



**FAKULTET ELEKTROTEHNIKE,  
STROJARSTVA I BRODOGRADNJE  
SPLIT**

---

---

*Okrugli stol:*  
**Proizvodnja vjetroelektrana u Hrvatskoj**

*Prilog za raspravu:*  
***Uklapanje vjetroelektrana u EES Hrvatske i  
ekonomska valorizacija električne energije  
proizvedene u vjetroelektranama***

**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

---

---

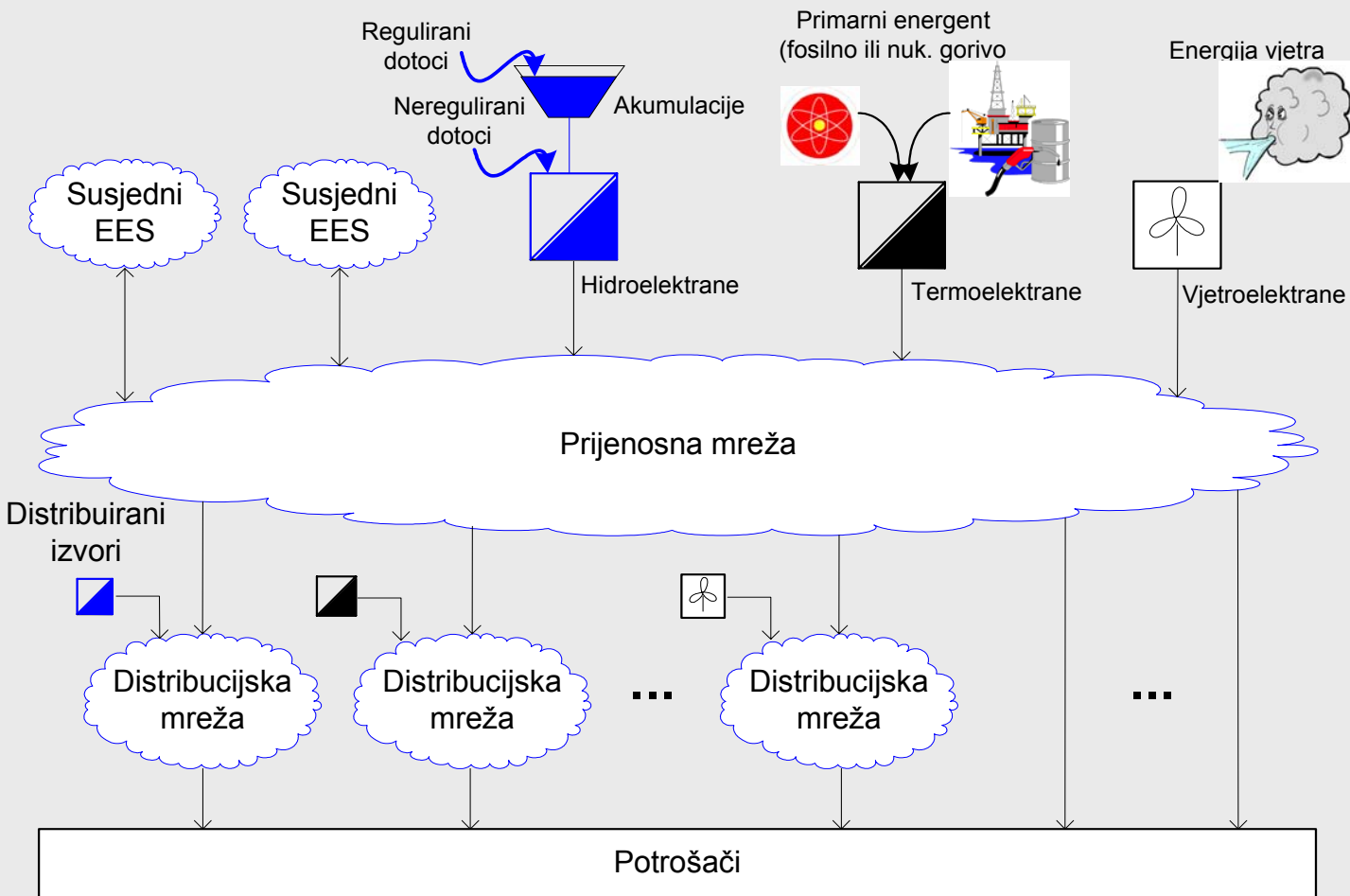
Zagreb, 29. lipanj 2004.

# Sadržaj

- Uklapanje vjetroelektrana u elektroenergetski sustav
- Ekonomska valorizacija električne energije proizvedene u vjetroelektranama




# Uklapanje vjetroelektrana u elektroenergetski sustav

# Elektroenergetski sustav (EES)



# Planiranje rada i vođenje EES-a

Ciljevi:  
 1. Osigurati potrebnu energiju i snagu za pokrivanje potrošnje  
 2. Osigurati potrebnu snagu i energiju za sigurnost rada sustava

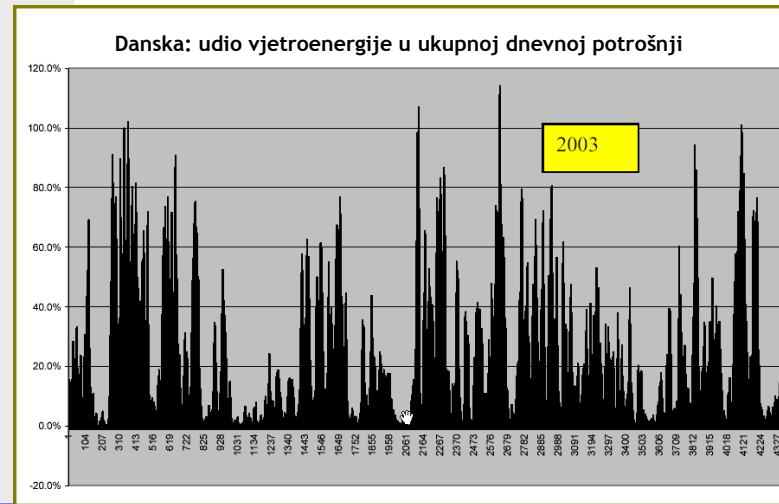
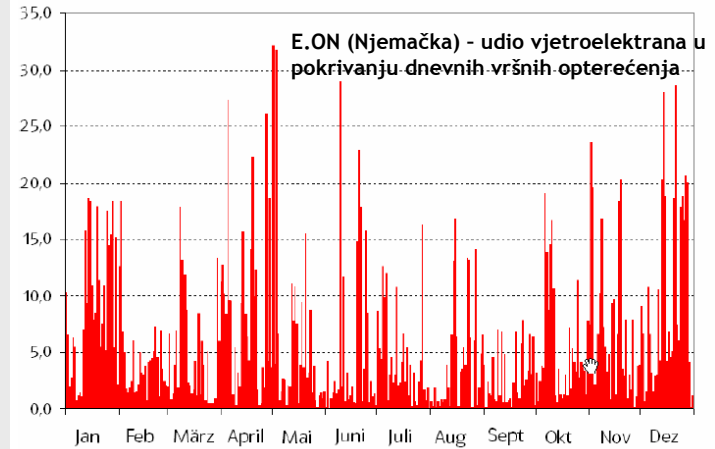
Vremenski interval	 HE	 TE	 VE
Izgradnja izvora el.en.	3-30 g. Živ. vijek ~100g. Inv. troškovi 1000-3000EUR/kW	Živ. vijek 25-40g. Inv. troškovi 500-1200EUR/kW	Živ. vijek 20-25g. Inv. troškovi 900-1500EUR/kW
Planiranje proizvodnje	1 dan - 1 godina Ovisno o hidrologiji, +/- 30% na god. razini, a daleko 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 predvidivo 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	Potupno neregulabilne Mogućnost redukcije proizvodnje
<b>Rezerva snage:</b>	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

# Utjecaj rada vjetroelektrana na EES

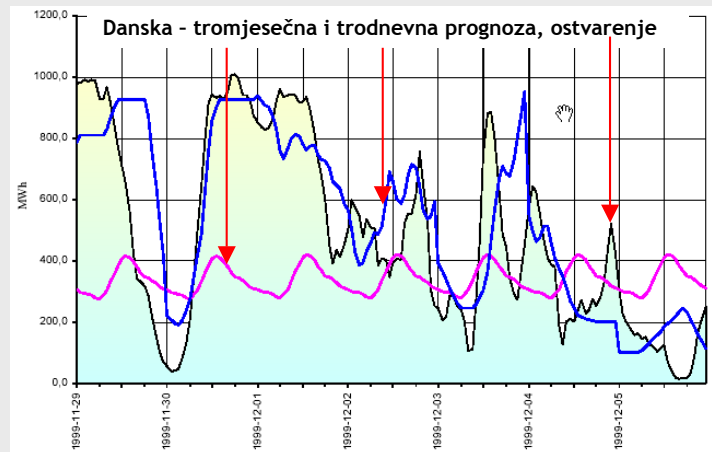
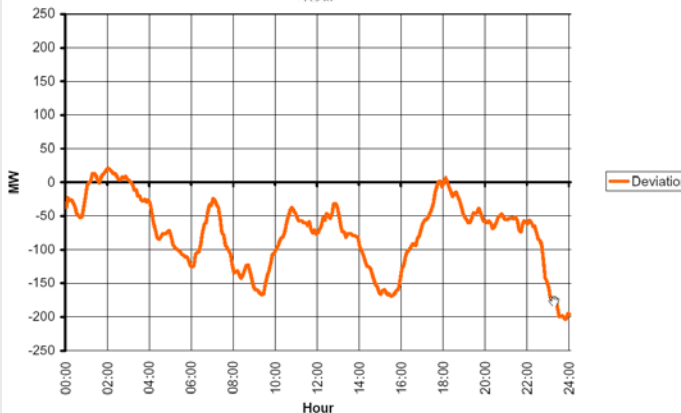
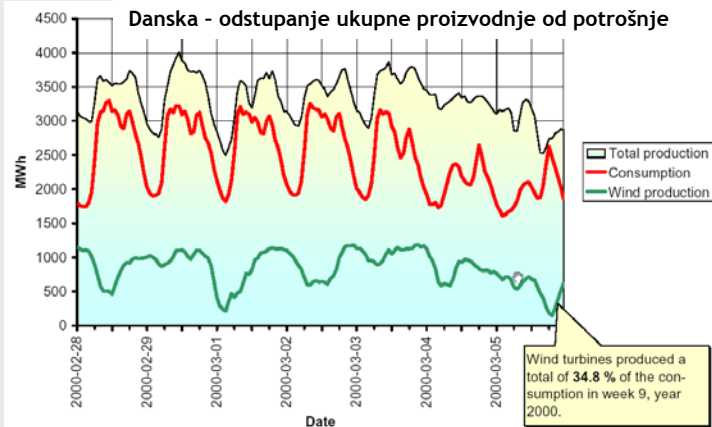
- Lokalno (mreža)
  - strujno opterećenje okolne mreže
  - povećanje statičkih varijacija napona (specifično za slabije distribucijske mreže)
  - dinamičke promjene napona, flikeri, harmonici
  - zaštita mreže
- Sistemski (mreža)
  - naponska stabilnost
  - dinamička stabilnost
  - održavanje frekvencije
- Sistemski (planiranje i vođenje EES-a)
  - nemogućnost planiranja proizvodnje na duži rok
  - ograničene mogućnosti planiranja proizvodnje na razini nekoliko dana
  - balansna energija (npr. na satnoj razini) za pokrivanje odstupanja planirane i realizirane potrošnje/proizvodnje
  - odstupanje od ugovorenog plana razmjene sa susjednim EES
  - regulacija radne snage/frekvencije
  - nema garancije snage

# Problemi sistemske razine - planiranje i vođenje

- Varijabilnost na svim vremenskim intervalima
- Prostorno dobro disperzirane vjetrofarme mogu bitno reducirati ukupnu varijabilnost proizvodnje
- Moguća predvidivost proizvodnje na dnevnoj razini i do 90%, ali ipak rijetko iznad 50%
- Na mjesečnoj i godišnjoj razini predvidivost proizvodnje je zanemariva
- Planiranje proizvodnje vjetroelektrana je vrlo teško i nepouzdana: nužna je podrška u rezervi klasičnih elektrana
- Ograničene mogućnosti regulacije: moguće je samo prisilno smanjivanje proizvodnje



# Problemi sistemske razine - ilustracija





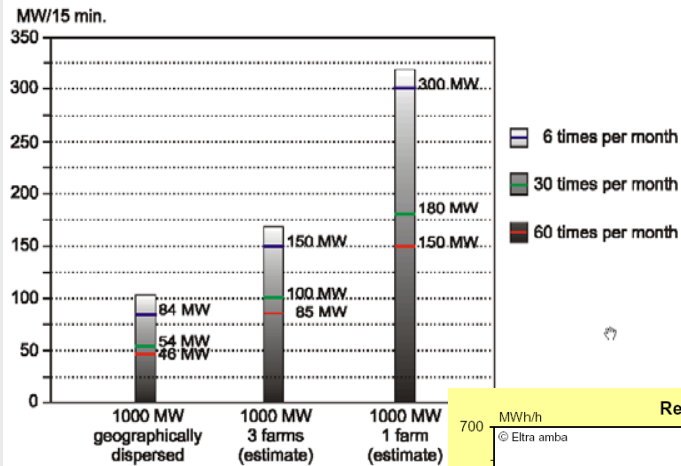
# Regulacija radne snage/frekvencije

- VE ne može sudjelovati u primarnoj i sekundarnoj regulaciji radne snage/frekvencije
- To moraju u cijelosti obaviti klasične elektrane (primarno HE, po potrebi TE)
- VE dodatno utječe na regulacijsku grešku i zahtjeva dodatnu regulacijsku snagu (rotirajuću rezervu)
- Značaj ovog utjecaja ovisi o ukupnom udjelu VE u EES-u i samoj strukturi EES-a
- Prema dosadašnjim istraživanjima, varijacije ukupne proizvodnje VE na razini 1-3 minute (u slučaju dobre prostorne disperzije) ipak nisu značajne i ne predstavljaju veći problem u vođenju EES-a
- U EES-u Hrvatske, veliki (postotno) udio akumulacijskih hidroelektrana (Zakučac, Vinodol, Senj, Obrovac, Orlovac...) može bez problema osigurati ovu uslugu za VE
- Međutim, u slučaju većeg iznosa penetracije VE u EES Hrvatske, povećani zahtjevi za snagom/energijom sekundarne regulacije mogu u manjoj mjeri utjecati na ekonomičnost rada HE

# Balansna energija - energija odstupanja

- Odstupanje planirane proizvodnje i potrošnje u EES-u na razini većoj od 15 min (obično 1h)
- Balansnu energiju osiguravaju elektrane koje imaju mogućnost relativno brze regulacije, i kojima se to isplati
- Balansna energija se plaća (balancing market) u oba smjera
- Odstupanje stvarne proizvodnje VE od planirane na razini 1h, a planirano dan unaprijed, redovito je veliko
- Ovo je jedan od ključnih problema ekonomičnosti rada VE u tržišnom okruženju
- Za EES Hrvatske, HE i djelomično TE mogu pokriti ovakva odstupanja za znatnu ukupnu snagu vjetroelektrana
- Dodatno rješenje se uvijek može potražiti u razmjeni sa susjednim EES-ima, što omogućavaju veliki interkonekcijski kapaciteti sa susjedima
- Ukupni troškovi osiguranja energije odstupanja mogu biti znatni

# Balansna energija - ilustracija

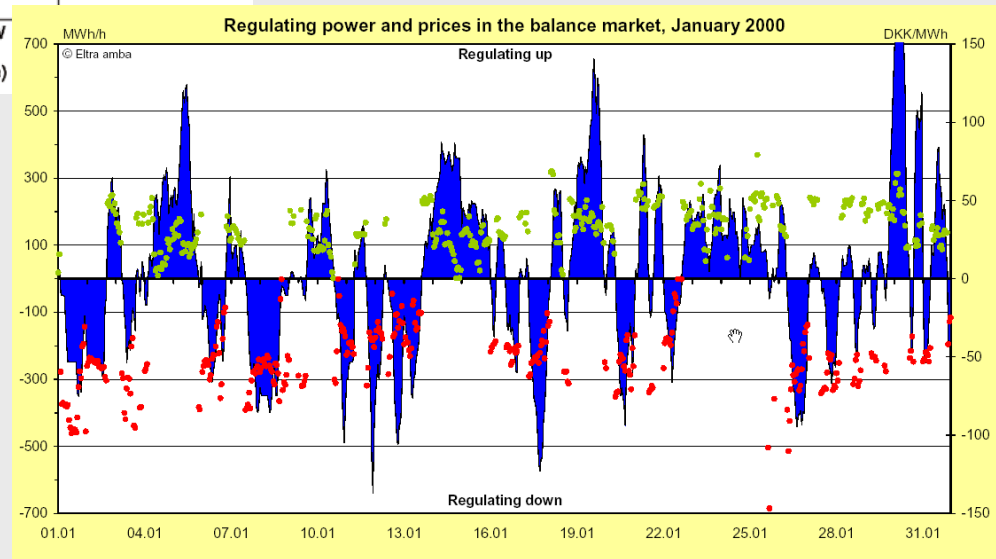


Primjer: prosječne 15-minutne promjene snage ovisno o prostornoj disperziji VE

Primjer: iznos i cijena balansne energije (Danska, siječanj 2000.)

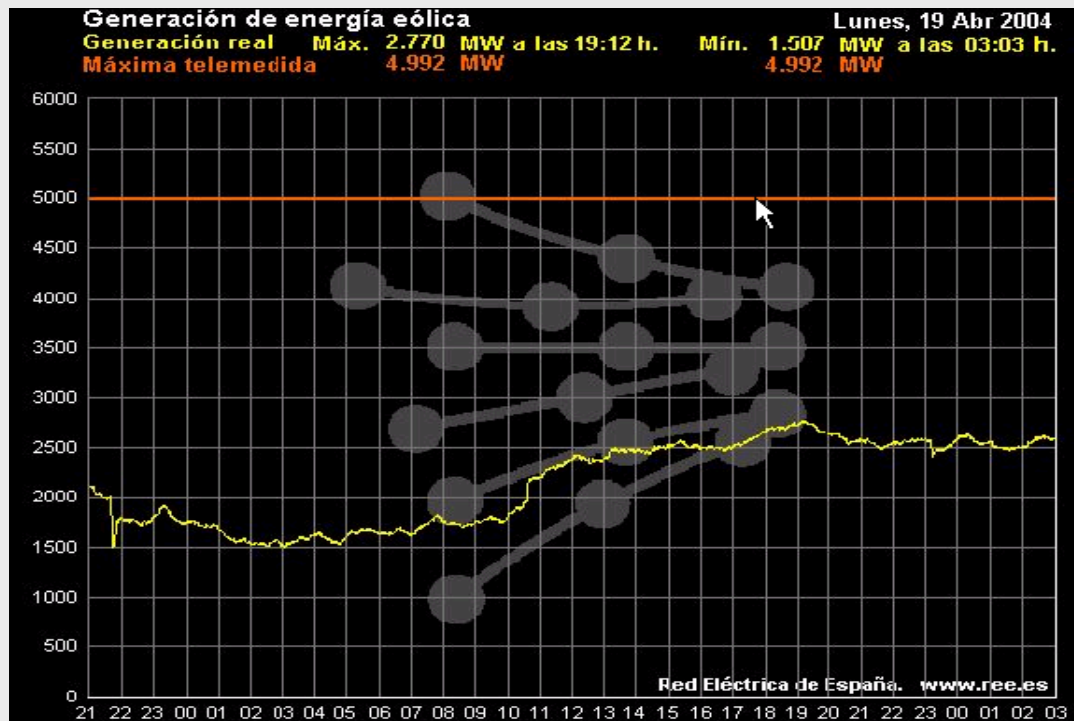
1DKK - 1kn

Prosjek: ~50kn/MWh=12EUR/MWh  
~20% prodajne cijene



# Jedan ohrabrujući primjer: Španjolska

- Dnevni dijagram proizvodnje VE
- Dobra prostorna disperzija + relativno konstantni vjetrovi → dobro dnevno izravnanje

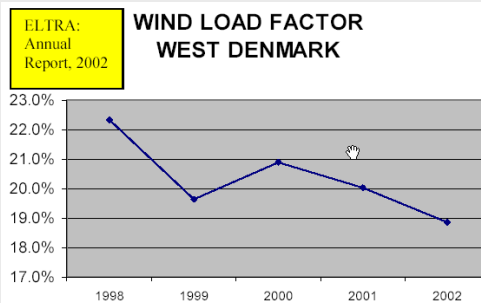
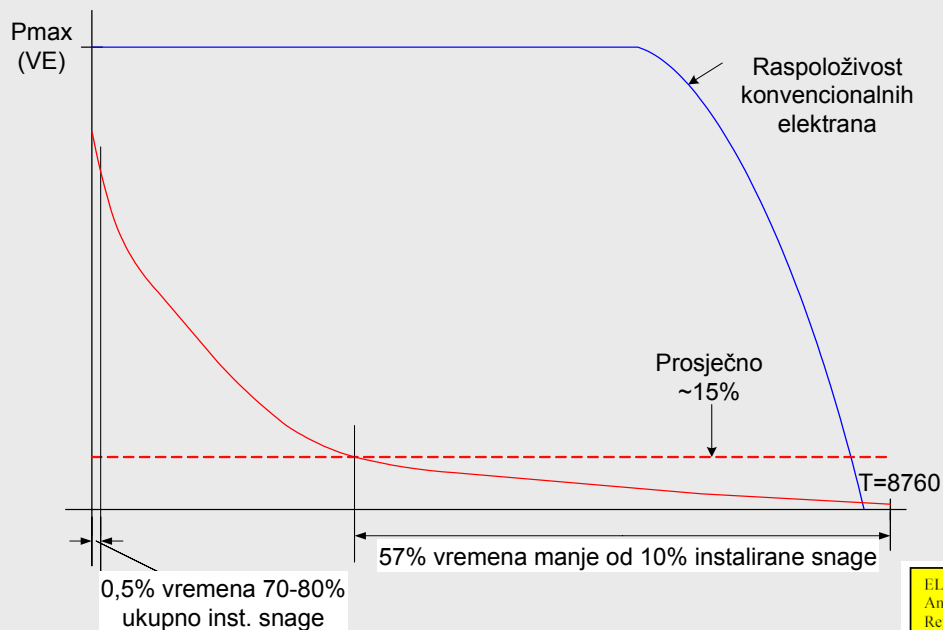


# Dugoročno planiranje proizvodnje, rezerva snage

- Na duži rok (od nekoliko tjedana nadalje) ne može se računati na rezervu snage iz VE
- Prosječno se može računati na cca. 20-25% što odgovara faktoru angažiranja VE
- Prema kriterijima sigurnosti, ne bi se trebalo računati ništa
- Problem je i u nedovoljno dugim nizovima statističkih podataka o brzini vjetra preko kojih bi se u određeno doba godine s određenom vjerojatnošću moglo računati sa snagom iz VE
- U EES-u Hrvatske, sa zabrinjavajućim manjkom instalirane snage elektrana, ipak se može računati da će VE u određenoj mjeri doprinijeti sigurnosti rada EES-a (procjena: do  $\frac{1}{2}$  faktora anagažiranja, tj. cca. 10-15% ukupne instalirane snage VE)

# Godišnja iskoristivost inst.snage VE - primjeri

Vattenfall (Njemačka), 2003.g.



# Što se može očekivati u Hrvatskoj (1)

- U draft verziji “Odluke o minimalnom udjelu obnovljivih izvora energije...” predložen je iznos od 300MW ukupno instalirane snage iz obnovljivih izvora u Hrvatskoj do 2010.g. iz kojih će el.en. biti otkupljivana po fiksnim tarifama
- Za pretpostaviti je da će većina biti VE s obzirom na ekonomsku isplativost
- Ako se ostane na predloženom iznosu, to bi značilo 6-7% udjela u ukupno instaliranoj snazi elektrana na području RH
- S obzirom na strukturu i karakteristike EES-a Hrvatske, takav iznos ne bi trebao značajnije utjecati na sustav planiranja i vođenja EES-a
- Nema potrebe za detaljnijim ispitivanjem takva utjecaja, ali ima potrebe za pripremom i prilagodbom sustava planiranja i vođenja ukoliko se prijedlog realizira

## Što se može očekivati u Hrvatskoj (2)

- Ostaju još neke dileme:
  - Može li se bez većih veći problema prihvatiti i veća snaga (odgovor: sigurno može, ali bi u tom slučaju trebalo napraviti kvalitetniju pripremu/ispitivanja)
  - 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
- Također:
  - Ostaje otvoreno pitanje hoće li moći, i pod kakvim uvjetima, biti instalirano i više snage ukoliko bude zainteresiranih investitora, te na koji način će se vršiti otkup el.en.
  - Što u tom slučaju sa sistemskim troškovima, mrežarinama, troškovima energije odstupanja: mogu li biti prepušteni tržištu (odgovor: trenutno je teško u to vjerovati, ali s obzirom na rast cijena...?)

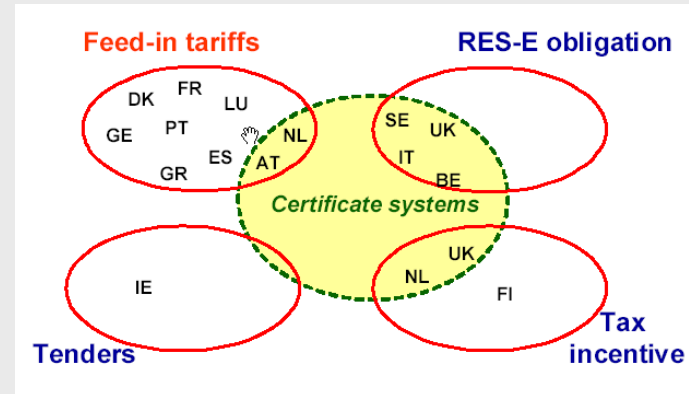


# Ekonomska valorizacija električne energije proizvedene u vjetroelektranama

# Otkupne cijene el. en. iz VE (EU)

- Svugdje su subvencionirane
- Najčešće fiksne feed-in tarife

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) Moguć 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)



# Otkupne cijene el. en. iz obnovljivih izvora (EU)

Prosječne otkupne cijene el. en. iz obnovljivih izvora (bez velikih HE) u EU 2001.g.  
(Izvor: EURELECTRIC)

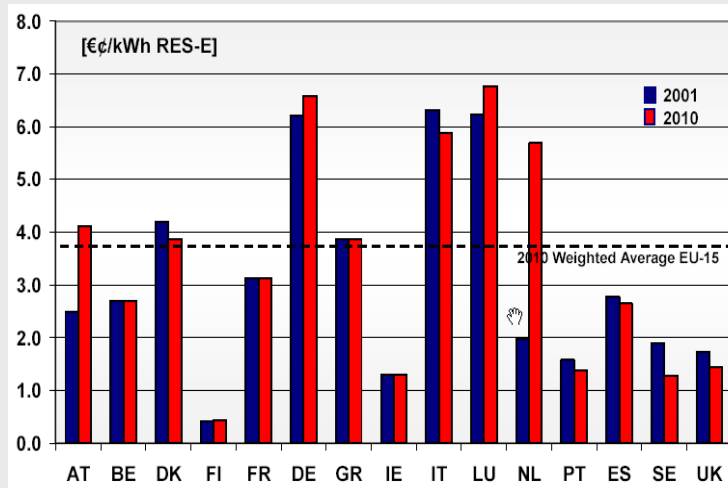
COUNTRY	Average RES price in 2001	Wholesale Electricity market price 2001
	[€/kWh]	[€/kWh]
1	2	3
AUSTRIA*	4.69	2.20
BELGIUM	5.00	2.30
DENMARK*	6.55	2.36
FINLAND**	2.70	2.28
FRANCE*	5.45	2.32
GERMANY*	8.62	2.41
GREECE*	6.16	2.30
IRELAND	5.50	4.20
ITALY	12.32	6.00
LUXEMBOURG*	8.53	2.30
NETHERLANDS	4.28	2.30
PORTUGAL*	6.38	4.80
SPAIN*	6.62	3.85
SWEDEN**	4.18	2.29
UK	4.75	3.02
TOTAL		
Weighted Average	6.66	3.02
TOTAL Feed-in		
Weighted Av. Feed-in	6.83	2.63

Subvencije za obnovljive izvore računane kao razlika feed-in tarifa i tržišne cijene el.en.  
→ stanje 2001. g. i procjena 2010.g.

(prosječno 33 EUR/MWh)

Procjena ukupnih subvencija za 2010.g.:  
7.400.000.000EUR → povećanje prodajne cijene za 4.4 EUR/MWh

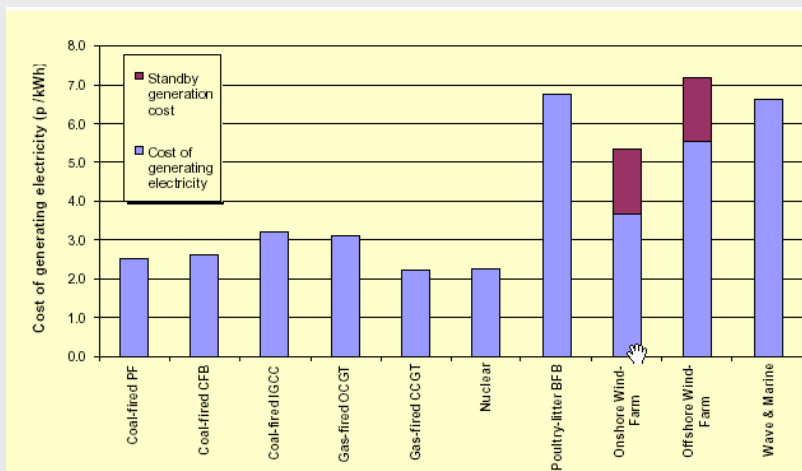
(Izvor: EURELECTRIC)



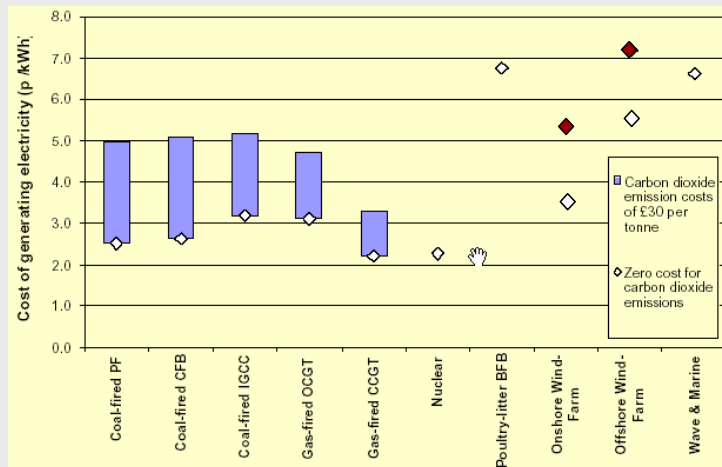
# Primjer proračuna iz Engleske

Prema studiji “The costs of Generating Electricity”, The Royal Academy of Engineering, march 2004.  
(preračunavanje: 1p ~ 1.5€c)

Ukupni troškovi proizvodnje el.en. - bez troškova za CO<sub>2</sub> (uz sadašnje cijene goriva)



Ukupni troškovi proizvodnje el.en., uključujući i troškove za CO<sub>2</sub> (0-30 £/t)



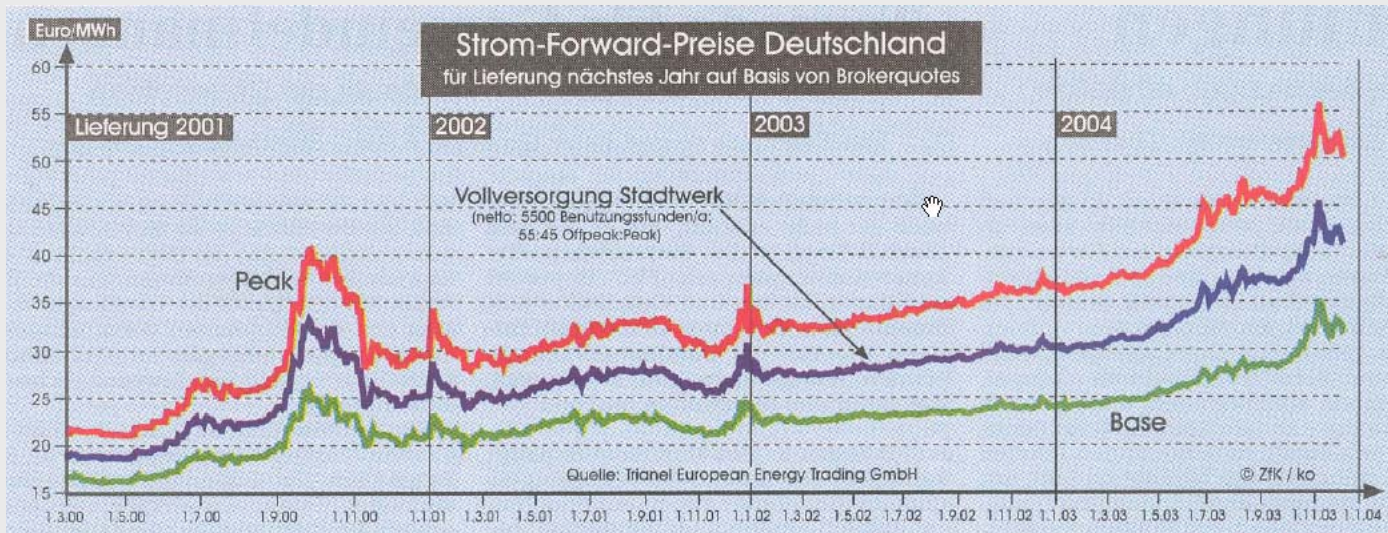
# Napomena:

Prethodne procjene su vrlo sumnjive s obzirom na rast proizvodnih cijena el. en. u Evropi odnosno cijena na tržištu el.en.

Daleko je realnije očekivati kako će tržišna cijena električne energije vrlo brzo biti iznad prosjeka feed-in tarifa u EU (što još uvijek ne znači da će el. en. iz vjetroelektrana biti jeftinija! → problem balansne energije i ostalih sistemskih servisa, garancije proizvodnje itd.)

Primjer: Kretanje cijena za forward ugovore na Njemačkom tržištu 2001-2004.

Napomena: cijene na spot tržištu su nezahvalne za ovakve procjene (10-500 EUR/MWh)



# Kako napraviti procjenu za Hrvatsku?

- Ključna je procjena koliko će otkupna cijena el.en. iz obnovljivih izvora po fiksnoj tarifi biti iznad realne (tržišne) cijene iz postojećih/novih klasičnih izvora i nabave.
- To je ujedno i iznos subvencije (bez sistemskih troškova i energije uravnoteženja) koju treba (kroz mrežarine ili na neki drugi način) osigurati HEP-u kao naknadu
- Vrlo je bitna objektivnost procjene - to i ne smije biti procjena već vrlo temeljito proračunata i pripremljena podloga
- Varijante procjene:
  - A) Na osnovu prosječne proizvodne cijene
  - B) Na osnovu marginalnih troškova proizvodnje
  - C) Na osnovu prodajne cijene na odgovarajućem naponskom nivou
  - D) ?

# Varijanta A: prosječna proizvodna cijena

- Napomena: prosječna proizvodna cijena je uzeta proizvoljno radi ilustracije (zbog zaštite komercijalnih podataka HEP-a)
- Pretpostavke:
  - prosječna cijena je rezultat postojeće strukture proizvodnje (NE, TE, HE) i uvoza električne energije
  - cijena obuhvaća sve komponente (kapitalni troškovi, održavanje, gorivo)
- Npr.:
  - 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
  - $300 \text{ MW} * 8760 \text{ h} * 0,25 = 657000 \text{ MWh/godišnje}$
  - $657000 \text{ MWh} * 31 \text{ EUR/MWh} = 20.000.000 \text{ EUR/godišnje}$
  - Uz linearni godišnji rast instalirane snage: 10.000.000 EUR/godišnje (prosječno do popunjenja kvote od 300MW)
- 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

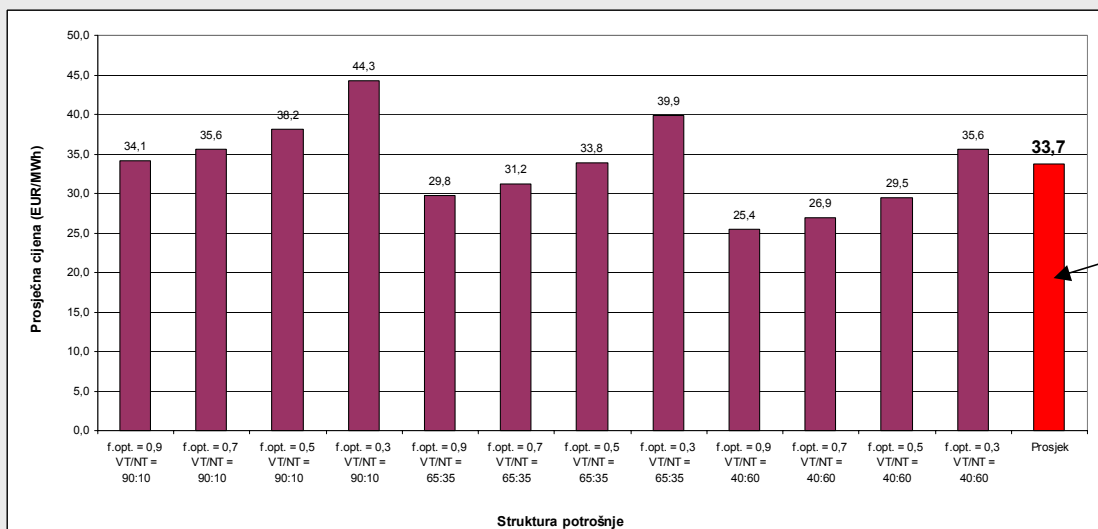
# Varijanta B: marginalni troškovi proizvodnje

- Podrazumijeva troškove proizvodnje najskuplje termoelektrane u sustavu ili cijene nabave električne energije ako su prosječno veći, tj. pretpostavku da će proizvodnja iz obnovljivih izvora supstituirati njenu proizvodnju
- Pri tome treba uzeti u obzir samo troškove za gorivo!
- Npr.:
  - neka je najveća cijena iz TE na mazut: 200EUR/t, 10500 kJ/kWh, 39700 kJ/kg
  - troškovi proizvodnje su tada ~ 53 EUR/MWh
  - neka je fiksna otkupna cijena 66 EUR/MWh (trenutni prosjek EU)
  - razlika je 13 EUR/MWh
  - $300 \text{ MW} \cdot 8760 \text{ h} \cdot 0,25 = 657000 \text{ MWh/godišnje}$
  - $657000 \text{ MWh} \cdot 13 \text{ EUR/MWh} \sim 8.540.000 \text{ EUR/godišnje}$
  - Uz linearni godišnji rast instalirane snage: 4.270.000 EUR/godišnje (prosječno do popunjenja kvote od 300MW)
- 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
  - S obzirom da se u proračun marginalnih troškova uzimaju u obzir samo cijene goriva, svako povećanje cijena goriva linearno smanjuje iznos subvencije
- Napomena: podvarijanta s marginalnim troškovima je moguća i na način da se promatraju ukupni troškovi rada nove klasične elektrane!



# Varijanta C: prodajna cijena el.en.

- Npr. prodajna cijena el. en. 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
- Primjer (dolje) → proizlazi prosječna cijena energije cca. 33,7 EUR/MWh → slično kao i u varijanti A



Ukupno VN:  
42,2 EUR/MWh  
Mrežarina VN:  
8,5 EUR/MWh  
Razlika (energija):  
33,7 EUR/MWh

# Privremeni zaključci

- Prosječni troškovi subvencija za proizvodnju el. en. iz obnovljivih izvora u RH mogli bi se kretati od 4-10 mil. EUR godišnje do popunjenja 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 mrežarine
- S druge strane, realne iznose subvencija koji slijede iz fiksnih otkupnih tarifa bi trebalo transparentno prikazati
- Realni iznosi subvencija će vrlo vjerojatno padati zbog porasta cijena primarnih energenata 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 vrlo prihvatljiv, ali osim ekološkog opravdanja i praćenja trendova i zahtjeva EU, biti će nužno i razvojno-ekonomsko opravdanje (ulazak domaće industrije u vjetroenergetiku?)