



Hrvatski operator prijenosnog sustava d.o.o.



**NUŽNE MJERE ZA POVEĆANJE
INTEGRACIJE VE U HRVATSKOJ**

listopad 2014.

SADRŽAJ

1.	NUŽNE MJERE ZA POVEĆANJE INTEGRACIJE VE U HRVATSKOJ.....	4
1.1.	Dopuna nedostajućih propisa (rok: 6 mjeseci, nadležnosti: MINGO, HERA, HROTE, HOPS).....	4
1.2.	Provedba mehanizma pomoćnih usluga i usluge uravnoteženja (rok: 3 mjeseca od izmjene Zakona o tržištu električne energije, nadležnost: HERA).....	5
1.3.	Uključivanje OiE u mehanizam uravnoteženja (rok: 1 mjesec (izmjena Uredbe o naknadi za poticanje OIE), nadležnost: MINGO ili 3-6 mjeseci (donošenje Zakona o OIE), nadležnost: MINGO).....	8
1.4.	Osiguranje veće razine tercijarne rezerve (rok: 3 mjeseca od definiranja Pravila o uravnoteženju, nadležnost: HOPS, uz suglasnost HROTE-a i HERE, te HEP Proizvodnja i ostali tržišni sudionici).....	9
1.5.	Poboljšavanje kvalitete prognoze proizvodnje VE i konzuma (rok: odmah, nadležnost: HOPS).....	10
1.6.	Dugoročna izgradnja KTE i RHE na tržišnim principima (rok: 2 godine, nadležnost: MINGO, HERA, tržišni sudionici).....	10
1.7.	Provedba ovlasti HOPS-a za ograničavanje proizvodnje VE u slučaju ugrožavanja sigurnosti pogona sustava (rok: odmah, nadležnost: HOPS)	12
2.	OSVRT NA TROŠKOVI INTEGRACIJE VE U EES.....	13

1. NUŽNE MJERE ZA POVEĆANJE INTEGRACIJE VE U HRVATSKOJ

U ovom dokumentu donosi se pregled nužnih mjera kojima bi se omogućilo povećanje integracije VE u elektroenergetski sustav Hrvatske. Neosporne su činjenice da pripadni regulatorni okvir u Hrvatskoj nije u cijelosti definiran, da se doneseni akti ne provode u cijelosti, da je pogonsko iskustvo ograničeno te da Hrvatska ima određene specifičnosti zbog kojih ju je nemoguće uspoređivati s nekim drugim europskim zemljama u procesu integracije VE.

Uvažavajući osnovnu odgovornost HOPS-a za održavanje sigurnosti opskrbe i sigurnosti pogona sustava te istodobno svoju ulogu u postupku integracije VE u EES, a želeći zauzeti aktivnu ulogu u rješavanju uočenih problema, u ovom dokumentu HOPS u najosnovnijim crtama iznosi svoj prijedlog nužnih sedam mjera za povećanje integracije VE u Hrvatskoj s identificiranjem pripadnih nadležnosti i procjenom potrebnog vremena za njihovu primjenu.

1.1. *Dopuna nedostajućih propisa (rok: 6 mjeseci, nadležnosti:*

MINGO, HERA, HROTE, HOPS)

Kako bi integracija VE u EES u potpunosti zaživjela, zajedno s funkcionalnim tržištem električne energije osnovni preduvjet je definiranje cjelovitog regulatornog okvira i to:

- **Izmjene i dopune Zakona o tržištu električne energije (rok: 1 mjesec, nadležnost: MINGO)** – unatoč zakonom propisanoj podjeli nadležnosti u mehanizmu uravnoteženja sustava između HOPS-a i HROTE-a takav princip nije zaživio u praksi, već cjelokupan tehnički i komercijalni dio aktivnosti uravnoteženja još uvijek provodi HOPS, što predstavlja znatno jednostavnije i bolje rješenje. U međuvremenu su HOPS i HROTE usuglasili odgovarajući prijedlog promjene zakona i uputili ga u MINGO.
- **Pravila organiziranja tržišta električne energije (rok: 3 mjeseca, nadležnost: HROTE, mišljenje HOPS-a, suglasnost HERE)** - Pravila organiziranja tržišta električne energije definiraju odnose, prava i obveze na tržištu električne energije, uključujući bilančne grupe i pripadni status OIE. Bez ovih Pravila nije moguće provesti mehanizam uravnoteženja, pa je nužno da ih HROTE što prije priredi. HOPS je na raspolaganju za svu potrebnu potporu i davanje mišljenja, sukladno zakonskoj obvezi.
- **Pravila o uravnoteženju EES (rok: 6 mjeseci nadležnost: HOPS, uz suglasnost HROTE, HERE), uz uvjet jasnih odnosa HOPS – HROTE (rok: 1 mjesec, nadležnost: MINGO)** – Pored Metodologije određivanje cijena za obračun električne energije uravnoteženja subjektima odgovornim za odstupanje i Metodologije za pružanje usluga

- uravnoteženja električne energije u elektroenergetskom sustavu (dakle, nabavne i korisničke strane energije uravnoteženja) koje je objavila HERA (a potrebno ih je doraditi), HOPS je dužan prirediti i Pravila o uravnoteženju EES kojima bi se opisao tehnički dio poslova uravnoteženja. Osnovni preduvjet za izradu ovih Pravila su ranije navedene izmjene i dopune Zakona o tržištu električne energije i konačno definiranje održivih odnosa HROTE – HOPS u mehanizmu uravnoteženja.
- **Zakon o OIE (rok: 6 mjeseci, nadležnost: MINGO)** – očekuje se da bi se ovim Zakonom, između ostalog, definirala prava i obveze OIE u okviru bilančnih grupa, planiranja proizvodnje OIE i mehanizma uravnoteženja, kao i sudjelovanje OIE na tržištu električne energije van sustava poticaja.
 - **Pravila o priključku (rok: odmah, nadležnost: HOPS)** – postojeći postupak priključenja propisan je uglavnom na potrebe kupaca na distribucijskoj mreži, stoga ga je potrebno doraditi uvažavajući potrebe i specifičnosti sve većeg broja korisnika prijenosne mreže. HOPS je priredio prijedlog predmetnih Pravila koje nakon konzultacija mogu vrlo brzo biti spremna za punu primjenu. Pored navedenog već neko vrijeme u tijeku je izrada Vladine Uredbe o priključku (rok: 1 mjesec, nadležnost: MINGO). HOPS je na raspolaganju za izradu predmetne Uredbe u dijelu koji se odnosi na njegove nadležnosti.
 - **Mrežna pravila EES (rok: 3 mjeseca; nadležnost: HOPS)** - ukoliko bi to bilo potrebno u smislu provođenja energetske politike, HOPS je spreman u najkraćem roku krenuti u izmjene i dopune Mrežnih pravila elektroenergetskog sustava u smislu jasnog definiranja ovlasti HOPS-a u vođenju postrojenja OIE, odnosno ograničavanja proizvodnje OIE s obzirom na njihov povlašteni status i mogućeg sudjelovanja OIE u pomoćnim uslugama, a sve u cilju većeg prihvata VE u EES.

1.2. Provedba mehanizma pomoćnih usluga i usluge uravnoteženja (rok: 3 mjeseca od izmjene Zakona o tržištu električne energije, nadležnost: HERA)

Budući da je realno ograničena rezerva pomoćne usluge regulacije snage i frekvencije definirana kao glavna prepreka većoj integraciji VE u EES RH, od ključne je važnosti na ispravan način urediti pitanje pružanja pomoćnih usluga koje mora osigurati HOPS.

U postojećem stanju jedini pružatelj pomoćnih usluga HOPS-u je HEP – Proizvodnja, te nije realno očekivati da bi se ta činjenica u bližoj budućnosti mogla značajno promijeniti. Nabava pomoćne usluge održavanja frekvencije (posebice sekundarne regulacije i tercijarne regulacije za uravnoteženje) iz susjednih zemalja ili na tržištu realno još uvijek nije moguća iz razloga što je dio tih usluga realno potrebno osigurati unutar sustava, jer regionalno tržište pomoćnim uslugama nije definirano, a kontrolni je blok Slovenija-Hrvatska-BiH uređen na

decentralizirano-pluralistički način (svaki operator unutar kontrolnog područja odgovoran za svoje područje, koordinator bloka regulira blok koristeći svoje resurse). Nabava određenog dijela tercijarne rezerve za sigurnost koja ima zadatak pokriti nepredviđene ispade proizvodnih jedinica ili velikih potrošača (kupaca) moguća je na tržišnim principima od različitih ponuditelja unutar RH ili izvan nje, no isto po pitanju integracije VE ima smisla jedino ukoliko bi oslobođen dio tercijarne regulacije koju pruža HEP – Proizvodnja (256 MW na gore i -51 MW na dolje) ista tada ponudila HOPS-u kao pomoćnu uslugu tercijarne regulacije za uravnoteženje sustava.

Pomoćnu uslugu održavanja frekvencije HOPS-u pruža HEP-Proizvodnja temeljem bilateralnog ugovora na godišnjoj razini s HOPS-om, koji uključuje sve pomoćne usluge kao i ukupan trošak pružanja tih usluga prema planiranoj realizaciji. Predmet ugovora su pomoćne usluge sekundarne regulacije, tercijarne regulacije, regulacije napona i proizvodnje jalove snage, beznaponskog (crnog) starta, sposobnosti otočnog rada i rada elektrane na vlastitu potrošnju. Za svaku pomoćnu uslugu određene su cijene pružanja iste i procijenjene godišnje količine koje će isporučiti pružatelj pomoćnih usluga, te je temeljem toga definiran ukupni iznos koji HOPS plaća HEP – Proizvodnji. Prema nedavno provedenim analizama, tako uređeni međusobni odnosi u pružanju pomoćnih usluga dovode do **nedostatne sekundarne rezerve unutar sustava u prosječno najmanje 65 % vremena godišnje**. Drugim riječima, u čak 65% vremena godišnje HEP Proizvodnja ne isporuči u cijelosti ugovorenu uslugu HOPS-u.

Zajedničko ugovaranje svih pomoćnih usluga i paušalno plaćanje za iste nije ekonomski motivirajuće za pružatelja pomoćnih usluga da uistinu osigura dostatnu regulacijsku rezervu, održi njenu raspoloživost, te je pravovremeno aktivira.

HOPS smatra da je u pogledu pružanja pomoćnih usluga potrebno poduzeti sljedeće korake:

1. Pomoćne usluge treba ugovarati odvojeno.
2. Financijski iznos za pružanje pomoćnih usluga treba odrediti na godišnjoj razini, regulirano od strane HEP, na način da pružanje pomoćnih usluga ne stvara financijsku štetu pružatelju usluge (pojedinačne pomoćne usluge moraju biti financijski kompenzirane minimalno u visini troška kojeg pružatelj ima).
3. Pružanje pomoćnih usluga treba kontinuirano pratiti od strane HOPS.
4. Za sad, primarnu P/f regulaciju treba pružati bez financijske naknade (obvezujuće).
5. Sekundarnu i tercijarnu P/f regulaciju treba financijski kompenzirati, kako je napomenuto kroz regulirani pristup.
6. Bilateralni ugovor o pružanju pomoćne usluge sekundarne P/f regulacije može biti sastavljen na mjesečnoj razini, a isti treba točno propisati satne regulacijske rezerve. Pružatelj pomoćne usluge treba biti financijski kompenziran za rezervu i energiju pruženu u regulaciji.
7. U ugovor o pružanju pomoćne usluge sekundarne P/f regulacije treba ugraditi penale koje HOPS-u plaća pružatelj usluge ukoliko nije u promatranom satu pružao ugovorenu sekundarnu rezervu.
8. Bilateralni ugovor o pružanju pomoćne usluge tercijarne P/f regulacije može biti sastavljen na godišnjoj i/ili mjesečnoj razini, a isti treba točno propisati regulacijsku rezervu za sigurnost i regulacijsku rezervu za uravnoteženje (uravnoteženje

odstupanja svih subjekata na tržištu, uključujući VE i ostale OIE). Pružatelj pomoćne usluge treba biti financijski kompenziran za rezervu, te energiju pruženu u regulaciji na gore, uz plaćanje Pružatelja prema HOPS-u za energiju pruženu u regulaciji prema dolje (očekivano cijena te energije mora biti niža od energije pružene u regulaciji prema gore).

- HERA treba odrediti na koji način će se prikupljati sredstva potrebna HOPS-u za plaćanje pomoćnih usluga, a ta sredstva ne smiju opteretiti poslovanje HOPS-a (recimo onemogućiti ga u provedbi investicijskih planova, održavanja, planirane revitalizacije mreže i slično). Razuman pristup bio bi financiranje regulacijske rezerve iz mrežarine (plaćaju je svi korisnici), a energije proizvedene u regulaciji iz mehanizma uravnoteženja (plaćaju je subjekti odgovorni za odstupanja).

HOPS je u okviru svojih ovlasti već pokrenuo mnoge od ovih koraka, pa ih treba u cijelosti i konzistentno provesti s ostalim dionicima. Provedbom prethodno nabrojanih koraka oko bilateralnog ugovaranja pojedinačnih pomoćnih usluga, te uz plaćanje istih temeljem njihove realizacije a ne paušalno, značajno povećati dostupnost i raspoloživost regulacijske rezerve, naravno uz uvjet da regulirana cijena u potpunosti nadoknadi troškove HEP – Proizvodnji i svim budućim pružateljima ove pomoćne usluge.

Pri tom ostaju tehnička ograničenja vezeno za praktičnu maksimalno raspoloživu sekundarnu rezervu koju HOPS može osigurati od strane HEP – Proizvodnje. Ta rezerva procjenjuje se na ukupni regulacijski opseg agregata HE Vinodol i dva agregata HE Zakučac, a iznosi oko ± 82 MW. Značajnije povećanje sekundarne regulacijske rezerve ne treba očekivati na kontinuiranoj vremenskoj razini, čak i u slučaju uključivanja ostalih hidroelektrana u sekundarnu regulaciju (HE Orlovac, RHE Velebit), radi prirodnih ograničenja koje takvi proizvodni objekti imaju (malo raspoložive vode u Orlovcu, pumpni rad u Velebitu, ovisnost o hidrološkim stanjima). Također ostaje prisutan problem osiguravanja visoke sekundarne regulacijske rezerve u noćnim satima, te u situacijama ekstremno suhe i ekstremno vlažne hidrologije.

Značajno povećanje rezerve sekundarne regulacije teoretski je moguće očekivati tek nakon izgradnje neke nove HE ili KTE i njenog uključivanja u sustav automatske sekundarne P/f regulacije.

Uz postojeće rezerve sekundarne P/f regulacije nije moguće izravnati sve varijacije proizvodnje VE, čak i u veličini njihove izgradnje unutar odobrene kvote (400 MW). **To znači da je povećanje mogućnosti integracije VE u EES RH moguće samo ukoliko se HOPS-u pravno, organizacijski i financijski omogućiti korištenje tercijarne rezerve za izravnavanje varijabilne proizvodnje VE na kontinuiranoj osnovi.**

Ovdje je potrebno napomenuti da primjer integracije VE u EES Hrvatske nije primjereno uspoređivati sa slučajevima drugih europskih zemalja, pogotovo Danske, Portugala itd. (koje povremeno imaju čak veću proizvodnju VE nego ukupnu potrošnju), jer navedene države imaju uređene tržišne odnose i prekograničnu regulacijsku ispomoć/razmjenu ugovorenu s velikim sustavima Njemačke i Španjolske, dok Hrvatska ne graniči sa sličnim državama i ne može računati na prekogranično „prelijevanje“ proizvodnje VE. S tim ili bez toga, Hrvatska je dužna dosljedno poštivati preuzete međunarodne (ENTSO-E) obveze o maksimalnim dozvoljenim odstupanjima od ugovorenih prekograničnih razmjena energije. Stoga su sve teze o mogućoj velikoj integraciji VE u EES Hrvatske zbog dobre povezanosti

hrvatskog EES sa susjednim sustavima i velikom udjelu HE deplasirane, jer je jedan od ključnih uvjeta funkcioniranja u ENTSO-e interkonekciji upravo poštivanje ugovorenih prekograničnih razmjena energije, neovisno o trenutnoj proizvodnji VE ili bilo kojih drugih proizvodnih objekata. Kada bi se svi operatori u tom smislu ponašali neodgovorno, europski EES bi se vrlo često raspadao.

NAPOMENA: smanjenje udjela HEP-a na domaćem tržištu, odnosno pad plasmana domaće proizvodnje i pad potrošnje potencijalno smanjuje mogućnost pružanja pomoćnih usluga, npr. otežano je smanjenje proizvodnje noću kad je udio OIE velik.

1.3. Uključivanje OIE u mehanizam uravnoteženja (rok: 1 mjesec (izmjena Uredbe o naknadi za poticanje OIE), nadležnost: MINGO ili 3-6 mjeseci (donošenje Zakona o OIE), nadležnost: MINGO)

Vlada Republike Hrvatske je na sjednici održanoj 17. listopada 2013. godine donijela Uredbu o naknadi za poticanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije kojom je ukinula dotadašnju praksu te sukladno članku 6. predmetne Uredbe izričito propisala da se sredstva naknade za poticanje ne mogu koristiti za plaćanje troškova uravnoteženja nastalih zbog odstupanja u vrijednostima planirane i proizvedene električne energije u proizvodnim postrojenjima proizvođača u sustavu poticanja proizvodnje električne energije, osim za proizvodna postrojenja čija se proizvodnja koristi za opću potrošnju objekta na kojemu je integrirano proizvodno postrojenje.

Drugim riječima, navedena Uredba onemogućava dosadašnji način financiranja troškova uravnoteženja povlaštenih proizvođača u sustavu poticaja (PPuSP), ali istodobno nije navela alternativni način prikupljanja sredstava za podmirenje tih troškova. Zbog toga od 1. studenog 2013. godine HROTE više ne plaća iznos potreban za uravnoteženje PPuSP-a te su u poslovanju HOPS-a smanjeni prihodi od energije uravnoteženja na korisničkoj strani uravnoteženja. Iznos koji je HROTE plaćao HOPS-u za energiju uravnoteženja PPuSP-a posljednjih godina konstantno je rastao s povećanjem broja PPuSP da bi u 2013. godini dosegao gotovo 30 milijuna kuna. Ukidanjem predmetnog mehanizma naplate tog dijela troškova uravnoteženja HOPS je financijski zakinut, jer taj dodatni trošak pokriva iz vlastitih prihoda, što je potrebno što prije promijeniti – promjenom navedene Uredbe ili donošenjem Zakona o OIE kojim bi se definirali modeli financiranja troškova uravnoteženja povlaštenih proizvođača u sustavu poticaja i regulirao predmetni problem.

Modeli financiranja troška uravnoteženja povlaštenih proizvođača u sustavu poticaja (PPuSP) predstavljaju moguća rješenja financiranja koja se međusobno razlikuju obzirom na složenost njihove primjene. Sukladno međunarodnoj praksi i provedenim analizama postoji 7 takvih modela. HOPS je proveo preliminarne analize takvih modela i spreman je aktivno sudjelovati u odabiru najpovoljnijeg rješenja za Hrvatsku.

1.4. Osiguranje veće razine tercijarne rezerve (rok: 3 mjeseca od definiranja Pravila o uravnoteženju, nadležnost: HOPS, uz suglasnost HROTE-a i HERE, te HEP Proizvodnja i ostali tržišni sudionici)

Ključni problem u većoj integraciji VE je osiguranje dostatne rezerve u sustavu. Ti kapaciteti nisu u vlasništvu/nadležnosti HOPS-a, nego tržišnih sudionika, prvenstveno HEP Proizvodnje. Stoga je potrebno odrediti potrebne količine rezerve (što je HOPS već učinio) te stvoriti sve preduvjete za njihovu aktivaciju.

Na temelju provedene analize procijenjeno je da bi za integraciju VE ukupne snage oko 600 MW rezervu tercijarne regulacije za uravnoteženje trebalo povećati na ± 200 MW, uz pretpostavku održavanja iste razine pogreške predviđanja proizvodnje VE u odnosu na instaliranu snagu VE (prosječno oko 10 %), pretpostavku održavanja postojeće sekundarne rezerve prema ENTSO-E formuli na satnoj razini, te uz pretpostavku da je HOPS-u prihvatljivo neuravnotežiti približno 1 % satnih odstupanja godišnje.

Također, procijenjeno je da bi za integraciju VE ukupne snage oko 800 MW rezervu tercijarne regulacije za uravnoteženje trebalo povećati na ± 255 MW, uz pretpostavku održavanja iste razine pogreške predviđanja proizvodnje VE u odnosu na instaliranu snagu VE (prosječno oko 10 % instalirane snage), pretpostavku održavanja postojeće sekundarne rezerve prema ENTSO-E formuli na satnoj razini, te uz pretpostavku da je HOPS-u prihvatljivo neuravnotežiti približno 1 % satnih odstupanja godišnje.

Prethodno opisani odnosi se mijenjaju u bilo kojem slučaju neostvarenja osnovnih ulaznih pretpostavki poput neosiguravanja propisane sekundarne rezerve ili veće relativne pogreške predviđanja proizvodnje VE i/ili satne potrošnje.

VE ukupne snage 600 MW moglo bi se integrirati u sustav ukoliko bi se prosječna pogreška predviđanja satne proizvodnje VE smanjila na oko 7 % u odnosu na instaliranu snagu VE, ukoliko bi u svakom trenutku prema potrebi bilo moguće osigurati sekundarnu rezervu do njenog maksimalnog iznosa (ne prema ENTSO-E formuli na satnoj osnovi već do ± 80 MW prema potrebi bez obzira na konzum).

VE ukupne snage 800 MW moglo bi se integrirati u sustav bez povećanja tercijarne rezerve za uravnoteženje ukoliko bi se prosječna pogreška predviđanja satne proizvodnje VE smanjila na oko 5 % u odnosu na instaliranu snagu VE, te ukoliko bi u svakom trenutku prema potrebi bilo moguće osigurati sekundarnu rezervu do njenog maksimalnog iznosa (ne prema ENTSO-E formuli na satnoj osnovi već do ± 80 MW prema potrebi bez obzira na konzum).

Pogonska praksa europskih operatora ide u smjeru da je prihvatljivo ne moći uravnotežiti samo 1 % ukupnih odstupanja, pa bi u tom slučaju potrebna rezerva tercijarne regulacije za uravnoteženje značajno porasla u odnosu na prethodno navedene vrijednosti.

1.5. *Poboljšavanje kvalitete prognoze proizvodnje VE i konzuma (rok: odmah, nadležnost: HOPS)*

Ukupna odstupanja unutar sustava u promatranom vremenskom razdoblju bit će rezultat pogrešaka u predviđanju proizvodnje vjetroelektrana (i ostalih OiE), te pogrešaka u predviđanju satne potrošnje (konzuma). Ovisna o tim odstupanjima je i potrebna regulacijska rezerva, te energija koja se proizvodi u regulaciji, time i ukupni troškovi pomoćne usluge održavanja frekvencije.

Smanjenjem pogrešaka u predviđanju proizvodnje VE (kao i predviđanju konzuma) smanjuje se potrebna regulacijska rezerva, regulacijska energija i trošak pružanja te vrste pomoćne usluge.

Sustav prognoze proizvodnje VE unutar HOPS-a treba kontinuirano unaprjeđivati te smanjivati prosječnu pogrešku prognoze, kao i maksimalnu pogrešku prognoze na godišnjoj razini. Provedene analize pokazuju da se kvota integracije VE može značajno povećati ukoliko se poboljša sustav prognoze u HOPS-u uz zadržavanje trenutno dostupne regulacijske rezerve (na 600 MW ukupne snage VE uz manju prosječnu pogrešku predviđanja konzuma – s prosječno 2 % (što je uobičajeno u europskim okvirima danas) na 1 % (što je vrlo, vrlo zahtjevno) ili manju prosječnu pogrešku predviđanja proizvodnje VE – s 10 % $P_{inst\ VE}$ danas na 7 % $P_{inst\ VE}$, odnosno na 800 MW uz prosječnu pogrešku predviđanja proizvodnje VE od 5 % $P_{inst\ VE}$).

Provedene analize pokazuju da bi se zbog eventualnog povećanja kvote VE u Hrvatskoj za dodatnih 400 MW (ukupno 800 MW) ovisno o kvaliteti prognoze VE moglo godišnje očekivati između 120 GWh i 180 GWh dodatnih odstupanja VE od prognoze (ukupno odstupanje sustava (konzum + VE) u 2013. iznosilo je 384 GWh), što će zasigurno izazvati dodatne troškove u pogonu sustava, pa je unaprjeđenje prognoze proizvodnje VE svakako jedan od prioritetnih zadataka u cilju povećanja kvote integracije VE u Hrvatskoj, što HOPS kontinuirano čini u nepovoljnim okolnostima izostanka dostave odgovarajućih podataka od strane povlaštenih proizvođača.

1.6. *Dugoročna izgradnja KTE i RHE na tržišnim principima (rok: 2 godine, nadležnost: MINGO, HERA, tržišni sudionici)*

U sustav automatske sekundarne regulacije u RH uključene su tri hidroelektrane, a postoji mogućnost uključivanja i dodatnih hidroelektrana. Termoelektrane u RH takve su izvedbe da nisu pogodne za uključivanje u sekundarnu regulaciju, pa iste ne doprinose njenoj rezervi. TE na ugljen su trome, gradijent promjene snage vrlo je nizak, troškovi puštanja u pogon iz hladnog stanja izuzetno su visoki, a sve to čini ovakve objekte nepogodnim za uključivanje u sustav automatske sekundarne regulacije. Korisnost termoelektrana-toplana značajno se mijenja ovisno o režimu rada pa se električna energija u njima proizvodi ovisno o pokrivanju toplinskog konzuma. Iste ne sudjeluju u sekundarnoj regulaciji, a ograničeno mogu sudjelovati u tercijarnoj regulaciji, budući da je proizvodnja električne energije definirana trenutnim potrebama za toplinskom energijom.

Plinske elektrane pogodne su za pružanje usluge sekundarne regulacije ali u Hrvatskoj iste radi visokih troškova proizvodnje (prvenstveno radi niske korisnosti) ne sudjeluju u pružanju te usluge.

Najpogodniji termo-objekti za pružanje usluge sekundarne regulacije su kombinirane (kombi) elektrane s plinskom i parnom turbinom, ali bez kogeneracijskog rada, budući da posjeduju sve prednosti za rad u regulacijskom režimu:

- brzo puštanje u pogon,
- visok gradijent promjene snage,
- nisko vrijeme dostizanja maksimalne snage,
- nizak tehnički minimum,
- visoka korisnost procesa s obzirom na ostale termoenergetske proizvodne objekte.

Trenutno unutar RH ne postoji termoenergetski proizvodni objekt pogodnih karakteristika za sudjelovanje u automatskoj sekundarnoj P/f regulaciji, a otežavajući faktor je i trenutna visoka cijena plina koja usporava eventualne investicijske projekte u pogledu izgradnje KTE.

Izgradnjom nove KTE postigla bi se veća raspoloživost kao i viša regulacijska sekundarna rezerva u sustavu, u slučaju kada bi vlasnik KTE bio financijski motiviran da pruža ovu vrstu pomoćne usluge. Uključivanjem takvog objekta u automatsku regulaciju otklonili bi se problemi vezani za rad hidroelektrana noću, te za vrijeme ekstremno vlažne i ekstremno suhe hidrologije, osiguravajući tako stalno raspoloživu potrebnu sekundarnu regulaciju za izravnavanje očekivanih odstupanja unutar hrvatskog sustava. Time bi se smanjila odstupanja prema susjednim sustavima, povećao udio automatske sekundarne regulacije u pokrivanju svih odstupanja, te smanjila potreba za tercijarnom rezervom za uravnoteženje otklanjajući potrebu za ručnom aktivacijom rezerve od strane dispečera.

S obzirom na očekivani problem prihvata proizvodnje VE tijekom noćnih sati karakterističnih po niskom opterećenju i povremenom nastanku viškova proizvodnje unutar sustava, pogon reverzibilne hidroelektrane koja bi koristila te viškove odnosno energiju izrazito niske tržišne cijene, a proizvodila energiju u doba visoke potražnje odnosno visoke cijene, omogućio bi veću integraciju vjetroelektrana i međusobnu korist između vlasnika VE i vlasnika RHE. Problem ostaje što odluku o izgradnji takve RHE ne može donijeti HOPS, već samo tržišni sudionici ukoliko u tome vide svoj ekonomski interes. U posljednjih nekoliko godina ukupna godišnja potrošnja hrvatskog sustava pala je za oko 1 TWh, proizvodnja OIE je dosegla razinu od 1 TWh uz očekivani trend daljnjeg rasta, pa će uz realizaciju već započetih projekata u Hrvatskoj i okruženju (TE Sisak, TE Plomin C, TE Stanari itd.) biti zanimljivo pratiti realizaciju novih investicija u značajno izmijenjenim uvjetima pogona hrvatskog elektroenergetskog sustava.

Ukoliko izostane izgradnja potrebnih proizvodnih objekata, onda je potrebno aktivirati članak 13 iz ZTEE temeljem kojeg se u interesu sigurnosti opskrbe električnom energijom putem natječaja ili drugog transparentnog i nepristranog postupka može donijeti odluka o izgradnji novog proizvodnog postrojenja ili o mjerama poboljšanja energetske učinkovitosti i/ili upravljanja potrošnjom.

1.7. Provedba ovlasti HOPS-a za ograničavanje proizvodnje VE u slučaju ugrožavanja sigurnosti pogona sustava (rok: odmah, nadležnost: HOPS)

Temeljem Zakona o tržištu električne energije HOPS je među ostalim dužan osigurati sigurnost opskrbe električnom energijom i propisanu odnosno ugovorenu kvalitetu opskrbe električnom energijom. U Zakonu se nadalje definira da HOPS mora na prioritetan način preuzimati ukupne količine električne energije isporučene u mrežu od povlaštenih proizvođača ako su zadovoljeni zahtjevi vezani za održavanje pouzdanosti i sigurnosti pogona posebno prema mrežnim pravilima prijenosnog sustava.

Prethodno navedena odredba iz Zakona o tržištu električne energije omogućava HOPS-u da provodi aktivnosti na ograničavanju proizvodnje VE u slučaju ugrožavanja sigurnosti pogona. U slučaju kada se zbog proizvodnje VE ugrožava ispravno funkcioniranje pojedinih elemenata mreže (na primjer preopterećenja prijenosnih vodova ili transformatora), te se time u pitanje dovodi sigurnost opskrbe kupaca električne energije u slučaju ispada pojedinačnih jedinica ili lančanih ispada u mreži, HOPS nesumnjivo može ograničiti proizvodnju VE, odnosno bilo kojeg tržišnog sudionika ako ga identificira kao odgovornog za nastali problem, naravno uz formalan i vjerodostojan dokaz da je ograničavanje proizvodnje VE (jedini) tehnički opravdan način rješenja navedenog problema. Pri tom je potrebno imati na umu da predmetna VE ne bi ni dobila pravo na priključak da nije zadovoljen osnovni kriterij sigurnosti pogona (kriterij n-1). Stoga je jasno da se spomenuto ograničavanje proizvodnje VE odnosi na neuobičajena, iznimna i ekstremna pogonska stanja, a ne na redoviti i čest način rješavanja pogonskih ograničenja u sustavu.

S druge strane istodobno se postavlja pitanje jesu li velika odstupanja unutar sustava realno ugrožavanje pouzdanosti i sigurnosti pogona, posebno imajući u vidu izuzetno čvrstu povezanost hrvatskog prijenosnog sustava i susjednih sustava. Iako je u tom slučaju riječ o grubom kršenju preuzetih međunarodnih propisa o radu u ENTSO-e interkonekciji, u stvarnosti će se velika odstupanja prenositi u susjedne prijenosne sustave, generalno ne ugrožavajući sigurnost pogona ili opskrbu kupaca na teritoriju RH. Energija koja je odstupala u odnosu na planirane razmjene HOPS će vratiti ili dobiti kroz program kompenzacije unutar kontrolnog bloka na tjednoj razini, pri čemu će imati određene troškove, posebno ako se uvedu najavljene financijske penalizacije za takvo postupanje.

Jedino ugrožavanje sigurnosti s obzirom na odstupanja dogodilo bi se ukoliko su odstupanja velika i kontinuirana, te ukoliko nije moguće održavati planirani raspored kontrolnog bloka pa bi voditelj kontrolnog bloka imao pravo uputiti prigovor HOPS-u te ga prijaviti radi nepoštivanja pravila rada u ENTSO-E interkonekciji. Pogon u ENTSO-E interkonekciji najvažniji je faktor sigurnosti pogona mreže i opskrbe kupaca električnom energijom, te kvalitete električne energije, pa bi svaka prijetnja pravilnom radu u interkonekciji tada značila iznimno veliko ugrožavanje sigurnosti i kvalitete. U tom bi slučaju HOPS morao poduzeti i tako radikalne mjere poput ograničavanja proizvodnje subjektima koji uzrokuju odstupanja.

2. OSVRT NA TROŠKOVI INTEGRACIJE VE U EES

Premda je HOPS prvenstveno zadužen za vođenje, održavanje, razvoj i izgradnju elektroenergetskog sustava, u okviru svog djelokruga razmotrio je troškove integracije VE u EES. Korištenje OIE nije besplatno. Štoviše, integracija VE u EES podrazumijeva visoke troškove i to po tri osnove:

- a) troškovi poticaja VE (otkupne cijene električne energije iz VE)
- b) troškovi dogradnje elektroenergetske mreže za priključak i pogon VE
- c) troškovi uravnoteženja promjenjive proizvodnje VE

Prva navedena stavka nije u domeni HOPS-a i podrazumijeva troškove poticaja koje pojednostavljeno treba razmatrati u smislu dodatne cijene koju je potrebno plaćati u odnosu na prosječnu cijenu električne energije na tržištu koja u posljednje vrijeme na veleprodajnoj razini iznosi oko 35 €/MWh, dok je cijena otkupa proizvodnje iz VE 95 €/MWh. Za ilustraciju, integracija 1200 MW VE podrazumijeva proizvodnju od oko 2,8 TWh/god, odnosno trošak otkupa od oko 267 mil.€/god.

Druga i treća navedena stavka troškova spada u djelokrug HOPS-a, a provedene analize ukazuju da su za višu razinu integracije VE:

- minimalno (!) potrebna pojačanja prijenosne mreže (povrh izgradnji samih priključaka pojedinih VE) u iznosu od 25 – 50 mil.€ (višekratno, ovisno o dinamici izgradnje VE i njihovoj prostornoj koncentraciji),
- troškovi regulacije i uravnoteženja između 2.5 mil.€/god (za integraciju 400 MW VE) i 9.5 mil.€/god (za integraciju 800 MW VE)

Navedeni troškovi predstavljaju inicijalnu procjenu koju je u idućem razdoblju potrebno dodatno analizirati i ažurirati u skladu s kretanjem cijena na tržištu, razvoju tehnologije i konkretnim lokacijama i snagama projekata VE.

U hrvatskom EES od nedavno (od srpnja 2014.) postoje raspoloživa mjerenja angažirane snage i energije u sekundarnoj i tercijarnoj regulaciji, pa se navedene analize temelje na sljedećim pretpostavkama i pogonskom iskustvu:

- 1) Greška u prognozi konzuma iznosi uobičajenih 2%
- 2) Greška u prognozi VE iznosi 30% u odnosu na planiranu dnevnu proizvodnju (pripadna greška u 2013. iznosila je 36%, a u prvih 5 mjeseci 2014. 31%). (Napomena: Ekvivalent ovoj pogrešci je 10% u odnosu na instaliranu snagu koji se spominje u prethodnom dijelu teksta).
- 3) Greška u prognozi proizvodnje hidroelektrana i termoelektrana iznosi 0%

- 4) Ostvarena razmjena električne energije s susjednim sustavima jednaka je planiranoj razmjeni
- 5) Potrebna rezerva snage za automatsku sekundarnu regulaciju definira se na osnovi zahtjeva ENTSO-E (snaga u ovisnosti o satnom opterećenju sustava) i u potpunosti je raspoloživa
- 6) Ostatak odstupanja pokriva se tercijarnom regulacijom i to do 98% vremena godišnje, dok ostatak od 2% vremena hrvatski sustav prema susjednim sustavima odstupa od ugovorenih razmjena. Ova pretpostavka uzeta je na temelju pogonskog iskustva.
- 7) vrijeme korištenja priključne snage VE na razini od 2.200 sati.

Očekivani troškovi uravnoteženja sustava izračunati su kroz pretpostavljene aktivacije ASR i TR na godišnjem nivou (troškovi + prihodi -) za navedenu razinu 98% vremenske raspoloživosti TR. Pri tom su pretpostavljeno da će se zadržati postojeće cijena regulacijske energije kako slijedi:

$$c(W_{ASR+}) = 70 \text{ €/MWh}$$

$$c(W_{ASR-}) = 30 \text{ €/MWh}$$

$$c(W_{TR+}) = 65 \text{ €/MWh}$$

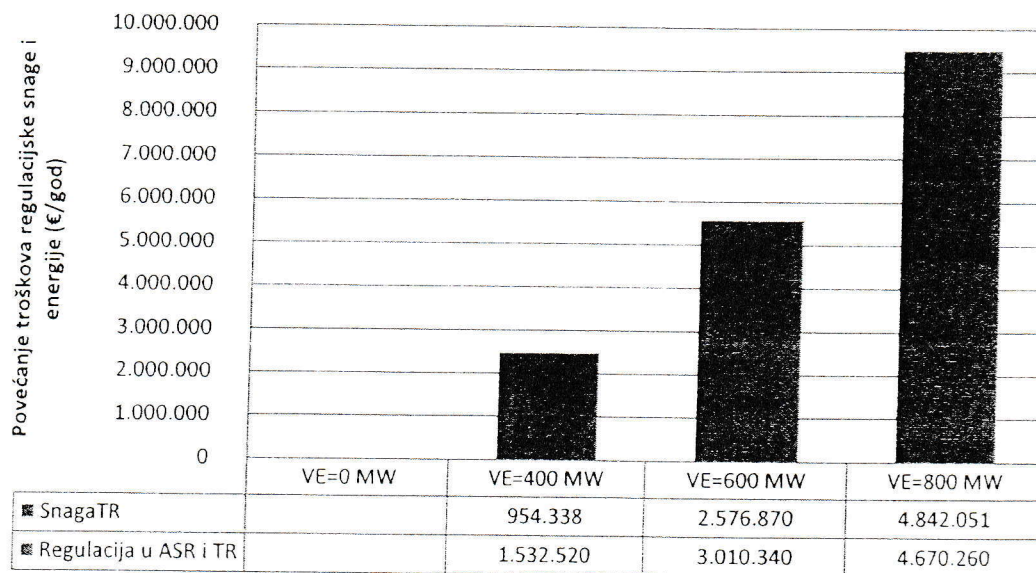
$$c(W_{TR-}) = 35 \text{ €/MWh}$$

$$c(P_{ASR}) = 12 \text{ €/MW/h}$$

$$c(P_{TR \text{ za uravn}}) = 4 \text{ €/MW/h}$$

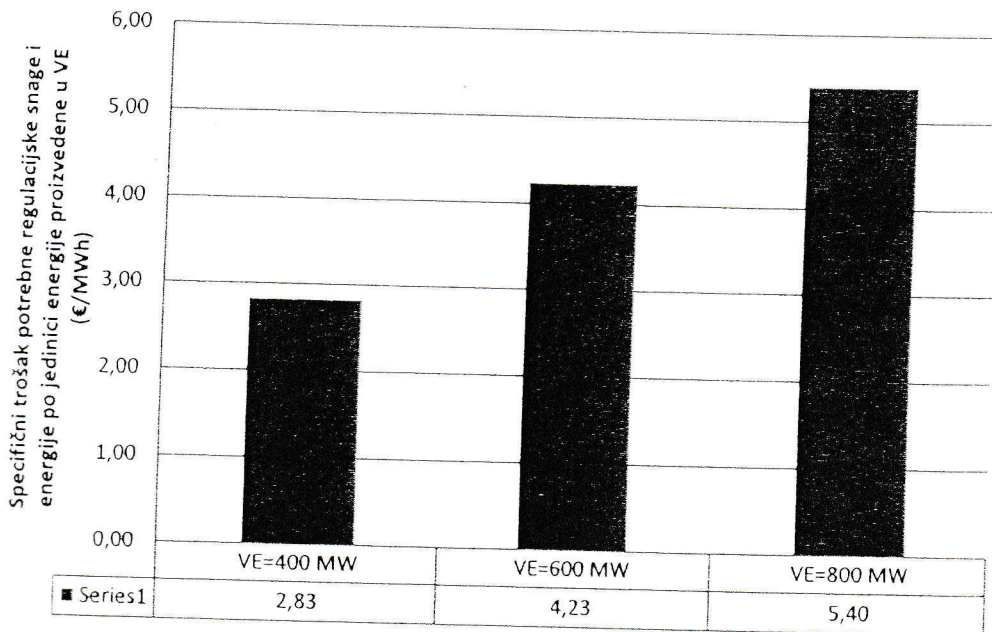
$$c(P_{TR \text{ za sigurnost}}) = 4 \text{ €/MW/h}$$

Na sljedećoj slici prikazane su veličine u odnosu na stanje bez VE iz koje se jasno razaznaje da je integracija 400 MW VE podrazumijeva dodatni trošak u iznosu od oko 2,5 mil.€/god, odnosno za integraciju 600 MW dodatni trošak od oko 5,5 mil.€, te za 800 MW VE dodatni trošak od oko 9,5 mil.€. Sve navedeno odnosi se na varijantu pogreške dnevne prognoze VE u iznosu od 30% od plana te uz 98% vremenske raspoloživosti TR.



Slika 1. Povećanje troškova regulacijske snage i energije u sustav u ovisnosti o priključnoj snazi VE u odnosu na stanje bez VE u sustavu

Na sljedećoj slici prikazan je specifični trošak regulacijske snage i energije u sustavu po MWh energije proizvedene u VE (uz pretpostavljeno vrijeme korištenja priključne snage VE od 2.200 h/god) u različitim varijantama integracije VE. Očito je da specifični trošak značajno raste s povećanjem priključne snage VE.



Slika 2. Trošak regulacijske snage i energije po jedinici energije proizvedene u VE za različite scenarije priključne snage VE