

PROSINAC
2021. GODINE



UNIVERSITY OF ZAGREB
Faculty of Electrical
Engineering and
Computing



European Bank
for Reconstruction and Development

AKCIJSKI PLAN ZA POTREBNA POJAČANJA ELEKTROENERGETSKE MREŽE U CILJU INTEGRACIJE OBNOVLJIVIH IZVORA ENERGIJE U HRVATSKOJ



IZJAVA O ODRICANJU OD ODGOVORNOSTI

Ovo izvješće financirala je Europska banka za obnovu i razvoj (EBRD), a izradili su Fakultet elektrotehnike i računarstva (FER) Sveučilišta u Zagrebu i Energetski institut Hrvoje Požar (EIHP).

Ovo izvješće napisano je u suradnji s Hrvatskim operatorom prijenosnog sustava (HOPS) i Hrvatskim operatorom distribucijskog sustava (HEP ODS). Oba operatora sustava pridonijela su pisanju izvješća kroz svoje uvide i dijeljenja povjerljivih podataka s autorima.

Izvješće analizira postojeće stanje hrvatskoga prijenosnog i distribucijskog elektroenergetskog sustava te predlaže akcijski plan koji bi pomogao integraciji varijabilnih obnovljivih izvora energije u elektroenergetski sustav. Ništa u ovom izvješću ne smije se smatrati pravnim savjetom.

Ni Europska banka za obnovu i razvoj, ni Obnovljivi izvori energije Hrvatske, ni FER, ni EIHP nisu odgovorni za bilo kakav gubitak koji je pretrpjela bilo koja osoba koja se oslanja na ovaj vodič.

AUTORI:

Igor Kuzle, FER

Ninoslav Holjevac, FER

Tomislav Baškarad, FER

Goran Majstrović, EIHP

Igor Megla, EIHP

Stipe Ćurlin, EIHP

Ivan Komušanac, Solar Blue d.o.o.

Josip Đaković, FER

DIZAJN: **Filip Felbar**

KONTAKT: info@oie.hr

SADRŽAJ

1. UVOD	8
2. TRENUTNO STANJE PRIJENOSNOG I DISTRIBUCIJSKOG ELEKTROENERGETSKOG SUSTAVA	11
2. 1. Potrošnja električne energije	12
2. 2. Glavni sustavi, oprema i objekti	15
2. 3. Dopuštena mrežna ograničenja i dopuštanje kratkotrajnih preopterećenja	18
2. 4. Obnova i modernizacija	20
3. INTEGRACIJA VARIJABILNIH OBNOVLJIVIH IZVORA ENERGIJE U HRVATSKOJ	24
3. 1. Ključni pokazatelji uspješnosti integracije VOIE-a	25
3. 2. Planirani VOIE projekti srednjih i velikih razmjera	31
3. 3. Pravila priključenja i rada za VOIE	36
3. 4. Glavne prepreke za veću integraciju VOIE-a	39
3. 5. VOIE i pomoćne usluge	43
4. PLANIRANA INFRASTRUKTURNA ULAGANJA	46
4. 1. Infrastruktura prijenosne mreže	47
4. 2. Infrastruktura distribucijske mreže	52
4. 3. Ostala ulaganja	57
5. AKCIJSKI PLAN	61
5. 1. Akcijski plan za zakonodavni i regulatorni okvir	63
5. 2. Akcijski plan za tehničke, tehnološke i operativne mjere	76
6. LITERATURA	81
7. POPIS TABLICA	85
8. POPIS SLIKA	87

SAŽETAK

Nakon što je premašila svoj cilj za udjel obnovljivih izvora energije u bruto neposrednoj potrošnji energije za 2020. godinu, Republika Hrvatska postavila je ambiciozne ciljeve za 2030. godinu. Postoji veliki interes za razvoj i ulaganje u vjetroelektrane i fotonaponske elektrane, ali njihova integracija zahtijevat će i znatna ulaganja u elektroenergetsku mrežu te regulatorne i operativne promjene. Isti izazovi prisutni su diljem Europe.

Čak i bez pandemije COVID-19 potrošnja električne energije u Hrvatskoj smanjivala se u posljednjih deset godina, dok je prognoza stope rasta potrošnje u sljedećem desetljeću ograničena na 1-2 posto. Međutim, zbog elektrifikacije drugih sektora (prometa i zgradarstva) i prosječnog godišnjeg uvoza električne energije koji je veći od 30 % bruto potrošnje, postoji povećana potražnja za dodatnim proizvodnim kapacitetima, ponajviše vjetroelektranama i fotonaponskim elektranama.

Iako su operatori prijenosnog i distribucijskog sustava zabilježili pad gubitaka u mreži, elektroenergetska mreža u Hrvatskoj prilično je stara (više od 60 % duljine dalekovoda starije je od 40 godina). Zahtjevi za revitalizaciju u kombinaciji sa sve većim brojem zahtjeva za priključenje novih proizvođača na mrežu predstavljaju veliki pritisak na operatore sustava da moderniziraju svoju infrastrukturu.

Budući da su vjetroelektrane i fotonaponske elektrane varijabilni obnovljivi izvori energije, operatori prijenosnog i distribucijskog sustava moraju pronaći najbolji način za integraciju tih specifičnih elektrana u hrvatski elektroenergetski sustav. Treće poglavje: Integracija varijabilnih obnovljivih izvora energije u Hrvatskoj, ukazuje na glavne prepreke, ali

i različite pomoćne usluge koje bi varijabilni obnovljivi izvori energije mogli pružiti elektroenergetskom sustavu.

Operator prijenosnog sustava – HOPS, planira uložiti 9,1 milijardi kuna do 2030. godine u izgradnju prijenosne mreže. Prema sadašnjem zakonskom okviru, oko 35 % tog iznosa trebali bi platiti korisnici mreže, a oko 11 % planirano je financirati iz europskih fondova. Preostali dio od 54 posto bit će pokriven iz mrežarine.

Prema planu razvoja prijenosne mreže, vjetroelektrane kapaciteta 545 MW bit će priključene na mrežu između 2021. i 2023. godine. Dakle, u idućem trogodišnjem periodu, uz postojeće izgrađene kapacitete očekuje se ukupno 1.274 MW vjetroelektrana u pogonu. U navedenom razdoblju predviđeno je i priključenje svega 12,4 MW velikih FN elektrana.

HOPS-ova analiza za desetogodišnji plan razvoja mreže pokazuje da je postojeći dalekovod 220 kV Konjsko – Brinje ugrožen u slučaju ispada dalekovoda 400 kV Melina – Velebit i velike proizvodnje hidroelektrana i vjetroelektrana u Dalmaciji. Kako bi se omogućilo priključenje velikog broja novih elektrana u Dalmaciji, trajno se povećava kapacitet postojećeg 220 kV dalekovoda na oko 600 MVA te nakon toga novi 400 kV dalekovod Konjsko – Lika – Melina.

Novi 400 kV dalekovod Konjsko – Brinje (Lika) još je u razvojnoj fazi, a za 220 kV dalekovod Senj – Melina, na kojem se planira zamjena postojećih s visokotemperaturnim vodičima malih provjesa druge generacije, uskoro će početi postupak javne nabave, čime će se udvostručiti prijenosna moć dalekovoda, ovisno o točnom tipu visokotemperaturnog vodiča. Kako bi se poticale investicije u kritičnu elektroenergetsku infrastrukturu, HOPS će tako-

đer dobiti 1,6 milijardi kuna iz Nacionalnog plana oporavka i otpornosti za razvoj mreže, što je dovoljno za pojačanje kritičnih dijelova mreže u idućih četiri do pet godina. Prosječna razina godišnjih investicija je do sad je bila oko 450 milijuna kuna, a uz potrebne nove investicije u idućih 10 godina trebala bi se udvostručiti.

S novim Zakonom o tržištu električne energije (na snazi od 1. listopada 2021. godine), HOPS će morati ažurirati Pravila o priključenju. Trenutna prijenosna infrastruktura omogućuje priključenje oko 2,5 GW novih proizvodnih kapaciteta koji će biti izgrađeni u idućih nekoliko godina zbog velikog interesa investitora. Kako bi se nastavio trend investicija i bolja integracija obnovljivih izvora energije potrebna su značajna ulaganja u izgradnju i modernizaciju prijenosne infrastrukture. To će zahtijevati brze promjene prostornih planova za određene županije. Državni plan prostornog razvoja još je nedovršen, a promjene u županijskim prostornim planovima traju i do pet godina. To bi mogao biti potencijalni izazov i u budućnosti.

U distribucijsku mrežu operator sustava - HEP ODS planira uložiti oko 12 milijardi kuna do 2030. godine, pri čemu je znatan iznos planiran za 10 (20) kV objekte zbog prelaska na 20 kV naponsku razinu. Planirana ulaganja u infrastrukturu opisana su u četvrtom poglavljju.

U petom poglavljju: Akcijski plan, predlažu se između ostalog zakonodavne izmjene, prijedlog nove metodologije naknade za priključenje u obliku prilagodbe postojećeg dubokog (mješovitog) modela i uvođenje regulatornih rješenja za dobrovoljno smanjenje proizvodnje.

Vladi Republike Hrvatske predlaže se da: unaprijedi politiku razvoja elektroenergetske

infrastrukture, osigura potpunu zakonodavnu usklađenost novih zakona, ubrza proces prostornog planiranja, prilagodi Zakon o javnoj nabavi, uvede realnije scenarije i strože rokove za izdavanje EOTRP-a, postroži uvjete avansnog plaćanja i da uvede veća početna jamstva.

Hrvatskoj energetskoj regulatornoj agenciji predlaže se da: ažurira propise o priključenju i prilagodi visinu naknade za priključenje na mrežu i visinu mrežarine.

Operatorima sustava predlaže se da: smanji nesigurnost pri rješenju priključenja te definiraju pripadne rokove i troškove, usklade prakse između prijenosnog i distribucijskog sustava, ažuriraju pravila o priključenju te da češće ažuriraju mrežna pravila.

Akcijski plan razmatra i tehničke, tehnološke te operativne mjere koje bi operatori sustava trebali provesti, kao što su pokretanje postupke javne nabave u ranjoj fazi projekata, žurno ubrzati revitalizaciju postojećih elemenata mreže, povećati kapacitete dalekovoda u južnim krajevima uz korištenje novih tehnologija, izgradnju novih transformatorskih stanica, promjenu tehničkih zahtjeva za nove projekte obnovljivih izvora energije, uvesti jamstva za realizaciju projekata obnovljivih izvora energije i jačanje ljudskih resursa i kapaciteta.

POPIS KRATICA

Kratica	Puni naziv
AIT	prosječno vrijeme prekida (engl. Average interuption time)
ACER	Agencija za suradnju energetskih regulatora
BiH	Bosna i Hercegovina
CAIDI	indeks prosječnog trajanja prekida korisnika
DP	distribuirana proizvodnja
DTR	sustav dinamičkog određivanja termičkog kapaciteta vodova
ENS	neisporučena energija
ENTSO-E	Europska mreža operatora prijenosnih sustava za električnu energiju
EOTRP	Elaborat optimalnog tehničkog rješenja priključenja na elektroenergetsku mrežu
EU	Europska unija
FACTS	fleksibilni izmjenični sustavi
FCR	rezerva za održavanje frekvencije
FN	fotonapon
FRR	Rezerva za ponovnu uspostavu frekvencije
HEP ODS	HEP-Operator distribucijskog sustava
HERA	Hrvatska energetska regulatorna agencija
HOPS	Hrvatski operator prijenosnog sustava
HROTE	Hrvatski operator tržišta energije
HTLS	visokotemperaturni vodič s malim provjesom
ICT	informacijska i komunikacijska tehnologija
KPI	ključni pokazatelji učinka/značajki
NN	niski napon
OIE	obnovljivi izvori energije
PCC	centralno mjesto priključenja (engl. Point of common coupling)
PMU	uređaj za sinkronizirano mjerjenje fazora
PST	transformator za regulaciju kuta prijenosa
RR	zamjenska rezerva
SAIDI	indeks prosječnog trajanja prekida u sustavu
SAIFI	indeks prosječne učestalosti prekida sustava
TS	transformatorska stanica
SN	srednji napon
VN	visoki napon
VOIE	varijabilni obnovljivi izvori energije
VSR	regulacijska prigušnica (engl. Variable shunt reactor)

1. UVOD

Republika Hrvatska je 2019. godine dosegnula 28,5 % udjela obnovljivih izvora energije u bruto neposrednoj potrošnji energije, nadmašivši svoj cilj od 20 % za 2020. godinu. U elektroenergetskom sektoru obnovljivi izvori energije (u dalnjem tekstu: OIE) pokrili su 49 % bruto potrošnje električne energije (eurostat, 2021.).

Veliki udio obnovljive električne energije došao je iz hidroelektrana (u prosjeku 38 % u periodu od 2010. do 2019. godine), ali je i udio ostalih obnovljivih izvora (ponajviše vjetroelektrana) u porastu u proteklom desetljeću (eurostat, 2021.).

Vlada Republike Hrvatske (u dalnjem tekstu: RH) cilja na znatno povećanje kapaciteta vjetra i sunca u sljedećem desetljeću. Kapacitet vjetroelektrana trebao bi porasti sa 803 MW u 2020. godini na 1.364 MW 2030. godine prema Integriranom nacionalnom energetskom i klimatskom planu, što će se vjerojatno premašiti jer će do 2023. u pogonu biti 1.274 MW. Kapacitet fotonaponskih (u dalnjem tekstu: FN) elektrana trebao bi se povećati sa 109 MW na 768 MW 2030. godine (Republika Hrvatska, 2020.).

Hrvatska strategija niskougljičnog razvoja procjenjuje da će varijabilni obnovljivi izvori energije (u dalnjem tekstu: VOIE), ponajviše vjetroelektrane i FN elektrane, pokriti između 39 % i 43 % proizvodnje električne energije do 2050. godine, što će uz proizvodnju hidroelektrana i ostalih obnovljivih izvora energije činiti više od 85% (Republika Hrvatska, 2021.).

Osim definiranih ciljeva za OIE, Vlada RH predstavila je svoj novi mehanizam potpore (tržišna premija za velike projekte i zajamčene otkupne cijene za manje projekte), što je pokrenulo znatan razvoj VOIE projekata.

Trenutno u Hrvatskoj postoji više od 5 GW proizvodnih kapaciteta električne energije. Sredinom 2021. godine bilo je više od 13 GW projekata za proizvodnju električne energije u razvoju, većinom vjetroelektrane i FN elektrane, što je nekoliko puta veće od ciljeva za 2030. godinu. Planirano je da se većina novih kapaciteta OIE-a u razvoju priključi u južnoj Hrvatskoj, na području od 200 x 100 km².

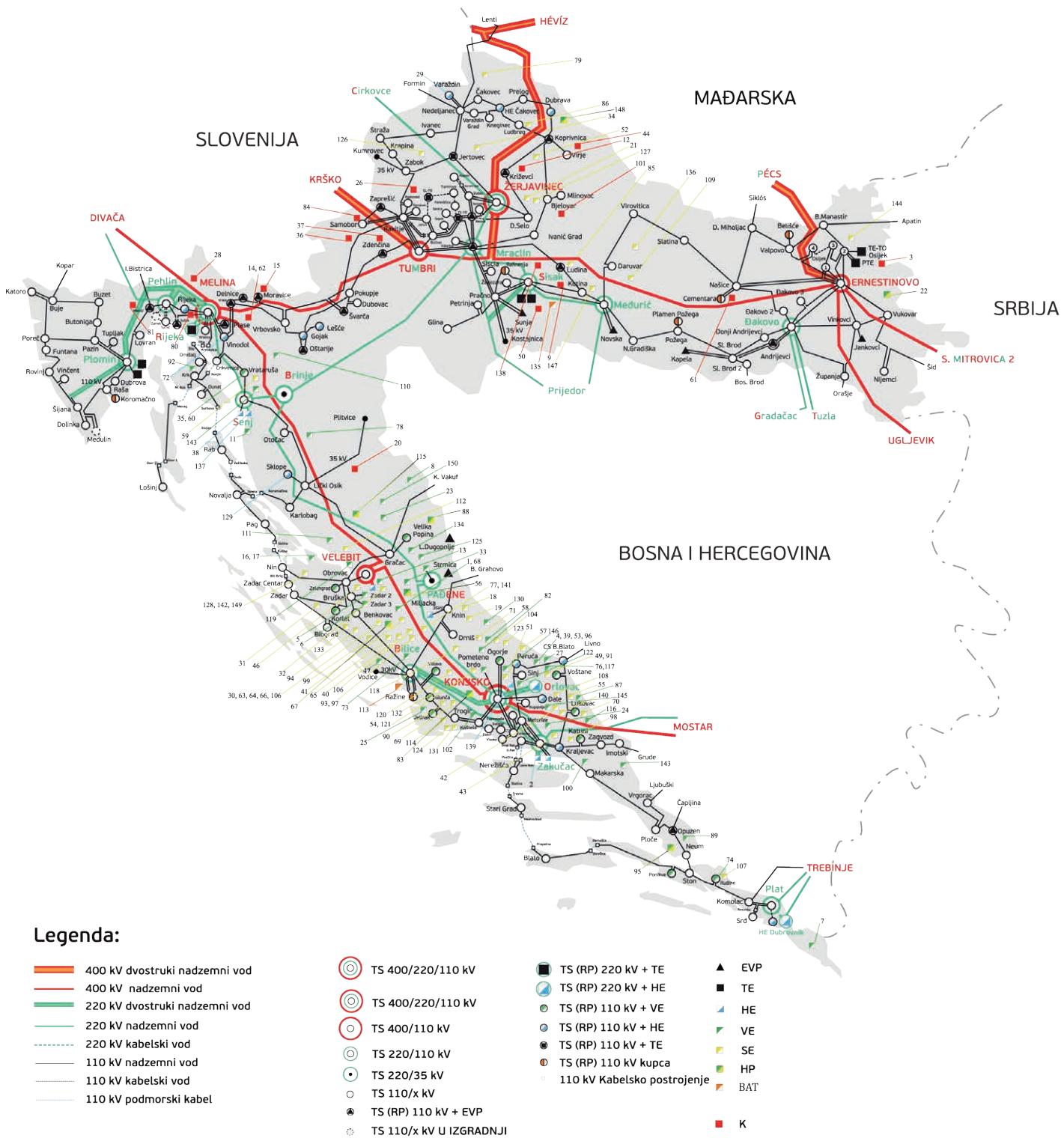
Međutim, hrvatski elektroenergetski sustav ima veću potrošnju električne energije u kontinentalnom dijelu Hrvatske. Zbog svog specifičnog teritorijalnog oblika i uzdužne topologije mreže, postojeću prijenosnu mrežu potrebno je nadograditi kako bi prihvatile nove kapacitete VOIE-a i povezala ih s centrima potrošnje kao što je prikazuje Slika 1.

Stara infrastruktura prijenosne i distribucijske mreže, kao i složene dozvole za razvoj nadzemnih vodova, stavili su operatore sustava pod dodatni pritisak da ostvare ulaganja u mrežnu infrastrukturu brže nego ikada prije.

Hrvatski operator prijenosnog sustava (u dalnjem tekstu: HOPS) je zaprimio veliki broj VOIE zahtjeva za priključenje na prijenosnu mrežu. Međutim, složena pravila prostornog planiranja i javne nabave usporavaju proces jačanja mreže, a time i dobivanje dozvola za VOIE. Trenutno se stvorilo usko grlo s više od 11,3 GW zahtjeva koji čekaju priključenje na prijenosnu mrežu.

Povrh toga, operator distribucijskog sustava (u dalnjem tekstu: HEP ODS) suočava se s povećanjem broja distribuirane proizvodnje (u dalnjem tekstu: DP) s više od 1,7 GW zahtjeva, uglavnom malih FN elektrana, koje je potrebno sigurno integrirati u elektroenergetski sustav.

Slika 1. Hrvatski prijenosni elektroenergetski sustav (HOPS, 2021.)



2. TRENUTNO STANJE PRIJENOSNOG I DISTRIBUCIJSKOG ELEKTROENERGETSKOG SUSTAVA

2. 1. POTROŠNJA ELEKTRIČNE ENERGIJE

Potrošnja električne energije je bitan faktor u procesu planiranja elektroenergetskog sustava. U posljednjih deset godina ukupna potrošnja električne energije u Hrvatskoj drastično pada. Kao što prikazuje Slika 2, ukupna bruto potrošnja na razini prijenosne mreže (bez proizvodnje za vlastite potrebe) od 2010. godine do 2020. godine pala je sa 18 TWh na 15,9 TWh. Značajan pad u 2020. godini djelomično se može pripisati pandemiji COVID-19, koja je smanjila potrošnju električne energije u cijeloj Europskoj uniji (u daljem tekstu: EU). No prostora za izgradnju novih OIE unatoč padu potrošnje ima dovoljno jer se godišnje u prosjeku uvozi oko 30 % električne energije.

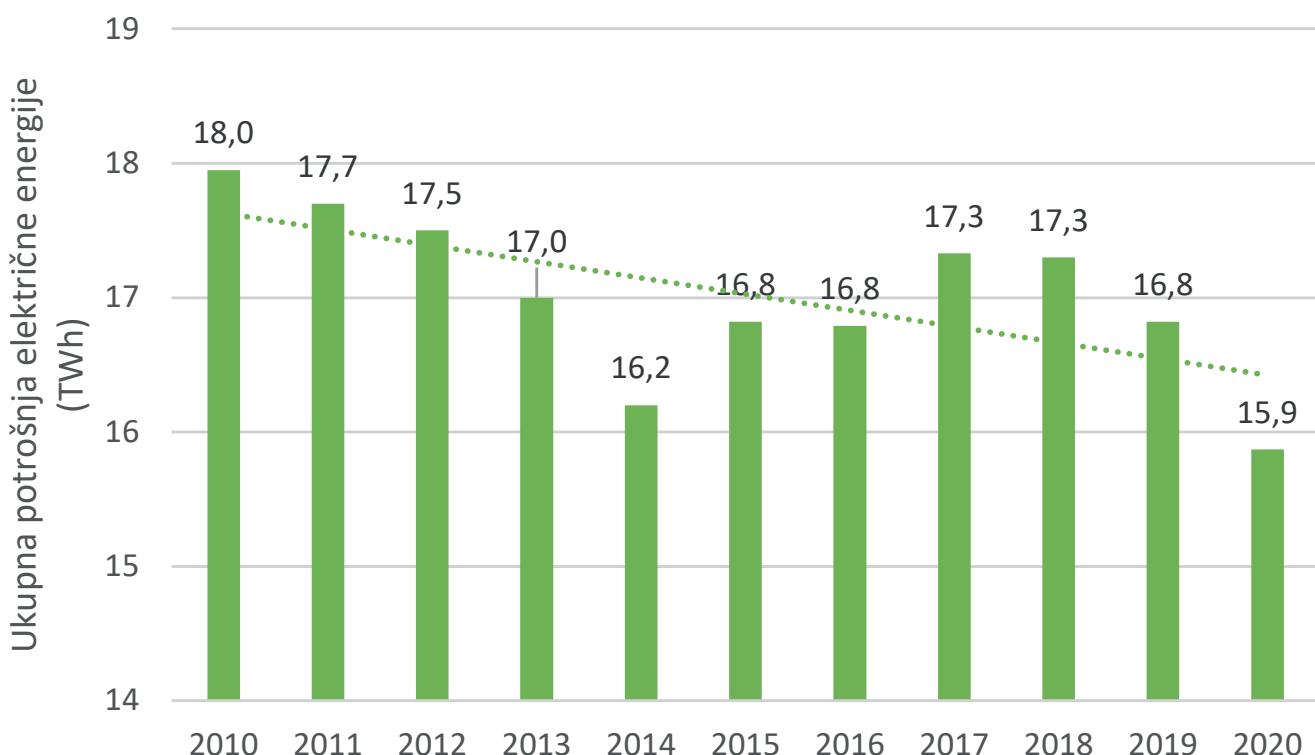
Nova Strategija energetskog razvoja iz 2020. godine predviđa da će potrošnja električne

energije do 2030. godine imati prosječan godišnji rast od 1,2 posto. Primjeni li se to na potrošnju 2019. godine, tada će 2030. godine Hrvatska dosegnuti potrošnju električne energije od 19 TWh. Strategija također očekuje da će se udio električne energije u bruto konačnoj potrošnji povećati s 20,3 % u 2017. godini na 22,1 % – 23,7 % u 2030. godini i do 35,7 % – 47 % u 2050. godini, među ostalim i zbog elektrifikacije prometa (Republika Hrvatska, 2020.). Tablica 1 prikazuje OIE ciljeve u bruto neposrednoj potrošnji energije i u elektroenergetskom sektoru.

Dva faktora imaju negativan utjecaj na razvoj prijenosne i distribucijske mreže i ulaganja u budućnost:

1. niska stopa rasta potrošnje električne energije
2. visoka integracija distribuirane proizvodnje i kupaca s vlastitom proizvodnjom (engl. prosumers).

Slika 2. Ukupna bruto potrošnja električne energije u Hrvatskoj na prijenosnoj mreži od 2010. do 2020. godine (HOPS, 2021.)



Ova dva faktora važna su iz perspektive mrežne infrastrukture jer će veća integracija DP-a i kupaca s vlastitom proizvodnjom smanjiti opterećenje mreže. Ako se dio potrošnje proizvodi na mjestu ili blizu mjesta potrošnje, tada će se samo preostala potrošnja isporučivati putem mreže. Slijedom toga, pretpostavlja se da će biti isporučena i manja količina električne energije putem mreže, što će dovesti do nižih prihoda operatora mreže, koji će morati promijeniti načine financiranja (npr. kroz tzv. paušalne tarife kao u slučaju internetskih usluga).

Istodobno, mrežna infrastruktura i dalje treba biti projektirana kako bi se omogućila potpuna isporuka kroz mrežu u slučajevima kada lokalna proizvodnja ne postoji. U mrežnom poslovanju većina troškova odnosi se na fiksne troškove (kapitalne izdatke), a samo manji dio (1 – 2 posto) odnosi na pogon i održavanje (izvor: CIGRE WG A3.06).

Troškovi mreže povećat će se zbog većeg broja OIE-a i potrebe za jačanjem mreže, dok će prihod od mreže temeljen na postojećim količinskim tarifama padati. **Stoga je potrebno ažurirati postojeće iznose postojeće mrežarine kako bi se podržao veći postotak integracije OIE-a, DP-a i kupaca s vlastitom**

proizvodnjom u sustavu te zadržala pouzdanost mreže i sigurnost opskrbe na visokoj razini.

VRŠNA I MINIMALNA OPTEREĆENJA SUSTAVA

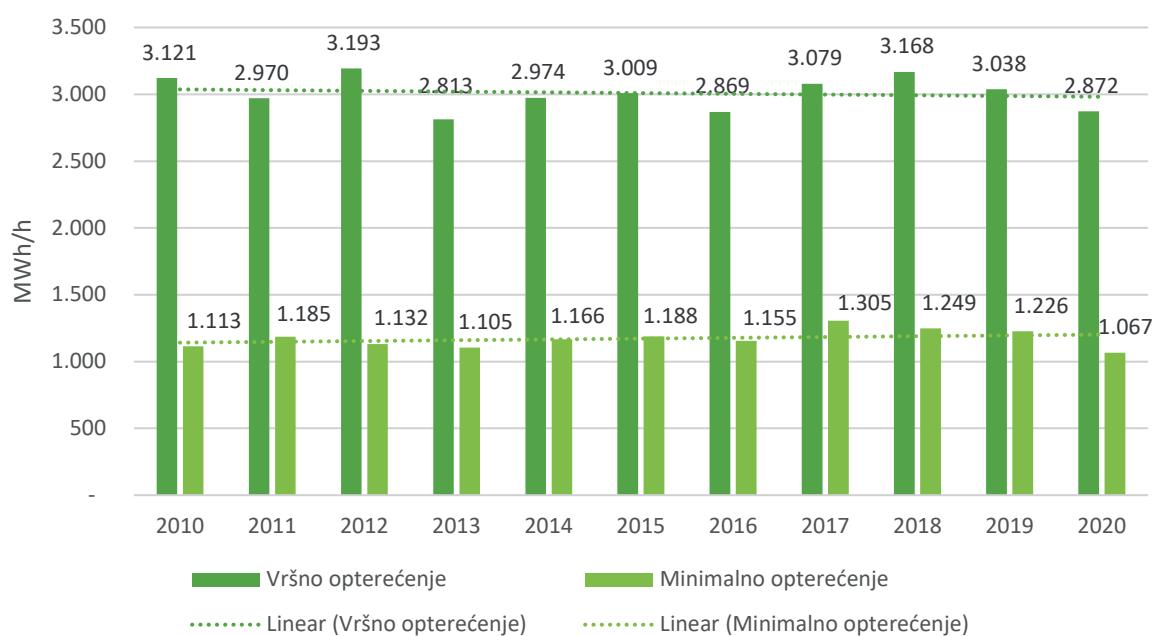
Slika 3 prikazuje godišnje vršno i minimalno opterećenje sustava od 2010. do 2020. godine. Hrvatski elektroenergetski sustav ima veliki jaz između minimalnog i maksimalnog opterećenja sustava. U prosjeku, minimalno opterećenje je ispod 40 % vršnog opterećenja sustava. To je posljedica niskog udjela industrijske potrošnje i dominantnog udjela potrošnje u kućanstvima, zajedno sa smanjenjem stanovništva. Tijekom tog desetogodišnjeg vremenskog okvira, vršno opterećenje ima blagi trend pada, s prosjekom od 0,63 % godišnje, dok je minimalno opterećenje sustava stabilnije, s prosječnim godišnjim padom od 0,19 %. Ove stagnacije vršnog i minimalnog opterećenja također nisu bile povoljne za intenzivniji razvoj mrežne infrastrukture.

Međutim, uslijed uspješne turističke sezone u kolovozu 2021. godine, ostvareno je najveće satno opterećenje u posljedne dvije godine od 3.072 MW, a u istom danu ostvarena je i najveća potrošnja energije u posljedne dvije godine koja je iznosila 60,791 GWh.

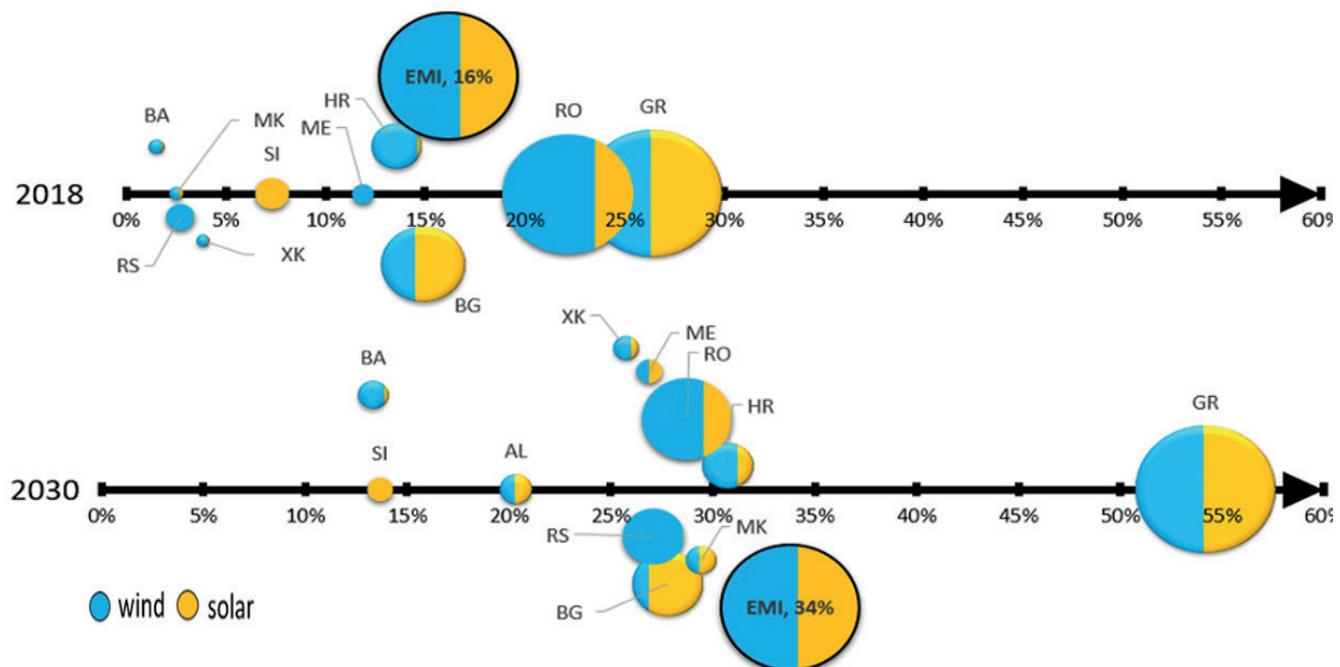
Tablica 1. OIE ciljevi u 2030. i 2050. godini (eurostat, 2021.), (Republika Hrvatska, 2020.)

	Trenutno stanje	Ciljevi	
	2019.	2030.	2050.
OIE udjel u bruto neposrednoj potrošnji	28,5%	36,6% - 36,7%	53,2% - 65,6%
OIE udjel u proizvodnji električne energije	49,8%	61%	83% - 88%

Slika 3. Vršno i minimalno opterećenje u Hrvatskoj 2010. – 2020. godine (HOPS, 2021.)



Slika 4. Udio energije vjetra i sunca u ukupnoj potrošnji električne energije u jugoistočnoj Europi u 2018. i 2030. godini (EIHP, USEA, 2020.)



UDJELI ENERGIJE VJETRA I SUNCA U HRVATSKOJ

Slika 4 prikazuje udjele vjetra i sunca u ukupnoj potrošnji električne energije u jugoistočnoj Europi u 2018. godini i 2030. godini, kako su planirali nacionalni operatori prijenosnog sustava 11 zemalja (Slovenija, Hrvatska, Bosna i Hercegovina, Srbija, Kosovo, Sjeverna Makedonija, Crna Gora, Albanija, Rumunjska, Bugarska i Grčka). Hrvatska je u 2018. godini i 2030. godini blizu regionalnog (EMI) prosjeka s dominantnim udjelom vjetroelektrana.

Hrvatska je po integraciji sunčanih elektrana ispod prosjeka EU (u 2019. godini sunčana energija pokrila je 4,4 % električne energije u EU, a u Hrvatskoj 0,4 %). Postoji obećavajući potencijal solarne energije koji će biti više iskorišten u budućnosti (eurostat, 2021.).

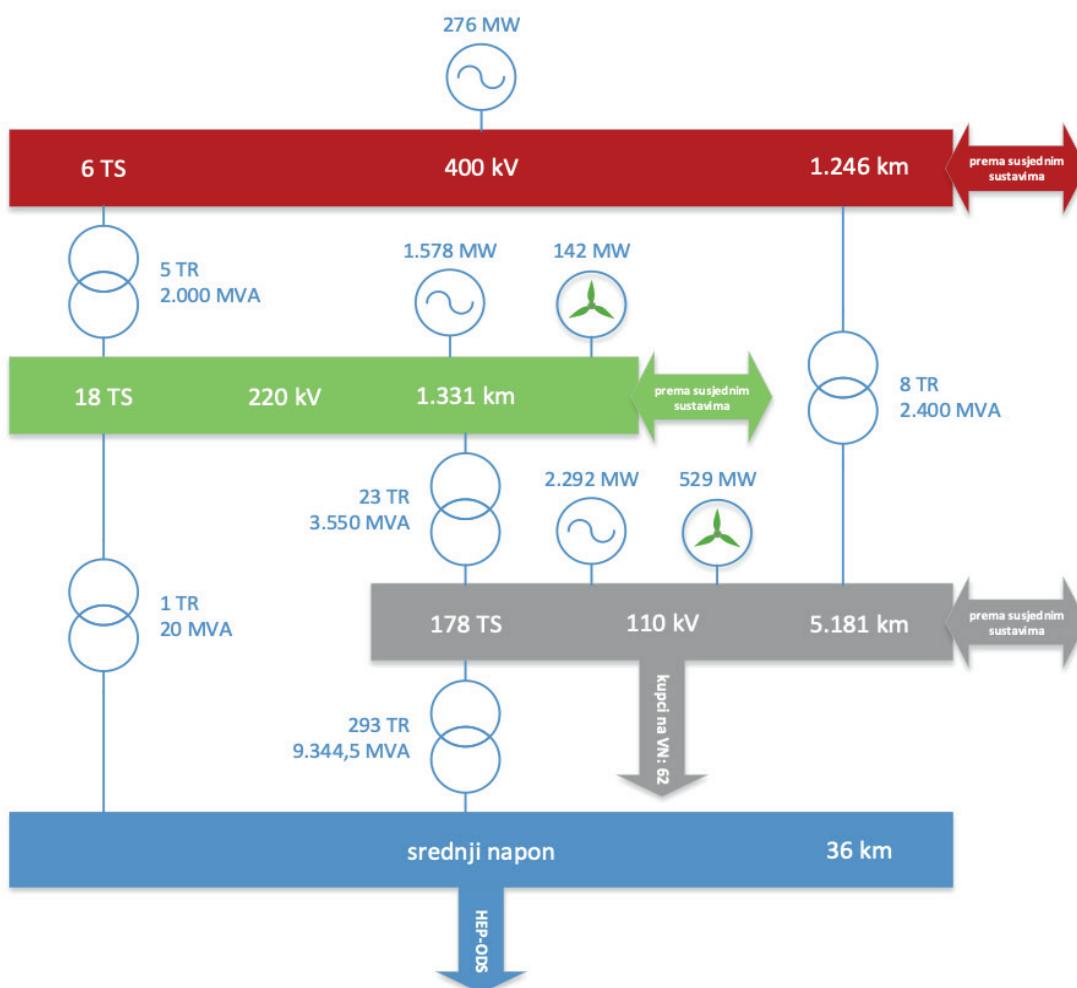
2. 2. GLAVNI SUSTAVI, OPREMA I OBJEKTI

Stanje prijenosne i distribucijske elektroenergetske mreže, njezin pogon i načini održavanja važan su čimbenik za integraciju OIE-a. U ovom potpoglavlju pregled prijenosnog i distribucijskog sustava temelji se na podacima operatora sustava.

PRIJENOSNA MREŽA

Hrvatski prijenosni elektroenergetski sustav prikazuje Slika 5. Sastoji se od 7.794 km visokog napona (400 kV, 220 kV i 110 kV). Prijenosni vodovi koji su konstruirani za 110 kV naponsku razinu, ali trenutno rade na srednjem naponu su također prikazani. Ukupni gubici

Slika 5. Hrvatski prijenosni elektroenergetski sustav (HOPS, 2021.)



prijenosne mreže u Hrvatskoj posljednjih godina iznose oko 390 – 530 GWh, odnosno oko 2 % ukupnog prijenosa električne energije, što je prosjek u većini prijenosnih mreža u EU. Važno je naglasiti da su gubici u 2019. godini iznosili samo 1,75 % prenesene energije, odnosno 388 GWh u absolutnim iznosima, kako prikazuje Slika 6.

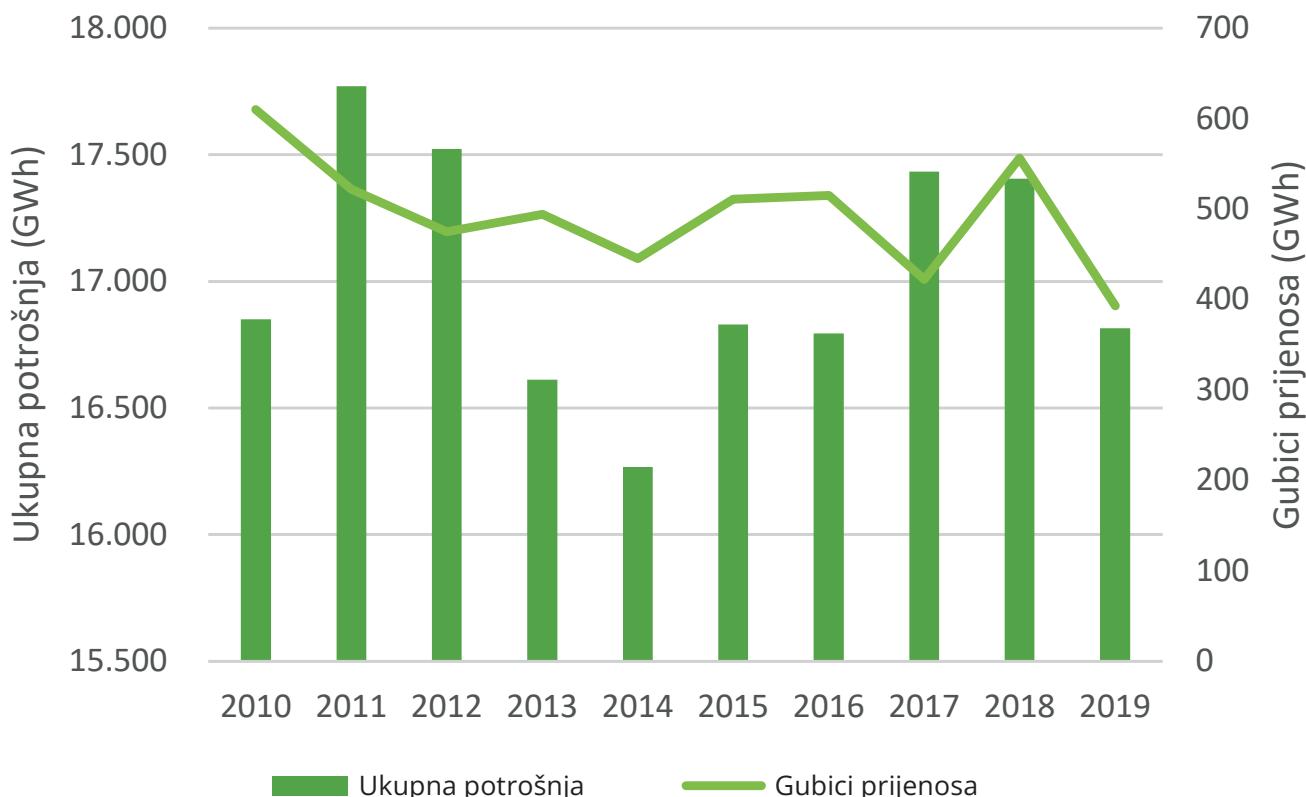
Slika 6 također pokazuje da ne postoji jasna korelacija između absolutnog iznosa gubitaka u mreži i ukupne potrošnje, odnosno da gubici ne slijede varijacije u potrošnji električne energije. U razdoblju od 2010. godine do danas, potrošnja je varirala oko srednje vrijednosti (17030 GWh) za +4,2% i -4,7%, dok su

gubici u prijenosnoj u mreži varirali oko srednje vrijednosti (494 GWh) za +19% i -25,8%. Glavni razlog može se naći u znatnoj razini tranzita kroz hrvatski sustav (5 – 8 TWh/godišnje) kao i u relativno maloj opterećenosti vodova (ispod prirodne snage voda), posebno u dijelu zemlje gdje nedostaje proizvodnih kapaciteta.

DISTRIBUCIJSKA MREŽA

Distribucijska mreža je u početku bila planirana i izgrađena kroz tri naponske razine: 35 (30) kV, 10 kV i 0,4 kV. Koncept razvoja distribucijske mreže ažuriran je tijekom 1970-ih kako bi se uštedio prostor i količina opreme, što je rezultiralo optimalnim sustavom sa samo dvije

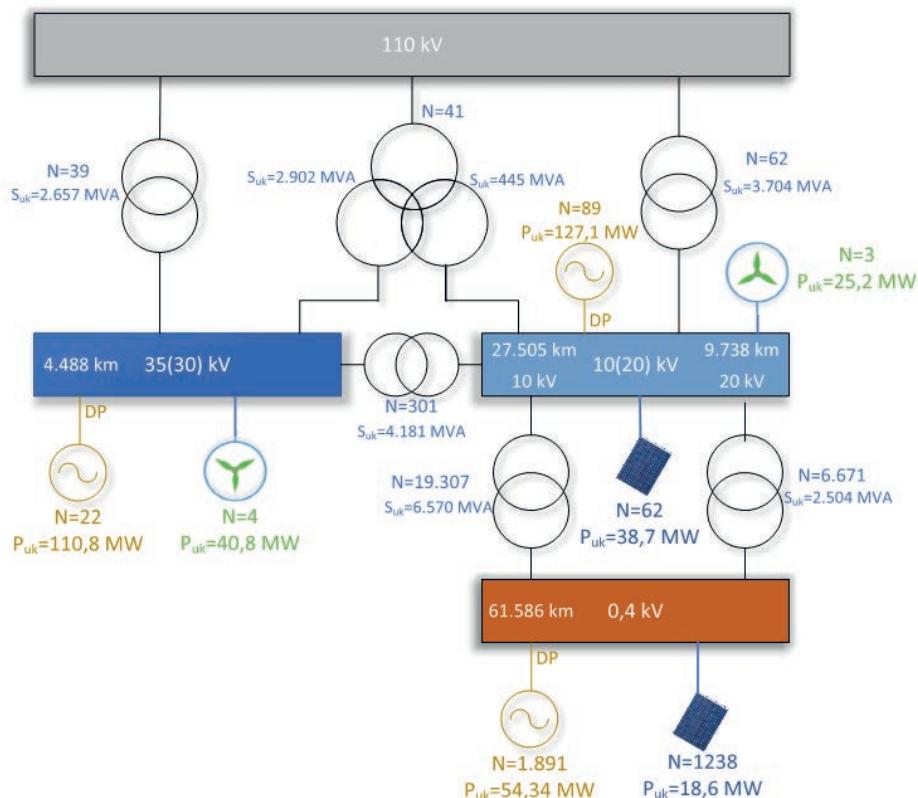
Slika 6. Gubici u prijenosnoj mreži (HOPS, 2021.)



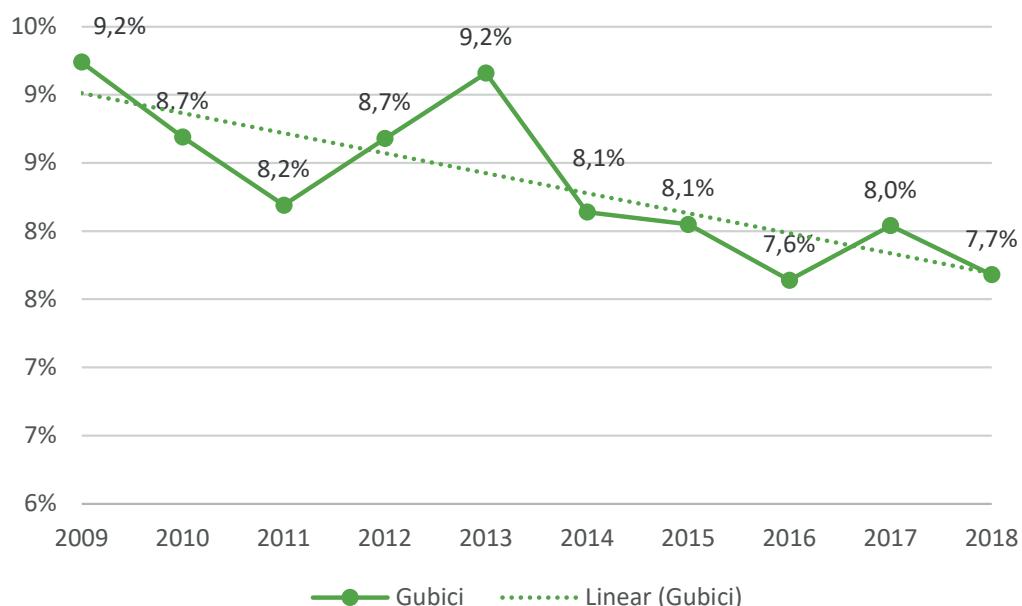
razine napona: jedna razina na srednjem naponu (u dalnjem tekstu: SN) (20 kV), a druga na niskom naponu (u dalnjem tekstu: NN) TS (0,4 kV). Trenutno postoji 26.421 transformatorskih stanica (u danjem tekstu: TS) u nadležnosti HEP ODS-a, kao što prikazuje Slika 7.

U distribucijskoj mreži gubici su također pokazali trend opadanja, dosegnuvši 7,7 posto, kao što se prikazuje Slika 8, što je generalno zadovoljavajuće i u odnosu na druge EU zemlje. U nedavnoj studiji, novo izračunati omjer između tehničkih i netehničkih gubitaka

Slika 7. Distribucijska mreža hrvatskog elektroenergetskog sustava (HEP ODS, 2021.)



Slika 8. Gubici u distribucijskoj mreži (HEP ODS, 2021.)



ka je približno 51:49 %, što se uvelike razlikuje od prethodnih procjena omjera 70:30 posto (EIHP, 2021.). Na temelju rezultata ovog novog izračuna, koji upućuju na znatno veći udio netehničkih gubitaka od prethodno procijenjenih, HEP ODS je poboljšao svoje aktivnosti i ulaganja kako bi se smanjili netehnički gubici, kao što su:

- kontrola priključaka i obračunskih mjernih mjesta i neovlaštene potrošnje električne energije
- provedba tehničkih validacija mjernih podataka u sustavu daljinskog očitanja
- provjera ispravnosti mjerjenja i sl.
- zamjena starih i predimenzioniranih transformatora prikladnijim jedinicama iz pogonske pričuve
- optimiranje uklopnog stanja mreže, isključivanje elemenata mreže u praznom hodu i sl.

2. 3. DOPUŠTENA MREŽNA OGRANIČENJA I DOPUŠTANJE KRATKOTRAJNIH PREOPTEREĆENJA

Trenutno se priključenje OIE-a na mrežu analizira u Elaboratu optimalnog tehničkog rješenja priključenja (u dalnjem tekstu: EOTRP). Analiza EOTRP služi kao temelj za procjenu stanja mreže i mora osigurati održavanje integriteta i pouzdanosti mreže. To je temelj za obvezujući Ugovor o priključenju na mrežu.

Većina novih zahtjeva za priključenje na mrežu su uglavnom za OIE, ponajprije vjetroelektrane i FN elektrane, uzrokujući nesigurnost ulaznih i vanjskih ograničenja. Stoga relevantni i lokacijski scenariji za promatranje dopuštenih ograničenja mreže i dopuštanje kratkotrajnih preopterećenja imaju vrlo važnu ulogu u uspostavljanju transparentnih i učinkovitih postupaka priključenja.

HOPS i HEP ODS imaju opći pristup pri odbiru podskupa mogućih scenarija, uključujući različita mrežna ograničenja. Osim tehničkih ograničenja, mrežna i legislativna ograničenja iz kojih proizlaze zahtjevi za dubokim troškovima pojačanja u mrežu trebaju pronaći ravnotežu između povećanja opće društvene koristi i zahtjeva za privatna ulaganju u mrežu s ciljem razvoja novih kapaciteta OIE-a.

Dva su različita zadatka planiranja i izrade mrežnog priključenja:

1. planiranje razvoja elektroenergetske mreže (dugoročno)
2. planiranje pogona elektroenergetske mreže (kratkoročno).

Prvi zadatak mora osigurati dugoročnu sigurnost opskrbe, pouzdanost i dovoljan kapacitet mreže za:

- nova priključenja potrošača i proizvođača
- usklađivanje dugoročnih razvojnih planova s hrvatskim strateškim dokumentima (npr. Strategija energetskog razvoja)
- uključivanje novih tehnologija u elektroenergetski sustav.

Operatori sustava dužni su kontinuirano razvijati i jednom godišnje predstavljati svoje desetogodišnje planove razvoja mreže za koje je potrebno odobrenje Hrvatske energetske regulatorne agencije (u dalnjem tekstu: HERA).

Drugi spomenuti zadatak operatora sustava je kontinuirana usluga koja uključuje planiranje, upravljanje i analizu pokazatelja pogona sustava te nadzor i upravljanje elektroenergetskog sustava u stvarnom vremenu. Ova usluga operatora sustava naplaćuje se putem opće pristojbe za korištenje prijenosne mreže (mrežarina).

KRATKOTRAJNA PREOPTEREĆENJA

Svi elementi mreže imaju svoje fizičke kapacitete vezane za najveću struju/snagu koju mogu provesti ili maksimalnu temperaturu koju mogu podnijeti.

Kratkotrajna preopterećenja ne predstavljaju prijetnju elementima mreže, jer elementi kao što su transformatori i nadzemni vodovi mogu izdržati preopterećenja u ograničenom razdoblju. Metodologije planiranja rada dopuštaju trajno preopterećenje transformatora od 120 posto. Međutim, to ne vrijedi za kabelske vodove ili starije nadzemne vodove. To se može promijeniti povećanjem osmotritosti mreže, što se ostvaruje kontinuiranim nadzorom i mjerjenjima (npr. putem sustava za dinamičko određivanje prijenosne moći dalekovoda).

Međutim, produljeni rad pod kratkotrajnim preopterećnjima nije dugoročno održiv jer smanjuje očekivani vijek trajanja komponenti.

DOPUŠTENA MREŽNA OGRANIČENJA

Tokovi energije u postupcima priključenja na mrežu obično promatraju normalno stanje pogona (N stanje) i analizusigurnosti neraspoloživosti jednog elementa mreže (N-1 stanje). To je često u suprotnosti sa svakodnevnim radom mreže, gdje N-1 stanje, pa čak i N-2 stanje može biti uobičajeno. To je važnije u prijenosnoj mreži jer se u distribucijskoj mreži većina mreže radijalno napaja i manje je varijacija mogućih topologija mreže.

Mrežna ograničenja i dopuštenje kratkotrajnih preopterećenja mogu se tehnički procijeniti kroz proces priključenja. Novi priključci prema mrežnim pravilima operatora sustava zahtijevaju osiguravanje 100 % adekvatnosti veze tijekom 100 % vremena. Kratkotrajna

preopterećenja nisu prihvatljiva čak ni u slučajevima koji se mogu vrlo rijetko dogoditi i vrlo kratko trajati. Ovakva ograničenja su vrlo restriktivna te bi ih trebalo relaksirati osobito u slučaju prijenosne mreže te posebice za scenarije koji su vrlo rijetko vjerojatni ili čije je trajanje vrlo kratko (npr. Maksimalna proizvodnja svih elektrana na nekom području uz istodobnu minimalnu potrošnju). Uz korištenje postojećih alata moguće je procijeniti vjerojatnost i trajanje takvih ograničenja proizvodnje OIE za različite razine integracije OIE. Preporuča se uvođenje takvih analiza vjerojatnosti što prije za hrvatski elektroenergetski sustav, kao što je to slučaj u nekim sustavima u EU i u skladu s odgovarajućoj regulativom i preporukama ACER-a (Agencija za suradnju energetskih regulatora) i ENTSO-E (Europska mreža operatora prijenosnih sustava za električnu energiju).

To je cilj u distribucijskom sustavu u kojem je svaki priključak nove proizvodne jedinice lokaliziran i u kojem se mrežni kapacitet koristi za mnogo manje segmente radijalno napajanih mreža ispod točke opskrbe 110/SN kV TS.

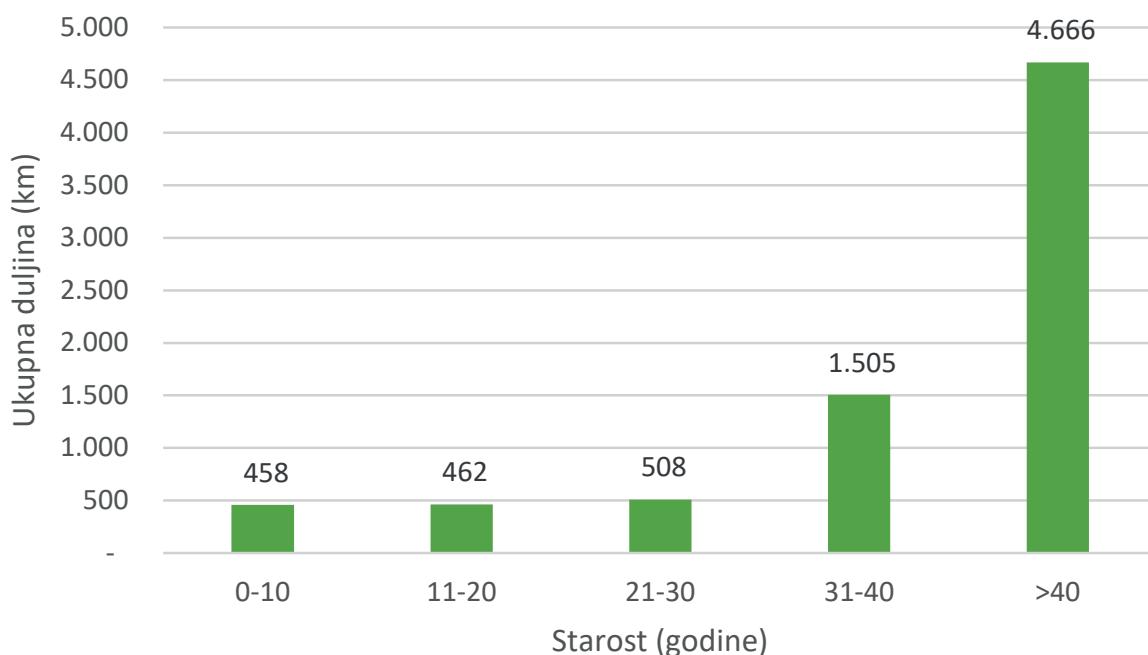
Međutim, na prijenosnoj mreži odabiru se granični ili najstroži scenariji kako bi se osiguralo da će u svim ostalim slučajevima mrežna ograničenja biti zadovoljena. Takav pristup često dovodi do visokih troškova pojačanja mreže, koji nisu popraćeni učestalošću ekstremnih scenarija, niti popisom točnih događaja u mreži koji do toga dovode.

Ako bi operatori svoju analizu temeljili na detaljnim povjesnim podacima i predviđanjima, onda bi ona identificirala kritične prekide/događaje na mreži i stvorila popis zahtjeva za proizvođače, kao što je smanjenje snage ili isključenje. U tim slučajevima potrebno je uključiti dodatne tehničke aspekte u postu-

Tablica 2. Prosječni vijek trajanja visokonaponske opreme u Hrvatskoj (HOPS, 2021.)

Elementi	Očekivani životni vijek (godine)
VN polja (primarna oprema)	33
Energetski transformatori	40
Građevine (temelji voda i aparata)	40
Vodiči, uzemljivači, metalne konstrukcije	40
Energetski kabeli	40
Sekundarni sustavi	15

Slika 9. Starost dalekovoda u Hrvatskoj (HOPS, 2021.)



pak priključenja, osobito za elektrane veće snage spojene na 400 kV ili 220 kV, poput analize dinamičkog odziva. Prema postojećim procedurama na jednaki način se razmatraju jedinice snage 10 MW i jedinice od nekoliko stotina MW čiji je utjecaj na stabilnost sustava vrlo velik.

Nedavne izmjene Zakona o tržištu električne energije omogućuju redefiniranje postupaka priključenja, čime bi se postavila nova ograničenja mreže i dopuštenja za kratkotrajna preopterećenja.

2. 4. OBNOVA I MODERNIZACIJA

Elementi elektroenergetske mreže imaju pričišno dug vijek trajanja. Iako očekivao trajanje ovisi o radnim uvjetima, prosječni vijek trajanja visokonaponske (u dalnjem tekstu: VN) opreme u Hrvatskoj prikazuje Tablica 2.

Nadalje, hrvatska prijenosna mreža zastarjeala je jer je više od 61 % vodova starije od očekivanog vijeka trajanja (40 godina), kao što prikazuje Slika 9.

U posljednjem godišnjem izvješću, HOPS je izvijestio da će 38 % vlastitih ukupnih ulaganja biti potrošeno na revitalizaciju i rekon-

strukciju u sljedećoj podjeli (HOPS, 2020.):

- revitalizacija: 608 milijuna kuna (30 %)
- zamjena i rekonstrukcija: 160 milijuna kuna (8 %)

HOPS također planira iskoristiti sredstva EU za zamjenu 110 kV podmorskih kabela za 335 milijuna kuna. Obnova zastarjele mreže vrlo je izazovan zadatak u Hrvatskoj.

Osim za napajanje većih naselja, prijenosna mreža bila je projektirana za velike industrijske potrošače i velike proizvodne jedinice, dok je danas struktura korisnika mreže poprilično drukčija. Pojavljuje se sve više manjih proizvodnih jedinica često u pasivnim krajevima udaljenim od većih naselja, a većina velikih kupaca je značajno smanjila potrošnju električne energije zbog pada industrijske proizvodnje. Sve navedeno uvjetuje promijenjene topološke potrebe mreže osim neophodnih revitalizacija zbog starosti opreme.

KRITERIJ ZA OBNOVU I MODERNIZACIJU

HOPS je 2020. godine ažurirao svoj interni dokument: Kriteriji i metodologija planiranja razvoja i izgradnje te zamjena i rekonstrukcija prijenosne mreže u kojem pretpostavlja velika ulaganja u sanaciju i revitalizaciju mreže. U njemu su i dalekovodi, transformatorske stanice s rasklopnim i mjernim poljima i sabirnicama. Ovaj je dokument ažurirana inačica sličnog internog akta pripremljenog prije desetak godina, koji je obuhvaćao samo dalekovode.

Prilikom definiranja kriterija za uključivanje pojedinog elementa mreže na popis kandidata za revitalizaciju i načina bodovanja pojedinih kriterija, glavni fokus bio je pojednostaviti postupak i koristiti podatke koji su u potpunosti dostupni unutar HOPS-a. Dio kriterija vezan je uz različite mrežne proračune koji se mogu izvesti korištenjem modernih

programskih rješenja, koji se već redovito primjenjuju prilikom izrade desetogodišnjih planova razvoja prijenosne mreže.

Ovi se kriteriji odnose na dvije ili tri glavne kategorije potreba za revitalizacijom:

1. stvarno stanje promatranog elementa mreže
2. važnost promatranog elementa unutar prijenosne mreže i elektroenergetskog sustava u cjelini
3. ekonomska analiza opravdanosti za pokretanje projekta revitalizacije.

Pojedinačni kriteriji za procjenu stvarnog stanja i važnosti promatranog elementa koji je prethodno bio uvršten na listu kandidata za revitalizaciju u zadanom roku vrednuju se na dva načina:

1. dodjeljivanjem određenog broja bodova jednakih 0, 0,5 ili 1, ovisno o zadovoljavanju unaprijed postavljenih uvjeta
2. dodjeljivanjem određenog broja bodova između 0 i 1 ovisno o relativnim omjerima pojedinih pokazatelja u odnosu na referentni pokazatelj iz promatrane skupine kandidata za revitalizaciju.

Pojedinačni kriteriji, kao i metode bodovanja, u odnosu na pojedine jedinice prijenosne mreže (vodovi, transformatori, prekidači i ostala primarna oprema) detaljno su opisani u dokumentu HOPS-a (HOPS, 2020.).

Metodologija za izradu popisa prioritetnih kandidata za revitalizaciju unutar promatranih skupina elemenata mreže temelji se na:

- određivanju indeksa statusa elementa i indeksa značajnosti elementa unutar prijenosne mreže i elektroenergetskog sustava u cjelini, te dodatno za pojedine skupine elemenata (nadzemni vodovi i veliki mrežni transformatori)

- ekonomskom opravdanju za pokretanje tog projekta revitalizacije.

Prilikom određivanja pojedinačnih indeksa statusa i indeksa značajnosti za promatranog kandidata, težinske čimbenike definira HOPS, što svakom pojedinom kriteriju može dati veću ili manju važnost.

Predviđa se korištenje dodatnih faktora ponderiranja pri određivanju konačne liste prioriteta s obzirom na ukupni indeks statusa, indeks važnosti i gospodarski kriterij. Ekonomskom se kriteriju dodaje znatno veći težinski faktor u odnosu na preostala dva indeksa.

Postupak izrade liste prioriteta za revitalizaciju pojedinih elemenata mreže zamišljen je kao iteracijski, odnosno kandidat za revitalizaciju ocijenjen s najvećim ukupnim brojem bodova uvršten je u konačnu listu prioriteta i briše se s liste kandidata za revitalizaciju. Iteracijski postupak nužan je za relativne odnose pojedinih pokazatelja koji se koriste pri bodovanju nekih kriterija, što znači da međusobni odnosi pri bodovanju ovise o svim kandidatima koji se promatraju, stoga uključivanje jednog kandidata na konačnu listu utječe na broj bodova svih preostalih kandidata. U slučaju HEP ODS-a se za jednaku namjenu koristi analitičko hijerarhijski proces (AHP) metoda odlučivanja.

Valja naglasiti da ovi kriteriji u slučaju HOPS-a ne uzimaju u obzir opravdanost pokretanja pojedinačnog projekta revitalizacije. To se radi pojedinačnom analizom troškova i koristi (za projekte s kapitalnim troškovima većim od 40 milijuna kuna), dok se tim kriterijima definira lista prioriteta za revitalizaciju.

Međutim, planirane aktivnosti revitalizacije potrebno je uskladiti s ukupnim iznosom

sredstava dostupnih HOPS-u u tu svrhu, koji će se zatim uložiti na temelju sastavljenih i ažuriranih lista prioriteta. Financijski zahtjevni projekti revitalizacije podliježu detaljnijim ekonomskim analizama kako bi se utvrdila opravdanost započinjanja projekta unaprijed zamišljenom dinamikom ili utvrdila optimalna dinamika provedbe projekta ako se zamišljena dinamika pokaže ekonomski neopravданom.

Sve u svemu, jasni i primjenjivi kriteriji za obnovu i modernizaciju prijenosne mreže definirani su i provode se u Hrvatskoj. Svi elementi kandidata analiziraju se istim skupom kriterija i procedura te bez diskriminacije.

DEKOMISIJA I PRIMJERI DOBRE PRAKSE

U Hrvatskoj ne postoje posebna ekološka, zdravstvena ili sigurnosna pravila niti smjernice za dekomisiju komponenata u prijenosnoj i distribucijskoj mreži već je to definirano općim pravnim okvirom za okoliš, zdravlje i sigurnost.

Stoga bi se moglo koristiti dobre međunarodne industrijske prakse, poput [Smjernica Svjetske banke o okolišu, zdravlju i sigurnosti za prijenos i distribuciju električne energije](#).

Smjernice uključuju preporuke za upravljanje različitim netehničkim utjecajima tijekom faza izgradnje i dekomisije prijenosnih i distribucijskih sustava. Primjeri utjecaja obuhvaćenih smjernicama EHS uključuju:

- stvaranje otpada s gradilišta
- kontrolu erozije tla i taloga s područja nabave materijala i aktivnosti pripreme gradilišta
- kratkotrajne prašine i druge emisije (npr. zbog prometa vozila, čišćenja zemljišta i zaliha materijala)
- buku od teške opreme i prometa kamiona

- mogućnost nastanka opasnih materijala i izljevanja goriva povezanih s radom teške opreme i punjenjem.

Utjecaj na okoliš tijekom faze izgradnje i dekomisije mrežnih projekata uključuje:

- promjenu kopnenog staništa
- promjenu vodenih staništa
- električna i magnetska polja
- opasne materijale.

Na primjer, preporučene mjere za sprječavanje i kontrolu utjecaja na kopnena staništa tijekom gradnje odobrenog koridora uključuju:

- izbor koridora prijenosa i distribucije, pristupnih cesta, vodova, tornjeva i TS kako bi se izbjeglo kritično stanište korištenjem postojećih komunalnih i prometnih koridora za prijenos i distribuciju, te postojećih cesta za pristupne ceste, kad god je to moguće;
- postavljanje dalekovoda izbjegavajući postojeću vegetaciju kako bi se izbjeglo krčenje
- izbjegavanje građevinskih aktivnosti tijekom sezone parenja životinja i drugih osjetljivih godišnjih doba ili doba dana
- revegetacija ugroženih poremećenih područja s autohtonim biljnim vrstama
- uklanjanje invazivnih biljnih vrsta tijekom rutinskog održavanja vegetacije.

Usto, utjecaji na zdravlje i sigurnost lokalne zajednice tijekom izgradnje i dekomisije prijenosnih i distribucijskih dalekovoda slični su kao i u slučaju većine velikih industrijskih objekata i razmatraju se u smjernicama EHS. ti utjecaji među ostalim uključuju: prašinu, buku i vibracije od uzrokovanih građevinskim vozilima te zarazne bolesti povezane s priljevom privremene građevinske radne snage.

3. INTEGRACIJA VARIJABILNIH OBNOVLJIVIH IZVORA ENERGIJE U HRVATSKOJ

3. 1. KLJUČNI POKAZATELJI USPJEŠNOSTI INTEGRACIJE VOIE-A

Osim gubitaka navedenih u drugom poglavlju (Trenutno stanje prijenosnog i distribucijskog elektroenergetskog sustava), postoji niz ključnih pokazatelja učinka (u dalnjem tekstu: KPI) koje operatori sustava koriste za procjenu postignuća svojih ciljeva kroz praćenje nekoliko pokazatelja uspješnosti. Operatori sustava koriste se različitim KPI-jevima, od kojih se većina može klasificirati u sljedeće skupine:

1. raspoloživost sustava i opskrbe te pokazatelji pouzdanosti
2. KPI značajke i stabilnost sustava.

Neki od najčešće korištenih KPI-ja navedeni su u nastavku, ali važno je napomenuti da se operatori često služe mnogim internim pokazateljima učinka koji se koriste za posebne interne svrhe.

KPI RASPOLOŽIVOSTI I POUZDANOSTI

Raspoloživost sustava izračunava se kao zbroj raspoloživosti pojedinih krugova mreže izražen kao postotak ukupnog broja krugova. Krug je definiran kao nadzemni vod, kabel, transformator, sabirnica transformatorske stanice ili bilo koja kombinacija tih komponenta koje isklapa/uklapa jedan ili više prekidača.

Ukupna neraspoloživost sustava uključuje planirane i neplanirane zastoje u radu.

KPI o raspoloživosti opskrbe pružaju mjeru za označavanje razine spremnosti sustava za isporuku električne energije korisnicima:

- neisporučena električna energija (u dalnjem tekstu: ENS, engl. Energy Not Supplied) – procijenjeni iznos električne energije koji bi bio isporučen da nije došlo do dugotrajnog

prekida napajanja

- prosječno trajanje dugotrajnih prekida napajanja (u dalnjem tekstu: AIT, engl. Average Interruption Time) – opći pokazatelj trajanja dugotrajnih prekida napajanja u prijenosnoj mreži.

Najčešće korišteni KPI **pouzdanosti sustava** definirani su na sljedeći način:

- prosječni broj dugotrajnih prekida napajanja svakog korisnika mreže (u dalnjem tekstu: SAIFI, engl. System Average Interruption Frequency Index) – opći pokazatelj prosječnog broja dugotrajnih prekida napajanja po korisniku distribucijske mreže
- prosječno trajanje dugotrajnih prekida napajanja svakog korisnika mreže (u dalnjem tekstu: SAIDI, engl. System Average Interruption Duration Index) – opći pokazatelj prosječnog trajanja dugotrajnih prekida napajanja po korisniku distribucijske mreže
- prosječno trajanje dugotrajnih prekida napajanja po korisniku mreže (u dalnjem tekstu: CAIDI, engl. Customer Average Interruption Duration Index) – opći pokazatelj prosječnog trajanja dugotrajnih prekida napajanja po korisniku distribucijske mreže pogodenog prekidom napajanja.

KPI ZNAČAJKE I STABILNOST SUSTAVA

Indeks odstupanja napona

HOPS je definirao dopuštene rasponе napona sustava tijekom normalnih pogonskih uvjeta za svaku razinu prijenosnih napona:

- 400 kV: $400 - 10 \% + 5 \% = 360\text{-}420 \text{ kV}$
- 220 kV: $220 \pm 10 \% = 198\text{-}242 \text{ kV}$
- 110 kV: $110 \pm 10 \% = 99\text{-}121(123) \text{ kV}$
- 35(30) kV: $35(30) \pm 10 \% = 31,5(27)\text{-}38,5(33) \text{ kV}$.

U poremećenom pogonu napon sustava

može biti u sljedećim granicama:

- 400 kV: $400 \text{ kV} \pm 15\% = 340\text{-}460 \text{ kV}$
- 220 kV: $220 \text{ kV} \pm 15\% = 187\text{-}253 \text{ kV}$
- 110 kV: $110 \text{ kV} \pm 15\% = 94\text{-}127 \text{ kV}$
- 35(30) kV: $35(30) \pm 15\% = 29,8(25,5)\text{-}40,2(34,5) \text{ kV}$.

Indeks odstupanja frekvencije

HOPS je definirao dopuštene frekvencijske raspone sustava tijekom sljedećih radnih uvjeta:

- maksimalno odstupanje frekvencije od zadane vrijednosti (50 Hz), u privremenom stacionarnom stanju i interkonekcijskom radu, ne smije prelaziti $\pm 200 \text{ mHz}$,
- odstupanje frekvencije od nazivne vrijednosti ne smije premašiti $\pm 800 \text{ mHz}$,
- odstupanja frekvencije od zadane vrijednosti za više od $\pm 20 \text{ mHz}$ ispravljaju se djelovanjem primarne regulacije (dozvoljena neosjetljivost primarnih regulatora - "mrtva zona regulatora").

KPI HRVATSKIH OPERATORA SUSTAVA

HOPS i HEP ODS obvezni su jednom godišnje (na svojoj web stranici) objaviti sljedeće KPI:

HEP ODS:

- kvaliteta opskrbe - udio pravodobno riješenih zahtjeva za izdavanje elektroenergetske

suglasnosti za priključenje proizvođača na prijenosnu mrežu u promatranoj godini

- pouzdanost napajanja – opći pokazatelji pouzdanosti, ENS i AIT, izraženi na razini operatora prijenosnog sustava i na razini prijenosnih područja, prema vrsti dugotrajnih nestanka struje (planirani/neplanirani) i uzrocima dugotrajnih nestanaka struje.

HEP ODS:

- kvaliteta opskrbe
- pouzdanost napajanja – opći pokazatelji pouzdanosti kao što su SAIFI, SAIDI i CAIDI
- kvaliteta napona.

Na sljedećim slikama i tablicama navedeni su neki od dostupnih KPI-jeva pouzdanosti prijenosne i distribucijske mreže:

PRIJENOSNI SUSTAV

KPI pouzdanosti za područja prijenosnog sustava i sveukupno (ENS i AIT) prikazuje Tablica 3 za 2020. godinu. Ukupna pouzdanost bila je niža od zahtijevanog [standarda](#), kao što prikazuje Tablica 4.

Slika 10 prikazuje ukupni AIT (s prisilnim i planiranim prekidima) prijenosne mreže prema naponskim razinama od 2015. do 2019. godine. Za sve promatrane godine (2015. – 2019.), ukupni AIT prijenosne mreže veći je od zahtijevanog standarda (17 min). Pri tome treba naglasiti da je najveća neraspoloživost pri-

Tablica 3. Pouzdanost prijenosnog sustava u 2020. godini (HOPS, 2021.)

Prijenosno područje	Godišnje prenesena energija (GWh)	ENS (MWh)	AIT (min)
PrP Zagreb	11.017,40	291,50	13,94
PrP Split	5.771,06	505,80	46,19
PrP Rijeka	6.139,98	67,84	5,82
PrP Osijek	3.766,74	8,58	1,20
HOPS	26.695,18	873,72	21,49

*AIT=(8760*60*ENS)/Godišnje prenesena energija

PrP – Prijenosno područje

Tablica 4. Usporedba KPI-ja sa standardima prijenosne mreže u 2020. godini (HOPS, 2021.) (HERA, 2017.)

KPI-jevi pouzdanosti sustava	Zahtijevani standard raspoloživosti mreže
ENS	873,72 MWh > 700 MWh
AIT	21,49 min > 17 min

Tablica 5. Pouzdanost prijenosnog sustava u 2019. godini (HOPS, 2021.)

Prijenosno područje	Godišnje prenesena energija (GWh)	ENS (MWh)	AIT (min)
PrP Zagreb	10.565,10	67,00	3,33
PrP Split	5.936,86	213,00	18,86
PrP Rijeka	7.012,20	29,43	2,26
PrP Osijek	3.971,70	15,60	2,06
HOPS	27.485,86	325,03	7,70

*AIT=(8760*60*ENS)/Godišnje prenesena energija

jenosne mreže na području PrP Split gdje je glavnina lokacija postojećih i planiranih VOIE. Uzrok tome je da je mreža na tom području vrlo stara, relativno loše održavana kroz godine (jer se radi o pasivnim krajevima i vodovima koji su bili vrlo slabo opterećeni, a postojeća konfiguracija terena otežava održavanje) te vremenske prilike s relativno mnogo ekstrema (velike vrućine, posolica, jaki vjetrovi koji naglo mijenjaju smjer, česte oluje i sl.).

Vijeće europskih energetskih regulatora za-

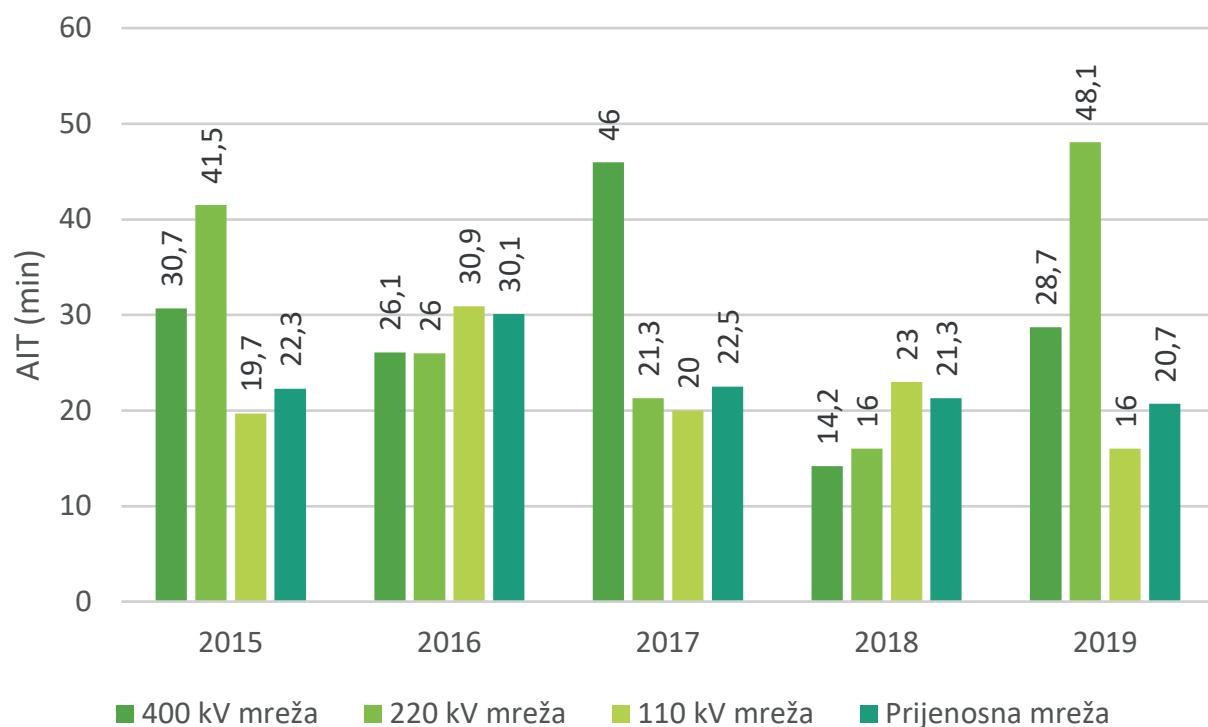
ključilo je kako postoje različita pravila za proračun pouzdanosti sustava diljem Europe, što otežava usporedbu tih pokazatelja na europskoj razini (Vijeće europskih energetskih regulatora, 2019.).

Veći broj država ne uključuje kratke prekide prilikom proračuna SAIDI i SAIFI, a druge države nemaju razliku između dužih i kraćih prekida. Ta razlika u proračunima može dovesti do netočne interpretacije podataka KPI u izvješćima pouzdanosti.

Tablica 6. Usporedba KPI-ja sa standardima prijenosne mreže u 2019. godini (HOPS, 2021.)

KPI-jevi pouzdanosti sustava	Zahtijevani standard raspoloživosti mreže
ENS	325,03 MWh < 700 MWh
AIT	7,70 min < 17 min

Slika 10. Prosječno trajanje prekida prema naponskoj razini prijenosne mreže (2015. - 2019. godina) (HOPS, 2021.)



Tablica 7. Neplanirani AIT (prijenosna mreža), bez iznimnih događaja (u minutama)
(Vijeće europskih energetskih regulatora, 2018.)

Država	2004.	2005.	2006.	2007.	2008.	2009.	2010.	2011.	2012.	2013.	2014.	2015.	2016.
Belgija									2,18	1,76	3,45	1,25	1,90
Češka						5,50	5,00	15,40	4,00	18,38	15,83	17,50	16,00
Estonija									1.756,00	2.719,00	410,30	552,00	1.404,66
Finska									0,44	1,24	4,40	1,54	1,22
Francuska	3,77	2,44	1,89	2,52	4,35	6,35	2,89	1,73	2,28	3,02	2,77	7,02	2,90
Grčka									13,61	23,78	19,65	30,61	20,93
Mađarska												0,03	0,03
Hrvatska									32,9	20,6	20,5	36,8	22,3
Italija			5,28	12,80	3,68	3,82	3,41	4,88	6,17	4,65	2,68	5,29	2,69
Litva						0,06	0,49	0,35	0,34	0,31	0,25	0,22	0,04
Norveška									19,15	4.370,77	102,65	11,00	5,97
Poljska				0,00	468,45	0,00	4,57	252,33	161,89	0,00	1.249,78	86,77	84,44
Portugal	6,68	0,52	0,78	0,81	1,35	0,44	1,16	0,28	0,00	0,09	0,02	0,00	0,12
Rumunjska						1,80	0,81	3,10	1,06	1,19	0,35	0,82	0,36
Slovačka										0,26	3,85	1,45	1,02
Slovenija	4,03	0,11	6,33	1,35	0,06	0,36	2,95	0,40	0,37	1,08	0,04	2,67	0,27
Španjolska										0,24	0,24	0,44	0,11
Švedska										0,03	0,00	0,05	0,04
													0,01

Tablica 8. Neplanirani ENS (prijenosna mreža), bez iznimnih događaja (u MWh) (Vijeće europskih energetskih regulatora, 2018.)

Država	2004.	2005.	2006.	2007.	2008.	2009.	2010.	2011.	2012.	2013.	2014.	2015.	2016.
Belgija									293,81	237,48	453,79	161,09	242,33
Češka						41,00	7,00	161,30	4,50	167,50	231,00	64,00	16,00
Estonija									148,21	58,41	27,56	11,93	67,54
Finska									60,00	150,00	490,00	170,00	139,67
Francuska	2.950,00	1.937,00	1.512,00	2.002,00	3.563,00	5.089,00	2.429,00	1.374,00	1.865,00	2.499,00	2.150,00	5.540,00	2.320,00
Grčka									1.275,00	2.050,63	1.672,13	2.645,03	1.806,75
Mađarska												2,45	2,73
Italija			3.477,00	8.465,00	2.430,00	2.372,00	2.175,00	3.131,00	3.886,00	2.839,00	1.593,00	3.209,00	1.623,00
Litva						2,24	11,63	7,53	7,36	6,70	5,36	4,54	1,03
Norveška									106,25	8.608,00	188,55	14,49	18,92
Poljska				0,00	1.925,14	0,00	18,98	1.134,28	755,13	0,00	5.375,17	388,99	425,10
Portugal	496,00	40,20	262,59	75,90	130,16	42,09	116,20	27,00	0,00	8,60	1,80	0,40	11,00
Rumunjska					167,00	69,30	267,90	98,80	107,12	30,89	82,51	38,36	224,69
Slovenija	94,54	2,54	156,76	34,02	1,34	7,69	67,94	9,71	8,85	26,69	0,82	64,47	6,42
Španjolska									113,00	1.126,00	204,00	232,00	524,30
Švedska									6,90	0,20	10,60	9,30	1,10

Najčešći indikatori za usporedbu pouzdanosti napajanja električnom energijom su ENS i AIT, kao što prikazuju Tablica 7 i Tablica 8.

Međutim, prijenosne mreže, niti točan način razmatranja indikatora nisu jednako definirane u svakoj europskoj državi, što može uvelike utjecati na podatke u tablici.

DISTRIBUCIJSKI SUSTAV

Slika 11, Slika 12 i Slika 13 pokazuju da od 2009. godine vrijednosti svih glavnih pokazatelja pouzdanosti imaju silazni trend, što je u skladu s postavljenim poslovnim ciljevima povećanja kvalitete opskrbe električnom energijom i povećanja učinkovitosti poslovanja.

Velika iznimka dogodila se 2014. godine u distribucijskoj mreži, kada se trajanje prisilnih prekida uzrokovanih višom silom (SAIDI) znatno povećava zbog ekstremnih vremenskih uvjeta na području Gorskog kotara (tuča je srušila dijelove nekoliko distribucijskih vodova).

Vrijednosti KPI na slikama 11-13 nije dobro prikazana jer nedostaje ukupna vrijednost

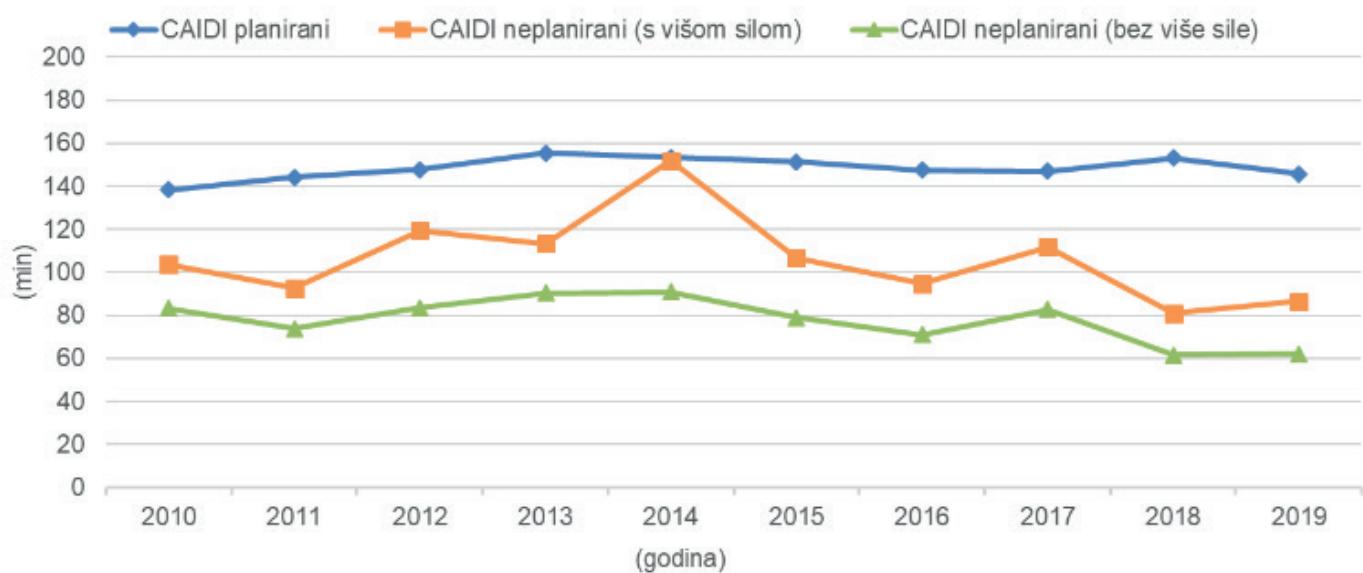
stvarnog KPI (prikazanog u tablicama 10-11) koja bi se onda mogla usporediti s planiranim vrijednostima.

KPI pouzdanosti distribucijskog sustava (SAIDI, SAIFI, CAIDI) pokazuju da se za 10-godišnje razdoblje (2010. – 2019.) pouzdanost opskrbe povećala i zadovoljava regulatorne zahtjeve kao što prikazuje Tablica 9.

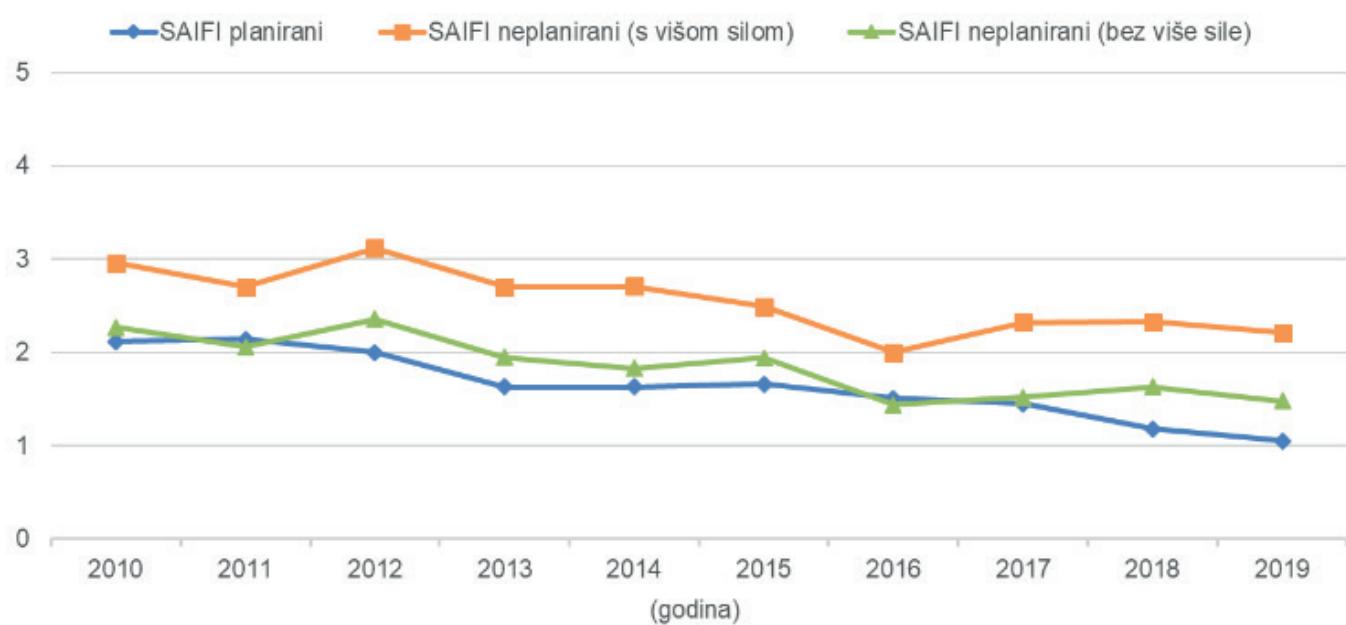
U europskim distribucijskim sustavima, SAIFI i SAIDI su najčešće korišteni, ali neke države ne koriste podatke distribucijske mreže za proračun tih pokazatelja (npr. Francuska od 2016. godine) ili koriste podatke zajedno od distribucijske i prijenosne mreže (npr. Nizozemska).

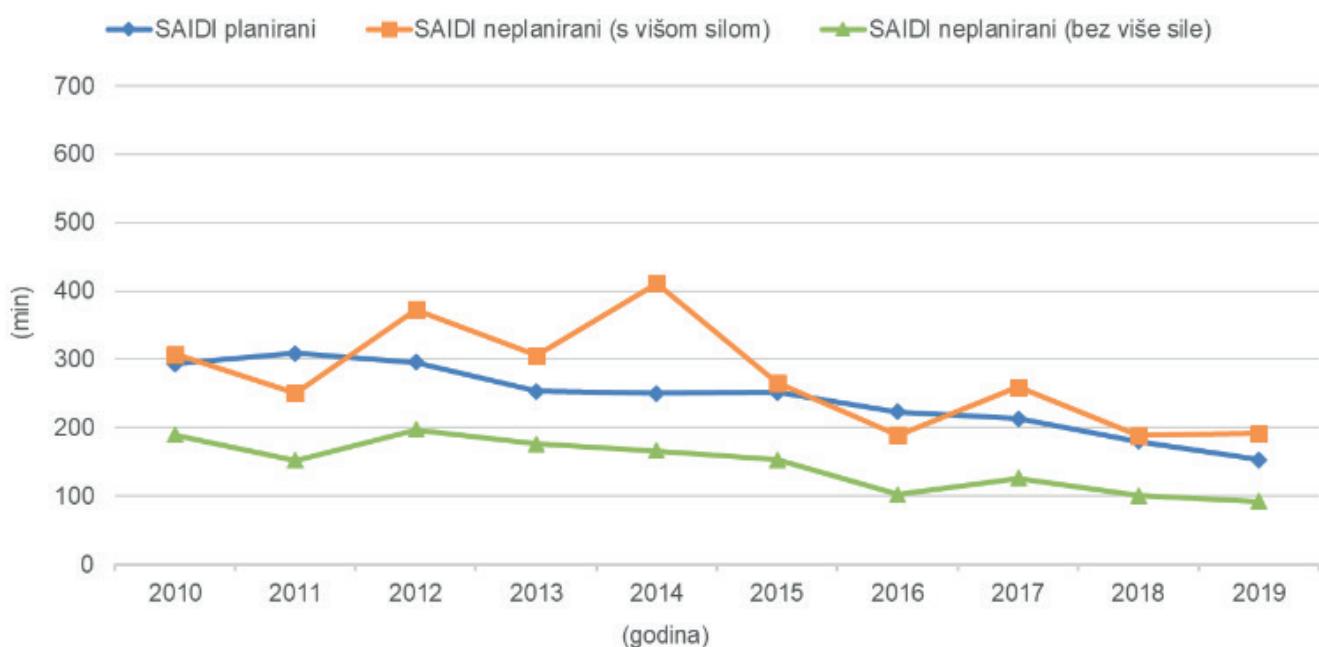
Bugarska, Hrvatska, Njemačka, Grčka i Latvija jedini uključuju prekide na niskom i srednjem naponu u proračunu svojih SAIDI i SAIFI brojki. Planirane i neplanirane SAIFI i SAIDI pokazatelje s iznimnim događajima prikazuju Tablica 10 i Tablica 11. Može se vidjeti da su SAIDI i SAIFI pokazatelji za distribucijski sustav Hrvatske među najgorima od prikazanih zemalja, gora je situacija samo u Rumunjskoj.

Slika 11. Prosječno trajanje dugotrajnih prekida opskrbe po korisniku mreže (CAIDI) (HEP ODS, 2021.)



Slika 12. Prosječan broj dugotrajnih prekida opskrbe svakog korisnika mreže (SAIFI) (HEP ODS, 2021.)



Slika 13. Prosječno trajanje dugotrajnih prekida opskrbe svakog korisnika mreže (SAIDI) (HEP ODS, 2021.)*Tablica 9. Standardi kvalitete opskrbe električnom energijom (HERA, 2017.)*

Standard	Vrsta mreže	SAIDI	SAIFI
1	urbano područje s pretežno kabelskom mrežom	120	2
2	prigradska područja i veća naselja	240	4
3	nadzemni vod u prigradskom području	360	8

Tablica 10. Planirani i neplanirani SAIFI, uključujući izuzetne događaje (broj prekida po korisniku) (Vijeće europskih energetskih regulatora, 2018.)

Država	2004.	2005.	2006.	2007.	2008.	2009.	2010.	2011.	2012.	2013.	2014.	2015.	2016.	
Austrija									0,83	0,81	0,96	0,80	0,86	
Hrvatska									5,09	4,32	4,34	4,15	3,51	
Češka					2,84	2,54	2,37	2,36	2,39	2,65	2,37	2,65	2,21	
Danska							0,44	0,44	0,44	0,41	0,35	0,42	0,42	
Estonija									2,32	3,06	1,13	1,73	1,96	
Finska									1,96	2,35	1,76	2,78	1,58	
Francuska	0,16	0,13	0,15	0,19	0,32	0,34	0,28	0,19	0,19	0,23	0,20	0,22	0,22	
Njemačka					0,55	0,44	0,40	0,40	0,44	0,41	0,58	0,45	0,91	0,59
Velika Britanija			0,76	0,90	0,79	0,75	0,74	0,72	0,68	0,63	0,74	0,58	0,54	
Grčka									3,30	3,20	2,80	2,90	2,80	
Mađarska												1,55	1,43	
Irska												1,50	1,30	
Italija	2,88	2,79	2,58	2,46	2,73	2,66	2,65	2,46	2,74	2,57	2,35	2,81	2,17	
Latvija					3,01	2,95	1,80	5,00	5,59	4,78	4,48	3,77	3,18	3,13
Litva		1,57	1,73	2,44	1,89	1,89	2,45	2,67	2,36	1,97	1,85	1,72	1,83	
Luksemburg										0,40	0,38	0,43	0,28	
Malta									5,05	4,76	5,34	3,13	2,60	
Nizozemska									0,33	0,33	0,31	0,47	0,32	
Norveška									1,63	2,22	2,44	2,17	1,89	
Poljska					3,50	4,88	4,60	4,45	5,04	4,14	3,94	3,52	4,11	3,46
Portugal	3,89	3,73	3,90	2,66	2,82	3,64	4,33	2,42	1,89	3,10	1,90	1,55	1,65	
Rumunjska										6,23	5,86	5,49	5,00	
Slovačka										2,58	2,24	2,14	2,26	
Slovenija						3,81	3,46	2,67	2,79	3,87	3,09	5,17	2,66	2,49
Španjolska										7,03	1,19	1,29	1,30	1,18
Švedska										1,47	1,48	1,46	1,36	1,34
Švicarska							0,40	0,40	0,45	0,37	0,30	0,32	0,30	

Tablica 11. Planirani i neplanirani SAIDI, uključujući izuzetne događaje (minute po korisniku) (Vijeće europskih energetskih regulatora, 2018.)

Država	2004.	2005.	2006.	2007.	2008.	2009.	2010.	2011.	2012.	2013.	2014.	2015.	2016.
Austrija									50,41	53,64	68,31	62,76	54,86
Bugarska						485,20	470,10	455,10	435,20	350,80	346,90	291,30	
Hrvatska									664,00	559,46	661,72	516,32	412,24
Češka					351,36	351,59	295,28	268,82	272,65	354,76	283,22	316,07	258,29
Danska							20,42	21,98	19,49	20,56	16,64	20,51	19,38
Estonija									255,79	465,32	182,82	237,74	222,23
Finska									94,36	186,72	79,79	169,13	80,56
Francuska	63,70	13,90	94,20	72,40	93,50	197,00	119,10	72,80	78,50	99,50	67,30	73,80	70,50
Njemačka			38,35	49,52	30,13	26,82	29,67	27,37	29,20	39,98	21,06	22,19	23,55
Velika Britanija			73,22	108,44	87,64	82,17	88,14	76,70	74,75	66,70	98,23	55,74	50,43
Grčka									299,00	289,00	258,00	248,00	244,00
Mađarska												228,00	216,00
Irska												183,30	152,40
Italija	153,15	138,63	114,34	104,05	138,99	122,25	144,55	169,81	198,70	160,68	153,40	195,65	143,74
Latvija				506,00	497,00	678,00	1.292,00	944,00	636,00	621,00	466,00	350,00	286,00
Litva		280,26	290,29	326,36	231,50	256,63	421,64	460,50	467,33	366,69	361,49	300,71	345,96
Luksemburg										33,64	25,09	28,81	21,84
Malta	556,11	520,15	405,52	490,40	262,18	763,74	693,00	260,00	366,60	421,08	777,60	227,59	163,82
Nizozemska									31,50	29,42	25,89	37,66	27,28
Norveška									106,76	181,41	161,12	172,82	128,83
Poljska				531,00	589,69	518,66	515,88	478,81	410,51	420,94	324,81	363,32	272,00
Portugal	266,95	237,89	261,89	143,31	164,74	282,03	277,61	133,48	95,83	260,26	97,34	77,47	77,65
Rumunjska										761,00	710,00	582,00	555,00
Slovačka										298,06	254,36	257,52	258,82
Slovenija					253,35	264,65	186,12	202,39	286,04	224,41	1027,19	199,95	191,92
Španjolska									69,18	108,36	63,36	69,12	65,82
Švedska									105,11	170,81	101,89	134,81	94,42
Švicarska						28,00	29,00	34,00	25,00	22,00	21,00	19,00	

Novi KPI ZA RAZMATRANJE

Kako se udjel VOIE kontinuirano povećava u elektroenergetskim sustavima, potrebno je razumjeti utjecaj novih izvora na dinamiku sustava te uspostaviti nove pokazatelje stabilnosti koji će omogućiti pouzdano upravljanje sustavima s visokim udjelom proizvodnih jedinica na EES priključenih preko energetske elektronike. Stoga su definirani i predloženi novi KPI za stabilnost sustava s visokim udjelom obnovljivih izvora:

- efektivna područna inercija sustava – važno za definiranje brzine kojom se mora aktivirati frekvencijska rezerva, tj. Definirat će koliko odaziva proizvodnih jedinica mora biti u kategoriji brzih odaziva,
- kapacitet kratkog spoja (snaga sustava) – opisuje snagu sustava za održavanje napona na gotovo nazivnoj razini za razliku od iznosa struje kratkog spoja,
- podsinkrone oscilacije – mogu uključivati frekvencijske komponente (harmonike) do nazivne frekvencije mreže.

Gore navedeni KPI-ovi (efektivna područna inercija sustava, kapacitet kratkog spoja i podsinkrone oscilacije) karakteriziraju dinamičke značajke suvremenih elektroenergetskih sustava i dobivaju se korištenjem brzih mjerjenja pomoću uređaja za sinkronizirano mjerjenje fazora (u dalnjem tekstu: PMU). Trenutno nije dostupna procjena dinamičkih značajki hrvatskog elektroenergetskog sustava s pomoću ovih KPI-ja, ali postoji potencijal da se to postigne radi boljeg praćenja stabilnosti sustava jer je većina visokonaponskoga prijenosnog sustava pokrivena PMU mjerjenjima.

3. 2. PLANIRANI VOIE PROJEKTI SREDNJIH I VELIKIH RAZMJERA

Prema podacima iz desetogodišnjeg plana razvoja prijenosne mreže od 2021. do 2030.

godine, bilo je više od 7 GW zahtjeva za priključenje na mrežu, uglavnom iz proizvodnih pogona koji se koriste obnovljivim izvorima energije. Troškovi naknada za priključenje objekata na prijenosnu mrežu procjenjuju se na 3,2 milijarde kuna, od čega bi 80 % trebali snositi nositelji projekta čija su proizvodna postrojenja spojena na prijenosnu mrežu, a preostalih 20 % HOPS.

HOPS je prijavio te troškove Europskom fondu za oporavak i otpornost kako bi pokrio dio tih troškova.

Nadalje, do 1. rujna 2021. godine bilo je više od 11 GW projekata koji su čekali priključenje na prijenosnu mrežu, kao i 883 MW zahtjeva za instalaciju potrošačkih kapaciteta. Od tih 11 GW, većina prijava bila je za FN elektrane (4,7 GW), vjetroelektrane (3,3 GW) i hibridne elektrane (1,8 GW) koje najčešće sadržavaju različite kombinacije VOIE (HOPS, 2021.).

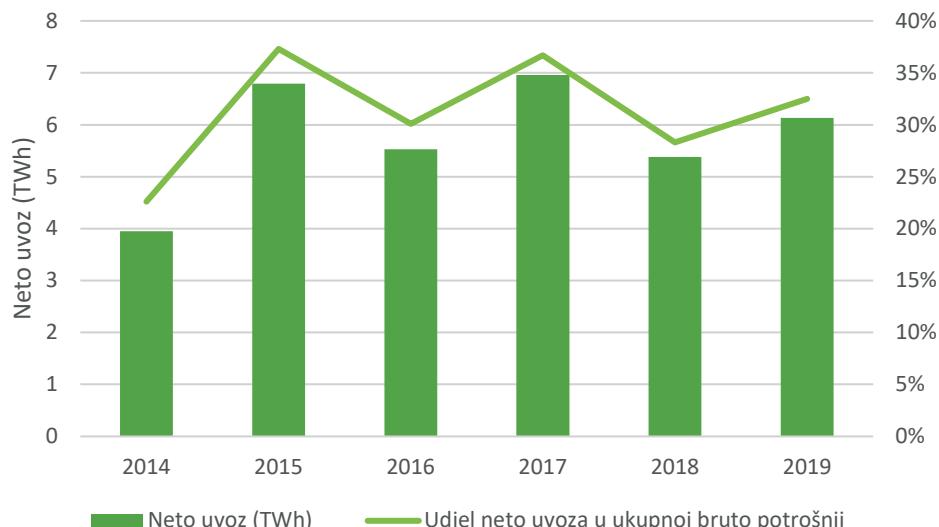
Usto, na HEP ODS listi kandidata bilo je 1,7 GW, što zajedno čini 13 GW novih proizvodnih kapaciteta koje se želi spojiti na mrežu.

POTREBNI KAPACITETI REZERVE URAVNOTEŽENJA

Pomoćne usluge za uravnoteženje sustava mogu se podijeliti na sljedeći način:

- **rezerva za održavanje frekvencije** (u dalnjem tekstu: FCR) – služi za stabilizaciju frekvencije nakon poremećaja automatskim reagiranjem svih sinkronih jedinica na odstupanja frekvencije;
- **rezervaza ponovnu uspostavu frekvencije** (u dalnjem tekstu: FRR) – koristi se za vraćanje frekvencije na nazivnu vrijednost i održavanje ugovorene razmjene preko interkonekcijskih vodova;
- **zamjenska rezerva** (u dalnjem tekstu:

Slika 14. Ukupni uvoz električne energije i njen udio u ukupnoj potrošnji u Hrvatskoj 2014.-2019. (EIHP, 2021.)



RR) – koristi se za oslobođanje kapaciteta sekundarne rezerve za nove neravnoteže i obično se aktivira ručno kada dođe do većih poremećaja.

Opterećenje hrvatskog elektroenergetskog sustava je u rasponu od 1,1 GW – 3,2 GW, dok je postojeći proizvodni kapacitet 5,6 GW (hidroelektrane 2,1 GW, termoelektrane 2 GW, Industrijske elektrane 212 MW, VE 801,3 MW, distribuirani izvori 431,6 MW) (HOPS, 2021.), (EIHP, 2021.).

Trenutno u Hrvatskoj ima 1,63 puta više instaliranih proizvodnih kapaciteta od vršnog opterećenja sustava. Međutim, Hrvatska je i dalje neto uvoznik električne energije. Uvozi između 22 % i 37 % svoje ukupne bruto po-

trošnje, kao što prikazuje Slika 14. Glavni razlog relativno visoke razine uvoza električne energije je činjenica da su cijene na tržištu električne energije u inozemstvu niže od lokalnih troškova proizvodnje iz termoelektrana kao i nedostatak padalina te posljedično manja proizvodnja hidroelektrana.

Projekti obnovljivih izvora energije koji imaju pravo na mehanizam potpore (tržišnu premiju ili zajamčenu otkupnu cijenu) dio su EKO bilančne grupe kojom upravlja Hrvatski operator tržišta energije (u dalnjem tekstu: HROTE). HROTE je dužan podmiriti troškove energije uravnoteženja HOPS-u zbog odstupanja ostvarene satne isporuke električne energije EKO bilančne grupe od satnog plana proizvodnje električne energije.

Tablica 12. Troškovi uravnoteženja EKO bilančne grupe u 2019. i 2020. godini (HROTE, 2021.)

Godina	Instalirani kapacitet (MW)	Dostavljena električna energija (TWh)	Troškovi uravnoteženja (HRK mil)	Trošak uravnoteženja po MWh (HRK/MWh)
2017.	321	2,2		
2018.				
2019.	877	2,9	41,7*	14,2
2020.	1035	3,2	11,9**	5,6

*do 2019. godine troškovi EKO bilančne grupe su bili plaćeni kroz mrežarinu

** od 2020. godine EKO bilančna grupa ne plaća za troškove pričuvnog kapaciteta (20%) i trošak se smanjio zbog EU smjernica za uravnoteženje

Tablica 13. Pozitivna i negativna energija uravnoteženja sustava i EKO bilančne grupe (HROTE, 2021.) (HERA, 2020.)

Godina	EKO BG Pozitivna bi-lanca energije (GWh)	EKO BG Negativna bilan-cica energije (GWh)	Pozitivna energija susta-v-a uravnoteženja (GWh)	Negativna energija sus-tava uravnotežen-ja (GWh)
2017.	116	125	189	172
2018.	147	147	209	156
2019.	111	117	189	106
2020.	1035	3,2	11,9**	5,6

Od 1. siječnja 2020. u Hrvatskoj je promijenjena metodologija uravnoteženja pa se izračun provodi u skladu s novim pravilima uravnoteženja koje je izradio HOPS. Nova pravila uravnoteženja usklađena su s mehanizmom naplate električne energije u Hrvatskoj i sa smjernicama EU za uravnoteženje (HOPS, 2019.).

Novim pravilima o uravnoteženju uvedeno je novo načelo prema kojem se troškovi uravnoteženja sastoje samo od troškova energije uravnoteženja, dok troškove uravnoteženja (pričuvnog) kapaciteta više ne snose bilančno odgovorne strane, već se socijaliziraju putem tarife prijenosnog sustava (stara metodologija je predviđala da 20 % troškova uravnoteženja plaćaju bilančne skupine). Ova zakonska izmjena ublažila je bilančne troškove za uravnoteženje u 2020. godini za EKO bilančnu skupinu za znatan iznos, kao što prikazuje Tablica 12.

Važno je napomenuti da su novim pravilima uravnoteženja, jedinični troškovi uravnoteženja definirani na temelju cijena za dan unaprijed Hrvatske burze energije (CROPEX). Međutim, očekuje se da će se u budućnosti ove cijene u potpunosti temeljiti na tržištu uravnoteženja, koje prepostavlja znatno veće cijene, kao što je to slučaj u drugim zemljama s postojećim tržištima uravnoteženja (ACER/CEER, 2020.) Hrvatska pokušava slijediti europsko iskustvo koje je pokazalo da veća suradnja operatora sustava susjednih zemalja

koje rade u istom kontrolnom bloku smanjuje količinu potrebne rezerve. Prije su se rezerve zasebno nabavljale od strane pojedinih operatora prijenosnih sustava, što je na kraju ponekad rezultiralo istodobnim aktiviranjem rezervi u suprotnim smjerovima (pozitivnim/negativnim) unutar istog kontrolnog bloka. Suradnja oko novih mrežnih protokola pomogla je rješavanju problema, što je dovelo do zajedničkog tržišta za rezerve na kojem ponuditelji mogu ponuditi svoje proizvode svim područnim operatorima prijenosnih sustava. Zajedno s kraćim tržišnim intervalima (do 15 minuta na kratkotrajnom tržištu), količina zahtijevane rezerve i cijene su se smanjili, dok se ukupni kapacitet VOIE-ja povećao u istom razdoblju.

3. 3. PRAVILA PRIKLJUČENJA I RADA ZA VOIE

Tehnički zahtjevi za integraciju VOIE ovise o nekoliko čimbenika, poput konstrukcije, vrste i sposobnosti električne opreme elektrane. Stoga se neki tehnički zahtjevi ne mogu primjeniti na isti način na sve VOIE.

Tehnički zahtjevi koji se nameću na VOIE mogu se razlikovati od elektroenergetskog sustava do elektroenergetskog sustava jer zahtjevi ovise o udjelu VOIE, kapacitetu interkonekcija s drugim elektroenergetskim sustavima, mogućnostima konvencionalnih termoelektrana i drugim karakteristikama samog elektroenergetskog sustava.

Ovdje su navedeni tehnički zahtjevi za koje se očekuje da će se primijeniti u bliskoj budućnosti ili se već primjenjuju u elektroenergetskim sustavima s visokim udjelom OIE, što će i hrvatski elektroenergetski sustav postati u budućnosti.

KAPACITETI ZA REGULACIJU FREKVENCIJE

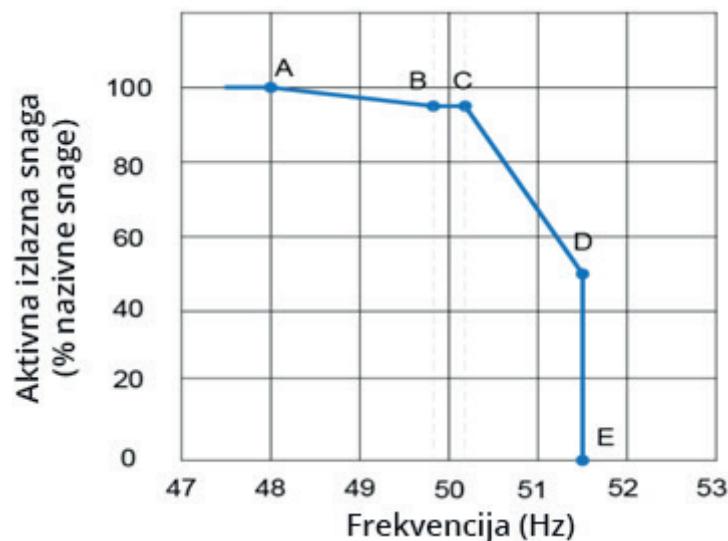
Tradicionalno su ovu funkciju obavljali sinkroni generatori opremljeni primarnim regulatorom za promjenu snage proizvodnje kada frekvencija odstupa od nazivne vrijednosti. Zamjenom konvencionalnih elektrana s VOIE-om postaje vrlo važno zahtijevati ovu vrstu regulacije i iz ovih novih izvora. Postoje dvije vrste ove regulacije koje se mogu očekivati od VOIE-a spojenih preko uređaja energetske elektronike:

a) **regulacija frekvencije prema gore:** ova funkcija zahtijeva da proizvodna jedinica smanji izlaznu snagu kada dođe do povećanja frekvencije sustava iznad nazivne vrijednosti.

b) **regulacija frekvencije prema dolje:** ova funkcija zahtijeva da proizvodna jedinica poveća svoju izlaznu snagu kada dođe do smanjenja frekvencije sustava ispod nazivne vrijednosti.

Iako su mnoge zemlje već obvezale VOIE (uglavnom vjetroelektrane) da osiguraju funkciju regulacije frekvencije prema gore, funkcija regulacije frekvencije prema dolje obvezna je samo u nekim zemljama (npr. Irska i Njemačka). Razlog tome je što za funkciju regulacije frekvencije prema gore VOIE može kontinuirano raditi na točki najveće snage proizvodnje i smanjivati svoju izlaznu snagu kada je to potrebno, dok bi za funkciju regula-

Slika 15. Uvjeti za priključak OIE – zahtijevana sposobnost frekvencijskog odziva (HOPS, 2020.)



cije frekvencije prema dolje VOIE trebao održavati određenu snagu rezerve, tj. raditi na suboptimalnoj točki ispod točke najveće moguće snage proizvodnje. Međutim, operatori prijenosnih sustava i proizvođači električne energije se još nisu dogovorili o tome koliko bi rezervne snage proizvođači trebali održavati i kako nadoknaditi nastale troškove zbog smanjenja proizvodnje kako bi se omogućila regulacija frekvencije.

Slično, u Hrvatskoj postojeća mrežna pravila ne zahtijevaju sudjelovanje OIE u regulaciji frekvencije, ali OIE moraju imati sustav upravljanja koji dopušta potencijalni frekvencijski odziv u svrhu primarne regulacije frekvencije (smanjenja snage prizvodnje), kao što prikazuje Slika 15.

U slučaju poremećaja, sustav upravljanja OI-E-om mora biti u stanju prihvatiti u stvarnom vremenu i izvršiti najkasnije u roku od 1 minute nalog HOPS-a koji uključuje postavljanje referentne vrijednosti proizvodne snage. To može biti smanjenje proizvodnje u fazama od 10 %, sve dok se ne dođe do 0 % trenutne proizvodne snage, s tolerancijom od 1 % do 5 % ukupne nazivne snage.

U većini zemalja, OIE proizvođači moraju ostati povezani na mrežu određeno vrijeme unutar frekvencijskog intervala (47,5 Hz - 51,5 Hz) kako bi pomogli i održavali stabilnost sustava te pružili naponsku i frekvencijsku podršku. Specifičnosti propisanog vremena i frekvencijskog intervala razlikuju se od sustava do sustava. U hrvatskom elektroenergetskom sustavu, OIE imaju dopuštenje za isključenje iz mreže u slučaju povećanja frekvencije iznad 51,5 Hz, dok bi u slučaju smanjenja frekvencije, proizvodne jedinice OIE trebali imati sposobnost prolaska kroz stanje kvara tijekom promjene frekvencije koja se odvija

brzinom do 2 Hz/s unutar promatranog vremenskog okvira od 500 ms. Svi daljnji detalji mogu se pronaći u [Mrežnim pravilima prijenosnog sustava](#).

S povećanjem kapaciteta OIE u elektroenergetskom sustavu bit će potrebno uspostaviti bolju komunikaciju i povezanost između svakog OIE-a s HOPS-om, ali i s HEP ODS-om.

KAPACITETI REGULACIJE NAPONA

Kapaciteti regulacije napona su sposobnost proizvodne jedinice da odgovori na fluktuacije napona u centralnom mjestu priključenja (u dalnjem tekstu: PCC). Očekuje se da svi proizvođači spojeni na elektroenergetski sustav mogu raditi u rasponu nazivnih vrijednosti, obično $\pm 10\%$ do $\pm 15\%$ nazivne vrijednosti napona, ovisno o mrežnim pravilima određenog elektroenergetskog sustava. Hrvatske granice napona nalaze se u rasponu od 10 %, pri čemu naponska razina 400 kV ima strogi zadovoljavajući raspon napona od -10 i +5 posto. Obično postoje dva načina na koje OIE proizvođač može pridonijeti regulaciji napona:

- a) injektiranje jalove struje – dinamička podrška napona:** Ova funkcija zahtijeva da OIE podržavaju napon injektiranjem jalove struje tijekom kvara. Količina injektirane jalove struje navedena u mrežnim pravilima obično se određuje prema dopuštenom padu napona. Ova funkcija još nije tražena od OIE u hrvatskom elektroenergetskom sustavu, već je definirana u nekim svjetskim elektroenergetskim sustavima. U njemačkom elektroenergetskom sustavu od OIE se očekuje injektiranje jalove struje od 2 % nazivne vrijednosti prividne struje za svaki pad napona od 1 % između 10 % do 50 % nazivne vrijednosti napona. Austrijska mrežna pravila su još stroža jer zahtijevaju ubrizgavanje jalove

struje od 4 % nazivne vrijednosti struje unutar 1 % pada naponu na PCC-u.

- b) **injektiranje jalove snage – statička podrška napona:** Ova se funkcija odnosi na proizvodnju ili apsorpciju jalove snage na PCC-u. Mrežna pravila većine elektroenergetskih sustava općenito se ne razlikuju previše po tom pitanju. Kao i u većini ovih mrežna pravila, hrvatska mrežna pravila također određuju da su OIE potrebni imati određene sposobnosti upravljanja jalom snagom.

PROLAZAK KROZ KVAR

Ova funkcija zahtijeva da se tijekom poremećaja napona nastavlja povezanost proizvodnog postrojenja s elektroenergetskom mrežom određeno vrijeme. Postoje dvije vrste ove funkcije:

- a) **prolazak kroz kvar uz previsok napon** – odnosi se na sposobnost OIE-a da ostane priključen kada dođe do prenapona. Ova funkcija se još ne traži često u mrežnim pravilima elektroenergetskih sustava u svijetu. Samo nekoliko operatora elektroenergetskih sustava to zahtijeva od OIE-a. Neki od takvih operatora sustava su njemački OPS ($V = 120\%$ za $t = 0,1\text{ s}$), talijanski ($V = 125\%$ za $t = 0,1\text{ s}$), španjolski ($V = 130\%$ za $t = 0,25\text{ s}$). HOPS još ne zahtijeva ovu sposobnost od OIE-a.
- b) **prolazak kroz kvar uz preniski napon** – Slično kao i funkcija prolazak kroz kvar uz previsoki napon, ova se funkcija odnosi na sposobnost OIE da ostane priključen u slučaju niskog napona. Ovaj je zahtjev vrlo slično definiran u mrežnim pravilima različitih operatora elektroenergetskih sustava. Općenito, OIE mora izdržati padove napona određeno vrijeme. Nadalje, tijekom oporavka napona, OIE mora nastaviti

s radom bez isključivanja i dovoljno brzo vratiti proizvodnju djelatne i jalove snage na zadane vrijednosti. Taj je zahtjev definiran na isti način u hrvatskom elektroenergetskom sustavu.

KVALITETA ELEKTRIČNE ENERGIJE

Zbog raznolikosti potrošača koji zahtijevaju napon određene kvalitete, iznimno je važno održavati sinusoidan oblik napona. Zbog izmjenjivača u VOIE-u, može doći do izobličenja napona u mreži. Zahtjevi za kvalitetu električne energije:

- a) **treperenje napona** – FN elektrane i vjetroelektrane stvaraju različite količine treperenja napona u mreži zbog varijacija sunčevog zračenja i brzine vjetra. Hrvatska mrežna pravila specificiraju ovaj zahtjev na način da u normalnom pogonu u bilo kojem razdoblju od tjedan dana jakost dugotrajnih treperenja napona ne smije u 95% od 120 minutnih intervala premašiti vrijednost vjerojatnosti treperenja $\text{Plt} = 1,0$.
- b) **harmonično izobličenje** – ovaj parametar definira izobličenje valnog oblika napona i struje iz sinusoidnog oblika. Mrežna pravila hrvatskoga elektroenergetskog sustava propisuju da je u normalnim radnim uvjetima na PCC-u ukupno harmonijsko izobličenje napona dopušteno u iznosu od:
 - 1,5% za razine napona 400 kV i 220 kV
 - 3% za naponsku razinu 110 kV.
- c) **neravnoteža napona** – ovaj parametar opisuje amplitude napona ili razlike faznih kutova. Visok udio VOIE-a (osobito FN elektrana) može uzrokovati napone većih iznosa od dopuštenih u mrežama niskog i srednjeg napona i na taj način povećati neravnotežu napona u svakom čvoruštu niskonaponske mreže. Faktor neravnoteža

že napona ne smije prelaziti vrijednost od 3 posto. Hrvatska mrežna pravila dopuštaju neravnotežu napona u prijenosnoj mreži od 1,4 posto. Propisana vrijednost neravnoteže napona odnosi se na 95 % 10-minutnih prosjeka efektivnih vrijednosti napona za razdoblje od tjedan dana.

Pregled mrežnih pravila i tehničkih zahtjeva za VOIE pokazuje da su se s povećanom integracijama VOIE-a neki zahtjevi nedavno revidirali i usvojili. S druge strane, postoje neki zahtjevi (uglavnom vezani uz regulaciju frekvencije i djelatne snage) koji su i dalje u razmatranju i morat će se precizirati s dalnjim rastom VOIE-a u sustavu.

3. 4. GLAVNE PREPREKE ZA VEĆU INTEGRACIJU VOIE-A

Glavne prepreke za veću integraciju VOIE-a mogu se podijeliti u nekoliko kategorija, kao što su tehnološke barijere, ekonomske barijere, regulatorne barijere, društvene barijere, itd. U ovom potpoglavlju će se težište staviti na tehnološke barijere jer neodgovarajuća rješenja ovih pitanja mogu ugroziti siguran i stabilan pogon elektroenergetskog sustava. Zabrinutost koja proizlazi iz velike integracije VOIE-a uglavnom se odnosi na naponske i frekvencijske uvjete, ali postoje i problemi vezani s potrebnom snagom uravnoteženja, naprednim predviđanjem proizvodnje VOIE, komunikacijskim sustavima, preprekama u građevinarstvu itd.

NAPON I JALOVA SNAGA

Velika proizvodnja iz vjetroelektrana i FN elektrana može uzrokovati prenapone u mrežama, ponajprije u distribucijskim mrežama jer te elektrane imaju tendenciju povisiti napon na PCC-u. Održavanje napona unutar dopuštenih granica postaje izazovniji uglavnom

zbog promjenjive i nepredvidive prirode izvora energije, odnosno brzine vjetra i sunčevog zračenja. Ovaj je problem posebno izražen tijekom poslijepodneva kada je smanjena potrošnja električne energije, a FN elektrane rade svojom najvećom snagom (i u ranim večernjim satima kada potrošnja doseže maksimalnu vrijednost, a proizvodnja FN elektrana se naglo smanjuje).

Nadalje, u velikom broju elektroenergetskih sustava zahtjeva se isključenje većine VOIE-a iz mreže u slučaju kvara, što zapravo može dovesti do još većeg problema u situacijama velike proizvodnje energije iz VOIE-a. Ako se pogleda hrvatski elektroenergetski sustav, s obzirom na potrošnju električne energije i proizvodnju električne energije iz VOIE-a, ističe se sljedeće:

- sjeverni dio Hrvatske sastoji se od energetski intenzivne industrije te se i većina električne energije konzumira u tom području, dok
- obalni dio Hrvatske manje je industrijaliziran, ali je područje gdje se većina kapaciteta VOIE-a nalazi (te se i planira instalirati).

Stoga, zbog relativno malih opterećenja i znatne proizvodnje VOIE-a, osobito tijekom noći (i sezonski tijekom zime), dugih nadzemnih vodova i nedostatka čvorista za regulaciju napona, razine napona u južnoj Hrvatskoj jako variraju, pa čak i prelaze dozvoljene gornje granice napona.

FREKVENCIJA I DJELATNA SNAGA

Veliki udio VOIE-a u prijenosnoj mreži uvelike utječe na stabilnost frekvencije, osobito ako su zamjenili termoelektrane. U hrvatskom elektroenergetskom sustavu velika većina VOIE-a integrirana je na naponskoj razini od 110 kV. Očekuje se da će se sljedećih godina veliki udio kapaciteta VOIE-a (pojedinačne

elektrane snaga većih od 100 MW) integrirati u naponsku razinu od 400 kV. Veliki udio VOIE-a integriran u prijenosnu mrežu može imati sljedeći učinak:

- smanjenje rotirajuće kinetičke energije elektroenergetskog sustava zbog zamjene konvencionalnih sinkronih generatora s VOIE.
- VOIE su spojeni na mrežu putem sučelja energetske elektronike, što ih čini inherentno neosjetljivim na promjene u frekvenciji mreže pa izostaje njihov inercijski odziv nakon poremećaja što je za sustav nepovoljno. Osjetljivošću na promjene frekvencije se može upravljati na mrežnom sučelju i to će biti predmet dalnjih istraživanja.
- neke vrste VOIE-a (npr. FN elektrane) nemaju rotirajuće dijelove koji bi mogli smanjiti ili povećati njihovu kinetičku energiju, pa sami po sebi ne mogu pridonijeti inercijskom odzivu. To se može zamijeniti reguliranim ponašanjem na mrežnom priključku i većom integracijom spremnika energije, najčešće baterijskih sustava (npr. virtualnim inercijskim odzivom).

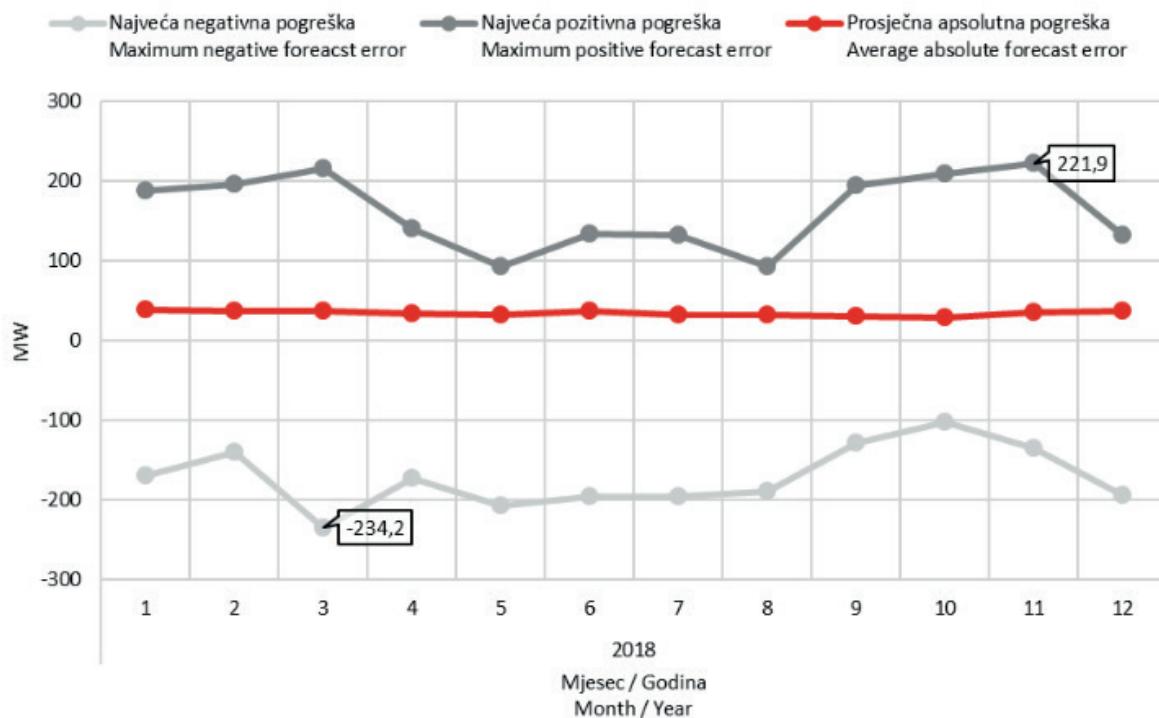
- VOIE obično radi u točki maksimalne proizvodnje, što znači da nema rezervu snage, što smanjuje ukupnu pričuvnu snagu sustava za regulaciju frekvencije i djelatne snage.

Sve ovo pokazuje zašto zamjena sinkronih jedinica VOIE-om može uzrokovati nestabilnost frekvencije ako nije popraćena odgovarajućim protumjerama i dodatnim ulaganjem u nove kapacitete brzog odziva, poput baterijskih spremnika energije ili superkondenzatora.

URAVNOTEŽENJE ELEKTROENERGETSKOG SUSTAVA

Uravnoteženje elektroenergetskog sustava odnosi se na usklađivanje snaga ponude i potražnje u elektroenergetskom sustavu u planiranom vremenu. Osim termoelektrana, Hrvatska ima znatnu infrastrukturu hidroelektrana koja se koristi za uravnoteženje elektroenergetskog sustava i poboljšanje fleksibilnosti sustava te stvaranje uvjeta za priključenje dodatnih VOIE-a.

Slika 16. Predviđanje pogrešaka u proizvodnji vjetroelektrana (HOPS, 2018.)



Osim nedostatka proizvodnje FN elektrana tijekom noći, vjetroelektrane u Hrvatskoj imaju usku geografsku rasprostranjenost. Najveća udaljenost između dvije vjetroelektrane iznosi oko 300 km, dok se 19 od 22 vjetroelektrane nalazi u sličnom vjetrovnom režimu ($110 \times 70 \text{ km}^2$). Stoga varijabilnost brzine i smjera vjetra znatno utječe na ukupnu proizvodnju energije vjetroelektrana u Hrvatskoj.

Druga prepreka dodatnoj integraciji VOIE-a je predviđanje proizvodnje energije vjetra. HOPS je 2018. godine planirao satnu proizvodnju iz vjetroelektrana s prosječnom pogreškom od 5,89 % instaliranog kapaciteta vjetroelektrana. Kao što prikazuje Slika 16, najveća pozitivna pogreška prognoze proizvodnje energije vjetra bila je 221,9 MW, a najveća negativna pogreška -234,2 MW. Pri tome je potrebno nglasiti da je ukupna instalirana snaga vjetroelektrana u 2018. godina bila 584 MW. Za EKO bilančnu grupu, obvezu predviđanja preuzeo je HROTE te je točnost predviđanja povećana, ali je ostala u sličnom postotnom rasponu

Podaci pokazuju da je potrebno unaprijediti tehnike predviđanja kako bi se omogućilo daljnje povećanje integracije OIE-a jer se smanjuju zahtijevane niže količine rezerve i pogonski troškovi sustava.

MREŽNA PRAVILA – POMOĆNE USLUGE

Jedna od potencijalnih prepreka za povećanje integracije VOIE-a su mrežna pravila, koja zahtijevaju reviziju (u sustavima s velikom integracijom VOIE mrežna pravila se mijenjaju svakih nekoliko godina prateći promjene u tehnologiji), posebno dio koji se odnosi na pomoćne usluge.

Prije svega, jedan od najvažnijih zahtjeva za VOIE (posebno za vjetroelektrane i FN elektrane) je prolazak kroz kvar uz niski napon.

Što se tiče kvara i pada napona, elektrane bi trebale ostati priključene na sustav i po mogućnosti ubrizgati jalovu snagu kako bi se sustav oporavio. Trenutno je funkcija prolaska kroz kvar uz niski napon u hrvatskom elektroenergetskom sustavu definirana za vjetroelektrane, ali s velikim povećanjem korištenja sunčeve energije za proizvodnju električne energije trebala bi se definirati i za FN elektrane, posebno za sposobnost proizvodnje jalove snage.

U budućnosti dopuštanje jednostavnog načina rada "ON/OFF" za OIE ne bi bilo moguće jer bi masivno isključenje ovih izvora tijekom ozbiljnijih kvarova u mreži moglo dovesti čak do raspada elektroenergetskog sustava.

Kako se OIE sve više integrira u sustav, novi će projekti morati sudjelovati u regulaciji frekvencije i napona. Međutim, neke prepreke će i dalje postojati (npr. u mrežnim pravilima distribucijskog sustava OIE u distribucijskoj mreži nije ovlašten sudjelovati u pomoćnim uslugama). To ukazuje i na potrebu promjene predmetnih pravila.

Jedan od problema je niski nadstrujni kapacitet izmjenjivača, što rezultira ograničenom dinamičkom podrškom naponu tijekom kvarova u mreži.

Sudjelovanje u regulaciji frekvencije zahtijevat će da OIE radi ispod točke najveće moguće snage proizvodnje kako bi se osigurala određena količina rezerve snage ili će biti potrebna instalacija neke vrste spremnika energije. U oba slučaja je neizbjegljivo povećanje troškova.

Nadalje, većina OIE-a ima vrstu izmjenjivača koji slijede mrežu pa ne mogu samostalno uspostaviti napon i frekvenciju u sustavu te

podržati mrežu tijekom otočnog rada. Otočni rad je situacija u kojoj distribuirani proizvođač nastavlja proizvoditi električnu energiju iako nije priključen na elektroenergetski sustav jer se dio mreže odvojio od glavne sintrone zone. Da bi mogli podržati sustav tijekom otočnog rada, OIE izmjenjivači trebali bi biti mrežnog tipa s mogućnosti formiranja frekvencije, a ne samo njenog praćenja i ti zahtjevi moraju pratiti razvoj i posebne potrebe hrvatskoga elektroenergetskog sustava.

PLANIRANJE RAZVOJA MREŽE

Razvoj mrežne infrastrukture ograničava količinu OIE-a koja se može spojiti na mrežu. Budući da će većina OIE-a biti integrirana u južnim županijama, doći će do golemog operećenja na postojećoj infrastrukturi. Stoga će se morati uložiti velika sredstva u nove i postojeće prijenosne kapacitete kako bi se osigurala dostatnost sustava i putevi prijenosa za svu proizvedenu električnu energiju iz OIE-a. Koji bi dalekovodi trebali imati prioritet u ulaganju potrebno je riješiti na široj europskoj razini i na razini ENTSO-E jer će se značajan dio energije prenositi u susjedne sustave.

Nova ulaganja u reverzibilne hidroelektrane tamo gdje je to moguće olakšalo bi preopterećenje mreže. Potrebno je razmotriti i eventualnu proizvodnju vodika.

Budući da je planiranje razvoja mreže vrlo dug proces, operatorima prijenosnog i distribucijskog sustava potreban je dugoročni uvid u planirane kapacitete OIE-a u zemlji. Posljednjih nekoliko godina klimatski ciljevi u EU znatno su se povećali.

Europski zeleni plan postavio je za cilj klimatsku neutralnost do 2050. godine, što je rezultiralo znatno većim udjelom OIE-a u sljedeća tri desetljeća. Kratkoročno, promjene cilja EU

za OIE do 2030. godine u posljednje tri godine stavile su operatore sustava pod još veći pritisak. U 2018. godini cilj za OIE povećan je s 27 % na 32 %, a EU trenutno predlaže povećanje tog cilja na 40 posto.

Budući da su ciljevi EU raspoređeni među državama članicama, Hrvatska mora slijediti isti trend povećanja svojih OIE ciljeva za 2030. godinu. Ovo naglo povećanje kapaciteta iz OIE-a, kao i povećanje stope elektrifikacije, utječe na razvojne planove HOPS-a i HEP ODS-a, što će u konačnici dovesti do sporije integracije OIE-a u kratkoročnom roku.

Štoviše, s rekordnim rastom cijena emisijskih dozvola u EU, ulaganja u OIE postaju još atraktivnija investitorima.

3. 5. VOIE I POMOĆNE USLUGE

Vjetroelektrane, FN elektrane i baterijski sustavi mogu pružiti pomoćne usluge i inercijski odziv na sljedeće načine:

FN ELEKTRANE

a) Inercijski odziv

Budući da FN elektrane nemaju rotirajuće dijelove, mogu pružiti samo virtualni ili sintetički inercijski odziv. Jedno od mogućih rješenja je omogućiti FN elektranama sudjelovanje u inercijskom odzivu upotrebom spremnika energije, ali bi to uzrokovalo veće investicijske troškove.

b) Primarna regulacija frekvencije

FN elektrane mogle bi sudjelovati u primarnoj regulaciji frekvencije ako bi radile na suboptimalnoj točki (ispod točke najveće snage) kako bi osigurale dodatnu (rezervnu) snagu koja bi

se mogla ubrizgati u mrežu tijekom pada frekvencije. Glavno je pitanje koliki dio rezervne snage treba održavati. Što je veća rezervna snaga, veći je doprinos FN elektrana regulaciji frekvencije, ali to rezultira manjom količinom proizvedene električne energije i manjom zarađom za vlasnika.

Stoga je potrebno pronaći optimum kako bi se postigao najveći mogući doprinos sustavu uz što manje finansijske gubitke. Istraživanja pokazuju da je manje od 5 % nazivne snage FN elektrana dovoljno za održavanje zadovoljavajuće stabilnosti frekvencije (Baškard, Kuzle, & Holjevac, 2021.).

VJETROELEKTRANE

a) Inercijski odziv

Od četiri glavne vrste vjetroagregata (WTG), dva tipa mogu pružiti inercijski odziv. WTG top IV potpune je odvojen od mreže zbog energetskih pretvarača i nema inercijski odgovor, a u slučaju WTG tipa III stator je još uvijek izravno spojen na mrežu pa će nakon poremećaja odmah doći do ubrizgavanja djelatne snage u mrežu, ali je ova količina energije zanemariva. Međutim, dodavanjem dodatnih upravljačkih krugova osjetljivih na odstupanja frekvencije i prolazak kroz stanje kvara tijekom promjene frekvencije, postiže se fleksibilno upravljanje vjetroagregatom s promjenjivom brzinom vrtnje, pa se tako može postići virtualni inercijski odziv.

b) Primarna regulacija frekvencije

Vjetroelektrane su već radile u primarnoj regulaciji frekvencije samo sa smanjenjem izlazne snage u slučaju porasta frekvencije sustava, što je i zahtjev za sve jedinice u hrvatskom elektroenergetskom sustavu. Kako

bi se osigurala rotirajuća rezerva, vjetroelektrane moraju raditi na snazi manjoj od raspoložive snage. WTG tipovi I i II (stariji modeli koji imaju zanemariv udjel u Hrvatskoj) mogu osigurati rezervnu snagu putem sustava kontrole nagiba lopatica povećanjem kuta nagiba. Za WTG tipove III i IV, energetski pretvarači u ovim tipovima vjetroagregata omogućuju fleksibilnu kontrolu brzine rotora za brzine vjetra ispod nazivne brzine.

BATERIJSKI SPREMNICI ENERGIJE

Baterijski sustavi za pohranu energije temeljeni su na novim tehnologijama koje mogu brže reagirati i pružati usluge u kraćim vremenskim intervalima, što je posebno važno u elektroenergetskim sustavima s velikim udjelom VOIE-a. Baterijski sustavi mogu pomoći u održavanju stabilnosti elektroenergetskog sustava na sljedećim razinama:

- na razini elektroenergetskog sustava (neovisno o lokaciji baterijskog spremnika), pružanjem usluga uravnoteženja i usluga virtualnog inercijskog odziva tj. sudjelovanjem u regulaciji frekvencije i djelatne snage
- na razini mreže (s određenim lokacijama baterijskog spremnika u mreži), osiguravajući regulaciju napona i jalove snage te upravljanjem zagušenjima u prijenosu električne energije.

a) Inercijski odziv

Koristeći napredne algoritme upravljanja, energetska elektronika u baterijskim sustavima može ih pretvoriti u takozvane virtualne sinkrone generatore. Sposobnost pružanja inercijskog odziva korištenjem velikih baterijskih sustava češće se analizira u hibridnim sustavima (npr. baterije u kombinaciji s vjetroelektrana ili FN elektranama) nego li u samostalnim baterijskim sustavima. Pohrana

energije u baterijama u takvim hibridnim sustavima može imati sljedeće uloge:

- kao rezervni sustav za opskrbu električnom energijom tijekom smanjenja proizvodnje OIE (zbog male brzine vjetra ili sunčevog zračenja)
- pohranu proizvodnje vjetroelektrane ili FN elektrane i/ili energije iz mreže (u slučajevima preopterećenja vodova)
- osiguravanje djelatne snage potrebne za oporavak brzine vjetroagregata kako bi se spriječio drugi pad frekvencije uzrokovan naknadnim poremećajem.

b) Usluge uravnoteženja

Mogućnosti pružanja pomoćnih usluga s baterijskim sustava još nisu definirane u hrvatskom elektroenergetskom sustavu. Njemački operatori prijenosnog sustava su 2015. godine objavili pravila o sudjelovanju baterijskih spremnika na FCR tržištu, koji moraju moći isporučiti FCR u trajanju od 30 minuta i moraju biti unutar dopuštenog stanja napunjenošću.

Kriterij od 15 minuta, koji bi povećao mogućnost pružanja ove usluge za baterije ili njihov raspon rada, predložen je u [smjernicama za rad sustava EU](#). Navedeni kriterij od 15 minuta trenutno je pod revizijom te se razmatra uvođenje kriterija od 30 minuta.

Nakon deaktiviranja FCR usluge iz baterija, baterijski sustav mora vratiti stanje napunjenošću u dopušteni raspon u roku od dva sata. Od oko 600 MW njemačkih FCR zahtjeva, otprilike 200 MW ili 31 % osigurava se iz baterijskih sustava (Rancilio, i dr., 2020.). S druge strane, u pružanju FRR taj je udio znatno manji zbog neprikladnosti tržišnog natjecanja za baterijske sustave.

c) Napon i jalova snaga

Baterijski sustav je izvor istosmjerne struje ili potrošač istosmjerne električne energije, što znači da ne može proizvoditi ili trošiti jalovu snagu. Oni se na izmjeničnu mrežu spajaju putem AC/DC dvosmjernog izmjenjivača.

Baterijski sustavi ne mogu izravno sudjelovati u održavanju stabilnosti napona u hrvatskom elektroenergetskom sustavu (tj. osigurati regulaciju jalove snage napona i za to biti plaćeni). Trenutno ne postoji sustav valorizacije za osiguravanje regulacije napona iz baterijskih sustava. Baterijski sustav može sudjelovati u regulaciji napona samo ako se smatra dijelom prijenosne/distribucijske mreže (u vlasništvu HOPS-a ili HEP ODS-a).

4. PLANIRANA INFRASTRUKTURNA ULAGANJA

4. 1. INFRASTRUKTURA PRIJENOSNE MREŽE

ULAGANJA ZBOG NOVIH OIE KAPACITETA

Zbog velikog broja OIE projekata u razvoju, postoji velika razlika u stupnju razvoja pojedinih projekta, dok istodobno postojeći regulatorni okvir predviđa da projekti budu podjednako (kronološki) tretirani u procesu priključenja na mrežu. Za ilustraciju te neravnoteže, Slika 17 pokazuje primjer 709 MW OIE projekata u razvoju na geografskom području između Rijeke i Splita.

Polazeći od projekta br. 56 sukladno listi redoslijeda razmatranja projekata, HOPS je utvrdio da postoji potreba za jačanjem 400

kV voda Velebit – Melina. Očekivano, utjecaj svakog kandidata za priključenje na potrebu pojačanja mreže proporcionalan je instaliranom kapacitetu koji je planiran.

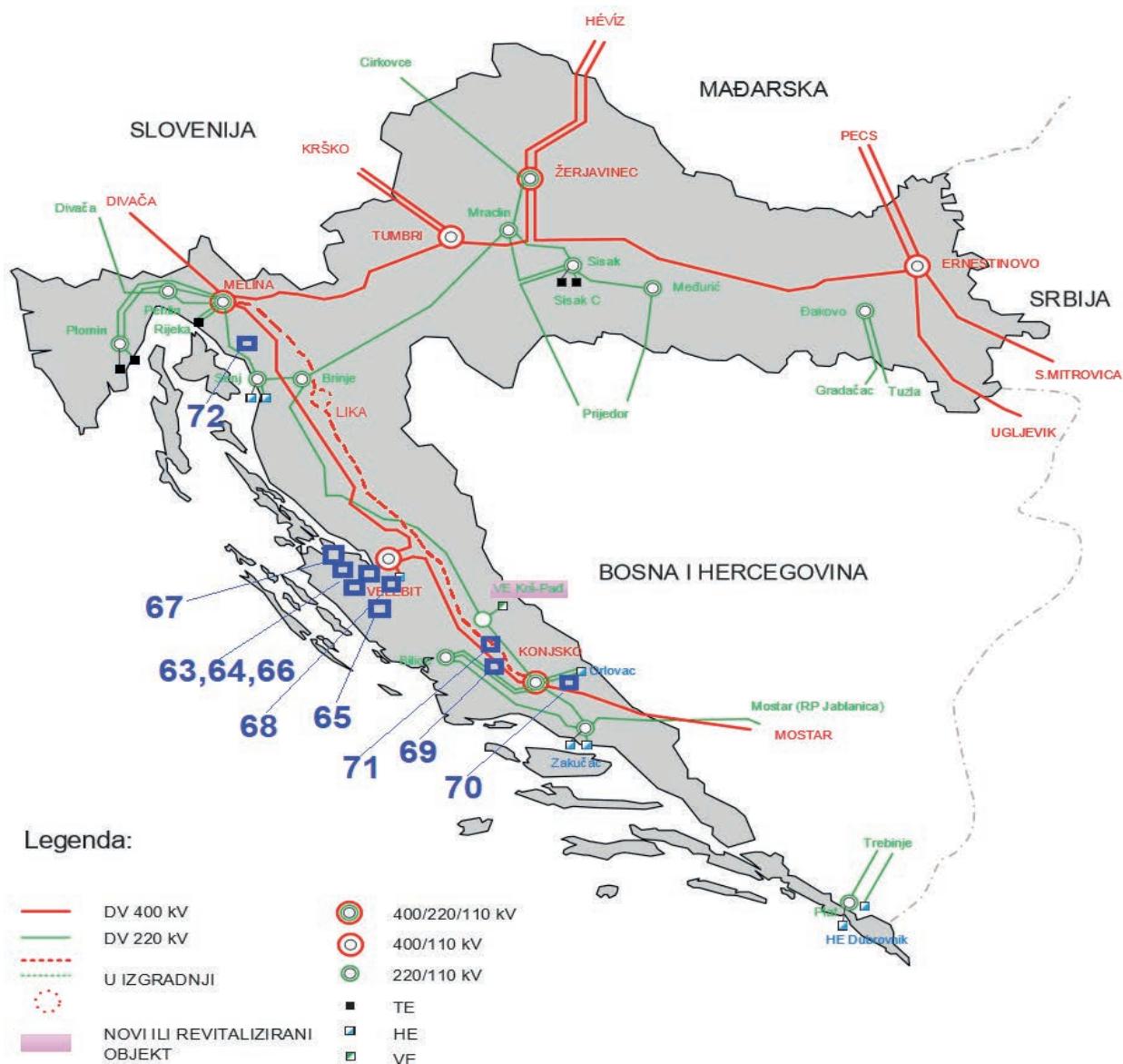
Međutim, sa sve većim brojem zahtjeva za priključenje na mrežu, gdje je većina postrojenja planirana na području između Zadra i Splita, pojačanje 400 kV voda Velebit – Melina proširuje se na cijelu trasu Konjsko – Melina, kao što prikazuje Slika 18.

HOPS procjenjuje da će nakon dodatno instaliranih ukupno oko 3 GW OIE kapaciteta doći do potrebe i za pojačanjem interkonekcijskog dalekovoda 400 kV Melina – Divača (SLO) ili potrebe za znatnim jačanjem unutarnje 400 kV mreže.

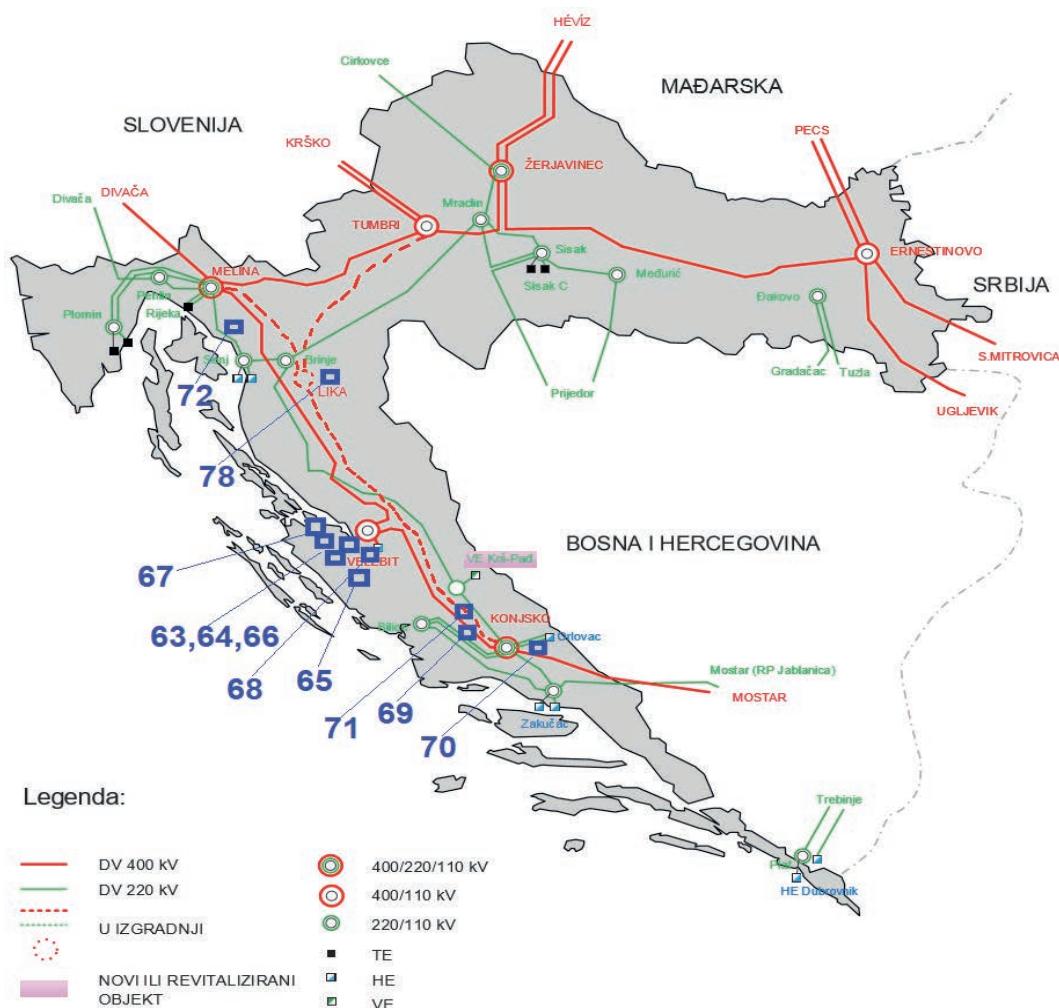
Slika 17. Topologija 400 kV i 220 kV mreže i odabrani zahtjevi za priključenje (HOPS, 2021.).



Slika 18. Topologija 400 kV i 220 kV mreže i potrebno ojačanje Konjsko – Melina 400 kV zbog novih zahtjeva za priključenje (HOPS, 2021.)



Slika 19. Topologija 400 kV i 220 kV mreže i potrebno ojačanje između Like i Zagreba zbog novih zahtjeva za priključenjem (HOPS, 2021.)



Ovo preopterećenje interkonekcije može se riješiti pojačanjem unutarnje mreže između Like i Zagreba, kao što je prikazuje Slika 19. Jedna potencijalna opcija je izgradnja novog 2x400 kV dalekovoda Lika – Tumbri (Veleševac).

Uz postojeće propise od presudne važnosti je redoslijed pokretanja zahtjeva za priključenje, što ne mora odgovarati redoslijedu planiranog, a pogotovo ne realiziranog ulaska u pogon.

UTJECAJ NOVIH OIE KAPACITETA U BOSNI I HERCEGOVINI

Postoji još jedan vrlo važan aspekt koji treba uzeti u obzir pri analizi priključenja velikih

projekata OIE-a u Hrvatskoj, a to je obostrani utjecaj s Bosnom i Hercegovinom.

Bosna i Hercegovina (u dalnjem tekstu: BiH) je malo manji sustav od hrvatskog, ali je neto izvoznik električne energije. U prosjeku više od polovice proizvodnje električne energije čine hidroelektrane (ovisno o hidrologiji), a ostatak čine velike elektrane na lignit.

BiH ima oko 4,2 GW instaliranog proizvodnog kapaciteta: oko 2,1 GW neto instaliranog kapaciteta u 16 hidroelektrana većih od 10 MW, oko 1,9 GW neto kapaciteta u pet termoelektrana na lignit, sve spojene na prijenosnu mrežu. Preostali kapacitet dolazi iz vjetroelektrana (86 MW) i distribuiranih proizvodnih jedinica (NOS BiH, 2021.).

Iako se čini da je integracija VOIE-a još uviđek u ranoj fazi razvoja, operator sustava BiH (NOS BiH) planira oko 600 MW vjetroelektrana u mreži do 2030. godine. Trenutno već ima više od 1,5 GW vjetroelektrana u razvoju, kao što je prikazuje Slika 20. Oko 2/3 ukupne BiH granice nalazi se s Hrvatskom. Slijedom toga, elektroenergetski sustav BiH iznimno je dobro povezan s elektroenergetskim sustavom Hrvatske. Između ova dva sustava postoje 24 interkonekcije na naponskim razinama 400, 220 i 110 kV, posebno u južnom dijelu sustava.

Jasno je da je međusobni utjecaj ova dva sustava iznimno velik pa stoga postoji potreba za koordinacijom razvoja prijenosne mreže

zbog razvoja VOIE-a u regiji.

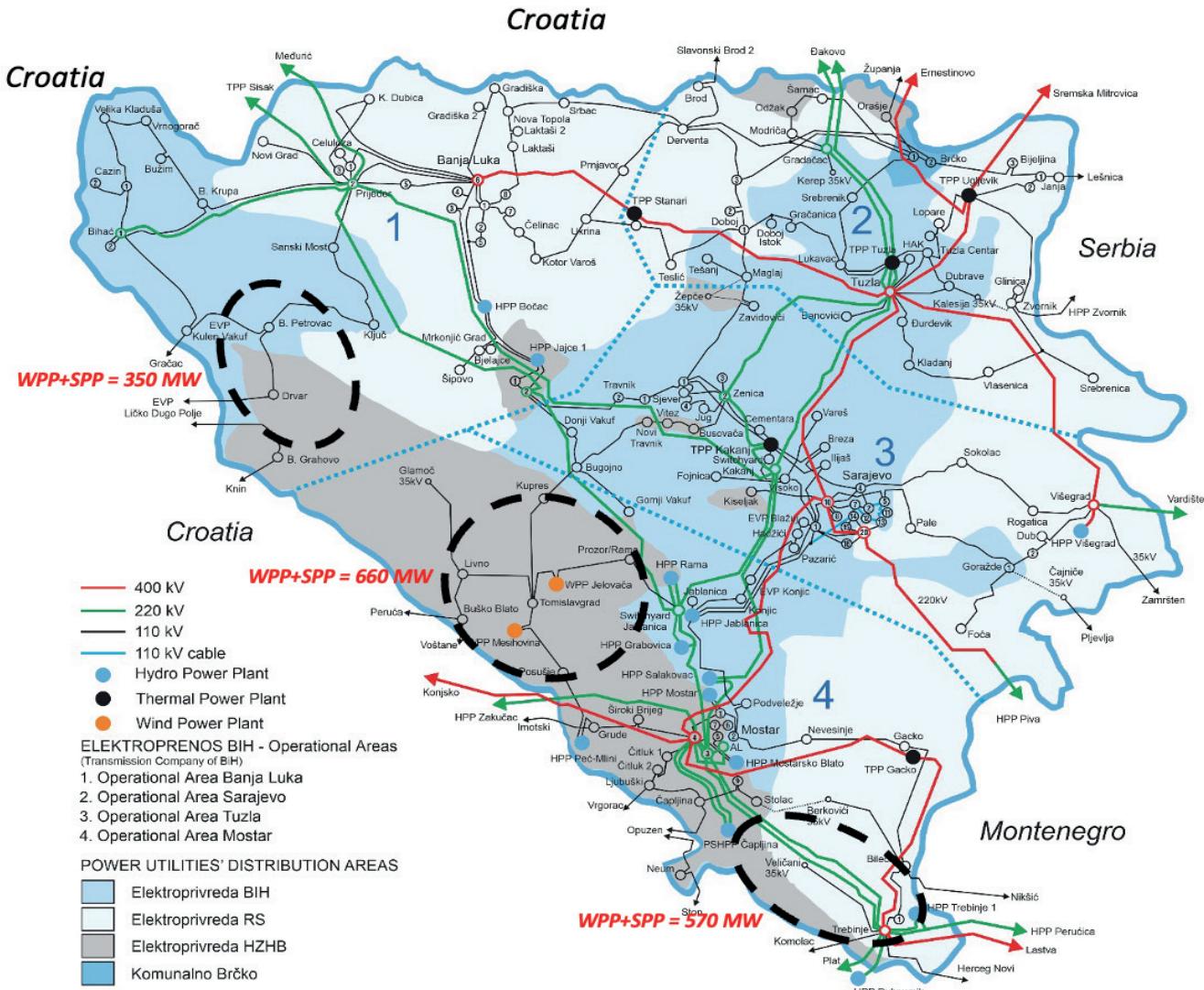
Koordinirana analiza s pomoću regionalnog modela može biti vrlo korisna i pomogla bi uštedjeti vrijeme za obje strane u ovom dugom i izazovnom procesu jačanja mreže.

FINANSIJSKA STRUKTURA ULAGANJA

Prilikom izrade razvojnog plana, HOPS se vodio kriterijima planiranja definiranim u Mrežnim pravilima prijenosne mreže te kriterijima planiranja koje je ENTSO-E definirao u desetogodišnjem planu razvoja mreže 2018. godine:

- tehnička ocjena projekta – fleksibilnost i elastičnost predloženog rješenja

Slika 20. Kandidati za priključenje na prijenosnu mrežu u BiH, travanj 2021. godine (NOS BiH, 2021.)



- minimalni troškovi provedbe projekta
- minimalni utjecaj na okoliš i društvo
- sigurnost opskrbe u skladu s uvjetima kvalitete opskrbe
- najveći standard javnog dobra
- integracija tržista električne energije u EU
- održivost projekta - smanjenje gubitaka u prijenosnoj mreži, smanjenje CO₂ emisija i (najveći izazov) podrška velikoj integraciji OIE-a.

Pri definiranju optimalnog razvoja prijenosne mreže u sljedećih 10 godina, HOPS je slijedio ova osnovna načela:

- postizanje zadovoljavajuće sigurnosti opskrbe kupaca na području Republike Hrvatske
- postizanje zadovoljavajuće raspoloživosti i dostatnosti hrvatske prijenosne mreže za nesmetan rad svih sudionika na tržištu električne energije (proizvođača, trgovaca, dobavljača i drugih subjekata)
- omogućavanje priključenja novih korisnika na prijenosnu mrežu pod jednakim, transparentnim i nediskriminatornim uvjetima
- integracija OIE-a u prijenosni sustav radi

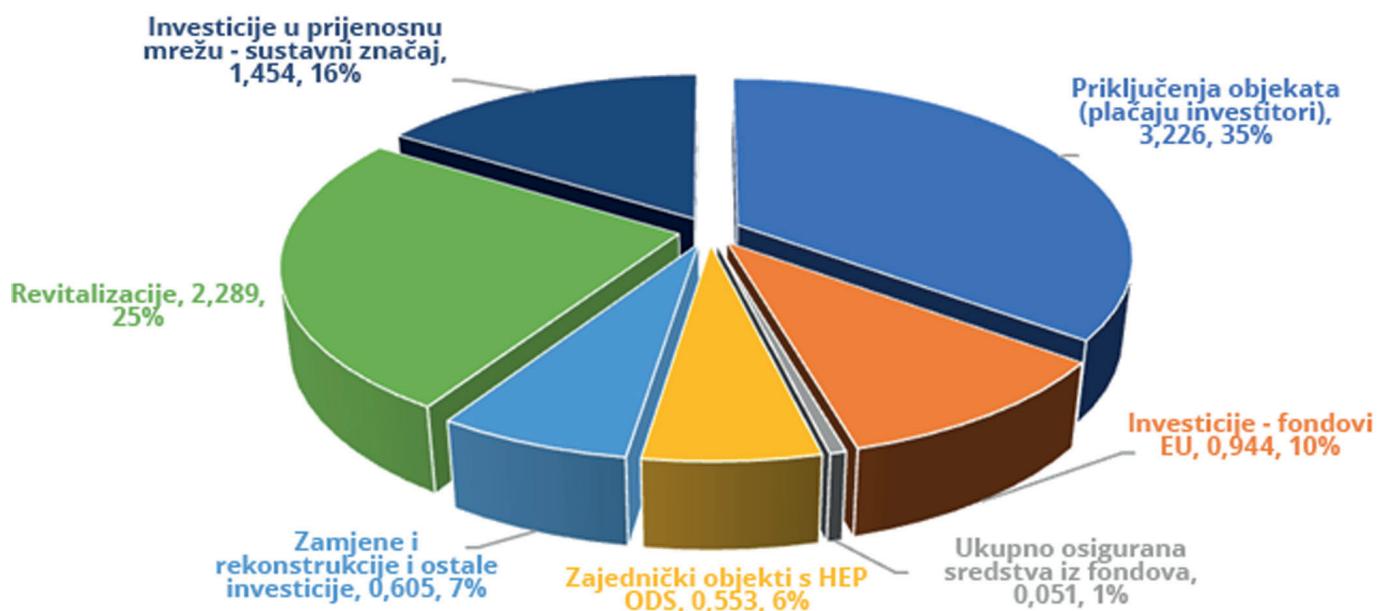
ispunjavanja obveza koje je Republika Hrvatska preuzeila ulaskom u EU

- definiranje konfiguracije prijenosne mreže u budućnosti, koja će biti dovoljno fleksibilna i otporna
- ostvarenje ciljeva Strategije energetskog razvoja Republike Hrvatske.

Prije navedeni principi (strateške odrednice) ispunit će se provedbom sljedećih aktivnosti:

- kontinuirana ulaganja u revitalizaciju, odnosno zamjenu i rekonstrukciju zastarjelih elemenata prijenosne mreže
- ulaganja u izgradnju novih mrežnih elemenata (vodovi, transformatori, informacijska i komunikacijska infrastruktura, uređaji za kompenzaciju jalove snage, uređaji za upravljanje djelatnom snagom, itd.) na temelju kriterija propisanih mrežnim pravilima, uzimajući u obzir ekonomski kriteriji
- primjena novih tehnologija u prijenosu električne energije, poput visokotemperurnih vodiča malih provjesa druge generacije (u dalnjem tekstu: HTLS) u revitalizaciji i povećanju prijenosne snage postojećih dalekovoda, ugradnja uređaja

Slika 21. Investicije (u milijardama kunama) u prijenosnoj mreži po kategorijama u razdoblju od 2021. do 2030. godine (HOPS, 2021.)



temeljenih na energetskoj elektronici poput fleksibilnih izmjeničnih sustava (u dalnjem tekstu: FACTS) ili konvencionalnih regulacijskih uređaja poput regulacijskih prigušnica (u dalnjem tekstu: VSR) za rješavanje problema visokih napona u prijenosnoj mreži, ugradnje transformatora za regulaciju kuta prijenosa (upravljanje tokovima snaga), itd.

- kontinuirana edukacija osoblja operatora sustava zbog aktivnog sudjelovanja u europskim procesima u sklopu ENTSO-E i sudjelovanja u drugim međunarodnim organizacijama (CIGRE, IEEE, itd.) Ukupna ulaganja u prijenosnu mrežu u razdoblju od 2021. do 2030. godine, planirana su na razini od 9,1 milijardi kuna, kao što prikazuje Slika 21. Oko 35 % tog iznosa trebali bi platiti korisnici mreže, a oko 11 % planirano je iz EU fondova. Preostali dio od oko 54 % bit će pokriven mrežnim tarifama. To će zahtijevati prosječna godišnja ulaganja od oko 910 milijuna kuna godišnje, što je dvostruko više nego u prethodnom desetogodišnjem vremenskom okviru, koji je bio oko 450 milijuna kuna godišnje.
- Ovo naglo povećanje ulaganja u mrežu temelji se na očekivanoj velikoj integraciji VOIE-a, a rast ulaganja sličan je ostalim EU zemljama. Znatan dio ulaganja u mrežu korisnici mreže financiraju tijekom procesa priključenja na mrežu, dok se dio financiranja očekuje putem EU financiranja, ponajprije Programom otpornosti i oporavka.

4. 2. INFRASTRUKTURA DISTRIBUCIJSKE MREŽE

U desetogodišnjem planu razvoja distribucijske mreže, HEP ODS ima za cilj povećati učinkovitost poslovanja, pouzdanost opskrbe električnom energijom i ukupnu spremnost za prihvaćanje novih tehnologija (npr. napredna mjerena, senzori i pružatelji usluga pomoćnih

usluga). Poslovni ciljevi podijeljeni su u tri glavne kategorije i nekoliko potkategorija:

1. Povećanje mrežnog kapaciteta

- izgradnja novih objekata i elemenata mreže
- obnova i dogradnja postojećih
- prijelaz na 20 kV razinu napona i postupno napuštanje razina napona 10 kV i 35 (30) kV.

2. Povećanje kvalitete opskrbe

- revitalizacija zastarjele opreme
- sustav daljinskog upravljanja
- automatizacija SN mreže
- izgradnja dodatnih elektroenergetskih objekata kako bi se osiguralo dvostruko napajanje (zadovoljavanje kriterija sigurnosti 'N-1')
- sustavi uzemljenja SN mreže
- povećanje kvalitete usluge i kvalitete napona.

3. Povećanje poslovne učinkovitosti

- uređenje obračunskih mjernih mjesta i priključaka korisnika (bez mjernih uređaja)
- uređenje obračunskih mjernih mjesta
- povećanje energetske učinkovitosti
- poboljšanje tehnološke razine elemenata mreže i održavanje
- informatizacija poslovnih procesa
- ulaganje u poslovnu infrastrukturu
- specijalističko obrazovanje i osposobljavanje osoblja.

POVEĆANJE MREŽNOG KAPACITETA

Osnovni poticaj za zamjenu 10 kV naponske razine s 20 kV naponskom razinom u distribucijskom području je nedostatak prijenosnog kapaciteta postojeće 10 kV mreže. Zamjena naponske razine 10 kV s 20 kV omogućuje manje tehničke gubitke u mreži i upola manje

padove napona. Postupno ukidanje razine 35 (30) kV i uvođenje izravne 110/20 (10) kV transformacije omogućuje lakše upravljanje i jefтинije održavanje mreže jer se ukida jedna naponska razina u distribucijskom sustavu.

POVEĆANJE KVALITETE OPSKRBE

Revitalizacija zastarjele opreme s ciljem povećanja pouzdanosti opskrbe definira se prema kriteriju vijeka trajanja opreme (povezano s velikim brojem kvarova) i teškoćama u održavanju zbog nepostojanja rezervnih dijelova.

Štetni učinci neplaniranih nestanka struje mogu se smanjiti korištenjem daljinski upravljenih sklopnih uređaja, na način da se smanji: broj kupaca bez opskrbe, vrijeme potrebno za pronalaženje kvara i količina neisporučene energije. Također postoji potencijal za samoiscjeljuće SN mreže u urbanim sredinama. Pojedinačni kvarovi u distribucijskoj mreži često rezultiraju prekidom napajanja svih korisnika koji može trajati satima i uzrokovati velike gubitke korisnicima mreže. Zamjenom klasičnih sklopnih aparata s tradicionalnim rasklopnim postrojenjima s kompaktnim sklopnim modulima, s ugrađenim indikatorima kvarova i komunikacijskim uređajima, može se dobiti napredna samoiscjeljuća mreža koja može ispostaviti napajanje nakon kvara u roku manjem od 0,2 sekunde. Prekide napajanja čije je trajanje manje od 200 ms korisnici i većina korisničkih uređaja ne osjeti.

POVEĆANJE POSLOVNE UČINKOVITOSTI

Mjere za smanjenje tehničkih gubitaka, koje su ujedno i mjere za povećanje energetske učinkovitosti, uključuju:

- povećanje poprečnog presjeka vodiča u SN i NN mrežama gdje se stvara najveći iznos gubitaka,

- razdvajanje izvoda, sekcioniranje sabirnica na zračne i kabelske izvode, ili smanjivanje dužine izvoda u svrhu poboljšanja integracije distribuirane proizvodnje na razini TS SN/NN kV, TS SN/SN kV ili HV/SN kV,
- prebacivanje dijela NN napajanja na susjedni i/ili podopterećeni NN vod ili SN/NN transformatorsku stanicu,
- zamjena VN/SN i SN/SN transformatora zbog preopterećenja i zamjena starijih SN/NN transformatora, uz smanjenje broja predimenzioniranih transformatora, transformatorima odgovarajuće snage,
- uvođenje novih VN/SN, SN/SN i SN/NN TS (primjenjuje se ponajprije u slučaju preopterećenja postojećih TS ili u slučaju povezivanja novih kupaca i proizvođača većih priključnih snaga),
- prijelaz na razinu mreže 20 kV i postupno uvođenje izravne transformacije 110/10 (20) kV.

Jedan od važnijih ciljeva je integracija postojećih poslovnih aplikacija, razvoj sučelja i drugih funkcionalnosti koje bi omogućile jednostavno i brzo dijeljenje podataka između važnih poslovnih aplikacija (DISPO, GIS, SCADA, Billing, Development Planning i sl.). Ovaj bi korak omogućio veću učinkovitost u planiranju i brže donošenje važnih poslovnih odluka.

UTJECAJ DISTRIBUIRANE PROIZVODNJE NA PLANIRANJE RAZVOJA

Pojava DP-a stvorila je dodatni pritisak na HEP ODS vezano uz proces planiranja razvoja mreže. Smanjenjem naprezanja i opterećenja pojedinih elemenata mreže, DP, uglavnom pomaze u smanjenju gubitaka u distribucijskoj mreži, osim u slučaju slabo opterećene mreže.

U velikom broju slučajeva, DP je grupirana na određenom području (npr. oko jedne TS 110/x kV), pa je zbog njene kumulativne priključne

snage potrebno stvoriti uvjete u distribucijskoj mreži kako bi ona preuzeila svu proizvedenu električnu energiju od lokalnih DP-a. Najčešći zahvati za stvaranje uvjeta u mreži su povećanje presjeka postojećih vodova, zamjena postojećih transformatora novim transformatorima 110/10 (20) kV ili 35 (30)/10 (20) kV odgovarajuće nazivne snage s automatskom regulacijom napona, nadogradnjom dijela mreže na naponsku razinu 20 kV itd.

FINANCIJSKA STRUKTURA ULAGANJA

Za razdoblje 2021. – 2030. godine, HEP ODS planira ukupna ulaganja od oko 12 milijardi kuna kako slijedi:

- 2021. – 2023. godine: 3,8 milijardi kuna, što je u prosjeku 1,27 milijarda kuna godišnje
- 2024. – 2030.: 8,2 milijarde kuna, što je u prosjeku 1,17 milijarde kuna godišnje

Slika 22 prikazuje kako se planiraju ulaganja u različite objekte i infrastrukturu.

110 KV OBJEKTI

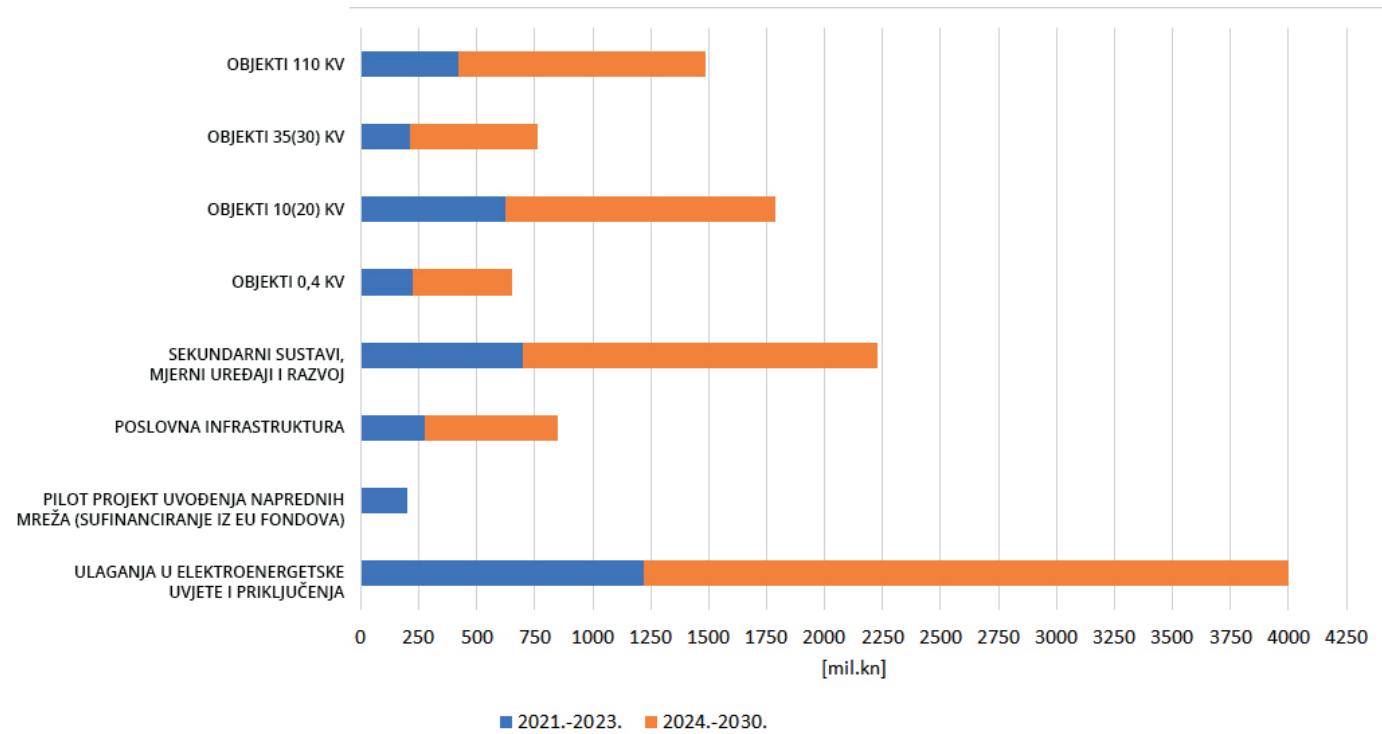
Planirana ulaganja u postrojenja 110/x kV zahtijevaju zajednički rad i HOPS-a i HEP ODS-a, kao i zadovoljavanje različitih regulatornih okvira, ulaganja su složena i zahtijevaju više vremena. Takvi projekti mogu imati vrijeme razvoja do pet godina.

Planirana ulaganja u postrojenja 110/35 kV su: revitalizacija podsustava, rekonstrukcija 35 kV postrojenja i složenja rekonstrukcija ugradnjom izravne transformacije (zamjena 110/35 kV transformatora transformatorima 110/20 (10) kV). Ulaganjem u priključna mjesta 110/x kV mogu se ostvariti preuvjeti za prijelaz SN mreže na 20 kV.

35(30) KV OBJEKTI

Transformatorske stanice 35 (30)/10 kV i 35 (30)/10 (20) kV čine najveći dio 10 i 20 kV-nih priključnih točaka HEP ODS-a (gotovo 75 % svih priključnih točaka x/10 (20) kV).

Slika 22. Pregled planiranih ulaganja u razdoblju 2021.-2023. i 2024.-2030. po vrstama ulaganja (HEP ODS, 2021.)



Jedna od najvećih investicija u razdoblju 2021. – 2023. godine je izgradnja pet 35 kV podzemnih kabelskih dionica i jedne dionice 35 kV dalekovoda ukupne duljine 31,3 km i vrijednosti investicije od 16,1 milijuna kuna.

U razdoblju 2024. – 2030. planira se izgradnja 35 kV dalekovoda i kabelskih vodova u vrijednosti od oko 44,9 milijuna kuna. Zbog razvoja izravne transformacije 110/20 (10) kV i prelaska na 20 kV razinu izbjegavaju se velike investicije u 35 kV mrežu.

10(20) kV OBJEKTI

Ulaganja u izgradnju novih 10 (20) kV SN vodova, koji predstavljaju ključni dio distribucijske mreže, iznimno su važna zbog sigurnosti i pouzdanosti opskrbe. Povezivanje sve većeg broja DP-a na ove vodove dodatno povećava njihovu važnost.

U područjima gdje je gustoća potrošnje niska potrebno je izgraditi TS niske nazivne snage te optimirati duljinu niskonaponskih vodova. Povećanje opterećenja mora biti popraćeno uvođenjem novih 10 (20) /0,4 kV TS u postojeću niskonaponsku mrežu.

Kratkoročno, prijelaz dijelova 10 kV distribucijske mreže na radni napon od 20 kV dovodi do povoljnijih naponskih uvjeta u srednjonaponskoj mreži, što udvostručuje prijenosne kapacitete i učetverostručuje smanjenje gubitaka energije te poboljšava naponske prilike posebice na dugim vodovima, bez većih građevinskih radova.

Stanje rada SN mreže na 20 kV po distribucijskim područjima prikazuje Slika 23. Distribucijsko područje Sisak (Elektra Sisak) postalo je prvo distribucijsko područje koje je u potpunosti prešlo na pogonski napon od 20 kV u 2019. godini.

Do 2030. HEP ODS planira velika ulaganja u opremu: 7.000 SN/NN TS i u oko 8.500 km SN vodova pri prijelazu na 20 kV.

Ta ulaganja u prvom redu uključuju:

- zamjenu SN/NN transformatora s regulacijskim transformatorima
- rekonstrukciju TS 10/0,4 kV opremom za razinu izolacije 24 kV
- rekonstrukciju 10 kV dalekovoda opremom za razinu izolacije 24 kV
- zamjenu 10 kV kabela kabelima s izolacijskim razinama 24 kV
- ostala ulaganja manjeg opsega za prelazak na mrežu razine 20 kV.

0.4 kV OBJEKTI

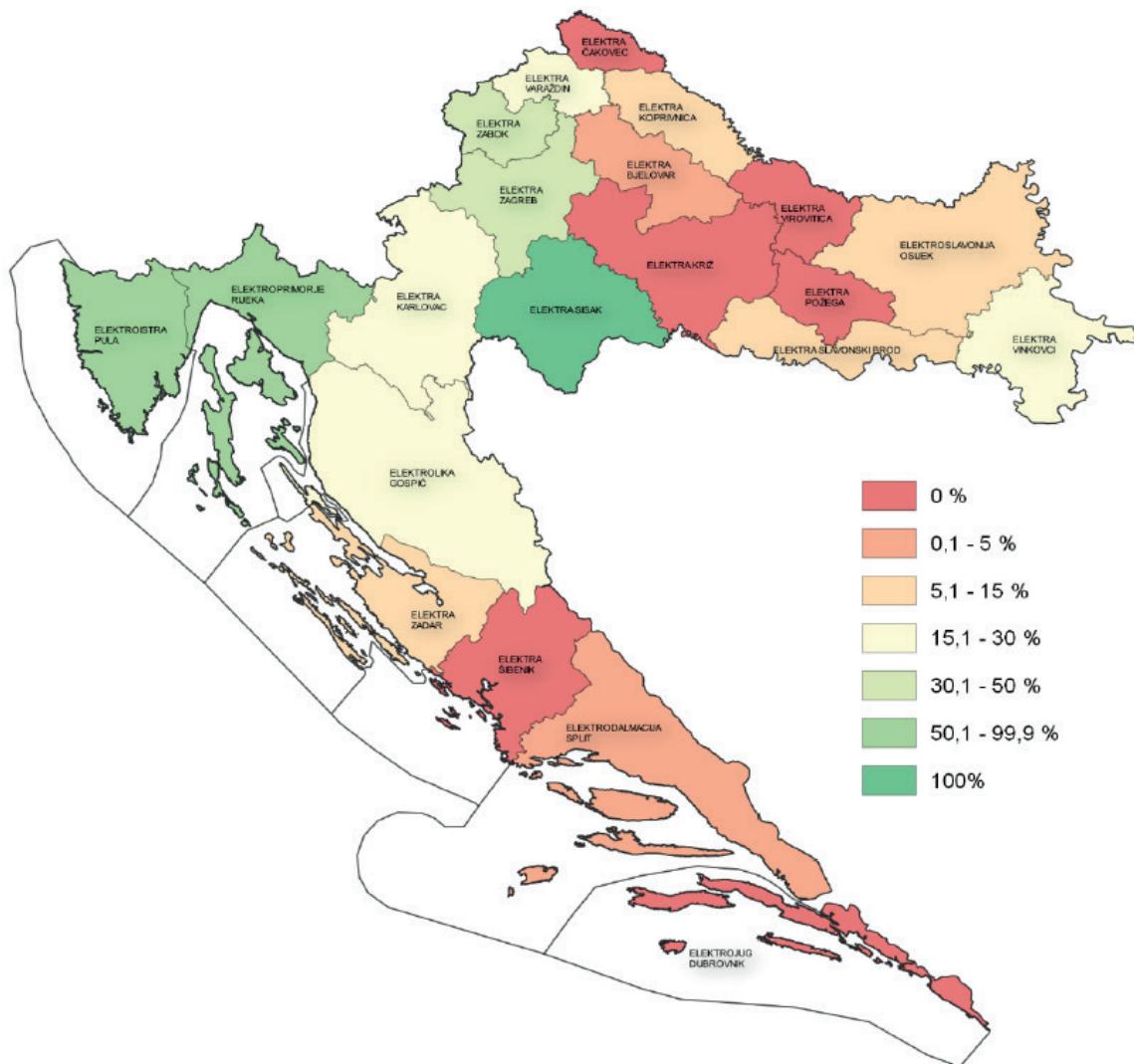
Izgradnja niskonaponske mreže planira se u skladu s proširenjem naselja i uvođenjem novih TS. Kao znatan dio ulaganja u mrežu provodit će se sanacija naponskih prilika i zamjena nepouzdanih neizoliranih vodiča na drvenim stupovima sa samonosivim kabelskim snopom i betonskim stupovima. Glavni razlozi za rekonstrukciju i revitalizaciju NN mreža su starost i loše stanje opreme i kvaliteta napona.

SEKUNDARNI SUSTAVI, MJERNI UREĐAJI I NJIHOV RAZVOJ

Treba nastaviti s ulaganjima u sustave upravljanja i predvidjeti odgovarajuće razvojne aktivnosti kako bi se stvorili tehnološki napredni sustavi koji će moći odgovoriti na izazove koji će se pojaviti značajnjom integracijom OIE. Ulaganja u sekundarne sustave distribucijske mreže uključuju:

- ulaganje u naprednu mjernu infrastrukturu (AMI) i napredna brojila
- ulaganje u sustave upravljanja u distribuciji

Slika 23. Pregled udjela TS SN/NN u pogonu na 20 kV po distribucijskim područjima (HEP ODS, 2021.)



skim upravljačkim centrima i distribucijskim dispečerskim centrima

- integracija distribucijskih upravljačkih centara
- modernizacija sustava daljinskog upravljanja u elektroenergetskim objektima i
- ulaganje u funkcije vođenja distribucijske mreže i ostale napredne funkcionalnosti.

POSLOVNA INFRASTRUKTURA

Ulaganja u ovo područje uključuju:

- automobile, kamione i radna vozila
- poslovne zgrade i drugi radni prostori

- komunikacijsku infrastrukturu, poslovnu informatiku i poslovnu podršku
- opremu za ispitivanja i mjerjenje, zaštitna tehnička sredstva, alate i strojeve.

NAPREDNE MREŽE I PILOT-PROJEKTI

Napredna mreža može se definirati prema svojim glavnim značajkama: pametna mreža, koja je modernija verzija tradicionalne zahvaljujući implementaciji dodatnih funkcija praćenja, upravljanja, zaštite i komunikacije, znači sveobuhvatnom integracijom informacijsko-komunikacijskih tehnologija u elektroenergetski sustav.

U odnosu na tradicionalnu mrežu koja je karakterizirana velikim, centraliziranim elektranama, naprednu mrežu čini velik broj manjih, prostorno raspršenih elektrana, zbog čega tok snage kroz mrežu nije više u jednom smjeru, već je dvosmjeran jer korisnici prestaju biti samo pasivni sudionici.

Postoje mnoge prednosti naprednih mreža:

- pouzdanost i stabilnost elektroenergetskog sustava su uvelike poboljšani
- veća ukupna učinkovitost sustava
- sigurnost sustava podignuta je na novu razinu
- bolji uvjeti za integraciju OIE-a
- opskrba korisnika sustava s većim brojem podataka i informacija;
- bolje gospodarske i okolišne prednosti.

Pilot-projekt HEP ODS-a „Smart Grid“ ima cilj povećati učinkovitost distribucije električne energije, povećati pouzdanost napajanja i broj korisnika s pristupom naprednoj mreži kako bi se integriralo više DP-a, prije svega OIE-a.

UVJETI U ELEKTROENERGETSKOJ MREŽI I PRIKLJUČENJE KORISNIKA

Ulaganja u stvaranje tehničkih uvjeta u elektroenergetskoj mreži i način priključenja korisnika uglavnom ovise o ekonomskim i demografskim promjenama. Stoga je iznimno teško planirati iznos, a posebice strukturu potrebnih ulaganja u budućnosti. Međutim, prema sadašnjim trendovima, 3,8 milijarde kuna planira se uložiti za priključenja novih korisnika u promatranom opsegu posljednjeg 10G plana na sljedeći način:

- kabelski vodovi 10 (20) kV
- izgradnja novih kabela – 210 km
- rekonstrukcije i revitalizacije kabela – 10 km
- 10(20)/0,4 kV TS
- izgradnja novih TS – 165

- rekonstrukcije i revitalizacije TS – 30
- nadzemna mreža 0,4 kV
- izgradnja novih vodova - 250 km
- rekonstrukcije i revitalizacije vodova - 70 km
- kabelska mreža 0,4 kV
- izgradnja novih vodova – 600 km
- rekonstrukcije i revitalizacije vodova - 15 km.

4. 3. OSTALA ULAGANJA

Uz ranije navedena očekivana ulaganja u prijenosnu i distribucijsku mrežu, ulaganja koja mogu poboljšati ukupnu stabilnost i pouzdanost elektroenergetskog sustava su:

- modernizacija pomoćnih usluga prijenosnih i distribucijskih sustava
- modernizacija SCADA i sustava upravljanja energijom
- modernizacija mjernih sustava, posebice u slučaju spremnika energije i odziva potrošnje
- nabava suvremenog hardvera i programske podrške za komunikacijsku i informacijsku tehnologiju za integrirani i učinkovit rad mreže s punim kapacitetom integracije obnovljivih izvora energije.

MODERNIZACIJA POMOĆNIH USLUGA PRIJENOSNIH I DISTRIBUCIJSKIH SUSTAVA

Uvođenje novih tehnologija u sustav može povećati njegovu fleksibilnost. HOPS je u fazi ulaganja u projekt SINCRO.GRID, koji se fokusira na korištenje naprednih tehnoloških sustava i algoritama radi poboljšanja kvalitete napona u elektroenergetskom sustavu i povećanja prijenosne snage postojećih vodova. Krajnji cilj ovog projekta je osigurati integraciju OIE i povećati sigurnost opskrbe kupaca.

Naponska podrška može se uvelike poboljšati ugradnjom FACTS uređaja u elektroenergetsku mrežu. HOPS je investirao sredstva u instalaci-

ju tri uređaja za kompenzaciju jalove snage u postojećim TS Konjsko, Melina i Mraclin. Vrste FACTS uređaja koji su u probnom pogonu su:

- SVC (statički var kompenzator) ukupne snage 250 Mvar u TS 400/220/110 kV Konjsko
- VSR (varijabilna prigušnica) ukupne snage 200 MVAr u TS 400/220/110 kV Melina
- VSR ukupne snage 100 MVAr u TS 220/110/10 kV Mraclin.

Ovi kompenzacijски uređaji instalirani su na naponskoj razini 220 kV jer su u tom slučaju ukupni gubici u prijenosnoj mreži najmanji.

Kad se povećanje kapaciteta elektroenergetske mreže ne odvija dovoljno brzo, djelomično rješenje može se pronaći u sustavima za dinamičko određivanje termičkog kapaciteta vodova (u dalnjem tekstu: DTR) koji imaju funkciju povećati ili bolje koristiti postojeći prijenosni kapacitet postojećih dalekovoda i ne zahtijevaju velika kapitalna ulaganja.

Pristup DTR temelji se na stvarnim pogonskim uvjetima koristeći mjerena i/ili proračune u stvarnom vremenu struje opterećenja i uvjeta okoline, kao stvarnih fizičkih veličina povezanih s dalekovodom. Postoji veliki potencijal korištenja sustava DTR za povećanje stabilnosti i pouzdanosti elektroenergetskih sustava. Potencijalni dalekovodi za implementaciju sustava DTR u hrvatskom elektroenergetskom sustavu su:

- 400 kV i 220 kV Konjsko – Brinje;
- 220 kV Senj – Melina
- 220 kV Konjsko – Zakučac
- 110 kV mreža – najvažniji vodovi.

Kontrola tokova snaga u sustavu može se poboljšati korištenjem transformatora s regulacijom kuta prijenosa (u dalnjem tekstu: PST). Korištenje PST-a povećava ukupnu učinkovitost sustava rješavanjem problema s nekon-

troliranim tokovima snaga. U hrvatskom elektroenergetskom sustavu PST su instalirani u TS 400/200/110 kV Žerjavinec i TS 220/110 kV Senj, gdje se pokazalo da se regulacijom faznog kuta uspješno tokovi snaga preljevaju s niže naponske razine na višu što smanjuje gubitke prijenosa, zagušenja i povećava učinkovitost cijelog sustava.

Glavne funkcije PST-a su upravljanje i preusmjeravanje tokova snage na naponskim razinama 400, 220 i 110 kV. Planovi za dodatne instalacije ovih transformatora još nisu definirani, ali ulaganje u ovu opremu zasigurno bi pomoglo u reguliranju tokova snaga pri velikoj integraciji VOIE-a.

Ulaganja u distribucijskom sustavu također mogu poboljšati pouzdanost. Može se uložiti u napredne automatizirane sustave, kao što su sustavi za otkrivanje i izolaciju kvarova, obnavljanje napajanja, povećanje nadzora distribucijskih sustava i DP-a u stvarnom vremenu, napredne adaptivne sustave zaštite, itd.

MODERNIZACIJA SCADA I SUSTAVA UPRAVLJANJA ENERGIJOM

HOPS u suradnji sa slovenskim operatorom sustava – ELES ulaže u razvoj virtualnog centra za prekograničnu kontrolu tokova snaga. To omogućuje centraliziranu koordinaciju, regulaciju napona i optimizaciju gubitaka energije u elektroenergetskim sustavima Hrvatske i Slovenije, kao i mogućnost praćenja, predviđanja i upravljanja VOIE radi održavanja stabilnog rada cijelog upravljačkog područja.

Virtualni prekogranični kontrolni centar temelji se na primjeni suvremenih informacijsko-komunikacijskih tehnologija (u dalnjem tekstu: ICT) u povezivanju nacionalnih dispečerskih centara HOPS-a i ELES-a i njihovih sustava nadzora i upravljanja (u dalnjem tekstu:

SCADA), sustava s odgovarajućim područnim centrima i SCADA sustavima operatora distribucijskih sustava (HEP ODS i SODO).

MODERNIZACIJA MJERNIH I ZAŠITNIH SUSTAVA

Primjena napredne mjerne infrastrukture posebno je važna za povećanje učinkovitosti distribucijske mreže jer će omogućiti izračun gubitaka i lociranje područja s povećanim gubicima na nisko i srednjo naponskim razinama. Osim toga, primjena napredne mjerne infrastrukture omogućiće prikupljanje podataka o broju kupaca obuhvaćenih prekidom napajanja i stvarnom trajanju prekida, na temelju kojih se mogu preciznije izračunati pokazatelji pouzdanosti napajanja, te na taj način pridonijeti povećanju pouzdanosti opskrbe.

Ulaganja u napredna mjerjenja preduvjeti su za mnoge funkcionalnosti napredne mreže, ponajprije za podršku razvoju novih tržišnih usluga, a svakako u smislu povećane raspoloživosti pouzdanih podataka za planiranje razvoja distribucijske mreže. Stoga, najveća ulaganja u ovoj točki trebaju biti u napredne mjerne uređaje i infrastrukturu.

Većina tih ulaganja odnosi se na kupnju i ugradnju brojila s mogućnošću daljinskog očitanja (ponajprije širokopojasna komunikacija putem elektroenergetske mreže) i drugih funkcionalnosti naprednih brojila, prateće opreme i sustava za čitanje i korištenje mernih podataka.

Jedno od rješenja za primjerno praćenje integracije VOIE u sustav je uporaba sinkroniziranih uređaja PMU. Ti su uređaji temelj za sustav nadzora velikog dijela elektroenergetskog sustava i dio su tzv. Sustava za nadzor širokog područja (WAMS). Kombiniraju funkcije tradicionalne sekundarne opreme s novom funk-

cijom prikupljanja sinkroniziranih mjernih podataka u stvarnom vremenu.

U Hrvatskoj je ukupno instalirano više desetaka PMU uređaja u svim 400 kV i 220 kV čvorštima te u dijelu 110 kV mreže u blizini velikih proizvodnih postrojenja. Programska podrška sustava za nadzor širokog područja (koncentrator fazorskih podataka, PDC) instalirana je u Nacionalnom dispečerskom centru u Zagrebu. Na taj način postignut je potpuni nadzor kutne, napomske i frekvencijske stabilnosti 400 kV i 220 kV mreže kao i termički nadzor nekih vodova.

Moguća ulaganja u ovo područje mogu se usmjeriti prema ugradnji novih sinkroniziranih mernih uređaja, te raditi na poboljšanju algoritama za bolju obradu podataka i alarmiranje.

SUVREMENA KOMUNIKACIJSKA I INFORMACIJSKA TEHNOLOGIJA

Komunikacijska infrastruktura elektroenergetskog sustava ključna je komponenta u obavljanju djelatnosti prijenosa i distribucije električne energije. Komunikacijski sustavi moraju omogućiti sigurnu razmjenu informacija među svim ma u elektroenergetskom sektorom.

Kad je riječ o naprednim mrežama, prioriteti komunikacijske i informacijske tehnologije su osigurati pouzdano prikupljanje podataka u stvarnom vremenu iz velikog broja različitih izvora podataka te podržati različite komunikacijske usluge čija je funkcija distribucija naredbi i konfiguracijskih uputa u elektroenergetski sustav.

Neki od osnovnih zahtjeva za komunikacijsku infrastrukturu naprednih mreža su:

- latencija – napredne mreže zahtijevaju komunikaciju s niskim i stabilnim latencijama

(kašnjenje u prijenosu podataka) za pravilno upravljanje OIE- i zaštitnim funkcijama

- pouzdanost – prijenos podataka mora biti vrlo pouzdan kako bi se osigurao ispravan rad OIE, osobito u slučaju kvara na mreži
- skalabilnost – iznimno je važno da komunikacijski sustav može lako obraditi sve veću količinu podatkovnog prometa ili zahtjeva za uslugama koji dolaze od brojnih OIE
- fleksibilnost – komunikacijski sustav napredne mreže trebao bi imati mogućnost obrade zahtjeva koji dolaze iz različitih usluga i subjekata
- sigurnost – sposobnost osiguravanja robusnosti napredne mreže na kvarove i kibernetičke napade.

U ovom području, ulaganja trebaju biti u dvije kategorije: u žičanu ili bežičnu komunikacijsku infrastrukturu s ciljem poboljšanja nekih otprije navedenih zahtjeva koje mora zadovoljiti odabrani komunikacijski sustav.

5. AKCIJSKI PLAN

Ovaj akcijski plan predlaže niz mjera kojim bi se unaprijedio postupak priključenja i unaprijedila integracija obnovljivih izvora energije. Mjere se temelje na analizi postojeće infrastrukture, planova razvoja i regulatornog okvira u suradnji s najvažnijim dionicima (HOPS, HEP ODS, Ministarstvo gospodarstva i održivog razvoja, Obnovljivi izvori energije Hrvatske i Hrvatska gospodarska komora) izdvojeno je 11 pitanja ključnih za unaprjeđenje integracije OIE-a u Hrvatskoj.

Naime, temeljem analize postojeće infrastrukture te niza pojedinačnih elaborata priključenja koji se provode prema redoslijedu zahtjeva trenutno važećem u HOPS-u, procjenjuje se da je bez izgradnje 400 kV dalekovoda u hrvatski EES moguće integrirati 1.600 do 1.800 MW novih kapaciteta vjetroelektrana i FN elektrana, povrh postojećih instaliranih kapaciteta od 5.590 MW, te vršnog opterećenja od oko 3.000 MW.

Primjenom probabilističkog pristupa bilo bi moguće integrirati značajno veći kapacitet novih OIE, procjenjuje se na oko 2.000 do 3.000 MW. Međutim, važno je napomenuti da navedeni iznosi u velikoj mjeri ovise o redoslijedu priključenja pojedinih kandidata i njihovim snagama pa je moguće da će izmjenom Zakona o tržištu električne energije i postupka priključenja doći do promjene procijenjenih iznosa.

U narednom srednjoročnom i dugoročnom razdoblju ne očekuje se značajan porast opterećenja sustava uz istodobno izrazito veliki interes za izgradnju proizvodnih objekata. To bi u konačnici moglo rezultirati da Hrvatska iz zemlje uvoznice postane izvoznica električne energije. Međutim za takav scenarij potrebna je značajna dogradnja prijenosne mreže, uključujući i interkonekcije prema susjedima.

Na pitanja je odgovoreno u akcijskom planu u sljedećem formatu:

1. Akcijski plan za zakonodavni i regulatorni okvir

- 1.1. Kako ubrzati proces priključenja OIE-a na elektroenergetsku mrežu u Hrvatskoj?
- 1.2. Kakva bi trebala biti metodologija za izračun naknade za priključenje novih korisnika mreže?
- 1.3. Koje postupke priključenja na mrežu treba uskladiti između HOPS-a i HEP ODS-a?
- 1.4. Kakav bi trebao biti pravni i tehnički okvir za ograničenja proizvođača u isporuci električne energije?
- 1.5. Koji su glavni izazovi javne nabave u području priključenja na mrežu i kako ih riješiti?
- 1.6. Koje su ostale regulatorne izmjene potrebne?

2. Akcijski plan za tehničke, tehnološke i operativne mjere

- 2.1. Kako ubrzati pojačanje mrežne infrastrukture prijenosnog i distribucijskog sustava?
- 2.2. Kojim mrežnim infrastrukturnim projektima treba dati kratkoročni i srednjoročni prioritet kako bi se poboljšala integracija OIE-a?
- 2.3. Koje bi nove tehnologije operatori prijenosnog i distribucijskog sustava trebali implementirati?
- 2.4. Koji bi trebali biti tehničkih zahtjevi za priključenje i pogon VOIE-a?
- 2.5. Koji ostali izazovi utječu na rad operatora prijenosnog i distribucijskog sustava?

5. 1. AKCIJSKI PLAN ZA ZAKONODAVNI I REGULATORNI OKVIR



1. KAKO UBRZATI PROCES PRIKLJUČENJA OIE-A NA ELEKTROENERGETSKU MREŽU U HRVATSKOJ?

U posljednjih 15 godina oko 1 GW novih OIE već se priključilo na elektroenergetsку mrežu uz minimalna pojačanja mreže i minimalne troškove priključenja. Međutim, postoji veliki broj novih zahtjeva za povezivanje (više od 13 GW), koji će zahtijevati znatna pojačanja elektroenergetske mreže, jer su postojeći kapaciteti prihvata uglavnom iscrpljeni. Prema postojećem principu izračuna naknade za priključenje, nositelji projekata su dužni platiti 80 % troškova stvaranja tehničkih uvjeta u mreži (STUM), a operatori sustava pokrivaju preostalih 20 posto.

Kako bi se ubrzao proces priključenja na mrežu, Vladi RH se predlaže:

- **unaprijediti politiku razvoja infrastrukture** i jasno definirati koje dijelove (ili naponske razine) mreže trebaju financirati pojedinačni korisnici mreže, a koje dijelove operatori sustava (i pojedinačni korisnici mreže kroz jediničnu naknadu za priključenje (kuna/kW)). Trenutno, pojedinačni korisnici mreže sudjeluju u troškovima STUM-a sukladno svojim pojedinačnim doprinosima protoku energije na svakom elementu mreže, što je neprovodiv princip u slučaju velikog broja novih kandidata za priključak, posebice ako djelomično koriste istu infrastrukturu, a u različitim su fazama razvoja projekata.
- **osigurati potpunu zakonodavnu usklađenost** Zakona o tržištu električne energije i Zakona o obnovljivim izvorima energije i visokoučinkovitoj kogeneraciji s ostalim relevantnim zakonima (gradnja, prostorno planiranje, zaštita prirode, javna nabava, itd.) kako bi se izbjegli eventualni sporovi ili suprotstavljene odredbe
- **ubrzati proces prostornog planiranja:** postupak za uključivanje novih elemenata mreže u prostorne planove ponekad je dugotrajan i to usporava cijeli proces izgradnje elektroenergetske mreže (posebice u nekim županijama i jedinicama lokalne uprave). Novi Zakon o tržištu električne energije zahtjeva da operatori sustava imaju sve elemente mreže iz desetogodišnjeg plana razvoja mreže upisane u odgovarajuće prostorne planove, što bi, uz postojeću praksu, dodatno moglo usporiti izgradnju mreže. Brzi proces ažuriranja prostornih planova je krucijalan za izgradnju novih elemenata mreže, ali i novih objekata OIE-a. Proces se može ubrzati donošenjem odgovarajućeg plana na državnoj razini.
- **prilagoditi Zakon o javnoj nabavi** kako bi se ubrzala izgradnja mrežne infrastrukture; prije svega projekti od strateške važnosti. Predviđenim usklađenjem (povećanjem) iznosa za provođenje

postupaka jednostavne nabave očekuje se ubrzanje i olakšavanje • izgradnje elektroenergetske infrastrukture. Troškove žalbenog postupka na postupke javne nabave postotno vezati s planiranim cijenom radova i/ili usluga.

- **postrožiti uvjete avansnog plaćanja priključka** na mrežu od 5 % (ili uvesti neko drugo načelo) jer kašnjenje jednog nositelja projekta usporava sve ostale projekte u pripremi
- **uvesti veća početna jamstva** za nositelje projekta, primjerice u plaćanju energetskog odobrenja.

Hrvatskoj energetskoj regulatornoj agenciji (HERA) predlaže se da:

- **ažurira postojeće propise o priključenju** (ponajprije Metodologiju utvrđivanja naknade za priključenje na elektroenergetsku mrežu novih korisnika mreže i za povećanje priključne snage postojećih korisnika mreže ([NN, br. 51/17](#))), kako bi se precizno definirala odgovornost u slučaju financiranja pojačanja mreže. Postojeće načelo podjele troškova priključka na mrežu nije primjenjivo na veliki broj podnositelja zahtjeva.
- **prilagodi visinu naknade za priključenje na mrežu i visinu mrežarine** tako da se omoguće potrebna velika ulaganja u elektroenergetsку mrežu.

Operatorima sustava predlaže se:

- **uvesti realnije scenarije prilikom analize strujno naponskih prilika u mreži (sukladno pogonskoj praksi, a ne isključivo teorijskim stanjima) i strože rokove za izdavanje EOTRP-a** (trenutno je rok 360 dana koji HOPS ima za izdavanje EOTRP-a), kao i na dodatno vrijeme od 270 dana za potpisivanje Ugovora o priključenju na mrežu. Scenariji moraju biti realni i uzeti u obzir vjerojatnosti pojavljivanja pojedinih događaja, ne smiju se planirati skupe investicije u mrežu kako bi se u rijetkim i kratkotrajnim slučajevima spasilo malo jeftine energije.
- **smanjiti nesigurnost pri rješenju priključenja te definiranju pripadnih rokova i troškova**, jer sada realizacija jednog priključenja ovisi o drugim projektima i međusobnoj proporcionalnoj podjeli troškova pojačanja mreže
- **uskladiti prakse između HOPS-a i HEP ODS-a**, kako bi se smanjili nesigurnost, nesporazumi i neučinkovitost
- [ažurirati Pravila o priključenju na distribucijsku mrežu](#)
- [ažurirati Pravila o priključenju na prijenosnu mrežu](#)
- redovito (npr. barem svakih 5 godina) ažurirati mrežna pravila u skladu s promjenama tehnologija i mogućnostima pružanja usluga od strane korisnika mreže, kao što je uobičajena EU praksa.

2. KAKVA BI TREBALA BITI METODOLOGIJA ZA IZRAČUN NAKNADE ZA PRIKLJUČENJE NOVIH KORISNIKA MREŽE?

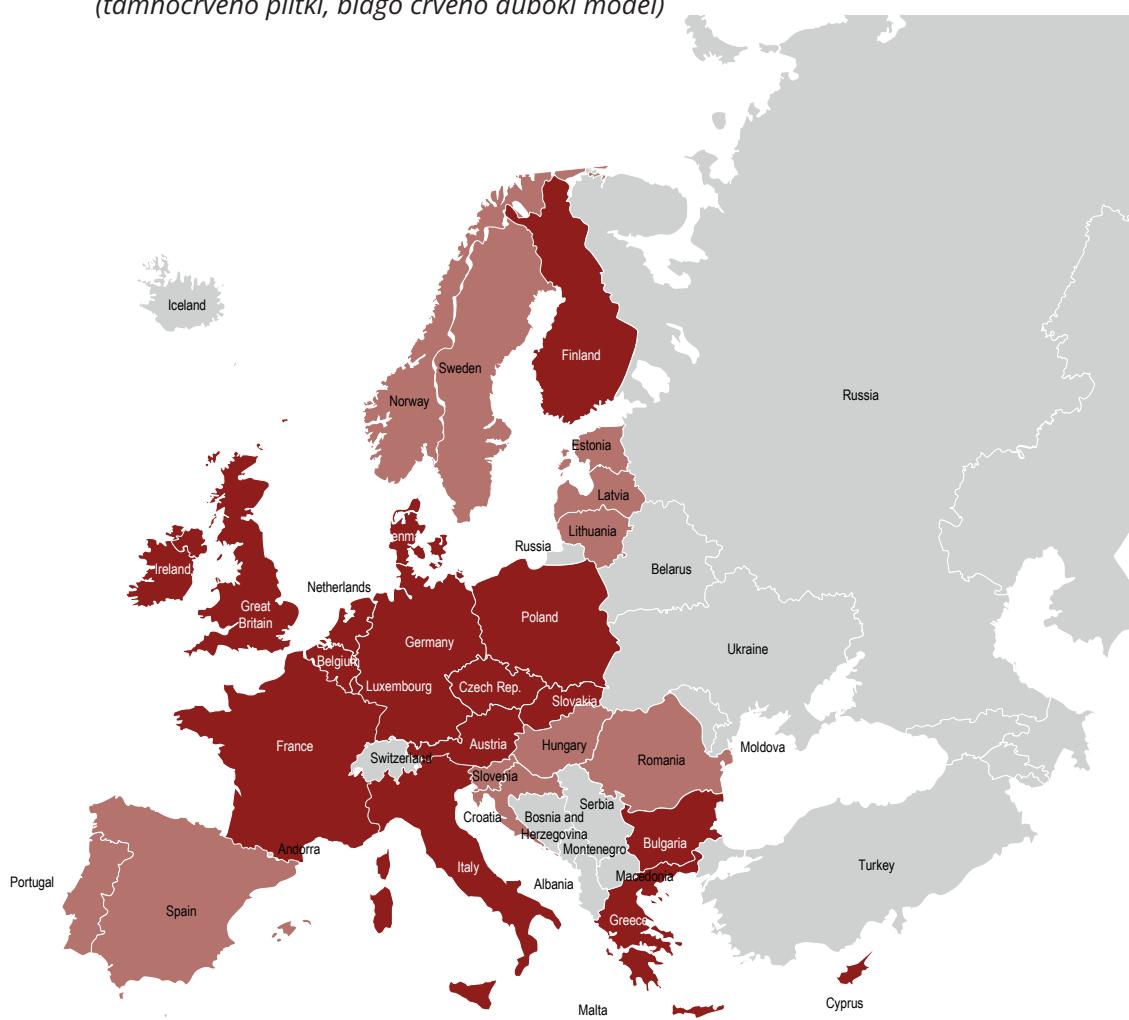


Jedna od najvećih prepreka u razvoju OIE-a u Hrvatskoj je postupak priključenja na mrežu i naknada za priključenje. Postojeći provedbeni okvir nema jasne rokove ni troškove priključenja, već su različiti projekti međusobno ovisni.

U Europi postoje različiti modeli naknada za priključenje i često su prilagođeni specifičnostima pojedine zemlje. Svaki model podjele troškova ima svoje prednosti i nedostatke. Glavne razlike između "plitkog" i "dubokog" modela prikazuje Tablica 14, a svaki ima svoje prednosti i nedostatke.

Slika 24 prikazuje iskustva EU zemalja. U 2018. godini 17 zemalja u EU je imalo (dominantno) plitki pristup određivanja naknade za priključenje na prijenosnu mrežu, a preostalih 11 zemalja duboki pristup. Treba se uzeti u obzir da svaka država ima svoje specifičnosti, naslijede, strukturu korisnika mreže i tarifnog sustava što također utječe na pristup

Slika 24. Pregled plitkih i dubokih modela na prijenosnoj mreži u Europi (ACER, 2019) (tamnocrveno plitki, blago crveno duboki model)



određivanju naknade priključenja. Plitki pristup obično nadopunjuje i G-komponenta (naknada za korištenje mreže po proizvedenom MWh). Općenito se može reći da je za investitore u OIE (proizvođači) najpovoljniji plitki pristup jer oni pri tom ne snose troškove pojačanja mreže, niti plaćaju mrežarinu, već sve te troškove snose kupci. S druge strane, za krajnje kupce najpovoljniji je duboki pristup, jer tada nema potrebe za povećanjem mrežarine.

Modeli se ne mogu jednostavno kopirati, osobito zbog specifičnosti hrvatskoga elektroenergetskog sustava (neobičan zemljopisni oblik, mnogo otoka, sezonske i zemljopisne fluktuacije potrošnje, starost mreže, itd.).

Tablica 14. Usporedba različitih modela izračuna troškova priključenja na mrežu

Vrsta priključenja	Prednosti	Nedostaci
Plitki model	<ul style="list-style-type: none"> • lako se primjenjuje i zahtijeva jednostavne propise • najniži troškovi za nositelja projekta • troškovi priključenja za nositelja projekta unaprijed su definirani • troškovi pojačanja mreže pokriveni su iz mrežarine, a vrijednost mrežne infrastrukture dio je regulirane imovine 	<ul style="list-style-type: none"> • nema lokacijskog signala za nositelje projekata • operator sustava ne dobiva odmah sredstva za pojačanje mreže, već mu se tarifa nadoknađuje tek nakon završetka pojačanja mreže • pojačanje mreže ostvaruje se prema planu i dinamici operatora sustava, što određuje vrijeme priključenja elektrane • povećane mrežarine ili uvođenje G-komponente • povećan rizik od nepotrebnog pojačanja mreže ako se elektrana ne izgradi
Duboki model	<ul style="list-style-type: none"> • uglavnom ne uvodi G-komponentu (mrežarina koju plaćaju i proizvođači po prenesenom kWh) za proizvođače električne energije • snažan lokacijski signal nositeljima projekata • mrežarina za ostale korisnike mreže se ne povećava • drugi korisnici mreže imaju koristi od pojačanja mreže 	<ul style="list-style-type: none"> • naknada za priključak može biti vrlo visoka • troškovi pojačanja mreže su nepredvidljivi • prvi nositelj projekta plaća pojačanje mreže, kojim se mogu koristiti i drugi nositelji projekata • potrebno je uvesti efikasan mehanizam dijeljenja troškova priključenja • dodatni troškovi za nositelje projekta bit će najvjerojatnije prebačeni krajnjim korisnicima (kroz veću cijenu premije) • troškovi pojačanja mreže nisu pokriveni mrežaricom, a vrijednost mrežne infrastrukture nije dio regulirane imovine

U ovoj studiji analizirano je šest mogućih modela izračuna troškova priključenja i preporučena je prilagodba postojećeg dubokog (mješovitog) modela. Jedna od opcija je uvođenje tzv. "mješovitog" modela u kojem se mreža 400 i 220 kV financira iz mrežarine, a niže razine napona financiraju nositelji projekata. Jasno je da bi time znatno porasli troškovi operatora sustava.

Druga opcija je uvođenje jedinične priključne naknade (kn/kW), kao što je slučaj s drugom kategorijom korisnika mreže – kupcima. Stoga je prije definiranja "dubine" modela financiranja priključka nužno utvrditi kolika je maksimalna mrežarina koju mogu podnijeti korisnici mreže (kućanstva, industrija, itd.). Maksimalna „podnošljiva“ mrežarina podrazumijeva postizanje najveće društvene koristi uz uravnoteženje odgovornosti i troškova između različitih korisnika mreže (investitora u OIE i ostale proizvodne objekte s jedne strane i ostalih korisnika (kupaca) s druge strane).

Postojeći model podjele troškova pojačanja mreže može se redefinirati na sljedećih šest različitih načina:

1. Napustiti postojeći duboki model i preuređiti odgovarajuću metodologiju isključujući pojačanja mreže na razini mreže napona 400 kV i 220 kV. Ove razine mreže u potpunosti bi financirao operator sustava. Procjenjuje se da bi ovim modelom postojeća mrežarina u Hrvatskoj trebala porasti za oko 15 posto. Prednost ovog modela je jasan lokacijski signal nositeljima projekata u kojim dijelovima postojeće mreže postoji veća mogućnost priključenja (a time i niži troškovi priključenja prema sadašnjoj metodologiji). Nedostatak ovog modela je nužno povećanje mrežarine čime se trošak razvoja mreže prenosi na postojeće korisnike mreže. Jednako tako novi projekti OIE su često većih snaga (iznad 100 MW) te će se isti očekivano priključivati na 400 kV ili 220 kV mrežu. U takvim uvjetima korištenje modela prema kojem se napušta duboki pristup, a istovremeno uvodi metodologija prema kojoj nositelji projekata ne snose troškove pojačanja mreže stvara kako je već spomenuto potrebu za značajnim povećanjem mrežarine.

2. Napustiti postojeći duboki model, ali uvesti jediničnu naknadu za priključenje temeljene na principu instalirane snage (u kuna/kW) za proizvođače električne energije. Na ovaj način ukupni se trošak priključenja dijeli na dvije komponente: prva komponenta je sami trošak izgradnje fizičkog priključka dok je druga komponenta spomenuta jedinična naknada za priključenja koja služi Operatoru za razvoj i održavanje mreže. Prednost ovog modela je u tome što su troškovi komponente za razvoj mreže jedinično isti za sve nositelje projekata i unaprijed

poznati. Na ovaj način očekivano je manje povećanje mrežarine. Također, ovaj pristup ne bi prenio sve troškove pojačanja mreže na potrošače, ali bi ga ipak korisnici mreže dijelom platili u procesu priključenja što bi ovisilo o iznosu jedinične naknade za priključenje temeljenje na principu instalirane snage. Stoga bi jediničnu naknadu za priključenje jedinice trebala odrediti HERA, kako je i regulirano postojećim Zakonom o energiji, na temelju nediskriminirajućih i transparentnih načela te uvažavajući prijedloge Operatora sustava. Princip jedinične naknade za priključenje mogao bi se dalje razvijati na zemljopisnoj osnovi i definirati različite naknade za priključenje u različitim područjima.

3. Uvesti mješoviti model, pri čemu bi naknada za priključenje pokrila dio troškova pojačanja mreže, a ostatak bi se namirio iz mrežarine. Taj omjer HERA bi trebala definirati na temelju maksimalne razine mrežarine koju hrvatsko gospodarstvo i društvo mogu podnijeti. Pri tome, napominjeno da financiranje fizičkog priključka snose nositelji projekata, dok se trošak pojačanja mreže sufinancira kroz naknadu iz mješovitih izvora (nakanda za priključenje i mrežarina)

4. Uvesti mješoviti model i G-komponentu, pri čemu bi naknada za priključenje pokrila dio troškova pojačanja mreže, dio bi se pokrio iz G-komponente, a ostatak iz mrežarine. Prednost ovog modela je u tome što bi HOPS mogao time generirati dodatni prihod za financiranje dijelova pojačanja mreže. Međutim, nedostatak ovog modela je što uvođenje G-komponente ima (trenutno) vrlo ograničen raspon. U skladu s Aneksom B [Uredbe 2010/838](#) i odlukom ACER-a, u Hrvatskoj je moguće očekivati G-komponentu na razini od oko 3,75 kuna/MWh, što bi danas HOPS-u omogućilo dodatni prihod od približno 50 milijuna kuna godišnje, što bi se moglo povećati na 90 milijuna kuna godišnje do 2030. godine. Štoviše, u skladu s [Uredbom 2019/943](#), istu G-komponentu moraju plaćati korisnici priključeni i na prijenosnu i na distribucijsku mrežu, što bi zahtjevalo znatne izmjene u postojećoj regulativi i praksi, te bi moglo utjecati i na investicijsku klimu u sektoru proizvodnje električne energije. Nadalje, u uvjetima u kojima se dugoročno očekuje minimalan porast ili stagnacija potrošnje električne energije i očekivani porast proizvodnje električne energije unutar RH, uvođenje G komponente opravdani je postupak. No, kao što je već spomenuto, ukupni godišnji prihodi operatora sustava po ovoj osnovi neće biti dostatni za financiranje potrebnih pojačanja mreže, te je G komponentu potrebno kombinirati s primjeric jediničnom naknadom kako bi se izbjeglo značajno povećanje mrežarine.

5. Uvesti plitki model koji bi potpuno isključio nositelje projekata iz financiranja pojačanja mreže. Prednost ovog modela je u tome što sva ulaganja u pojačanje mreže idu u reguliranu imovinu operatora, a nedostatak su dodatni veliki troškovi koji se preljevaju na sve potrošače

(procijenjeno potrebno povećanje mrežarine iznosilo bi barem 25 % za prijenosnu mrežu); nema lokacijskog signala, s visokim rizikom ulaganja za operatora sustava.

Procjena povećanja mrežarine za prijenos od 25 % temelji se na sljedećim pretpostavkama prijenosne mreže za 2030. godinu:

- regulirana imovina (RAB) je 8,5 milijardi kuna (povećanje od 3 mlrd. u odnosu na postojeće stanje)
- godišnji prinos od RAB je 343 milijuna kuna (55% veći od postojećeg)
- godišnja amortizacija je 517 milijuna kuna (55% veća od postojeće)
- godišnji CAPEX je 860 milijuna kuna (55% veći od postojećeg)
- potreban prihod od tarifa iznosi 1.795 milijardi kuna (33% veći od postojećeg)
- prodaja električne energije je 17,5 TWh (u odnosu na 16,5 TWh iz 2019. godine)
- ovome je potrebno dodati i određeno potrebno povećanje mrežarine za distribuciju, koju zbog izostanka ulaznih podataka nije bilo moguće simulirati, ali se procjenjuje kao niže od ranije navedenog povećanja za prijenos zbog: 1) manjih troškova stvaranja tehničkih uvjeta u mreži i 2) inicijalno veće mrežarine za distribuciju (npr. za kućanstva, tarifni model bijeli: 0,24 kuna/kWh (viša tarifa), 0,12 kuna/kWh (niža tarifa)) u odnosu na prijenos (0,11 kuna/kWh (viša tarifa), 0,05 kuna/kWh (niža tarifa)).

Treba napomenuti da su već u 2019. godini postojali uvjeti za povećanje mrežarine oko 5% za prijenos i 5% za distribuciju, jer su ukupni troškovi poslovanja oba operatora već tada bili veći od ostvarenih prihoda od tarife.

6. Financiranje svih potrebnih pojačanja mreže iz EU fondova. Najveći izazov u ovom modelu je taj što zbog velikog broja pojačanja ovaj model podrazumijeva veliki, nepredvidiv rizik i promjenu postojeće prakse. Ukupna vrijednost prijenosne infrastrukture u Hrvatskoj iznosi oko 5 milijardi kuna, pa se ne čini realnim financirati potrebnih dodatnih nekoliko milijardi kuna u sljedećih nekoliko godina samo sredstvima iz EU.

S gledišta operatora sustava, posljednja dva modela (5 i 6) predstavljaju daleko najveći rizik za poslovnu i tehničku održivost. Naime, zbog velikog broja kandidata i pripadnih različitih potrebnih pojačanja mreže operator bi u slučaju plitkog modela morao istodobno pokrenuti veliki broj pojedinačnih pojačanja mreže (STUM), bez finansijske odgovornosti ili garancije korisnika mreže za realizaciju svog projekta. Osim upitne operativne izvodljivosti takvih istovremenih zahvata, ovo bi svakako predstavljalo i veliki poslovni (finansijski) rizik za operato-

ra. Također, važno je napomenuti kako bi se postojeći „duboki“ model promijenio u „plitki“ model, nužno je izmijeniti Zakon o energiji ([NN, br. 120/12](#)). Svaka promjena regulatornog modela koja zahvaća stečena prava već započetih projekata dovodi u pitanje legitimna očekivanja investitora koja su zaštićena instrumentima međunarodnog prava, bilo općim ugovorima ili specijaliziranim međunarodnim energetskim ugovorima koje je Hrvatska ratificirala. Naime, ukoliko bi promijenjeni regulatorni okvir drugačije tretirao različite investicije tako da bi se promijenio njihov poslovni model, država je izložena potencijalnim arbitražnim zahtjevima koji mogu rezultirati visokim kompenzacijama prema zahvaćenim projektima.

Primjer tako nejasno određenih prijelaznih odredbi možemo pronaći u Zakonu o tržištu električne energije ([NN, br. 111/21](#)) koje na neodređeni način utvrđuju obvezu ishodenja energetskog odobrenja za već započete projekte u vrlo kratkom roku (90 dana) pod prijetnjom gubitka prava u postupku priključenja (članak 133.), bez da je to primjereno regulirano prijelaznom odredbom (članak 139.).

Stoga se preporučuje:

- **umjesto postojećeg modela razmatranja troška stvaranja uvjeta u mreži i potrebnih pojačanja mreže uvesti jediničnu naknadu za priključenje temeljene na principu instalirane snage (kuna/kW).** Ovim pristupom pojednostavnio bi se i ubrzao postupak priključenja, uz znatno transparentnije iznose troškove za investitore. Paušalna jedinična naknada pokrivala bi dio troškova pojačanja mreže (STUM), a ostatak STUM-a bi se pokrivao iz mrežarine što bi naravno ovisilo o iznosu jedinične naknade za što je zadužena HERA-a. Navedene udjele trebalo bi pažljivo izračunati da ne ugroze funkciranje ostalih sektora gospodarstva.
- **analizirati i simulirati uvođenje G-komponente.** Međutim, ne očekuje se da će pokriti znatan dio troškova pojačanja mreže.

3. KOJE POSTUPKE PRIKLJUČENJA NA MREŽU TREBA USKLADITI IZMEĐU HOPS-A I HEP ODS-A?



- HEP ODS ne zahtjeva plaćanje prije izdavanja elektroenergetske suglasnosti prema ugovoru o priključenju na mrežu, dok HOPS zahtjeva plaćanje prije izdavanja elektroenergetske suglasnosti. To bi moglo rezultirati potencijalnim problemom u kojem projekt distribuirane proizvodnje može dobiti lokacijsku dozvolu i elektroenergetsku suglasnost bez ikakve prethodne uplate na ime priključenja.
- HEP ODS i HOPS trebali bi uskladiti procedure i ovlastiti nositelje projekata da poduzimaju određene aktivnosti u ime operatora gdje je to primjenjivo (npr. izdavanje lokacijske dozvole, građevinske dozvole, rješavanje pitanja vlasničkih prava, itd.) i pokrenuti odgovarajuće ažuriranje pravnog okvira (ponajprije Zakon o gradnji). To bi moglo uvelike skratiti postupak priključenja na mrežu.
- HOPS i HEP ODS trebali bi uskladiti rokove za EOTRP u slučajevima kada je za priključenje na distribucijsku mrežu potrebna analiza prijenosne mreže.

4. KAKAV BI TREBAO BITI PRAVNI I TEHNIČKI OKVIR ZA OGRANIČENJA PROIZVOĐAČA U ISPORUCI ELEKTRIČNE ENERGIJE?



Zbog očekivane velike integracije OIE-a u Hrvatskoj potrebno je znatno pojačanje mreže. Međutim, pojačanja mreže obično oduzimaju puno vremena i čekanje na njihov završetak prije priključenja OIE-a može znatno usporiti proces integracije OIE. Stoga bi u slučaju neraspoloživosti elektroenergetske mreže, nositelj projekta mogao prihvatiti rizik povremene i privremene neisporuke električne energije iz svog postrojenja. Ova se točka odnosi na analizu i predlaganje opcije koja je drukčija u usporedbi s trenutnim kriterijem N-1 u hrvatskom elektroenergetskom sustavu.

Pravni okvir koji regulira neisporuku električne energije je [Uredba Komisije \(EU\) 2017/1485 o uspostavljanju smjernica za pogon elektroenergetskog prijenosnog sustava](#).

Operator prijenosnog sustava ne mora se pridržavati kriterija (N-1) u sljedećim situacijama:

- tijekom slijedova sklopnih operacija
- tijekom vremena potrebnog za pripremu i aktivaciju korektivnih mjera nakon poremećaja.

Nadalje, uredba navodi iznimku da operator prijenosnog sustava nije dužan udovoljiti kriteriju (N-1) sve dok postoje samo lokalne posljedice unutar regulacijskog područja operatora prijenosnog sustava.

Međutim, kako bi se primijenile te iznimke, mora se provesti dodatna tehnička analiza. Pravna praksa može se uspostaviti postavljanjem iznimki u ugovorima o priključenju, pribjegavajući već prije navedenim pravilima. Stoga je moguće dopustiti mogućnost da korisnici mreže prihvate rizike neisporuke električne energije iz svojih objekata isključivo na ugovornoj osnovi, uz prethodnu tehničku analizu, koja ne bi zahtijevala dodatne zakonodavne zahvate.

Još jedan važan aspekt za ovu temu reguliran je [Uredbom \(EU\) 2019/943 o unutarnjem tržištu električne energije](#), koja definira ograničenje redispēčiranja/ograničavanja za operatore prijenosnog i distribucijskog sustava u iznosu od najviše 5 % godišnje proizvodnje električne energije iz OIE postrojenja. Drugim riječima, operator sustava koji zahtjeva redispēčiranje OIE, podliježe plaćanju finansijske naknade operatoru postrojenja za proizvodnju. Naime, operator sustava obvezan je poduzeti sve moguće mjere fleksibilnosti sustava te se na redispēčiranje OIE osloniti tek kao zadnju opciju. Odnosno pred operatora sustava stavljen je zadatak da optimalno razvija mrežu i njezinu fleksibilnost te se samo u rijetkim slučajevima odluči na redispēčiranje, ukoliko to utvrdi analizom troškova i koristi. Jedna od najučinkovitijih mogućnosti za uklanjanje barijere priključenja na mrežu je uvođenje regulatornih rješenja za dobrovoljno smanjenje OIE proizvodnje (i više od 5% godišnje proizvodnje, što je potrebno vrlo precizno urediti ugovorima) sve dok se elektroenergetska mreža odgovarajuće ne pojača i da se potpuno napusti postojeći deterministički (N-1) pristup planiranju i uvede probabilistički pristup planiranja elektroenergetske mreže.

Uz ovakav pristup bilo bi moguće integrirati značajan iznos OIE planiranih u Strategiji energetskog razvoja za 2030. godinu. Općenito se može reći da su investicije u izgradnju i pojačanje mreže opravdane ako je njihov trošak manji od troškova ograničenja u mreži (isporuke proizvodnje, odnosno ograničenja potrošnje). Ovakav pristup dodatno opravdava uvođenje probabilističkog pristupa u planiranju, što svakako predstavlja veliku promjenu u odnosu na postojeće stanje i specifičnosti hrvatske prijenosne mreže (longitudinalna struktura, otočne veze, velike sezonske varijacije, starost mreže, itd.), pa je takvoj regulatornoj promjeni nužno pristupiti izrazito oprezno.

Promjenama u Zakonu o tržištu električne energije, otvoren je put prema napuštanju dosadašnjeg determinističkog pristupa (N-1) kriteriju u planiranju mreži. Buduća pravila o upravljanju zagušenjima prijeno-

snog i distribucijskog sustava sada imaju zakonsku osnovu za napuštanje determinističkog pristupa u planiranju mreže.



5. KOJI SU GLAVNI IZAZOVI JAVNE NABAVE U PODRUČJU PRIKLJUČENJA NA MREŽU I KAKO IH RIJEŠITI?

Tri su ključna problema u provedbi Zakona o javnoj nabavi u izgradnji objekata elektroenergetske mreže:

- nejasne odredbe Zakona o javnoj nabavi (npr. definicija „sličnih proizvoda i usluga“), koje obično zahtijevaju tumačenje stručnog povjerenstva za javnu nabavu ili čak upravnog suda. To ponekad uvelike usporava proces izgradnje mreže.
- postupak žalbe može se pokrenuti bez velikih troškova i detaljne argumentacije, što također često usporava proces ugovaranja i provedbe projekta elektroenergetske mreže
- zbog navedenih problema, unutarnje procedure operatora sustava za provedbu Zakona o javnoj nabavi posljedično su prilično složene i dugotrajne, što dodatno usporava cijeli proces.



6. KOJE SU OSTALE REGULATORNE IZMJENE POTREBNE?

Postoje dva dodatna značajnija regulatorna aspekta koja treba zasebno analizirati i unaprijediti. Prvi se odnosi na proces priključenja koji je trenutno isti za krovne FN elektrane i npr. nuklearne elektrane iako je jasno da je utjecaj velikih elektrana na dinamičko vladanje sustava tijekom kvarova i poremećaja presudan za stabilnost pogona sustava. Jedan od mogućih mehanizama koji bi riješio ovaj problem je uvođenje ranije spomenute jedinične naknade za priključenje (kuna/kW), kao i obaveza izrade studija dinamičkog odziva sustava za sve vrste elektrana (uključujući konvencionalne elektrane i OIE) iznad određene instalirane snage.

Drugo pitanje odnosi se na veliki broj prijava za priključenje na mrežu. Moguće rješenje ovog problema je uvođenje sezonskog prikupljanja zahtjeva za priključak (prijave jednom u sezoni), a zatim njihova analiza i sustavna obrada, kao što je to bio slučaj u nekim drugim zemljama EU (npr. Irska).

Od iznimne je važnosti održavati mrežnu infrastrukturu operativno i financijski stabilnom, a istodobno omogućiti veću integraciju OIE-a u sustav. Stoga osim navedena dva regulatorna aspekta Tablica 15 prikazuje deset dodatnih preporuka za ostale regulatorne izmjene vezane uz mrežarine. Ovi zaključci i preporuke nisu samo specifični za Hrvatsku, već su rezultat regionalne analize jugoistočne Europe i rasprave s 11 operatora sustava na temelju detaljne procjene tehničkih, pravnih, regulatornih, gospodarskih i komercijalnih politika i primjera s ciljem integracije OIE-a (EIHP, USEA, 2020.).

Tablica 15. Ostale regulatorne izmjene za ubrzanje integracije OIE-a na distribucijskoj mreži

Činjenica	Preporuka
1. Distribucijska mreža u Hrvatskoj izvorno nije bila projektirana da bi obuhvatila opseg i količinu dvosmjernih tokova električne energije. Ulaganje u distribucijsku mrežu kako bi se integrirali novi proizvodni kapaciteti mora uključivati rješenja naprednih mreža, napredna brojila i ulaganja za poboljšanje sigurnosti i kvalitete opskrbe.	Mora se uspostaviti predvidljiv, stabilan i transparentan regulatorni okvir koji omogućuje potpunu nadoknadu troškova, te pristup kreditima i tržištima kapitala potrebnima za financiranje ulaganja operatora distribucijskog sustava.
2. Mrežarina se ponajprije temelji na količini električne energije koja prolazi kroz mrežu. S porastom broja novih proizvodnih kapaciteta i kupaca s vlastitom proizvodnjom, prihodi od operatora sustava će se smanjiti, što će ugroziti sigurnost i pouzdanost usluga.	Mrežarine bi se trebale preoblikovati s postupnim prijelazom na tarife kapaciteta ili dvodijelne tarife koje će odvojiti prihode operatora sustava od količine električne energije provedene kroz njegovu mrežu. Ove tarife, koje se koriste u drugim dijelovima svijeta, bolje odgovaraju utjecaju VOIE-a, proizvodnji za vlastite potrebe i mjerama energetske učinkovitosti.
3. Neto mjerjenje, u kojem kupac s vlastitom proizvodnjom plaća samo razliku između onoga što sam proizvodi i prima od mreže, štetno je za prihode u trenutnoj formuli volumetrijske tarife. Smanjuje iznos raspoloživih sredstava za rad i kapitalne izdatke na mreži.	Regulator bi trebao izbjegavati sheme neto mjerjenja za kupce s vlastitom proizvodnjom u trenutnom volumetrijskom tarifnom dizajnu. Ako je potrebno, neto mjerjenje se može koristiti u prijelaznoj fazi i ograničiti na vrlo male stambene i poslovne instalacije, s godišnjim kvotama.
4. Znatan rast novih proizvodnih kapaciteta dovest će do pogonskih izazova (regulacija napona, postavke zaštite, itd.) i većih gubitaka u mreži, osobito u vršnim satima kada će dvosmjerni protoci energije biti na najvećoj razini.	Mrežarinu distribucijske mreže trebalo bi reformirati kako bi se korisnici mreže (potrošači, proizvođači, kupci s vlastitom proizvodnjom) potaknuli da svoju vršnu potrošnju energije vremenski prebace na sate koji nisu vršni. Promjena tarifa kako bi se korisnici mreže potaknuli na vremensko prebacivanje potrošnje, može smanjiti iznos mrežnih ulaganja za veću integraciju DP-a.
5. Prema sadašnjem regulatornom okviru i ustroju tržišta, novi proizvodni kapaciteti povezani s distribucijskom mrežom ne plaćaju naknade za korištenje sustava. Naknade služe za pokrivanje pomoćnih usluga, gubitke mreže, pogon i održavanje, administrativne troškove, troškove mjerjenja ili druge povezane troškove.	Shvaćajući da je teško dodijeliti dodatne pogonske troškove svakom proizvođaču, troškove korištenja sustava treba: 1) socijalizirati na sve korisnike mreže ili 2) (djelomično) dodijeliti proizvođačima električne energije. Jasna cijena prema proizvođačima električne energije (drugi pristup) uvijek rezultira učinkovitijem korištenjem sustava.

6. Kupci s vlastitom proizvodnjom ostaju povezani s mrežom radi sigurnosnih razloga u slučaju kvara njihove jedinice. Također se ne naplaćuju za korištenje sustava i pružanje sigurnosnih (pričuvnih) usluga, nego ih subvencioniraju drugi korisnici mreže.	Potrošači bi trebali platiti odgovarajući dio troškova mreže i ostale troškove, a ne oslanjati se na subvencije koje pružaju drugi korisnici mreže (koji nisu proizvođači).
7. Novi proizvodni kapaciteti i kupci s vlastitom proizvodnjom koji imaju predimenzionirane proizvodne kapacitete stvaraju zagušenja u mreži i pridonose gubicima u mreži, osobito ako se taj višak proizvedene električne energije ne troši u susjedstvu (lokalno).	Mrežarine bi trebale biti osmišljene tako da potiču tehnički i ekonomski najučinkovitije korištenje postojeće infrastrukture kako bi se izbjeglo prekomjerno ulaganje u mrežu. Na primjer, tarifa bi trebala potaknuti fotaponsku krovnu proizvodnju da slijedi obrazac potrošnje ili ugradnju spremnika energije.
8. Integracija novih proizvodnih kapacita zahtijeva pružanje novih mrežnih usluga i aktivniju strategiju upravljanja kako bi se nadoknadila veća nesigurnost u distribucijskoj mreži. Usvajanje strategija aktivnog upravljanja mrežom pomoći će u smanjenju mrežnih troškova uzrokovanih velikim brojem DP-a.	Operator distribucijskog sustava trebao bi preuzeti aktivnu ulogu u provedbi novih strategija upravljanja mrežom, ali to zahtijeva povjerenje i poticaje za implementaciju novih tehnologija i usluga (npr. napredne mreže, aktivna uloga korisnika mreže, odziv potrošnje, rašireni SCADA sustavi, itd.), što bi pomoglo u upravljanju složenije distribucijske mreže.
9. Novi proizvodni kapaciteti ne plaćaju za korištenje mreže (naknade sustava). Naknada za povezivanje jednokratna je uplata koja se u prvom redu temelji na stanju u postojećoj mreži.	Shvaćajući da se troškovi priključenja mogu lako dodijeliti svakom korisniku, socijalizacija tih troškova se ne preporučuje. Odgovarajući „duboki“ troškovi pružaju odgovarajuće i usklađene lokacijske signale za učinkovita ulaganja u proizvodnju.
10. Kako bi održali zaštitu, sigurnost i pouzdanost sustava, prije priključenja na svoje mreže, operatori sustava moraju provesti/odobriti studiju priključenja na mrežu kako bi se odredila optimalna točka povezivanja i odredila potrebna pojačanja/dodaci mreži. Proces izrade predmetne studije biće težak i dugotrajan, povećavajući troškove priključenja.	Proces izrade studije rješenja priključenja na mrežu mora biti pojednostavljen i oduzimati manje vremena. Jedna od mogućnosti može biti grupiranje zahtjeva za povezivanje s mrežom radi smanjenja ukupnog broja potrebnih studija (zonski pristup). Operator distribucijskog sustava također može razmotriti pojednostavljene metodologije za manje proizvodne kapacitete te primjenjivati transparentnost i javno obavještavanje.

5. 2. AKCIJSKI PLAN ZA TEHNIČKE, TEHNOLOŠKE I OPERATIVNE MJERE



1. KAKO UBRZATI POJAČANJE MREŽNE INFRASTRUKTURE PRIJENOSNOG I DISTRIBUCIJSKOG SUSTAVA?

Potrebno je ubrzati postupak pripreme pojačanja mreže. Stoga bi HOPS i HEP ODS trebali:

- pokrenuti postupke javne nabave za potrebnu dokumentaciju (idejni i glavni projekt, zaštita okoliša, geodetska mjerena, rješavanje imovinsko-pravnih odnosa, itd.) u znatno ranijoj fazi. Ovi koraci su svakako preduvjeti i za korištenje EU fonda za oporavak i otpornost ili drugih potencijalnih izvora financiranja.
- žurno ubrzati revitalizaciju postojećih elemenata mreže, uključujući implementaciju novih tehnologija (npr. visokotemperaturni vodiči, sustavi za dinamičko određivanje prijenosne moći, napredne mreže, itd.). Takva ulaganja ne zahtijevaju građevinske dozvole niti rješavanje vlasničkih prava, pa su brža nego ulaganja u novu infrastrukturu.



2. KOJIM MREŽnim INFRASTRUKTURNIM PROJEKTIMA TREBA DATI KRATKOROČNI I SREDNJOROČNI PRIORITET KAKO BI SE POBOLJŠALA INTEGRACIJA OIE-A?

Hrvatski elektroenergetski sustav iznimno je dobro povezan sa susjednim sustavima. Ukupni instalirani kapacitet interkonekcija pet je puta veći od vršnog opterećenja sustava. Stoga nema potrebe za dalnjim većim jačanjem interkonekcija sa susjednim zemljama. Međutim, postoji potreba za jačanjem unutarnjih regionalnih veza, ponajprije između Dalmacije i ostatka zemlje, na zapadu i sjeveru.

Dodatnih 500 - 1.000 MW povrh već izgrađenih OIE projekata i/ili u fazi ispitivanja (točna vrijednost ovisi o specifičnim lokacijama projekata) može se integrirati samo s pojačanjima 110 kV mreže. Za opsežniju integraciju OIE-a potrebno je ojačati glavnu okosnicu 400 kV mreže na potezu Konjsko – Lika – Melina kao i vezu od Like prema sjeveru RH (Tumbri ili Veleševac). Postoji velika nesigurnost u određivanju dodatnih pojačanja 400 kV mreže zbog neizvjesnih lokacija, snaga i rokova ulaska u pogon velikog broja novih proizvodnih objekata. Donedavni zakonski okvir omogućavao je investitorima da pokreću zahtjev za priključenje (izradu EOTRP-a) prije prethodno riješenih prostorno-planinskih, okolišnih ili drugih bitnih uvjeta. Zbog toga se pojavio veliki broj kandidata za priključenje. Također, u razvoju je nekoliko vrlo velikih projekata, poput FN elektrane Promina (950 MW), vjetroelektrane Lički

medvjed (420 MW), hidroelektrane Senj 2 (350 MW), reverzibilne hidroelektrane Blaca (500 MW), itd. Rješenje priključenja ovih objekata (npr. radikalna veza s TS Lika i TS Tumbri ili TS Melina) može snažno utjecati na zahtijevanu topologiju i budući razvoj mreže te način i troškove priključenja svih ostalih kandidata. Stoga je nužno uvesti jamstva za realizaciju projekata OIE čime bi se ovaj rizik barem djelomično ublažio.

HOPS i HEP ODS trebaju:

- dati prioritet svim infrastrukturnim projektima koji su dobili građevinsku dozvolu i projektima koji su najnapredniji u smislu izdavanja dozvola. To je zato što razvoj novih projekata mrežne infrastrukture traje nekoliko godina zbog svoje kompleksnosti i veličine. Stoga se preporuča da u svojim desetogodišnjim planovima razvoja uvedu proaktivni princip razvoja mreže (gdje se kandidati za priključenje grupiraju prema čvorишima u planu od strane operatora) umjesto trenutnog reaktivnog principa (gdje se čvorista definiraju prema interesu individualnih korisnika).

HOPS bi u prijenosnoj mreži trebao stvoriti uvjete za priključenje novih VOIE-a kroz:

- povećanje prijenosnih kapaciteta dalekovoda u južnim krajevima (zamjena postojećih vodiča HTLS tehnologijom, uvođenje DTR sustava, itd.)
- implementiranje PST i/ili FACTS uređaja u najvažnijim TS
- nadogradnju sekundarne opreme i naprednu zaštitu.

U distribucijskoj mreži HEP ODS bi trebao stvoriti uvjete za priključenje novih VOIE-a kroz:

- zamjenu postojećih srednjonaponskih i niskonaponskih transformatora i vodova (dalekovodi i kabeli) s odgovarajućim elementima većih kapaciteta
- izgradnju novih TS i priključnih vodova kako bi se povećala sigurnost opskrbe (kriterij N-1) i postupni prijelaz na 20 kV naponsku razinu.



3. KOJE BI NOVE TEHNOLOGIJE OPERATORI PRIJENOSNOG I DISTRIBUCIJSKOG SUSTAVA TREBALI IMPLEMENTIRATI?

Na temelju iskustva iz prethodnih pilot-projekata, preporučuje se nastavak uporabe sustava za dinamičko određivanje prijenosne moći (DTR) koji su već postavljeni na nekoliko dalekovoda u Hrvatskoj. Sljedeće tehnologije u mreži omogućile bi veću integraciju OIE-a:

- implementirati sustave za kontrolu tokova snaga na nekoliko lokacija (modularne mobilne jedinice koje se mogu prebacivati na druge lokacije također se smatraju korisnom opcijom)
- zamijeniti postojeće vodiče HTLS vodičima na unutarnjim i prekograničnim vodovima, ponajprije sa Slovenijom
- proširiti postojeći DTR sustav na unutarnjim i prekograničnim vodovima, ponajprije sa Slovenijom
- instalirati transformatore s mogućnosti regulacije kuta gdje god se ukaže potreba
- uspostaviti informacijsku vezu i standardiziranu razmjenu podataka između prijenosnih i distribucijskih dispečerskih centara
- nadograditi postojeću ICT infrastrukturu u smislu upravljanja podatcima, komunikacijskim putevima i energijom, kako bi odgovarala naprednim mrežama
- potpuno automatizirati TS (tzv. digitalne TS)
- nadograditi sekundarnu opremu i uvesti napredne zaštite
- implementirati FACTS uređaje za regulaciju napona i tokova snaga
- brzi resursi temeljeni na izmjenjivačima, prije svega spremnici energije, za autonomno reagiranje na promjene frekvencije
- provesti analizu potreba i mogućnosti visokonaponskoga istosmjernog sustava prijenosa (HVDC) za potpuno upravljivu evakuaciju snaga iz područja s velikom integracijom VOIE-a.

U distribucijskoj mreži HEP ODS također bi trebao istražiti sljedeće tehnologije:

- napredne sheme automatizacije, poput sustava za izolaciju i lokaciju kvara, ponovnu brzu uspostavu napajanja kako bi se realiziralo ekonomiski učinkovito poboljšanje pouzdanosti elektroenergetskog sustava
- brze komunikacije i sinkronizirani mjerni uređaji za poboljšanje stabilnosti elektroenergetskog sustava
- mikromreže mogu pružiti učinkovitu opskrbu energijom izoliranim ili udaljenim područjima i pomoći integraciji DP-a, prije svega malih i srednjih VOIE-a.

Internet stvari (engl. Internet of Things) omogućavaju jeftin nadzor i komunikaciju prema DP-u, što bi pomoglo u njihovu agregiranju i omogućilo pružanje mrežnih usluga. Međutim, kako bi se održala visoka razina pouzdanosti, sigurnosti i raspoloživosti, kibernetička sigurnost trebala bi dobiti visoki prioritet, uz očuvanje privatnosti i vlasništva nad podacima.

Osim ulaganja u povećanje prijenosnih kapaciteta, nadogradnju sekundarne opreme i implementaciju novih tehnologija, operatori sustava trebali bi također:

- implementirati napredne sustave kratkoročnog (unutardnevног) i dugoročnog predviđanja proizvodnje vjetroelektrana i FN elektrana. Sustav vođenja EES-a bi trebao biti opremljen sustavom ranog upozoravanja na veće poremećaje uzrokovane vremenskim nepogodama i kvantitativnom procjenom vjerojatnosti takvih događaja.
- implementirati sustave predviđanja za ostale KPI dinamičke stabilnosti (područna inercija, nadzor kuta opterećenja, predvidive struje kratkog spoja, itd.) koji će biti potrebni za pouzdano upravljanje sustavima s visokim udjelom VOIE
- nadograditi postojeću ICT infrastrukturu koja će omogućiti obradu i korištenje podataka sa sve većeg broja naprednih mjernih mjesta.

4. KOJI BI TREBALI BITI TEHNIČKIH ZAHTJEVI ZA PRIKLJUČENJE I POGON VOIE-A?



Novi VOIE projekti i projekti baterijskih spremnika mogli bi pomoći pouzdanom pogonu elektroenergetske mreže kroz nove tehničke zahtjeve. Provedba tehničkih zahtjeva trebala bi biti pod nadzorom HOPS-a ili HEP ODS-a (ovisno o priključenju na prijenosnu ili distribucijsku mrežu). Međutim, operatori sustava morat će nadograditi i prilagoditi vlastitu infrastrukturu i sustave upravljanja kako bi implementirali dodatne tehničke zahtjeve.

Sljedeći tehnički zahtjevi mogu se implementirati za VOIE, projekte baterijskih spremnika ili hibridne sustave:

- sudjelovanje u dinamičkoj podršci naponu u kojoj bi OIE podržavali napon injektiranjem jalove snage tijekom kvara
- sudjelovanje u regulaciji frekvencije putem regulacije frekvencije prema gore (u kojoj se smanjuje izlazna snaga), regulacije frekvencije prema dolje (povećanjem izlazne snage, koja zahtijeva rad ispod točke najveće snage ili ugradnju spremnika energije) i održavanjem rezerve za pružanje funkcije virtualnog inercijskog odziva.



5. KOJI DODATNI IZAZOVI UTJEČU NA RAD OPERATORA PRIJENO-SNOG I DISTRIBUCIJSKOG SUSTAVA?

Osim već navedenih izazova, operatori prijenosnog i distribucijskog sustava također će trebati riješiti još jedno ključno pitanje:

- **jačanje ljudskih resursa i kapaciteta:** jedan od izazova za sve operatore sustava u Europi, pa tako i u Hrvatskoj jesu njihovi kadrovski kapaciteti u izrazito zahtjevnim uvjetima zelene tranzicije. Integracija OIE-a velikih razmjera zahtijeva znatno intenzivniji investicijski ciklus i samim time veće tehničke, ekonomске i regulatorne vještine. Stoga se operatorima čvrsto preporučuje uspostava programa i kontinuirane edukacije osoblja za upravljanje elektroenergetskim sustavom, za razvoj mreže u velikim neizvjesnostima, za primjenu novih tehnologija u radu elektroenergetskog sustava, za posebne sheme zaštite, za praćenje i primjenu relevantnog pravnog okvira EU i razmjene najbolje prakse, itd.

6. LITERATURA

eurostat. (2021.). Preuzeto May 2021 iz https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics

eurostat. (2021.). Dohvaćeno iz <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/shares>

HOPS. (2021.). Dohvaćeno iz <https://www.hops.hr/shema-ees-a>

Republika Hrvatska. (2020.). Integrirani nacionalni energetski i klimatski plan Republike Hrvatske. Preuzeto April 2021 iz https://mingor.gov.hr/UserDocs/Images/UPRAVA%20ZA%20ENERGETIKU/Strategije,%20planovi%20i%20programi/NECP_Croatia_eng.pdf

Republika Hrvatska. (2021.). Dohvaćeno iz Strategija niskougljičnog razvoja Hrvatske : <https://mingor.gov.hr/o-ministarstvu-1065/djelokrug/uprava-za-klimatske-aktivnosti-1879/strategije-planovi-i-programi-1915/strategija-niskougljicnog-razvoja-hrvatske/1930>

Republika Hrvatska. (2020.). Strategija energetskog razvoja. Preuzeto April 2021 iz https://narodne-novine.nn.hr/clanci/sluzbeni/2020_03_25_602.html

EIHP, USEA. (2020.). Dohvaćeno iz USEA SEE DSO Security of Supply Working Group (2020). How Can Southeast Europe's Energy Distribution Grid Support the Region's Renewable Energy Targets? - position paper.

Vijeće europskih energetskih regulatora. (2019.). Dohvaćeno iz Note on the comparability of continuity indicators: <https://www.ceer.eu/note-on-comparability-of-continuity-indicators>

Vijeće europskih energetskih regulatora. (2018.). Dohvaćeno iz CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply: <https://www.ceer.eu/benchmarking-report-6.1>

WindEurope. (2021.). Dohvaćeno iz Wind energy in Europe 2020 Statistics and the outlook for 2021-2025: <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/wind-energy-in-europe-in-2020-trends-and-statistics/>

HOPS. (2021.). Dohvaćeno iz Lista redoslijeda projekata: <https://www.hops.hr/lista-redoslijeda-projekata>

EIHP, USEA. (2020.). Dohvaćeno iz USEA SEE DSO Security of Supply Working Group (2020). How Can Southeast Europe's Energy Distribution Grid Support the Region's Renewable Energy Targets? - position paper.

EIHP. (2021.). Prijedlog unapređenja metodologije određivanja gubitaka električne energije i pregled tehničkih i netehničkih gubitaka u distribucijskoj mreži HEP ODS-a. Dohvaćeno iz https://www.ho-cired.hr/images/OPATIJA2018/Referati_po_studijskim_odborima/SO5/SO5-05.pdf

HOPS. (2020.). Godišnje izvješće 2019. Dohvaćeno iz <https://www.hops.hr/page-file/KSuD-ZkwJrKsNlwmT09mi43/godisnji-izvjestaji/Godi%C5%A1nje%20izvje%C5%A1e%20202019.pdf>

HOPS. (2021.). Desetogodišnji plan razvoja prijenosne mreže 2021.-2030. Dohvaćeno iz [https://www.hops.hr/page-file/zqUll9C05IF75yjB042gSD/92136ad3-dfa8-4674-b6aa-3c7a0d41654c/HOPS%2010G%20plan%20razvoja%20\(2021%20-%20202030\).pdf](https://www.hops.hr/page-file/zqUll9C05IF75yjB042gSD/92136ad3-dfa8-4674-b6aa-3c7a0d41654c/HOPS%2010G%20plan%20razvoja%20(2021%20-%20202030).pdf)

HOPS. (2021.). 10-year network development plan for 2021-2030. Dohvaćeno iz [https://www.hops.hr/page-file/zqUll9C05IF75yjB042gSD/92136ad3-dfa8-4674-b6aa-3c7a0d41654c/HOPS%2010G%20plan%20razvoja%20\(2021%20-%20202030\).pdf](https://www.hops.hr/page-file/zqUll9C05IF75yjB042gSD/92136ad3-dfa8-4674-b6aa-3c7a0d41654c/HOPS%2010G%20plan%20razvoja%20(2021%20-%20202030).pdf)

HOPS. (2020.). Dohvaćeno iz Kriteriji i metodologija planiranja razvoja i izgradnje te zamjena i rekonstrukcija prijenosne mreže u kojem prepostavlja velika ulaganja u sanaciju i revitalizaciju mreže: <http://www.eihp.hr/~dbajs/CIGRE2004-kriteriji%20i%20metodologija.pdf>

EIHP. (2021.). Energija u Hrvatskoj 2019.

HOPS. (2019.). Pravila o uravnoteženju. Dohvaćeno iz <https://www.hops.hr/post-file/tFpxzPVpPw1K3bMA08dq05/nova-pravila-o-uravnotezenju-elektroenergetskog-sustava/PO-UEES%20-%20HOPS%20studeni%202019.pdf>

HROTE. (2021.). Godišnji izvještaj o radu EKO bilančne grupe u 2020. godini. Dohvaćeno iz https://files.hrote.hr/files/EKO_BG/DOKUMENTI/EKO_bilancna_grupa_godisnji_izvjestaj_za_2020.pdf

HERA. (2020.). Godišnje izvješće za 2019. godinu. Dohvaćeno iz https://www.hera.hr/hr/docs/HERA_izvjesce_2019.pdf

ACER/CEER. (2020.). Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2019. Dohvaćeno iz https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202019%20-%20Electricity%20Wholesale%20Markets%20Volume.pdf

HOPS. (2020.). Mrežna pravila prijenosnog sustava. Dohvaćeno iz https://narodne-novine.nn.hr/clanci/sluzbeni/2020_11_128_2453.html

HOPS. (2021.). Interni podaci.

NOS BiH. (2021.). Dohvaćeno iz <https://www.nosbih.ba/hr/dokumenti/planovi/>

HEP ODS. (2021.). Desetogodišnji (2021.-2030.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a. Dohvaćeno iz <https://www.hep.hr/ods/o-nama/planovi-razvoja-mreze/536>

HEP ODS. (2021.). Internal data.

HOPS. (2018.). Godišnji izvještaj o proizvodnji vjetroelektrana u Hrvatskoj. Dohvaćeno iz https://www.hops.hr/page-file/l2ss9ktkYa6JewfzW9ozW2/reports-wpp/HOPS_Godi%C5%A1nji_izvje%C5%A1taj_o_proizvodnji_VE_u_HR_za_2018.pdf

Baškard, T., Kuzle, I., & Holjevac, N. (2021.). Photovoltaic System Power Reserve Determination Using Parabolic Approximation of Frequency Response. Dohvaćeno iz <https://ieeexplore.ieee.org/document/9361695>

HERA. (2017.). Uvjeti kvalitete opskrbe električnom energijom. Dohvaćeno iz https://narodne-novine.nn.hr/clanci/sluzbeni/2017_04_37_795.html

Rancilio, G., Rossi, A., Di Profio, C., Alborghetti, M., Galliani, A., & Merlo, M. (2020.). Grid-Scale BESS for Ancillary Services Provision: SoC Restoration Strategies. Dohvaćeno iz <https://www.mdpi.com/2076-3417/10/12/4121>

ACER. (2019). Practice Report on Transmission Tariff Methodologies in Europe. Dohvaćeno iz https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Practice%20report%20on%20transmission%20tariff%20methodologies%20in%20Europe.pdf

7. POPIS TABLICA

POPIS TABLICA

TABLICA 1. OIE CILJEVI U 2030. I 2050. GODINI (EUROSTAT, 2021.), (REPUBLIKA HRVATSKA, 2020.)	13
TABLICA 2. PROSJEČNI VIJEK TRAJANJA VISOKONAPONSKE OPREME U HRVATSKOJ (HOPS, 2021.)	20
SLIKA 9. STAROST DALEKOVOUDA U HRVATSKOJ (HOPS, 2021.)	20
TABLICA 3. POUZDANOST PRIJENOSNOG SUSTAVA U 2020. GODINI (HOPS, 2021.)	26
TABLICA 4. USPOREDBA KPI-JA SA STANDARDIMA PRIJENOSNE MREŽE U 2020. GODINI (HOPS, 2021.) (HERA, 2017.)	27
TABLICA 5. POUZDANOST PRIJENOSNOG SUSTAVA U 2019. GODINI (HOPS, 2021.)	27
TABLICA 6. USPOREDBA KPI-JA SA STANDARDIMA PRIJENOSNE MREŽE U 2019. GODINI (HOPS, 2021.)	27
TABLICA 7. NEPLANIRANI AIT (PRIJENOSNA MREŽA), BEZ IZNIMNIH DOGAĐAJA (U MINUTAMA) (VIJEĆE EUROPSKIH ENERGETSKIH REGULATORA, 2018.)	28
TABLICA 8. NEPLANIRANI ENS (PRIJENOSNA MREŽA), BEZ IZNIMNIH DOGAĐAJA (U MWH) (VIJEĆE EUROPSKIH ENERGETSKIH REGULATORA, 2018.)	29
TABLICA 9. STANDARDI KVALITETE OPSKRBE ELEKTRIČNOM ENERGIJOM (HERA, 2017.)	32
TABLICA 10. PLANIRANI I NEPLANIRANI SAIFI, UKLJUČUJUĆI IZUZETNE DOGAĐAJE (BROJ PREKIDA PO KORISNIKU) (VIJEĆE EUROPSKIH ENERGETSKIH REGULATORA, 2018.)	32
TABLICA 11. PLANIRANI I NEPLANIRANI SAIDI, UKLJUČUJUĆI IZUZETNE DOGAĐAJE (MINUTE PO KORISNIKU) (VIJEĆE EUROPSKIH ENERGETSKI REGULATORA, 2018.)	33
TABLICA 12. TROŠKOVI URAVNOTEŽENJA EKO BILANČNE GRUPE U 2019. I 2020. GODINI (HROTE, 2021.)	35
TABLICA 13. POZITIVNA I NEGATIVNA ENERGIJA URAVNOTEŽENJA SUSTAVA I EKO BILANČNE GRUPE (HROTE, 2021.) (HERA, 2020.)	36
TABLICA 14. USPOREDBA RAZLIČITIH MODELA IZRAČUNA TROŠKOVA PRIKLJUČENJA NA MREŽU	66
TABLICA 15. OSTALE REGULATORNE IZMJENE ZA UBRZANJE INTEGRACIJE OIE-A NA DISTRIBUCIJSKOJ MREŽI	74

8. POPIS SLIKA

POPIS SLIKA

SLIKA 1. HRVATSKI PRIJENOSNI ELEKTROENERGETSKI SUSTAV (HOPS, 2021.)	10
SLIKA 2. UKUPNA BRUTO POTROŠNJA ELEKTRIČNE ENERGIJE U HRVATSKOJ NA PRIJENOSNOJ MREŽI OD 2010. DO 2020. GODINE (HOPS, 2021.)	12
SLIKA 3. VRŠNO I MINIMALNO OPTEREĆENJE U HRVATSKOJ 2010. – 2020. GODINE (HOPS, 2021.)	14
SLIKA 4. UDIO ENERGIJE VJETRA I SUNCA U UKUPNOJ POTROŠNJI ELEKTRIČNE ENERGIJE U JUGOISTOČNOJ EUROPI U 2018. I 2030. GODINI (EIHP, USEA, 2020.)	14
SLIKA 5. HRVATSKI PRIJENOSNI ELEKTROENERGETSKI SUSTAV (HOPS, 2021.)	15
SLIKA 6. GUBICI U PRIJENOSNOJ MREŽI (HOPS, 2021.)	16
SLIKA 7. HRVATSKI DISTRIBUCIJSKI ELEKTROENERGETSKI SUSTAV (HEP ODS, 2021.)	17
SLIKA 8. GUBICI U DISTRIBUCIJSKOJ MREŽI (HEP ODS, 2021.)	17
SLIKA 10. PROSJEČNO TRAJANJE PREKIDA PREMA NAPONSKOJ RAZINI PRIJENOSNE MREŽE (2015. - 2019. GODINA) (HOPS, 2021.)	28
SLIKA 11. PROSJEČNO TRAJANJE DUGOTRAJNIH PREKIDA OPSKRBE PO KORISNIKU MREŽE (CAIDI) (HEP ODS, 2021.)	30
SLIKA 12. PROSJEČAN BROJ DUGOTRAJNIH PREKIDA OPSKRBE SVAKOG KORISNIKA MREŽE (SAIFI) (HEP ODS, 2021.)	30
SLIKA 13. PROSJEČNO TRAJANJE DUGOTRAJNIH PREKIDA OPSKRBE SVAKOG KORISNIKA MREŽE (SAIDI) (HEP ODS, 2021.)	31
SLIKA 14. UKUPNI UVOD ELEKTRIČNE ENERGIJE I NJEN UDIO U UKUPNOJ POTROŠNJI U HRVATSKOJ 2014.-2019. (EIHP, 2021.)	35
SLIKA 15. UVJETI ZA PRIKLJUČAK OIE – ZAHTIJEVANA SPOSOBNOST FREKVENCIJSKOG ODZIVA (HOPS, 2020.)	37
SLIKA 16. PREDVIĐANJE POGREŠAKA U PROIZVODNJI VJETROELEKTRANA (HOPS, 2018.)	41
SLIKA 17. TOPOLOGIJA 400 KV I 220 KV MREŽE I ODABRANI ZAHTJEVI ZA PRIKLJUČENJE (HOPS, 2021.)	47
SLIKA 18. TOPOLOGIJA 400 KV I 220 KV MREŽE I POTREBNO OJAČANJE KONJSKO – MELINA 400 KV ZBOG NOVIH ZAHTJEVA ZA PRIKLJUČENJE (HOPS, 2021.)	48
SLIKA 19. TOPOLOGIJA 400 KV I 220 KV MREŽE I POTREBNO OJAČANJE IZMEĐU LIKE I ZAGREBA ZBOG NOVIH ZAHTJEVA ZA PRIKLJUČENJEM (HOPS, 2021.)	49
SLIKA 20. KANDIDATI ZA PRIKLJUČENJE NA PRIJENOSNU MREŽU U BIH, TRAVANJ 2021. GODINE (NOS BIH, 2021.)	50

SLIKA 21. INVESTICIJE (U MILIJARDAMA KUNAMA) U PRIJENOSNOJ MREŽI PO KATEGORIJAMA U RAZDOBLJU OD 2021. DO 2030. GODINE (HOPS, 2021.)	51
SLIKA 22. PREGLED PLANIRANIH ULAGANJA U RAZDOBLJU 2021.-2023. I 2024.-2030. PO VRSTAMA ULAGANJA (HEP ODS, 2021.)	54
SLIKA 23. PREGLED UDJELA TS SN/NN U POGONU NA 20 KV PO DISTRIBUCIJSKIM PODRUČJIMA (HEP ODS, 2021.)	56
SLIKA 24. PREGLED PLITKIH I DUBOKIH MODELA NA PRIJENOSNOJ MREŽI U EUROPI (ACER, 2019) (TAMNOCRVENO PLITKI, BLAGO CRVENO DUBOKI MODEL)	65

