

**Rezultati savjetovanja sa svim stvarnim ili potencijalnim korisnicima mreže o
Desetogodišnjem planu razvoja prijenosne mreže 2021.-2030., s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje**

Poglavlje	Primjedba, komentar	Očitovanje HOPS-a
Općenito	[EKO d.o.o.] Sadašnje procedure i pravila priključenja kao i planovi razvoja mreže nisu usklađeni sa niti će omogućiti provođenje hrvatskih strateških planova (Strategija energetskog razvoja Republike Hrvatske i Strategija niskouglijasnog razvoja Republike Hrvatske) i europskih strateških planova (Europski zeleni plan, RED II direktiva, Direktive o upravljanju Energetskom unijom, Nacionalni energetski i klimatski planovi). Mreža kao takva nepotrebno postaje glavna prepreka za ispunjavanje ciljeva strateških dokumenata i razvoja hrvatske energetike. Razvoj mreže za potrebe priključenja proizvođača, odnosno kako se to sada zove „Stvaranje tehničkih uvjeta u mreži“ (dalje u tekstu: „STUM“), ne može ovisiti o dinamici i realizaciji pojedinih projekata. Troškovi STUM-a se računaju temeljem neprikladnih ulaznih parametara o ukupnoj proizvodnji, potrošnji i stanju mreže (jako rijetko i kratkotrajno stanje proizvodnje i potrošnje uz kvarove u mreži). Na taj način pojedinim projektima se dodjeljuje odgovornost za značajne strateške projekte izgradnje mreže što je problematično iz više razloga: • U velikom broju slučajeva STUM je nesrazmjera sa snagom i troškovima projekta. • Predviđeni STUM skoro u svim slučajevima nadilazi potrebe samog projekta, odnosno projekt snosi troškove za pojačanja mreže koja daleko nadilaze njegove potrebe. Iako projekt treba pokriti ukupne troškove on ne dobije na korištenje snagu koja je rezultat pojačanja mreže koje je platio. • Čak i ako projekti pokriju troškove STUM-a te se nakon toga sa istim STUM-om unutar 5 godina priključi novi korisnik mreže. u praksi nije realan povratak preplaćenih sredstava. • EOTRP/UoP/EES su prema trenutnoj proceduri prvi korak kod razvoja projekta. Daljnja dinamika i konačni rezultat razvoja projekta je dugotrajan i kompleksan što znači da strateški razvoj mreže ovisi o dinamici i uspjehu pojedinih projekata. • Sadašnje procedure ne određuju transparentno i nediskriminatorno koliko koji projekt preopterećuje pojedine elemente mreže u N i N-1 slučaju. • U određenim slučajevima kriterij N-1 i ostali kriteriji nisu zadovoljeni ni prije izrade EOTRP-a, unatoč tome pojedini projekt po EOTRP-u snosi odgovornost potpunog rješavanja problema koji su bili prisutni prije njega i na koje ima mali utjecaj. • Ne postoji konzistentna politika dodijele cijelog ili dijela STUM pojedinom projektu niti podijele istog na više projekata. Neodrživost trenutne hrvatske prakse je jasna i po činjenice da se takve procedure ne primjenjuje u velikoj većini europskih elektro energetskim sustavima. Prema analizi ENTSO-e (Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2019, Appendix 7: First connection charges; lipanj 2019) velika većina država ima tzv. plitki ili jako plitki pristup određivanju troškova priključenja proizvođača. Hrvatska je jedna od rijetkih država koja prakticiran kompleksni duboki pristup određivanju zahtjeva i troškova priključenja. Za primjer, u Njemačkoj korisnik mreže snosi samo troškove do najbliže točke priključenja, dok troškove pojačanja i dogradnje mreže snosi operator sustava (EEG 2017. članci 16 i	Ne prihvaća se. Prijenosna mreža RH predstavlja jednu od temeljnih okosnica koje omogućuju ispunjavanje strateških ciljeva i ciljeva razvoja hrvatskog energetskog sektora na području električne energije. Posljednjih godina primijećena je stagnacija porasta potrošnje električne energije te porast proizvodnih kapaciteta kroz integraciju obnovljivih izvora energije, za koje se očekuje da će u narednom periodu višestruko povećati udio „zelene energije“ u ukupnoj proizvedenoj energiji te smanjiti potrebe za uvozom električne energije. Postupak priključenja definiran je postojećim zakonskim propisima, pri čemu su neki od navedenih u izravnoj ingerenciji HOPS-a (Pravila o priključenju na prijenosnu mrežu, travanj 2018.), dok su neki definirani od strane Vlade RH i HERA-e, a koje je HOPS obavezan poštivati. Stvaranje tehničkih uvjeta u mreži (dalje u tekstu: „STUM“) koje predstavlja izgradnju novih dijelova i/ili rekonstrukciju postojećih dijelova mreže, radi priključenja novog korisnika mreže ili povećanja priključne snage postojećeg korisnika predstavlja, definirano je sukladno Metodologiji utvrđivanja naknade za priključenje na elektroenergetsku mrežu novih korisnika mreže i za povećanje priključne snage postojećih korisnika mreže (NN 51/17, 31/18, 104/20), definiranoj od strane HERA-e te je za HOPS navedeni zakonski propis obavezan. Izrada i revizija pojedinih dokumenata u postupku priključenja određenog korisnika mreže nije predmet plana razvoja prijenosne mreže za desetogodišnje razdoblje, već se u plan unose isključivo najvažniji zaključci, odnosno potrebe za izgradnju i/ili rekonstrukcijom prijenosne mreže, sukladno potpisanim ugovorima o priključenju, odnosno stupnju realizacije istih. HOPS prilikom izrade EOTRP-a i definiranja STUM-a djeluje u skladu s postojećim zakonskim propisima, te općenite komentare i ocjene na postupak izrade EOTRP-a i definiranja STUM-a HOPS nije u mogućnosti komentirati niti davati ocjene na iste. Primjena plitkog ili dubokog pristupa troškova priključenja zahtjeva širu društvenu raspravu, a ne pristup koji određuje HOPS, jer o navedenom operator prijenosnog sustava ne odlučuje, pri čemu je ukoliko se navedena rasprava pokrene svakako u navedenom postupku potrebno uzeti u obzir specifičnosti hrvatske prijenosne mreže, kao i veličinu, te financijske mogućnosti operatora u slučaju određenih izmjena. Način definiranja troškova STUM-a treba biti jedan od parametara (postupaka) koji je podložan postupku revizije i/ili izmjene prilikom redefiniranja postupka priključenja (ukoliko do istog dođe), pri čemu je stav HOPS-a da je pristup koji donosi jednostavniji način definiranja troškova poželjan, jer će u konačnici ubrzati postupak priključenja i dodatno povećati transparentnost postupka.

Poglavlje	Primjedba, komentar	Očitovanje HOPS-a
	17). U konačnici, bez obzira dali su troškovi STUM-a preneseni na konačne kupce putem tarife za prijenos energije ili su ugrađeni u cijenu energije od strane proizvođača koji su morali pokriti troškove STUM-a cijena energije za konačnu potrošnju se ne mijenja. Jedina razlika je u tome da u slučaju kada proizvođači snose troškove STUM-a te ih onda ugrađuju u svoju cijenu energije, domaća proizvodnja energije postaje manja konkurentna u odnosu na uvoz. Interes hrvatskog društva bi trebao biti da omogući što veću domaću proizvodnju energije, a ne da je diskriminira u odnosu na uvoz. Zadržavanje trenutnih planova razvoja mreže i pravila priključenja će sigurno dovesti do zaustavljanja razvoja projekta što će posljedično dovesti i do zaustavljanja razvoja mreže koja ovisi o tim projektima. Mreža se mora razvijati prema principu najmanjih troškova na razini cijelog sustava, stoga je potreban sistematski pristup usklađen s planovima energetskeg razvoja koji će osigurati transparentno i nediskriminatorno priključenje korisnika mreže gdje svi korisnici mreža imaju iste uvjete priključenja. Izračun potrebnih pojačanja i nadogradnje mreže mora se temeljiti na realnim pretpostavkama o proizvodnji, potrošnji i ispadima pojedinih elemenata uz analizu vjerojatnosti pojavljivanja i trajanja pojedinih ekstremnih događaja. Sve to mora prikazati optimalno rješenje u pogledu izgradnje mreže i upravljanja proizvodnjom kako bi se izbjeglo nepotrebna preizgrađenost mreže i niska iskoristivost elemenata mreže. Troškovi STUM-a mogu biti ili u obliku tarife koja snose potrošači i/ili proizvođači ili određeni iznos po priključnoj snazi, ali u svakom slučaju mora biti transparentan, nediskriminatoran i jednak za sve proizvođače.	
Općenito	[Anonimno] Činjenica je da se u elektroenergetskom sustavu RH očekuje daljnji, snažniji doprinos proizvodnje el. energije iz distribuirane proizvodnje OIE za potrebe podmirenja domicilnog konzuma s značajnim utjecajem na buduću tj. manju opterećenost prijenosne mreže. Predlažemo da se u ovom 10g planu razvoja prijenosne mreže navede ukupna očekivana snaga i očekivana god. proizvodnja novih izvora čije se priključenje očekuje na distribucijskoj mreži radi značajnog utjecaja na opterećenost i iskorištenost prijenosne mreže. Očekuje se značajno priključenje SE na distribucijskoj mreži s izvjesnim utjecajem na tokove snaga u prijenosnoj mreži i vjerojatno daljnje smanjenje gubitaka u prijenosnoj mreži RH (doprinos daljnjeg umrežavanja unutar Slovenije (DV 2 x 400 kV Cirkovce-Pince) smanjenju tranzita iz Mađarske prema Italiji preko teritorija RH kao i doprinos kabelaške veze Crna Gora-Italija).	Djelomično se prihvaća. Ukupna očekivana godišnja proizvodnja novih izvora na distribucijskoj mreži je u nadležnosti HEP-ODS-a te su takvi podaci definirani u sklopu plana razvoja distribucijske mreže. Prilikom izrade planova razvoja prijenosne mreže razmatra se i razvoj distribuirane proizvodnje (na distribucijskoj mreži) jer to direktno utječe na projekcije opterećenja cjelokupnog EES-a. U narednom planu dodatno će se iskazati ukupna očekivana snaga i očekivana godišnja proizvodnja novih izvora sukladno planu razvoja operatora distribucijskog sustava te će distribuirana proizvodnja na adekvatan način biti sagledana i prikazana u narednim desetogodišnjim planovima razvoja HOPS-a.
Općenito	[Anonimno] Predlažemo da se preciznije (po pojedinim TS 110/x kV) obrazloži potreba izgradnje dvadeset TS 110/x kV (zbroj stanica iz tablice 3.10. do 3.13. ili iz popratnog teksta uz tablice) s obzirom da se grafički ne predviđa rast vršnog opterećenja u prijenosnoj mreži, u odnosu na već ostvarene vršna opterećenja kako u zimskom (cca 3200 MW) tako i u ljetnom razdoblju (cca 3100 MW) posljednjih godina. Također očekuje se i jači utjecaj en. učinkovitosti (obnova građevina) na potrošnju energije kao i smanjenje vršnog opterećenja.	Ne prihvaća se. Definiranje potrebe izgradnje novih TS 110/x kV je u nadležnosti HEP - ODS d.o.o. Popis novih transformatorskih stanica predviđenih za izgradnju je usklađen s HEP - ODS d.o.o. HEP – ODS d.o.o. provodi analize potrebitosti izgradnje novih TS te usklađuje dinamiku izgradnje 110 kV postrojenja koja su u nadležnosti HOPS-a. Uvažavajući potrebu za zadovoljenje kriterija sigurnosti n-1 ukupna instalirana snaga transformacije je veća od stvarnih vršnih opterećenja transformacija. Također za priključenje distribuiranih izvora a prema sadašnjim procedurama rada istih neizostavna je sigurnost na strani prijenosne mreže.
Općenito	[Anonimno] Ovim dokumentom planira se pojačanje postojeće 220 kV mreže (Senj-Melina, Konjsko-Krš Pađene-Brinje) – u kratkoročnom razdoblju (nazivna 2023.) te izgradnja RP 400 kV Lika i novog 400 kV poteza Konjsko-Lika-Melina (nazivna 2030) u srednjoročnom razdoblju, bez jasnog i nužnog definiranja	Ne prihvaća se. Potreba izgradnje novih transformacija 400/x kV, kao i povezivanja s nižim naponskim razinama, primarno ovisi o razvoju i realizaciji projekata novih korisnika mreže odnosno proizvođača električne

Poglavlje	Primjedba, komentar	Očitovanje HOPS-a
	moćući varijanti i prioriteta umrežavanja između 400 kV odnosno 220 kV s 110 kV mrežom (nove transformacije 400/110 kV i 220 110 kV) na kojoj se očekuje priključene znatne snage novih OIE, povećanje sigurnosti pogona EES-a kao i doprinos smanjenju gubitaka u prijenosu el. energije. Predlažemo ovim planom 10 G definirati varijante i potencijalne lokacije međutransformacije diljem RH za koje će se temeljem studijskih analiza jasnije odrediti prioriteta i dinamika izgradnje „velikih“ TS (400/x kV i 220/x kV, koncept jače umreženosti između VVN i VN naponskih razina, kao Slovenija, manja VN mreža s desetak velikih).	energije (obnovljivih izvora energije) na koje HOPS ne može utjecati te sukladno navedenom nisu definirane lokacije novih transformacija 400/x kV. Definiranje lokacija i predviđanje izgradnje novih transformacija 400/x kV bi dovelo u neravnomjeran položaj nove korisnike mreže te dalo prednost pojedinim projektima, što nije u skladu s načelima transparentnog i nepristranog pristupa prema svim korisnicima prijenosne mreže. Prema Uredbi o izdavanju energetske suglasnosti i utvrđivanju uvjeta i rokova priključenja ne elektroenergetsku mrežu (NN 7/2018) izgradnja „velikih“ TS (400/x i 220/x kV) predviđena je kroz organizaciju posebnih zona, koje mogu graditi Investitori sukladno međusobnim ugovornim odnosima, dok je uloga operatora sustava izdavanje suglasnosti i definiranje uvjeta priključenja. HOPS je, u prijašnjim planovima razvoja, u poglavljima koja se odnose na prikaz budućeg stanja mreže u trogodišnjem i desetogodišnjem razdoblju, prikazivao i opisivao potencijalne lokacije za razvoj 400 kV mreže na čitavom području RH. Međutim, pojačanim priljevom zahtjeva za priključenje na prijenosnu (i distribucijsku) mrežu, pokazalo se suvišnim, ali i pogrešnim, prejudicirati lokacije potencijalnih novih transformacija (i međutransformacija) te je HOPS odustao od takve prakse.
Općenito	[Anonimno] Navodi se „sve izraženiji problem nedostatka sekundarne rezerve regulacije sustava“ te „mogli bi ugroziti operativnu pouzdanost elektroenergetskog sustava te daljnji razvoj objekata za proizvodnju el. energije iz OIE.“ Kao mandatorni pružatelj usluga ne možemo prihvatiti navedeno, uz činjenicu da HOPS priključuje nove OIE na sustav a godinama ne povećava potrebe za regulacijskim uslugama (provjerite gotovo nepromijenjene iznose regulacijskih rezervi u posljednjih 5 godina). S obzirom da se navodi smanjena operativna pouzdanost sustava treba kvantificirati, tj. izračunati ili u protivnom ne navode, odnosno donositi zaključke koji nisu brojčano argumentirani. Kolika je ispunjenost zahtjeva za automatskom sekundarnom regulacijom u posljednjih pet godina i kada je radi nedostatka došlo do ugroze sustava?	Ne prihvaća se. U skladu sa sporazumom o radu sinkronog područja kontinentalne Europe <i>Synchronous Area Framework Agreement</i> dimenzioniranje sekundarne rezerve se preporučuje da bude u skladu s iznosom potrošnje (tradicionalni pristup) i/ili u skladu s 15-minutnim odstupanjima regulacijskog područja (suvremeni pristup). S obzirom da je dio OIE kao što su vjetroelektrane izrazito intermitentan, daljnjim povećanjem izgrađenosti vjetroelektrana 15-minutne varijacije, odnosno odstupanja hrvatskog regulacijskog područja će rasti bez povećanja iznosa sekundarne regulacije. Točno je da dosadašnji iznos instaliranih kapaciteta VE nije uzrokovao povećanje potrebe za sekundarnom regulacijom jer su se iskoristili drugi mehanizmi za održavanje kvalitete regulacije (INC, IGCC, bolje prognoze OIE), ali i oni imaju svoja ograničenja. Također, bitno je spomenuti i da zbog klimatoloških promjena koje uzrokuju slabije hidrološke prilike (sušnije godine) HOPS u značajnom dijelu godine ne dobiva isporučenu sekundarnu rezervu u skladu s dimenzioniranim iznosima. Prema tome, moguće je kvantificirati operativnu pouzdanost sustava kako se predlaže na način da se izračuna koliko HOPS rezervu treba imati, odnosno pokazati u kojem broju sati je takva rezerva isporučena. Napominjemo da se prema Uredbi Komisije (EU) 2017/1485 smanjeni iznos rezervi mora prijaviti drugim OPS-ovima kao ugroženi normalni pogon, što znači da je operativna pouzdanost sustava smanjena.
1.3.	[EKO d.o.o.] Primjedba na scenarij planiranja: f) obzirom na istodobnost angažmana HE, VE i SE te razinu opterećenja na prijenosnoj mreži: umjeren angažman SE (0,75 Pinst. SE, u veći), visok angažman VE (0,9 Pinst. VE) i HE (1 Pinst. HE) tijekom izrazito sunčanog dana u ožujku u 12 sati Tehnički je nemoguće da sve instalirane HE rade sa 100% priključne snage. Važno je napomenuti da pri teoretskom istovremenom radu svih elektrana u slivu Cetine maksimalnom snagom dolazi do preljeva, što nije u interesu HEP-a i nije realan scenarij. Nadalje, potrebno je uzeti u obzir empirijska iskustva prema kojima od lokacije HE Orlovac do HE Đale vodena masa putuje okvirno 2 sata, od jezera Prančevići do HE Kraljevac okvirno 3-5 sati, a od HE Peruća do HE Đale 6-7 sati. S obzirom na vrijeme	Ne prihvaća se. Primjedba se odnosi na str. 4 pod točkom f) gdje su navedeni scenariji planiranja koje HOPS uzima u obzir posebice prilikom utvrđivanja mogućnosti priključenja novih Korisnika mreže obzirom na istodobnost angažmana HE, VE i SE te razinu opterećenja na prijenosnoj mreži. Na ovaj način se upravo želi izbjeći predimenzioniranje mreže jer su u obzir uzeta različita pogonska stanja. Prilikom planiranja prijenosne mreže, HOPS promatra više scenarija, pogonskih i topoloških, da bi se utvrdilo stanje u mreži. Između ostalog, usporedbom i presjekom scenarija navedenih pod točkom f) dobije se realna slika o prilikama u mreži, odnosno o potrebi pronalaska novih rješenja u slučaju pojave

Poglavlje	Primjedba, komentar	Očitovanje HOPS-a
	potrebno da velika vodena masa stigne od početne do krajnje točke rijeke Cetine, nije realno očekivati da maksimalna proizvodnja u svim elektranama bude u istom trenutku. (izvor: Z. Bunčec, Z. Brleković, I. Petrović, V. Angebrandt: Proizvodnja elektrana i vođenje EES-a u hidrološki povoljnim uvjetima, 9 savjetovanje HRO CIGRE, Cavtat, 2009.). Navedeni scenarij se koristi i kao podloga za izradu EOTRP-a (scenarij C) te se u njemu dodatno povećava angažman planiranih sunčanih elektrana sa 75% na 90%, što nije realno. Uzevši u obzir klimatske prilike u Hrvatskoj i optimalno dimenzionirane sunčane elektrane (DC/AC omjer oko 1.3 u Dalmaciji i DC/AC omjer oko 1.5 na kontinentu), snaga svih sunčanih elektrana u ožujku nikad neće iznositi više 75% P_n, Navedeno se lako može provjeriti specijaliziranim programima za simulaciju rada sunčanih elektrana (npr. PVSyst). Dodatno, potrebno je napraviti analizu trajanja pojedinog scenarija, odrediti vjerojatnost najgoreg događaja za sustav prema n-1 scenariju i njegovo trajanje, te usporediti trošak izgubljene proizvodnje u takvim slučajevima s troškom potrebne izgradnje mreže.	zagušenja i/ili previsokih napona. Zbog povećanih zahtjeva za priključenjem OIE, posebice na području PrP-a Split, gdje se nalazi veliki broj hidroelektrana, posebice je naglašena potreba za promatranjem „najgorih“ scenarija, a to je upravo visok angažman konvencionalnih proizvodnih jedinica (<i>PHE,inst. ≈ 1</i>) uz umjeren do visok angažman OIE. Operator prijenosnog sustava svake godine dostavlja prijedlog plana regulatornoj Agenciji koji je utemeljen na postojećoj proizvodnji i predviđenoj proizvodnji i opterećenju sustava te su planom obuhvaćene mjere koje jamče dostatnost mreže i sigurnost opskrbe, sukladno stavku (1), članka 25. Zakona o tržištu električne energije (NN 22/13, 95/15, 102/15, 68/18, 52/19). U skladu s uvjetima iz dozvole za obavljanje elektroenergetske djelatnosti operator je dužan osigurati sigurnost opskrbe električnom energijom. Osiguranje potrebne količine električne energije krajnjim kupcima, odnosno sposobnost prijenosne (distribucijske) mreže da se omogući isporuka električne energije do krajnjih kupaca obveza je operatora od koje isti ne smije odstupiti, niti istu ugroziti. Izgradnja novih proizvodnih kapaciteta na prijenosnoj mreži je poželjna, ali kriterij osiguranja sigurnosti opskrbe predstavlja najvažniji čimbenik u planiranju razvoja prijenosne mreže, koji je operator prijenosnog sustava obavezan osigurati svojim postupcima, kratkoročnim i dugoročnim planovima, uzevši u obzir sve utjecajne čimbenike.
1.3.	[Anonimno] Navodi se „stanje ekstremno vlažne hidrologije“ i „stanje ekstremno suhe hidrologije“. Poželjno je predmetna stanja kvantificirati prema angažiranoj snazi s obzirom da u portfelju hidroelektrana prevladavaju HE s akumulacija te iste se pretežno aktiviraju kao vršne elektrane, odnosno većina ih nije angažirana tijekom minimalnog opterećenja sustava. Iz prakse: ekstremno vlažna hidrologija (s max. angažiranosti HE do 1600 MW ili (75% portfelja), dok min. angažiranost HE u doba ekstrem. niskih opterećenja uz saldiranje potrošnje tijekom crpnog rada može iznositi 0 MW. Suha i vlažna hidrologija povezuje se s energijom, dok za problematiku opterećenosti mreže u ekstr. stanjima bitna je istodobna angažiranost (snaga) teh. različitih elektrana.	Djelomično se prihvaća. Predmetna stanja preimenovat će se u „stanje visokog angažmana HE“ i „stanje niskog angažmana HE“.
1.3.	[Anonimno] Scenarij s angažiranosti HE „(1 Pinst. HE)“ angažirano 100% instalirane snage HE nije realan, a osobito ne u ožujku u 12:00, također određena rezerva u HE koristi se i raspoloživost reg. rezervi. Predlažemo umjesto HE 1 pisati 0,6 na ovaj način se u SE 0,75 i VE 0,9 nepotrebno računski "bilda" opterećenost mreže, što može dovesti do uvjetnog pojačanja mreže, a isto u praksi predstavlja ne-realne pogonske scenarije.	Ne prihvaća se. Primjedba se odnosi na str. 4 pod točkom f) gdje su navedeni scenariji planiranja koje HOPS uzima u obzir posebice prilikom utvrđivanja mogućnosti priključenja novih Korisnika mreže obzirom na istodobnost angažmana HE, VE i SE te razinu opterećenja na prijenosnoj mreži. Na ovaj način se upravo želi izbjeći predimenzioniranje mreže jer su u obzir uzeta različita pogonska stanja. Prilikom planiranja prijenosne mreže, HOPS promatra više scenarija, pogonskih i topoloških, da bi se utvrdilo stanje u mreži. Između ostalog, usporedbom i presjekom scenarija navedenih pod točkom f) dobije se realna slika o prilikama u mreži, odnosno o potrebi pronalaska novih rješenja u slučaju pojave zagušenja i/ili previsokih napona. Zbog povećanih zahtjeva za priključenjem OIE, posebice na području PrP-a Split, gdje se nalazi veliki broj hidroelektrana, posebice je naglašena potreba za promatranjem „najgorih“ scenarija, a to je upravo visok angažman konvencionalnih proizvodnih jedinica (<i>PHE,inst. ≈ 1</i>) uz umjeren do visok angažman OIE.
1.9.	[Anonimno] Kod navođenja novih tehnologija poželjno je uključiti i one nove tehnologije koji doprinose povećanju regulacijskih usluga sustava i mogućnosti skladištenja energije (baterijski spremnici, VN elektro bojleri, akumulatori topline, regulacijski crpni rad, itd.).	Djelomično se prihvaća. U poglavlju 1.9. navedene su tehnologije koje su na raspolaganju HOPS-u, za koje ne postoje zakonske prepreke i koje operator sustava može koristiti prilikom povećanja kapaciteta mreže i

Poglavlje	Primjedba, komentar	Očitovanje HOPS-a
		ostvarivanja dodatnih mogućnosti regulacije i povećanja fleksibilnosti sustava. Tehnologije koje navodi autor prigovora mogu koristiti drugi pravni subjekti kao pružatelji usluga prema operatoru sustava, te sukladno prethodnom nisu navedene u predmetnom poglavlju.
1.11.	[Anonimno] „S obzirom da je navedeno „potrebe pojačanja pojedinih pravaca 400 kV mreže posebno između južnog dijela EES i šireg riječkog područja“, nužno je tada planirati i izgradnju među-transformacija 400/x kV, kao i povezivanja s transformacijama SN/VN.	Djelomično se prihvaća. Pojačanje 400 kV prijenosne mreže između južnog dijela EES-a i šireg riječkog područja utvrđeno je kao potreba kroz studiju „Studija izvodljivosti za jačanje glavne hrvatske prijenosne osi sjever-jug“, Energetski Institut Hrvoje Požar, ožujak 2019., financiranu od strane EBRD-a te je povećanje kapaciteta prijenosne mreže na navedenom području precizno definirano kroz izgradnju novog 400 kV dalekovoda. Potreba izgradnje novih transformacija 400/x kV, kao i povezivanja s nižim naponskim razinama, primarno ovisi o razvoju i realizaciji projekata novih korisnika mreže (obnovljivih izvora energije) na koje HOPS ne može utjecati te sukladno navedenom nisu definirane lokacije novih transformacija 400/x kV. Definiranje lokacija i predviđanje izgradnje novih transformacija 400/x kV bi dovelo u neravnomjeran položaj nove korisnike mreže te dalo prednost pojedinim projektima, što nije u skladu s načelima transparentnog i nepristranog pristupa prema svim korisnicima prijenosne mreže.
2.1.	[Anonimno] Na slici 2.1 navedeno je 36 km SN mreže dok se na str. 10 u tekstualnom dijelu navodi 11 km DV/KB 35 kV između TS Ernestinovo i TS Osijek 2. Predmetno nije potrebno pojedinačno raspisivati ili u suprotnom ujednačiti duljine vodova na slici i u tekstu.	Prihvaća se.
2.1.	[Anonimno] S obzirom na obuhvat problematike i slikovno obrađene podatke u poglavlju 8.2. Gubici u prijenosu električne energije u prijenosnoj mreži RH izvjesno je da tablica 2.2. pripada poglavlju 8.2 pa predložimo tablicu premjestiti u poglavlje 8.2.	Djelomično se prihvaća. Gubici u prijenosu električne energije spadaju u jedan od osnovnih tehničkih pokazatelja prijenosne mreže te navedena tablica pripada u poglavlje 2.1. Isto tako, mjere za smanjivanje gubitaka predstavljaju jedan od osnovnih tehničkih parametara za provođenje mjera energetske učinkovitosti u prijenosnoj mreži. Obzirom na prethodno definirano u poglavlju 2.1. prikazana je tablica, a u poglavlju 8.2. graf kako bi se izbjeglo dupliciranje istih prikaza unutar dokumenta.
2.1.	[Anonimno] Poželjno je da se doda tekstualni osvrt uz tablicu 2.2. da godišnji gubici u prijenosnoj mreži značajno ovise o tranzitu el. energije i godišnjoj proizvodnji HE a manje o ukupnoj potrošnji na razini sustava RH. Dodati stupac s godišnjim proizvodnja HE u EES-u RH.“	Djelomično se prihvaća. U tekstualnom dijelu navest će se utjecajni čimbenici koji primarno utječu na iznose gubitaka.
2.5.	[Anonimno] Provjeriti navod u tablici 2.4 da je prosječna životna dob za „građevine (temelji voda i aparata) 40 godina“, mišljenja smo da je predmetni podatak treba uskladiti sa stopom amortizacije, odnosno povećati na 60 godina, pod pretpostavkom da se redovno održavaju.	Ne prihvaća se. Unutar 10G planova razvoja prijenosne mreže HOPS deklarira da očekivani životni vijek nadzemnih vodova i kabela iznosi 40 godina. Kod nadzemnih se vodova taj vijek odnosi na električke komponente odnosno na vodiče i popratnu opremu. Za građevinske dijelove nadzemnih vodova nije navedena posebna vrijednost iako se za temelje voda navodi da im je očekivani životni vijek također 40 godina. U stvarnosti će velik broj vodova moći pouzdano izvršavati svoju funkciju i ako su stariji od prethodno navedenog očekivanog životnog vijeka. Sukladno studiji „Kriteriji i metodologija za definiranje liste prioriteta kod zamjena i rekonstrukcija elemenata prijenosne mreže, EIHP, Zagreb, siječanj 2020.“ te radu „Bajs, D., Majstović, M., Kriteriji i metoda određivanja prioriteta za revitalizaciju prijenosne mreže, Energija, god. 57 (2008), br. 5., str. 522-559“, a temeljeno na velikom CIGRE-ovu istraživanju koje je provedeno 2000. godine, naveden je očekivani životni vijek za AI/Č

Poglavlje	Primjedba, komentar	Očitovanje HOPS-a
		vodiče odnosno električke komponente nadzemnih vodova u trajanju od 54 ± 14 godina, za čelično-rešetkaste stupove u trajanju od 63 ± 21 godina te za kabele 52 ± 21 godina. Očekivani se životni vijek mrežnih i energetskih transformatora prema dostupnim procjenama kreće između 40 i 50 godina, uz pretpostavku njihovog redovitog održavanja i nepostojanja većih kvarova koji bi ga trajno oštetili. Unutar desetogodišnjih planova razvoja HOPS kao očekivani životni vijek transformatora deklarira donju navedenu granicu od 40 godina. Očekivani životni vijek prekidača procjenjuje se na iznose između 25 i 50 godina, pri čemu između različitih tipova prekidača postoje male razlike u procjeni njihovog očekivanog životnog vijeka. HOPS unutar desetogodišnjih planova razvoja deklarira očekivani životni vijek prekidača i ostale opreme polja od 33 godine. Slična se vrijednost za očekivani životni vijek navodi i za rastavljače. Većina problema kod rastavljača uzrokovana je njihovim mirovanjem. Starenje uzrokovano mehaničkom istrošenošću je zanemarivo. Uz redovito održavanje očekivani životni vijek rastavljača je 35 do 40 godina ukoliko tijekom pogona ne nastanu neka ozbiljnija oštećenja. Detaljne preglede i popravke rastavljača potrebno je obavljati u razdobljima od 15 do 20 godina. Očekivani životni vijek klasičnih odvodnika prenapona je 30 godina. Njihova zamjena uvjetovana je dinamikom zamjene metal-oksidnih odvodnika prenapona čiji je očekivani životni vijek 40 godina. Očekivani životni vijek naponskih i strujnih transformatora je između 30 i 50 godina. Zamjena naponskih i strujnih transformatora u razvijenim se zemljama opravdava radi strateških razloga: uvođenje nove tehnologije (SF6), veća nazivna struja i dr. Revitalizacija tih transformatora najčešće nije opravdana radi velikih troškova u usporedbi s onim koji su potrebni za zamjenu. Očekivani životni vijek elektromehaničkih releja iznosi 20 – 25 godina. Na životni vijek elektromehaničkih releja najveći utjecaj imaju prilike u okolini (zagađenje i vlaga), te električni stresovi. Redovitim održavanjem životni vijek elektromehaničkih releja može se produžiti, ali tehnološki i ekonomski razlozi opravdavaju njihovu zamjenu radi uvođenja suvremenijih rješenja (statički i numerički), skupog održavanja i pomanjkanja rezervnih dijelova na tržištu. Očekivani životni vijek statičkih i numeričkih releja iznosi 15 – 20 godina. Sukladno gore navedenom, realno je za očekivati da će na većini VN opreme u hrvatskom EES-u očekivani životni vijek biti oko 40 godina, odnosno, presjek skupa elemenata očekivanog životnog vijeka opreme iznosi 40 godina, kako je i navedeno 10G planom razvoja prijenosne mreže.
3.1.	[Anonimno] Umjesto navoda „u vrijeme radnog tjedna, te u razdoblju od 18 do 20 sati“, pisati „u večernjim satima radnog dana“. Obrazloženje, zimi je vršno u 18 satu (iza 17:00) a ljeti u 21 satu (iza 20:00) radnim danima.	Prihvaća se. Korigirat će se.
3.1.	[Anonimno] S obzirom da je prema Tablici 3.1. ostvareno vršno opterećenje 3.121 MW 2010., a 3.038 MW 2019. godine, nije jasan navod „U posljednjem desetogodišnjem razdoblju vršno opterećenje sustava raslo je prosječnom stopom od 0,4% godišnje“. Također bitno je naglasiti da iskazana vršna opterećenja na razini prijenosne mreže ne uključuju doprinos istodobne angažiranosti elektrana na dist. mreži tijekom god. vršnog opterećenja EES-a.	Prihvaća se. Korigirat će se.
3.1.	[Anonimno] U tekstualnom dijelu na 35. stranici navodi se „u 2018. godini“ dok je u tekstu ispod Slike 3.1. napisano „u 2019. godini.“ Potrebno je uskladiti tekst, tj. napisati istu godinu (2019.).	Prihvaća se. Korigirat će se.

Poglavlje	Primjedba, komentar	Očitovanje HOPS-a
3.1.	[Anonimno] Uz iskazane brojke prosječnog udjela po prijenosnim područjima (slika 3.1.) treba dodati %.	Prihvaća se. Korigirat će se.
3.1.	[Anonimno] Vezano uz iskazane podatke u tablici 3.3. i samo tekstualni navod „uključuju procjenu proizvodnje izvora priključenih na distribucijsku mrežu“, ostaje nepoznat iznos angažiranosti („ne proizvodnje“) elektrana na distribucijskoj mreži, predlažemo kvantificirati.“	Djelomično se prihvaća. Korištene su podloge iz Strategije energetskog razvoja republike Hrvatske do 2030. s pogledom na 2050. godinu te su navedeni podaci javni i već prethodno dostupni. Prikaz detaljnih podataka o distribuiranoj proizvodnji se ne prikazuju u planu razvoja prijenosne mreže već je njihov iznos vrednovan kod procjene opterećenja distribucijske mreže na sučelju s prijenosnom mrežom. Navedeni podaci su jedan od ulaznih parametara za planiranje distribucijske mreže i pripadajućih distribucijskih područja. Razvoj i izgradnja distribucijske mreže je predmet plana razvoja distribucijske mreže, odnosno HEP-ODS-a. U narednim planovima iskazat ćemo podatke koji imaju utjecaj na plan razvoja prijenosne mreže na temelju plana razvoja distribucijske mreže.
3.1.	[Anonimno] Prosječna stopa rasta opterećenja u prijenosnom mreži od 0,5% je upitna s obzirom na očekivani doprinos energetske efikasnosti te izgradnju OIE na distribucijskoj mreži. Predlažemo brisati navod „kupci će racionalnije trošiti...djelomično će prilagoditi potrošnju trenutnim cijenama“, s obzirom da većina kupaca nema trenutni izbor raznih zamjenskih energenata da bi supstituirali potrošnju el. energije, odnosno izvjesna je osobito u ranijim godinama nepovezanost trenutnih cijena s veleprodajnih tržišta i maloprodaje cijene, osobito u kategoriji kućanstvo. Pri navođenju uzroka blagog rasta potrošnji potrebno je dodati: „doprinos energetske obnove građevina diljem RH uslijed starosti i sanacija građevina nakon potresa u Zagrebu“	Prihvaća se. Korigirat će se, ali bez navođenja grada Zagreba, obzirom da je starost građevina prisutna na cijelom području RH.
3.2.	[EKO d.o.o.] Poglavlje 3.2.6. Tablica 3.22 i Tablica 3.25. 1) Sunčane elektrane SE Pometeno brdo faza I, II, III preimenovane su u nove nazive: SE Torine, SE Vidukin Gaj i SE Dugobabe.“ 2) Sunčana elektrana SE Gajevi preimenovana je u novi naziv: SE Kula P. U Tablici 3.22-Zona HP Kunovac, HP Ventus, SE Karin i SE Karin P ima navedene pogrešne vrijednosti MW za tehnologije VE i SE. Navedeno je VE=162MW, SE=29,9 MW. Molimo ispraviti u VE=77 MW, SE=114,9 MW. 3) U tablici 3.25. hibridno postrojenje HP Vršak je na EOTRP predano kao posebna zona koja se sastoji od VE Vršak, VE: Žabljak, SE Voštane i SE Vršak s odgovarajućim snagama sukladno Obrascu X3 predanom uz Zahtjev za izradu EOTRP-a. U tablicu 3.22 molimo upisati prethodno navedenu Posebnu zonu	Prihvaća se. Korigirat će se.
3.2.	[Anonimno] Na 39. stranici zamijeniti „(termo, hidro)“ u redosljed „(hidro, termo)“ uobičajeni poredak. Umjesto navoda „koristeći svoje hidroelektrane“ pisati samo „koristeći hidroelektrane iz HEP-ovog portfelja“	Djelomično se prihvaća. Korigirat će se dio vezan uz pripadnost hidroelektrana portfelju HEP-a.
3.2.	[Anonimno] HE Gojak se u HEP-Proizvodnji klasificira kao akumulacijska elektrana dok je u predmetnom dokumentu svrstana u protočne elektrane. Napomena: HE Gojak se u pravilu angažira kao vršna elektrana.	Prihvaća se. Korigirat će se.
3.2.	[Anonimno] Obzirom da do danas nije potpisan ugovor o korištenju mreže za CS Buško Blato, nije jasan izvor podatka o priključnoj snazi za generatorski režim rada od 7,5 MW budući da je instalirani kapacitet	Prihvaća se. Korigirat će se.

Poglavlje	Primjedba, komentar	Očitovanje HOPS-a
	CS Buško Blato 3x3,5 MW za generatorski režim rada. Prijedlog: pisati 3x3,5 MW za generatorski režim rada CS Buško Blato.	
3.2.	[Anonimno] Nužno je uskladiti brojčane iznose za TS 110/x kV u tekstu s pripadajućem brojem navoda TS 110/x kV u tablicama 3.10 do 3.13. Također uskladiti jer je različito u tekstu „2025.“ i u tablici 3.12. „2026. godine“.	Prihvaća se. Korigirat će se.
3.2.	[Anonimno] U tablici 3.14. brisati predviđenu godinu 2021. za HE Zakućac, odnosno brisati cijeli redak s HE Zakućac u tablici 3.14. Također iznad tablice 3.14. brisati tekst o HE Zakućac s obzirom da je predmetna revitalizacija s priključenjem ranije završena.	Prihvaća se. Korigirat će se.
3.2.	[Anonimno] Umjesto teksta „jedne nove elektrane EL· TO Zagreb, blok L, snage 150 mw“ pisati: „novi blok (L) snage 150 MW u EL-TO Zagreb“.	Prihvaća se. Korigirat će se.
3.2.	[Anonimno] Umjesto teksta na kraju 43. stranice „u slijedećoj tablici“ pisati „u Tablici 3.15“. Također umjesto teksta na 44. str. „u slijedećoj tablici“ pisati „U Tablici 3.16“.	Prihvaća se. Korigirat će se.
3.2.	[Anonimno] Na 46. stranici potrebno je dodati visoku razinu neizvjesnosti da će se izgraditi navedenih 3.087,9 MW u vjetroelektranama i cca. 2.500 MW u sunčanim elektranama. Napomena za SE: do sada je ugovoren priključak za SE na prienosnu mrežu u iznosu za samo 12,4 MW.	Ne prihvaća se. Kroz izostavljanje navedenih elektrana iz aktivnog dijela plana (sheme i tablice priključenja) uzeta je u obzir visoka razina neizvjesnosti, te istu nije potrebno posebno napominjati.
3.2.	[Anonimno] Nije jasan kriterij za priključenje SE ENNA SolarPark snage 40 MW na 220 kV mrežu, neuobičajeno, kao i SE Lečevica snage 55 MW	Ne prihvaća se. Kriterij za priključenje svih elektrana je optimalno tehničko rješenje priključenja, kao i optimalni troškovi priključenja.
3.2.	[Anonimno] Predlažemo da se izostavi navođenje HE Gojak u Tablici 3.23 . s obzirom da razdoblje do 2020. nije predmet ovog plana a i HE Gojak posjeduje Ugovor o korištenju mreže s povećanom snagom za sva tri agregata nakon revitalizacije, riješeno prošle godine.	Prihvaća se. Korigirat će se.
3.2.	[Anonimno] Nije jasan kriterij zašto se Tvornica vijaka - Knin priključne snage od 7,5 MW (u gradu) priključuje na 110 kV razinu, vidjeti Tablicu 3.26.	Ne prihvaća se. Sukladno članku 99., stavak 2. Mrežnih pravila prienosnog sustava (NN 67/2017, 128/2020), Korisnici mreže s priključnom snagom jednakom ili većom od 10 MW priključuju se na prienosnu mrežu izuzev u slučaju kada operatori prienosnog i distribucijskog sustava suglasno utvrde da je priključenje na distribucijsku mrežu opravdano radi optimalnog vođenja i/ili razvoja prienosne i distribucijske mreže. Svaki kupac bez obzira na iznos priključne snage ima pravo zatražiti priključak na prienosnu mrežu ukoliko je to tehno-ekonomski opravdano.
4.1.	[EKO d.o.o.] Poglavlje 4.1.6. Slika 4.8. Sukladno tekstualnom dijelu plana označiti DV 2x110 kV Bruška-Obrovac kao novi ili revitalizirani objekt u odnosu na prethodno razdoblje (HTLS) (planirani završetak 2023. godine)	Prihvaća se. Korigirat će se.
4.1.	[Anonimno] Molimo da se kvantificira navod vezan uz ugrozu sustava radi nedostatka sekundarne regulacije te kvantificira operativna pouzdanost s obzirom na navode na stranici 53. ili u slučaju neargumentiranosti-nekvantificiranosti -> brišu prethodni navodi (povezati s navedenim u načelnim primjedbama).	Detaljno obrazloženo u odgovoru na načelne primjedbe.

Poglavlje	Primjedba, komentar	Očitovanje HOPS-a
4.1.	[Anonimno] Korigirati navod „zbog planiranog priključenja VE Korlat na taj vod“ s obzirom da je VE Korlat već priključen, ali na DV 110 kV Obrovac-Zadar (još nije uveden u TS Benkovac, upitna je opravdanost uvođenja istog i u TS Bruška). Napisati činjenično stanje.	Prihvaća se. Opis će se uskladiti s trenutnim stanjem.
4.1.	[Anonimno] Problematika povremeno preniskih 110 kV napona na području Istre, treba prioritetno rješavati primjenom i 220 kV razine za koju je i izgrađen DV 2 x 220 kV Vodnjan, a isti još uvijek vozi na pogonskom naponu 110 kV, tj. ubrzati prilaz na 220 kV (voda i TS Vodnjan), što je efikasnije rješenje od u ovom 10 g. predviđenog rješenja ugradnjom kond. baterija.	Djelomično se prihvaća. Opravdanost izgradnje TS 220/110 kV Vodnjan u kratkoročnom razdoblju je upitna, što je utvrđeno CB analizom za predmetnu investiciju te je realizacija iste predviđena u ovisnosti kretanja utjecajnih parametara.
4.1.	[Anonimno] Na slici 4.8. vidljiva su 4 vodna polja 110 kV za VE Bruška, pitanje nužnosti i opravdanosti?	Navedeno je nužno i opravdano obzirom na značajan priključak novih korisnika mreže (obnovljivih izvora energije) što je pokazano i opravdano kroz postupke priključenja.
4.2.	[EKO d.o.o.] Poglavlje 4.2.5. Predlažemo da se Ugradnju trećeg transformatora 400/220 kV u TS Konjsko svrsta u Poglavlje 4.1.5. Investicije u prijenosnu mrežu od sustavnog značaja	Djelomično se prihvaća. Sukladno postojećim potpisanim ugovorima o priključenju navedena transformacija nije preopterećena, te obzirom na navedeno ista trenutno nije stavljena u strateške investicije operatora sustava. Preopterećenje navedene transformacije posljedica je aktivnih postupaka za priključenje novih korisnika mreže, te će se u ovisnosti o realizaciji navedenih projekata investicija i realizirati, uz financiranje određeno temeljem zakonskih propisa koje se odnose na korisnike mreže u postupku priključenja. Navedena investicija će se uvrstiti u plan razvoja u budućim planskim razdobljima sukladno naknadno potpisanim ugovorima o priključenju te obvezama preuzetim od strane HOPS-a u navedenim postupcima. Konačnu dinamiku bit će moguće definirati tek nakon utvrđivanja svih utjecajnih čimbenika, pri čemu točan način financiranja trenutno nije moguće odrediti obzirom da se u određenom broju postupaka priključenja primjenjuje Pravilnik o naknadi za priključenje na elektroenergetsku mrežu i za povećanje priključne snage, a dijelu postupaka Metodologija utvrđivanja naknade za priključenje na elektroenergetsku mrežu novih korisnika mreže i za povećanje priključne snage postojećih korisnika mreže (Narodne novine, br. 51/17, 31/18 i 104/20).
4.2.	[EKO d.o.o.] Zona Cetina - U ovom poglavlju predviđaju se dodatna pojačanja mreže u okviru Zone Cetina te se navodi sljedeće: „DV 110 kV Sinj - Dugopolje - Meterize je 2016. godine revitaliziran s povećanjem prijenosne moći primjenom ACCC vodiča“ Potrebno je napomenuti daje unatoč navedenoj rekonstrukciji DV-a 110 kV Sinj -Dugopolje - Meterize, njegova prijenosna moć ograničena uskim grlom, kabelskim ulazom u TS Dugopolje (za dionicu kabela na DV/KB 110 kV Dugopolje - Meterize na 103 MV A, a za dionicu kabela na DV/KB 110 kV Dugopolje - Sinj na 115 MVA). Stoga kratka kabelska dionica dovodi do neučinkovitog korištenja novo ugrađene opreme prijenosne mreže te se predlaže zamjena predmetne kabelske dionice kako bi se omogućilo korištenje voda sa punim kapacitetom. Isto bi trebalo dodati u Poglavlje 4.1.5. Investicije u prijenosnu mrežu od sustavnog značaja.	Djelomično se prihvaća. U proteklom periodu nije utvrđen porast opterećenja trafostanica prijenosne mreže na navedenom području te je postojeći kapacitet DV/KB 110 kV Dugopolje – Meterize i DV/KB 110 kV Sinj – Dugopolje dovoljan za zadovoljene sigurnosti opskrbe i osiguranje N-1 kriterija sa stajališta potrošnje. Priključenjem novih korisnika mreže može se javiti potreba za zamjenom predmetnih kabelskih dionica te će se u ovisnosti o dinamici razvoja, izgradnje i priključenja novih korisnika mreže (obnovljivih izvora energije) predmetna investicija realizirati, uz sufinanciranje HOPS-a u postotku definiranom zakonskim propisima.
4.2.	[EKO d.o.o.] Sukladno tekstualnom dijelu plana označiti DV 2x110 kV Bruška-Obrovac kao rekonstruirani vod uz povećanje prijenosne moći (HTLS).	Prihvaća se. Korigirat će se.

Poglavlje	Primjedba, komentar	Očitovanje HOPS-a
4.2.	[Anonimno] Uskladiti tekstualni broj navedenih TS 110/x kV s podacima u tablicama iz 3. poglavlja. Npr. u 4.2.1. navodi se „dodatnih devet TS 110/x kV, prikazanih u tablici 3.13.“ a u samoj tablici navedeno je 6 TS 110/x kV, uskladiti tekst i tablice.	Prihvaća se. Korigirat će se.
4.2.	[Anonimno] Predlažemo da se briše navod „niske raspoloživosti proizvodnih postrojenja u centru Zagreba“ s obzirom da predmetno nije kriterij planiranja razvoja mreže, angažiranost blokova u TE-TO i EL-TO Zagreb prvenstveno ovisi o potrebama toplinskog konzuma te o tržišnoj konkurentnosti proizvodnje električne energije. Raspoloživost postrojenja je neovisna o energetskej djelatnosti, ovisi o kvaliteti održavanja i poslovnim odlukama subjekata.	Prihvaća se. Korigirat će se.
4.2.	[Anonimno] Predlažemo brisati navod „ograničena proizvodnja električne energije u proizvodnim blokovima u Zagrebu (TE-TO i EL-TO), s obzirom da se uz istu veže uvjetna izgradnja npr. drugi DV 110 kV Tumbri- Botinec te revitalizacija nekih dalekovoda 110 kV (Botinec-Jarun, Tumbri-Rakitje) koji se ionako trebaju revitalizirati uslijed starosti mreže. Također treba uzeti u obzir i doprinos novog bloka L EL-TO u centru Zagreba koji će proizvodnjom do 150 MW znatno rasteretiti pojedine napojene vodove zagrebačke 110 mreže. Smjerovi i iznosi tokova snaga s novim blokom bit će značajno promijenjeni, odnosno smanjiti će se 110 kV tokovi preko TS Rakitje i TS Tumbri (110 kV).	Prihvaća se. Korigirat će se.
10.	[Anonimno] Izbjeći navođenje riječi „novih“ ispred navoda „Mrežnih pravila (NN 67/17)“ s obzirom da su pred donošenjem s određenim izmjenama nova Mrežna pravila čije donošenje se očekuje do konca 2020.	Prihvaća se. Korigirat će se.
10.	[Anonimno] U zaključku su jasno definirana očekivana vršna opterećenja za 3g od 2.975 MW za 2023. odnosno te za 10g od 3.083 MW za 2030. godinu. S obzirom da su projicirana vršna opterećenja znatno ispod već ostvarenih opterećenja uslijed utjecaja priključenja OIE na distribucijskoj mreži kao i očekivanog doprinosa mjera energetske efikasnosti, poželjno je preciznije objasniti nužnost izgradnje dvadesetak (vidjeti poglavlje 3.2.2. Tablice 3.10. do 3.13.) susretnih objekata, tj. 20 TS 110/x kV između HOPS-a i HEP-ODS-a u predmetnom 10g razdoblju.	Objašnjeno u načelnim primjedbama (Definiranje potrebe izgradnje novih TS 110/x kV je u nadležnosti HEP - ODS d.o.o.. Popis novih transformatorskih stanica predviđenih za izgradnju je usklađen s HEP - ODS d.o.o. HEP – ODS d.o.o. provodi analize potrebitosti izgradnje novih TS te usklađuje dinamiku izgradnje 110 kV postrojenja koje je u nadležnosti HOPS-a. Uvažavajući potrebu za zadovoljenje kriterija sigurnosti n-1 ukupna instalirana snaga transformacije je veća od stvarnih vršnih opterećenja transformacija. Također priključenje distribuiranih izvora a prema sadašnjim procedurama rada istih neizostavna je sigurnost na strani prijenosne mreže.).
10.	[Anonimno] Kao mjera za ograničenje kratkospojnih naprezanja u zagrebačkoj 110 kV mreži (zadržavanje razine struja KS ispod 40 kA) navodi se sekcioniranje 110 kV zagrebačke mreže u TE-TO Zagreb, međutim nužno je isto razmotriti pri vjerojatnom kašnjenju izgradnje KB 2x110 KV EL-TO - Stenjevec s obzirom na izvjesno uključanje novog bloka L 150 MW u EL-TO Zagreb početkom 2022. godine.	Ne prihvaća se. Topologija mreže u kojoj je izgrađen KB 2x110 kV EL-TO-Stenjevec je nepovoljnija od topologije mreže bez navedenog kabela, pa je sukladno navedenom nije potrebno posebno razmatrati.
10.	[Anonimno] Navodi se značajno povećanje troškova za energiju uravnoteženja uslijed značajnije integracije VE i SE, međutim nisu argumentirane veličine dodatnih regulacijskih rezervi niti trendovi cijena pomoćnih usluga. Zadnje četiri godine troškovi HOPS-a za osiguranje pomoćnih usluga su smanjeni premda se značajnije povećavala snaga OIE na prijenosnoj mreži. Nije prepoznata opravdanost plaćanja usluge primame regulacije frekvencije niti uvođenje pravične naknade za regulaciju napona promjenom radne točke generatora.	Djelomično se prihvaća. Teza „značajno povećanje troškova za energiju uravnoteženja“ ostala je iz povijesnih razdoblja kada mehanizam uravnoteženja nije bio uređen na odgovarajući način. Primjenom pravila o uravnoteženju trošak se pridjeljuje bilančnim grupama. S druge strane, učinak integracije OIE u EES na troškove pomoćnih usluga je kompleksna tema koja ovisi o cjelokupnom zakonodavnom okviru koji uređuje ovo područje. Stoga HOPS predlaže preformulirati zadnju točku: Umjesto izraza:

Poglavlje	Primjedba, komentar	Očitovanje HOPS-a
		„značajnija integracija VE i SE u EES Hrvatske podrazumijeva značajno povećanje investicijskih ulaganja u potrebna pojačanja prijenosne mreže, posebice kod vrlo visoke razine integracije VE i SE, kao i značajno povećanje troškova za energiju uravnoteženja, odnosno za pomoćne usluge“, uvest će se izraz: „značajnija integracija VE i SE u EES Hrvatske podrazumijeva značajno povećanje investicijskih ulaganja u potrebna pojačanja prijenosne mreže, posebice kod vrlo visoke razine integracije VE i SE. Poseban izazov predstavlja osiguravanje dostatnih količina pomoćnih usluga uz razumne troškove uvažavajući utjecaj integracije VE i SE na planiranje potreba za pomoćnim uslugama kao i nužno sudjelovanje u osiguravanju pomoćnih usluga jer se može pretpostaviti da drugih tipova proizvođača gotovo da i neće biti u pojedinim vremenskim intervalima.
10.	[Anonimno] Nedostaje osvrt na mogućnost i perspektivu primjene naprednih tehnologija i posljedično uređenje regulative za korištenje baterijskih spremnika i akumulatora topline kao i područje regulacije snage upravljivom potrošnjom energije (npr. CHE s promjenjivom potrošnjom tijekom crpnog rada)	Ne prihvaća se. HOPS pokušava kreirati okruženje koje djeluje nediskriminatorno prema bilo kojem korisniku mreže, neovisno o njegovim karakteristikama i mjestu priključenja, naravno u okvirima postojećih nacionalnih zakona i europskih uredbi. Stoga, pružanje usluga uravnoteženja može se za pojedine proizvode osiguravati na tržišnoj osnovi i primjenom naprednih tehnologija.
10.	[Anonimno] Nužno je naglasiti skromnu realizaciju Ugovora o priključenju sunčanih elektrana na prijenosnu mrežu (samo 12,4 MW pored Osijeka) premda su najavljeni brojni zahtjevi ukupne snage cca 2.500 MW pa isto može značajno utjecati primjene u planiranju izgradnje i pojačanja prijenosne mreže.	Ne prihvaća se. HOPS ne može utjecati na dinamiku razvoja pojedinih projekata, a zbog poštivanja načela nepristranosti i transparentnosti treba navesti sve projekte za koje postoji interes. Dinamika predloženih investicija će se po potrebi usklađivati s dinamikom razvoja projekata novih korisnika mreže.
10.	[Anonimno] Predlažemo u zaključku navesti razvoj platformi i primjenu pilot projekata radi uspostave i razigravanja regionalnih tržišta za pružanje pojedinačnih pomoćnih usluga kao doprinos povećanju kvalitete i smanjenju troškova vođenja međusobno umreženih sustava kontinentalne Europe.	Prihvaća se. Navest će se primjer projekta u kojem sudjeluje HOPS.