirane snage proizvodnih objekata, zbog čega se javljaju problemi s visinama struja kratkog spoja i mogućim zagušenjima u 110 kV mreži uslijed ispada u 400 kV mreži (DV 400 kV Tumbri – Žerjavinec). Upravo zbog opisanih problema, od strane MC Zagreb često je korištena operativna protumjera promjene topologije pri kojoj se, isključenjem spojnog polja SP 110 kV u TE-TO, uspostavlja sekcionirani pogon prijenosne mreže.

Navedeni problemi bili su osjetno izraženiji prošlih godina dok je trenutačno stanje s aspekta sigurnosti mreže povoljnije, prvenstveno zbog izrazito slabog angažmana proizvodnih jedinica uzrokovanih ekonomskim razlozima (cijena plina kojeg koriste EL-TO i TE-TO Zagreb).

Dugoročno rješenje opisanih problema planirat će se ovisno o brojnim faktorima, od kojih je potrebno izdvojiti:

- porast opterećenja u gradu Zagrebu,
- razvojne planove operatora sustava u regiji – izdvaja se očekivana izgradnja dodatne veze na 400 kV između Slovenije i Mađarske (DV 400 kV Cirkovce-Heviz),
- razvojne planove HEP-ODS-a u Zagrebu – priključak TS Cvjetno, TS Sesvete, itd.,
- razvojne planove HEP Proizvodnje – ELTO, TETO, HE Prečko, itd.

Ovisno o općenitom razvoju situacije prema navedenim faktorima i učestalosti pojave opisanih problema u prijenosnoj mreži grada Zagreba odredit će se dugoročno rješenje problema. Dugoročno rješenje odabrat će se na temelju tehno-ekonomske analize raznih mogućih varijanti, od kojih se u ovom trenutku izdvajaju:

- izgradnja DV 2x400 kV Tumbri-Veleševac (prespajanjem na DV 400 kV Tumbri-Žerjavinec 2 i DV 400 kV Tumbri-Ernestinovo),
- izgradnja FCL prigušnice ili FACTS postrojenja za spajanje različitih sabirničkih sustava 110 kV u TS Tumbri ili TE-TO,
- ostala moguća rješenja.

Aktivnosti HOPS-a trenutno su usmjerene na povećanje sigurnosti napajanja konzuma iz 110 kV mreže, realizacijom pojačanja iste (DV 2x110 kV Rakitje – Botinec, DV 110 kV TS Tumbri, - Botinec II, i dr.).

#### **4.2.5. Dodatne investicije u prijenosnu mrežu (zonski priključci VE)**

U slučaju izgradnje VE ukupne snage veće od 800 MW, te njihove značajnije koncentracije na pojedinom području HOPS predviđa izvesti njihov zonski priključak, pretežito izgradnjom novih TS 400(220)/110 kV kojima bi se proizvodnja VE koncentriranih na nekom području prenosila u 400 kV mrežu te u udaljenija područja unutar EES, odnosno izgradnjom novih vodova 110 kV ili revitalizacijom postojećih pri čemu bi VE na pojedinom području morale participirati u stvaranju tehničkih uvjeta u mreži.

Dinamika izgradnje zonskih priključaka odnosno novih TS 400(220)/110 kV ovisit će u potpunosti o dinamici razvoja projekata VE, njihovim lokacijama i instaliranim snagama. S obzirom na sadašnje spoznaje i prijavljene projekte izgradnje vjetroelektrana, HOPS je definirao šest mogućih područja za zonski priključak VE:

##### **Zona Gračac**

Zbog potreba preuzimanja proizvodnje planiranih VE ukupne snage od oko 450 MW, koje se nalaze u široj okolici Gračaca, potrebno je formirati novi mrežni čvor TS 400(220)/110 kV Gračac Vučipolje na lokaciji Vučipolje. Osim toga potrebno je u taj mrežni čvor uvesti postojeći DV 110 kV K. Vakuf – Gračac i planirani DV 110 kV Gračac-Velika Popina (potreban za povezivanje planiranih VE na lokaciji Popina). Pored toga bit će potrebno izgraditi novi DV 110 kV Lički Osik –Gračac 2 (paralelno postojećem vodu).

##### **Zona Obrovac**

U širem zaleđu Zadra i Benkovca nalazi se veći broj planiranih VE ukupne priključne snage od oko 250 MW. Za potrebe priključenja istih je potrebno izvršiti rekonstrukciju/povećanje prijenosnih moći postojećih DV 110 kV Obrovac-Zadar i DV 110 kV Obrovac-Bruška-Benkovac, odnosno povećanje prijenosne moći DV 110 kV Benkovac – Zadar u slučaju uvoda voda 110 kV Obrovac – Zadar u TS Benkovac.

##### **Zona Knin**

Na širem području oko Knina postoji značajan broj planiranih VE ukupne priključne snage od oko 300 MW. Za potrebe priključenja ovih VE potrebno je formirati novi mrežni čvor TS 400(220)/110 kV Knin Pađene na lokaciji Pađene. Pored toga potrebno je izgraditi nove DV 2×110 kV Knin Pađene - Knin i DV 110 kV Knin – Kozjak.

##### **Zona Bilice-Kaštela**

Na području između Bilica i Kaštela planira se izgradnja nekoliko novih VE ukupne priključne snage oko 100 MW. Za priključenje istih nužna je pretpostavka izgradnja novog DV 2×110 kV Bilice – Podi – Trogir.

##### **Zona Cetina**

Na širem području Sinja i Trilja postoji značajan broj planiranih VE ukupne priključne snage oko 350 MW. Za priključenje istih potrebno je izgraditi nove DV 110 kV Ogorje – Peruča, DV 110 kV Ogorje – Rust i eventualno DV 110 kV Đale – Kukuzovac – Sinj, kao i rekonstruirati/povećati presjek postojećih DV 110 kV Peruča – Sinj – Dugopolje – Meterize.

##### **Zona Šestanovac**

Na području Šestanovca planira se izgradnja VE ukupne priključne snage oko 130 MW. Za potrebe priključenja ove VE potrebno je formirati novi čvor TS 220/x kV Šestanovac.

#### 4.2.6. Investicije u prijenosnu mrežu u sklopu regionalnih i europskih integracija

Pojedine investicije značajne za sigurnost pogona prijenosne mreže na području RH i veću integraciju vjerelektrana na ličkom i dalmatinskom području, ali značajne i s aspekta regionalnog tržišta električnom energijom, HOPS je delegirao unutar TYNDP te zatražio za iste oznaku PCI (Projects of common interests).

U travnju 2012. godine Europska komisija (EC) je započela proces određivanja projekata od zajedničkog europskog interesa za elektroenergetsku i plinsku infrastrukturu. Sve zemlje članice EU i Republika Hrvatska pozvane su putem nadležnih ministarstava da identificiraju projekte kandidate i podnesu prijave EC za stjecanje statusa PCI.

Republika Hrvatska je, nakon provedenih konzultacija između HOPS-a, Ministarstva gospodarstva i Agencije, u srpnju 2012. godine prijavila sljedeće projekte za stjecanje statusa PCI:

- Transformatorska stanica 400/220 kV Brinje (Hrvatska)
- Transformatorska stanica 400/110 kV Lika (Hrvatska)
- Dalekovod 400 kV Lika – Brinje (Hrvatska)
- Dalekovod 400 kV Banja Luka (Bosna i Hercegovina) – Lika (Hrvatska)
- Dalekovod 400 kV Lika – Velebit (Hrvatska)
- Dalekovod 400 kV Konjsko – Velebit (Hrvatska)

Nakon provedene procedure sukladno europskim propisima EC je dodijelila prijavljenim hrvatskim projektima status projekata od zajedničkog europskog interesa. Sukladno europskoj legislativi, projekti koji su stekli status PCI, moraju se navesti u tablici projekata desetogodišnjeg plana razvoja ENTSO-E (TYNDP) koji je publiciran 2014. godine. Za sve navedene projekte provedena je procjena troškova i koristi sukladno tzv. CBA (eng. Cost Benefit Analysis) metodologiji koju je izradio ENTSO-E.

Dana 17. travnja 2013. godine Europski parlament i Vijeće Europe objavili su Uredbu 347/2013 vezano za Trans-Europsku energetska infrastrukturu. U Uredbi se određuje organizacija i maksimalno trajanje procesa ishođenja potrebnih dozvola za realizaciju projekata od zajedničkog interesa, transparentnost i uključivanje javnosti u proces, uloga europskog koordinатора u procesu realizacije, provođenje procjene troškova i koristi, način određivanja pogodnosti pojedinih projekata za sufinanciranje sredstvima EU te brojni drugi aspekti. Slijedi tehnički opis tadašnjih PCI projekata (dodatno o njima i u poglavlju 6):

##### *Transformatorske stanice 400/220 kV Brinje i 400/110 kV Lika*

Izgradnja nove transformatorske stanice Brinje vezana je najprije uz izgradnju nove HE Senj 2 (snage 330 do 365 MW, ovisno o protoku te izvedbi sa ili bez akumulacije Kosinj), za koju postoji idejno rješenje i čija izgradnja je bila predviđena u razdoblju oko ili nakon 2020. godine.

Za priključak te HE biti će neophodna izgradnja dvostrukog DV 220 do najbližeg 220 kV rasklopišta, koje se sagledava na lokaciji Brlog. Proširenje današnje TS 220/35 kV Brinje nije moguće, pa je lokacija Brlog kraj Žute Lokve optimalna s obzirom na raspoloživi prostor i blizinu svih 400 kV i 220 kV vodova u tom području.

Time bi se omogućilo i formiranje snažnog mrežnog 400 kV čvorišta s transformacijom 400/220 kV, koje omogućuje optimalno spajanje postojećih (i budućih) 400 kV vodova iz pravca Zagreba i Rijeke te Splita.

Transformacijom 400/220 kV omogućuje se značajno pojačanje postojeće 220 kV mreže u tom dijelu HR, te se rješavaju problemi za slučaj ispada DV 220 kV Senj – Melina. Također se omogućuje

optimizacija revitalizacije i etapni prijelaz starih 220 kV vodova na 400 kV razinu te priključak novih eventualnih VE s okolnih lokacija, za koje već postoje određeni interesi i planovi.

U prvobitnim planovima sagledavala se i izgradnja transformatorske stanice Lika (prvobitna lokacija Lički Osik). Potrebno je napomenuti da će se u studiji izvodljivosti, za čiju izradu se uskoro očekuje sklapanje ugovora s EBRD, svih ovih objekata razmatrati i opcija izgradnje samo jedne transformatorske stanice 400/220 kV na lokaciji Brlog kraj Žute Lokve (zajedničkog radnog imena Lika), koja omogućuje vjerojatno i povoljniju trasu dalekovoda 400 kV za povezivanje s Banja Lukom (BiH) i koja omogućuje značajno smanjenje ukupnih investicija.

Planirano je da se TS Lika poveže interkonektivnim vodom 400 kV s elektroenergetskim sustavom Bosne i Hercegovine odnosno s TS Banja Luka.

Izgradnja ove TS i DV 400 kV Banja Luka - Lika, te revitalizacijom i podizanjem na 400 kV razinu starog DV 220 kV Konjsko - Brinje (a potom dugoročno i Brinje – Mraclin) predstavlja izuzetno značajnu investiciju u Jugoistočnoj Europi za duže razdoblje.

Zajedno s izgradnjom ostalih projekata koji su bili stekli PCI status omogućilo bi se kvalitetnije povezivanje južne i središnje Hrvatske 400 kV vezom, povećala bi se sigurnost opskrbe električnom energijom, unaprijedila integracija tržišta električne energije Bosne i Hercegovine i Hrvatske te šire jugoistočne Europe.

#### *Dalekovod 400 kV Banja Luka (Bosna i Hercegovina) – Lika (Hrvatska)*

Procijenjena duljina voda iznosi 155 km, od čega 45 km u Hrvatskoj. Njegova izgradnja će značajno učvrstiti 400 kV mrežu u tom dijelu regije i povećati prekogranični kapacitet između Hrvatske i Bosne i Hercegovine te pridonijeti integraciji tržišta električnom energijom u regiji. Zajedno s pripadajućim transformatorskim stanicama omogućiti će i značajnu integraciju vjetroelektrana u regiji.

#### *Revitalizacija dalekovoda 220 kV Konjsko-Brinje i podizanje na 400 kV*

Zbog starosti bit će neophodna revitalizacija ovog 215 km dugačkog 220 kV dalekovoda, koju se po etapama planiralo započeti oko 2020. godine. Tada je tehno-ekonomski opravdano izvršiti prijelaz na 400 kV razinu, što je europska praksa već danas, a slični su planovi, iz razumljivih razloga, mnogobrojni gotovo u svim zemljama EU.

Potrebu izgradnje ovih novih 400 kV veza, posebice između zagrebačkog područja i Dalmacije može ubrzati izgradnja dva nova veća proizvodna postrojenja u Dalmaciji – poput PTE Obrovac i RHE Korita ili jedne od navedenih elektrana uz velik broj vjetroelektrana.

Revitalizaciju i prijelaz na 400 kV će trebati izvesti u etapama, uz planirano uvođenje u TS 400/220 kV Lika (Brinje), TS 400/110 kV Velebit i u TS 400/220/110 Konjsko, te u TS 400/110 kV Gračac i u TS 400/110 kV Knin – Pađene ovisno o izgradnji vjetroelektrana na području Knina i Like.

Ovu investiciju treba sagledavati zajedno s već spomenutim ostalim povezanim objektima. Završetkom svih tih povezanih investicija dobiva se snažna 400 kV transverzala koja omogućuje prihvat svih sagledivih novih elektrana (HE, TE, VE) u široj regiji, značajne tranzite te osigurava sigurnost sustava i u najkritičnijim sagledivim situacijama.

Nadalje, time će se omogućiti početak stvaranja preduvjeta i za eventualne nove interkonekcije s istočne obale Jadrana prema Italiji, što je jedan od nekoliko strateških koridora kojeg se izdvaja na europskoj razini za razmatrano razdoblje unutar tzv. Energetskog infrastrukturnog paketa EU (eng. Energy Infrastructure Package - EIP).

S obzirom na znatna sredstva koja će trebati investirati, bilo je realno očekivati da će se ovi projekti, kao projekti od šireg regionalnog značenja, moći financirati i iz odgovarajućih fondova EU, za što je dobivanje statusa PCI projekta bilo neophodno.

#### *DV 400 kV Lika – Melina 2*

Nakon izgradnje TS 400/220 kV Lika (nominirane u sklopu ENTSO-E TYNDP), te povezivanja HE Senj 2 (ako se izgradi) na ovu TS, podizanja pogonskog napona postojećoj vezi 220 kV Konjsko – Brinje na 400 kV, te priključka većeg broja VE na području Like i Dalmacije na mrežu 400 kV, nužno bi bilo pojačati 400 kV pravac od TS Lika do TS Melina izgradnjom novog 400 kV voda Lika – Melina 2. Stoga se planiralo isti također kandidirati za ENTSO-E TYNDP te pokušati pronaći izvor financiranja iz odgovarajućih fondova.

Nažalost, daljnji razvoj događaja na europskoj sceni nije pogodovao realizaciji ovih projekata u razdoblju neposredno iza 2020. godine, kako je prvobitno planiralo. Naime, Europska Komisija je 18. studenog 2015. donijela novu odluku o aktualnoj PCI listi (ANNEX VII - amending Regulation (EU) No 347/2013 of the European Parliament and of the Council, as regards the Union list of Projects of Common Interest) kojom ove investicije nisu više na PCI listi EU, jer ne obuhvaćaju dvije zemlje članice EU!

Kako su time izgubile neophodan uvjet za eventualno dobivanje sredstava iz EU fondova, što je bio prethodni plan i uvjet planiranog početka izgradnje, ove se investicije u aktualnom ovom planu morale odgoditi sukladno procijenjenim raspoloživim vlastitim sredstvima HOPS-a za desetogodišnje razdoblje.

Stoga se planira početak izgradnje ovih projekata oko 2023. godine, te završetak u periodu iza 2027. godine. Interkonekcija s BiH se stoga odgađa za razdoblje iza 2030. godine; detaljnije o tome i u poglavlju 6. ovog Plana.

S druge strane, tijekom 2016. godine Europska banka za obnovu i razvoj (EBRD) odlučila je financirati izradu Studije izvodljivosti za navedene projekte s iznosom do 1,5 milijuna EUR. Natječaj za izbor izvoditelja studije je u tijeku. Važno je naglasiti kako će HOPS tijekom realizacije izrade studije izvodljivosti istražiti mogućnost izgradnje jedne TS 400/220/110 kV Lika na lokaciji Brlog kraj Žute Lokve, na koju bi bio spojen i 400 kV dalekovod iz Banja Luke (BiH). Time bi se umjesto dvije (TS 400/220 kV Brinje i TS 400/110 kV Lika) izgradila samo jedna TS 400/220/110 kV. Pretpostavlja se da bi navedeno rješenje u potpunosti zadovoljilo potrebe za izgradnjom i revitalizacijom mreže te da bi se na taj način postigla financijska ušteda.

#### **4.2.7. Planirani razvoj prijenosne mreže u desetogodišnjem razdoblju – sheme**

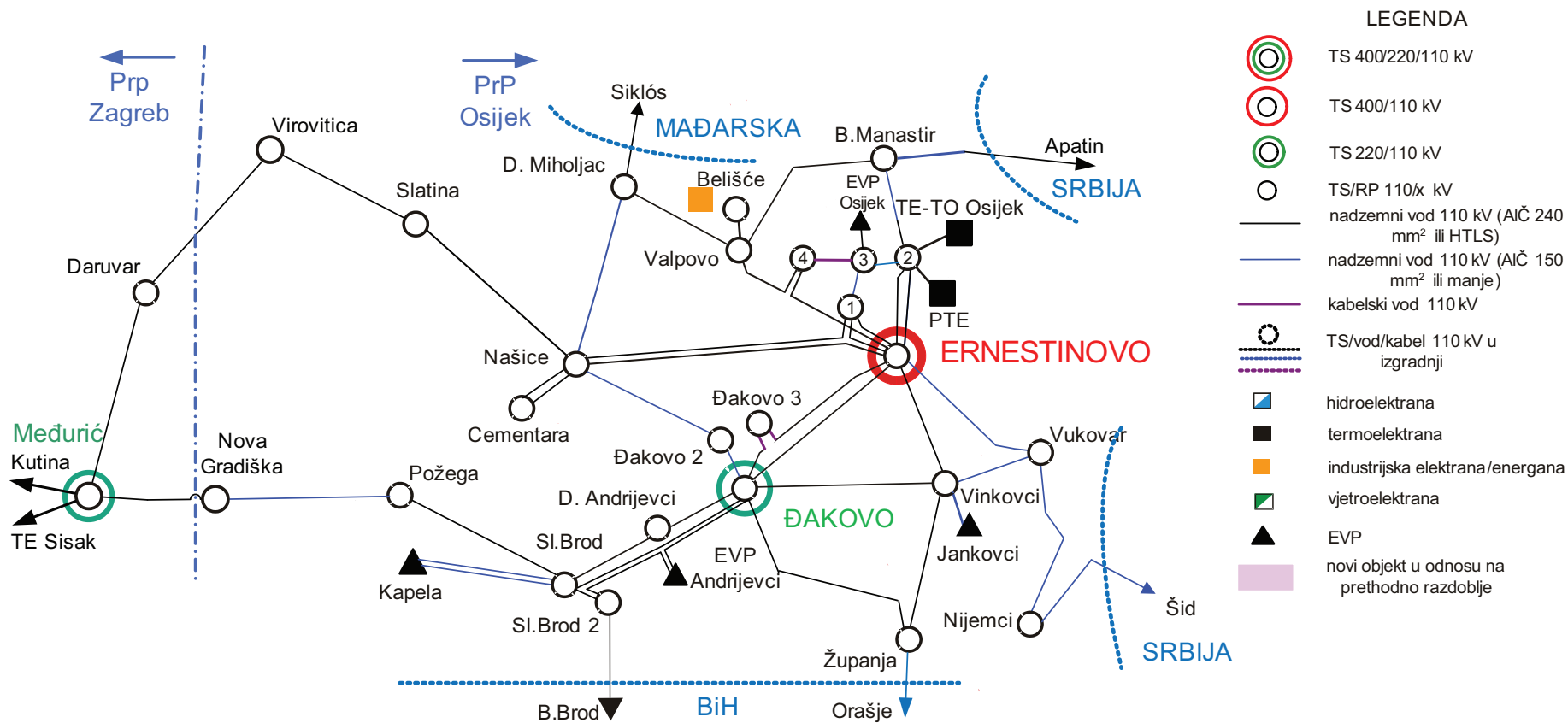
Slike u nastavku prikazuju sheme hrvatske prijenosne mreže na kraju 2026. godine nakon isteka planskog desetogodišnjeg razdoblja s uključenim svim objektima predviđenim za izgradnju. Shemama su posebno prikazane mreže 400 kV i 220 kV, a posebno mreže 110 kV prema regionalnoj podjeli (Osijek, Rijeka, Split, Zagreb).

Napomena: novi objekti su osjenčani rozom bojom

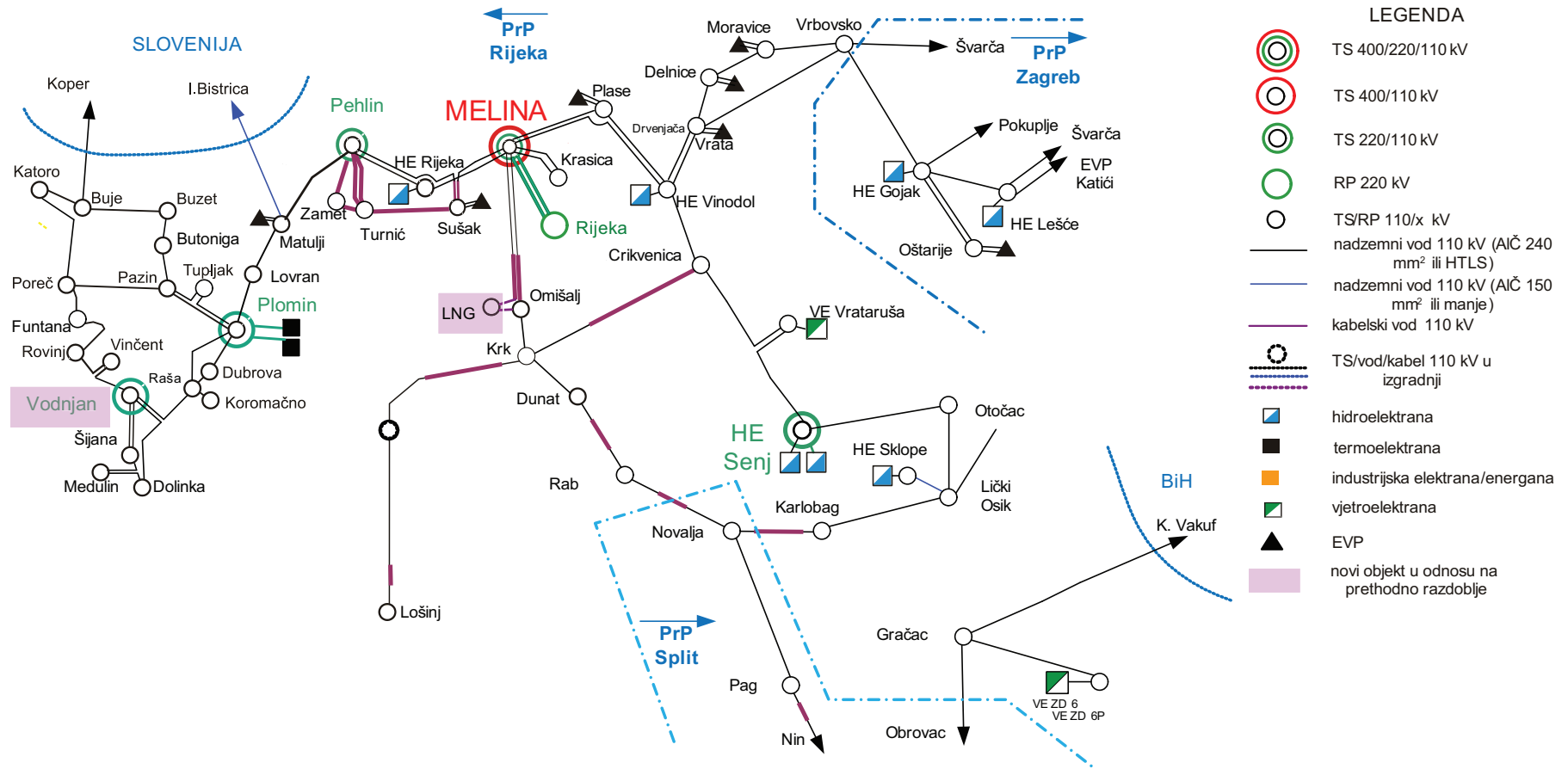




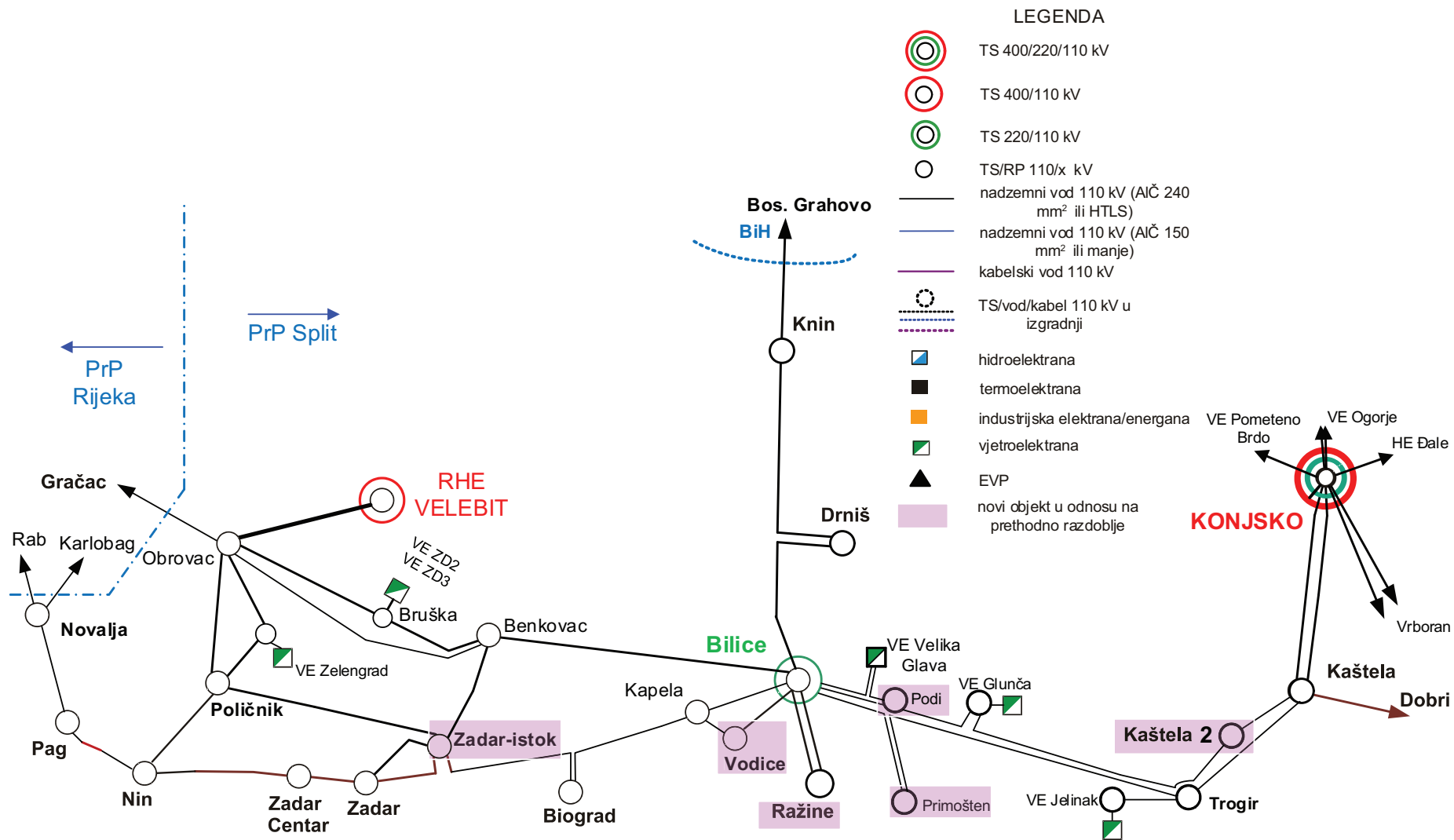
Slika 4.14. Konfiguracija 400 kV i 220 kV mreže krajem 2026. godine



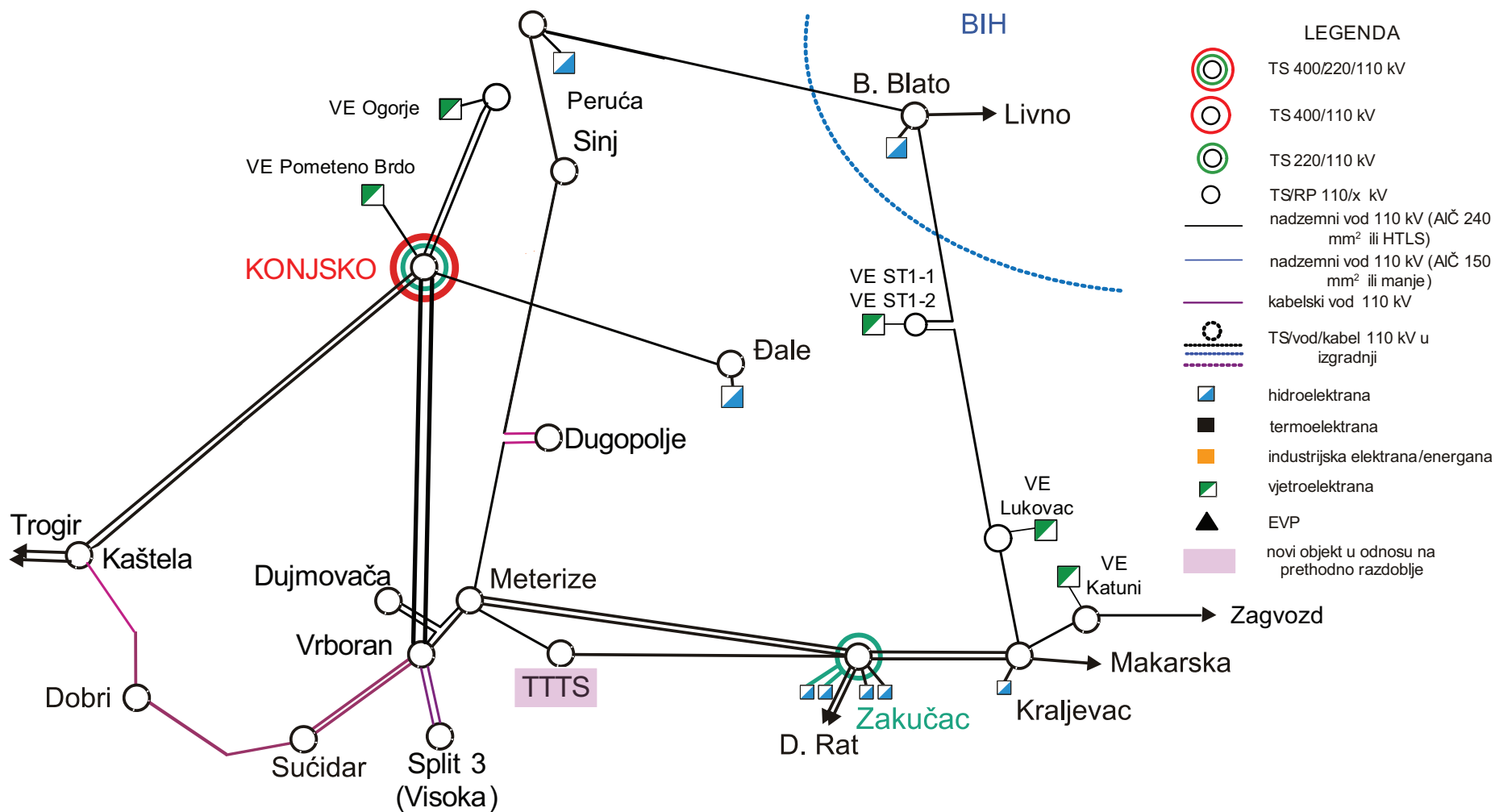
Slika 4.15. Mreža 110 kV PrP Osijek krajem 2026. godine



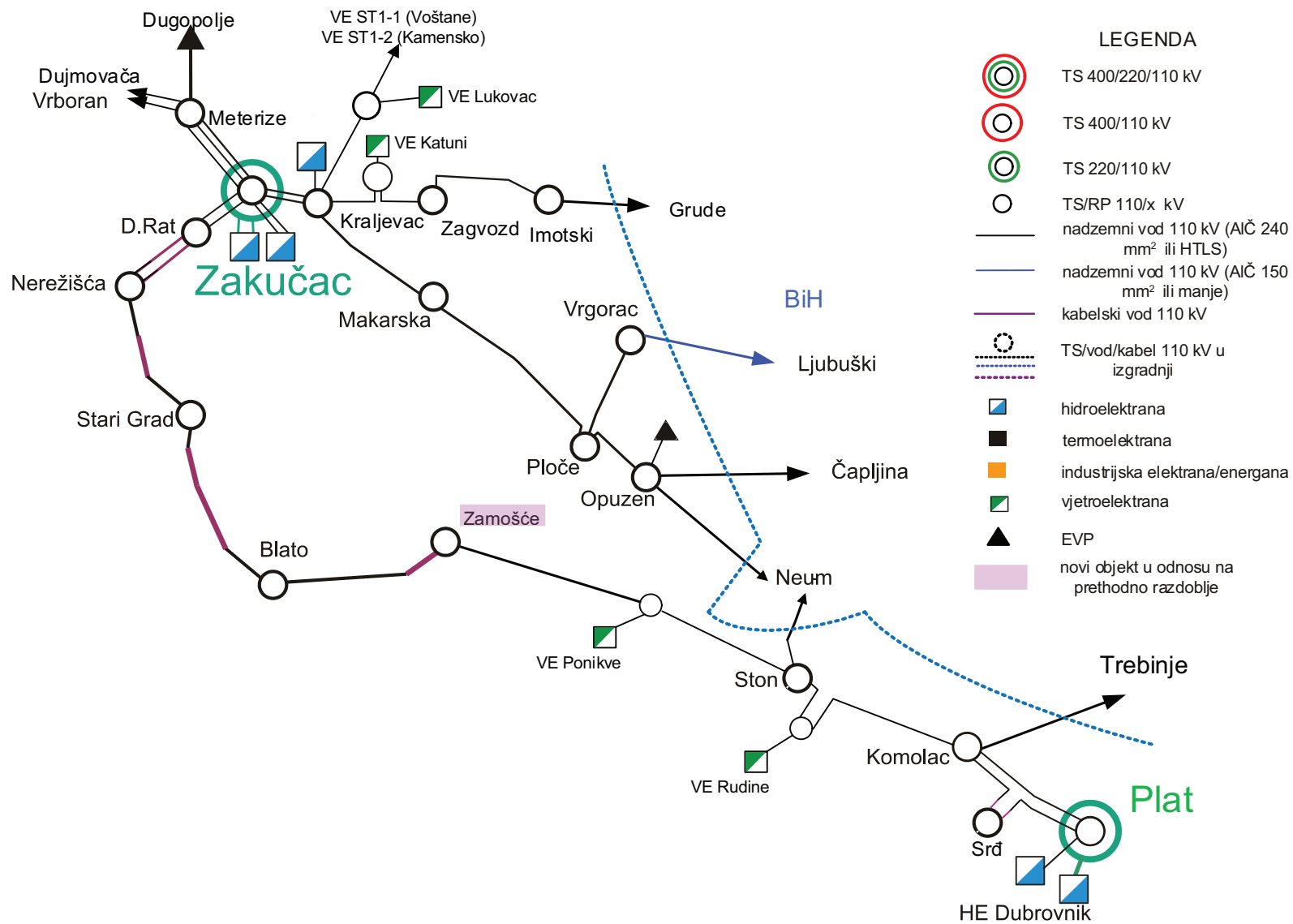
Slika 4.16. Mreža 110 kV PrP Rijeka krajem 2026. godine



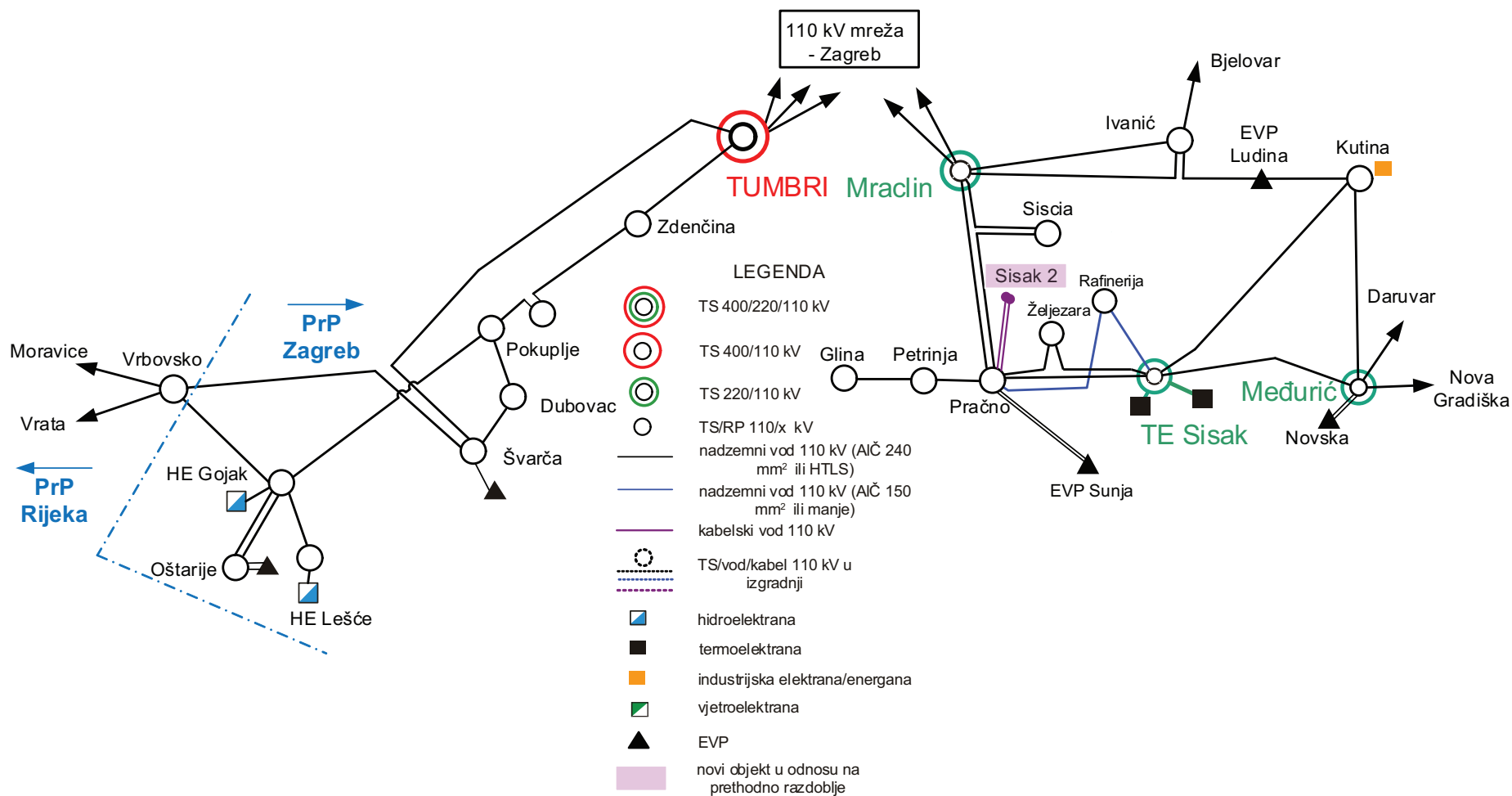
Slika 4.17. Mreža 110 kV PrP Split krajem 2026. godine – dio 1 (Zadar, Šibenik, Knin)



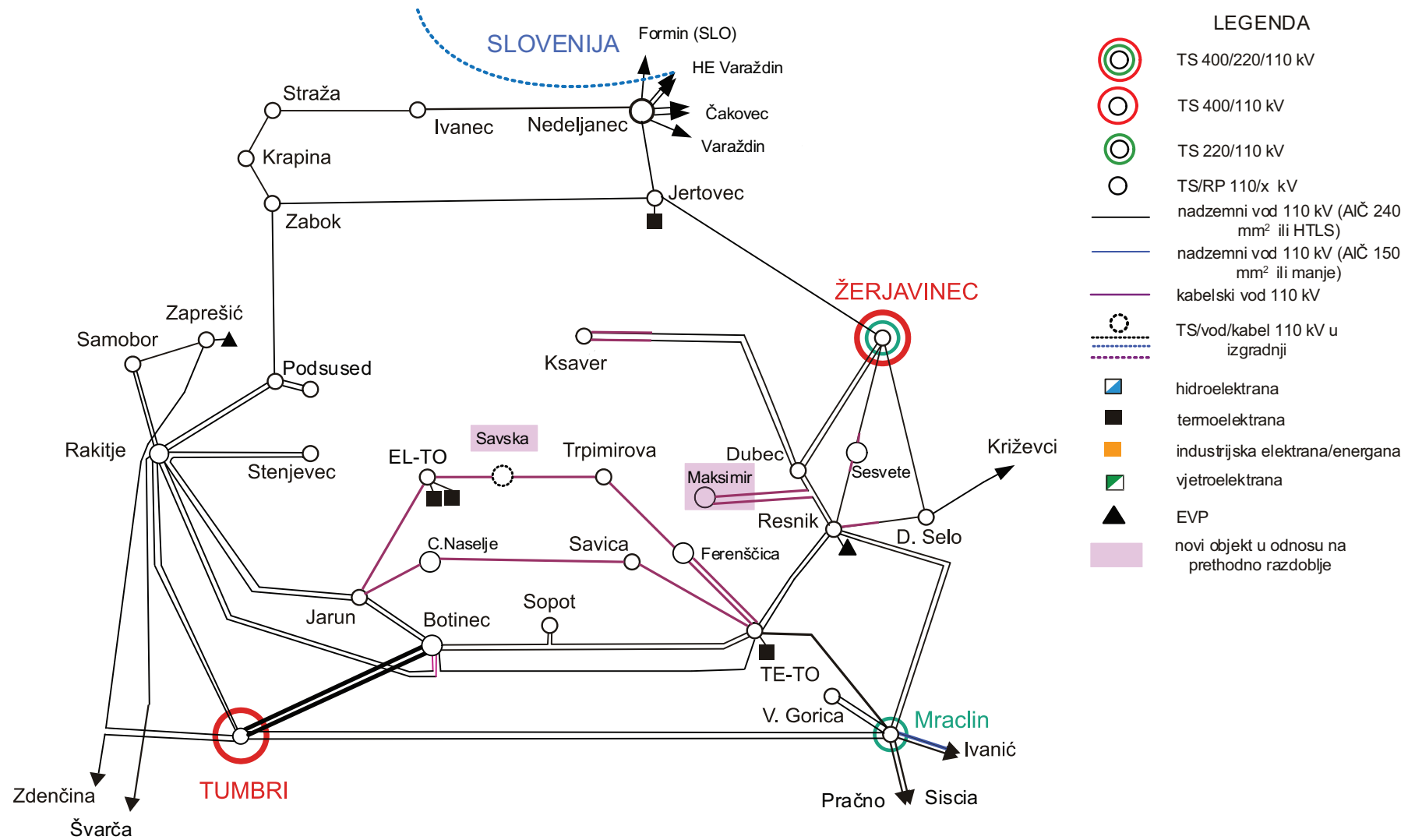
Slika 4.18. Mreža 110 kV PrP Split krajem 2026. godine– dio 2 (Split)



Slika 4.19. Mreža 110 kV PrP Split krajem 2026. godine – dio 3 (južna Dalmacija)

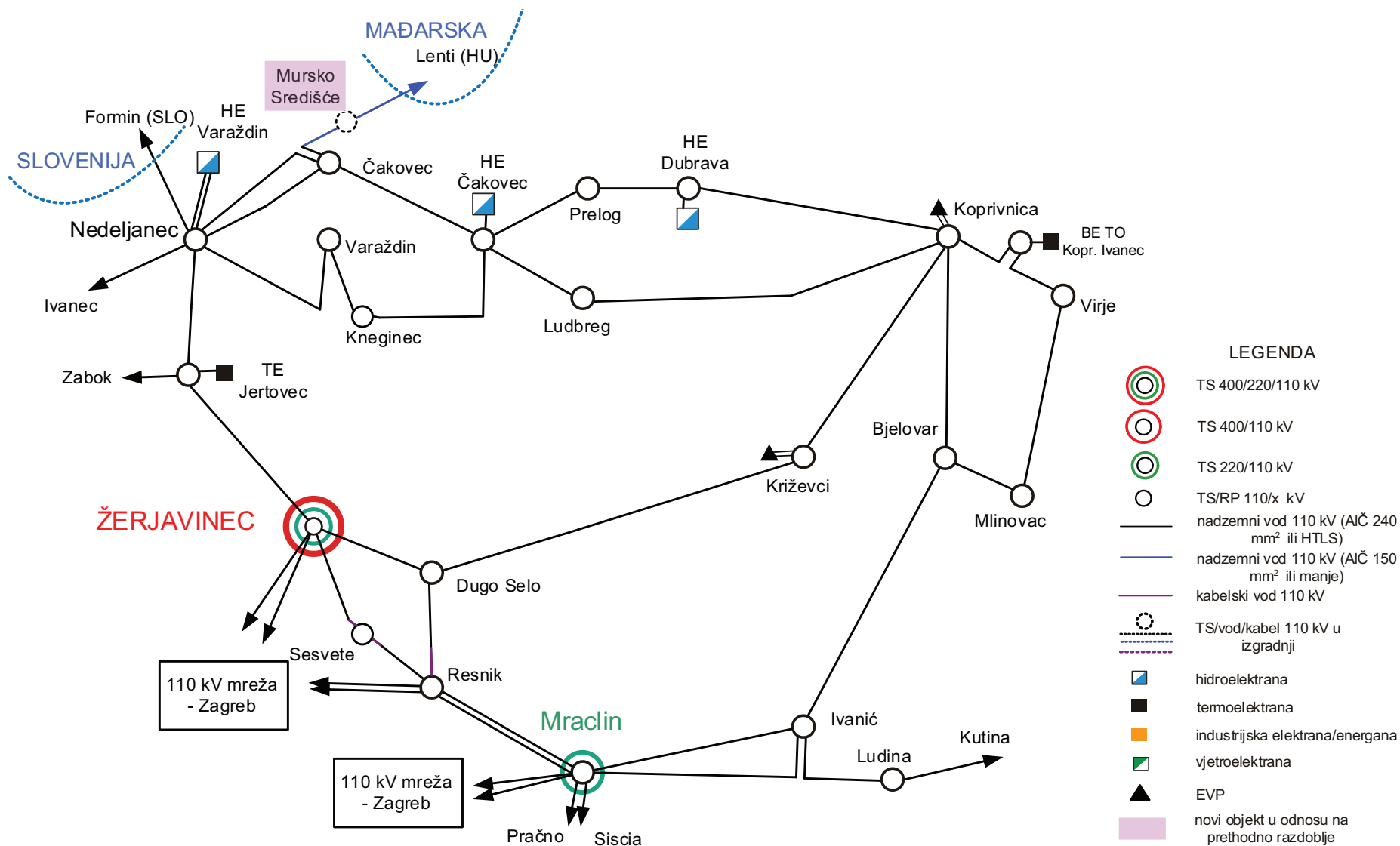


Slika 4.20. Mreža 110 kV PrP Zagreb krajem 2026. godine – dio 1 (Karlovac i Sisak)



Slika 4.21. Mreža 110 kV PrP Zagreb krajem 2026. godine – dio 2 (Zagreb)



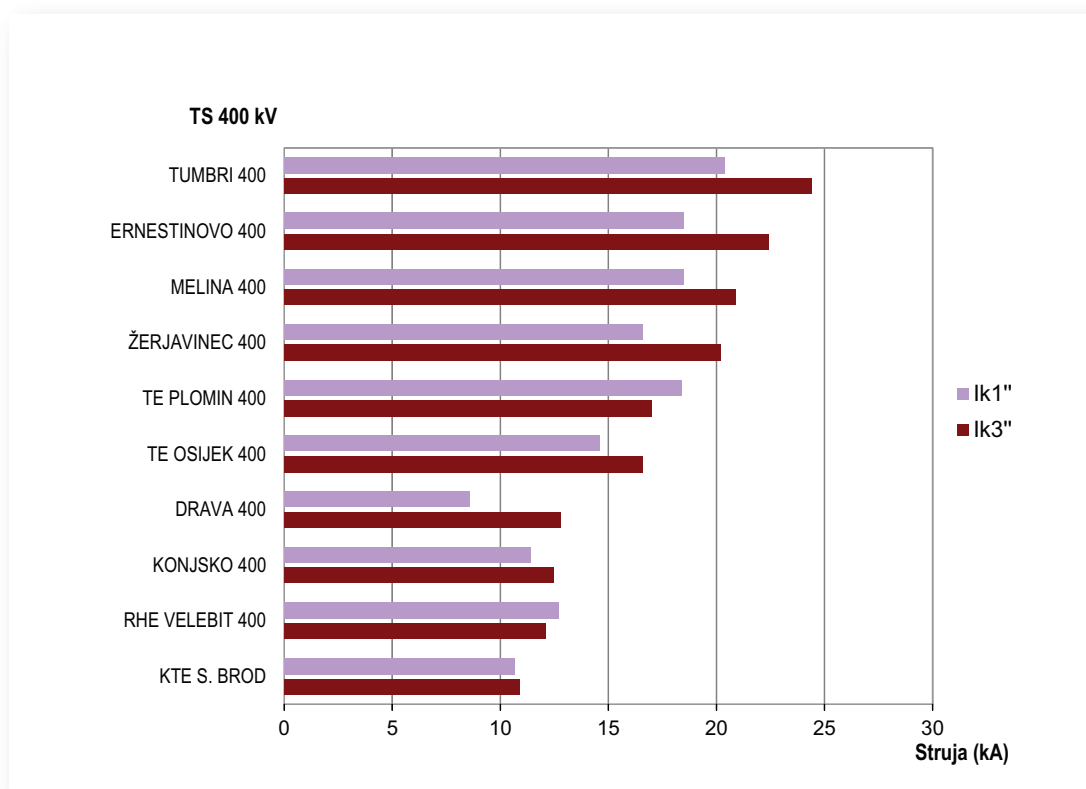


Slika 4.22. Mreža 110 kV PrP Zagreb krajem 2026. godine – dio 3 (Varaždin, Koprivnica, Bjelovar)

### 4.3. PRORAČUNI KRATKIH SPOJEVA

Kako je u prethodnim poglavljima već navedeno, osim proračuna tokova snaga, analiza po kriteriju sigurnosti n-1 te ekonomsko-financijskih analiza, za sva razmatrana stanja provedeni su i proračuni struja kratkih spojeva, kako u temeljnim studijama za izradu ovog desetogodišnjeg plana, tako i u specijalističkim studijama.

Rezultati za maksimalno moguće struje kratkih spojeva (svi elementi mreže u pogonu, sekcionirana 110 kV prijenosna mreža u zagrebačkom području) za planirano stanje 2020. godine prikazani su na slici 4.23 za 400 kV mrežu, slici 4.24. za 220 kV mrežu, te na slici 4.21 za dio 110 kV mreže s najvećim strujama kratkog spoja (zagrebačko područje).

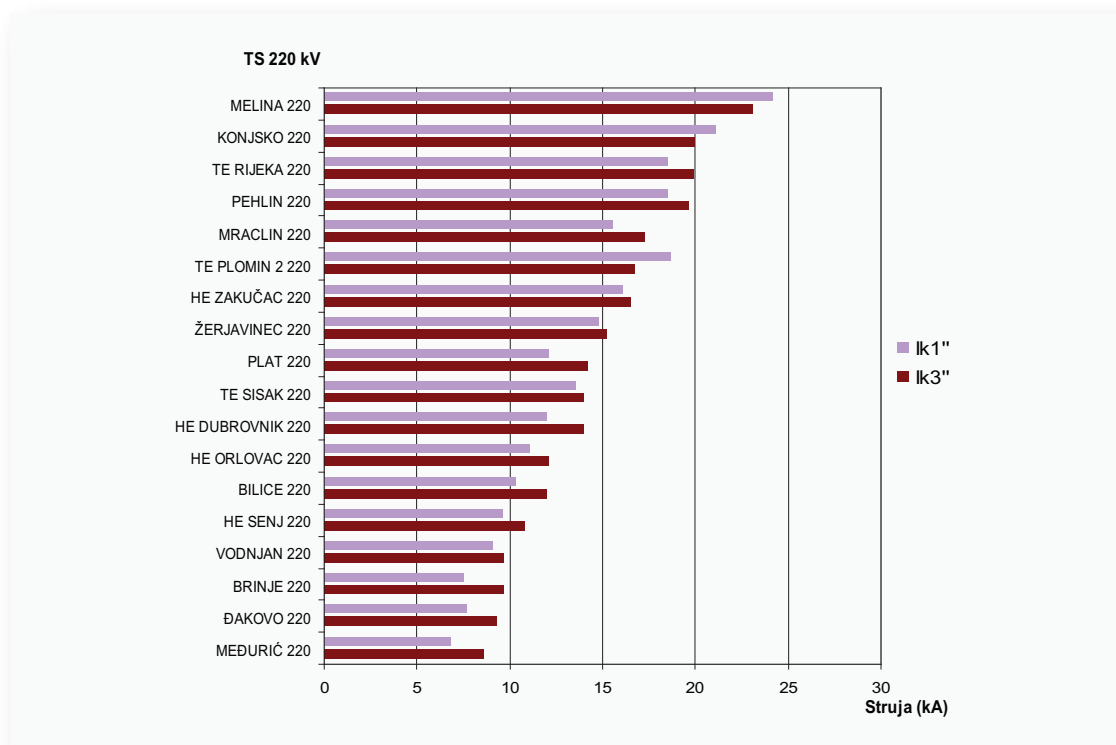


Slika 4.23. Struje maksimalnih kratkih spojeva u 400 kV mreži za planiranu prijenosnu mrežu 2020. godine

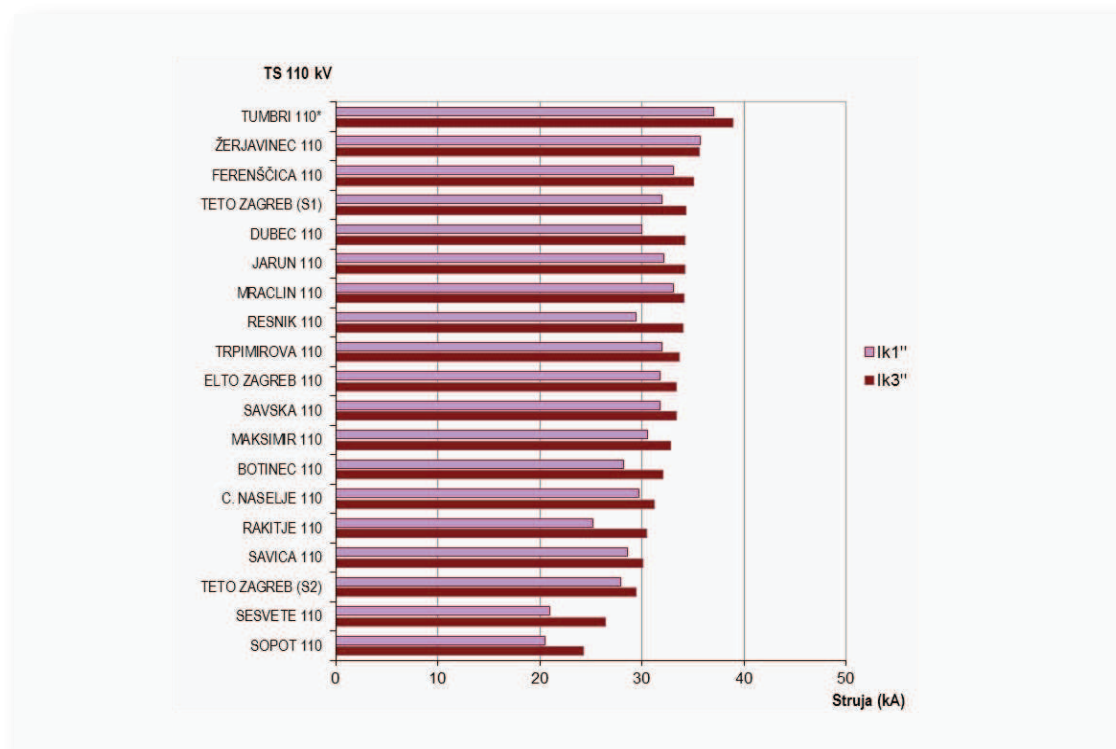
Dodatnim analizama za zagrebačku 110 kV prijenosnu mrežu, za razdoblje do 2020. godine utvrđeno je da se primjenom odgovarajuće topologije 110 kV mreže sa sekcioniranjem u TE-TO Zagreb održavaju zadovoljavajuće kratkospojne prilike, sa strujama kratkog spoja koje neće prijeći razinu od 40 kA ni u TS Tumbri, uz zadržavanje povoljnih tokova snaga.

Za kasnije razdoblje, kad zagrebački konzum dostigne odgovarajuće visoko opterećenje, odnosno kad dođe do potrebe za daljnjim smanjenjem struja kratkih spojeva i/ili do potrebe za upravljanjem tokovima radnih snaga, bit će neophodna primjena visokotehnoloških modernih rješenja - ugradnja FCL prigušnice ili FACTS postrojenja u SCCL izvedbi u 110 kV postrojenju TS Tumbri.

FCL prigušnica ili FACTS postrojenje će se koristiti za spajanje različitih sabirničkih sustava u toj TS, pri čemu se osim smanjenja struja kratkih spojeva omogućuje i optimalno upravljanje tokovima snage u zagrebačkoj mreži. Koje tehnološko rješenje će tada biti optimalno odabrati ovisit će o daljnjem razvoju i pretpostavljenom padu cijena ovih tehnologija.



Slika 4.24. Struje maksimalnih kratkih spojeva u 220 kV mreži za planiranu prijenosnu mrežu 2020. godine

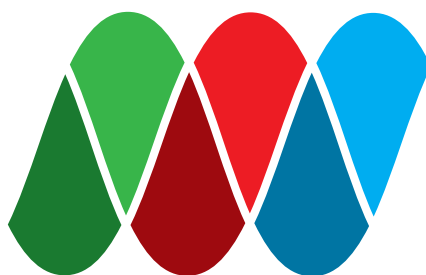


Slika 4.25. Struje maksimalnih kratkih spojeva (zagrebačka mreža sekcionirana u TE-TO Zagreb) u 110 kV mreži za planiranu mrežu 2020. godine

\* Struje kratkih spojeva u TS Tumbri izračunate su uz pretpostavku isključenja TR3 400/110 kV u TS Tumbri i TR3 220/110 kV Mraclin u normalnom pogonu. Daljnje sniženje moguće je isključenjem DV 2x110 kV Tumbri – Mraclin.

# 5.

## **REVITALIZACIJA PRIJENOSNE MREŽE**



## 5. REVITALIZACIJA PRIJENOSNE MREŽE

U razdoblju do 2026. godine određeni broj objekata, jedinica, uređaja i komponenti u prijenosnoj mreži premašiti će svoj životni vijek pa će ih trebati popravljati ili zamjenjivati, odnosno revitalizirati. Pod revitalizacijom podrazumijevamo aktivnosti na zamjenama pojedinih jedinica i komponenti u prijenosnoj mreži kako bi se očuvala njihova tehnička funkcionalnost. Pri izradi plana revitalizacije nužno je racionalno planirati financijska sredstva u pogledu raspodjele na određeno vremensko razdoblje i objekte prijenosne mreže. Kratkoročni plan revitalizacije treba postaviti uzimajući u obzir stvarno stanje promatranih jedinica odnosno opreme prijenosne mreže i njihovu ulogu u prijenosnoj mreži.

Uvažavajući izdvajanje prijenosne djelatnosti od 2. srpnja 2013. godine postignuti su sporazumi s HEP-Proizvodnjom i HEP-Operatorom distribucijskog sustava, na osnovu kojih je jedan dio postrojenja predan HOPS-u na upravljanje i održavanje, odnosno u vlasništvo. Pregledom preuzetih postrojenja utvrđena je potreba povećanog obima ulaganja zbog starosti opreme i potrebitosti hitne revitalizacije.

Slijedom preuzetih obveza iz Zakona o tržištu električne energije po pitanju razgraničenja djelatnosti proizvodnje, prijenosa i distribucije potrebno je opremiti veći broj obračunskih mjernih mjesta na sučelju sa HEP-Proizvodnjom i HEP-ODS-om. Obveze su se morale obaviti do 2015.g. uz značajna financijska sredstva koja je bilo potrebno osigurati.

Koristeći prihvaćenu metodologiju i kriterije sastavljena je lista za revitalizaciju/rekonstrukciju kapitalne opreme i objekata u prijenosnoj mreži (vodovi, transformatorske stanice).

Revitalizacija starog voda 220 kV Konjsko – Brinje predviđena je za razdoblje do 2025. godine, uz prijelaz na 400 kV razinu. S obzirom na važnost ovog zahvata, on je posebno opisan u poglavlju 4. Sljedeće tablice prikazuju listu vodova za revitalizaciju u razdoblju 2017. – 2019., te 2020. – 2026. godine.

HOPS u razmatranom desetogodišnjem razdoblju planira revitalizirati oko 2 000 km dalekovoda 220 kV i 110 kV, od kojih će većina u trenutku revitalizacije biti starija od 60 godina. Dio će se starijih vodova revitalizirati radi povećanja prijenosne moći, a dio i radi lošeg stanja (stanje stupova, uzemljivača, posljedice posolice). Velika sredstva trebati će rezervirati radi zamjene podmorskih kabela starije dobi (Crikvenica – Krk, Krk – Cres, D. Rat – Brač, Brač – Hvar, Hvar – Korčula), čija je pouzdanost bitno smanjena. Aktivnosti na revitalizaciji nekih vodova trebati će usuglasiti sa susjednim operatorima prijenosnih sustava (NOS BiH i Elektroprijenos BiH, te ELES).

Općeniti princip pri revitalizaciji vodova bit će zamjena vodiča Al/Č 150/25 mm<sup>2</sup> te manjeg presjeka novim HTLS vodičima prijenosne moći od minimalno 120 MVA, uz minimalne zahvate na građevinskim dijelovima vodova ovisno o ocjeni njihovog stanja i preostale životne dobi.

Povećanje prijenosne moći pojedinih prijenosnih vodova Al/Č 240/40 mm<sup>2</sup> i većih presjeka obaviti će se prema potrebama radi što boljeg iskorištenja postojećih prijenosnih koridora, ugradnjom novih HTLS vodiča s obzirom na stanje postojećih stupova.

Tablica 5.1. Lista vodova 110-400 kV za revitalizaciju s početkom realizacije u razdoblju 2017.-2019. godina

DV	L (km)	Napomena
Podmorski kabeli 110 kV	44,1	Zamjena dotrajalih podmorskih kabela, povećanje prijenosnih moći pojedinih dionica.
DV 110 kV Meterize – Vrboran	1,4	Povećanje prijenosne moći (ugradnja HTLS vodiča prijenosne moći 230 MVA).
DV 110 kV Meterize – Dujmovača	2,9	Povećanje prijenosne moći (ugradnja HTLS vodiča prijenosne moći 230 MVA).
DV 110 kV Vrboran - Dujmovača	2,1	Povećanje prijenosne moći (ugradnja HTLS vodiča prijenosne moći 230 MVA).
DV 110 kV Ernestinovo – Vinkovci	22,7	Povećanje prijenosne moći (ugradnja HTLS vodiča prijenosne moći 145 MVA).
DV 110 kV Žerjavinec – Resnik	11	Revitalizacija zbog starosti opreme (nezadovoljenje provjesa, zamjena vodiča HTLS vodičima).
DV 110 kV Sinj – Dugopolje – Meterize	23,8	Povećanje prijenosne moći (ugradnja HTLS vodiča prijenosne moći 145 MVA).
DV 110 kV Đakovo - Vinkovci - revitalizacija	32	Povećanje prijenosne moći (ugradnja HTLS vodiča prijenosne moći 145 MVA)
DV 110 kV Dunat-Rab	25,6	Revitalizacija KS Surbova i Stojan + zamjena staklenih kapastih izolatora sa silikonskim štapnim izolatorima
DV 110 kV Našice-Slatina, povećanje prijenosne moći	37,8	Povećanje prijenosne moći.
DV 220 kV Zakučac - Konjsko - revitalizacija	24,9	Revitalizacija zbog starosti.
DV 110 kV Otočac - Senj - povećanje prijenosne moći	34,6	Povećanje prijenosne moći kroz revitalizaciju.
DV 110 kV Matulji - Lovran (8,74 km) Revitalizacija i povećanje prijenosne moći	8,74	Revitalizacija zbog starosti i povećanja prijenosne moći Al/Č 150/50 mm <sup>2</sup> .
DV 110 kV Peruća - Sinj - Buško Blato - revitalizacija	31,7	Povećanje prijenosne moći kroz revitalizaciju. Dionica s Al/Č 150/25 mm <sup>2</sup> . Potreban dogovor sa Elektroprijenos BiH.
DV 110 kV Lovran - Plomin (23,5 km) Revitalizacija i povećanje prijenosne moći	23,5	Revitalizacija zbog starosti i povećanja prijenosne moći Al/Č 150/50 mm <sup>2</sup> .
DV 220 kV Zakučac - Bilice - revitalizacija	75,2	Revitalizacija zbog starosti opreme.
DV 110 kV Obrovac - (Benkovac) - Zadar - revitalizacija	62,7	Povećanje prijenosne moći kroz revitalizaciju Al/Č 150/25 mm <sup>2</sup> .
DV 110 kV Jertovec – Žerjavinec	22,4	Revitalizacija zbog starosti opreme. Povećanje prijenosne moći.
DV 110 kV Vinodol- Vrata 2	11,8	
DV 110 kV Sl. Brod 2-Bos. Brod	0,8	Povećanje prijenosne moći kroz revitalizaciju Al/Č 150/25 mm <sup>2</sup>
DV 110 kV HE Gojak - Pokupje - revitalizacija 38,1 km - dvostruki dalekovod	38,1	Revitalizacija zbog starosti opreme.
DV 110 kV Vrbovsko - Gojak	17,7	Revitalizacija zbog starosti
DV 110 kV Tumbri – Zdenčina	4,1	Revitalizacija zbog starosti opreme (dionica iz 1956. godine).
DV 110 kV Zdenčina – Pokupje	24,4	Revitalizacija zbog starosti opreme.
DV 110 kV Tumbri - Zaprešić	18,5	Revitalizacija dionice Tumbri-Rakitje.
DV 2x110 kV TETO – Resnik	8,8	Revitalizacija zbog starosti opreme.
Rekonstrukcija DV na otoku Pagu - Kabliranje dijela DV 110 kV Novalja - Karlobag		Revitalizacija zbog stanja voda (posolica). Obuhvaća kablanje nadzemne dionice na otoku Pagu (7,1 km).
DV 110 kV Zabok - Podsused - revitalizacija 26 km	26	Revitalizacija zbog starosti opreme (dionica iz 1952.).
DV 110 kV Rakitje - Tumbri I,II - revitalizacija 18,9 km	18,9	Revitalizacija zbog starosti opreme
<b>UKUPNO (km)</b>	<b>631,8</b>	-

Tablica 5.2. Lista vodova 110-400 kV za revitalizaciju u razdoblju 2020.-2026. godina

DV	L (km)	Napomena
DV 110 kV Moravice - Vrbovsko	3,5	Revitalizacija zbog starosti i potreba HŽ.
DV 110 kV Delnice – Moravice	18,5	Revitalizacija zbog starosti i potreba HŽ.
DV 110 kV Grude – Imotski	6,9	Revitalizacija dijela voda izgradnjom nove dionice (stari vodiči Cu 95 mm <sup>2</sup> ).
DV 110 kV Sl. Brod – EVP Andrijevi	19,5	Revitalizacija zbog starosti izgradnjom novog voda.
DV 110 kV Đakovo – EVP Andrijevi	15,7	Revitalizacija zbog starosti izgradnjom novog voda.
DV 110 kV Brod 1 – Brod 2	4,2	Revitalizacija zbog starosti.
DV 110 kV Međurić – Daruvar	31,4	Revitalizacija zbog starosti opreme (18,1 km Al/Č 150 mm <sup>2</sup> ).
DV 110 kV Daruvar – Virovitica	40,2	Revitalizacija zbog starosti opreme (29 km Al/Č 150 mm <sup>2</sup> ).
DV 110 kV Otočac – Lički Osik	34,5	Povećanje prijenosne moći kroz revitalizaciju Al/Č 150/25 mm <sup>2</sup> .
DV 110 kV Bjelovar - Ivanić	36,5	Revitalizacija zbog starosti i povećanja prijenosne moći.
DV 110 kV Raša – Dolinka (dionica Raša – Stup 1)	28,9	Povećanje prijenosne moći kroz revitalizaciju Al/Č 150/25 mm <sup>2</sup> .
DV 110 kV Pračno – Željezara – TE Sisak	5,4	Moguća i prijevremena revitalizacija ovisno o povećanju snage Željezare Sisak.
DV 110 kV Slavonski Brod - Požega	35,4	Revitalizacija zbog starosti.
KB 110 kV Hvar - Brač	4,6	Revitalizacija zbog starosti (kabelska dionica), nadzemna dionica Al/Č 150 mm <sup>2</sup> duljine 14,7 km.
KB 110 kV Hvar - Korčula	17,5	Revitalizacija zbog starosti.
KB 110 kV Krk - Lošinj	7,8	Revitalizacija zbog starosti – zamjena podmorskog kabela.
DV 110 kV Nin – Pag	29,5	Revitalizacija zbog stanja voda (posolica).
DV 110 kV Pag – Novalja	15,5	Revitalizacija zbog stanja voda (posolica).
DV 110 kV Rab – Novalja	11,4	Revitalizacija zbog stanja voda (posolica). Nadzemni vod.
DV 110 kV Vinodol – Vrata 2	11,9	Revitalizacija zbog starosti i potreba HŽ.
DV 110 kV Švarča – Rakitje	2,7	Zamjena dionice Cu 150 mm <sup>2</sup> .
DV 110 kV Vrbovsko – Švarča	38,3	Revitalizacija zbog starosti (dionica voda).
DV 110 kV Nedeljanec – Jertovec	36,3	Revitalizacija zbog starosti opreme.
DV 110 kV Zabok – Jertovec	23,5	Revitalizacija zbog starosti opreme (dionica 23,5 km iz 1952.).
DV 110 kV Rakitje – Podsused 1	0,2	Povećanje prijenosne moći kroz revitalizaciju (dionica Cu 150 mm <sup>2</sup> 0,2 km).
DV 110 kV Vrata - Vrbovsko	31,4	Revitalizacija zbog starosti i potreba HŽ.
DV 2x110 kV Mraclin – Resnik	21,3	Revitalizacija zbog starosti opreme.
DV 2x110 kV Pračno – (Siscia) – Mraclin	35,4	Revitalizacija zbog starosti opreme.
DV 110 kV Vinodol – Crikvenica	7,7	Revitalizacija zbog starosti.
DV 220 kV Žerjavinec – Cirkovce	64,9	Revitalizacija zbog starosti.
DV 220 kV Mraclin – ( Sisak ) - Prijedor	62	Moguća odgoda revitalizacije. Potreban dogovor s Elektroprijenos BiH.

DV	L (km)	Napomena
DV 220 kV Đakovo-Gradačac	27,3	Revitalizacija zbog starosti. Potreban dogovor s Elektroprijenos BiH.
DV 110 kV TE Sisak – Kutina	33,8	Revitalizacija zbog starosti opreme.
DV 110 kV Međurić – TE Sisak	43,4	Nastavak revitalizacije započete ranije.
DV 110 kV Bilice - Benkovac	41	Povećanje prijenosne moći kroz revitalizaciju.
DV 220 kV Đakovo-Tuzla	26,3	Revitalizacija zbog starosti. Potreban dogovor s Elektroprijenos BiH.
DV 220 kV Senj – Melina	55,2	Povećanje prijenosne moći kroz revitalizaciju. Mogućnost ranije revitalizacije za slučaj izgradnje HE Senj 2.
DV 110 kV Bilice - Biograd	51,4	Povećanje prijenosne moći kroz revitalizaciju. Dionica s Al/Č 150/25 mm <sup>2</sup> .
DV 110 kV Biograd - Zadar	27,1	Povećanje prijenosne moći kroz revitalizaciju. Dionica s Al/Č 150/25 mm <sup>2</sup> .
DV 110 kV Čapljina – Opuzen	12,3	Povećanje prijenosne moći. Potreban dogovor s Elektroprijenos BiH.
DV 110 kV Nedeljanec - Formin	21,9	Povećanje prijenosne moći. Potreban dogovor s ELES.
DV 110 kV Nedeljanec – Čakovec 1	13,7	Odgodena revitalizacija radi uvođenja voda Nedeljanec – Lenti u TS Čakovec.
DV 110 kV Nedeljanec – Čakovec 2	14	Odgodena revitalizacija radi uvođenja voda Nedeljanec – Lenti u TS Čakovec.
DV 110 kV Mraclin – Ivanić 1	29,3	Odgodena revitalizacija radi uvođenja voda Mraclin – EVP Ludina u TS Ivanić.
DV 110 kV EVP Ludina – Kutina	23,6	Revitalizacija zbog starosti opreme.
DV 110 kV Bjelovar – Koprivnica	32,1	Revitalizacija zbog starosti opreme.
DV 110 kV Pračno – Rafinerija	6,6	Revitalizacija zbog starosti opreme.
DV 110 kV Cres - Lošinj	42	Revitalizacija zbog starosti opreme .
DV 220 kV Mostar – Zakučac	49,5	Potreban dogovor s Elektroprijenos BiH.
DV 110 kV Buje -Kopar	4,1	Povećanje prijenosne moći kroz revitalizaciju. Potreban dogovor s ELES - om Slovenija (12,3 km) Al/Č 150/25 mm <sup>2</sup> .
DV 110 kV Neum – Ston	6,8	Povećanje prijenosne moći. Potreban dogovor s Elektroprijenos BiH.
DV 110 kV Opuzen – Neum	19,5	Povećanje prijenosne moći. Potreban dogovor s Elektroprijenos BiH.
DV 110 kV Vinkovci – Županja	31,8	Revitalizacija zbog starosti opreme.
DV 220 kV Žerjavinec – Mraclin	26,4	Revitalizacija zbog starosti.
DV 2x110 kV Mraclin – Tumbri	20,8	Revitalizacija zbog starosti opreme.
DV 110 kV Plomin – Raša 2	13,4	Povećanje prijenosne moći kroz revitalizaciju Al/Č 150/25 mm <sup>2</sup> .
DV 220 kV Senj – Brinje	15,5	Moguća ranija revitalizacija zbog priključenja HE Senj 2.
DV 110 kV Pračno – TE Sisak	5,65	Revitalizacija zbog starosti opreme.
DV 110 kV Međurić – Kutina	11	Revitalizacija zbog starosti opreme.
DV 2x110 kV Međurić – Novska	15,3	Revitalizacija zbog starosti opreme.
DV 220 kV TE Sisak – Mraclin	44	Revitalizacija zbog starosti opreme.
DV 220 kV Međurić – TE Sisak	45	Revitalizacija zbog starosti opreme.
DV 220 kV Prijedor – Međurić	62	Potreban dogovor s Elektroprijenos BiH.
<b>UKUPNO (km)</b>	<b>1550,75</b>	-



Lista transformatorskih stanica za revitalizaciju prikazana je tablicama 5.3. i 5.4.

Tablica 5.3. Lista transformatorskih stanica za revitalizaciju s početkom realizacije u periodu 2017.-2019. godina

TS	Napomena
TS Krk	Zamjena sekundarne opreme nadzora, upravljanja, zaštite i mjerenja.
TS 220/110 kV Pehlin	Zamjena preostale VN, sekundarne i pomoćne opreme, te građevinski i elektromontažni radovi u RP 220 kV, Sekundarna oprema, pomoćni pogoni i uvođenje VN polja 110 kV u GIS Zamjena mrežnog transformatora AT1 220/110 kV, 150 MVA
HE-TS Rijeka	Zamjena primarne i sekundarne opreme - oprema i radovi.
TS 400/220/110 kV Melina	Nabava i ugradnja prekidača 220 kV i revitalizacija 220 kV postrojenja.
TS Slavonski Brod 2	VP Andrijevci.
TS Sl. Brod	-
TS 110/35 kV Osijek 1	-
TS 220/110 kV Đakovo	VP 110 kV Sl. Brod.
TS 400/220/110/10 kV Konjsko	Ugradnja trećeg transformatora 220/110 kV, 150 MVA i ugradnja pripadne primarne opreme TP 220 i 110 kV. Ugradnja trećeg transformatora 220/110 kV, 150 MVA i ugradnja pripadne primarne opreme TP 220 i 110 kV. Revitalizacija sekundarnih sustava RP 220 kV i RP 110 kV.
TS 110/35 kV Pračno	Revitalizacija primarne i sekundarne opreme RP 110 kV
TS 110/35 kV Ivanić Grad	Revitalizacija primarne i sekundarne opreme RP 110 kV
TS 110/35 kV Virovitica,	Revitalizacija
TS 110/35 kV ČAKOVEC -	Proširenje TS i revitalizacija 110 kV postrojenja i sekundarne opreme
TS MELINA -	Dogradnja drugog sabirničkog sustava, zamjena VN i sekundarne opreme 400 kV postrojenja
HE-TS VINODOL-	Zamjena sekundarne opreme NUZM-a s izgradnjom relejne kućice
TS Krasica	Revitalizacija pomoćnih postrojenja i sekundarne opreme nadzora, upravljanja, zaštite i mjerenja sa izgradnjom relejne kućice u 110 kV postrojenju
TS Crikvenica -	Zamjena sekundarne opreme nadzora, upravljanja, zaštite i mjerenja
RP 110 kV OMIŠALJ	Revitalizacija/rekonstrukcija rasklopišta 110 kV
TS 220/110 kV Plomin	Zamjena sekundarne opreme 110 kV i 220 kV postrojenja
TS 110/20kV POREČ	Zamjena sekundarne opreme 110 kV postrojenja
TS 110/35 kV Lički osik	Zamjena sekundarne opreme 110 kV postrojenja
TS 110/20 kV Lovran	Zamjena primarne i sekundarne opreme 110 kV postrojenja
TS 110/35 kV Osijek 1	Revitalizacija
TS 110/35 kV Osijek 2	Revitalizacija
TS Nova Gradiška	Zamjena sekundarnog sustava
TS 110/35/10 kV Našice	Revitalizacija
TS 220/110 kV Đakovo	Revitalizacija 110 kV postrojenja
RP HE Orlovac	Revitalizacija postrojenja 220 kV

TS	Napomena
TS 220/110/10 kV MRACLIN	Rekonstrukcija postrojenja 220 kV
TS 220/110/10 kV Mraclin	Rekonstrukcija postrojenja 110 kV
TE SISAK	Rekonstrukcija postrojenja 110 kV
TS 110/20 kV RAKITJE	Revitalizacija primarne i sekundarne opreme RP 110 kV
KTE JERTOVEC	Revitalizacija 110 kV postrojenja i sekundarne opreme
HE ČAKOVEC	Revitalizacija postrojenja 110 kV
TS 400/110/30 kV TUMBRI	Rekonstrukcija cijevnih sabirnica i nosača cijevnih 400 kV sabirnica. Zamjena zaštite sabirnica 400 kV i 110 kV postrojenja.

Tablica 5.4. Lista transformatorskih stanica za revitalizaciju s početkom realizacije u periodu 2020-2026. godina

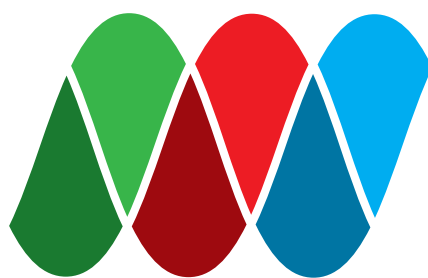
TS	Napomena
TS 400/220/110 kV Melina	Zamjena preostale primarne i sekundarne opreme i dogradnja drugog sabirničkog sustava RP 400 kV; Izgradnja dva vodna polja za prihvata 2x400 kV Plomin. Zamjena primarne i sekundarne opreme 110 kV.
TS 220/110 kV Bilice	Revitalizacija trafo polja TR 2
TS 220/110/35 kV Međurić	Revitalizacija RP 110 kV; Zamjena sustava za nadzor i upravljanje i rekonstrukcija 220 VDC
TS 110/35 kV Slavonski Brod	Zamjena primarne i sekundarne opreme
TS 110/35/10 kV Vinkovci	Zamjena sekundarnih sustava
TS 110/35 kV Nova Gradiška	Zamjena rastavljača te sustava za nadzor i upravljanje
TS 110/35/10 kV Beli Manastir	Zamjena jednog transformatora
TS 110/35/10 kV Slatina	Zamjena transformatora
TS 110/35/10 kV Đakovo 2	Zamjena prekidača i rastavljača
TS 110/35 kV Kraljevac	Rekonstrukcija RP 110 kV i pomoćnih postrojenja, ugradnja drugog trafo polja i uvođenje u SDV, zamjena jednog transformatora
TS 110/35/10 kV Dugi Rat	Zamjena dijela primarne i sekundarne opreme i uvođenje u SDV
TS 110/35 kV Kaštela	Ugradnja novog transformatora i trafo polja te usklađenje obračunskih mjernih mjesta s korisnicima mreže (ODS, Cemex i Željezara)
TS 110/35 kV Opuzen	Zamjena dijela primarne i sekundarne opreme i uvođenje u SDV
TS 110/10(20) kV Pag	Ugradnja drugog transformatora i opremanje pripadnog trafo polja
TS 110/35 kV Zadar	Zamjena jednog transformatora Zamjena dijela primarne i sekundarne opreme
TS 110/10(20) kV Biograd	Rekonstrukcija RP 110 kV i zamjena sustava upravljanja
TS 110/35/10(20) kV Makarska	Ugradnja trećeg transformatora i opremanje pripadnog trafo polja
TS 110/35 kV Stari Grad	Zamjena jednog transformatora
TS 110/10 kV Split 3 (Visoka)	Izgradnja 110 kV sabirničkog sustava i ugradnja trećeg transformatora radi zadovoljenja kriterija n-1
TS 110/(20)10 kV Sućidar	Izgradnja GIS 110 kV postrojenja
TS 110/35 kV Knin	Zamjena jednog transformatora
TS 110/30(20) kV Jarun	Ugradnja GIS 110 kV postrojenja
TS 110/35 kV Križevci	Zamjena rastavljača te sustava za nadzor i upravljanje
TS 110/35 kV Koprivnica	Revitalizacija 110 kV postrojenja i uvođenje u SDV
TS 110/35 kV Buje	Zamjena transformatora 110/35(20) kV
TS 110/35 kV Lički Osik	Zamjena jednog transformatora
TS 110/35 kV Otočac	Zamjena jednog transformatora
TS 110/35 kV Meterize	Kompletna rekonstrukcija TS i rekonstrukcija uvoda dalekovoda

TS	Napomena
TS 220/110 kV Zakučac	Rekonstrukcija pomoćnih pogona
TS 110/x kV Stari grad	Ugradnja kompenzacije (kondenzatorske baterije) zbog rješavanja problema niskih napona kod otvorenog prstena
TS 400/220/110 kV Melina	Zamjena transformatora AT1 i AT2 400/220 kV 400 MVA i AT5 220/110 kV, 150 MVA zbog starosti
TS 220/110/10 kV Mraclin	Rekonstrukcija postrojenja 220 kV i 110 kV
TS 220/110/35 kV Pehlin	Zamjena mrežnih transformatora 220/110 kV, 150 MVA AT1 i AT2 (zbog starosti)
TS 110/35 kV Pazin	Zamjena primarne opreme osim prekidača
TS 110/35 kV Crikvenica	Zamjena primarne i sekundarne opreme, osim prekidača
TS 110/35/10 kV Dolinka	Zamjena transformatora T2 110/35/10 kV 20(40) MVA zbog starosti i sekundarne opreme
TS 110/10 kV Matulji	Zamjena sekundarne opreme
TS 110/35 kV Krk	Zamjena primarne opreme osim prekidača i sekundarne opreme
TS 110/35 kV Delnice	Zamjena sekundarne oprema
TS 110/35/10 kV Rovinj	Zamjena sekundarne opreme
TS 110/35 kV Gračac	Zamjena transformatora T1 i T2 110/35 kV 20(40) MVA zbog starosti i sekundarne opreme
TS 110/35 kV Lošinj	Zamjena primarne i sekundarne opreme
TS 110/35 kV Otočac	Zamjena sekundarne opreme
TS 110/20 kV Rab	Zamjena primarne i sekundarne opreme
TS 110/35 kV Raša	Zamjena transformatora T1 i T3 110/35(20)kV zbog starosti
TS 110/35 kV Šijana	Zamjena transformatora T1 i T2 110/35 kV 40 MVA zbog starosti i sekundarne opreme
TS 110/35 kV Krasica	Zamjena primarne i sekundarne opreme, osim prekidača
TS 110/35 kV Nedeljanec	Rekonstrukcija sabirničkog sustava
TS 110/35 kV Bjelovar	Zamjena sekundarne opreme
TS 110/20/10 kV Samobor	Zamjena sekundarne opreme
TS 110/30 kV Dugo Selo	Zamjena sekundarne opreme
RP 110 kV + EVP 110/25 kV Moravice	Zamjena sekundarne opreme
TS 400/110 kV RHE Velebit	Rekonstrukcija 400 i 110 kV postrojenja i pomoćnih pogona
TS 110/35 kV Knin	Rekonstrukcija primarne i sekundarne opreme
TS 110/35 kV Sinj	Rekonstrukcija primarne i sekundarne opreme
TS 110/35 kV Trogir	Rekonstrukcija primarne i sekundarne opreme

\* u tijeku je ocjena stanja i procjena ulaganja u postrojenja koje je HOPS-u na upravljanje predala HEP – Proizvodnja, od kojih će dio trebati revitalizirati poput HE Čakovec, 110 kV RP TE Sisak i HE Dubrava

# 6.

**ENTSO-E DESETOGODIŠNJI  
PLAN RAZVOJA PRIJENOSNE  
MREŽE (TYNDP) I PROJEKTI OD  
ZAJEDNIČKOG INTERESA (PCI)**



## 6. ENTSO-E DESETOGODIŠNJI PLAN RAZVOJA PRIJENOSNE MREŽE (TYNDP) I PROJEKTI OD ZAJEDNIČKOG INTERESA (PCI)

### a) ENTSO-E desetogodišnji plan razvoja prijenosne mreže 2016

ENTSO-E desetogodišnji plan razvoja prijenosne mreže 2016 (eng. Ten Year Network Development Plan 2016 – TYNDP 2016) je u pripremi te će biti objavljen do kraja 2016. godine, provedena je javna rasprava u razdoblju lipanj-rujan te se šalje ACER-u na davanje mišljenja.

ENTSO-E je razvio i predstavio četiri dugoročne vizije za 2030.g. u TYNDP 2016: 1. Najsporiji napredak (eng. Slowest progress), 2. Ograničeni napredak (eng. Constrained progress), 3. Nacionalna zelena tranzicija (eng. National green transition) i 4. Europska zelena revolucija (eng. European green revolution). Kroz navedene vizije su predstavljeni europski ciljevi koji uzimaju u obzir integraciju obnovljivih izvora, primjenu mjera energetske učinkovitosti, smanjenje emisija CO<sub>2</sub>, pojačanje interkonekcijskih veza itd.

TYNDP 2016 sadrži između ostalog i tijekom 2015. godine objavljeni Regionalni investicijski plan za regiju kontinentalna jugoistočna Europa i listu projekata koja sadrži popis svih planiranih investicija (projekata) naponskog nivoa > 150 kV, a koji su ocijenjeni CBA (Cost-Benefit Analysis) metodologijom i kojima je pridjeljen status pan-europskog značaja. Kao projekti pan-europskog značaja označeni su oni projekti koji predstavljaju skup visokonaponskih postrojenja i objekata naponske razine veće od 150 kV, lociranih u potpunosti ili dijelom u jednoj od 32 zemlje obrađene kroz TYNDP

U listi projekata od pan-europskog značaja unutar TYNDP 2016 prezentirani su sljedeći projekti od značaja za prijenosnu mrežu jugoistočne Europe i Hrvatske:

Tablica 6.1. Projekti od značaja za prijenosnu mrežu jugoistočne Europe i Hrvatske unutar TYNDP

Oznaka projekta	Oznaka investicije	Lokacija 1	Lokacija 2	Opis investicije
136	227	Banja Luka (BA)	Lika (HR)	Nova interkonekcija 400 kV između HR i BiH.
	617	Lika(HR)	Brinje(HR)	DV 400 kV u dužini 55 km koji zamjenjuje dionicu postojećeg DV 220 kV Brinje – Konjsko.
	618	Lika(HR)	Velebit(HR)	DV 400 kV u dužini 60 km koji zamjenjuje dionicu postojećeg DV 220 kV Brinje – Konjsko.
	619	Lika (HR)	-	Nova TS 400/110 kV, 2x300 MVA.
	620	Brinje (HR)	-	Nova TS 400/220 kV, 1x400 MVA.
	633	Konjsko	Velebit	DV 400 kV u dužini 100 km koji zamjenjuje dionicu postojećeg DV 220 kV Brinje – Konjsko.

Oznaka projekta	Oznaka investicije	Lokacija 1	Lokacija 2	Opis investicije
241	1276	Đakovo	Tuzla	Revitalizacija prijelazom na 400 kV razinu.
	1277	Đakovo	Gradačac	Revitalizacija prijelazom na 400 kV razinu.
	1278	Đakovo	-	Nadogradnja rasklopišta na 400 kV razinu.
	1279	Đakovo	Razbojište	Novi 2x400 kV vod koji omogućuje povezivanje planirane 400 kV TS Đakovo na 400 kV vod Žerjavinec - Ernestinovo
243	1269	Ernestinovo	Sombor	Nova interkonekcija 400 kV između HR i Srbije.

Osim projekta Hrvatske i Bosne i Hercegovine, u TYNDP 2016 kao PCI projekt uključena je i izgradnja DV 2x400 kV od TS Cirkovce u Sloveniji do mađarske granice, čija bi se jedna trojka trebala priključiti na trojku DV 2x400 kV Žerjavinec – Heviz. Radi se o PCI projektu broj 3.9.

*b) Hrvatski projekti od zajedničkog europskog interesa (eng. Project of common interest) – PCI projekti*

U travnju 2012. godine Europska komisija (u daljnjem tekstu: EC) započela je proces određivanja projekata od zajedničkog europskog interesa (eng. Project of common interest – PCI) za elektroenergetsku i plinsku infrastrukturu. Sve zemlje članice EU i Republika Hrvatska pozvane su putem nadležnih ministarstava da identificiraju projekte kandidate i podnesu prijave EC za stjecanje statusa PCI.

Republika Hrvatska je, nakon provedenih konzultacija između HOPS-a, Ministarstva gospodarstva i HERE, u srpnju 2012. godine (neposredno nakon objave TYNDP 2012) prijavila sljedeće projekte za stjecanje statusa PCI:

- Transformatorska stanica 400/220 kV Brinje (Hrvatska)
- Transformatorska stanica 400/110 kV Lika (Hrvatska)
- Dalekovod 400 kV Lika-Brinje (Hrvatska)
- Dalekovod 400 kV Banja Luka (Bosna i Hercegovina) – Lika (Hrvatska)
- Dalekovod 400 kV Lika – Velebit (Hrvatska)
- Dalekovod 400 kV Konjsko – Velebit (Hrvatska)

Nakon provedene procedure sukladno europskim propisima Europska komisija je dodijelila (u studenom 2013.g.) prijavljenim hrvatskim projektima status projekata od zajedničkog europskog interesa, te su isti objavljeni na internetskim stranicama Europske komisije na sljedeći način:

3.5. Klaster Bosna i Hercegovina – Hrvatska između Banja Luke i Like koji uključuje sljedeće projekte od zajedničkog europskog interesa (PCI):

3.5.1 Interkonekcija između Banja Luke i Like – novi DV 400 kV duljine 155 km (u Hrvatskoj 45 km).

3.5.2 Interni dalekovod (HR) između transformatorskih stanica Brinje-Lika-Velebit-Konjsko – novi DV 400 kV između Brinja i Konjskog koji zamjenjuje postojeći DV 220 kV s proširenjem TS Brinje i TS Konjsko te nova TS Lika na području Like (na kopnu).

Sukladno europskoj legislativi, projekti koji su stekli status PCI, morali su biti navedeni u tablici projekata desetogodišnjeg plana razvoja ENTSO-E (TYNDP). Za klaster navedenih projekata provedena je procjena troškova i koristi sukladno tzv. CBA (eng. Cost Benefit Analysis) metodologiji koju je izradio ENTSO-E.

Nažalost, kako je prije spomenuto, daljnji razvoj događaja na europskoj sceni nije pogodovao realizaciji ovih projekata u razdoblju neposredno iza 2020. godine, kako je prvobitno planiralo. Naime, Europska Komisija je 18. studenog 2015. donijela novu odluku o aktualnoj PCI listi (*ANNEX VII - amending Regulation (EU) No 347/2013 of the European Parliament and of the Council, as regards the Union list of Projects of Common Interest*) kojom ove investicije nisu više na PCI listi EU, jer ne obuhvaćaju dvije zemlje članice EU!

Kako su time izgubile neophodan uvjet za eventualno dobivanje sredstava iz EU fondova, što je bio prethodni plan i uvjet planiranog početka izgradnje, ove se investicije u aktualnom planu moralo odgoditi sukladno procijenjenim raspoloživim vlastitim sredstvima HOPS-a za sve planirane investicije za desetogodišnje razdoblje.

Stoga se planira početak izgradnje ovih projekata oko 2023. godine, te završetak u periodu iza 2025. godine. Interkonekcija s BiH se stoga odgađa za razdoblje iza 2025. godine.

Prva lista projekata od zajedničkog europskog interesa-PCI objavljena je u studenom 2013.g. na stranicama Europske komisije. Prilikom prijave za prvu PCI listu (srpanj 2012.g.) kandidiralo se 6 pojedinačnih investicija koje su posljedično uvrštene u TYNDP 2014 te čine projekt (klaster 136) za koji je provedena procjena troškova i koristi. Rokovi izgradnje navedeni u TYNDP 2014 istovjetni su rokovima navedenim u prijavi za 1. PCI listu.

Gore navedeni projekt ne nalazi se na drugoj PCI listi koja je objavljena u studenom 2015.g. te je zbog toga odlučeno da se produži rok za njegovu realizaciju do 2030.g., kako je već naprijed izloženo. U ovom nacionalnom 10g planu navode se 3 investicije koje su u biti istovjetne 6 investicija iz TYNDP 2014. Jedino otvoreno pitanje, koje se planira riješiti studijom izvodljivosti, jest da li će se graditi jedna TS Lika/Brinje II ili dvije TS – TS 400/x kV Lika i TS 400/x kV Brinje.

Godine 2015. objavljen je Regionalni investicijski plan kontinentalne jugoistočne Europe koji će biti sastavni dio TYNDP 2016, a čija se objava očekuje do kraja godine. Kako se je očekivalo da će projekt 136 biti i na drugoj PCI listi u upitniku koji je dostavljen ACER-u u travnju 2015.g. HOPS navodi da će rokovi izgradnje biti sljedeći: dionica Brinje – Konjsko revitalizacija na 400 kV napon – dovršetak 2021.g., novi DV 400 kV Lika – Banja Luka – dovršetak 2022.g. Navedeni rokovi korišteni su posljedično za TYNDP 2016.

Navedeni projekt ne nalazi se na drugoj PCI listi koja je objavljena u studenom 2015.g. te je zbog toga odlučeno da se produži rok za njegovu realizaciju do 2030.g., kako je prije navedeno u ovom nacionalnom 10g planu.

U proljeće 2015.g. ENTSO-E je radio tzv. „Common planning studies - CPS” korištenjem europskog modela i programskog paketa za tržište električne energije za viziju 4. Europska zelena revolucija – 2030.g. CPS su pokazale da je nužno povećati bilateralne prijenosne kapacitete između Srbije i Hrvatske te BiH i Hrvatske. Zbog toga su za TYNDP 2016 nominirane investicije:



- Rekonstrukcija postojećeg na 400 kV DV Đakovo – Tuzla (Gradačac) ;
- Izgradnja novog DV 400 kV Ernestinovo – Sombor.

Obje investicije nominirane su u TYNDP 2016 za izgradnju s početkom 2030.g. i kasnije. Razlozi uvrštavanja navedenih projekata u TYNDP 2016 proizlaze upravo iz rezultata CPS za viziju 4. Europska zelena revolucija – 2030.g.

Obzirom da su svi projekti između Hrvatske (zemlja članica EU) i Srbije i BIH (koje nisu članice EU), tek treba razmotriti mogućnost njihove kandidature za buduću PCI listu.

U travnju ove 2016. g., HOPS je prijavio sljedeći projekt na PEI listu (eng. Projects of Energy Community Interest) i PMI listu (eng. Project of Mutual Interest) Energetske zajednice:

- Transformatorska stanica 400/220 kV Brinje (Hrvatska)
- Transformatorska stanica 400/110 kV Lika (Hrvatska)
- Dalekovod 400 kV Lika-Brinje (Hrvatska)
- Dalekovod 400 kV Banja Luka (Bosna i Hercegovina) – Lika (Hrvatska)
- Dalekovod 400 kV Lika – Velebit (Hrvatska)
- Dalekovod 400 kV Konjsko – Velebit (Hrvatska)

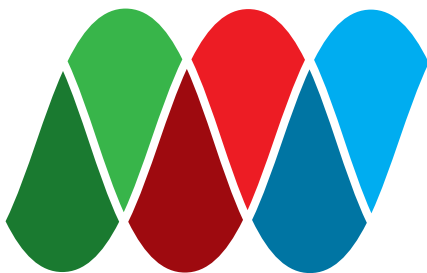
S druge strane, već spomenutom odlukom EC od 18. studenog 2015. (ANNEX VII - amending Regulation (EU) No 347/2013 of the European Parliament and of the Council, as regards the Union list of Projects of Common Interest), pod točkom 10.3, jedan drugi hrvatski projekt je uvršten na PCI listu!

Radi se o projektu pod nazivom SINCRO.GRID, kojeg je HOPS osmislio i pokrenuo zajedno s slovenskim operatorom prijenosnog sustava (ELES) i operatorima distribucijskih sustava Hrvatske i Slovenije (HEP-ODS i SODO), te su ga nominirali za PCI listu, u čemu su operatori sustava Slovenije i Hrvatske, dviju zemalja članica EU, u potpunosti uspjeli.

HOPS (kao i ELES na slovenskoj strani) namjerava oko 50 % financijskih sredstva potrebnih za projekt namaknuti iz odgovarajućih fondova EU (CEF fond), te trenutno radi na procesu prijave traženja sredstava iz EU fondova. Detaljniji opis projekta **SINCRO.GRID** je dan u prethodnim poglavljima.

# 7.

**PLAN RAZVOJA SUSTAVA  
VOĐENJA EES-A  
I PRATEĆE ICT  
INFRASTRUKTURE**



## 7. PLAN RAZVOJA SUSTAVA VOĐENJA EES-A I PRATEĆE ICT INFRASTRUKTURE

### 7.1. UVOD

Kontinuirani razvoj sustava vođenja EES-a i pratećih ICT sustava garancija je očuvanja njegove sigurnosti, funkcionalnosti i stabilnosti. To podrazumijeva nadogradnju i modernizaciju postojećih sustava, te primjenu suvremenih tehnologija i novih računalnih alata. Nadalje, razvoj tržišta električnom energijom moguće je provesti intenzivnim korištenjem i primjenom moderne ICT tehnologije.

Plan razvoja i izgradnje prijenosne mreže u dijelu koji se odnosi na informacijsko komunikacijske tehnologije HOPS-a izrađen je na temelju dosadašnjih razvojnih planova i aktivnosti. Izgradnja mrežnih centara i ICT procesnih podsustava mora slijediti izgradnju prijenosne mreže, zahtjeve ENTSO-E, promjene zakonske regulative, bilateralne sporazume između susjednih operatora i omogućiti uključanje novih objekata u sustav daljinskog vođenja, sigurno vođenje cijelog elektroenergetskog sustava i djelovanje tržišta električnom energijom.

Planove za srednjoročni period razvoja procesne i poslovne informatike nije moguće kvalitetno pripremiti zbog brzih tehnoloških promjena sistemskih koncepcija i tehnologija na području ICT-a kao i značajnih promjena u životnom ciklusu korištenja opreme. Predloženi plan u najboljoj namjeri nastavlja već prije započetu inicijativu osiguravanja cjelovite potpore procesne informatike u poslovanju HOPS-a na operativnom taktičkom i strateškom nivou.

Najviši prioritet pridijeljen je projektu modernizacije mrežnih centara prijenosne mreže uključivo i svih neophodno potrebnih aktivnosti i zahvata u elektroenergetskim objektima i telekomunikacijskoj mreži. Modernizacija mrežnih centara ima strateški značaj ne samo za HOPS, nego za cjelokupni razvoj i sigurnost rada hrvatskog elektroenergetskog sustava, te djelovanje i razvoj tržišta električnom energijom u Hrvatskoj.

### 7.2. PLAN 2017. – 2026.

Planom razvoja i izgradnje informacijskih tehnologija procesnog sustava HOPS-a za sljedeće desetgodišnje razdoblje predviđeno je:

- Nastavak modernizacije i razvoja SCADA/EMS/AGC/OTS sustava u svim centrima prijenosne mreže i njihova kontinuirana nadogradnja i proširenje,
- Razvoj i instalacija aplikacija i programskih sustava za nadzor rada obnovljivih i distribuiranih izvora energije u skladu s novim zahtjevima u okruženju,
- Zamjena i nadogradnja sustava neprekidnog napajanja u NDC,
- Nadogradnja platformi za razvoj i testiranje,
- Tržišne funkcija – potpora djelovanju tržišta električnom energijom, trajna nadogradnja dodavanjem novih funkcionalnosti i aplikacija u skladu s donošenjem novih pravilnika, usvajanja zakonske regulative i sklapanja bilateralnih sporazuma sa susjedima,
- Izgradnja i uspostava sustava za praćenje rada agregata u primarnoj regulaciji,
- Unapređenje sustava za razmjenu podataka i analizu sigurnosti (Common tool for data exchange and n-1 security assessment – CTDS) u okviru TSC-a,
- Implementaciju zajedničkog modela podataka (CDM) i nastavno CGMES u NDC,
- Nadogradnja i proširenje sustava za upravljanje mrežom i sigurnošću za procesni sustav,
- Nadogradnja i proširenje sustava nadzora EES-a u realnom vremena (WAMS) i postupni prijelaz

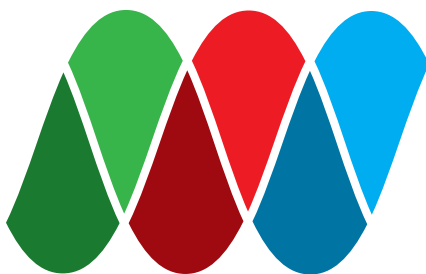
prema smart grid tehnologiji i aplikacijama,

- Proširenje sustava sekundarne regulacije radne snage i frekvencije i uključanje novih elektrana,
- Modernizacija poslovno tehničkog i poslovnog informacijskog sustava te dodavanje novih aplikacija za cjelovitu potporu odvijanju svih poslovnih procesa,
- Nadogradnja i proširenje izvještajnih sustava HOPS-a,
- Opremanje rezervnog dispečerskog centra sa svim funkcionalnostima,

Proširenje i nadogradnja komunikacijskog sustava i procesnog LAN-a u EE objektima isključivo za potrebe procesnog sustava.

# 8.

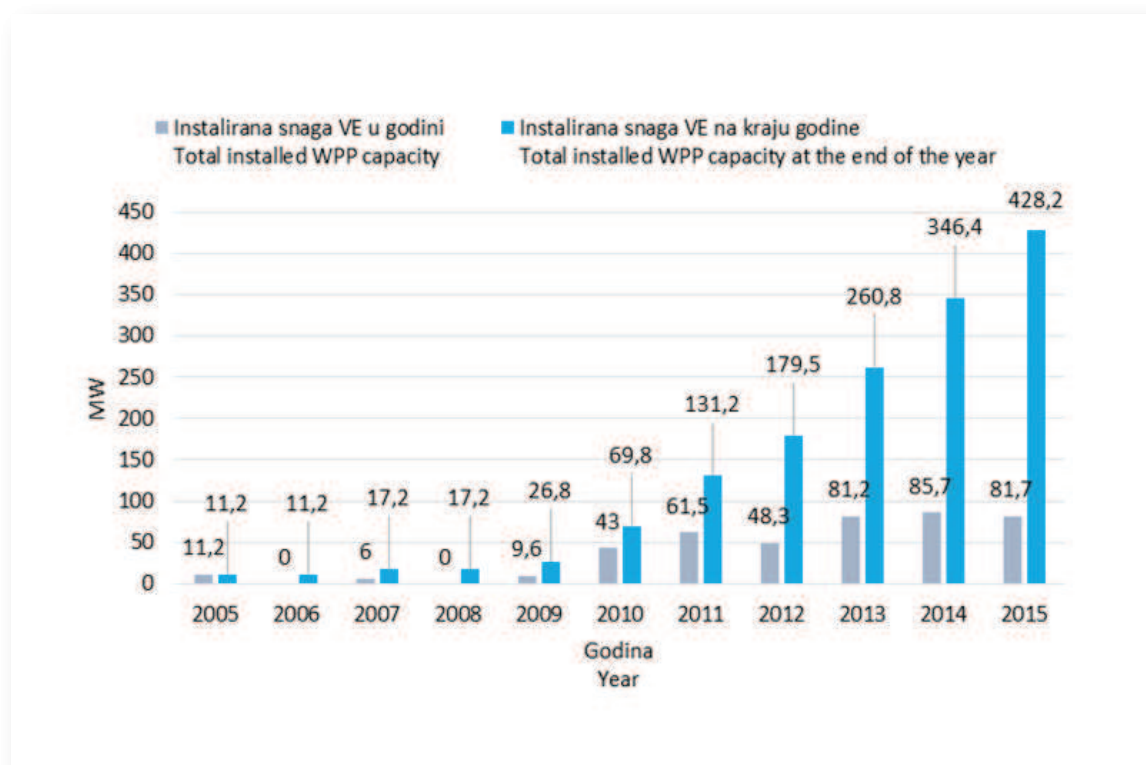
## **MOGUĆNOSTI PRIHVATA I TROŠKOVI INTEGRACIJE VJETROELEKTRANA U EES**



## 8. MOGUĆNOSTI PRIHVATA I TROŠKOVI INTEGRACIJE VJETROELEKTRANA U EES

Integracija VE u hrvatski elektroenergetski sustav dovodi do dodatnih zahtjeva u pogledu vođenja sustava i dimenzioniranja elektroenergetske mreže, što je zakonska odgovornost HOPS-a. Do sad izvršene analize upućuju da do razine integracije od oko 800 MW neće biti potrebni veći zahvati u prijenosnoj mreži u pogledu izgradnje novih vodova i TS (za veće razine integracije HOPS planira primijeniti princip „zonskog priključka“), no značajno se povećavaju zahtjevi na osiguravanje pomoćnih usluga sekundarne i/ili brze tercijarne regulacijske rezerve (regulacija snage i frekvencije) čija je mogućnost dobave sa strane HOPS-a u ovom trenutku ograničena, budući da te pomoćne usluge unutar EES RH može pružiti samo HEP – Proizvodnja, odnosno trenutno ne postoji način nabave tih usluga na tržištu.

Na slici 8.1. prikazana je vremenska dinamika dosadašnje izgradnje VE U Hrvatskoj. Temeljem odredbi novog Zakona o tržištu električne energije (Čl. 48. ZOTEE - NN 102/15), kojim su van snage stavljeni „Kriteriji za uvrštenje projekata vjetroelektrana na listu za priključenje na elektroenergetsku mrežu“ (HOPS, 20. veljače 2012.) i „Postupovnik izdavanja prethodne elektroenergetske suglasnosti za vjetroelektrane te opći uvjeti ugovora o priključenju vjetroelektrana na elektroenergetsku mrežu“, te naloženo HOPS-u sklopiti ugovore o priključenju vjetroelektrana koje su do stupanja na snagu novog ZOTEE sklopile ugovor o otkupu električne energije s HROTE-om, trenutno ugovore o priključenju na prijenosnu mrežu imaju vjetroelektrane ukupne snage 744 MW.



Slika 8.1. Vremenska dinamika dosadašnje izgradnje VE u Hrvatskoj

Mogućnosti povećanja prihvata VE u EES RH ovisit će o nizu faktora, među kojima su najvažniji:

- Osiguranje dovoljne P/f regulacijske rezerve koju može nabaviti HOPS i uređenje odnosa u pogledu pružanja i naplate pomoćnih usluga (odgovorni subjekti HOPS i HEP – Proizvodnja, u budućnosti i ostali tržišni sudionici).
- Uključivanje OiE u mehanizam uravnoteženja.
- Poboljšavanje kvalitete prognoze proizvodnje VE i konzuma
- Provedba ovlasti HOPS-a za ograničavanje proizvodnje VE u slučaju ugrožavanja sigurnosti pogona sustava.
- Dugoročna izgradnja KTE i RHE na tržišnim principima.

Provedba prethodno navedenih mjera ne ovisi samo o HOPS-u već ovisi i o ostalim relevantnim subjektima u RH.

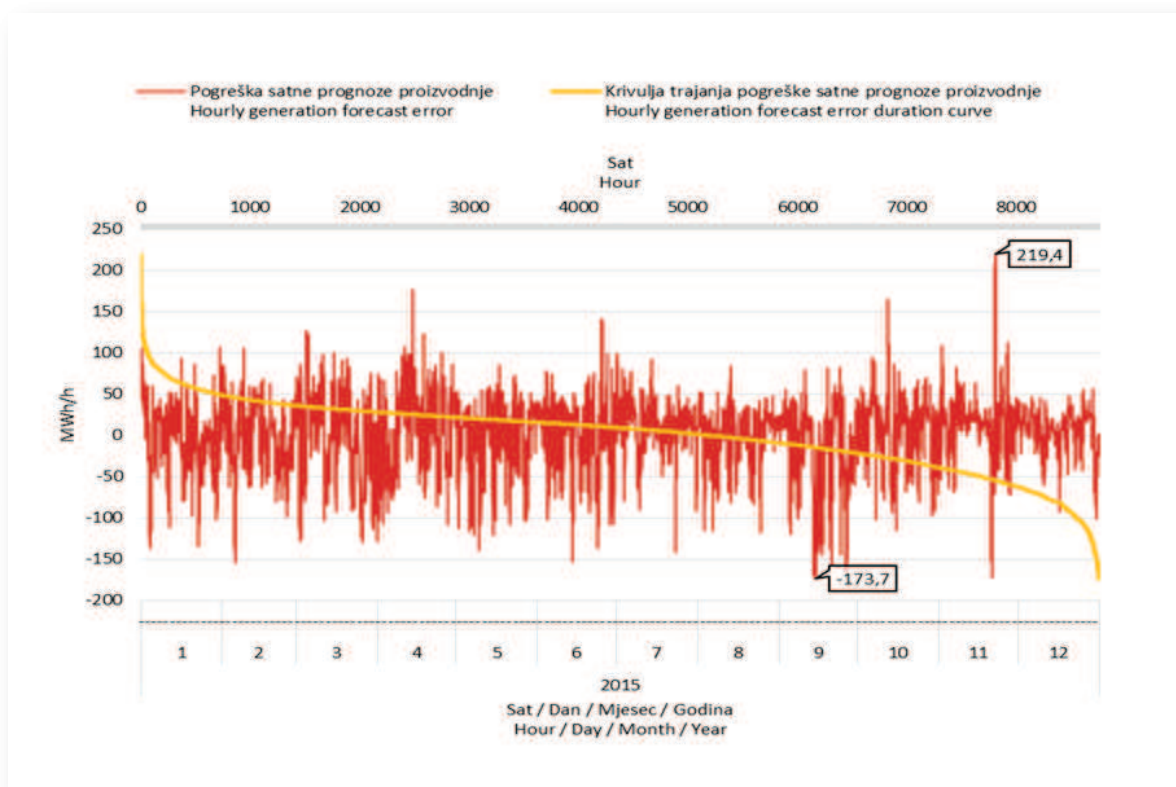
Osim u tehničkom pogledu, integracija VE u hrvatski EES izaziva troškove i investicijska ulaganja koji se izravno ili neizravno tiču poslovanja HOPS-a. To su, pored investicijskih ulaganja u dodatna pojačanja prijenosne mreže, troškovi osiguravanja dodatnih pomoćnih usluga i dodatni troškovi energije uravnoteženja.

Mogućnosti povećanja prihvata VE u EES RH ovisit će prvenstveno o mogućnostima nabave pomoćnih usluga sekundarne i brze tercijarne P/f regulacije u budućnosti, pri čemu će od presudne važnosti za HOPS biti i odstupanja prognozirane i ostvarene proizvodnje vjetroelektrana, odnosno mehanizmi energije uravnoteženja i snage regulacije.

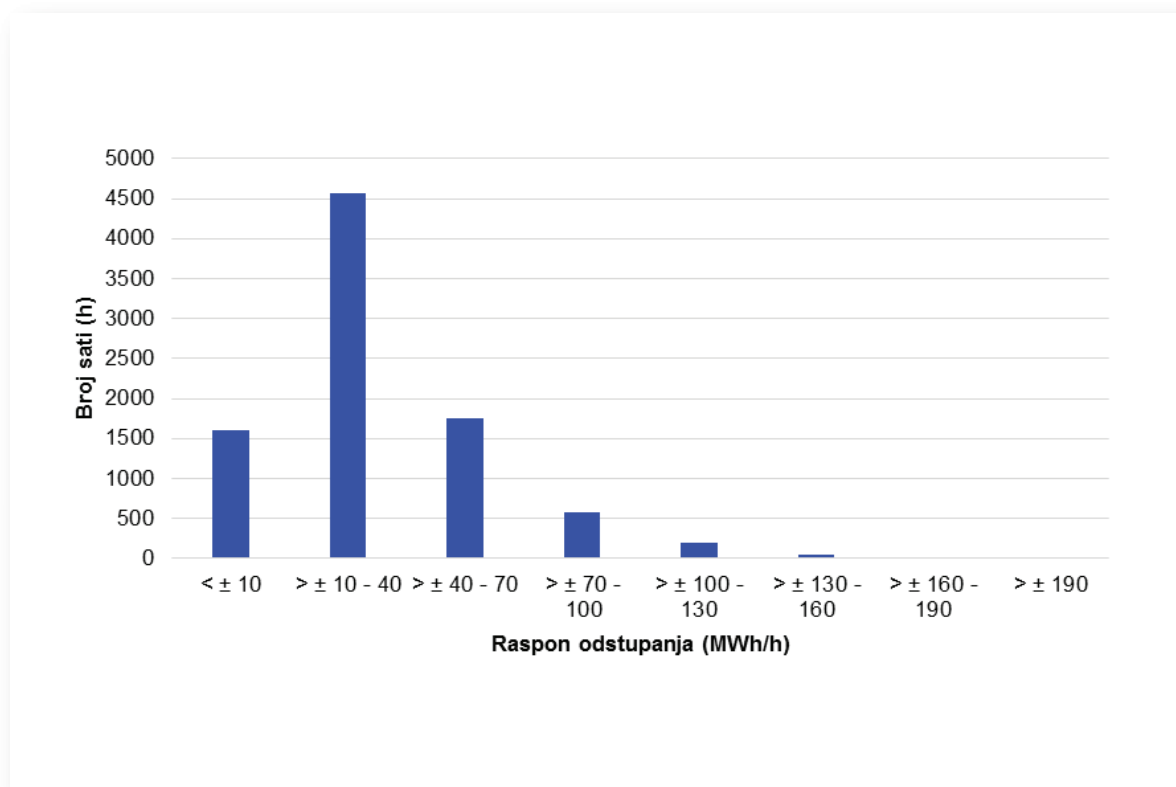
Podaci iz 2015. godine ukazuju da je HOPS planirao proizvodnju VE s prosječnom pogreškom od 9,81 % instalirane snage VE, te je vidljiv napredak, odnosno trend smanjenja pogreške prognoze u razdoblju od 2011. godine (kada je prognoza započela) do 2015. godine.

Za buduće scenarije integracije VE raspon ukupnih troškova sekundarne i tercijarne regulacije za uravnoteženje najviše ovisi o instaliranoj snazi VE i prosječnoj pogrešci planiranja proizvodnje VE. Obzirom da nakon 01.01.2017. godine stvarnu obavezu planiranja proizvodnje VE preuzima HROTE, za iznos troška uravnoteženja (koji je rashod u poslovanju HOPS-a) od velike će važnosti biti točnost prognoze HROTE-a.

Na slici 8.2. prikazana su zabilježena odstupanja između prognozirane i ostvarene proizvodnje svih VE u 2015. godini.



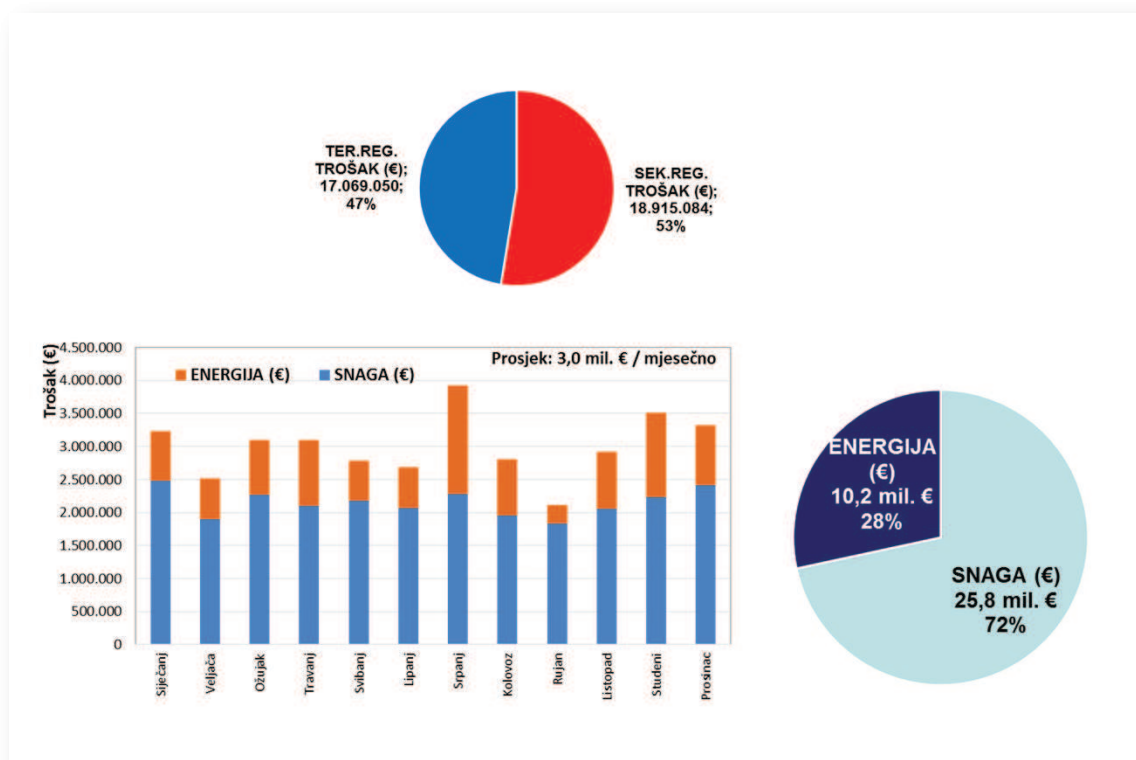
8.2. Razlike između prognozirane i ostvarene proizvodnje svih VE u 2015. godini



Slika 8.3. Razlike između prognozirane i ostvarene proizvodnje VE u 2015. godini



Tijekom 2015. godine za potrebe uravnoteženja sustava HOPS je s HEP Proizvodnjom ugovorio sekundarnu i tercijarnu regulaciju na način da se rezerva snage plaća „fiksno“ dok se energija uravnoteženja plaća „varijabilno“ ovisno o aktiviranoj (izmjerenoj) vrijednosti regulacijske energije. **Ukupan trošak uravnoteženja u 2015. godini iznosio je 36 mil. €** od čega je **fiksni dio** troška uravnoteženja (rezerva snage) iznosio **25,8 mil. € (78%)** a varijabilni dio troška (aktivacija) iznosio **10,2 mil. € (28%)**, što je grafički prikazano na slici 8.4.

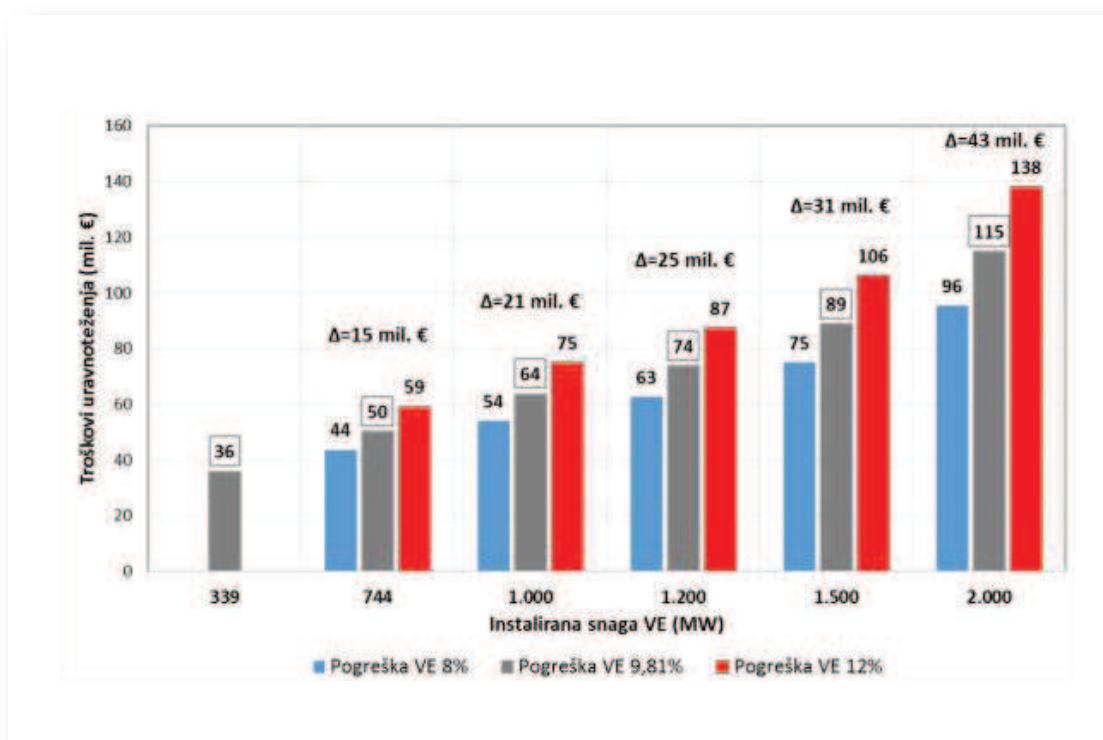


Slika 8.4. Trošak pomoćnih usluga HOPS-a u 2015. godini za uravnoteženje EES

Očekivana odstupanja u budućnosti ukazuju da bi nakon integracije 744 MW u VE prosječna apsolutna pogreška prognoze konzuma i vjetra porasla sa sadašnjih 43 MWh/h na 78 MWh/h (uz istu prosječnu pogrešku prognoze VE), odnosno u rasponu od 65 do 93 MWh/h (uz prosječne pogreške prognoze VE od 8 % do 12 %). Uz pretpostavku da bi u svakom satu bila raspoloživa sekundarna rezerva koja odgovara ENTSO-E formuli, dok bi sva dodatna satna odstupanja pokrivala tercijarna rezerva za uravnoteženje (uz pokriveno 99 % svih odstupanja godišnje), pri integraciji 744 MW u VE potrebna rezerva tercijarne regulacije za uravnoteženje iznosila bi  $\pm 223$  MWh/h (u odnosu na sada ugovoreni  $\pm 120$  MWh/h) za istu prosječnu pogrešku prognoze VE, odnosno u rasponu od  $\pm 179$  MWh/h do  $\pm 284$  MWh/h (uz prosječne pogreške 8 % i 12 % instalirane snage VE).

Radi integracije VE ukupne snage 744 MW procjenjuje se da će ukupni troškovi sekundarne i tercijarne P/f regulacije porasti na oko 50 milijuna € s postojeće razine od 36 milijuna € ako se održi ista prosječna pogreška prognoze VE nakon što ju preuzme HROTE (u odnosu na postojeću prognozu HOPS-a). Detaljnije je predmetna problematika predočena u studiji „Mogućnosti prihvata obnovljivih izvora energije u hrvatski elektroenergetski sustav“ (EIHP, svibanj 2016.) čiji je sažetak [28] javno objavljen na web stranicama HOPS-a.

Usporedba procjene ukupnih troškova uravnoteženja za druge scenarije integracije VE (1000 MW, 1200 MW, 1500 MW i 2000 MW) prema [28] prikazana je sumarno na slici 8.5.



Slika 8.5. Raspon ukupnih troškova sekundarne i tercijarne regulacije za uravnoteženje ovisno o instaliranoj snazi VE i prosječnoj pogrešci predviđanja proizvodnje VE – prema [28]

Integracijom VE ukupne snage 1000 MW zahtjev na tercijarnu rezervu snage porastao bi na  $\pm 316$  MWh/h a ukupni troškovi uravnoteženja porasli bi s postojeće razine od 36 mil. € na oko 64 mil. € uz istu prosječnu pogrešku prognoze VE (9,81%) nakon što obvezu prognoze proizvodnje preuzme HROTE.

U svim scenarijima integracije VE pretpostavljeno je da se 99% svih odstupanja može uravnotežiti unutar sustava, stoga 1% najvećih odstupanja ostaje uravnoteženo izvan hrvatskog sustava. Dodatno, trošak uravnoteženja procijenjen je korištenjem istih jediničnih cijena koje je HOPS ugovorio za 2015. godinu i realno je očekivati da će rastom zahtjeva na tercijarnu rezervu snage rasti i cijena po kojoj se ista može pružiti.

Radi integracije VE ukupne snage 1000, 1200 ili 1500 MW procjenjuje se da će ukupni troškovi sekundarne i tercijarne P/f regulacije za uravnoteženje porasti na oko 64, 74 ili 89 milijuna € ako se održi ista prosječna pogreška prognoze VE nakon što ju preuzme HROTE (u odnosu na postojeću prognozu HOPS-a)..

Zaključno se može konstatirati da značajnija integracija VE u EES Hrvatske podrazumijeva značajno povećanje troškova za pomoćne usluge sekundarne regulacije i tercijarne regulacije za uravnoteženje koje sada HOPS plaća pružatelju pomoćnih usluga (HEP Proizvodnja) temeljem bilateralnih ugovora.

Većom integracijom VE povećati će se značajno troškovi tercijarne rezerve za uravnoteženje, a ti troškovi povećati će svoj udio u ukupnim troškovima za uravnoteženje (značajna će biti izdvajanja za sekundarnu i tercijarnu regulacijsku rezervu, dok će troškovi za energiju proizvedenu u sekundarnoj i tercijarnoj regulaciji za uravnoteženje umjerenije porasti).

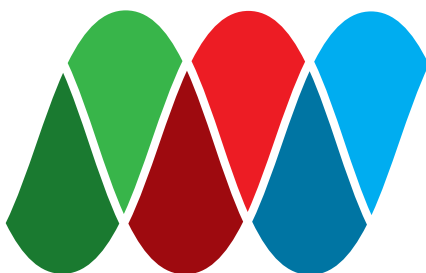
Potrebno je naglasiti da niti jedna od nabrojanih kategorija troškova ne bi smjela opterećivati poslovanje HOPS-a koji je u obvezi pružati usluge svim korisnicima prijenosne mreže na nediskriminirajući način.

Temeljem svih provedenih analiza razvidno je da je za mogućnost buduće veće integracije vjetroelektrana od presudne važnosti sljedeće:

1. Povećanje integracije VE potrebno je u budućnosti provoditi postupno, uz odgovarajuće pripreme i analize dotadašnjeg utjecaja izgrađenih VE na pogon sustava.
2. Osigurati provođenje odgovarajućeg mehanizma uravnoteženja u kojem bi trebali sudjelovati svi subjekti odgovorni za odstupanje te osigurati odgovarajuću naknadu za prijenos u cilju pokrivanja troškova uravnoteženja VE koje neće ugrožavati poslovanje HOPS-a.
3. Dinamiku integracije VE potrebno je uskladiti s procesom povećanja kvalitete prognoze proizvodnje VE, odnosno prognozu proizvodnje VE potrebno je kontinuirano unaprjeđivati.
4. Za određenu razinu integracije VE potrebno je ugovoriti dostatnu sekundarnu i tercijarnu P/f rezervu za uravnoteženje, ukoliko su iznosi iste tehnički i ekonomski dostupni od strane pružatelja tih usluga u RH, odnosno ukoliko bilo koji pružatelj tih usluga može i želi ugovoriti te usluge s HOPS-om.
5. HOPS treba koristiti i druge mehanizme uravnoteženja sustava, na primjer sudjelujući na unutardnevnom (likvidnom!) tržištu električne energije u RH i tržištu uravnoteženja (jednom kada i ako bude organizirano).
6. Veća integracija VE (okvirno snage veće od 1000 MW) osim u pogledu uravnoteženja sustava ima značajan utjecaj i na potrebna pojačanja prijenosne mreže, stoga HOPS na vrijeme treba organizirati i administrativno pripremiti izgradnju potrebnih pojačanja mreže, u smislu upisivanja neophodnih novih vodova i transformatorskih stanica u prostorne planove, definiranje trasa, rješavanje imovinsko-pravnih odnosa na trasama ili lokacijama prijenosnih objekata, izradi projektne dokumentacije i drugom.

# 9.

## **PROVOĐENJE MJERA ENERGETSKE UČINKOVITOSTI U PRIJENOSNOJ MREŽI**



## 9. PROVOĐENJE MJERA ENERGETSKE UČINKOVITOSTI U PRIJENOSNOJ MREŽI

### 9.1. ZAKONSKE OBVEZE HOPS-A ZA POBOLJŠANJE ENERGETSKE UČINKOVITOSTI

Zakonom o tržištu električne energije (NN 22/13, 95/15, 102/15), koji je na snazi od 03.10.2015., člankom 30. stavak 39., propisana je obveza operatora prijenosnog sustava da prilikom donošenja desetogodišnjeg plana razvoja prijenosne mreže definira iznos godišnje energetske uštede u postotku od prosječne godišnje ukupne isporučene električne energije u prethodne tri godine, te pri tome uzme u obzir upravljanje potrošnjom i distribuiranu proizvodnju, koji mogu eventualno odgoditi potrebu za pojačanjem prijenosne mreže.

Donošenjem Zakona o energetske učinkovitosti (NN 127/14) se u zakonodavstvo Republike Hrvatske prenijela Direktiva 2012/27/EU Europskog parlamenta i Vijeća od 25. listopada 2012. o energetske učinkovitosti. Tim se zakonom uređuje područje učinkovitog korištenja energije, donošenje planova na lokalnoj, područnoj (regionalnoj) i nacionalnoj razini za poboljšanje energetske učinkovitosti te njihovo provođenje, mjere energetske učinkovitosti, obveze energetske učinkovitosti, obveze regulatornog tijela za energetiku, operatora prijenosnog sustava, itd.

Odredbe iz članka 16. stavka 4. Zakona o energetske učinkovitosti obuhvaćaju procjenu potencijala za povećanje energetske učinkovitosti infrastrukture za električnu energiju (prijenosne i distribucijske mreže), koja obuhvaća analizu mogućnosti primjene različitih mjera i naprednih tehnologija za povećanje energetske učinkovitosti u mrežama, kao što su:

- smanjenje tehničkih gubitaka u prijenosnoj i distribucijskoj mreži i
- učinkovitiji pogon postojećih objekata u mreži, što može dovesti do eventualnog smanjenja gubitaka u prijenosnoj i distribucijskoj mreži ali i ukupno potrebnih ulaganja u nove objekte prijenosne i distribucijske mreže.

U trećem Nacionalnom akcijskom planu energetske učinkovitosti RH za razdoblje 2014. do 2016. godine, koji je izrađen prema predlošku koji je utvrdila Europska komisija i kojeg se pridržavaju države članice Europske unije, HOPS je predložio i provodio mjere poboljšanja energetske učinkovitosti, kao što su zamjena dionica podmorskih kabela i energetskih transformatora s ciljem smanjenja gubitaka električne energije. Za razdoblje 2014. do 2016. godine, procijenjena godišnja energetska ušteda je bila oko 0,03 % prosječne ukupne isporučene el. energije.

Trenutno je u pripremi izrada četvrtog Nacionalnog akcijskog plana energetske učinkovitosti RH za razdoblje 2017. do 2019. godine, u kojem HOPS predlaže i planira provesti slijedeće mjere poboljšanja energetske učinkovitosti:

- zamjene starih energetskih transformatora s novima transformatorima manjih gubitaka
- revitalizacije starih dalekovoda s zamjenom vodiča, upotrebom visokotemperaturnih vodiča malih provjesa (HTLS vodiči) te većim presjekom aluminijskog plašta odnosno manjim gubicima
- optimiranje vođenja pogona EES-a i pojedinih elemenata
- Za razdoblje 2017. do 2019. godine, procjenjuje se da će godišnja energetska ušteda biti oko 0,07 % prosječne ukupne isporučene el. energije.

## 9.2. GUBICI U PRIJENOSU ELEKTRIČNE ENERGIJE U HRVATSKOJ

Do gubitaka u prijenosu električne energije dolazi prvenstveno radi prolaska struje kroz vodiče nadzemnih vodova, podzemnih i podmorskih kabela, te energetskih transformatora (uz gubitke radi magnetiziranja jezgre istih), ali i radi ostalih postrojenja unutar prijenosne mreže poput kompenzacijskih uređaja, napajanja sekundarnih sustava unutar transformatorskih stanica, mjerne opreme, i sličnog.

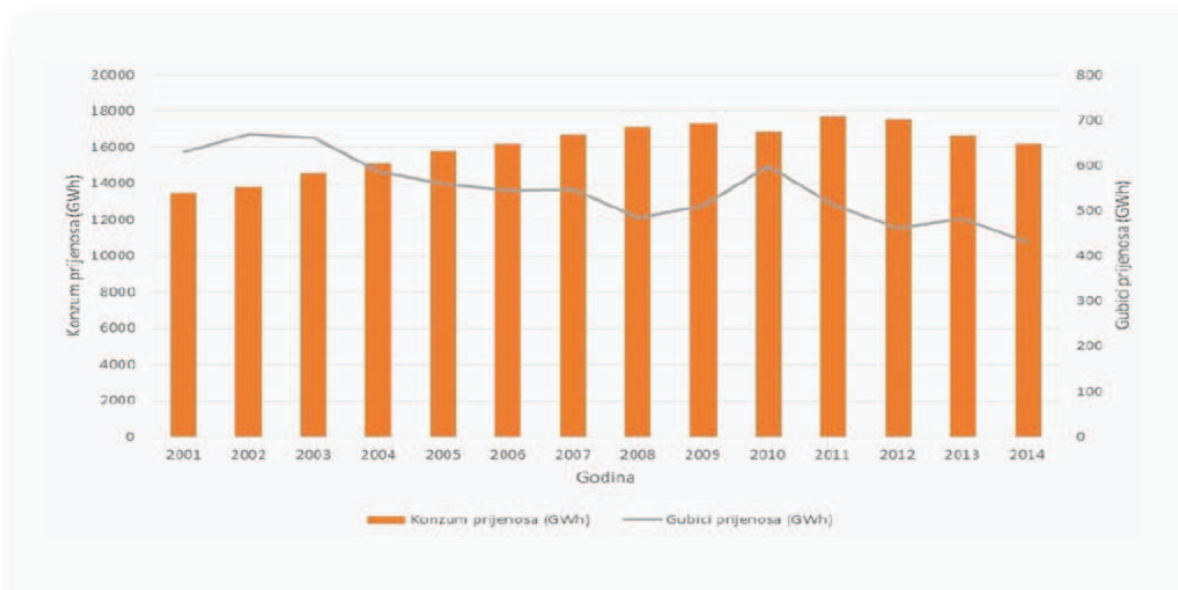
Najveći je udio gubitaka radi prolaska struja kroz vodiče i radi magnetiziranja jezgri velikih energetskih transformatora. Budući da su gubici proporcionalni kvadratu iznosa struje i djelatnom otporu vodiča, mjerama energetske efikasnosti nastoji se utjecati na te dvije veličine, bilo kroz dodatna financijska ulaganja u zamjenu vodiča i opreme, bilo kroz vođenje elektroenergetskog sustava kojim se nastoji utjecati na pojedine parametre pogona (na primjer napone i struje u mreži, tokove aktivne i reaktivne energije kroz pojedine jedinice mreže), te tako minimizirati gubitke u prijenosu električne energije.

Analizama prošlih bilanci hrvatskog EES, kao i izvršenim proračunima, redovno provodanim u HOPS-u, a posebice u zadnje vrijeme, pokazano je da iznos godišnjih gubitaka u prijenosnoj mreži ovisi o čitavom nizu faktora, od kojih su najznačajniji:

- bilanci sustava odnosno godišnjem uvozu i izvozu električne energije, odnosno iznosu tranzita prijenosnom mrežom,
- potrošnji električne energije od strane domaćih kupaca,
- angažmanu elektrana u hrvatskom EES, ovisnom o hidrološkim značajkama promatrane godine i stanju na tržištu električne energije,
- ostalim faktorima (raspoloživost mreže, vođenje sustava i dr.).

Ukupni gubici u prijenosnoj mreži na godišnjoj razini za razdoblje 2001.-2015. godina prikazani su detaljnije tablicom 2.2 i slikom 2.5. u poglavlju 2. ovog desetogodišnjeg plana, iz kojih je razvidno da su ukupni gubici prijenosne mreže u Hrvatskoj u zadnjim godinama na razini oko 450 GWh, odnosno oko 2 % ukupno prenesene električne energije, što je uobičajeni prosjek i u većini prijenosnih mreža u EU.

Na slici 9.1 prikazani su konzum (ukupna potrošnja) i gubici prijenosa u razdoblju 2001.-2014. Iz slike je vidljivo da ne postoji korelacija apsolutnog iznosa gubitaka i ukupne potrošnje, odnosno da gubici nužno ne prate varijacije u konzumu prijenosa. U razdoblju 2001. do 2009. konzum prijenosa je kontinuirano rastao dok su se gubici u prijenosnoj mreži smanjivali, za razliku od posljednjih četiri godine kada s padom konzuma prijenosa dolazi i do relativnog smanjenja iznosa gubitaka u prijenosnoj mreži.



Slika 9.1. Konzum prijenosa te gubici prijenosa električne energije u RH za razdoblje 2001. – 2014. g.

S druge strane, važna karakteristika hrvatske prijenosne mreže, kako s aspekta sigurnosti pogona i održavanja tržišnih aktivnosti, tako i s aspekta gubitaka je izuzetno jaka povezanost sa susjednim elektroenergetskim sustavima. Dok se s jedne strane time značajno povećava sigurnost pogona, s druge strane se zbog tranzita povećavaju gubici u mreži.

Na slici 9.2 prikazani su tranziti prijenosnom mrežom i apsolutni iznos gubitaka u prijenosu u razdoblju 2001.-2014., te je vidljivo da u dijelu tog razdoblja, nakon 2008. godine odnosno nakon nakon rekonekcije dvije zone UCTE, tranziti direktno utječu na iznos gubitaka (porast tranzita uzrokuje porast gubitaka i obrnuto). U razmatranom razdoblju 2001. do 2014. godine tranziti hrvatskom prijenosnom mrežom kretali su se u rasponu od 5 TWh do 9,4 TWh, a u posljednjem petogodištu prosječni iznos tranzita je 6,5 TWh godišnje (tablica 2.2. u poglavlju 2. ovog desetogodišnjeg plana).

### 9.3. MJERE ZA SMANJENJE GUBITAKA U PRIJENOSNOJ MREŽI I NJIHOVI OČEKIVANI UČINCI

Budući da HOPS ne utječe na vozne redove elektrana, proizvodnju vjetroelektrana i ostalih OiE, kao ni tržišne transakcije uključujući uvoz električne energije, te tranzite prijenosnom mrežom za potrebe trećih zemalja, moguć utjecaj HOPS-a na iznos gubitaka u prijenosnoj mreži ograničen je sljedećim mjerama odnosno aktivnostima:

1) Mjere vezane za vođenje pogona EES-a:

- topološke promjene u mreži ovisno o trenutnom pogonskom stanju,
- promjena uklopnog stanja transformatora 400/220 kV, 400/110 kV, 220/110 kV i 110/x kV u vlasništvu/nadležnosti HOPS-a i optimiranje rada transformatora s kosom regulacijom (TS Žerjavinec, TS-HE Senj)
- upravljanje naponima i optimiranje tokova snaga u mreži,
- optimiranje rada generatora (radne točke s faktorom snage u granicama 0,95 -1)

2) Mjere vezane uz kratkoročni i dugoročni razvoj prijenosne mreže

- zamjene starih energetske transformatora s novima transformatorima manjih gubitaka
- revitalizacije starih dalekovoda s zamjenom vodiča, upotrebom HTLS vodiča s većim presjekom aluminijskog plašta odnosno manjim gubicima
- zamjena podmorskih 110 kV kabela
- planirana pojačanja prijenosne mreže (izgradnja novih vodova)
- ugradnja uređaja za kompenzaciju reaktivne energije (VSR, SVC)
- planirana zamjena nadzemnih 110 kV vodova kabelskim vodovima

Upravljanje potrošnjom (Demand-side management) je skup mjera kojima se nastoji postići visoka elastičnost potrošnje na način da kupci brzo reagiraju na trenutnu tržišnu cijenu električne energije, smanjujući svoju potrošnju u razdoblju visoke cijene, te povećavajući potrošnju u razdoblju niske cijene. Međutim, na prijenosnu su mrežu direktno priključeni samo veliki industrijski kupci koji za svoje najčešće energetske intenzivne proizvodne procese trebaju neprekidnu i pouzdanu dobavu električne energije, te ne dozvoljavaju česte i/ili nepredvidljive promjene.

Stoga, HOPS trenutno nema ugovore s kupcima vezane za upravljanje potrošnjom, već se analizira skup mjera za primjenu unutar različitih kategorija kupaca koji se napajaju iz distributivnih mreža, što u konačnici može imati i povoljan utjecaj na smanjenje gubitaka u distribucijskoj, a ograničeno i u prijenosnoj mreži.

U sklopu izrade odgovarajućih studija razvoja prijenosne mreže, provedenim analizama i proračunima analizirani su i gubici odnosno očekivane uštede u gubicima u prijenosnoj mreži, te je procijenjeno da je gore navedenim mjerama u ovom desetogodišnjem planu razvoja moguće očekivati odgovarajuće uštede u gubicima koje su detaljnije prikazane tablicom 9.1.

Tablica 9.1. Procjena mogućih ušteta u gubicima prijenosne mreže u desetogodišnjem razdoblju (2017. – 2026.)

Mjera	Procjena mogućih ušteta u gubicima (GWh / godišnje)		
	2017. – 2019.	2020. - 2022.	2023. – 2026.
Zamjena vodiča na nadzemnim vodovima (HTLS vodiči)	0,1	0,4	0,6
Zamjena podmorskih 110 kV kabela	0	1,4	1,7
Planirana pojačanja mreže	5	17	35
Ugradnja kompenzacijskih uređaja (2xVSR + 1x SVC)	0	-3,4	-3,5
Planirane zamjene energetske transformatora	0,2	0,3	0,4
Planirano kabliranje nadzemnih vodova 110 kV	0	0,4	0,5
Optimiranje tokova snaga	0,8	0,7	0,7
Optimiranje rada generatora	3,0	5,7	6,8
Optimiranje rada energetske transformatora	7,1	8,1	9,3
SUMA PRIMJENE SVIH MJERA (GWh / godišnje)	16,2	30,6	51,5



Prema tim procjenama proizlazi da je u razdoblju 2016. – 2019. godine moguće očekivati godišnju uštedu u gubicima električne energije oko 16 GWh godišnje, u razdoblju 2020. – 2022. godine oko 30 GWh godišnje, a u razdoblju od 2023. do 2026. godine oko 51 GWh godišnje.

Prema tablici 2.2 u poglavlju 2. ovog desetogodišnjeg plana, prosječna godišnja ukupno isporučena električna energija prijenosne mreže (ukupna potrošnja ili konzum + tranzit) u zadnje tri godine (2013. - 2015.) iznosila je 22 723 GWh, što za naredno trogodišnje razdoblje (2017. – 2019.) daje slijedeću očekivanu godišnju uštedu:

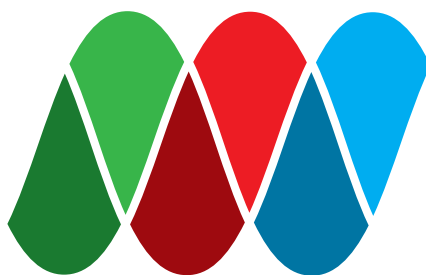
Očekivana godišnja ušteta (2017.-2019.) =  $16,2 \times 100 / 22\ 723 = 0,07 \%$

S obzirom da se uz planirani porast potrošnje (opterećenja) očekuje i porast gubitaka u prijenosu, očekivane uštede od primjene pojedinačnih mjera djelomično će kompenzirati očekivani porast gubitaka u mreži, što znači da je moguće uz određene pretpostavke (na primjer bez značajnijeg povećanja tranzita preko hrvatske prijenosne mreže u budućnosti, na što HOPS ne može utjecati, odnosno može vrlo ograničeno utjecati) očekivati da se gubici i u budućnosti kreću oko 2 % ukupno prenesene električne energije prijenosnom mrežom.

Do daljnjeg smanjenja gubitaka u budućnosti može doći razvojem novih i energetski efikasnijih tehnologija, te daljnjom revitalizacijom i izgradnjom mreže koristeći vodiče najnovije generacije s manjim električnim otporom, odnosno manjim gubicima.

# 10.

**PROCJENA INVESTICIJSKIH  
ULAGANJA U IZGRADNJU  
OBJEKATA PRIJENOSNE  
MREŽE U DESETOGODIŠNJEM  
RAZDOBLJU**



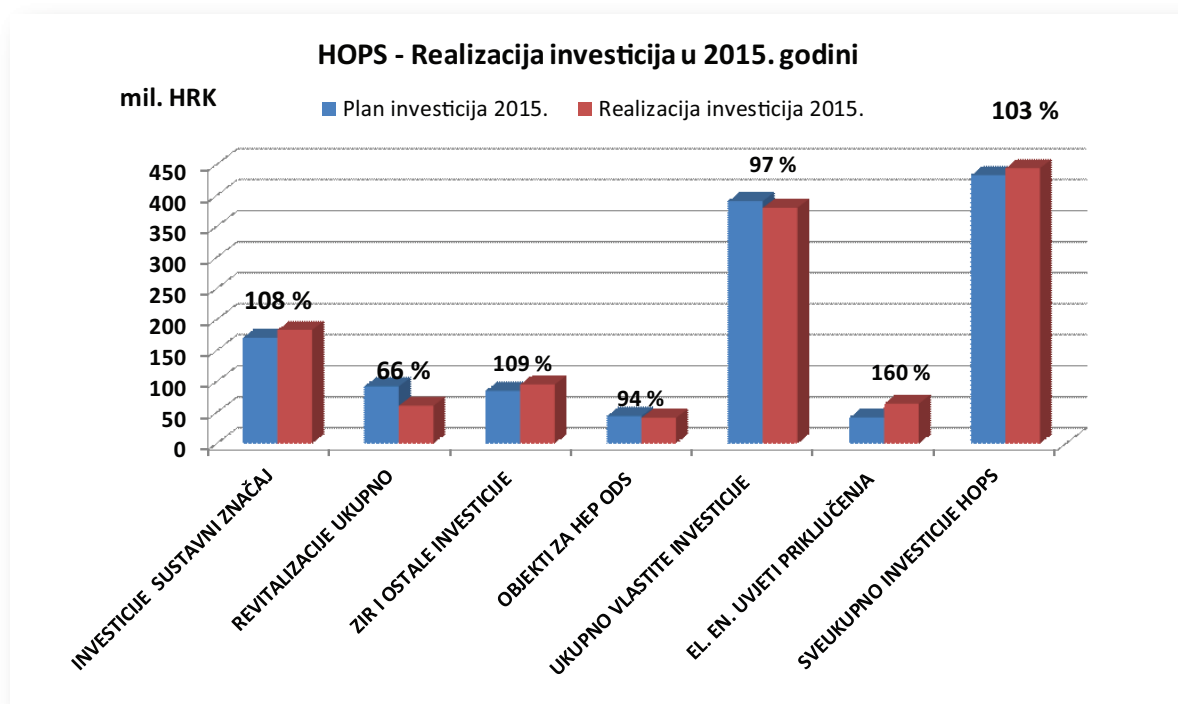
## 10. PROCJENA INVESTICIJSKIH ULAGANJA U IZGRADNJU OBJEKATA PRIJENOSNE MREŽE U DESETOGODIŠNJEM RAZDOBLJU

### 10.1. PREGLED REALIZACIJE PLANA INVESTICIJA 2015. GODINE

Odlukom Uprave Društva broj 69.7.14. od 01. listopada 2014. godine, usvojen je Plan investicija Hrvatskog operatora prijenosnog sustava d.o.o. za 2015. godinu u iznosu od 432.492.086 HRK. Nadzorni odbor Društva je Odlukom broj: 35.4.14 od 06. listopada 2014. godine dao suglasnost na isti.

Plan je na dan 31. prosinca 2015. godine realiziran u iznosu od 443.861.239 HRK ili 102,6% u odnosu na nominalni plan koji je donijela Uprava Društva.

Pregled realizacije Plana investicija 2015. godine po stavkama odnosno strukturi investicija je prikazan u tablici 10.1., a grafički prikaz na slici 10.1.



Slika 10.1. – Pregled realizacije Plana investicija HOPS-a u 2015. godini

Vlastite investicije HOPS-a u prijenosnu mrežu u 2015. godini realizirane su s 96,52%, dok su priključenja realizirana 159,71%.

Realizacije priključenja konvencionalnih elektrana na prijenosnu mrežu veća je od planiranog uglavnom zbog ranije realizacije dijela aktivnosti priključenja Bloka C u TE Sisak - raspleta vodova ispred RP 220 kV TE Sisak - što je omogućilo veću aktivaciju od oko 15 milijuna kn, te ukupno veće vrijednosti priključenja vjetroelektrana (primjerice, VE Ogorje) od planiranog, što je omogućilo veću aktivaciju od oko 7 milijuna kn.

Tablica 10.1. Pregled realizacije godišnjeg plana investicija za 2015. godinu

R. br.	O B J E K T / PLANSKA STAVKA	Plan investicija 2015. (Kn)	Obračunato 31.12.2015. (Kn)	Realizacija plana (%)	Odstupanje od plana (Kn)
<b>1.</b>	<b>INVESTICIJE U PRIJENOSNU MREŽU SUSTAVNI ZNAČAJ</b>	<b>170 148 664</b>	<b>182 986 407</b>	<b>107,55%</b>	<b>12 837 743</b>
1.1.	ENERGETSKI TRANSFORMATORI 220/110 kV i 110/35(30) kV	45 000 000	49 289 244	109,53%	4 289 244
1.2.	INVESTICIJE U PRIJENOSNU MREŽU	85 847 862	105 007 033	122,32%	19 159 171
1.3.	PROCESNA, POSLOVNA INFORMATIKA I TELEKOMUNIKACIJE	28 000 802	21 731 025	77,61%	-6 269 777
1.4.	PRIPREMA INVESTICIJA	11 300 000	6 959 105	61,59%	-4 340 895
<b>2.</b>	<b>REVITALIZACIJE UKUPNO</b>	<b>91 830 000</b>	<b>60 732 143</b>	<b>66,14%</b>	<b>-31 097 857</b>
2.1.	REVITALIZACIJE VODOVI	35 430 000	11 082 453	31,28%	-24 347 547
2.2.	REVITALIZACIJE TS	56 400 000	49 649 690	88,03%	-6 750 310
<b>3.</b>	<b>ZIR I OSTALE INVESTICIJE</b>	<b>84 668 000</b>	<b>92 114 727</b>	<b>108,80%</b>	<b>9 688 313</b>
3.1.	ZAMJENE I REKONSTRUKCIJE	56 648 000	64 729 805	114,27%	8 081 805
3.2.	OSTALE INVESTICIJE	25 520 000	27 126 508	106,30%	1 606 508
3.3.	RAZVOJ	2 500 000	258 414	10,34%	-2 241 586
<b>4.</b>	<b>OBJEKTI ZA POTREBE HEP ODS-A (obveze HOPS-a preuzete kod razgraničenja)</b>	<b>44 012 422</b>	<b>41 215 041</b>	<b>93,64%</b>	<b>-2 797 381</b>
<b>5.</b>	<b>HOPS - UKUPNO VLASTITE INVESTICIJE U PRIJENOSNU MREŽU (1. DO 5.)</b>	<b>390 659 086</b>	<b>377 048 318</b>	<b>96,52%</b>	<b>-11 369 182</b>
<b>6.</b>	<b>EL. EN. UVJETI PRIKLJUČENJA (6.1. + 6.2. + 6.3.)</b>	<b>41 833 000</b>	<b>66 812 921</b>	<b>159,71%</b>	<b>24 979 921</b>
6.1.	PRIKLJUČAK OBJEKATA KUPACA	500 000	3 250 298	650,06%	2 750 298
6.2.	PRIKLJUČAK KONVENCIONALNIH ELEKTRANA	28 833 000	43 882 846	152,20%	15 049 846
6.3.	PRIKLJUČAK VE	12 500 000	19 679 777	157,44%	7 179 777
<b>SVEUKUPNO INVESTICIJE HOPS ( 5. + 6.)</b>		<b>432 492 086</b>	<b>443 861 239</b>	<b>102,63%</b>	<b>13 610 739</b>



Razlozi odstupanja realizacije u odnosu na usvojeni plan, u najvećoj mjeri uzrokovani su:

1. veći broj objekata/projekata u planu investicija odnosi se na značajnije investicije po opsegu i vrijednosti te se za realizaciju istih sklapa više ugovora (oprema, radovi, usluge). Posljedično, čest je slučaj da zbog toga povremeno dolazi do promjena planirane dinamike i vrijednosti, što onda utječe i na realizaciju predmetnih stavki u promatranom vremenskom periodu.
2. problemima u rješavanju imovinsko pravnih odnosa (velik broj čestica, nedostupni stvarni vlasnici, vjerodostojnost posjednika i dr.) – primjerice priključak TS Sesvete na prijenosnu mrežu (stavka Objekti za HEP-ODS) i s tim projektom povezana zamjena vodiča na DV 110 kV Resnik-Žerjavinec (stavka Revitalizacija vodova).
3. promjene dinamike radova, posebice revitalizacija, koji su uvjetovani stanjem u mreži
4. realizacija (dinamika) izgradnje i revitalizacije objekata prijenosne mreže, između ostalog, značajno ovisi o vremenskim (ne)prilikama. Zbog vremenskih prilika je također došlo do promjene u realizaciji pojedinih projekata revitalizacije, što je pomaklo samu realizaciju u odnosu na planiranu dinamiku.

Zbog prethodno navedenih odstupanja, tijekom 2015. godine, provedene su prenamjene sredstava u planu investicija, te je dio sredstava preusmjeren u projekte čija je realizacija veća od prvotno planirane u 2015. godine (primjerice dio sredstava revitalizacije vodova u izgradnju ostalih objekata u prijenosnoj mreži). Takav pristup omogućio je predočenu visoku realizaciju plana vlastitih investicija HOPS-a u 2015. godini.

## **10.2. PREGLED PLANA INVESTICIJA U DESETOGODIŠNJEM RAZDOBLJU 2017.- 2026. GODINE**

U ovom su poglavlju sumarno prikazane planirane investicije u razvoj i revitalizaciju prijenosne mreže po godinama za trogodišnje razdoblje 2017.-2019., te sumarno za razdoblje 2020.-2026. godina. Procjena potrebnih ulaganja u izgradnju vodova, transformatorskih stanica, sustav vođenja, pripadnu ICT infrastrukturu i revitalizaciju postojećih prijenosnih objekata, te zamjene i rekonstrukcije, određena je na temelju planskih jediničnih cijena opreme i radova i detaljno prikazana Tablicama investicija u Prilogu 1 ovog plana.

Sukladno Tablicama investicija u Prilogu 1, u slijedećoj tablici je predočen sumarni pregled ulaganja za prve tri godine (2017.-2019.), te zbirno za razdoblje 2020.-2026. godina, a u nastavku su putem grafičkih prikaza i tablica ova ulaganja u razvoj prijenosne mreže detaljnije predočena.

Tablica 10.2. Plan investicija u prijenosnu mrežu 2017.-2026.

R.br.	O B J E K T / PLANSKA STAVKA	Ukupna ulaganja u 2017.	Ukupna ulaganja u 2018.	Ukupna ulaganja u 2019.	Ukupna ulaganja u 2017. - 2019.	Ukupna ulaganja u 2020. - 2026.	Ukupna ulaganja u 2017.-2026.
<b>1.</b>	<b>INVESTICIJE U PRIJENOSNU MREŽU - SUSTAVNI ZNAČAJ</b>	<b>170 494 647</b>	<b>215 692 521</b>	<b>190 491 085</b>	<b>576 678 253</b>	<b>1 681 195 380</b>	<b>2 257 873 633</b>
1.1.	SINCRO.GRID PCI PROJEKT - vlastita sredstva HOPS-a	1 413 750	46 208 625	42 730 125	90 352 500	9 472 500	99 825 000
1.2.	ENERGETSKI TRANSFORMATORI 220/110 kV i 110/35(30) kV	32 407 508	28 774 637	19 000 000	80 182 145	168 000 000	248 182 145
1.3.	INVESTICIJE U PRIJENOSNU MREŽU	103 203 389	106 259 259	95 460 960	304 923 608	649 172 880	954 096 488
1.4.	HR projekti unutar TYNDP 2016 ENTSO-E pripremne aktivnosti	0	0	0	0	644 000 000	644 000 000
1.5.	ICT	22 070 000	22 450 000	21 300 000	65 820 000	136 550 000	202 370 000
1.6.	PRIPREMA INVESTICIJA	11 400 000	12 000 000	12 000 000	35 400 000	74 000 000	109 400 000
<b>2.</b>	<b>"REVITALIZACIJE UKUPNO (PRILOG 1.1. - R.BR. 2.)"</b>	<b>107 497 603</b>	<b>124 900 000</b>	<b>214 316 782</b>	<b>446 714 385</b>	<b>1 862 995 162</b>	<b>2 309 709 547</b>
<b>2.1.</b>	<b>REVITALIZACIJE VODOVI</b>	<b>29 453 518</b>	<b>24 250 000</b>	<b>60 616 782</b>	<b>114 320 300</b>	<b>1 206 969 640</b>	<b>1 321 289 940</b>
2.1.1.	ZAMJENA PODMORSKIH KABELA 110 kV	5 210 300	1 750 000	2 000 000	8 960 300	315 899 640	324 859 940
2.1.2.	"VODOVI 110 kV I 220 kV REVITALIZACIJA I POVEĆANJE PRIJENOSNE MOĆI"	21 243 218	20 000 000	49 616 782	90 860 000	157 500 000	248 360 000
2.1.3.	REVITALIZACIJE OSTALI VODOVI	3 000 000	2 500 000	9 000 000	14 500 000	733 570 000	748 070 000
<b>2.2.</b>	<b>REVITALIZACIJE TS</b>	<b>78 044 085</b>	<b>100 650 000</b>	<b>153 700 000</b>	<b>332 394 085</b>	<b>656 025 522</b>	<b>988 419 607</b>

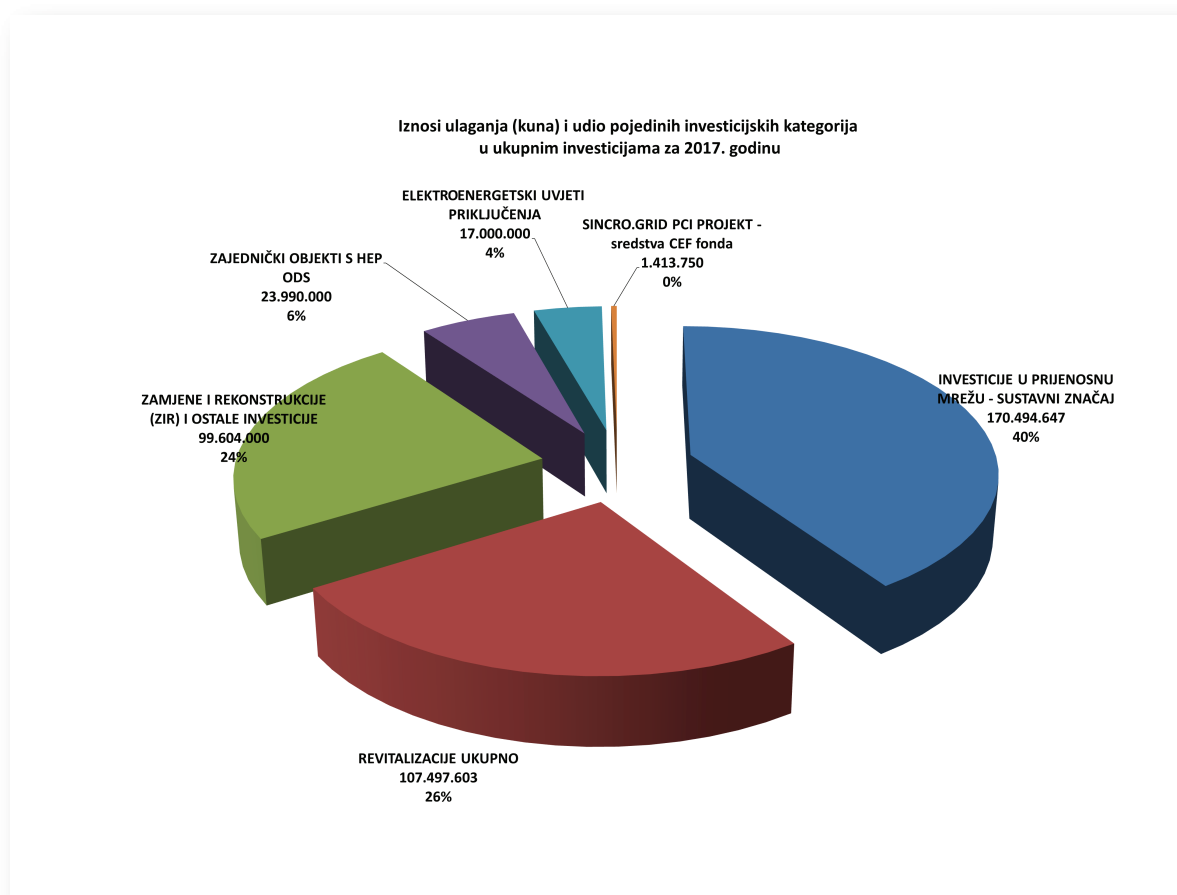
R.br.	O B J E K T / PLANSKA STAVKA	Ukupna ulaganja u 2017.	Ukupna ulaganja u 2018.	Ukupna ulaganja u 2019.	Ukupna ulaganja u 2017. - 2019.	Ukupna ulaganja u 2020. - 2026.	Ukupna ulaganja u 2017.-2026.
<b>3.</b>	<b>ZAMJENE I REKONSTRUKCIJE (ZIR) I OSTALE INVESTICIJE</b>	<b>99 604 000</b>	<b>83 009 560</b>	<b>82 475 000</b>	<b>265 088 560</b>	<b>603 591 150</b>	<b>868 679 710</b>
3.1.	ZAMJENE I REKONSTRUKCIJE	64 194 000	58 439 560	58 145 000	180 778 560	432 391 150	613 169 710
3.2.	OSTALE INVESTICIJE	33 110 000	22 170 000	21 830 000	77 110 000	150 500 000	227 610 000
3.3.	RAZVOJ	2 300 000	2 400 000	2 500 000	7 200 000	20 700 000	27 900 000
<b>4.</b>	<b>ZAJEDNIČKI OBJEKTI S HEP ODS</b>	<b>23 990 000</b>	<b>42 700 000</b>	<b>63 925 000</b>	<b>130 615 000</b>	<b>377 612 354</b>	<b>508 227 354</b>
<b>5.</b>	<b>HOPS - UKUPNO VLASTITE INVESTICIJE U PRIJENOSNU MREŽU ( 1. DO 4. )</b>	<b>401 586 250</b>	<b>466 302 081</b>	<b>551 207 867</b>	<b>1 419 096 198</b>	<b>4 525 394 046</b>	<b>5 944 490 244</b>
<b>6.</b>	<b>EL. EN. UVJETI PRIKLJUČENJA (6.1. + 6.2. + 6.3.)</b>	<b>17 000 000</b>	<b>83 579 755</b>	<b>66 282 600</b>	<b>166 862 355</b>	<b>508 805 700</b>	<b>675 668 055</b>
6.1.	PRIKLJUČENJE OBJEKATA KUPACA	0	2 000 000	6 476 900	8 476 900	146 000 000	154 476 900
6.2.	PRIKLJUČAK NOVIH KONVENCIONALNIH ELEKTRANA	2 000 000	28 579 755	22 805 700	53 385 455	362 805 700	416 191 155
6.3.	IZGRADNJA OBJEKATA (radi potreba priključka VE)	15 000 000	53 000 000	37 000 000	105 000 000	0	105 000 000
<b>7.</b>	<b>SINCRO.GRID PCI PROJEKT - sredstva CEF fonda</b>	<b>1 413 750</b>	<b>46 208 625</b>	<b>42 730 125</b>	<b>90 352 500</b>	<b>9 472 500</b>	<b>99 825 000</b>
<b>8.</b>	<b>SVEUKUPNO INVESTICIJE HOPS ( 5. + 6. + 7. )</b>	<b>420 000 000</b>	<b>596 090 461</b>	<b>660 220 592</b>	<b>1 676 311 053</b>	<b>5 043 672 246</b>	<b>6 719 983 299</b>

Kao što je vidljivo, u razvoj i revitalizaciju prijenosne mreže, ne računajući priključke, trebat će u narednom trogodišnjem razdoblju uložiti oko 1,42 milijarde kuna, a u desetogodišnjem razdoblju ukupno oko 5,95 milijardi kuna (R.br.5 + R.br.8), što je sukladno procjenama iz prethodnih srednjoročnih planova.

Visina potrebnih ulaganja za priključenja korisnika prijenosne mreže (elektrane, VE, veliki kupci, itd.) ovisi prvenstveno o stvarnoj realizaciji izgradnje tih objekata. U ovaj plan glede priključenja su uvršteni samo objekti koji imaju sklopljen Ugovor o priključenju ili su proglašeni državnim projektima (primjerice Plomin C i LNG Hrvatska), te su ukupna ulaganja za priključke predviđena u iznosu od oko 167 milijuna kuna u trogodišnjem, odnosno ukupno oko 676 milijuna kuna u desetogodišnjem razdoblju, što je značajno manje od ovih iznosa u prethodnim planovima, a što je rezultat primjene prethodno objašnjenog strožijeg kriterija.

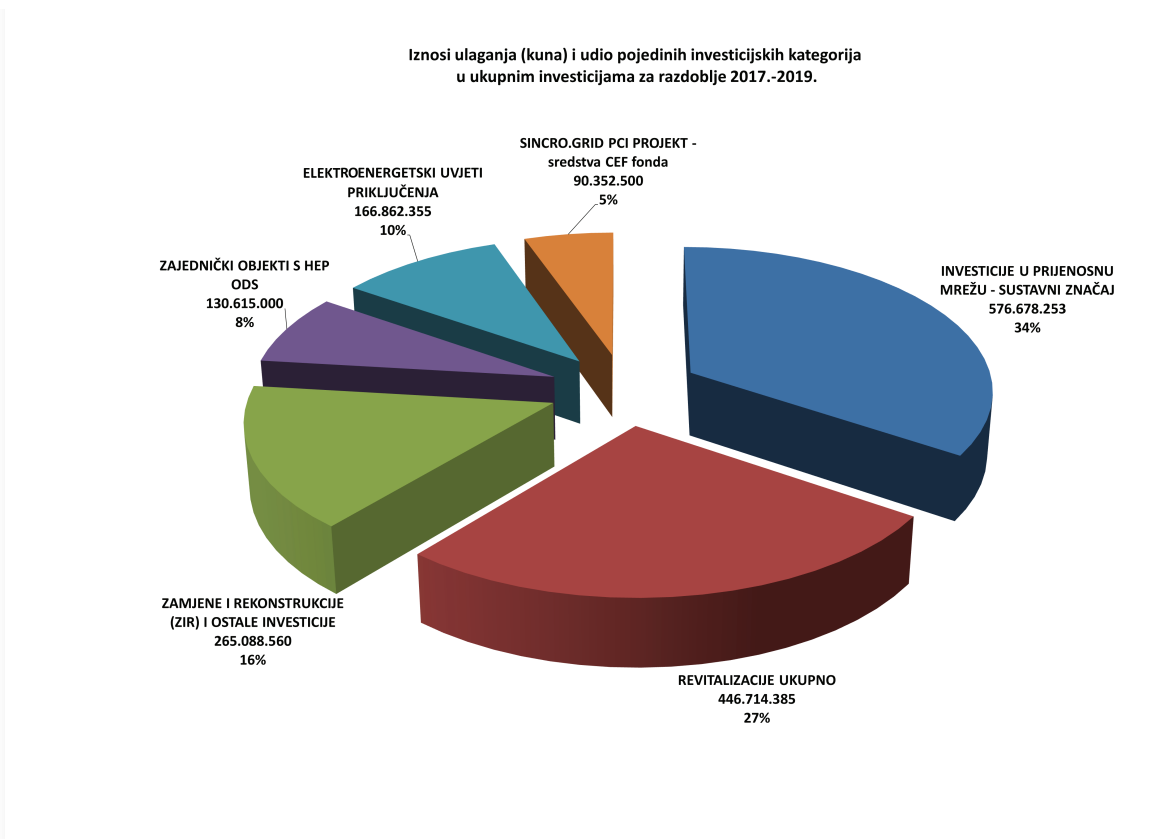
Dakako, ako koji objekt dođe do realizacije i sklopi Ugovor o priključenju s HOPS-om, to će se uvrstiti u priključenja u budućim novelacijama plana.

Na sljedećim su slikama podaci iz prethodne tablice i grafički predloženi.

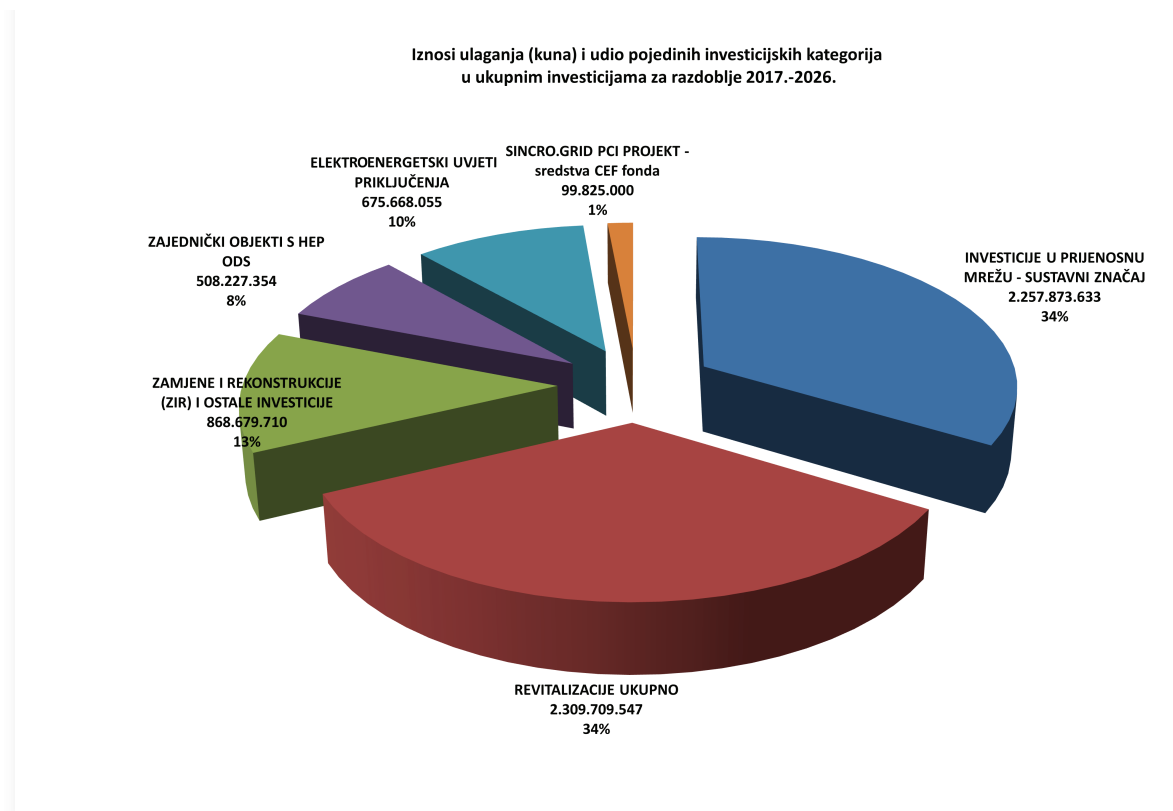


Slika 10.2. Pregled investicija za 2017. godinu





Slika 10.3. Pregled investicija za trogodišnje razdoblje 2017.-2019.



Slika 10.4. Pregled investicija za desetogodišnje razdoblje 2017.-2026.

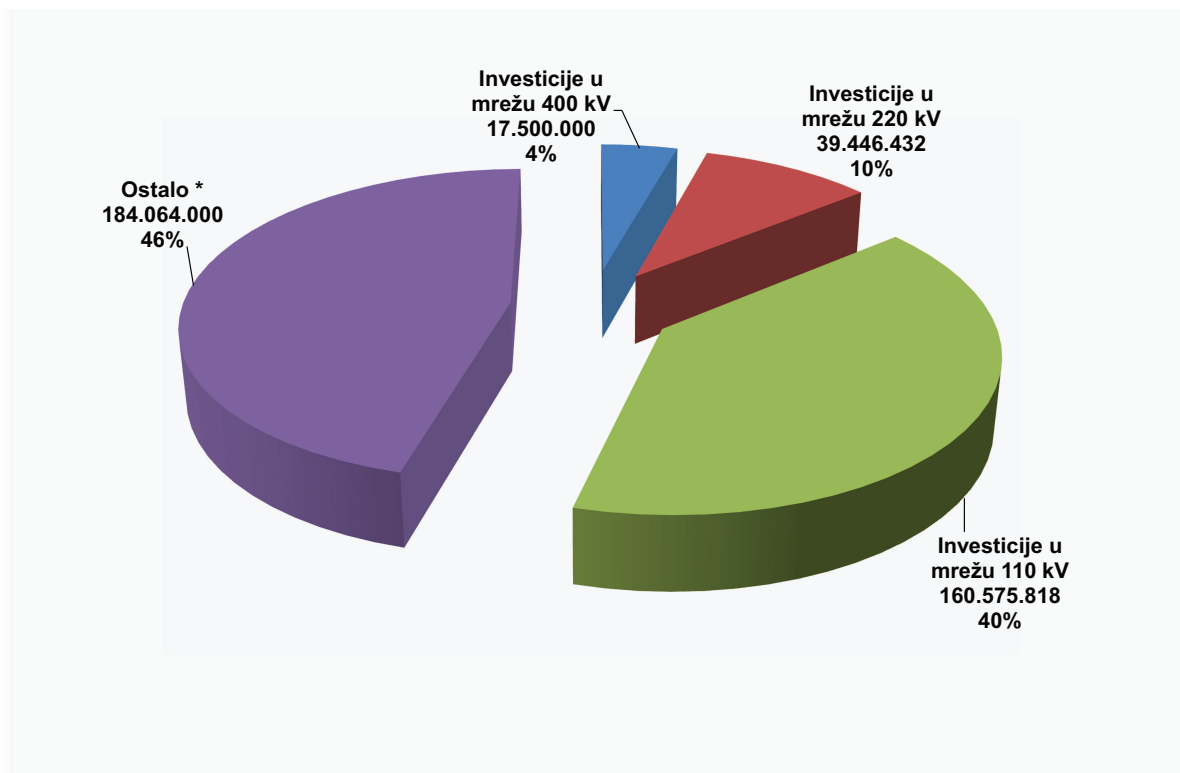
Potrebno je naglasiti da će temeljem realizacije kratkoročnih planova razvoja, ostvarene stope porasta opterećenja, dinamike izlaska iz pogona postojećih i izgradnje novih izvora, te dinamike izgradnje vjetroelektrana, biti nužna ažuriranja kako kratkoročnih planova, tako i desetogodišnjeg plana razvoja prijenosne mreže.

Tablicama u nastavku su prikazane investicije po tipu, razlogu i vrsti, te podijeljene po pojedinim naponskim razinama 400 kV, 220 kV i 110 kV.

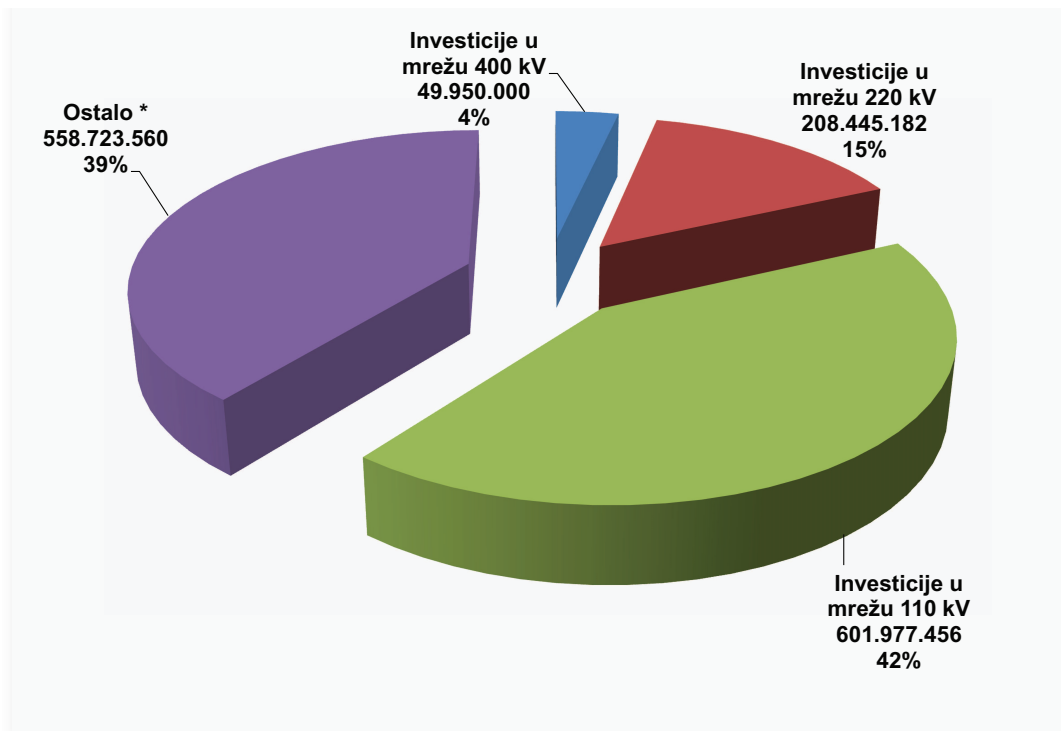
Tablica 10.3. Plan investicija u prijenosnu mrežu po naponskim razinama

	2017.	2018.	2019.	Ukupna ulaganja od 2017. - 2019.	Ukupna ulaganja od 2020. - 2026.	Ulaganje u 10G razdoblju.
<b>Investicije u mrežu 400 kV</b>	17 500 000	14 000 000	18 450 000	49 950 000	947 500 000	997 450 000
<b>Investicije u mrežu 220 kV</b>	39 446 432	86 108 625	82 890 125	208 445 182	581 837 137	790 282 319
<b>Investicije u mrežu 110 kV</b>	160 575 818	171 233 896	270 167 742	601 977 456	1 804 303 405	2 406 280 861
<b>Ostalo *</b>	184 064 000	194 959 560	179 700 000	558 723 560	1 191 753 504	1 750 477 064
<b>UKUPNO</b>	401 586 250	466 302 081	551 207 867	1 419 096 198	4 525 394 046	5 944 490 244

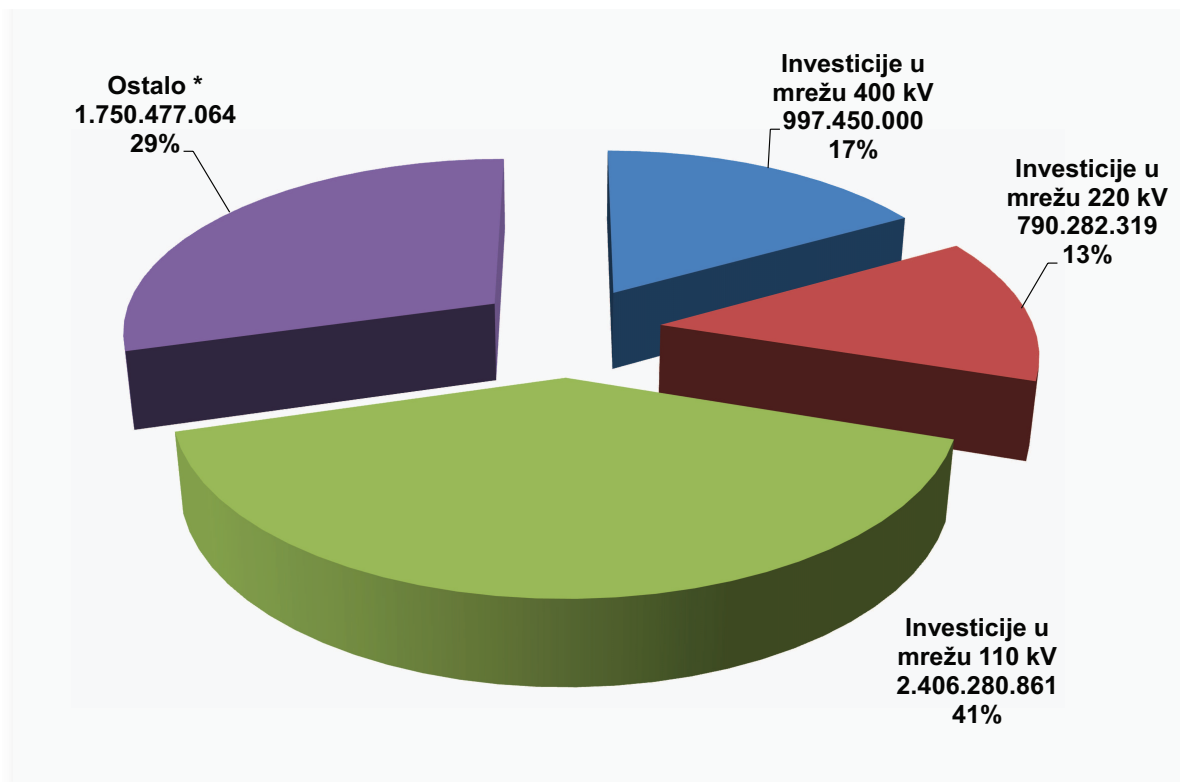
Prethodni podaci su i grafički predočeni na slijedećim slikama.



Slika 10.5. Pregled investicija po naponskim razinama za 2017. godinu



Slika 10.6. Pregled investicija po naponskim razinama za trogodišnje razdoblje 2017.-2019.



Slika 10.7. Pregled investicija po naponskim razinama za desetogodišnje razdoblje 2017.-2026.

Tablica 10.4. Plan investicija u mrežu 400 kV po tipu

R. br.	Naponska razina Un [kV]	Ukupna vrijednost ulaganja	Uloženo do 31.12.2016.g.	Ukupna ulaganja u 2017.	Ukupna ulaganja u 2018.	Ukupna ulaganja u 2019.	Ukupna ulaganja od 2017. - 2019.	Ukupna ulaganja od 2020. - 2026.	Ulaganje u 10G razdoblju
1.	Transformatorska stanica	462 500 000	37 500 000	13 000 000	17 000 000	15 000 000	45 000 000	299 000 000	344 000 000
2.	Transformator	0	0	0	0	0	0	0	0
3.	Nadzemni vod	767 100 000	100 000	0	500 000	2 000 000	2 500 000	648 500 000	651 000 000
4.	Kabel	0	0	0	0	0	0	0	0
5.	Pomorski kabel	0	0	0	0	0	0	0	0
6.	Uređaj za kompenzaciju	0	0	0	0	0	0	0	0
7.	Ostalo	13 500 000	1 050 000	9 500 000	1 500 000	1 450 000	12 450 000	0	12 450 000
8.	Ukupno	1 243 100 000	38 650 000	22 500 000	19 000 000	18 450 000	59 950 000	947 500 000	1 007 450 000

Tablica 10.5. Plan investicija u mrežu 220 kV po tipu

R. br.	Naponska razina Un [kV]	Ukupna vrijednost ulaganja	Uloženo do 31.12.2016.g.	Ukupna ulaganja u 2017.	Ukupna ulaganja u 2018.	Ukupna ulaganja u 2019.	Ukupna ulaganja od 2017. - 2019.	Ukupna ulaganja od 2020. - 2026.	Ulaganje u 10G razdoblju
1.	Transformatorska stanica	433 647 839	117 958 028	15 425 174	20 400 000	28 500 000	64 325 174	191 364 637	255 689 811
2.	Transformator	161 183 357	47 075 849	17 607 508	9 500 000	7 000 000	34 107 508	80 000 000	114 107 508
3.	Nadzemni vod	381 000 000	340 000	5 000 000	10 000 000	4 660 000	19 660 000	301 000 000	320 660 000
4.	Kabel	0	0	0	0	0	0	0	0
5.	Pomorski kabel	0	0	0	0	0	0	0	0
6.	Uređaj za kompenzaciju	102 609 000	2 784 000	1 413 750	46 208 625	42 730 125	90 352 500	9 472 500	99 825 000
7.	Ostalo	0	0	0	0	0	0	0	0
8.	Ukupno	1 078 440 196	168 157 877	39 446 432	86 108 625	82 890 125	208 445 182	581 837 137	790 282 319

Tablica 10.6. Plan investicija u mrežu 110 kV po tipu

R. br.	Naponska razina Un [kV]	Ukupna vrijednost ulaganja	Uloženo do 31.12.2016.g.	Ukupna ulaganja u 2017.	Ukupna ulaganja u 2018.	Ukupna ulaganja u 2019.	Ukupna ulaganja od 2017. - 2019.	Ukupna ulaganja od 2020. - 2026.	Ulaganje u 10G razdoblju
1.	Transformatorska stanica	1 589 267 259	230 021 355	97 914 800	97 709 259	143 510 960	339 135 019	630 110 885	969 245 904
2.	Transformator	176 424 637	42 350 000	14 800 000	19 274 637	12 000 000	46 074 637	88 000 000	134 074 637
3.	Nadzemni vod	1 194 146 796	99 396 416	36 650 718	40 200 000	96 656 782	173 507 500	691 092 880	864 600 380
4.	Kabel	98 500 000	0	1 000 000	7 000 000	11 500 000	19 500 000	79 000 000	98 500 000
5.	Pomorski kabel	345 900 000	21 040 060	5 210 300	1 750 000	2 000 000	8 960 300	315 899 640	324 859 940
6.	Uređaj za kompenzaciju	0	0	0	0	0	0	0	0
7.	Ostalo	15 700 000	10 700 000	0	300 000	4 500 000	4 800 000	200 000	5 000 000
8.	Ukupno	3 419 938 692	403 507 831	155 575 818	166 233 896	270 167 742	591 977 456	1 804 303 405	2 396 280 861

Tablica 10.7. Plan investicija u mrežu 400 kV po razlogu

R. br.	Naponska razina Un [kV]	Ukupna vrijednost ulaganja	Uloženo do 31.12.2016.g.	Ukupna ulaganja u 2017.	Ukupna ulaganja u 2018.	Ukupna ulaganja u 2019.	Ukupna ulaganja od 2017. - 2019.	Ukupna ulaganja od 2020. - 2026.	Ulaganje u 10G razdoblju
1.	Preopterećenje elemenata mreže	390 100 000	100 000	0	0	0	0	390 000 000	390 000 000
2.	Loše stanje opreme	115 000 000	2 550 000	14 500 000	6 500 000	2 450 000	23 450 000	59 000 000	82 450 000
3.	Priključenje kupca/ proizvođača	0	0	0	0	0	0	0	0
4.	Sigurnost opskrbe (n-1)	353 000 000	36 000 000	8 000 000	12 500 000	16 000 000	36 500 000	244 500 000	281 000 000
5.	Kvaliteta napona	0	0	0	0	0	0	0	0
6.	Starost opreme	0	0	0	0	0	0	0	0
7.	Ekonomski kriteriji	0	0	0	0	0	0	0	0
8.	Povećanje PPK-a	385 000 000	0	0	0	0	0	254 000 000	254 000 000
9.	Ostalo	0	0	0	0	0	0	0	0
10.	Ukupno	1 243 100 000	38 650 000	22 500 000	19 000 000	18 450 000	59 950 000	947 500 000	1 007 450 000

Tablica 10.8. Plan investicija u mrežu 220 kV po razlogu

R. br.	Naponska razina Un [kV]	Ukupna vrijednost ulaganja	Uloženo do 31.12.2016.g.	Ukupna ulaganja u 2017.	Ukupna ulaganja u 2018.	Ukupna ulaganja u 2019.	Ukupna ulaganja od 2017. - 2019.	Ukupna ulaganja od 2020. - 2026.	Ulaganje u 10G razdoblju
1.	Preopterećenje elemenata mreže	46 575 849	32 575 849	6 000 000	5 000 000	3 000 000	14 000 000	0	14 000 000
2.	Loše stanje opreme	580 647 839	117 958 028	15 425 174	19 400 000	27 500 000	62 325 174	280 364 637	342 689 811
3.	Priključenje kupca/ proizvođača	0	0	0	0	0	0	0	0
4.	Sigurnost opskrbe (n-1)	348 607 508	14 840 000	16 607 508	15 500 000	9 660 000	41 767 508	292 000 000	333 767 508
5.	Kvaliteta napona	102 609 000	2 784 000	1 413 750	46 208 625	42 730 125	90 352 500	9 472 500	99 825 000
6.	Starost opreme	0	0	0	0	0	0	0	0
7.	Ekonomski kriteriji	0	0	0	0	0	0	0	0
8.	Povećanje PPK-a	0	0	0	0	0	0	0	0
9.	Ostalo	0	0	0	0	0	0	0	0
10.	Ukupno	1 078 440 196	168 157 877	39 446 432	86 108 625	82 890 125	208 445 182	581 837 137	790 282 319



Tablica 10.9. Plan investicija u mrežu 110 kV po razlogu

R. br.	Naponska razina Un [kV]	Ukupna vrijednost ulaganja	Uloženo do 31.12.2016.g.	Ukupna ulaganja u 2017.	Ukupna ulaganja u 2018.	Ukupna ulaganja u 2019.	Ukupna ulaganja od 2017. - 2019.	Ukupna ulaganja od 2020. - 2026.	Ulaganje u 10G razdoblju
1.	Preopterećenje elemenata mreže	15 500 000	0	800 000	3 700 000	7 700 000	12 200 000	3 300 000	15 500 000
2.	Loše stanje opreme	2 293 767 259	282 622 375	87 625 100	84 059 259	129 250 000	300 934 359	1 095 210 525	1 396 144 884
3.	Priključenje kupca/ proizvođača	3 000 000	0	1 000 000	2 000 000	0	3 000 000	0	3 000 000
4.	Sigurnost opskrbe (n-1)	1 096 971 433	110 185 456	66 150 718	76 474 637	133 217 742	275 843 097	705 792 880	981 635 977
5.	Kvaliteta napona	0	0	0	0	0	0	0	0
6.	Starost opreme	0	0	0	0	0	0	0	0
7.	Ekonomski kriteriji	0	0	0	0	0	0	0	0
8.	Povećanje PPK-a	0	0	0	0	0	0	0	0
9.	Ostalo	10 700 000	10 700 000	0	0	0	0	0	0
10.	Ukupno	3 419 938 692	403 507 831	155 575 818	166 233 896	270 167 742	591 977 456	1 804 303 405	2 396 280 861

Tablica 10.10. Plan investicija u mrežu 400 kV po vrsti

R. br.	Naponska razina Un [kV]	Ukupna vrijednost ulaganja	Uloženo do 31.12.2016.g.	Ukupna ulaganja u 2017.	Ukupna ulaganja u 2018.	Ukupna ulaganja u 2019.	Ukupna ulaganja od 2017. - 2019.	Ukupna ulaganja od 2020. - 2026.	Ulaganje u 10G razdoblju
1.	Novi objekt	668 000 000	0	0	500 000	2 000 000	2 500 000	498 500 000	501 000 000
2.	Revitalizacija	115 000 000	2 550 000	14 500 000	6 500 000	2 450 000	23 450 000	59 000 000	82 450 000
3.	Rekonstrukcija/zamjena	0	0	0	0	0	0	0	0
4.	Dogradnja postojećeg objekta	460 100 000	36 100 000	8 000 000	12 000 000	14 000 000	34 000 000	390 000 000	424 000 000
5.	Zamjena transformatora	0	0	0	0	0	0	0	0
6.	Ostalo	0	0	0	0	0	0	0	0
7.	Ukupno	1 243 100 000	38 650 000	22 500 000	19 000 000	18 450 000	59 950 000	947 500 000	1 007 450 000

Tablica 10.11. Plan investicija u mrežu 220 kV po vrsti

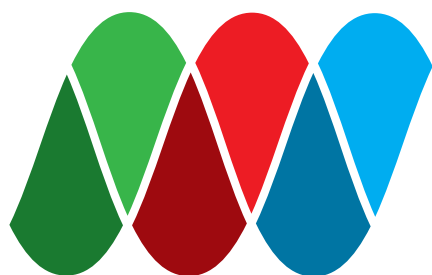
R. br.	Naponska razina Un [kV]	Ukupna vrijednost ulaganja	Uloženo do 31.12.2016.g.	Ukupna ulaganja u 2017.	Ukupna ulaganja u 2018.	Ukupna ulaganja u 2019.	Ukupna ulaganja od 2017. - 2019.	Ukupna ulaganja od 2020. - 2026.	Ulaganje u 10G razdoblju
1.	Novi objekt	0	0	0	0	0	0	0	0
2.	Revitalizacija	741 647 839	118 298 028	20 425 174	29 400 000	32 160 000	81 985 174	421 364 637	503 349 811
3.	Rekonstrukcija/zamjena	0	0	0	0	0	0	0	0
4.	Dogradnja postojećeg objekta	175 609 000	2 784 000	1 413 750	47 208 625	43 730 125	92 352 500	80 472 500	172 825 000
5.	Zamjena transformatora	161 183 357	47 075 849	17 607 508	9 500 000	7 000 000	34 107 508	80 000 000	114 107 508
6.	Ostalo	0	0	0	0	0	0	0	0
7.	Ukupno	1 078 440 196	168 157 877	39 446 432	86 108 625	82 890 125	208 445 182	581 837 137	790 282 319

Tablica 10.12. Plan investicija u mrežu 110 kV po vrsti

R. br.	Naponska razina Un [kV]	Ukupna vrijednost ulaganja	Uloženo do 31.12.2016.g.	Ukupna ulaganja u 2017.	Ukupna ulaganja u 2018.	Ukupna ulaganja u 2019.	Ukupna ulaganja od 2017. - 2019.	Ukupna ulaganja od 2020. - 2026.	Ulaganje u 10G razdoblju
1.	Novi objekt	534 221 029	69 265 163	37 207 500	42 114 526	71 460 960	150 782 986	309 022 880	459 805 866
2.	Revitalizacija	2 689 493 026	280 092 668	101 668 318	98 744 733	186 706 782	387 119 833	1 407 280 525	1 794 400 358
3.	Rekonstrukcija/zamjena	0	0	0	0	0	0	0	0
4.	Dogradnja postojećeg objekta	9 100 000	1 100 000	1 900 000	6 100 000	0	8 000 000	0	8 000 000
5.	Zamjena transformatora	176 424 637	42 350 000	14 800 000	19 274 637	12 000 000	46 074 637	88 000 000	134 074 637
6.	Ostalo	10 700 000	10 700 000	0	0	0	0	0	0
7.	Ukupno	3 419 938 692	403 507 831	155 575 818	166 233 896	270 167 742	591 977 456	1 804 303 405	2 396 280 861

# 11.

**ZAKLJUČAK**



## 11. ZAKLJUČAK

Novelirani desetogodišnji plan razvoja hrvatske prijenosne mreže pripremljen je s osnovnom pretpostavkom porasta potrošnje električne energije i opterećenja EES prema umjerenijim stopama porasta u odnosu na one koje su sagledavane u prošlim planovima, te na temelju Ugovora o priključenju sklopljenim s postojećim i novim korisnicima prijenosne mreže. U obzir su uzeti planovi izgradnje novih elektrana, izlaska iz pogona postojećih elektrana, priključenja novih korisnika mreže, te planovi izgradnje zajedničkih (susretnih) objekata HOPS-a i HEP – ODS-a. Prijenosna mreža je planirana za slijedeće iznose vršnog opterećenja po razmatranim vremenskim razdobljima:

- Razdoblje do 2020. godine  $P_{\max} = 3470$  MW
- Razdoblje iza 2020. godine  $P_{\max} = 3909$  MW (u 2026. godini)

Pri izradi podloga za plan razvoja formirano je više scenarija ovisnih o izgradnji elektrana unutar hrvatskog EES, hidrološkim prilikama, te pravcima uvoza električne energije. Također su dodatno na osnovne scenarije analizirane slijedeće situacije:

- maksimalno ljetno opterećenje,
- minimalno godišnje opterećenje,
- visok i nizak angažman vjetroelektrana unutar EES,
- različiti scenariji ovisni o priključku novih objekata (korisnika) na prijenosnu mrežu.

Korištena metodologija ovog desetogodišnjeg plana razvoja hrvatske prijenosne mreže odgovara u potpunosti kriterijima planiranja mreže definiranim unutar postojećih Mrežnih pravila, a također je usklađena, kroz međunarodnu suradnju HOPS-a u okviru ENTSO-E i projekata EU, koliko je to primjenjivo, s odgovarajućim metodologijama operatora prijenosnih sustava u većini zemalja EU.

Ta metodologija, osim izrade klasičnih, determinističkih analiza (tokovi snaga, n-1 analiza sigurnosti), predviđa i izradu odgovarajućih ekonomsko-financijskih analiza, sve kako bi se dobili prijedlozi tehnno-ekonomski optimalnih potrebnih investicija u prijenosnu mrežu.

Plan revitalizacije određen je koristeći kriterije i metodologiju utemeljenu na stvarnom stanju promatranih jedinica, na očekivanom životnom vijeku i ulozi pojedinačnih jedinica unutar EES.

Ovaj plan predstavlja sintezu rezultata Desetogodišnjeg plana razvoja za razdoblje 2016. – 2025. te svih dosadašnjih pojedinačnih studijskih istraživanja s ciljem utvrđivanja potrebnih i objektivnih elektroenergetskih podloga za optimalno planiranje razvoja prijenosne mreže. Samim time predstavlja i moguću važnu podlogu za izradu drugih relevantnih planskih dokumenata na državnoj razini, te za kvalitetnije sudjelovanje u izradi odgovarajućih planova na regionalnoj i paneuropskoj razini, kao i ostvarivanje (su)financiranja investicija kroz odgovarajuće EU fondove i druge prikladne izvore.

Prema izvršenim analizama može se kao najvažnije zaključiti slijedeće:

- 400 kV mrežu (vodove) unutar razmatranog razdoblja će, pored neposrednih priključka novih proizvodnih postrojenja i uz uspostavu 400 kV polu-prstena oko zagrebačke mreže (izgradnju DV 2x400 kV Tumbri-lokacija Veleševac i prespajanje na postojeće 400 kV vodove prema TS Žerjavinec i TS Ernestinovo), biti potrebno dodatno pojačavati u slučaju izgradnje većeg broja proizvodnih postrojenja na području Like i Dalmacije (TE, HE, VE snage 800 MW ili više).

- Takvo pojačanje se ostvaruje i planiranom revitalizacijom DV 220 kV Brinje-Konjsko i prijelazom na 400 kV razinu, te izgradnjom nove TS 400/220 kV Lika, na lokaciji Brinje-Brlog, čiji se početak izgradnje planira krajem razmatranog desetogodišnjeg perioda, što predstavlja određenu vremensku odgodu tih prethodno planiranih investicija, obzirom na odluku Europske Komisije od 18. studenog 2015. (ANNEX VII - amending Regulation (EU) No 347/2013 of the European Parliament and of the Council, as regards the Union list of Projects of Common Interest) kojom ove investicije nisu više na PCI listi EU. Kako su time izgubile neophodan uvjet za eventualno dobivanje sredstava iz EU fondova, što je bio prethodni plan i uvjet ranije planiranog početka izgradnje, ove se investicije moralo odgoditi sukladno iznijetom
- unutar razmatranog razdoblja predviđala se prethodnim planom i izgradnja novog interkonektivnog 400 kV dalekovoda od nove TS 400/220 kV Lika prema BiH, do Banja Luke, sukladno takvom prethodnom regionalnom planu razvoja prijenosne mreže (Rglp) na području jugoistočne Europe (RG CSE), odnosno sukladno prethodnom TYNDP 2014 unutar ENTSO-E. S obzirom da se najnovijom odlukom Europske komisije od 18. studenog 2015. i ova investicija ne nalazi više na PCI listi, njezin početak je odgođen za period iza 2026. godine
- potreba za izgradnjom nove TS 400/110 kV Drava u sjeverozapadnom dijelu EES, te za izgradnjom TS 400/110 kV Đakovo, prolongirana je ovim planom u razdoblje nakon 2026. godine, a u stvarnosti će ovisiti o porastu konzuma na području sjeverozapadne Hrvatske i Slavonije,
- u slučaju velike izgradnje vjetroelektrana na pojedinim područjima gdje je 110 kV mreža nedostatna za prihvat proizvodnje VE (područja oko Gračaca i Knina) planirani su objekti za zonski priključak istih, odnosno nove TS 400(220)/110 kV Gračac i Knin-Pađene kojima bi se proizvodnja grupa VE prenosila u 400(220) kV mrežu, koje bi se odmah dimenzionirale i za planirani prijelaz voda 220 kV Konjsko – Brinje(Lika) na 400 kV. Potrebno je napomenuti da za razmatrani scenarij izgradnje VE ukupne snage do 800 MW nema još potrebe za izgradnjom prethodno navedenih TS, no u scenariju izgradnje 1000 MW i više, pojavljuje se potreba barem za jednim zonskim priključkom ovisno o prostornoj raspodjeli VE
- radi održavanja dozvoljenog naponskog profila u 400 i 220 kV mreži potrebno je početkom promatranog razdoblja u TS Konjsko, TS Melina i TS Mraclin ugraditi odgovarajuća kompenzacijska postrojenja ukupne snage 550 MVar, s priključkom na mrežu 220 kV radi manjih očekivanih gubitaka i investicija u odnosu na priključak na mrežu 400 kV. HOPS namjerava financijska sredstva potrebna za projekt kompenzacije dijelom namaknuti iz odgovarajućih fondova EU (CEF fond), jer je zajedno s slovenskim operatorom prijenosnog sustava (ELES) i operatorima distribucijskih sustava Hrvatske i Slovenije (HEP-ODS i SODO) pokrenuo projekt o primjeni smart-grid tehnologije u oba prijenosna sustava, pod nazivom SINCRO.GRID, kojega je najvažniji dio upravo ugradnja kompenzacijskih uređaja u prijenosnoj mreži obje države. Odlukom Europske Komisije (ANNEX VII - amending Regulation (EU) No 347/2013 of the European Parliament and of the Council, as regards the Union list of Projects of Common Interest) od 18. studenog 2015, pod točkom 10.3, ovaj je projekt uvršten u PCI listu, što je neophodan uvjet za nastavak procesa traženja sredstava iz EU fondova
- unutar razmatranog razdoblja vidljiva je potreba za izgradnjom TS 220/110 kV Vodnjan (prva faza 1x150 MVA, druga faza 2x150 MVA), dok se puštanje u pogon TS 220/110 kV Vrboran ovim planom prolongira u razdoblje nakon 2026. godine
- u HE Senj ugrađen je novi transformator s kosom regulacijom 220/110 kV, 200 MVA. Novi je transformator sposoban regulirati tokove djelatne snage čime će se ublažiti problem mogućih zagušenja u 110 kV mreži, te odgoditi potreba za izgradnjom novog 110 kV dalekovoda na potezu Senj – Crikvenica odnosno povećanjem prijenosne moći postojećeg dalekovoda 110 kV između TS Crikvenica i VE Vrataruša
- ostalu 220 kV mrežu unutar razmatranog razdoblja bit će potrebno pojačavati sukladno planovima priključenja novih proizvodnih objekata, planovima povezivanja 400 kV i 220 kV razine, uključujući

već spomenutu revitalizaciju i prijelaz na 400 kV razinu starih 220 kV dalekovoda na potezu Konjsko – Brinje (Lika)

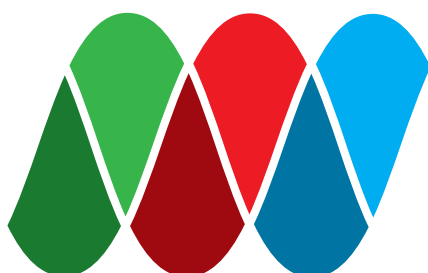
- značajni dio ukupnih investicija u razvoj i revitalizaciju prijenosne mreže odnosi se na 110 kV mrežu, koju će trebati lokalno pojačavati bilo izgradnjom novih vodova, bilo povećanjem prijenosne moći prilikom revitalizacije postojećih vodova primjenom novih tehnologija visokotemperaturnih vodiča malog provjesa (HTLS, odnosno ACCC i ACCR vodiči), vodeći računa o ekonomskoj opravdanosti takvih zahvata
- za zagrebačku 110 kV prijenosnu mrežu je za razmatrano razdoblje utvrđeno da se primjenom odgovarajuće topologije 110 kV mreže sa sekcioniranjem u TE TO Zagreb održavaju zadovoljavajuće kratkospojne prilike, sa strujama kratkog spoja koje neće prijeći razinu od 40 kA, uz zadržavanje povoljnih tokova snaga
- u predviđeni razvoj i izgradnju, te revitalizaciju prijenosne mreže, bez priključaka, trebat će unutar promatranog razdoblja do 2026. godine investirati oko 5,95 milijardi kuna ukupno, od čega će oko 1,42 milijardi kuna trebati uložiti u iduće trogodišnje razdoblje, a 4,53 milijardi kuna nakon toga
- jedan dio budućih ograničenja u mreži može se otkloniti redispječingom i ostalim aktivnim mjerama u vođenju pogona sustava, što upućuje na nužnost stalnog usavršavanja sustava vođenja EES, kako tehnološki ulaganjem u ICT infrastrukturu tako i u pogledu ljudskih resursa, budući da poboljšanja u sustavu vođenja mogu dovesti do vidljivih ušteda u troškovima prijenosa električne energije
- značajnija integracija VE u EES Hrvatske podrazumijeva značajno povećanje troškova za energiju uravnoteženja, odnosno za pomoćne usluge (pored značajnog povećanja investicijskih ulaganja u potrebna pojačanja prijenosne mreže kod vrlo visoke razine integracije VE), pri čemu je potrebno jasno razlučiti da takvi troškovi ne bi smjeli dodatno opterećivati poslovanje HOPS-a kako ga ne bi onemogućili u izvršavanju svojih ostalih obveza i prema drugim korisnicima prijenosne mreže. Takva značajnija integracija VE u hrvatski EES neće biti moguća ukoliko se efikasno i cjelovito ne riješi problem regulacije snage i frekvencije te energije uravnoteženja u cijelom hrvatskom EES-u.

Predmetni desetogodišnji plan razvoja prijenosne mreže u Republici Hrvatskoj obuhvaća nove objekte prijenosne mreže koji su studijski istraženi na razini studije pred-izvodljivosti, što znači da će se pri izradi kratkoročnih planova razvoja provoditi dodatna istraživanja njihove tehno-ekonomske opravdanosti izgradnje, te mogućnosti izgradnje s obzirom na prostorna, ekološka i druga ograničenja. To znači da će se vršiti novelacije prilikom donošenja novog desetogodišnjeg plana s obzirom na nove spoznaje i informacije, eventualna prostorna i okolišna ograničenja, te druge utjecajne faktore.



# 12.

## LITERATURA



## 12. LITERATURA

- [1] Strategija energetskega razvoja Republike Hrvatske, Narodne novine br. 130/09
- [2] Prilagodba i nadogradnja strategije energetskega razvoja Republike Hrvatske, Nacrt „zelene knjige“, Ministarstvo gospodarstva, rada i poduzetništva, UNDP, Zagreb, 2008.
- [3] Potrebna izgradnja elektroenergetskih objekata i postrojenja u Republici Hrvatskoj u razdoblju 2001. do 2020. godine (Master plan), Energetski institut Hrvoje Požar, Zagreb, 2001.
- [4] Plan razvoja i izgradnje prijenosne mreže za razdoblje 2008. – 2010. godine, HEP-OPS d.o.o., Zagreb, 2007.
- [5] Trogodišnji plan razvoja i izgradnje distribucijske mreže 2008 - 2010, HEP- ODS d.o.o., Zagreb, 2007.
- [6] Plan razvoja i izgradnje prijenosne mreže za razdoblje 2010. – 2012. godine, HEP-OPS d.o.o., Zagreb, 2010.
- [7] Plan razvoja i izgradnje prijenosne mreže za razdoblje 2012. – 2014. godine, HEP-OPS d.o.o., Zagreb, 2012.
- [8] Plan razvoja i izgradnje prijenosne mreže za razdoblje 2013. – 2015. godine, HEP-OPS d.o.o., Zagreb, 2013.
- [9] Trogodišnji plan razvoja i izgradnje distribucijske mreže 2012. – 2014., HEP ODS, Zagreb, 2012. godine
- [10] Mrežna pravila elektroenergetskog sustava, Narodne novine br. 36/06
- [11] Pravilnik o naknadi za priključenje na elektroenergetsku mrežu i za povećanje priključne snage, HERA, 2006
- [12] Godišnje izvješće, HEP-OPS u razdoblju 1999. – 2012., Zagreb
- [13] ENTSO-E Pilot Ten Year Network Development Plan 2010 (TYNDP 2010); ENTSO-E, 2010
- [14] UCTE Planning Handbook, UCTE, 2004
- [15] Statistika pogonskih događaja u prijenosnoj mreži 1995 - 2012, HEP-OPS, Zagreb, objavlivano u razdoblju 1996. – 2013.
- [16] Dodatni tehnički uvjeti za priključak i pogon vjetroelektrana na prijenosnoj mreži, HEP-OPS, Zagreb, 2009.
- [17] ENTSO-E Ten Year Network Development Plan 2012 (TYNDP 2012); ENTSO-E, 2012.
- [18] Indikativni srednjoročni plan razvoja hrvatske prijenosne mreže; HEP-OPS, Zagreb, 2012.
- [19] Strateški energetske objekti; Podloga za uvrštenje u Program prostornog uređenja Republike Hrvatske, HEP-OPS, Zagreb, kolovoz 2012.
- [20] Desetogodišnji plan razvoja hrvatske prijenosne mreže (2014. – 2023.), HOPS, Zagreb, srpanj 2014.
- [21] Novelirane analize mogućnosti integracije vjetroelektrana u hrvatski elektroenergetski sustav, Energetski institut Hrvoje Požar, Zagreb, listopad 2014.
- [22] Desetogodišnji plan razvoja hrvatske prijenosne mreže (2015. – 2024.), HOPS, Zagreb, prijedlog, listopad 2014.
- [23] ENTSO-E Ten Year Network Development Plan 2014 (TYNDP 2014); ENTSO-E, 2014.
- [24] Razvoj prijenosne mreže šireg splitskog područja, Dalekovod projekt, Energetski institut Hrvoje Požar, Zagreb, rujan 2015.
- [25] Zakon o tržištu električne energije; Narodne novine br. 22/13, 95/15, 102/15
- [26] ANNEX VII - amending Regulation (EU) No 347/2013 of the European Parliament and of the Council, as regards the Union list of Projects of Common Interest, EC, 18. studeni 2015.
- [27] „Desetogodišnji plan razvoja hrvatske prijenosne mreže 2016.-2025. s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje“, HOPS, Zagreb, ožujak 2016.
- [28] „Mogućnosti prihvata obnovljivih izvora energije u hrvatski elektroenergetski sustav“, EIHP, svibanj 2016., - sažetak
- [29] Studija razvoja zagrebačke mreže, EIHP, rujan 2016.