

Uklapanje vjetroelektrana u EES Hrvatske i ekonomska valorizacija električne energije proizvedene u vjetroelektranama

Autori:

Doc.dr.sc. Ranko Goić

Fakultet elektrotehnike, strojarstva i brodogradnje Split

Katedra za električne mreže i postrojenja

rgoic@fesb.hr, www.fesb.hr/~rgoic

Marko Lovrić, dipl. ing.

HEP Prijenos d.o.o., Prijenosno područje Split

marko.lovric@hep.hr

Sažetak

U radu su opisana dva bitna aspekta rada vjetroelektrana vezana za perspektivu razvoja vjetroenergetike u Hrvatskoj. Prvi se odnosi na sistemski utjecaj rada vjetroelektrana u povezanom elektroenergetskom sustavu. Opisani su mogući utjecaji i interakcija s postojećim sustavom na osnovu saznanja iz nekih zemalja EU, respektirajući specifičnosti rada elektroenergetskog sustava Hrvatske. Drugi aspekt se odnosi na ekonomsku valorizaciju proizvodnje električne energije proizvedene u vjetroelektranama, odnosno moguće načine na koji se osigurava otkup električne energije, uključujući i procjenu iznosa potrebnih subvencija.

Ključne riječi

Vjetropark, elektroenergetski sustav, troškovi, cijena električne energije, subvencije

Wind farms integration in Croatian power system and economic valorization of generated electrical energy

Summary

This work describes two important aspects of wind park operation, connected with perspectives of wind power development in Croatia. The first one deals with wind parks system impacts and interaction in interconnected power system. Possible influences and interaction with existing power system are described, based on knowledge of some EU countries, respecting some specific aspects of Croatian power system operations. The second aspect deals with the economic valorization of electric energy generated in wind parks, i.e. deals with the possible ways of assuring the generated electricity purchase, including the estimate of the necessary subsidies amounts.

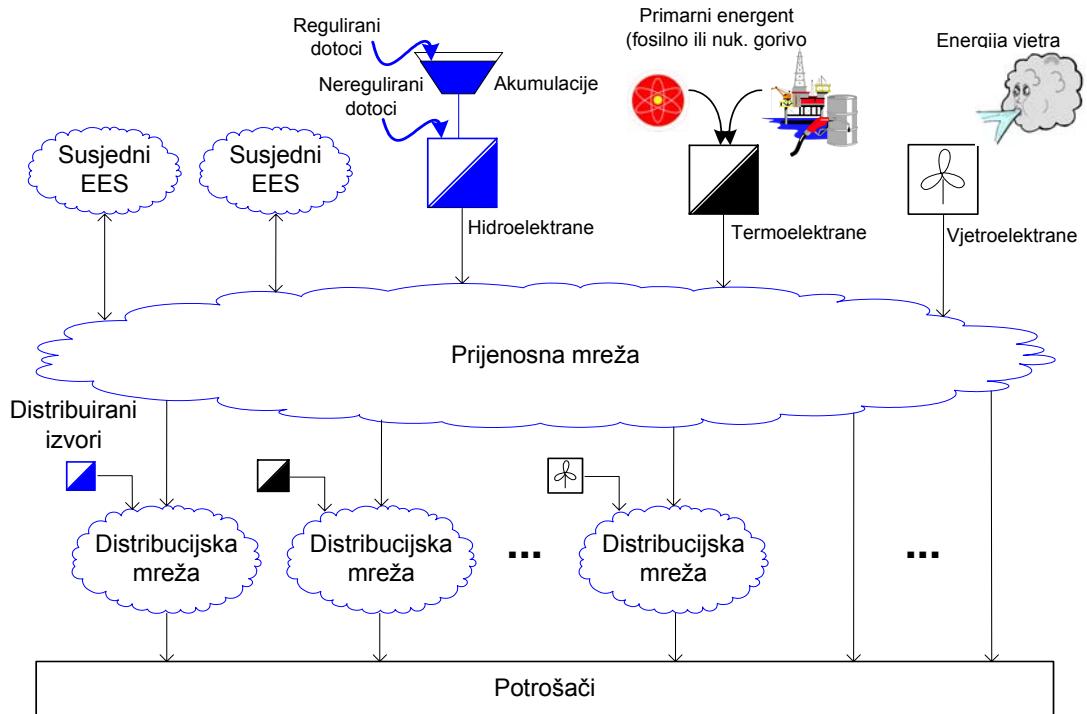
Key words

Wind farm, power system, costs, electric energy price, subsidies

1. Uvod - elektroenergetski sustav, planiranje i vodenje

Elektroenergetski sustav (EES) u fizičkom dijelu čine četiri osnovne komponente (slika 1):

- Proizvođači električne energije (elektrane),
- Prijenosna mreža uključujući i povezne vodove prema susjednim državama,
- Distribucijske mreže
- Potrošači električne energije.



Slika 1: Elektroenergetski sustav

Položaj i uloga elektrana u EES-u ovisi o naponskom nivou na kojem su priključene, te o mogućnosti odnosno načinu njihova angažiranja s obzirom na primarni energet i tehničke karakteristike. Elektrane priključene na prijenosnu mrežu obično su veće snage (npr. $P_n > 10\text{MW}$), te se mogu svrstati u tzv. sistemske elektrane čiji je pogon utjecajan na okoliš prijenosne mreže ovisno o snazi elektrane i mogućnosti sudjelovanja u pokrivanju sistemskih usluga. One se uglavnom centralizirano planiraju, vode, i dispečiraju. S druge strane, elektrane priključene na distribucijsku mrežu su redovito manje snage, nazivaju se distribuirani izvori, a njihov pogon je uglavnom od lokalnog utjecaja. Planiranje rada i vođenje EES-a na svim vremenskim razinama ovisi o karakteristikama pojedinačnih elektrana i njihovo strukturi u EES-u, tj. o:

- Primarnom energetu, gdje se javljaju dvije osnovne kategorije:
 - elektrane na fosilna goriva i nuklearne elektrane, čija raspoloživost najčešće ne ovisi o primarnom energetu,
 - elektrane koje koriste obnovljive izvore energije, čija je raspoloživost uvjetovana prirodnim pojavama (kiša, vjetar, sunce...) koje nije moguće kontrolirati izuzev kod akumulacijskih hidroelektrana.
- Tehničkim karakteristikama koje uvjetuju manevarske sposobnosti kao što su brzina ulaska u pogon, mogućnost (i ekonomičnost) promjene snage, brzina odziva na poremećaje i sl. Osnovna podjela se može napraviti na slijedeći način:
 - temeljne elektrane (npr. velike termoelektrane na ugljen, nuklearne elektrane) koje rade s konstantnom snagom,
 - vršne elektrane (npr. plinske termoelektrane i akumulacijske hidroelektrane) koje mogu brzo ulaziti u pogon i mijenjati snagu, prilagođavajući na taj način ukupnu proizvodnju električne energije u EES-u potrošnji,
 - elektrane čiji je pogon ovisan isključivo o eksternim uvjetima (npr. vjetroelektrane i protočne hidroelektrane), tj. angažiraju se prema dinamici koju određuju prirodni uvjeti, a kontrolirana regulacija (smanjenje) snage je moguća samo uz značajne ekonomski efekti (i to negativne – preljevi, neiskorišten vjetar)

Zadnja kategorija ima i dodatni nedostatak – instalirana snaga redovito je daleko manja od raspoložive snage, tako da ne mogu u značajnijoj mjeri sudjelovati u podmirenju snage za potrebe EES-a. Neke karakteristike pojedinih vrsta elektrana s obzirom na reperkusije u planiranju i vođenju EES-a prikazane su na slici 2.

Vremenski interval	 HE	 TE	 VE	
Izgradnja izvora el.en.	3-30 g.	Živ. vijek ~100g. Inv. troškovi 1000-3000EUR/kW	Živ. vijek 25-40g. Inv. troškovi 500-1200EUR/kW	Živ. vijek 20-25g. Inv. troškovi 900-1500EUR/kW
Planiranje proizvodnje	1 dan 1 godina	Ovisno o hidrologiji, +/- 30% na god. razini, a daleko više na dnevnoj raz. Regulabilne ovisno o volumenu akumulacije Faktor angažiranja ~25%(a), ~50%(p)	Promjenljivi troškovi i proizvodnja ovisno o cijenama goriva Faktor angažiranja ~20%(vršne) -80%(temeljne)	Proizvodnja ovisna o brzini vjetra Nepredvidivo na god. razini Donekle previdivo na razini 1-3 dana Faktor ang. 15-35%
Dispečing, vođenje, regulacija	1s 1 dan	Vrlo fleksibilne u regulaciji na svim vremenskim razinama	Slabija mogućnost regulacije od HE (osim plinskih) Koriste se po potrebi za tercijarnu regulaciju	Potpuno neregulabilne Mogućnost redukcije proizvodnje
Rezerva snage:		Visoka za akumulacijske: i do 100% Mjesečno ovisna o hidrologiji za protočne	Ovisno o faktoru raspoloživosti: 80-95%	20-25% optimistički 0% po strogim sigurnosnim kriterijima

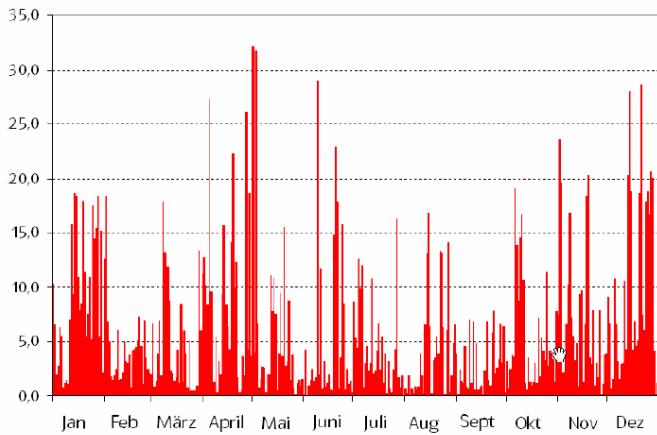
Slika 2: Karakteristike elektrana u planiranju i vođenju EES-a

2. Sistemske implikacije rada vjetroelektrana

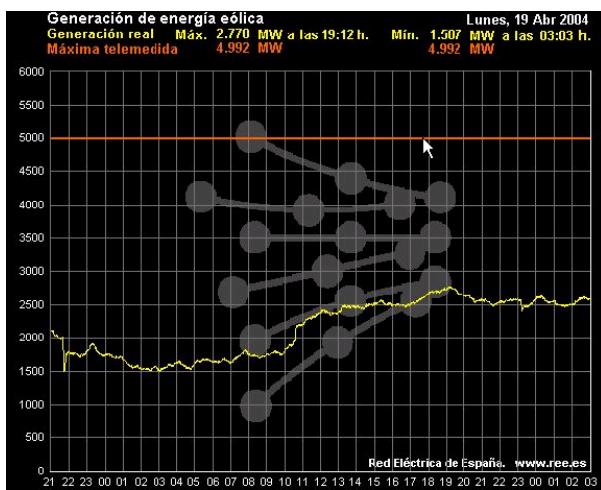
Utjecaj rada vjetroelektrana na EES može se promatrati na tri razine:

- A) Utjecaj na okolnu prijenosnu i/ili distribucijsku mrežu:
 - povećanje opterećenja okolne mreže (struja, snaga),
 - povećanje statičkih varijacija napona (specifično za „slabije“ distribucijske mreže),
 - dinamičke promjene napona, flikeri, viši harmonici,
 - promijenjeni zahtjevi na sustav zaštite okolne mreže, itd.
- B) Sistemski utjecaj na prijenosnu mrežu:
 - dinamička stabilnost,
 - održavanje frekvencije (posebno pri poremećajima – kvarovima),
 - naponska stabilnost, itd.
- C) Sistemski utjecaj na planiranje i vođenje EES-a:
 - nemogućnost dugoročnog planiranja proizvodnje,
 - ograničene mogućnosti kratkoročnog planiranja proizvodnje,
 - potreba za dodatnom balansnom energijom (energijom odstupanja – razlika planirane i realizirane potrošnje i proizvodnje električne energije npr. na satnoj razini),
 - potreba za dodatnim kapacitetima za regulaciju radne snage/frekvencije,
 - nemogućnost garancije snage, itd.

Varijabilnost rada vjetroelektrana prisutna je na svim vremenskim razinama (slika 3), a ista se može ublažiti samo u slučaju dobre prostorne disperzije (slika 4).

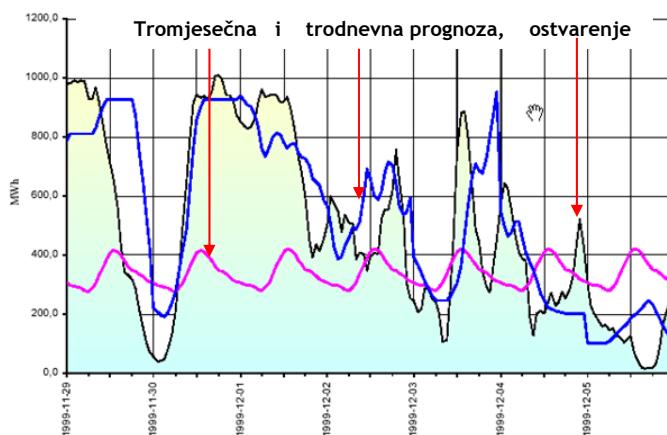


Slika 3: E.ON (Njemačka) – udio proizvodnje vjetroelektrana u pokrivanju vršnog opterećenja



Slika 4: Španjolska – proizvodnja vjetroelektrana 19.4.2004.

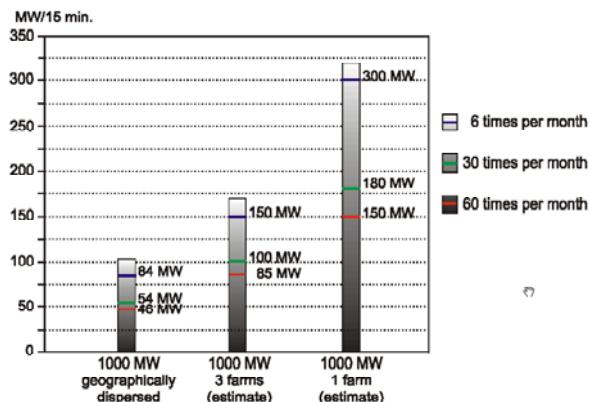
Predvidivost proizvodnje na dnevnoj razini u rijetkim slučajevima iznosi i do 90%, ali ipak rijetko iznad 50%. Na mjesечноj, a pogotovo godišnjoj razini, predvidivost proizvodnje vjetroelektrana po planskim intervalima (npr. mjesечna proizvodnja u slučaju godišnjeg plana) je gotovo zanemariva. Zbog toga je nužna odgovarajuća podrška odnosno rezerva u klasičnim elektranama. Za ilustraciju je na slici 5 prikazana usporedba tromjesečne i trodnevne prognoze s ostvarenim vrijednostima proizvodnje vjetroelektrana u Danskoj, kao zemlji s najvećim udjelom proizvodnje vjetroelektrana u ukupnoj proizvodnji električne energije.



Slika 5: Danska – primjer odstupanja plana proizvodnje vetroelektrana od realizacije

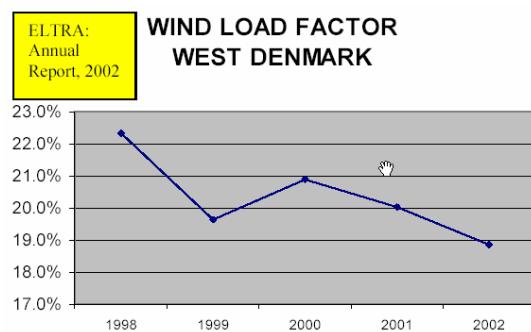
Vjetroelektrane praktički ne mogu sudjelovati u primarnoj i sekundarnoj regulaciji snage/frekvencije, te dodatno utječu na ukupnu regulacijsku grešku, što zahtijeva i dodatnu hladnu i rotirajuću rezervu u EES-u. Značaj ovakvog utjecaja ovisi o ukupnom udjelu vjetroelektrana u EES-u i samoj strukturi EES-a. Dosadašnja istraživanja ipak pokazuju kako varijacije proizvodnje vjetroelektrana na razini 1-3 minute ipak nisu značajne i ne predstavljaju veći problem u vođenju EES-a. To će zasigurno vrijediti i u Hrvatskoj, budući da visoki udio akumulacijskih hidroelektrana može bez problema pokriti vjetroelektrane čak i u slučaju njihove veće penetracije u EES Hrvatske. Međutim, to u određenoj mjeri može utjecati na ekonomičnost rada hidroelektrana.

Među najvećim nedostacima vjetroelektrana u tržišnom okruženju spada problem energije odstupanja (balansne energije). Radi se o energiji koja nastaje kao razlika planirane i ostvarene proizvodnje/potrošnje na razini 15-60 minuta, a koja se regulira na način da određene elektrane moraju povećavati ili smanjivati svoju planiranu proizvodnju. Takva regulacija se naplaćuje od proizvođača i potrošača koji su uzrokovali odstupanje, putem tržišnih mehanizama ili po reguliranim tarifama. Odstupanje proizvodnje vjetroelektrana od planirane proizvodnje na satnoj razini redovito je vrlo veliko, što može uzrokovati dodatne troškove reda veličine 10-30% ukoliko bi se odstupanje stvarno naplaćivalo od vjetroelektrana (slika 6). Djelomično rješenje ovog problema se može potražiti u međusobnom povezivanju svih proizvođača električne energije iz vjetroelektrana (tzv. „balansna grupa“), budući da se u tom slučaju ukupna pogreška u relativnim iznosima bitno smanjuje.

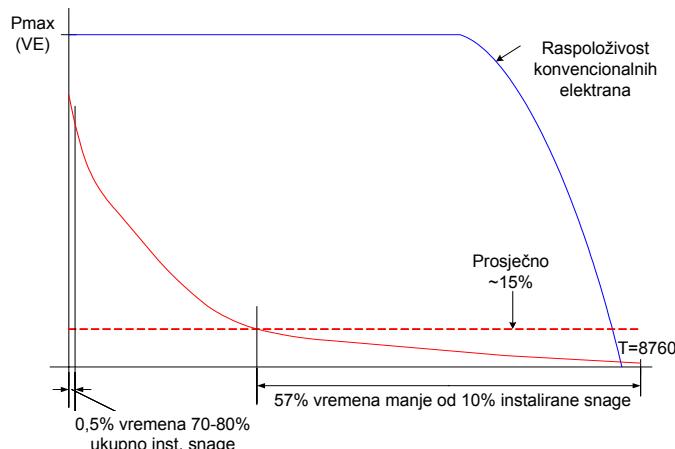


Slika 6: Proračun prosječne 15-minutne promjene snage vjetroelektrana ovisno o prostornoj disperziji

Rezerva snage kod intermitentnih izvora kao što su vjetroelektrane trajno će ostati kao problem koji nije moguće riješiti. Prema strogim kriterijima sigurnosti, vjetroelektrane ne bi uopće trebalo uzimati u obzir po pitanju rezerve snage u EES-u. U optimističkoj varijanti moglo bi se prihvatići da vjetroelektrane sudjeluju u pokrivanju rezerve snage u EES-a s iznosom koji odgovara godišnjem faktoru angažiranja, npr. 20-25% instalirane snage (slika 7). To bi trebalo uvažiti i za EES Hrvatske (inače sa zabrinjavajućim manjkom instalirane snage), možda na razini između prethodnih krajnosti, tj. na cca. $\frac{1}{2}$ faktora angažiranja što u prosjeku iznosi 10-12% instalirane snage. Za ilustraciju navedenog, na slici 8 dan je primjer godišnje krivulje trajanja proizvodnje vjetroelektrana u Njemačkoj (područje koje pokriva firma Vattenfall) i odgovarajuće krivulje trajanja raspoloživosti konvencionalnih elektrana.



Slika 7: Faktor angažiranja vjetroelektrana u Danskoj



Slika 8: Krivulja trajanja proizvodnje vjetroelektrana i raspoloživosti konvencionalnih elektrana
(Vattenfall – Njamačka)

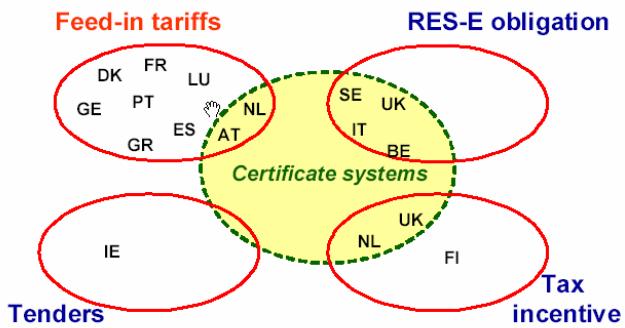
U Hrvatskoj, prema draft verziji „Odluke o minimalnom udjelu obnovljivih izvora energije, bez velikih hidroelektrana, u strukturi električne energije kojom energetski subjekt za opskrbu vrši opskrbu kupaca“, predložen je iznos od 300 MW ukupno instalirane snage iz obnovljivih izvora do 2010. g. iz kojih će električna energija biti otkupljivana po fiksnim tarifama. Za pretpostaviti je da će većina biti vjetroelektrane s obzirom na ekonomsku isplativost istih. Ako se ostane na predloženom iznosu, to bi značilo 6-7% udjela vjetroelektrana u ukupno instaliranoj snazi elektrana na teritoriju Hrvatske. S obzirom na strukturu i karakteristike EES-a Hrvatske, takav iznos ne bi trebao imati značajnije implikacije na prethodno navedene sistemske probleme, pa ni značajnije utjecati na sustav planiranja i vođenja EES-a. U takvom iznosu nema potrebe ni za detaljnijem ispitivanju takva utjecaja (u smislu tehničke mogućnosti prihvata navedene snage iz vjetroelektrana), ali ima potrebe za pripremom i prilagodbom sustava planiranja i vođenja EES-a ukoliko se takav prijedlog realizira.

Dileme koje ostaju za razmatranje su slijedeće:

1. Može li se bez većih veći problema prihvati i veća snaga. Odgovor je jasan: sigurno može, ali bi u tom slučaju trebalo napraviti kvalitetniju pripremu i ispitivanja.
2. Bez obzira na iznos, nužno je potrebno realno utvrditi očekivane tehno-ekonomske implikacije na sistemskoj razini i način njihova reguliranja u odnosu na postojeće izvore električne energije odnosno dobavljače sistemskih usluga. To se posebno odnosi na problem energije odstupanja. Pretpostavka je da će odgovarajuće troškove solidarno snositi ostali subjekti na tržištu električne energije.
3. Ostaje otvoreno pitanje hoće li moći, i pod kakvim uvjetima, biti instalirano i više snage od predložene kvote do 2010. godine ukoliko bude zainteresiranih investitora, te na koji način će se vršiti otkup električne energije.
4. Što u tom slučaju sa sistemskim troškovima, mrežarinama, troškovima energije odstupanja: mogu li biti prepusteni tržištu? Trenutno je teško vjerovati u takvu mogućnost, ali s obzirom na evidentni rast cijena proizvodnje električne energije, postoji realna mogućnost da vjetroelektrane postanu konkurentne klasičnim izvorima čak i uz pokrivanje svih troškova koje izazivaju u EES-u.

3. Ekonomска valorizacija električne energije proizvedene u vjetroelektranama

Otkupne cijene električne energije proizvedene u vjetroelektranama svugdje u svijetu su subvencionirane. Najčešći način subvencije je sustav fiksnih tarifa („feed-in tariffs“), što je predloženo i u Hrvatskoj. Radi se o otkupnim cijenama koje se proizvodaču električne energije iz vjetroelektrana garantiraju za određeno vremensko razdoblje, a koje su iznad realnih tržišnih cijena. Dodatne poticaje u nekim državama je moguće dobiti preko sustava „zelenih certifikata“ za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora (slika 9). U tablici 1 dan prikazane su trenutne otkupne cijene električne energije iz vjetroelektrana u nekim evropskim državama.

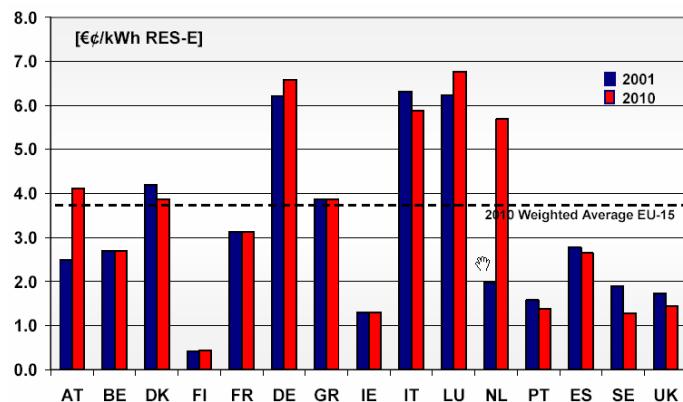


Slika 9: Načini subvencije električne energije iz vjetroelektrana u nekim evropskim zemljama

Tablica 1: Otkupne cijene električne energije iz vjetroelektrana u nekim evropskim zemljama

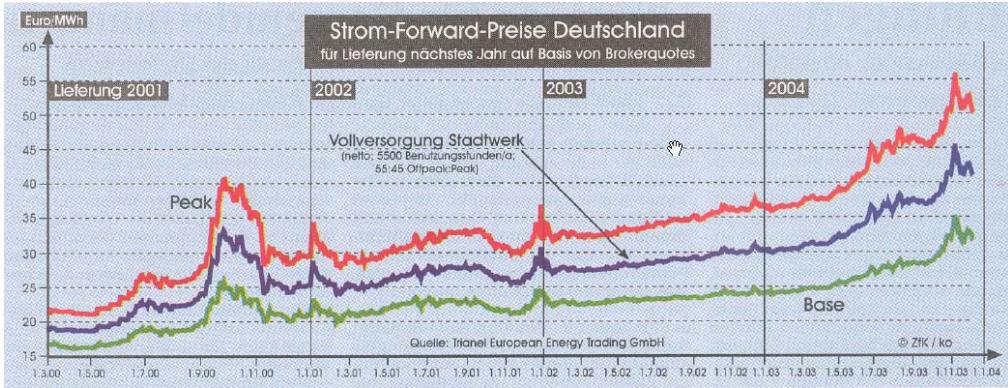
Zemlja	EUR/MWh
Austrija	73.5-109
Danska	57.6
Francuska	83.8 (prvih 5 g.) 30.5-83.8 (idućih 10 godina, ovisno o snazi) Mogući dodatni bonus zimi 7-7.5MW 10% manje za P>1500MW
Engleska	39 (tržišna cijena) + 49 (za zeleni certifikat)
Irska	47.23-52.97 (<3MW) 45.47-48.12 (>3MW)
Italija	46 (tržišna cijena) + 67 (za zeleni certifikat prvih 8 g.)
Nizozemska	77.1 (tržišna cijena + za zeleni certifikat)
Portugal	75.56-83.1 (ovisno o broju sati rada; do 2800h)
Španjolska (do 50MW)	62.806 ili tržišna cijena + 2.89
Švedska	24 (tržišna cijena) + 29 (<1.5MW) + 10% invest. tr.
Njemačka 2002 (trajanje 20 g.)	89 (prvih 5 g.), 61 (slijedećih 15 g.)
Njemačka 2003 (trajanje 20 g.)	89 (prvih 5 g. ili 9 g. za offshore), 60 (preostalo razdoblje)
Njemačka 2004 (trajanje 20 g.)	88 (prvih 5 g. ili 9 g. za offshore), 59 (preostalo razdoblje)

Na slici 10 (Izvor: EURELECTRIC) prikazane su subvencije za obnovljive izvore računate kao razlika feed-in tarifa i tržišne cijene električne energije (stanje 2001. g. i procjena 2010.g. u €c/kWh). Procjena ukupnih subvencija za 2010.g. iznosi 7.400.000.000EUR , što odgovara povećanju prodajne cijene električne energije za cca. 15%.



Slika 10: Iznosi subvencija električne energije iz vjetroelektrana u nekim evropskim zemljama

Ovakve procjene treba ipak uzeti s velikom rezervom jer su napravljene uz trenutne cijene na tržištu električne energije (slika 11). S obzirom na rast proizvodnih cijena električne energije u Evropi, odnosno cijena na tržištu električne energije, realnije je očekivati kako će tržišna cijena električne energije vrlo brzo biti iznad prosjeka feed-in tarifa u EU. To međutim još uvijek ne znači da će električna energija iz vjetroelektrana biti jeftinija od klasičnih izvora (problem balansne energije i ostalih sistemskih servisa, garancije proizvodnje itd.).



Slika 11: Kretanje cijena za forward ugovore (dugoročne) na njemačkom tržištu 2001-2004.g.

Što napraviti u Hrvatskoj po pitanju otkupnih cijena? Prvo, one trebaju biti na razini koja će omogućiti proizvođačima prihvatljivu stopu profita i rizika. Drugo, potrebno je transparentno definirati koliki je stvarni iznos subvencije, tj. koliko će određena fiksna cijena biti iznad realne cijene proizvodnje električne energije iz postojećih i novih klasičnih izvora. To je ujedno i iznos subvencije (bez sistemskih troškova i energije uravnoteženja) koju treba kao realnu naknadu (kroz mrežarine ili na neki drugi način) osigurati HEP-u ili nekom drugom koji će preuzimati i plasirati takvu električnu energiju krajnjim kupcima. Tu je vrlo bitna objektivnost procjene, koja i ne smije biti procjena već vrlo temeljito proračunata i pripremljena podloga.

Među mogućim varijantama, mogu se izdvajati izračuni na osnovu:

- prosječne proizvodne cijene
- marginalnih troškova proizvodnje
- prodajne cijene na odgovarajućem naponskom nivou

Primjeri za ilustraciju:

Varijanta A: prosječna proizvodna cijena

Pretpostavke:

- prosječna cijena je rezultat postojeće strukture proizvodnje (NE, TE, HE) i uvoza električne energije,
- cijena obuhvaća sve komponente (kapitalni troškovi, održavanje, gorivo).

Proračun:

- neka je prosječna proizvodna+nabavna cijena 35 EUR/MWh,
- neka je fiksna otkupna cijena 66 EUR/MWh (trenutni prosjek EU),
- razlika je 31 EUR/MWh,
- $300 \text{ MW} * 8760 \text{ h} * 0,25 = 657000 \text{ MWh/godišnje}$,
- $657000 \text{ MWh} * 31 \text{ EUR/MWh} \approx 20.000.000 \text{ EUR/godišnje}$,
- uz linearni godišnji rast instalirane snage: 10.000.000 EUR/godišnje (prosječno do popunjavanja kvote od 300MW, a nakon toga puni iznos subvencije).

Varijanta B: marginalni troškovi proizvodnje

Pretpostavke:

- marginalni troškovi podrazumijevaju troškove proizvodnje najsukuplje termoelektrane u sustavu ili cijene nabave električne energije ako su prosječno veći, tj. pretpostavku da će proizvodnja iz obnovljivih izvora supstituirati njenu proizvodnju,
- cijena obuhvaća sve komponente (kapitalni troškovi, održavanje, gorivo).

Proračun:

- neka je najveća cijena iz TE na mazut: 200EUR/t, 10500 kJ/kWh, 39700 kJ/kG,
- troškovi proizvodnje su tada $\sim 53 \text{ EUR/MWh}$,
- neka je fiksna otkupna cijena 66 EUR/MWh (trenutni prosjek EU),
- razlika je 13 EUR/MWh,
- $300 \text{ MW} * 8760 \text{ h} * 0,25 = 657000 \text{ MWh/godišnje}$,
- $657000 \text{ MWh} * 13 \text{ EUR/MWh} \approx 8.540.000 \text{ EUR/godišnje}$,

- uz linearni godišnji rast instalirane snage: 4.270.000 EUR/godišnje (prosječno do popunjena kvote od 300MW, a nakon toga puni iznos subvencije).

Napomena:

- podvarijanta s marginalnim troškovima je moguća i na način da se promatraju ukupni troškovi rada nove klasične elektrane, što bi u postojećim uvjetima bilo na razini cijena iz varijante B ili nešto više.

Varijanta C: prodajna cijena električne energije

- npr. prodajna cijena električne energije prema tarifnom sustavu za 110 kV (usporedivo sa otkupnom cijenom iz VE priključenom na 110 kV)
- iz prosječne prodajne cijene po tarifnom sustavu za VN treba oduzeti prosječnu cijenu mrežarine za VN, tako da se dobije prosječna cijena energije na VN
- moguće je napraviti samo dobru procjenu jer prosječna cijena ovisi o udjelu snage i omjeru potrošnje VT/NT
- prema postojećem tarifnom sustavu za prodaju električne energije i tarifnom sustavu za korištenje prijenosne mreže (mrežarina), proizlazi prosječna cijena električne energije za krajnje kupce (bez uračunate mrežarine) cca. 33,7 EUR/MWh, što približno odgovara iznosu u varijanti A

U svim promatranim varijantama potrebno je razmotriti i osjetljivost na promjenu troškova proizvodnje/nabave:

- povećanje cijena goriva znači i smanjenje realne svote subvencija,
- subvencije mogu biti samo manje – realno je očekivati povećanje cijena goriva,
- cijena goriva je samo dio proizvodne cijene, pa promjena nije linearna.

4. Zaključak

Prosječni troškovi subvencija za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora u RH mogli bi se kretati od 4-10 mil. EUR godišnje do popunjena predložene kvote od 300MW:

- ovisno o metodologiji prema kojoj će se računati
- uz pretpostavku trenutnih cijena električne energije

Sigurno će biti i dodatnih troškova (izračunljivih, ali i onih ostalih, npr. garancija snage) koji se uz dosta dobre volje mogu zanemariti u slučaju predložene snage do 300 MW, tj. nevidljivo “utopiti” u sistemske usluge koje plaćaju svi korisnici prijenosne mreže i sistemskih usluga EES-a. S druge strane, realne iznose subvencija koji slijede iz fiksnih otkupnih tarifa bi trebalo transparentno prikazati. Realni iznosi subvencija će vjerojatno padati zbog evidentnog porasta cijena primarnih energetika i cijena električne energije na tržištu. Ukupni iznosi subvencija podijeljeni na ukupnu potrošnju el.en. u RH, povećali bi prodajnu cijenu za 0,4-1%. Takav iznos je zasigurno prihvatljiv, ali osim ekološkog opravdanja i praćenja trendova i zahtjeva EU, biti će nužno i razvojno-ekonomsko opravdanje (ulazak domaće industrije u vjetroenergetiku?)

Literatura

- [1] R. Goić, M. Lovrić: Planiranje rada kao osnova za sigurno vođenje i gospodarenje EES-om Hrvatske, V savjetovanje HK Cigre, Cavtat 2001.
- [2] R. Goić, M. Lovrić, M. Žodan: Analiza osjetljivosti i analiza rizika ostvarenja godišnjih varijabilnih troškova rada EES-a , V savjetovanje HK Cigre, Cavtat 2001.
- [3] Quantifying the system costs of additional renewables in 2020, Ilex Energy Consulting, October 2003.
- [4] R. Goić: Moguće opcije razvoja tržišta električne energije u Hrvatskoj, Časopis Energija, br. 2, travanj 2003.
- [5] Helmut Alt: The economics of wind energy within the generation mix, RWE Rhein-Ruhr AG, Geschäftskunden Düren Fachhochschule Aachen, November 2003.
- [6] A Quantitative Assessment of Direct Support Schemes for Renewables, EURELECTRIC, January 2004.
- [7] D. Simpson: Tilting at Windmills - The Economic of Windpower, Hume Occasional Paper No. 65, The David Hume Institute, 2004.
- [8] The Costs of Generating Electricity, The Royal Academy of Engineering, London, March 2004.
- [9] UCTE Position Paper on Integrating wind power in the European power systems - prerequisites for successful and organic growth, March 2004.