

mr.sc. Marina Čavlović, dipl.ing.el.
HEP-ODS d.o.o. Sektor za tehničke poslove
marina.cavlovic@hep.hr

ŠTO NAM TO ELEKTRANE ČINE? PREGLED ISKUSTAVA HEP-ODS-A NAKON PRIKLJUČENJA GOTOVO 1500 ELEKTRANA NA DISTRIBUCIJSKI SUSTAV

SAŽETAK

Sada, gotovo 10 godina od početka poticanja proizvodnje „zelene“ električne energije, nakon priključenja gotovo 1500 elektrana, HEP-ODS je stekao dovoljno iskustava koja bi valjalo podijeliti.

Referat daje osvrt na više razina: od generalnih ocjena, do konkretnih primjera. U referatu su sistematizirani najčešći problemi i načini njihovog rješavanja. Kroz referat će se moći pratiti i razvojni put, od razvoja spoznaje o mogućim poteškoćama do razvoja tehnoloških rješenja kojima se odgovaralo na nove izazove.

U konačnici, zaključak referata je da je na ovom stupnju integracije suživot elektrana s distribucijskom mrežom uspješan, na obostrano zadovoljstvo (i elektrana i operatora distribucijskog sustava).

Ključne riječi: distribucijska mreža, distribuirani izvori, priključenje elektrana, kriterij 3%, energetska cjelina, zagušenje mreže, automatska regulacija napona

REVIEW OF HEP-ODS'S EXPERIENCES OF CONNECTING NEARLY 1500 POWER PLANTS TO DISTRIBUTION SYSTEM

SUMMARY

Now, almost 10 years since the beginning of stimulating the production of "green" electricity, after connecting nearly 1,500 power plants, HEP-ODS has gained enough experience to share.

The paper reviews the subject at several levels: from general ratings to real life experiences. The paper systematizes most common problems and ways of solving them. The paper follows development processes, the evolution of insights of possible difficulties and the development of technological solutions that are suited to the new challenges.

Finally, the conclusion of the paper is that at this level of distributed generation integration into distribution system coexistence of power plants with the distribution network is surprisingly successful, to mutual satisfaction.

Key words: distribution network, distributed generation, the connection of power plants, the 3% criterion, group of power plants, network congestion, automatic voltage regulation

1. UVOD

U trenutnoj situaciji, dok su na snazi važeći propisi [1], [2], [3] i [12] operator distribucijskog sustava (HEP-ODS) ima iznimno sužen broj opcija, jer je prisiljen osigurati primjerene uvjete u mreži sa, ali i bez distribuiranog izvora (elektrane) – bila elektrana u pogonu s mrežom ili ne, trošila energiju (vlastita/opća potrošnja elektrane) ili je proizvodila i predavala u mrežu, čak i ako iznenada prestane raditi, pa se kasnije, isto tako iznenada „predomisli“ i nastavi raditi i odjednom počne predavati energiju u mrežu.

U početnoj fazi integracije distribuiranih izvora, dok je postojala izvjesna zalihnost u sustavu, a broj elektrana (i njihova rasprostranjenost u mreži) je bio vrlo malen, postojeća mreža mogla se nositi s izazovima distribuiranih izvora, koristeći metode uobičajene za distribucijsku mrežu.

Međutim, već je i tada bilo jasno da će pojava distribuirane proizvodnje u distribucijskoj mreži uvjetovati promjene zbog kojih više ništa na distribucijskoj razini neće biti kao prije, te da se operator distribucijskog sustava mora mijenjati i načela rada i način razmišljanja i način donošenja i preispitivanja novih načela. S povećanjem broja elektrana i povećanjem relativnog udjela proizvodnje u ukupnom opterećenju, operator distribucijskog sustava je prisiljen neprekidno preispitivati svoja načela i uobičajene načine postupanja, te, u konačnici uvesti nov način razmišljanja, kako u donošenje odluka o mogućnosti priključenja (redefinirati margine sigurnosti), tako i uvesti nove tehnološke iskorake po pitanju zahvata na stvaranju nužnih uvjeta u mreži, ma koliko takva tehnološka rješenja bila atipična za distribucijski sustav..

2. POVIJEST

Kada su ne tako davne 2007. godine doneseni u RH prvi propisi za poticanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora i učinkovite kogeneracije, u distribucijskoj mreži u RH bilo je priključeno samo nekoliko elektrana. U prvih godinu dana od donošenja paketa poticajnih propisa upiti investitora elektrana su bili učestali, ali samo informativni, a zahtjeva za priključenje gotovo da i nije bilo.

Budući da je uočen problem - teškoće u snalaženju u brojnim propisima koji su se nadopunjavali, dijelom preklapali, a u dijelovima bili i kontradiktorni, HEP-ODS sredinom 2008. godine donosi „Naputak za primjenu važećih zakona i pravilnika glede uspostavljanja priključka obnovljivih izvora električne energije i kogeneracije na distribucijsku mrežu“. Početkom 2009. godine završena je izrada integralnog materijala HEP-ODS-a i tadašnjeg HEP-OPS-a: „Naputak za primjenu važećih zakona i pravilnika glede uspostavljanja priključka obnovljivih izvora električne energije i kogeneracije na distribucijsku i prijenosnu mrežu“.

U prve dvije godine od donošenja poticajnih propisa interes za priključenje elektrana bio je (iz današnje perspektive) zanemariv. Početkom 2009. počinje u HEP-ODS-u sustavna (i centralizirana) izrada elaborata optimalnog tehničkog rješenja priključenja (EOTRP) za elektrane s priključkom na srednjem naponu. Do kraja 2009. razmotrilo se priključenje tek nešto više od dvadesetak elektrana. Interes za priključenje elektrana na niskonaponsku mrežu bio je još slabiji.

I onda je krenulo. U 2010. godini – broj razmatranih elektrana prešao je 100. Tijekom 2010. počinje i realizacija priključaka i elektrana. Krajem 2010. godine provodi se i prvo sustavno ispitivanje elektrane u pokusnom radu s distribucijskom mrežom (VE ZD6).

U 2011. premašen je broj od 300 razmatranih elektrana. Bilo je očito da se mora osmisliti interno ustrojstvo i novi poslovni procesi unutar HEP-ODS-a kako bi se odgovorilo na sve brojnije zahtjeve, uvažavajući činjenicu da se radi o vrsti posla (priključenje elektrana) do 2010. godine objektivno nepoznatoj u HEP-ODS-u. Opseg sasvim novog posla rapidno je rastao. Osnovni imperativ je bio brzina rješavanja predmeta, uz uvjet transparentnog i jednoobraznog pristupa svakom korisniku mreže. Za potrebe uvođenja nove vrste posla i dramatičnog proširenja opsega (novog) posla u HEP-ODS-u nije zaposlen nijedan novi djelatnik.

Početkom 2012. eksplozivno se povećava broj zahtjeva za priključenje malih sunčanih elektrana (priključne snage do 30 kW). HEP-ODS trenutno reagira i osmišljava, razrađuje i u svibnju 2012. donosi Pojednostavljeni postupak za priključak malih sunčanih elektrana na niskonaponsku distribucijsku mrežu. Istodobno se kreće u nabavku prijenosnih uređaja za praćenje kvalitete električne energije, kako bi se moglo ponuditi elektranama vrlo povoljno uslugu ispitivanja kvalitete električne energije po normi EN 50160 jer je ono jedan od obveznih pokusa i u pokusnom radu male elektrane s mrežom. Do kraja godine

nabavljeni uređaji se distribuiraju u distribucijska područja i ova usluga (kao nestandardna usluga) na raspolaganju je malim elektranama do 30 kW i danas.

Sredinom 2012. godine osmišljava se interna organizacija posla unutar HEP-ODS-a: donose se Pravila o postupanju u postupku priključenja elektrana na distribucijsku mrežu, s jasno određenim nadležnostima, odgovornostima i ovlastima u obavljanju radnih zadataka iz područja priključenja elektrana. Temeljem ovih Pravila osniva se Tim za elektrane na razini Društva (HEP-ODS-a) i Područni timovi za elektrane u svakom distribucijskom području. U rujnu 2012. provodi se višednevna edukacija voditelja Područnih timova za elektrane (predavači su pretežito članovi krovnog Tima za elektrane). Sve ove aktivnosti provedene tijekom 2012. godine s ciljem pojednostavljivanja i ubrzavanja poslovnih procesa u postupku priključenja elektrana dale su uočljive rezultate. Do kraja 2012. dostignut je broj od 1341 razmotrene elektrane. Godina 2012. započeta je s 14 priključenih elektrana, a završena s 99 priključenih elektrana. Dakle, od priključenja jedne elektrane svakih mjesec dana u prethodnom razdoblju, tijekom 2012. godine doseže se dinamika priključenja prosječno 1,5 elektrane tjedno, što je povećanje za 6,5 puta. Istodobno dinamika izdavanja uvjeta priključenja dostiže 20 PEES tjedno. Krajem 2012. godine prvi puta se počinje osjećati teret blokiranih resursa u mreži zbog izdanih PEES za elektrane čiji projekti se ne razvijaju.

Do kraja 2013. godine premašeno je 4000 izdanih PEES elektranama, i 670 priključenih elektrana. Tijekom 2013. godine tjedno je prosječno izdavano više od 20 PEES i priključivano više od 10 elektrana. Ova dinamika posljedica je mehanizma popunjavanja kvota za sunčane elektrane. Pritisak da se predmeti riješe, tj. suglasnosti (PEES) izdaju u iznimno kratkom roku kako bi se dostigao rok za prijavu za ulazak u kvotu, odnosno pritisak da se elektrana priključi (sklopi ugovor o korištenju mreže) kako bi se konzumirao ugovor o otkupu u propisanom roku, bio je neizdrživ. Primjerice, tijekom ožujka 2013. izdano je elektranama više od 450 PEES, što je preko 112 PEES tjedno.

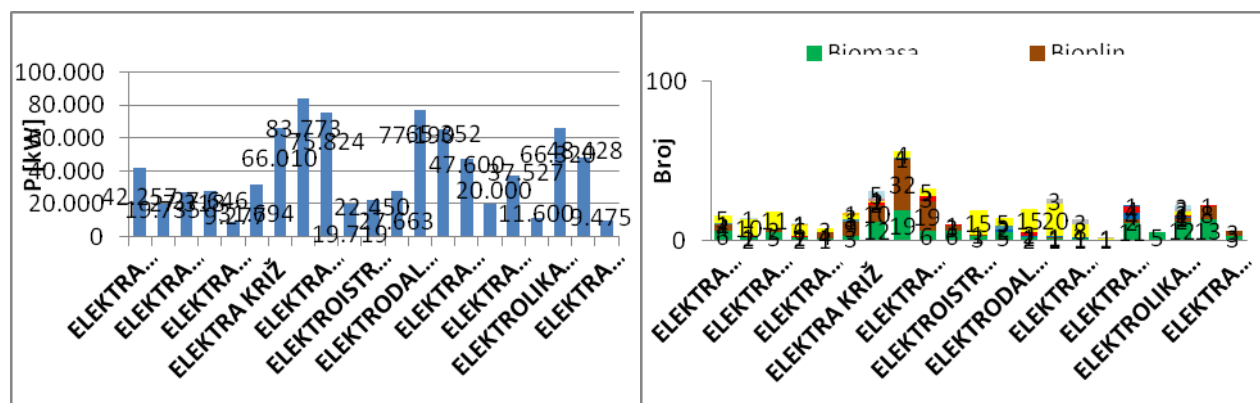
Kraj 2014. godine dočekan je s 4900 važećih PEES za elektrane (dio PEES „nestao je“ iz evidencije jer im je istekao rok važenja (2 godine)), i 1230 priključenih elektrana. Dakle, tijekom 2013. godine tjedno je prosječno priključivano više od 10 elektrana. U kolovozu 2014. bilježe se i prve elektrane koje se priključuju na mrežu uz otkup električne energije izvan sustava poticaja (otkupljivač nije HROTE).

Kraj 2015. godine dočekan je s ukupno 5465 važećih izdanih prethodnih elektroenergetskih suglasnosti za priključak elektrane na mrežu. Ovim suglasnostima sagledana je mogućnost priključenja elektrana ukupne priključne snage 766,843 MW. Krajem 2015. godine je u distribucijskoj mreži u trajnom pogonu bilo je 1490 elektrana ukupne priključne snage 154,044 MW.

Godina 2015. prva je „mirna“ godina od 2010. godine. Tijekom 2015. godine najveći broj izdanih suglasnosti mjesečno iznosio je „samo“ 78 (neznatno ispod 20 tjedno), a najveći broj priključenih elektrana mjesečno je bio 39 (neznatno ispod 10 tjedno). Opći je dojam da su zahtjevi za PEES puno realniji i umjereniji, jer više nema sporadičnih „stampeda“ za mjestom u kvoti za sunčane elektrane, te da se razumnije i opreznije pristupa razvoju projekata elektrana.

3. AKTUALNO STANJE U DISTRIBUCIJSKOJ MREŽI

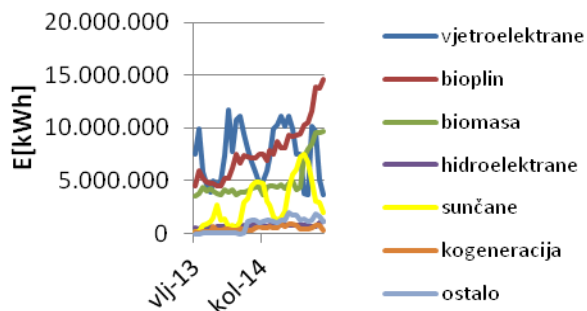
Do kraja 2015. godine ukupno je izrađeno 376 EOTRP-a za elektrane, kojima je razmotrena mogućnost priključenja za ukupno 836,858 MW proizvodnje.



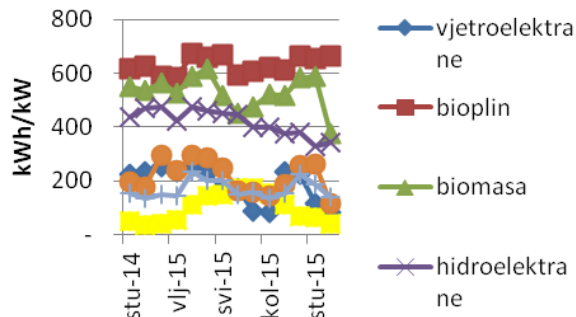
Slika 1: Priključna snaga izrađenih EOTRP-a

Slika 2: Broj izrađenih EOTRP-a

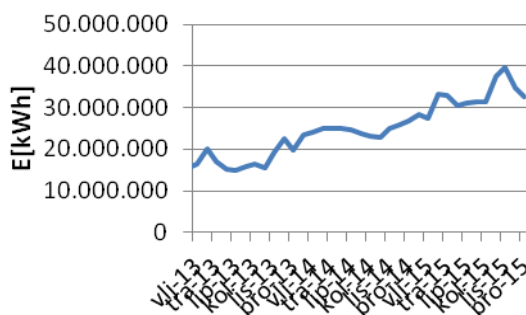
Tablica 1: Elektrane priključene na distribucijsku mrežu



Slika 7: Proizvedena električna energija iz elektrana priključenih na distribucijsku mrežu



Slika 8: Faktor iskoristivosti elektrana priključenih na distribucijsku mrežu



Slika 9: Ukupna proizvedena električna energija iz elektrana priključenih na distribucijsku mrežu

4. ISKUSTVA

U početku priključenja elektrana (2008.) u HEP-ODS-u doslovno nisu postojala nikakva prethodna iskustava sa sustavnim priključenjima elektrana na mrežu. Nagli porast broja zahtjeva nije ostavio prostor za sustavnu analizu i studiozno osmišljavanje svakog koraka u postupku priključenja. Moralo se učiti iz vlastitih iskustava u hodu. Najznačajnija odluka koja je donesena je da će se sva novostečena znanja odmah početi primjenjivati, posebno ako se radi o uočavanju vlastitih pogrešaka. I danas vrijedi načelo da se jednom uočena pogreška ne smije ponoviti.

4.1. Nemjerodavnost izmjerenih opterećenja u pojedinom NN izvodu

Primjer iz prakse: U postupku priključenja sunčane elektrane (SE) priključne snage 30 kW na NN izvod na kojem je već bila priključena jedna SE priključne snage 30 kW provedeno je mjerenje opterećenja razmatranog NN izvoda. Mjerenja su pokazala da minimalna potrošnja izvoda u svijetlom dijelu dana (u kojem se očekuje proizvodnja iz SE) premašuje 60 kW, što je značilo da bi i druga elektrana na ovom izvodu djelovala blagotvorno, jer smanjuje opterećenje izvoda i smanjuje gubitke budući da se sva proizvedena energija troši na ovom izvodu. U tom je smislu izdana PEES kojom se konstatira da postoje uvjeti u mreži za priključenje elektrane. Godinu dana kasnije elektrana je izgrađena i priključena na mrežu. Tijekom pokusnog rada utvrđeno je da je elektrana sposobna za primjereni paralelni pogon s mrežom.

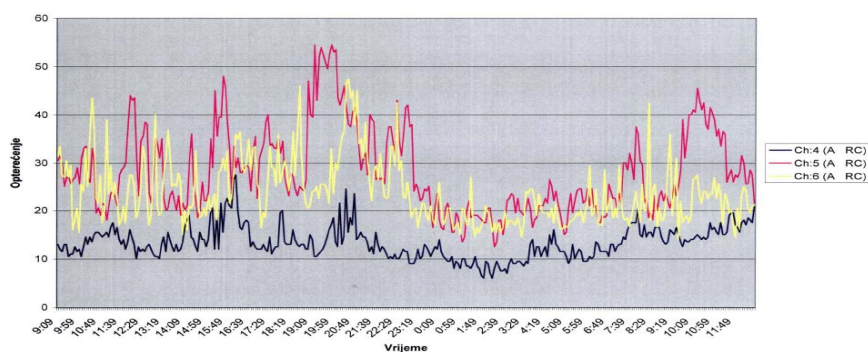
Nedugo nakon početka trajnog pogona elektrane s mrežom kontaktirao nas je vlasnik elektrane s pritužbom da se elektrana neprekidno isključuje s mreže zbog prorade nadnaponske zaštite u elektrani. Detaljnom analizom utvrđeno je da se potrošnja u izvodu značajno smanjila (za cca. 50 kW) jer je dominantni potrošač (kupac) u razmatranom izvodu preselio svoj obrt na drugu lokaciju i više ne troši energiju u razmatranom NN izvodu te da više ne postoje uvjeti u mreži za preuzimanje proizvedene energije iz elektrane, jer zbog promjene smjera energije, napon na obračunskom mjernom mjestu elektrane prelazi propisanih 110% Un. Budući da je elektrana već priključena i koristi mrežu u trajnom pogonu, stvaranje uvjeta u mreži moralo je o svom trošku financirati distribucijsko područje (izgrađen je novi NN izvod samo za evakuaciju energije iz ove elektrane).

4.1.1. Odziv HEP-ODS-a: „Kriterij 3%“

Nakon ovog nemilog iskustva pristupilo se prikupljanju inozemnih iskustava, posebice propisa koji reguliraju uvjete priključenja u državama u Europskoj uniji u kojima je velika gustoća elektrana (sunčanih) priključenih na NN mrežu. Prihvaćena je koncepcija iz njemačkih propisa koji definira da maksimalni dopušteni kumulativni utjecaj elektrana priključenih na NN na porast napona iznosi $3\%U_n$.

Prema propisima [1] i [2] u postupku izdavanja prethodne elektroenergetske suglasnosti (PEES) operator distribucijskog sustava mora razmotriti postoji li mogućnost priključenja novog korisnika na mrežu, dimenzionirati priključak i definirati eventualne zahvate na stvaranju uvjeta u postojećoj mreži nužne za priključenje. U tu svrhu operator je dužan prije izdavanja PEES analizirati utjecaj elektrane na mrežu i prepoznati opseg mogućih posljedica priključenja elektrane na mrežu. Analiza podrazumijeva proračun tokova snaga u razmatranom NN izvodu. Analizirani tokovi snaga u razmatranom NN izvodu ovise o konfiguraciji konkretnog NN izvoda, trenutnoj proizvodnji svake elektrane u izvodu, trenutnoj potrošnji svakog pojedinog kupca (koja se može bitno promijeniti ovisno o uključenosti pojedinog trošila kupca, od kojih su većina monofazni, čime se mijenja i karakter i nesimetrija opterećenja). Stvarno opterećenje NN izvoda (slika 10) ima nepoznat, nepredvidiv i neponovljiv stvarni trenutni faktor istodobnosti pojedinih kupaca (prosjek nije mjerodavan, kao ni provedena mjerenja), nepoznat i nepredvidiv trenutni faktor istodobnosti opterećenja pojedinih faza NN izvoda, nepoznatu i nepredvidivu trenutnu nesimetriju opterećenja (trenutni relativni omjer opterećenja pojedinih faza), dok je jedini poznat i izvjestan podatak istodobnost proizvodnje iz sunčanih elektrana (faktor istodobnosti je 1).

Zbog opisane razine nesigurnosti parametara na kojima bi se trebala temeljiti analiza NN izvoda, rezultate takve analize nije moguće prihvatiti kao mjerodavne. Dakle, jedini tehnički korektan zaključak je da analiza mreže temeljem podataka o opterećenju NN izvoda nije mjerodavna. Ova spoznaja nameće samo jedan zaključak: jedina pouzdana analiza NN izvoda je proračun neopterećenog izvoda. Pritom vrijedi načelo: ako utjecaj elektrane na neopterećenu NN mrežu zadovoljava, očekivano će zadovoljavati i za opterećenu mrežu, te nema bojazni da pri smanjenju tereta utjecaj elektrane neće biti unutar dopuštenih granica, odnosno da bi, zbog prekoračenja propisanih vrijednosti na sučelju s mrežom elektrani bilo onemogućeno korištenje mreže.



Slika 10. Izmjerena potrošnja - opterećenje (A) po fazama NN izvoda bez distribuiranog izvora

Stoga je tehnički utemeljeno osloniti se na relativnu promjenu napona uzrokovanu priključenjem elektrane kao indikatora utjecaja elektrane na mrežu. Na temelju osnovnih podataka o konfiguraciji niskonaponske mreže, jednostavnim i brzim proračunom može se utvrditi relativni utjecaj elektrane na naponske prilike u mreži, a time i pripadajuće uvjete priključenja elektrane na mrežu.

Zašto baš $3\% U_n$? Osnova razvijene koncepcije je temeljno pravilo: dopušten iznos napona definiran u [3] i normom HRN EN 50160:2012 u rasponu od $\pm 10\% U_n$, glavni je ograničavajući faktor za priključenje elektrana na NN mrežu. Uvodi se pretpostavka da će se, zahvaljujući mogućnostima fiksne regulacije na transformaciji SN/NN sekundarni napon transformatora 10(20)/0,4 kV uspjeti zadržati ispod $105\% U_n$ (iako je ova pretpostavka vrlo rizična za HEP-ODS). Dakle, za potencijalni doprinos porastu napona elektranama na NN ostaje na raspolaganju maksimalno $5\% U_n$ (do dopuštenih $110\% U_n$). Određuje se margina sigurnosti od dodatna $2\% U_n$ zbog variranja napona po fazama radi nesimetrije opterećenja u NN mreži, omogućavanja priključenja pokojeg novog kupca (priključak po principu ulaz-izlaz produžuje vod, povećava impedanciju i oslabljuje mrežu – smanjuje kratkospojnu snagu i time mrežu čini podatnijom za utjecaj elektrane na napon), nesigurnosti pretpostavke o održavanju sekundarnog napona u TS 10(20)/0,4 kV do $105\% U_n$ (zbog variranja opterećenja u SN mreži moguće je i variranje primarnog napona u TS 10(20)/0,4 kV, te se može sekundarno pojaviti i napon znatno iznad $105\% U_n$). Uvažavajući marginu sigurnosti, za potencijalni doprinos porastu napona elektranama ostaje

na raspolaganju maksimalno 3% U_n (do dopuštenih 110% U_n), te se definira $\Delta u \leq 3\%U_n$ kao dopušteni kumulativni utjecaj svih elektrana na pojedinom NN izvodu.

Praksa (ispitivanja i analiza događaja tijekom paralelnog pogona elektrane s mrežom) je pokazala da se elektrane koje ne zadovoljavaju ovaj kriterij ($\Delta u \leq 3\%U_n$) u slučaju pojave minimalnog konzuma u NN izvodu isključuju s mreže po kriteriju prekoračenja dopuštenog maksimalnog napona ($>110\% U_n$), te je i elektrani u izravnom interesu da se mogućnost priključenja (nužnost stvaranja uvjeta u mreži) definira po ovom kriteriju, kako bi kasnije elektrana mogla neometano koristiti mrežu, nezavisno o eventualnim promjenama trenutne potrošnje u mreži u okruženju.

Budući da se kriterij temelji na relativnom utjecaju, za njegovu provjeru nije potrebno poznavati opterećenje niti potrošnju izvoda, što značajno pojednostavljuje proračune pri analizi mogućnosti priključenja.

Iako nema propisa koji bi u RH definirao ovaj kriterij, stav je operatora da za ovaj kriterij postoji legitimno tehničko obrazloženje i da kriterij pripada u domenu operativnih uputa za provedbu nužnih analiza u postupku priključenja, te da bi se i nakon složenih mjerenja opterećenja razmatranog NN izvoda, te složenih proračuna temeljem mjerenja, baziranih na složenim matematičkim modelima gustoće vjerojatnosti faktora istodobnosti pojedinih korisnika mreže u konkretnom NN izvodu i bez ovog kriterija došlo do istih zaključaka, samo bi postupak utvrđivanja mogućnosti priključenja bio apsurdno dug, što je za „male“ elektrane na NN neprihvatljivo, kako operatoru s aspekta utrošenih resursa (i opreme i inženjer/sati) u postupku izdavanja PEES za mnogobrojne takve elektrane, tako i politički, jer je i politički imperativ što kraći i jednostavniji postupak priključenja. Stav je autora da zabrinjava činjenica da mjerodavni regulator (HERA) to ne razumije.

4.2. Priključenje više elektrana na užem području s nepoznatom međusobnom dinamikom priključenja

Propisani opseg priključne snage za pojedine grupe elektrana i pripadajuće poticaje omogućio je „razlamanje“ projekta jedne elektrane na veći broj manjih na istoj lokaciji, kako bi se ili ostvarila viša otkupna cijena, ili kako bi se elektrana koja premašuje gornju priključnu snagu za poticaje ipak „ugurala“ u sustav poticaja. Iz tog je razloga tijekom 2013. godine HEP-ODS zaprimao brojne zahtjeve za priključenjem velikog broja elektrana na jednoj lokaciji, a temeljem nezavisno podnesenih posebnih zahtjeva za priključenje, od strane različitih pravnih osoba koje su mahom sve bile u vlasništvu iste fizičke osobe. Ova praksa je kulminirala kada je u 2013. godini zaprimljeno 5 nezavisnih zahtjeva za priključenje 5 sunčanih elektrana na istoj lokaciji, svaka priključne snaga 1 MW (radi se zapravo o „rascjepkanoj“ jednoj elektrani ukupne priključne snage 5 MW), i, na drugom kraju Hrvatske 15 (petnaest!!!!) zahtjeva za priključenje sunčanih elektrana priključne snage 300 kW na jednoj lokaciji (radi se zapravo o „rascjepkanoj“ jednoj elektrani ukupne priključne snage 4,5 MW).

Prema važećim propisima, svaki zahtjev treba razmatrati ponaosob i za svaki sagledati mogućnost priključenja. Do tada, kada je na jednoj lokaciji bilo više nezavisnih zahtjeva (obično 2) analiziralo se kakvi bi uvjeti bili potrebni da se analizirana elektrana priključi prije druge razmatrane, te kakvi bi uvjeti bili da se priključi poslije nje. Već je i to kompliciralo analize, ali kada ih se pojavilo 5 (odnosno 15) na istoj lokaciji, ovaj pristup je postao nemoguć, jer su bili sasvim drugačiji uvjeti priključenja elektrani koja bi se priključivala prva, u odnosu na uvjete za tu istu elektranu ako bi se priključivala druga, ili treća ili čak posljednja.

Konkretno, za razmatranih 5 elektrana po 1 MW optimalna tehnička rješenja su (razmatrana za svaku elektranu ponaosob bila): 1. elektrana se priključuje na jedan postojeći 10 kV izvod iz pojne TS 110/35/10 kV, druga se priključuje na sasvim drugi 10 kV izvod iz iste pojne točke, treća može „stati“ u izvod s drugom, ali ako prije toga 10 kV izvod prijeđe na 20 kV (uz ugradnju dodatne transformacije 10/20 u pojnoj TS), četvrta stane uz prvu, ali uz znatne troškove prelaska prvog (dugog i razgranatog) 10 kV izvoda na 20 kV, dok za petu treba raditi potpuno zaseban priključak na 35 kV (jer kao zadnja ne stane niti u izvode niti u transformaciju 35/10 kV). Dakako, nitko nije mogao sa sigurnošću ocijeniti koja će od razmatranih elektrana biti realizirana prva, koja druga... jer je dinamika izgradnje postrojenja korisnika mreže (pa tako i elektrana) proizvoljna odluka svakog korisnika mreže, a priključenje slijedi dinamiku izgradnje. Međutim, priključak kojeg bi trebalo realizirati za posljednju elektranu bio bi dostatan i za sve elektrane zajedno.

Još je bila zamršenija situacija s 15 sunčanih elektrana od 300 kW, jer bi za zasebno razmatranje svakoj od njih trebalo uvjetovati posebnu TS 10/0,4 kV s pripadajućim priključnim 10 kV vodovima, što je apsurdno, jer je realno dovoljna jedna TS 10/0,4 kV, 1000 kVA, za tri elektrane. Ali kome od te tri

uvjetovati izgradnju TS? Na čijoj parceli? Kako znati koje tri (koje bi „dijelile“ jednu TS) će biti u slijedu jedna iza druge? Što ako se prvo pojavi najistočnija elektrana, zatim najzapadnija i na kraju najsjevernija? Gdje locirati TS? Da situacija bude još kompliciranija, raspoloživa 10 kV mreža nije bila dostatna za svih 15 elektrana, tako da bi za elektranu nakon pete u nizu (nakon 1500 kW) trebalo stvarati uvjete u 10 kV mreži prelaskom postojećeg 10 kV izvoda na 20 kV (ugradnjom međutransformacije 35/20 kV u pojnoj TS 110/35/10 kV itd.). Međutim, ovo stvaranje uvjeta u mreži je bilo dostatno samo za daljnjih nekoliko elektrana – a u konačnici se moralo polagati poseban 20 kV izvod kabelom duljine trase čak 9,6 km izravno iz pojne TS 110/35/10(20) kV. Kako ovu gradaciju složenosti uvjeta priključenja pretočiti na 15 elektrana čiji je redoslijed izgradnje i priključenja proizvoljan i na kojeg HEP-ODS ne može utjecati?

U oba opisana slučaja priključak i stvaranje uvjeta u mreži koje bi trebalo realizirati za posljednju elektranu bio bi dostatan i za sve elektrane zajedno. Međutim, budući da prema [2] svaka elektrana plaća naknadu za priključenje u iznosu 100% stvarnih troškova nužnih za priključenje samo nje (pojedine elektrane), nijednoj elektrani se nije smjelo naplatiti više od minimuma potrebnog za nju – u konačnici, to je značilo i desetak puta veće troškove priključenja (zbroj naknada za pojedinačno priključenje svake elektrane ponaosob) nego da se odmah (prvoj) uvjetovalo tehničko rješenje priključenja nužno za priključenje i posljednje elektrane).

4.2.1. Odziv HEP-ODS-a: „Upute za postupanje u postupku priključenja energetske cjeline (grupe elektrana) kao posebne zone“

Suočen s nemogućim zahtjevima koje je prisiljen rješavati po žurnom postupku (rokovi, kvote...), HEP-ODS, u cilju deblokade postupka priključenja takvih elektrana, donosi odluku da se priključenje ovakvih skupina elektrana mora promatrati cjelovito (priključenje zajedničkim priključkom), a da HEP-ODS, temeljem zaprimljenih pojedinačnih zahtjeva, ima pravo donijeti odluku da se radi o grupi elektrana koja će imati zajednički priključak, te donosi „Upute za postupanje u postupku priključenja energetske cjeline (grupe elektrana) kao posebne zone“.

Područje primjene ovih Uputa je približno istodobno priključenje grupe elektrana zajedničkim priključkom. Postupanje u opisanom slučaju temelji se na koncepciji priključenja posebne zone razrađenoj u članku 16. [1]. Iako se taj članak primarno odnosi na priključenje građevina kupaca, njegova primjena na priključenje elektrana omogućena je kroz činjenicu da svaka elektrana ima i status kupca (potrošnja u suprotnom smjeru na obračunskom mjernom mjestu elektrane).

Ovim pristupom omogućava se izgradnja optimalnog priključka za energetska cjelinu, što je redovito bitno povoljnije i troškovno i u trajanju realizacije priključenja, nego priprema i izgradnja pojedinačnog priključka (i pripadajućeg stvaranja uvjeta u mreži) svakoj od elektrana unutar energetske cjeline ponaosob, posebice imajući na umu da često priključak jedne elektrane (i pripadajuće stvaranje uvjeta u mreži) gubi ne samo svoju optimalnost nego i svrhu pojavom slijedeće elektrane unutar iste energetske cjeline.

Da bi se više elektrana u smislu priključenja razmatralo kao posebna zona (energetska cjelina) potrebno je ispunjenje slijedećih preduvjeta:

- lokacija na kojoj je planirana izgradnja elektrana mora prostornim planom biti predviđena za tu namjenu,
- elektrane moraju biti u neposrednoj blizini,
- mora biti od strane investitora, ugovorno, određen „organizator zone“,
- izgradnja priključka mora biti planirana na način da je ostvarena mogućnost priključenja svih elektrana već u fazi priključenja prve elektrane.

Elektrane mogu ili ne moraju imati istog investitora. Energetska cjelina može, ali ne mora biti locirana na prostoru predviđenom u prostorno-planskoj dokumentaciji za posebnu zonu. Ako se nalazi na prostoru planirane posebne zone, energetska cjelina može obuhvaćati cijelu planiranu posebnu zonu ili samo njen dio.

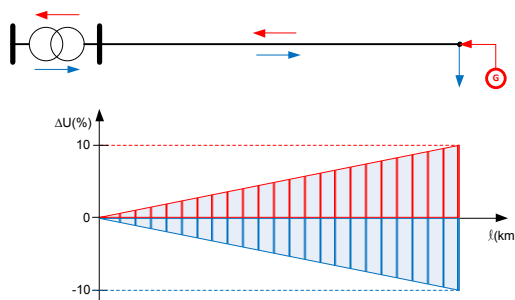
U konačnici Organizator zone isходи PEES za grupu elektrana (zonu) koja se priključuje jednim (zajedničkim priključkom). PEES se izdaje u postupku ishođenja lokacijske dozvole za etapnu izgradnju [13] grupe elektrana (zone), gdje je svaka elektrana naznačena kao posebna etapa. Nakon ishođenja lokacijske dozvole za etapnu građevinu (zonu), daljnji postupak (projektiranje, ishođenje građevinske dozvole, izgradnja, pokusni rad i dozvola za trajni pogon) vode se posebno za svaku elektranu [14]. U konačnici će svaka elektrana imati svoju građevinsku česticu, svoju EES, svoj Ugovor o korištenju mreže i o vođenju pogona, te svoju Dozvolu za trajni pogon i svoju Uporabnu dozvolu.

Na ovaj je način omogućeno nakon postupka izgradnje jednog priključka energetske cjeline pojedinačno priključenje svake od elektrana, uvažavajući različitu dinamiku realizacije svake od elektrana.

4.3. „Zagušenje“ mreže

Nakon povećanja broja elektrana i njihove gustoće u razmatranoj mreži, u više slučajeva se složenom analizom mreže (elaborat optimalnog tehničkog rješenja priključenja-EOTRP) pokazalo da za priključenje razmatrane elektrane ne postoje uvjeti u postojećoj mreži, da je postojeća mreža „zagušena“.

Pod „zagušenom“ mrežom u ovom se kontekstu podrazumijeva mreža u kojoj u različitim dijelovima dana/tjedna/mjeseca naponi dostižu i propisane minimalne i maksimalne vrijednosti (i 110%Un i 90%Un), u konfiguraciji u kojoj su učinjena sva raspoloživa pojačanja mreže (presjek je najveći tipizirani za danu naponsku razinu, optimirano je uklopno stanje u funkciji stabiliziranja naponskog profila vodova) dakle, mreža u kojoj nije moguće priključiti nijednog novog korisnika. Pritom, u ovakvoj mreži eventualnim smanjenjem potrošnje dovodi se u pitanje i normalan pogon postojećih elektrana (porast napona iznad 110%Un), dok eventualni porast potrošnje (unutar odobrene snage) postojećih kupaca ruši napon ispod minimalno dopuštenih 90% Un. Zbog postojanja elektrana u mreži u slučaju porasta potrošnje ne može se koristiti niti podizanje napona na transformaciji promjenom položaja preklopke fiksne naponske regulacije niti na transformatorima SN/SN niti SN/NN, jer bi svako podizanje napona onemogućilo rad elektrana kojima bi na sučelju napon bio iznad 110%Un. Ilustrativan primjer je mreža sa sunčanim elektranama, koje u podne sunčanog dana podižu napon na 110%Un, dok na tom istom mjestu u mreži, u kasnovečernjim satima, kada je maksimum potrošnje dok nema proizvodnje, napon pada na 90%Un.



Slika 11. „Zagušenje mreže“ – napon u mreži u normalnom pogonu doseže oba ekstrema

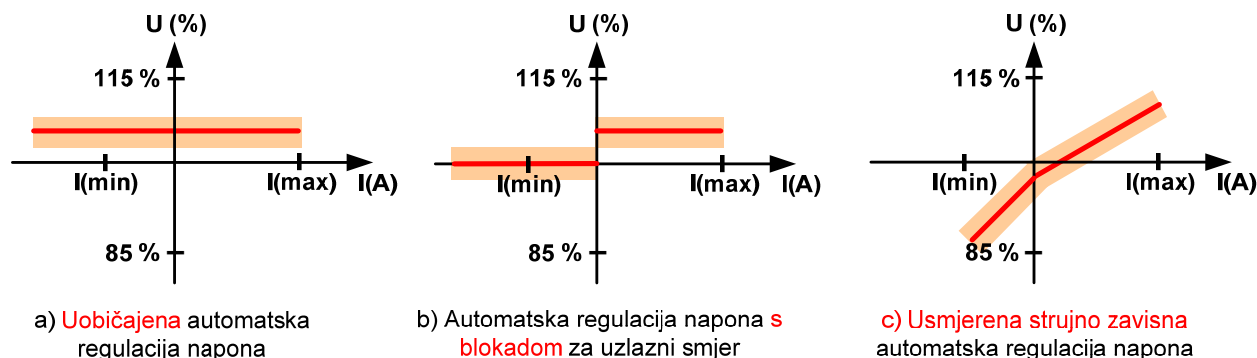
Aktualna situacija od sredine 2014. godine: u čitavoj Slavoniji, te u pojedinim dijelovima mreže u drugim distribucijskim područjima - situacija u mreži je takva da se na distribucijsku mrežu (a pogotovo na SN) uopće više ne mogu priključivati nove elektrane. Elektrane bi postale neisplativa investicija zbog prevelikih troškova priključenja zbog golemih troškova stvaranja uvjeta u mreži (npr. prelaskom dijela mreže 10 kV na 20 kV naponsku razinu) ako se ne prihvati sasvim novo (do tada neprimjenjivano u distribucijskoj mreži) stvaranje uvjeta u mreži uvođenjem automatske regulacije napona na transformaciji 35/10 kV kao moguće tehničko rješenje stvaranja uvjeta u mreži.

Nadalje, zbog stalnog pada potrošnje u mreži zbog trendova na koje operator ne može utjecati, operator bez uvođenja automatske regulacije napona na transformaciji 35/10 kV kao mogućeg tehničkog rješenja sanacije naponskih prilika neće moći osigurati preuzimanje sve proizvedene energije iz priključenih elektrana (i povlaštenih proizvođača) u slučaju smanjenja konzuma u okolnoj mreži, koje je u mnogim dijelovima mreže sve prisutnije (i to ne samo zbog odumiranja ruralnih naselja, nego i zbog gašenja privrede zbog aktualne recesije, štednje energije, učinkovitog zgradarstva, masovnog iseljavanja iz ekonomskih razloga).

4.3.1. Odziv HEP-ODS-a: Uvođenje automatske regulacije napona u transformatore SN/SN

Uvođenje automatske regulacije napona (ARN) na transformaciji 35/10 kV predstavlja velik iskorak za operatora distribucijskog sustava, ali prednosti koje ovaj korak donosi (tamo gdje se pokaže da je to optimalno tehničko rješenje) su brojne. Ovim rješenjem se uz minimalne troškove stabilizira 10 kV napon, slika 12a), u čitavom trafopodručju TS 35/10 kV, a posredno i 0,4 kV napon, što dugoročno povećava iskoristivost mreže i jednostavnije priključenje većeg broja novih korisnika mreže. Ovo rješenje je povoljno za Korisnika mreže/elektranu i za gospodarstvo RH: korisniku operator može ponuditi stvaranje tehničkih uvjeta u mreži koje je za njega povoljnije i po troškovima i po rokovima (brže i jeftinije) čime se pomaže korisniku, a istodobno, povoljnijim uvjetima priključenja, potiču se investicije u RH.

U roku kraćem od godine dana operator je od prvog koraka prihvaćanja uvođenja ARN na transformaciji 35/10 kV prešao s uobičajene ARN, na regulaciju s blokadom za uzlazni smjer, do usmjerene strujno zavisne ARN (slika 12). Do kraja 2015. godine izdano je (prema izrađenim EOTRP-ima koji su potvrdili optimalnost ARN) 15 PEES u kojima se uvjetuje ARN u 17 postojećih TS 35/10 kV (dakle, 34 transformatora). Od toga su po 5 izdanih PEES realizacije priključenja već u tijeku (zahvati u 7 TS, ukupno 14 transformatora 35/10 kV).



Slika 12: Krivulje regulatora automatske regulacije napona

Ovo je, na izvjestan način, uvođenje automatike u dubinu distribucijske mreže, čime počinje era transformacije distribucijske mreže u naprednu mrežu (smart grids). Iako je sveobuhvatna primjena automatike u dubini distribucijske mreže još uvijek daleka budućnost, ne može se negirati činjenica da je intenzivnija integracija distribuiranih izvora (počevši 2010. godine) već u prvih pet godina dovela mrežu u stanje da ne može funkcionirati bez implementacije tehnologija koje karakteriziraju napredne mreže.

5. ZAKLJUČAK

Distribucijska mreža se od svojih početaka razvijala i postupno usavršavala slijedeći polagani porast konzuma (potrošnje) koji se i u godinama najizraženije elektrifikacije nije penjao iznad 5% godišnje. U svojoj stogodišnjoj jednosmjernoj i radialnoj koncepciji distribucijska mreža je dosegla svoju optimalnost i danas besprijekorno izvršava zahtjevu zadaću pouzdane opskrbe kupaca električnom energijom. Međutim, od početka poticanja priključenja distribuiranih izvora, koji su se priključivali uglavnom baš na distribucijsku mrežu, ignorirana je činjenica da je distribucijska mreža nastala, održavana i razvijana već više od stoljeća s ciljem ispunjavanja samo jedne namjene: distribuiranja električne energije od prijenosne mreže do kupaca, te da njen dizajn i koncepcija ni po čemu nisu prilagođeni akviziciji energije iz distribuiranih izvora.

U posljednje dvije godine u Republici Hrvatskoj izdano je suglasnosti za priključenje elektrana na distribucijsku mrežu ukupne snage 367 MW, što je 11,5% maksimalnog opterećenja čitavog elektroenergetskog sustava RH. Čak i kada bi se radilo o kupcima, ovo bi bila stopa rasta koju bi bilo izazovno pratiti. Ali ne radi se o kupcima. Radi se o bitno značajnijoj promjeni, koja uvodi sasvim nove izazove i otvara nova područja djelatnosti za koja do sada distribucijski sustav uopće nije trebao biti spreman. Pojava novih distribuiranih izvora, zahvaljujući poticajnim zakonima [3], [4], [5], [6] i [7] je nagla - trenutno je ukupno 5465 važećih izdanih PEES za priključak elektrane na mrežu, ukupne priključne snage preko 766 MW (što je 24 % maksimalnog opterećenja elektroenergetskog sustava RH), a od toga je na distribucijsku mrežu do sada priključeno 1490 elektrana, priključne snage preko 154 MW). Treba uvažiti da je broj elektrana priključenih na distribucijsku mrežu do 2010. godine bio – jednoznačenast!

Ova dinamika integracije distribuiranih izvora nije dala distribucijskoj mreži neophodno vrijeme za kvalitetno pregrupiranje, reorganizaciju i prilagodbu novim izazovima. Uvažavajući činjenicu da je u distribucijskoj mreži, po zakonu velikih brojeva, radi njene složenosti i brojnosti njenih elemenata (objekata), svaku sustavnu promjenu potrebno osmisliti na razini čitave mreže, te razviti jasan i sveobuhvatan sustav njene provedbe, uvažavajući i sve specifičnosti lokalne mreže, nezamislivo je očekivati da se takve promjene u distribucijskoj mreži mogu dogoditi odjednom. Ipak, HEP-ODS je uspio nezamislivo – uspio je, bez novozaposlenih, bez pregrupiranja, bez poticaja i bez ikakve podrške i razumijevanja zakonodavca, regulatora ni mjerodavnog ministarstva odraditi, i to pod velikim pritiscima, sve iznenadne „poplave“ zahtjeva prouzročenih izmjenama poticajnih propisa. Pritom se, radeći bez nužnih normi, učeći i uvodeći u hodu neophodna nova pravila, hrabro hvatao u koštac i sa zatečenom slabom mrežom koja nije mogla podnijeti iznenadnu promjenu namjene iz jednosmjerne u dvosmjernu.

Iako je turbulentno vrijeme stalnih izmjena poticajnih zakona, nadajmo se, iza nas, pred HEP-ODS-om su brojni novi izazovi, dijelom kao rezultat uočenih nedostataka kroz iskustva u ispitivanju i pogonu elektrana s mrežom, a dijelom i zbog spoznaja o ozbiljnosti utjecaja sve veće gustoće distribuiranih izvora u mreži. Trenutno se rješavaju pitanja nedjelotvornosti zaštite elektrane od otočnog pogona (iako bi to trebala biti zadaća elektrana), u tijeku je izrada uputa za priključenje kupca s vlastitom elektranom (takvi zahtjevi se intenziviraju unazad pola godine, od donošenja Zakona o obnovljivim izvorima energije i visokoučinkovitoj kogeneraciji [12], koji je stupio na snagu 01.01.2016.), te aktivnosti s ciljem izrade složenih analiza mreže unutar HEP-ODS-a (elaborate: EOTRP, EUEM, EPZ i studije razvoja mreže), za što je nabavljena odgovarajuća programska podrška, a predstoji i preispitivanje postojećih kriterija za razvoj distribucijske mreže u okolnostima sve većeg udjela distribuiranih izvora.

Iskustva opisana u referatu samo su malen dio izazova s kojima se svakodnevno suočava HEP-ODS i koja samozatajno i djelotvorno rješava daleko od očiju javnosti. Svi vrijedni djelatnici HEP-ODS-a čiji doprinos je očit u broju uspješno izdanih uvjeta priključenja i uspješno priključenih elektrana, zaslužili su mnogo više od jednog referata.

S ponosom se može istaći da su sve priključene elektrane, svih njih 1490, u primjerenom pogonu s mrežom, te da je skladni suživot elektrana, kupaca i distribucijskog sustava naša stvarnost.

Sada, gotovo desetljeće nakon donošenja prve generacije poticajnih propisa, HEP-ODS s ponosom može reći da su ga distribuirani izvori naučili da radi brzo, misli munjevito, ali donosi odluke smireno – i da se stalno mijenja i prilagođuje novonastalim okolnostima. U posljednjih 8 godina, potaknut integracijom distribuiranih izvora, distribucijski sustav, po prvi puta u 120 godina postojanja, doživio je korjenite promjene zbog kojih nikada više ništa neće biti kao prije. Tromi radijalni distribucijski sustav dio je prošlosti iz koje se u proteklih osam godina modelirao novi, fleksibilni distribucijski sustav čija je bliska budućnost ispunjena naprednim tehnologijama, a zahvaljujući distribuiranim izvorima, nema ni najmanje sumnje da je budućnost s naprednim mrežama već stigla.

6. LITERATURA

- [1] Opći uvjeti za opskrbu električnom energijom (NN, br. 14/06)
- [2] Pravilnik o naknadi za priključenje na elektroenergetsku mrežu i za povećanje priključne snage (NN, br. 28/06)
- [3] Mrežna pravila elektroenergetskog sustava (NN, br. 36/06)
- [4] Tarifni sustav za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije (NN br. 33/07, 63/2012, 121/2012 i 144/2012, 133/2013 i 151/2013)
- [5] Pravilnik o korištenju obnovljivih izvora energije i kogeneracije (NN br. 67/07, 88/12)
- [6] Pravilnik o stjecanju statusa povlaštenog proizvođača električne energije (NN br. 67/07, 132/13, 81/14, 93/14, 24/15))
- [7] Uredba o minimalnom udjelu električne energije proizvedene iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije čija se proizvodnja potiče (NN 33/07)
- [8] Uredba o naknadi za poticanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije (NN 33/07, 128/13)
- [9] Strategija energetske razvoja Republike Hrvatske (NN 130/09)
- [10] Zakon o energiji (NN 120/12, 14/14)
- [11] Zakon o tržištu električne energije (NN 22/13)
- [12] Zakon o obnovljivim izvorima energije i visokoučinkovitoj kogeneraciji (NN 100/15)
- [13] Zakon o prostornom uređenju (NN 153/13)
- [14] Zakon o gradnji (NN 153/13)