

6. Kronika⁴³

6.1. Biomasa – obnovljivi izvor energije s najmanje mana⁴⁴

Uvod

Biomasa je oblik obnovljive energije, koji se u današnjoj Europi koristi više od bilo kojeg obnovljivog izvora energije (uključujući velike i male hidroelektrane) za pretvorbu u toplinu, biogoriva i električnu energiju. U Hrvatskoj, korištenje se biomasom (dakle, uglavnom ogrjevnim drvom), naglašeno smanjuje – usprkos deklarativnom opredjeljenju prema obnovljivim izvorima energije! Dok je 1990. godine ogrjevno drvo sudjelovalo s 5,9 % u ukupnoj primarnoj potrošnji energije, dotle je njegovo korištenje u 2007. godini palo na 3,4 %, da bi 2010. ipak poraslo na 4,4 %, uz praktički podjednaku razinu ukupne primarne potrošnje energije! Kako biomasa pri razumnom korištenju ima najmanje mana od svih dostupnijih obnovljivih izvora energije u Hrvatskoj, takvo kretanje naprosto nije razborito.

U ovom poglavlju prikazat će se kako je biomasa, između svih obnovljivih izvora energije, oblik takve energije s (gotovo) najmanje mana. A kako je biomasa (osobito ogrjevno drvo) svojstvena ruralnim područjima, nameće se njezino prvenstveno korištenje u takvim područjima, zapošljavajući stanovništvo i zadržavajući njihov tamošnji ostanak.

Udio korištenja biomasom (2010. godine) u svim obnovljivim izvorima u Europskoj uniji je nešto veći od 2/3 (!). Rast između 2000. i 2010. godine bio je toliki da se početna količina gotovo udvostručila (točno se povećala 1,9 puta).

⁴³ U ovome poglavlju pojedini odjeljci (članci) označeni su mjestom i vremenom svoga objavljivanja. Popis i numeracija literature, navedeni su nakon svakog odjeljka, ukoliko je korištena u tom odjeljku.

⁴⁴ Članak je svojedobno pripremljen za časopis *Energija*, no on je prestao s izlaženjem (krajem 2009. godine), prije nego li je taj članak objavljen. Za ovu objavu, članak je neznatno aktualiziran.



Šumska drvena masa

Često se korištenje obnovljivim izvorima energije suženo poima samo kao izvor za preobrazbu u električnu energiju, što nije točno jer ti se izvori mogu koristiti *i koriste se još naglašenije* (kao izvor topline te za proizvodnju biogoriva), bez prethodne pretvorbe u električnu energiju. U Europskoj uniji s tadašnjih 25 članica, ukupno je iz obnovljivih izvora energije proizvedeno za 35 % više topline i biogoriva od električne energije iz obnovljivih izvora (2005)! U Njemačkoj je 2010. godine proizvedeno dvostruko više topline i biodizela iz OIE, nego li električne energije iz OIE.

Ogrjevno drvo korišteno kao izvor topline na tradicionalni način, ubraja se dakako u konvencionalne izvore energije (jedini oblik energije u srednjem vijeku), a današnje – suvremeno – njegovo korištenje pribraja se korištenju biomasom. Bioplin, rezultat je anaerobne pretvorbe biomase ili biorazgradiva otpada. Također, biogoriva nastaju tehnološkom pretvorbom biomase ili biorazgradivog otpada. Dakle, u širem smislu, korištenje je bioplinom i biogorivima zapravo korištenje biomasom i otpadom.

Svojstva biomase (dakle, uključivo i ogrjevno drvo i otpad, bioplin, kanalizacijski i deponijski plin, biodizel i tekuća biogoriva), najprije će se tablično usporediti s uobičajenim (poznatim) općim svojstvima obnovljivih izvora energije, a potom će se to malo opširnije opisati, vidi tablicu 6.1.

Tablica 6.1. Svojstva biomase u odnosu na opća svojstva OIE

Svojstvo	Obnovljivi izvori, u odnosu na iscrpive izvore energije	Biomasa, u odnosu na obnovljive izvore energije
obnovljivost	obnovljivi	obnovljiva, pri održivu korištenju
potencijal	vrlo velik (Sunčevo zračenje!)	manji, ali respektabilan
površinska distribucija	djelomično “pravednija”	manje “pravedna”
površinska gustoća	većinom mala	podjednaka ostalim; ali npr. kod slame znatno manja nego kod sunčeva zračenja
volumna gustoća energije	(nije smisljena za većinu obnovljivih izvora)	manja nego iscrpivih izvora; ali veća kod ogrjevnog drva, a manja kod slame
masena gustoća energije	(nije smisljena za većinu obnovljivih izvora)	sumjerljiva siromašnijim iscrpivim izvorima (10–15 MJ/kg)
korištenje u prirodnom obliku	nemoguće, osim geotermalne energije	moguće, primjerice ogrjevno drvo
mogućnost izvornog transporta	nemoguće, osim biomase	moguće, ali na energetske razlike udaljenost
mogućnost izvornog uskladištenja	nemoguće, osim biomase i akumulacijskih HE	moguće, te je ostvarivo korištenje u skladu s potražnjom
oscilacija prirodnog dotoka	većinom velika	velika, najčešće raspoloživa jedan mjesec godišnje, osim kod ogrj. drva
troškovi pridobivanja	većinom ih nema	postoje – veći kod ogrjevnog drva, a mali kod stajskog gnoja
troškovi i energija za transport	najčešće ih nema	uglavnom postoje – bitno kod ogrjevnog drva i slame, a mali kod stajskog gnoja
opterećenje okoliša pri pridobivanju	većinom znatno, ponajprije prostorno	nije naglašeno, ali postoji: osiromašivanje tla i erozija
opterećenje okoliša pri transformaciji u finalni oblik	većinom malo ili nikakvo, osim naglašenije kod velikih HE	veće nego kod većine drugih obnovljivih izvora
stupanj djelovanja pri transformaciji	ponekad malen	slabiji nego kod iscrpivih izvora, ovisi bitno o sadržaju vlage
nužnost rezerve ili akumulacije	većinom da, osim kod akumulacijskih HE	ne treba
mogućnost kogeneracije	većinom ne, osim kod geotermalne energije vrlo vrućih izvora	moguća
mogućnost raspršene primjene	da, radi li se o malim snagama	da, radi li se o malim snagama
sintetički zaključak	najvažnija prednost: potencijal – najvažnija mana: neusklađivost u prirodnom obliku	najvažnija prednost: uskladištive su – najvažnije ograničenje: transportna udaljenost

O svojstvima biomase, pojedinačno

Biomasa je obnovljivi izvor energije samo ako se koristi na obnovljiv, održiv način, dakle tako da je godišnje ukupno iskorištenje jednako ili manje od godišnjeg prirasta biomase. Dakako, ukupno godišnje iskorištenje predstavlja zbroj energetskeg i ostalog korištenja biomasom.

Biomasa, predstavlja veći *potencijal* od korištenja vodnih snaga, vjetra ili geotermalne energije, ali ipak znatno manji od energije Sunčeva zračenja. Smatra se da energetske iskoristive biomasa, u održivu korištenju, ima potencijal koji je u granicama: od nešto manje od polovine do ukupne sadašnje svjetske potrošnje primarnih oblika energije [2]. U tom pogledu, Hrvatska dobro stoji. Ukupna površina pod šumom u Hrvatskoj čini 42 % kopnene ploštine državnog teritorija. U Hrvatskoj, šume rastu na 2,6 milijuna hektara i u njima ima trenutno oko 385 milijuna tona drva. Svake godine hrvatske šume proizvedu novih 6 milijuna tona drva, u čemu je za energetske svrhe raspoloživo nešto ispod 4 milijuna tona ili 70 PJ [4], a ukupna godišnja potrošnja energije u Hrvatskoj bila je oko 360 PJ (2010) [3].

Površinska distribucija otpada donekle je sukladna s potražnjom; otpada ima svugdje gdje ima aktivnosti ljudi a tu je potrebna i energija, nema ga tamo gdje nema ikakve ljudske aktivnosti pa tamo nema niti potrebe za energijom. Ostala biomasa nije ravnomjerno raspoređena po globusu.

Površinska gustoća znatno manja za biomasu, bioplin i otpad od ionako male gustoće Sunčeva zračenja. Na jedan četvorni metar na geografskoj širini Hrvatske dostruji godišnje 1 200–1 600 kilovatsati Sunčeva zračenja, a ako se uzgoji pšenica na tom četvornom metru, slama će imati energetske sadržaj od samo 2 kilovatsata!

Obujmna gustoća energije kod nekih oblika biomase nije naročita. Za ogrjevno drvo, to nije uopće toliko nepovoljno, oko 21 MJ/dm³, ali za slamu to je teško reći – ovisi o tome koliko je čvrsto balirana, no svakako je manja od ogrjevnog drva.

Masena gustoća energije za ogrjevno drvo je 15 MJ/kg, a za slamu (nevjerojatno: veća!) 17 MJ/kg. Za kućno biorazgradivo smeće to je oko 10 MJ/kg.

U *prirodnom obliku*, izravno, ogrjevno drvo tradicionalno se koristi od pamtivijeka! I danas je moguće takvo korištenje, i koristi se, za zagrijavanje, kuhanje i pripremu tople vode u ruralnim seoskim kućanstvima, a takvo korištenje nije posve zapušteno i u gradovima, zbog pristupačnije cijene od drugih goriva.

Ogrjevno drvo te ostala biomasa i otpad daju se *transportirati* na razumno veliku udaljenost, jer bi pretjerana udaljenost tražila više energije za transport od energetskeg sadržaja tvari koja se prevozi, pa bi to bilo energetske nerazumno; *to je bitno ograničavajuće svojstvo biomase!* Ali, biomasa i otpad *uskla-*

dištivi su oblici energije i to im je *bitno poželjno svojstvo*; mogu se koristiti sukladno potražnji energije!

Oscilacija prirodnog dotoka velika je kod većine obnovljivih oblika energije, ali gotovo je ravnomjeran dotok bioplina i otpada. Donekle je oscilacija dotoka ogrjevnog drva manja a uzevši u obzir i mogućnost njegova uskladištavanja, oscilacija se može kompenzirati. Ostala biomasa sazrijeva praktički trenutno i onda se to ponavlja tek – u pravilu – za godinu dana; no opet pomaže mogućnost skladištenja.

Zauzimanje prostora na mjestu pretvorbe prirodnog oblika energije u iskoristiviji oblik veliko je pri korištenju onim obnovljivim oblicima, čija je površinska gustoća mala. Ogrjevno drvo te ostala biomasa i otpad traže nešto više prostora od onoga kojeg bi tražila konvencionalna termoelektrana ili toplana jednake snage, uz znatnije veći skladišni prostor (koji je bitan, osobito za sušenje ogrjevnog drva prije korištenja) te veće zauzimanje prometnica prilikom transporta. Ogrjevno drvo, ako se izravno koristi u kućanstvima, opet traži prostor za uskladištenje. Lokalnim *vizualnim opterećenjem okoliša* elektrane i toplane na biomasu, na mjestu svoga korištenja, ne opterećuju okoliš bitno drugačije od konvencionalnih rješenja.

Kod korištenja biomasom javljaju se *utrošci energije prilikom pridobivanja izvornog oblika*, koji mogu biti toliko značajni da cijela stvar postane energetske neracionalna. Primjerice za sječu drvene mase, za nadoknadno pošumljavanje i uzgoj šume, za *transport* od mjesta sječe do mjesta korištenja te za sušenje i pripremu drveta za korištenje. Slično je s ostalom biomasom, bioplinom i otpadom, jedino tu može izostati utrošak energije pri uzgoju jer se uzgoj (odnosno: nastajanje otpada) odvija neovisno od eventualnog energetskeg korištenja, primjerice slama nastaje kao rezultat poljoprivredne proizvodnje žitarica, isto je sa stajskim gnojem, pa će ili strunuti ili se energetske iskoristiti.

Truljenje slame (te kukuruzovine i drugih biljnih ostataka) i stajskog gnoja na oranicama je s ratarskog gledišta povoljno, jer tlo obogaćuje dušikom i popravlja teksturu tla, ali s gledišta zaštite od stakleničkih plinova – nepovoljno je. Jer se tijekom tog procesa razvija metan koji odlazi u atmosferu, a metan je 25 puta staklenički štetniji od ugljičnog dioksida. Tako da je biorazgradivi otpad znatno prihvatljivije spaljivati u spalionicama smeća, nego li ga odlagati na deponijima!

Izgaranje biomase izaziva *emisiju* plinova eventualno manje štetnih od konvencionalnih goriva jer praktički nema sumpora (kao u ugljenu ili nafti). Ipak je emisija iz tih postrojenja nešto veća nego li iz konvencionalnih postrojenja iste snage, jer riječ je o manjem stupnju djelovanja pri pretvorbi oblika energije i manjim jedinicama. Iz istog razloga treba utrošiti i nešto više vode za hlađenje kondenzatora (u elektranama na biomasu). Neznatna je njihova emisija SO₂, nešto veća emisija čestica, a najveća NO_x (dušikovih oksida) – ta je po

prilici 2/3 emisije tih plinova iz elektrane na ugljen [4]. Emisija kod izgaranja otpada može biti i opasna ako se prethodno iz otpada (smeća) ne izdvoje evidentno štetni sastojci.

Konačno, o CO_2 -neutralnosti biomase. Kod korištenja biomase, *izravna emisija* je neznatna, ali samo ako je godišnje iskorištavanje mase jednako ili manje od godišnjeg prirasta nove mase. Tada će emisija CO_2 pri korištenju tom biomasom biti jednaka emisiji CO_2 prilikom fotosinteze te biomase. Dakako, preostaje energija iskorištena za sječu, prijevoz, manipuliranje i skladištenje biomase, korištenje koje je također izvor emisija (dizelski motori radnih strojeva). Promatra li se čitav energijski lanac, od zamjenskog uzgoja prirodnog oblika energije te energije potrebne za izradu i transport opreme i materijala za izgradnju postrojenja za transformaciju i njihova zbrinjavanja nakon korištenja (*neizravna emisija*) dolazi se do pojma ukupne, *kumulativne emisije*. Ukupna emisija CO_2 -ekvivalenta iz hidroelektrana je 15–55 grama/kWh, iz nuklearnih elektrana 27–44 grama/kWh, a iz elektrana na biomasu oko 60 grama/kWh.

Vrlo je štetna emisija čestica, osobito ako su one reda vrijednosti manje od jednog mikrometra – tada ih čovjek i druga živa bića udišu, jer se nalaze raspršene u zraku, ne padaju brzo na tlo. To može biti problem kod postrojenja na biomasu manjih snaga, jer je tamo primijenjena skromna (ili nikakva) tehnologija filtriranja dimnih plinova.

Kod korištenja nekomercijalnim gorivima (biomasa, bioplin, otpad) *stupanj djelovanja* elektrana je niži nego li kod analognih konvencionalnih postrojenja, jer se tu radi o manjim agregatima i jednostavnijoj pripremi goriva (kod najmanjih agregata, stupanj djelovanja zna biti desetak posto ili manji), kako bi instalacije izašle što jeftinije. Međutim i tu se već postižu stupnjevi djelovanja i do 30 % radi li se o nešto većim jedinicama (recimo 5 MW i većim) [4]. Kod korištenja *kogeneracijskih* postrojenja na biomasu, postiže se još povoljniji stupanj ukupnog iskorištenja goriva. Ali, vrlo bitno: u blizini postrojenja za pretvorbu mora biti primjereno velika toplinska potrošnja. Kako je to u prerađivačkoj i procesnoj industriji čest slučaj, to je rješenje s vlastitom elektranom-toplanom naglašeno privlačno, pogotovo raspolaže li se s vlastitim energetske vrijednim otpadom.

Stupanj djelovanja, naglašeno ovisi o udjelu vlage u gorivu, jer vlaga snižava ogrjevnu moć, zbog toga što utroši dio energije razvijene izgaranjem goriva u ložištu, za isparavanje vode iz goriva. Zbog toga, dobro je biomasu, prije korištenja, što bolje osušiti, a čuvati je u natkrivenom prostoru. Stupanj djelovanja je općenito niži i zbog toga što su primijenjeni parametri pare, znatno niži od tih parametara najmodernijih konvencionalnih rješenja.

Trajanje iskorištenja instalirane snage, dakle omjer godišnje proizvedene energije i instalirane snage, maleno je kod svih izvora čije su prirodne oscilaci-

je velike, a skladištenje nemoguće, jer su samo mali dio godišnjeg vremena *u punom pogonu*.

Za te oblike energije mora se osigurati rezervna opskrba energijom ili akumulacija energije, pa ju onda koristiti odatle ako je dotok malen ili posve izostao a potražnja postoji. S te strane, *elektrane i toplane na biomasu najpoželjniji su izvor obnovljive energije* – ne traže ikakvu rezervu u konvencionalnom elektroenergetskom sustavu (izuzimamo redovitu rezervu, koju moraju imati sve elektrane i toplane, za slučaj iznenadnog zastoja ili za trajanja remonta)!

Značajno praktično poželjno svojstvo nekonvencionalnih izvora energije je mogućnost posvemašnje *disperzirane (raspršene) primjene*, a to naglašeno vrijedi pri korištenju biomasom (dakako: postrojenjima primjereno manje snage).

Na veće korištenje obnovljivim izvorima često se gleda i kao na izvor dopunskog *domaćeg zapošljavanja*. Istina, ono bi se povećavalo kada bi se povećavala domaća proizvodnja komponenata ili sustava za opskrbu energijom iz tih izvora, a pogotovo kada bi se ostvarivao značajniji izvozni udjel u njihovim isporukama. No, tehnička rješenja koja traži primjena biomase, ponajprije zbog – u pravilu – jedinica manje snage (reda veličine od desetak kilovata pa do nekoliko stotina kilovata, eventualno koji megavat) prisutna su u proizvodnim programima hrvatskih poduzeća.

Međutim, naglašenije korištenje biomasom zapošljava u značajnoj mjeri šumske radnike, korištenje otpadom komunalne radnike, a – osobito – korištenje biodizelom zapošljava poljoprivredne radnike. Prema Direktivi EU 2003/30/EC o promicanju korištenja biogorivom u transportu, do 2010. godine trebalo je ostvariti energetske udio biodizela u ukupnom energetske sadržaju benzina i dizelskog goriva od 5,75 %.

Za Hrvatsku to bi značilo godišnje oko 150 tisuća tona biodizela – bilo uvezenih bilo vlastito proizvedenih; to bi trebao biti *beskrajno veliki interes* hrvatske poljoprivrede, a cjelokupni državni interes bi trebao biti radi trajnog zapošljavanja velikog broja seoskih kućanstava! Za toliku proizvodnju trebalo bi uljanom repicom zasijati površinu podjednaku *cjelokupnoj ploštini Baranje* (ili 111 tisuća hektara, uz cjelokupnu ploštinu Baranje od oko 115 tisuća hektara). Zna li se da je oko milijun hektara ukupne poljoprivredne površine u Hrvatskoj danas neobrađeno – što još reći!?

Slijedi računsko obrazloženje. Potrošnja goriva u Hrvatskoj bila je 2010. godine u cestovnom prometu 1 074 tisuća tona dizelskog goriva i 636 tisuća tona motorskog benzina [3]. Ukupni energetske sadržaj toga goriva dobit će se primjenom ogrjevnice moći dizelskog goriva (41 MJ/kg) i benzina (42,6 MJ/kg) i taj sadržaj je 71 PJ. Primjenom 5,75 % na taj ukupni energetske sadržaj, dobijemo potreban energetske sadržaj biodizela od 4 PJ. Uz ogrjevnu moć biodizela od 37 MJ/kg izlazi da treba proizvesti 111 tisuća tona biodizela. Pretpostavi li

se da je konačni sadržaj ulja u uljanoj repici 33 % od ukupne količine požnjevene uljane repice te uz pretpostavljeno pridobivanje uljane repice od 3 t/ha, izlazi da bi se proizvela 1 tona biodizela po jednom hektaru. Ili, da treba uljanom repicom zasijati 111 tisuća hektara.

Kada bi jedno kućanstvo u prosjeku zasijalo 10 hektara uljanom repicom (što je zapravo mnogo, prosječno kućanstvo u Hrvatskoj ima daleko manju ukupnu ploštinu, a treba brinuti i o plodoredu – ne može se godinama uzastopno sijati jedna kultura), došlo bi do zapošljavanja 10–15 tisuća kućanstava!

Tablica 6.2. Korištenje obnovljivim izvorima energije u Europskoj uniji (za 25 članica) u 2005. godini

Opis	Mtoe ⁴⁵	mil.t	TWh	PJ
Primarna potrošnja (izravno mjerljivih oblika energije⁴⁶)				
biomasa	58,873			
otpad	5,346			
bioplin	4,719			
<i>Ukupno</i>	68,938			
Proizvodnja transformiranih oblika				
biodizel		3,184		
elektrane na biomasu			44,106	
elektrane na otpad			10,660	
elektrane na bioplin			14,593	
velike hidroelektrane			269,000	
male hidroelektrane			41,904	
vjetroelektrane			69,132	
geotermalne elektrane			5,191	
fotonaponski sustavi			1,255	
<i>Elektrane ukupno</i>			456	
toplane na biogoriva – u odvojenom radu				1198
toplane na biogoriva – u spojenom radu				823
<i>Toplane ukupno</i>				2021
dizalice topline				32
sunčani kolektori				28
Sveukupno (PJ)	2886	127	1642	2081

Izvor: [5] i [6]

⁴⁵ 1 Mtoe (milijun tona ekvivalentne nafte) = 41,87 PJ; 1 milijun tona biodizela $\approx$ 40 PJ; 1 TWh = 3,6 PJ

⁴⁶ Primarni oblici energije uložene u postrojenja: hidroelektrane, vjetroelektrane, geotermalne elektrane i fotonaponske sustave, ne daju su izravno izmjeriti. Kod uvrštavanja u primarnu stranu energetske bilance, uračunavaju se iz brutoprodukcije električne energije, uz faktor konverzije 1 TWh = 3,6 PJ.

Širenje svjetske zabrinutosti zbog utjecaja povećanja proizvodnje biogoriva i mogućoj konkurenciji korištenju zemljišta za proizvodnju ljudske i stočne hrane te utjecaja na cijene hrane zahtijeva holističku procjenu (djelovanje pojedinih komponenata procesa na cjelinu – nije zbroj pojedinačnih djelovanja). Postoji veliki broj različitih faktora u igri, uključujući i loše upravljanje poljoprivrednim sektorom tijekom posljednjih desetljeća, nepovoljne vremenske uvjete, nedostatak ulaganja u proizvodne kapacitete i infrastrukturu, iskrivljeno poljoprivredno tržište i podršku politike na domaćem tržištu u razvijenim zemljama, koji svi mogu imati za posljedicu povećanje cijena hrane u cijelom svijetu. Organizacija Ujedinjenih naroda za hranu i poljoprivredu (FAO) procijenila je da su u 2008. godini biogoriva utjecala s oko 10 % u povećanju cijena hrane širom svijeta.

Na kraju, iznesimo vrlo znakoviti pregled korištenja obnovljivim izvorima energije u Europskoj uniji (s 25 članica) u 2005. godini (za kasniju godinu nema sređenih podataka o tome), tablica 6.2.

Vidljivo je, a znakovito, da se toplanama te elektranama na biomasu, otpad i bioplin u Europskoj uniji proizvelo 2005. godine *više topline i biodizela* od proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora.

Zaključak

Obnovljivi izvori nisu ni svemogućí niti nemogućí; vrijedi to i za biomasu! Važno je istaknuti i to, da što je ovdje ovako – tamo je onako te što je ovako danas – sutra će moguće biti drugačije⁴⁷. Stoga valja vrlo oprezno u svakom novom primjeru razmotriti baš *sve okolnosti slučaja* te primjereno energetsom sustavu o kojemu je riječ, pažljivo ih vagati kod izbora rješenja s najmanje mana.

Među obnovljivim izvorima energije, naglašeno bi trebalo favorizirati korištenje biomasom i otpadom. Kako su biomasa (uključivo ogrjevno drvo!) i otpad nestalni ali uskladištivi izvori energije, bitno većeg potencijala, to imaju značajnu prednost pred korištenjem *svim* preostalim oblicima nekonvencionalne energije (dakle svi OIE izuzevši velike akumulacijske HE), jer ne traže rezervu u konvencionalnom sustavu. No, zbog sniženja energije utrošene za njihovu dopremu, trebaju se koristiti *što disperziranije*.

Konačno istaknimo: opravdano je snažnije poticati primjenu onih nekonvencionalnih izvora energije koja zapošljava u što većoj mjeri radnike u domaćoj industriji ili šumarstvu i poljoprivredi; u tom pogledu je naglašeno pred svim drugim oblicima OIE: opet korištenje biomasom.

⁴⁷ Misao profesora i akademika Hrvoja Požara (1916–1991), kojoj se neprekidno vraćao: *Vrijednost svake jedinice (energetskog, elektroenergetskog) sustava ovisna je, kako o značajkama te jedinice – tako i o značajkama sustava, te nije stalna nego se vremenom mijenja.*

Literatura

- [1] H. Požar: *Izvori energije*. SNL-Zagreb, 1980.
- [2] *Key World Energy Statistics 2011*. IEA (www.iea.org) .
- [3] *Energija u Hrvatskoj MMX*, Ministarstvo gospodarstva i Energetski institut “Hrvoje Požar”.
- [4] B. Labudović i dr.: *Osnove korištenja biomasom*, EM-Zagreb, 2012.
- [5] www.ec.europa.eu/16.11.2007
- [6] *Heating and cooling from renewable energies*, Directorate General Transport and Energy, EU Commission, 15.6.2007.
- [7] M. Kalea: *Električna energija*. Kigen–Zagreb, 2007.
- [8] M. Kalea: *Prednosti i mane nekonvencionalnih izvora energije*. Elektroenergetika 2/2008
- [9] M. Kalea: *Zaštita klime, smanjenje ovisnosti o uvozu nafte i razvoj nacionalne poljoprivrede (biodizel)*, HEP–Vjesnik 168/2005.
- [10] M. Kalea: *Dovoz biomase po 50 prostornih metara dnevno, 200 dana u godini!* (Bioenergetsko selo u Njemačkoj). HEP–Vjesnik 171/2005.

6.2. Vjetroelektrane u Nacrtu strategije energetskog razvoja Hrvatske⁴⁸

Radom se ukazuje na neoprezno, čak neodgovorno, izlaganje vjetroelektrana prema Nacrtu strategije energetskog razvoja Hrvatske (*Nacrt Zelene knjige*), u ukupnoj veličini od 1 200 MW u 2020. godini. Radi ilustracije takva gledanja, opisuju se sadašnje prilike u Njemačkoj (najveća ukupna instalirana snaga vjetroelektrana na svijetu), Danskoj (najveći udio vjetroelektrana u ukupnoj proizvodnji električne energije u Europi) i Španjolskoj (najveći prirast instalirane snage vjetroelektrana u 2007. godini spram 2006. godine u Europi).

a) Hrvatska, prema Nacrtu strategije 2020. godine

Nacrtom strategije energetskoga razvoja Hrvatske zamišlja se izgradnja 1 200 MW u vjetroelektranama do 2020. godine [1]. To nikako nije oprezno – jedino je dosta izvjesno da je to moguće ostvariti, zahvaljujući nevjerojatnom interesu investitora (privlačna otkupna cijena proizvedene električne energije, neovisna o prodajnoj cijeni električne energije, izjednačena s europskom, s predviđenim povećanjem zbog inflacije a bez predviđena smanjenja radi tehnološkog napretka vjetroelektrana i stalnog smanjenja njihovih investicijskih troškova).

⁴⁸ Referat podnesen na 9. Savjetovanju HRO CIGRE, Cavtat, 8–12. studenoga 2009.

Međutim, to nije razumno. Najprije, u Hrvatskoj je struka pred godinu-dvije ocijenila i to je propisano državnim aktom, da je opravdano ograničenje ukupne instalirane snage vjetroelektrana 360 MW [2] u predstojećem razdoblju. Regulacijska svojstva konvencionalnog elektroenergetskog sustava Hrvatske tako određuju.

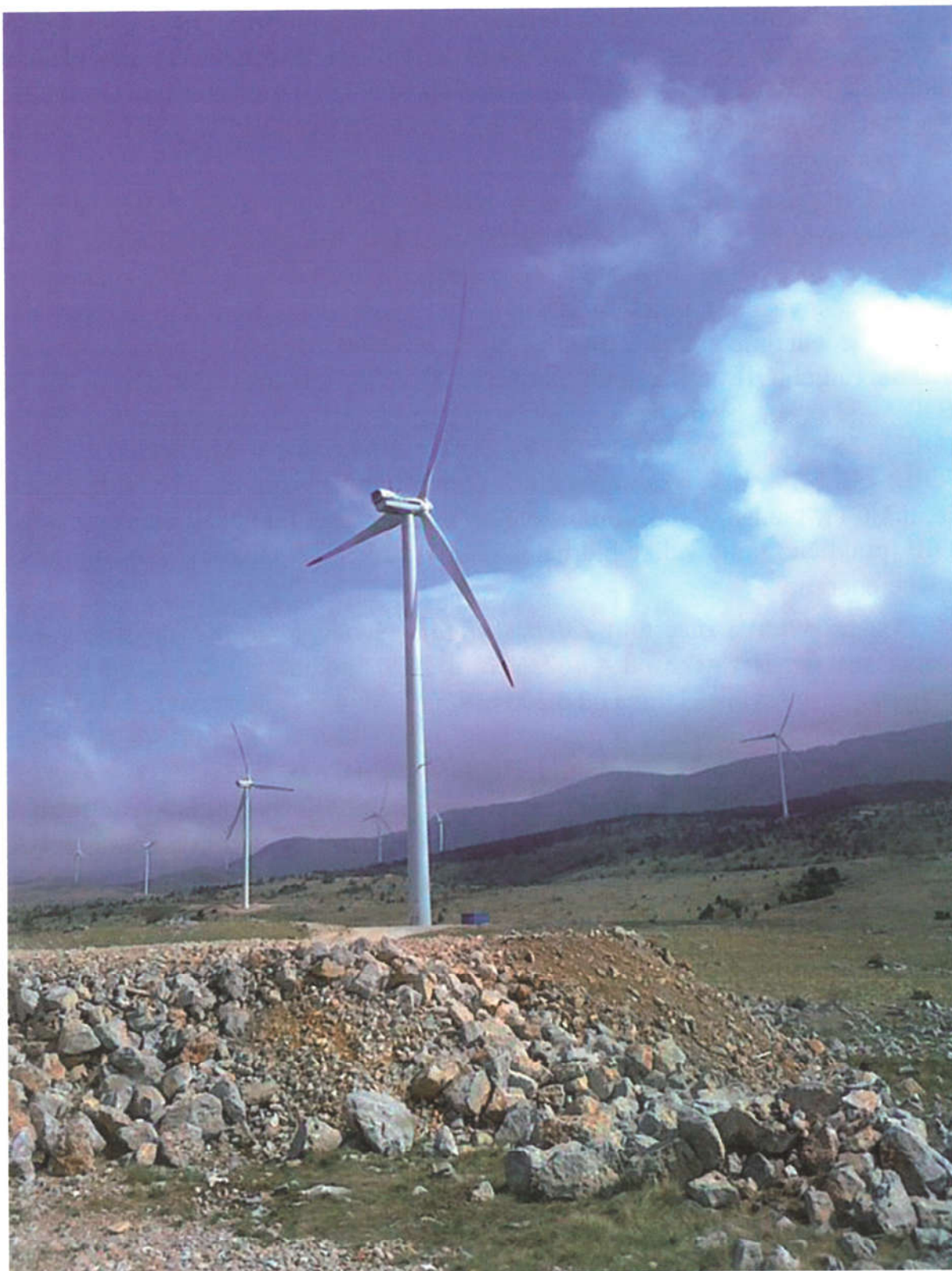
Nacrt *Zelene knjige* predviđa da ukupna instalirana snaga elektrana bude za 30 % veća od vršnog opterećenja. U današnjoj Europskoj uniji prosječno je ta rezerva veća od 50 % (točno 57 %, zemlje-članice UCTE u 2007. godini [3]), a zemlje s visokim udjelom obnovljivih izvora energije (OIE) u potrošnji električne energije imaju i znatnije veću rezervu: Austrija – rezerva od čak 104 % (udjel OIE u ukupnoj potrošnji 51,6 %), zapadna Danska – 107 % (OIE – 32,6 %), Španjolska – 94 % (OIE – 23,4 %), Rumunjska – 86 % (OIE – 28,8 %), Švicarska – 73 % (OIE – 60,6 %) i Njemačka – 59 % (OIE – 15,3 %). Hrvatska ima u 2007. godini tu rezervu samo 25 % (NE Krško je, u UCTE-gledanju, dakako sva u Sloveniji, što je i faktička istina), uz udjel OIE (praktično samo velike hidroelektrane) od 25,3 % u ukupnoj potrošnji električne energije.

Uz predvidivo (nacrtom *Zelene knjige*) vršno opterećenje elektroenergetskoga sustava Hrvatske od 4 767 MW u 2020. godini, dolazi se do ukupne potrebne snage svih elektrana od 6 200 MW ($=1,30 \times 4767$). Rezerva je 1 433 MW. Elementarno jest: izostane li posve vjetar u razdobljima blizu vršnog opterećenja, odnosno kritičnom razdoblju elektroenergetskoga sustava⁴⁹, *preostat će samo* 233 MW (!) za pokriće dugotrajnije neraspoloživosti kakve elektrane (npr. TE na ugljen od 600 MW ili NE 1 000 MW) ili zastoja radi neodgodivog održavanja ili rekonstrukcije, ili nedostatne snage u hidroelektranama (ako je godina *suha*, u suhoj godini hrvatske HE daju samo 3,5 TWh dok u vlažnoj daju 7 TWh; vrlo velika varijacija!).

U Njemačkoj je ukupni angažman vjetroelektrana ostvaren u 2007. godini varirao između 88 % i 0,5 % njihove ukupne instalirane snage (prema [4], vidi dalje), dakle ima trenutaka kada u cijeloj Njemačkoj vjetar praktički miruje a nikad nije toliko koliko bi omogućila ukupna instalacija vjetroelektrana! Stoga Nijemci računaju da je potrebno za svakih 100 MW u vjetroelektranama dograditi konvencionalni sustav s 85–95 MW [5]⁵⁰, kako bi se sačuvala sigurnost opskrbe na istoj razini na kojoj bi bila ta sigurnost da se sustav dogradio samo sa 100 MW u konvencionalnim elektranama!

⁴⁹ Kritično se razdoblje elektroenergetskog sustava ne mora, a može, poklapati s razdobljem vršnog godišnjeg opterećenja! Kritično razdoblje je ono u kojem je najveća razlika između opterećenja elektroenergetskog sustava i mogućeg istovremenog angažmana hidroelektrana, vjetroelektrana i elektrana na ostale nestalne izvore energije. Prema drugačijem gledanju: kritično je razdoblje ono u kojem je najmanja rezerva raspoložive snage u sustavu.

⁵⁰ Ili imati u rezervi toliko konvencionalnih elektrana samo za tu svrhu!



Vjetroelektrana Vrataruša kod Senja, 42 MW

To bi značilo uz pretpostavljenih 1 200 MW u vjetroelektranama rezerviranja barem 1000 MW u konvencionalnim elektranama, za tu svrhu, dakle iznad rezerve za druge svrhe. U protivnom, slijedi značajno, kritično, sniženje sigur-

nosti opskrbe, nesmotrenom previsokom prepuštanju vjetroelektranama. Radi se, naprosto o nerazboritom poigravanju sigurnošću opskrbe. O tome ni riječi u nacrtu *Zelene knjige*.⁵¹

U nacrtu *Zelene knjige* stoji da se Hrvatska do 2020. godine, prema instaliranoj snazi vjetroelektrana po stanovniku, treba približiti današnjoj Španjolskoj. Potpuno neshvaćanje prirode elektroenergetskoga sustava: zašto se najprije ne bismo približili ukupnoj snazi svih elektrana po stanovniku Španjolske!? Ne kaže se da je u današnjoj Španjolskoj [3] rezerva instalirane snage svih elektrana za čak 94 % veća od vršnog opterećenja! Ispravan uzor bi trebao biti udio vjetroelektrana u rezervi. U današnjoj Španjolskoj (vidi dalje) udio vjetroelektrana u rezervi je danas 0,37. U Hrvatskoj predviđena je rezerva 1 433 MW, pa bi primjena španjolskog *recepta*, ali ispravna primjena, dala graničnu snagu vjetroelektrana u 2020. godini od $0,37 \times 1\,433 = 530$ MW. *Dakle, manje od polovine predvidive snage vjetroelektrana iz Nacrta Zelene knjige!*

Zašto uspoređivati *sadašnje* prilike u Njemačkoj, Španjolskoj itd. s prilikama kakve se zamišljaju u Hrvatskoj 2020. godine? Opravdano je to stoga što je razvojni stupanj hrvatskog elektroenergetskog sustava barem 15 godina iza danas dostignutog stanja u tim (i mnogim drugim) europskim zemljama.

Da će se za uravnoteženje vjetroelektrične proizvodnje kupovati regulacijska snaga i energija na europskom tržištu, nije uopće vjerojatno. Sve zemlje iz bližeg okruženja (Italija, Austrija, Mađarska, Srbija, Crna Gora) danas su elektroenergetski deficitarne (jedino Bosna i Hercegovina nije), a u bližoj budućnosti same će *nastojati* da smognu regulacijsku snagu za svoje tadašnje vjetroelektrane a ne da drže spremnu regulaciju za drugoga. I tko bi to platio; kupci, s jedne strane plaćajući visoku zajamčenu otkupnu cijenu iz domaćih vjetroelektrana, a s druge strane plaćajući enormnu cijenu regulacije, ukoliko bi je uopće bilo moguće dobiti sa strane!? U Njemačkoj se znade u jednom-jedinom danu (podaci iz 2007. godine, prema [4]) dogoditi skok u angažmanu vjetroelektrana od 50–60 % sveukupne instalirane snage vjetroelektrana, što se višestruko ponavlja. To bi u hrvatskim prilikama značilo skok od 600–700 MW, ako bismo dostigli instaliranu snagu od 1 200 MW! *Realno, za hrvatski sustav u 2020. godini granica je jedno 500–600 MW u vjetroelektranama!*

⁵¹ Usput: nema ni rasprave o tome što će se dogoditi ako je maksimalno raspoloživ vjetar, a minimalno opterećenje elektroenergetskog sustava. Maksimum vjetroelektrana očekivano je 90 % instalirane snage, a minimalno opterećenje je oko 36 % maksimalnog. Dakle, maksimum vjetroelektrana mogao bi biti $0,90 \times 1\,200 \text{ MW} = 1\,080 \text{ MW}$, a minimalno opterećenje oko $0,36 \times 4\,767 = 1\,716 \text{ MW}$. Da li je razlika od 636 MW dovoljna za obvezno preuzimanje proizvodnje NE Krško, TE Plomin 2 i protočnih HE, što bi se moralo osigurati u tim prilikama? Inače slijedi preljev u protočnim HE ili obustava proizvodnje TE Plomin 2 ili redukcija preuzimanja iz NE Krško (sva ta proizvodnja je s niskom proizvodnom cijenom u odnosu na zajamčenu otkupnu cijenu vjetroelektrana), jer se sva proizvodnja vjetroelektrana *mora* preuzeti.

b) Vjetroelektrane u Njemačkoj 2007. godine

U svijetu je krajem 2007. godine bilo instalirano okruglo 90 tisuća megavata u vjetroelektranama. U tome, preko polovina instalirane snage bilo je u cijeloj Europi (57 100 MW), odnosno u Europskoj uniji (56 535 MW) [7]. U zemljama-kandidatkinjama za članstvo u EU (Hrvatska, Makedonija, Turska) bilo je instalirano 163 MW. U Hrvatskoj je krajem te godine bilo instalirano 17 MW (VE Pag i VE Krtolin kraj Šibenika).

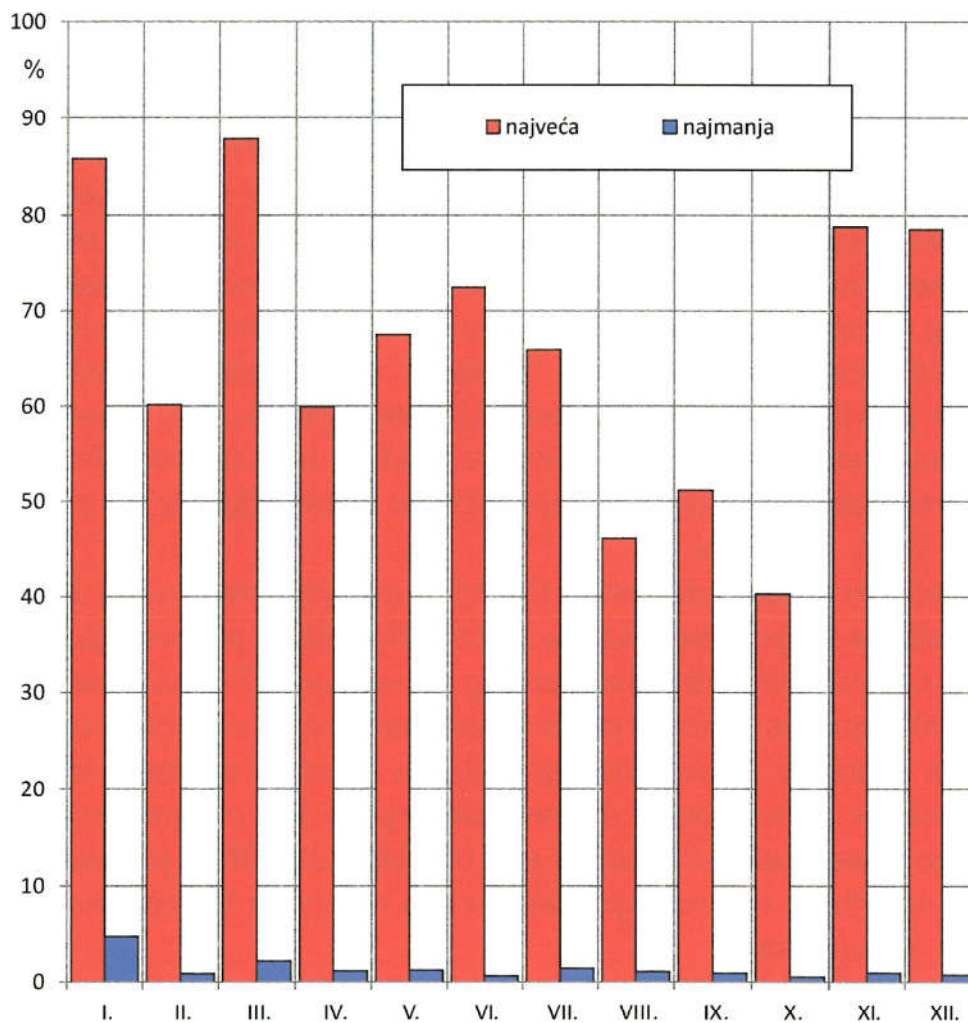
Njemačka je zemlja s *najviše vjetroelektrana u svijetu*. Ima krajem 2007. godine instalirano ukupno 22 247 MW [6], raspoređenih u 19 460 vjetroatagregata, dakle prosječna snaga jednog vjetroatagregata veća je od 1 MW. Prosječna snaga novih vjetroatagregata stavljenih u pogon 2007. godine je oko 1,9 MW. Početkom 1990-tih godina najveća snaga vjetroatagregata bila je 250 kW, a najveće snage danas su 5–6 MW. Tim njemačkim vjetroelektranama proizvedeno je u 2007. godini ukupno 39,5 TWh električne energije.

Godine 2007. vjetroelektrane su sudjelovale sa 17,3 % u ukupnoj instaliranoj snazi svih elektrana (128 300 MW) u Njemačkoj. Ali, u godišnjoj bruto potrošnji električne energije u toj godini (617,5 TWh), vjetroelektrane su sudjelovale samo s 6,4 %. Uz vršno opterećenje Njemačke od 80 818 MW u toj godini, rezerva je instalirane snage u elektranama 47 482 MW te je udio vjetroelektrana u rezervi 47 %.

U posljednjem 15-godišnjem razdoblju, od 1992. do 2007. godine, instalirana snaga vjetroelektrana u Njemačkoj fantastično se povećala: više od 120 puta. Najveći godišnji prirast vjetroelektrana u Njemačkoj ostvaren je u 2002. godini, tada je iznosio oko 3 250 MW, i od tada relativno naglije opada. U posljednjoj promatranoj godini pao je na oko 1 670 MW. Znak je da se njemačko tržište donekle zasitilo vjetroelektranama.

Dodajmo bitnu činjenicu: dogradnja njemačkog sustava elektranama na ostale obnovljive izvore (elektrane na otpad, biomasu i bioplin, male hidroelektrane i fotonaponski sustavi) u Njemačkoj u 2007. godini (2 275 MW) bila je veća od dogradnje vjetroelektranama! Što nikako *ne treba zanemariti* pod trajnim dojmom samo vjetroelektranskog *booma* u Njemačkoj!

Prosječna ukupna instalirana snaga vjetroelektrana u Njemačkoj 2007. godine jednaka je aritmetičkoj sredini snage na početku i na kraju te godine, dakle $(20\,622 + 22\,247)/2 = 21\,435$ MW te je ostvareno trajanje godišnjeg iskorištenja instalirane snage vjetroelektrana u Njemačkoj te godine bilo $39\,500 \text{ GWh} / 21,435 \text{ GW} = 1\,843$ sati. Kako godina ima 8 760 sati, izlazi da bi vjetroelektrane radile 21 % trajanja godine kada bi trajno proizvodile upravo instaliranom snagom. Ili, slikovitije rečeno: ostvarile bi svoju godišnju proizvodnju kada bi *radile svaki peti dan punom snagom a onda četiri dana mirovale*. To je bitna a nepoželjna strana korištenja vjetroelektrana.



Slika 6.1. Najveća i najmanja ostvarena mjesečna 15-minutna snaga u odnosu na ukupnu instaliranu snagu vjetroelektrana u Njemačkoj 2007. godine (izvor: www.bdew.de)

Mjesečna ostvarenja angažmana vjetroelektrana prema [4] u 2007. godini, prikazana su slikom 6.1. U tom je prikazu uzeto da je ukupna instalirana snaga rasla tijekom godine linearno; s 20 622 MW početkom godine, narasla je na 22 247 MW krajem godine, ali svakog mjeseca iznosi 100 %. Promatramo snage koje su ostvarile sve njemačke vjetroelektrane, mjereno u 15-minutnim intervalima tijekom godine, po mjesecima. Najveća ostvarena snaga bila je u ožujku: 18 380 MW ili 88 % tadašnje instalirane snage (to je bilo u trajanju 15 minuta jednog određenog dana ožujka!). Najmanja ostvarena snaga dogodila se u 15 minuta jednoga dana u listopadu: 115 MW ili 0,5 % tadašnje instalirane snage, a – kvalitativno govoreći – niti u ostalim mjesecima nije ostvarena bitno veća najmanja snaga. U dva mjeseca 2007. godine ostvarena najveća ukupna snaga svih vjetroelektrana bila je manja od polovine ukupne instalirane snage tih elektrana. U kolovozu angažirana snaga bila je 46%, a u listopadu 40%, više od polovine ukupno instalirane snage tih je mjeseci mirovalo, u trenucima maksimalnog angažmana vjetroelektrana. Zaključno: angažirane snage tijekom godine varirale su između 0,5 % i 88 % instalirane snage!

c) Vjetroelektrane u Danskoj 2007. godine

Danska impresionira u Europi po *najvišem udjelu vjetroenergije u ukupnoj proizvodnji električne energije*, zaokruženo 20 % u 2007. godini. To zaslužuje pomniju analizu, kako bi se taj evidentni uspjeh sagledao iz što više motrišta i – kako ga nekritički i brzopleto ne bismo nastojali *kopirati*. Zapravo: bilo bi najbolje kada bismo mogli najprije *kopirati* mnoge druge značajke danskog elektroenergetskog (i energetskog) sustava. Međutim, to nažalost nije moguće. Hrvatska ima dvije energetske prednosti pred Danskom: visoki hidroenergetski potencijal (Danska ga praktički nema) i povoljnije klimatske prilike. No, Danska ima svoj dio Sjevernog mora s tamošnjim – Bogom danim – nalazištima nafte i plina.

Osnovni elektroenergetski podaci iz [8] za vjetroelektrane i sve elektrane u Danskoj u 2007. godini su:

- instalirana snaga elektrana 13 032 MW, godišnja proizvodnja 37 025 GWh
- instalirana snaga vjetroelektrana 3 124 MW, godišnja proizvodnja 7 171 GWh.

Vršno opterećenje elektroenergetskog sustava od 6 372 MW ostvareno je u siječnju 2007. godine. Uzevši omjer instalirane snage svih elektrana i vršnog opterećenja dolazi se do najvažnijeg obilježja danskog elektroenergetskog sustava: Danska je toliko bogata da ima više nego li 100 postotnu rezervu instalirane snage u sustavu. Točan omjer je 2,05, dakle za 105 % je instalacija elektrana veća od vršnog opterećenja! Tako veliku rezervu u Europi imaju još samo Austrija⁵² i Španjolska.

Stoga je Danska *mogla* instalirati čak 3 124 MW u vjetroelektranama. Rezervna snaga u sustavu je $13\,032 - 6\,372 = 6\,660$ MW. Vjetroelektrane čine 47 % rezervne snage, pa ako i u razdobljima vršnog opterećenja vjetar u čitavoj Danskoj potpuno zakaže, ostaje još preko 3 500 MW u rezervi.

Time je u Danskoj ostvareni udio proizvodnje u vjetroelektranama u ukupnoj proizvodnji električne energije od 19,4 %, najveći u Europi, kako je već rečeno. Prirast snage vjetroelektrana u Danskoj u 2007. godini bio je neznatno negativan, za 10 MW smanjila se njihova snaga u odnosu na 2006. godinu. Dakle, dolazi do stanovitog posustajanja u daljnjoj gradnji vjetroelektrana, barem posljednje promatrane godine.

Trajanje godišnjeg iskorištenja instalirane snage (omjer ukupne godišnje proizvodnje i ukupne instalirane snage) u danskim vjetroelektranama je 2 295 sati što je više od trajanja iskorištenja njemačkih vjetroelektrana (1 843 sata). Dakle, Danska je znatno vjetrovitija od Njemačke.

Ukupna potrošnja električne energije (bruto potrošnja) u 2007. godini bila je 36 446 GWh, dakle u toj godini Danska je ostvarila i stanoviti izvoz električne energije. Udio obnovljivih izvora u bruto potrošnji električne energije Danske bio je u 2007. godini 25 % (pored vjetroelektrana, ostvarena je proizvodnja

⁵² Austrija, dakako, radi vrlo visokog udjela hidroelektrične proizvodnje!

i u elektranama na otpad, biogorivo te sasvim neznatno u malim hidroelektranama). To je dobro približavanje cilju, određenom direktivom Europske unije o obnovljivim izvorima za proizvodnju električne energije, koji za Dansku iznosi 29 % u 2010. godini. Godine 1997. Danska je imala taj udio 8,7 %, dakle za 10 godina taj je postotak gotovo *utrostručen*.

Eto još jednog razloga za toliko veliko dansko *otvaranje* vjetroenergiji: kako nema uvjeta za gradnju hidroelektrana, Danska se odlučila da pretežno vjetrom ostvari željeni cilj za 2010. godinu, odnosno svoju obvezu iz direktive Europske unije. Biomasi i otpad također sve više koristi, ali pretežno za pretvorbu u toplinu a ne u električnu energiju. (To je dugoročna *priprema* Danske za 2020. godinu, za koju je godinu utvrđen cilj Europske unije: ostvariti udio od 20 % obnovljivih izvora energije, sa sadašnjih oko 7 %, ali u ukupnoj potrošnji energije – ne samo električne energije.)

d) Vjetroelektrane u Španjolskoj u 2007. godini

Prirast instalirane snage vjetroelektrana u godini 2007. spram 2006. godine bio je u Španjolskoj 3 522 MW, *najveći u Europi* [7] (u Njemačkoj je bio upola niži). Po tom pokazatelju, Španjolska je te godine bila druga u svijetu, iza SAD.

Instalirana snaga vjetroelektrana je krajem 2007. godine bila 15 145 MW [9], Španjolska je po tom pokazatelju bila treća u svijetu, iza Njemačke i SAD. U vjetroelektranama proizvedeno je 26,6 TWh električne energije. Prosječna godišnja instalirana snaga vjetroelektrana bila je aritmetička sredina instalacije na početku i kraju godine, dakle $(11\,623 + 15\,145)/2 = 13\,386$ MW te je godišnje trajanje iskorištenja instalirane snage bilo 1 987 sati, dakle manje nego li u Danskoj a više nego u Njemačkoj. U 2007. godini ukupna neto proizvodnja u elektranama Španjolske bila je 278 TWh; u vjetroelektranama proizvedeno je dakle 9,6 %. Varijacija mjesečne proizvodnje u vjetroelektranama 2007. godine bila je između 3 000 GWh (ožujak) i 1 350 GWh (travanj), prema [9].

U Španjolskoj [3] rezerva instalirane snage svih elektrana je za čak 94 % veća od vršnog opterećenja! Sve španjolske elektrane imaju snagu od 84 283 MW, vršno opterećenje bilo je 43 352 MW te je rezerva 40 931 MW. Udio instalirane snage vjetroelektrana u rezervi je 37 %.

Zanimljivo je razvrstavanje elektrana prema španjolskom energetsom zakonodavstvu. Oni uzimaju sve konvencionalne elektrane (hidroelektrane snage veće od 50 MW, nuklearne elektrane, elektrane na ugljen, plin i tekuće gorivo te kombi-elektrane) kao elektrane u redovitom režimu korištenja (*šp. regimen ordinario*), a sve elektrane na nekonvencionalne izvore (male hidroelektrane do 10 MW, srednje hidroelektrane 10–50 MW, vjetroelektrane, elektrane na biomasu i bioplin te fotonaponske i toplinske sunčeve elektrane) kao elektrane u po-

sebnom režimu korištenja (šp. *regimen especial*). Za elektrane u posebnom režimu imaju uređeno njihovo korištenje i otkupnu cijenu električne energije, također i poseban nacionalni centar za središnji nadzor i upravljanje tim elektranama.

Zaključak

Realno, za hrvatski sustav u 2020. godini granica je jedno 500–600 MW u vjetroelektranama, uz predviđenu minimalnu rezervu u sustavu od jedno 30 %! To bi značilo da u 2020. godini trebamo imati još toliko konvencionalnih elektrana, namjesto isto toliko vjetroelektrana predviđenih nacrtom *Zelene knjige*. Izgradimo li ipak 1 200 MW u vjetroelektranama, trebamo konvencionalnu rezervu elektroenergetskog sustava podići još za barem 500 MW, što zapravo nije razumno – naprosto nije primjereno hrvatskim investicijskim mogućnostima.

Do kraja realno gledano: obzirom na veliki interes investitora, izvjesna je i ostvariva snaga vjetroelektrana predviđena nacrtom *Zelene knjige*. Znatno manja je vjerojatnost ostvarenja ukupne izgradnje konvencionalnih elektrana predviđenih tim nacrtom, do 2020. godine (može *glatko* manjkati 1 000 MW, jer do te godine neće biti dovršena nuklearna elektrana)⁵³. Tada razumnije ograničenje snage vjetroelektrana, za kakvo se utemeljeno zalaže ovaj autor, postaje još imperativnije.

Pitamo se – logično: zašto primjerice Nijemci uopće grade toliko vjetroelektrana? Ponajprije zato jer su bogati, imaju više nego dvostruki bruto domaći proizvod po stanovniku od Hrvatske, pa si mogu priuštiti ono od čega se siromašniji trebaju suzdržavati (graditi vjetroelektrane i istovremeno dograđivati konvencionalni sustav). Drugo, zato što će tako postati još bogatiji (što je, dakako, teško prihvatljiva činjenica siromašnima). Kako će postati još bogatiji? Pa, tako što će vjetroelektranama (tijekom kumulativno 20 % godišnjeg trajanja) štedjeti gorivo u konvencionalnim elektranama, u razdobljima kada vjetra ipak ima. Treće, zato što će u vjetroelektranskom svjetskom biznisu uzeti *trećinu* (!) kolača i time zaposliti 90 000 radnika (izvozeći *tri četvrtine* svoje sadašnje proizvodnje vjetroelektrana). Četvrto: disciplinirano ispunjavaju time obvezu prema direktivi EU o obnovljivim izvorima, peto: disciplinirano ispunjavaju obveze prema Kyoto-protokolu... (koje će im, usput rečeno, biti sve teže ispunjavati zbog postupnog a nesmotrenog obustavljanja njihovih nuklearnih elektrana, pa je i to razlog doista enormnom rastu korištenja vjetra).

⁵³ Također, ostvarenje maksimalnog opterećenja elektroenergetskog sustava u 2020. godini može biti znatno niže od očekivanog (4 767 MW), time i niže minimalno opterećenje sustava. Ostvari li se radikalno sniženo maksimalno opterećenje, od – primjerice – samo 3 500 MW, minimalno opterećenje u tom slučaju bilo bi sumjerljivo ukupnoj instaliranoj snazi vjetroelektrana. U takvim bi prilikama gotovo sve ostale elektrane u sustavu trebalo obustaviti!

Literatura

- [1] *Prilagodba i nadogradnja strategije energetskog razvoja Republike Hrvatske (nacrt Zelene knjige)*, MINGORP i UNDP, listopad 2008.
- [2] *Postupak za određivanje kandidata za dobivanje prethodnih elektroenergetskih suglasnosti za priključenje vjetroelektrana na prijenosnu i distribucijsku mrežu*, HEP-OPS, 15. siječnja 2007. i Mišljenje MINGORP 27. siječnja 2007.
- [3] UCTE-Memo 2007, <http://www.ucte.org>
- [4] *Windenergieeinspeisung in Deutschland im 2007*, <http://www.bdew.de>
- [5] *Hohe Kapazitätsauslastung im deutschen Strommarkt*, VDEW, 14.11.2006, <http://www.bdew.de>
- [6] *Die Entwicklung der Windenergie in Deutschland*, <http://www.wind-energie.de/de/statistiken/>
- [7] *Wind power installed in Europe by end of 2007*, <http://www.wind-energie.de/de/statistiken/>
- [8] *NORDEL-Annual Statistics 2007*, <http://www.nordel.org>
- [9] *Asociacion Empresariol Eolica*, <http://www.aeeolica.es>

6.3. Vjetroelektrane u (hrvatskom) elektroenergetskom sustavu⁵⁴

U ovom odjeljku nismo *ni za niti protiv* vjetroelektrana; nastoji se uravnoteženo prikazati što više njihovih svojstava, uspoređujući ih s poznatim svojstvima konvencionalnih izvora i s drugim oblicima nekonvencionalne energije korištene za pretvorbu u električni oblik.

Zašto *hrvatski* u zgradama? Zato što se želi ponajprije prikazati vjetroelektrane u općenitom (bilo kojem) elektroenergetskom sustavu; ipak, bitne su značajke elektroenergetskog sustava Hrvatske:

- *visok udio hidroenergije* te su se hrvatska energetska znanost i dispečerska praksa oduvijek razvijale uz prožimanje stalnih (termoelektrane) i nestalnih (hidroelektrane) izvora električne energije;
- *visok udio uvoza* u hrvatski elektroenergetski sustav, svaki peti kilovatsat se uvozi (svaki treći, ako se dobava iz NE Krško također smatra uvozom);
- *visok omjer maksimalnog i minimalnog opterećenja*: gotovo 3:1 (više elektrana treba u sustavu, uz slabije njihovo iskorištenje).

⁵⁴ Izlaganje na Okruglom stolu Hrvatske akademije znanosti i umjetnosti i HRO CIGRE, Zagreb, 4. 5. 2010.

Poželjna svojstva

- *Obnovljivost vjetra*: potpuna; dakako statistički gledano – bit će godina s većom i godina s manjom vjetrovitošću, ali ga je na povoljnim lokacijama svake godine realno očekivati relativno ujednačeno.
- *Potencijal vjetra*: velik je. Teoretski iskoristiv svjetski potencijal vjetra cijeni se 1/3 sadašnje svjetske potrošnje primarne energije (tehnički iskoristiv?). Veći je od ukupnog svjetskog tehnički iskoristivog hidropotencijala koji se cijeni 1/4 sadašnje svjetske potrošnje primarne energije.
- *Izravnija pretvorba* prirodnog oblika energije u električni oblik energije: kinetička energija strujanja zraka–mehanička rotacijska energija na lopaticama turbine–električna energija u generatoru (poput hidroelektrane, nema vodno-parnog kruga kao u termoelektranama).
- *Stupanj djelovanja* pri pretvorbi energije vjetra turboagregatima u električnu energiju: solidan (oko 34 %) – manji nego li kod nekih drugih preobrazbi ali znatno veći nego kod fotoelektrične transformacije, neposrednog korištenja Sunčeva zračenja (praktički: oko 10 % kod fotona-ponskih ćelija razumnije cijene).
- *Podizanje sigurnosti dobave*: ostvaruje se u mjeri u kojoj se smanjuje ovisnost o uvozu nekog konvencionalnog oblika energije.
- *Mogućnost raspršenog instaliranja*: to je značajno svojstvo vjetroelektrana te bogate zemlje potiču njihovu raspršenu gradnju jer štede uvoz goriva, angažiraju privatna sredstva za nešto korisno a ne za potrošnju. Ako su instalirane *doista* neposredno uz potražnju, prosječne snage podjednake potražnji i priključene na niski napon ili mjesni srednji napon, smanjuju prosječno opterećenje mreže na višim naponskim razinama i time gubitke.
- *Trošak pridobivanja izvornog oblika i trošak izvornog transporta*: ne postoje, a kod elektrana na fosilno gorivo taj je trošak značajan – rudnici, eksploatacijska polja nafte i plina, prijevoz i priprema goriva za preobrazbu u elektranama; toliko značajniji što je energetska sadržaj jedinice mase tog goriva manji.

Sva ta poželjna svojstva vode tome da u Europi i svijetu naglo raste instalirana snaga vjetroelektrana. U zemljama UCTE, u 2008. godini bilo je gotovo 60 GW ukupno instalirane snage vjetroelektrana, uz godišnju proizvodnju od preko 100 TWh ([L10], [L11] i [L12], tablica 6.3). Zapaža se dobar „dosluh“ izgrađenosti vjetroelektrana s visinom bruto domaćeg proizvoda po stanovniku [L13].

Tablica 6.3. Vjetroelektrane u UCTE u 2008. godini

Zemlja	MW ⁵⁵	TWh ⁵⁶	h/god ⁵⁷	€/stan. ⁵⁸
Njemačka	23903	40,4	1751	28800
Španjolska	16754	31,1	1950	26700
Italija	3736	6,6	2043	25300
Francuska	3404	5,6	1912	27900
Danska	3163	7,0	2227	30700
Portugal	2862	5,7	2275	18800
Nizozemska	2225	4,3	2165	33800
Austrija	995	2,0	2023	32299
Grčka	985	1,7	1832	25000
Poljska	472	0,8	2139	14200
Belgija	384	0,6	1788	30100
Češka	150	0,2	1504	21200
Mađarska	127	0,2	2083	16200
Bugarska	158	...	–	10200
Luksemburg	35	0,1	–	70500
Hrvatska	17,2	0,038	2217	14500
Švicarska	14	~0,0	–	35400
Rumunjska	10	~0,0	–	11100
Slovačka	3	~0,0	–	18300
UCTE	59398	106,3	1903	...

Nepovoljna svojstva, ali savladiva ...

- *Površinska distribucija*: neravnomjerna je. Na sjeveru Europe vjetra ima više nego na jugu (omjer prosječnih brzina je oko 2:1), a lokalnu neravnomjernost uvjetuje terenska konfiguracija (blizina mora, planine, ravni-
ca, velika šumska prostranstva).
- *Površinska gustoća energije*: mala je. Vjetrogenerator, lociran na mjestu gdje je brzina vjetra za nazivnu snagu 20 m/s, uz godišnje trajanje od

⁵⁵ Instalirana snaga vjetroelektrana krajem 2008. godine.

⁵⁶ Godišnja proizvodnja električne energije u vjetroelektranama.

⁵⁷ Tu je trajanje godišnjeg iskorištenja instalirane snage (h/god) iskazano omjerom godišnje proizvodnje električne energije vjetroelektrana i srednje vrijednosti instalirane snage vjetroelektrana na početku P_p i kraju P_k godine; $T=2 \times W/(P_p+P_k)$.

⁵⁸ Bruto domaći proizvod iskazan paritetom kupovne moći domaće valute.

- 2 000 sati, ostvarivao bi godišnju proizvodnju od oko 2 000 kilovatsati po svakom četvornom metru ploštine površine koju u vrtnji opisuje elisa. To je ipak više od površinske gustoće energije Sunčeva zračenja na Zemljinu tlu: fotoelektričnom pretvorbom dobilo bi se oko 140 kWh/m² godišnje na geografskoj širini Hrvatske (uz $\eta \approx 10\%$).
- *Mogućnost izvornog transporta*: dakako, ne postoji te je nužan prijenos električne energije s mjesta moguće vjetroprirodnosti na mjesta potražnje.
 - *Mogućnost izvornog uskladištenja*: dakako, ne postoji te se vjetar mora koristiti ritmom svoga (u stanovitoj mjeri čudljivog) dotoka.
 - *Mogućnost kogeneracije* (dakle istodobne proizvodnje električne energije i topline): dakako nemoguća je u vjetroelektranama, a moguća je u konvencionalnim termoelektranama, geotermalnim elektranama i elektranama na biomasu.
 - Ima li se na umu *energija potrebna za proizvodnju opreme i materijala* koje treba ugraditi u postrojenje za korištenje energijom, a ne samo toj energiji adekvatan novac, onda izlazi da pojedini izvor mora neprekidno raditi neko vrijeme, da bi tek od tada postao neto-proizvođač energije. Jer treba proizvesti cement, čelik, plastiku, aluminij i razne druge materijale i pri toj proizvodnji utrošiti energiju, naglašeno za betonske temelje, čelične stupove i pristupne putove vjetroelektranama. Trajanje energetske amortizacije je za plinsko-parne elektrane oko mjesec dana (dakle za mjesec dana pogona vrati energiju uloženu u njezino opremanje i gradnju), za elektrane na ugljen oko 4 mjeseca, za veliku hidroelektranu oko 14 mjeseci, za vjetroelectrane 7–16 mjeseci a za FN-elekttranu 2,6–7,1 godinu.
 - *Opterećenje okoline* na mjestu transformacije vjetra u električnu energiju u vizualnom pogledu i u pogledu zauzetog tlocrta značajno je. Primjerice agregati snage 500 kW *Windparka* u Austriji na tornjevima su visine 65 metara uz promjer elise 40 metara. To je visina tornja oveće crkve ili barem 20-katnog nebodera, a samo 500 kW (!). Plinsko-turbinska elektrana u Osijeku ima dva dimnjaka približno te visine a snagu kao *sto* takvih vjetroelektranih tornjeva: 50 megavata, uz svakako manji tlocrt nego li bi ga zauzelo *sto* vjetroatregata, uključujući dakako i pristupne putove tim vjetroatregatima u zauzeti tlocrt (i trajno derogiranje zatečenog prirodnog ambijenta; što kažu *zeleni* na to?).
 - *Opterećenje okoline* emisijom buke postoji, tako da je vjetrene farme moguće graditi samo u pustim predjelima s dovoljno vjetra ili uz puste obale te u moru. Enervantna pokretna sjena za sunčana vremena je na sjevernoj strani vjetroatregata!

- *CO₂-neutralnost*: vjetroelektrane se uzimaju kvazi-neutralnim jer iz čitavog procesnog lanca (dakle, uzevši u obzir emisiju prilikom proizvodnje opreme i materijala i potpuni izostanak emisije prilikom korištenja) emitiraju 13–22 grama ekvivalenta CO₂ po proizvedenom kilovatsatu tijekom svoga vijeka trajanja, kod FN-elektrana ta je emisija oko 200 g/kWh, a termoelektrana na kamenu ugljen ta je emisija oko 900 grama po svakom kilovatsatu (plinske elektrane: po prilici polovina).
- *Utjecaj na zapošljavanje*: moguć; dakako zamislivo je – pretpostavljajući dugoročno građenje vjetroelektranskih parkova s velikim brojem standardiziranih agregata – zapošljavanje većeg broja vlastitih radnika, ali je neekonomično razvijati proizvodnju malog broja agregata jer bi oni bili preskupi, na žalost: jeftinije će ih biti uvesti od onoga tko ima velike serije. Treba barem znatnije favorizirati proizvodnju vjetroelektrana što je uvozni udio u toj izgradnji manji. Danas u Hrvatskoj: punu otkupnu cijenu proizvodnje koriste one vjetroelektrane kod kojih je udio domaće komponente jednak ili veći od 60 %, a s faktorom 0,93 množi se zajamčena otkupna cijena ako je udio domaće komponente manji ili jednak 45 % [D7].
- *Podizanje pouzdanosti napajanja*: praktički neostvariva, jer ovisi o vjerojatnosti da će biti vjetra pri raspadu sustava ili nestanku napona u lokalnoj mreži i da će dotok vjetra odgovarati trenutnoj potražnji električne energije – moralo bi se takvom sustavu dodati i uređaj za akumuliranje električne energije što bi ga dopunski poskupjelo, a dolazi u obzir samo za manje količine akumulacije.
- U ovome poglavlju nema osvrta na rješiva ali relativno brojna i važna *tehnička pitanja* integracije vjetroelektrana u EES, kao što su: dogradnja lokalne i/ili prijenosne mreže radi evakuacije proizvodnje vjetroelektrana, regulacija napona i kompenzacija jalove snage, stabilnost pogona, utjecaj na struje kratkog spoja, prilagodba zaštite u mreži, utjecaj na kvalitetu napajanja, ..., poglavlje se ograničava samo na osnovna energetska pitanja njihove integracije.

Nepoželjna svojstva

- *Oscilacija prirodnog dotoka*: najveća moguća – između 0 % i 100 %; pri premalom vjetru ili pri prevelikom vjetru, vjetroelektrana se mora obustaviti. Vjetar pripada tzv. nestalnim oblicima prirodne energije (za razliku od npr. biomase ili geotermalne energije, što su stalni oblici obnovljive energije). Aerodinamična snaga vjetra ovisi o trećoj potenciji brzine vjetra. Električna snaga generatora vjetroagregata smanjuje se zbog aerodinamičnih gubitaka i kočenja svojstvenih izvedbi agregata.

Tipično, snaga se vjetroagregata s brzinom vjetra mijenja ovako (slika 6.2, [L14]):

- do 3 m/s, generator isključen s mreže
- od 3 m/s do 13–15 m/s, snaga proporcionalna brzini vjetra na treću potenciju, promijeni li se brzina od 10 m/s na 5 m/s, snaga padne na osminu
- od 15–17 m/s do ~25 m/s, snaga je jednaka nazivnoj uz blagi pad na nešto manje od 90 %
- od ~25 m/s (90 km/h), generator isključen s mreže.

Takav plasman snage vjetroelektrana trenutačno moraju sanirati regulacijske elektrane u sustavu, neprekidno u vrtnji. Naglašeno nepovoljan je trenutačni ispad vjetroelektrane s mreže pri gotovo punoj snazi u slučaju nailaska oluje.

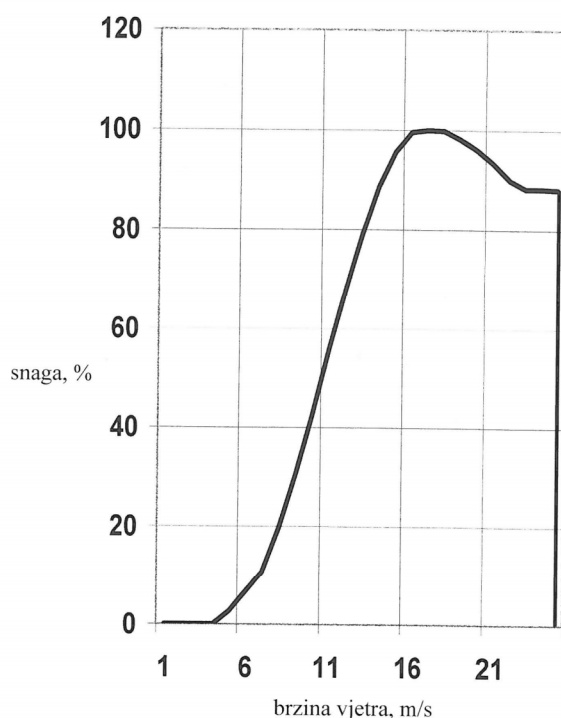
- *Trajanje iskorištenja instalirane snage* (omjer godišnje proizvodnje i instalirane snage) doista je skromno. U svim vjetroelektranama u UCTE to je trajanje bilo 1 903 sati godišnje (2008, tablica 6.4. [L10] i [L12]), to dakle znači da bi vjetroelektrane proizvele svu energiju uz maksimalnu snagu, koju godišnje proizvedu uz neravnomjernu snagu, za oko 20 % trajanja godine. Slikovitije: kada bi svaki peti dan vjetroelektrane radile punom snagom, četiri dana bi posve mirovale. Daka-ko, u stvarnim prilikama ima razdoblja u kojima one rade punom snagom, pak razdoblja kada rade smanjenom snagom i razdoblja kada doista uopće ne rade.

Tablica 6.4. Trajanje iskorištenja raspoložive snage
sveukupno u UCTE-u 2008. godini (h/god)

nuklearne elektrane	6910
termoelektrane	4002
hidroelektrane	2245
vjetroelektrane*	1903
elektrane na ostale OI	3947
Sveukupno elektrane	3935

* Računato s instaliranom, a ne raspoloživom snagom

- Dolazi se do najteže prihvatljivog svojstva – *nužnost rezerve u konvencionalnom elektroenergetskom sustavu*: na 1 megavat instalirane snage u vjetroelektranama treba u njemačkim prilikama držati 0,85–0,95 megavata rezerve u drugim (konvencionalnim) elektranama [L15], dakle vjetroelektrana štedi gorivo ali traži za sebe praktički još jednu takvu



Slika 6.2. Dijagram snaga-brzina vjetra tipičnog vjetroagregata

elektranu u sustavu, pri čemu će stupanj iskorištenja konvencionalnih elektrana biti umanjen (dakle poskupjet će njihova proizvodnja), jer će stajati u razdobljima kada ima vjetra.

Ilustriraju to podaci o vjetroproizvodnji u Njemačkoj ostvarenoj 2007. godine [L8] (iskazano *postocima ukupne instalirane snage* vjetroelektrana; na početku/kraju godine to je bilo 20 622/22 247 MW):

- | | |
|---|--------|
| • maksimalni istovremeni angažman | 87,9 % |
| • minimalni istovremeni angažman | 0,5 % |
| • broj mjeseci kada je maksimalni angažman bio manji od 75 % | 8 |
| • broj mjeseci kada je minimalni angažman bio u rasponu 0,5–1 % | 6 |

Konačno, broj mjeseci kada je proizvodnja bila manja od 50 % najveće mjesečne proizvodnje, 2007. godine, bio je 8. Usput, u njemačkim vjetroelektranama ostvarena je te godine neto proizvodnja od 39,5 TWh.

Zemlje s visokim udjelom proizvodnje u hidroelektranama (jučer) i/ili vjetroelektranama (danas) imaju u pravilu vrlo visoku rezervu u raspoloživoj snazi u odnosu na vršno opterećenje, tablica 6.5, prema [L10] i [L12]. Rezerva je ovdje računata kao razlika ukupne raspoložive snage svih elektrana i vršnog opterećenja. Za sve zemlje UCTE, kod kojih je udio nestalnih izvora u proizvodnji električne energije prosječno

Tablica 6.5. Zemlje UCTE s visokim udjelom nestalnih izvora 2008. godine

Zemlja	Proizvodnja (HE+VE)/ potrošnja, %	Rezerva/ vršno opterećenje, %	Snaga VE/ rezerva, %
Švicarska	58,4	76,8	0,2
Austrija	56,9	109,9	9,9
Bosna i Herceg.	39,7	115,6	0,0
Crna Gora	32,6	43,6	0,0
Rumunjska	30,4	112,3	0,1
Hrvatska	29,6	37,2	1,8
Slovenija	27,6	70,4	0,0
Srbija	25,6	29,0	0,0
Portugal	24,5	68,8	47,0
Španjolska	20,7	108,6	36,2
Danska	19,4	102,5	49,5
Njemačka	11,5	73,9	41,8
...	...	...	...
UCTE, sveukupno	15,7	74,2	20,7

15,7 % ta je rezerva 74,2 % vršnog opterećenja. U zemalja u kojima je udio nestalnih izvora znatan, ta je rezerva negdje čak veća od 100 % (Austrija, Bosna i Hercegovina, Španjolska i Danska)! Mi smo imali 2008. godine znatno manju rezervu (37,2 %) uz udio nestalnih izvora (hidroelektrane) od oko 30 %.

Zemlje s visokom izgrađenošću vjetroelektrana, njihovom instaliranom snagom „zauzimaju“ 36–49 % rezerve elektroenergetskoga sustava (Njemačka, Španjolska, Danska, Portugal).

Prirast raspoložive snage svih elektrana (za vjetroelektrane: prirast instalirane snage, [L12]) u zemljama UCTE u 2008. godini spram 2007. godine, prikazan je tablicom 6.6, prema [L10]. Vidljivo je da je prirast snage konvencionalnih elektrana veći od prirasta snage vjetroelektrana te da je prirast snage elektrana na ostale obnovljive izvore (prvenstveno: biomasa i otpad) praktički podjednak prirastu vjetroelektrana – naravno, jer za njihovu veličinu ne treba dograđivati konvencionalni sustav – gorivo im je uskladištivo i koristi se u ritmu potražnje.

Tablica 6.6. Prirast snage 2008. spram
2007. godine u UCTE (MW)

nuklearne elektrane	34
termoelektrane	9 292
hidroelektrane	705
vjetroelektrane	7 074
elektrane na ostale OI	6 432
Sveukupno elektrane	23 537

- Značajniji dio konvencionalnih elektrana mora imati *visoka regulacijska svojstva* (mogućnost brzog povećanja/sniženja megavata u minuti). Za ilustraciju, opet njemački podaci za 2007. godinu [L8] (u postocima ukupne instalirane snage elektrana):
 - najveća (uzastopna) 15-minutna varijacija ukupnog angažmana 5,3 %
 - najveća dnevna varijacija ukupnog angažmana 65 %
 - broj mjeseci u kojima je 15-minutna varijacija bila u rasponu 4,3–5,3 % 5
 - broj mjeseci u kojima je dnevna varijacija bila u rasponu 50–65 % 4
- Ostvaruje se jedna posve nova dinamika opterećenja brojnijih regulacijskih agregata u sustavu kao i nova dinamika *vrijednosti i smjera opterećenja vodova* u prijenosnoj mreži, vodova koji međusobno spajaju područja s vjetroelektranama i područja s regulacijskim konvencionalnim elektranama. Nijemci smatraju da će u razdoblju do 2015. godine, zbog dogradnje vjetroelektranama, morati dograđivati prijenosnu mrežu vodovima 380 i 220 kV u ukupnoj duljini od 850 kilometara i utrošiti za to 1,1 milijardu eura.

Troškovi gradnje i cijena električne energije

- *Troškovi gradnje*: veći su nego li za konvencionalne termoelektrane (uzeto po jedinici snage), no to se uporno smanjuje – utječu na to sve veće serije jednakih vjetroagregata, dakako samo kod ponuđača tih agregata koji ih velikoserijski proizvode. Sadašnja investicijska cijena za vjetroelektrane na kopnu je oko 900–1 200 eura/kW, znatnije veća od investicijske cijene plinsko-parne termoelektrane (550–850 eura/kW).
- *Cijena proizvedene električne energije* još uvijek je nekonkurentna cijeni proizvodnje u konvencionalnim elektranama. Dok je sredinom 2009. godine cijena temeljne električne energije na lajpciškoj burzi EEX bila oko 4,5 €centa/kWh, dotle je zajamčena otkupna cijena vjetroelektrične pro-

izvodnje u Hrvatskoj bila 8,9–9,6 centa/kWh (0,65–0,71 kn/kWh) [D7], a u Europi između 5,7 i 12,7 €centa/kWh. Prema [D8] za namicanje sredstava za otkup nekonvencionalne proizvodnje u Hrvatskoj svi kupci električne energije plaćaju 0,5 lipa/kWh u 2010. godini.

- Na dulji rok, svakako treba računati s tim da će konvencionalna energija biti sve skuplja, zbog iscrpljivanja zaliha i sve strožih zahtjeva spram emisija u okoliš, a da će oprema za proizvodnju električne energije iz nekonvencionalnih izvora postupno postajati sve jeftinija zbog tehnoloških poboljšanja te sve masovnije i diverzificiranije proizvodnje. Stoga, primjerice Nijemci za vjetroeletre koje će biti izgrađene u narednim godinama, propisom imaju uređenu *upornu regresiju otkupnih cijena*, smanjenje od oko 2 % godišnje, ali se cijene dižu za godišnju inflaciju (kao i u Hrvatskoj⁵⁹, [D7]). Početkom 2008. godine otkupna cijena vjetropriizvodnje u Njemačkoj bila je 8,5 €centa/kWh u prvih pet godina pogona a 5,4 €centa/kWh za otkup nakon pet godina pogona vjetroeletre na kopnu, ali to se razdoblje značajno produljuje obrnuto ovisno o trajanju godišnjeg iskorištenja instalirane snage na pojedinoj lokaciji.
- Povećani *pogonski troškovi u sustavu* (regulacijske elektre, pomoćne usluge) radi vjetropriizvodnje teško su razlučivi, ali nesporno postoje. Prema [L16], kreću se oko 0,1–0,4 €centa po svakom proizvedenom kilovatsatu u vjetroeletranama, bez uračunavanja troškova pokrića povećanih gubitaka u mreži. Dakle za godišnju vjetropriizvodnju od 1 TWh ti bi troškovi bili 1–4 milijuna eura.⁶⁰
- Troškovi *dogradnje mreže* zbog dogradnje vjetroeletranama ovise o udaljenosti lokacija pogodnih za vjetropriizvodnju i izgrađenosti zatečene prijenosne mreže do glavnih čvorišta potrošnje ili čvorišta regulacijskih elektre, i nisu godinama isti te ih je teško univerzalno iskazati. Ipak, prema [L16], reda su vrijednosti oko 100 eura po svakom dograđenom kilovatu vjetroeletre, uz velika odstupanja (npr. u Njemačkoj: 200 eura po kilovatu).
- Ukupno godišnje novčano opterećenje vjetroeletranama, primjerice u Njemačkoj 2008. godine (kada je udio proizvodnje VE bio 6,4 % bruto potrošnje, a 15,1 % ukupni udio obnovljivih izvora) bilo bi:

⁵⁹ Prema [D7] zajamčena otkupna cijena proizvodnje vjetroeletre bila je u 2007. godini 0,64 kn/kWh iz vjetroeletre snage do 1 MW, a 0,65 kn/kWh ako je snaga veća od 1 MW, a u 2010. godini 0,71 odnosno 0,721 kn/kWh, djelovanjem inflacije. U slučaju vjetroeletre većih od 1 MW, plaća se lokalnoj samoupravi naknada od 0,01 kn/kWh dakle neto-otkupna cijena je opet približno 0,71 kn/kWh.

⁶⁰ Prema [D7] i Pravilima o uravnoteženju elektroenergetskog sustava (NN 133/2006), iz sredstava naknada prikupljenih za poticanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora i kogeneracije, u Hrvatskoj HROTE plaća HEP-OPS-u iznos od 10 % prosječne proizvodne cijene za tarifne kupce po svakom kilovatsatu proizvedenom iz poticanih obnovljivih izvora (pa tako i vjetroeletre) za tu svrhu. To je danas oko 4,2 lipa/kWh ili 0,58 eurocenta/kWh.

• dogradnja novim VE (1 665 MW $\times$ 1,5 milijuna €/MW)	~2,5 milijarde €
• otkup vjetroelektrične proizvodnje (40,5 TWh $\times$ 0,088 €/kWh)	~3,6 milijardi €
• pogonski troškovi u sustavu (40,5 $\times$ 0,002 €/kWh)	~0,1 milijarda €
• dogradnja mreže radi VE (1 665 $\times$ 200 €/kW)	~0,3 milijarde €
• dogradnja konvencionalne rezerve (0,9 $\times$ 1 665 $\times$ 0,7 milijuna €/MW)	~1,0 milijarda €
Ukupno	~7,5 milijardi €

Po jednom stanovniku (ukupno je 82 milijuna stanovnika) izlazi oko 90 €/stan. To sudjeluje u BDP-u (2008. godine prema paritetu kupovne moći: 28 800 €/stan) sa zavidnih nešto više od 0,3 % bruto domaćeg proizvoda po stanovniku. Treba imati *dovoljno velik* BDP da bi se samo za vjetroelektrane mogao izdvojiti čak toliki dio!

Zašto, uopće, gradimo vjetroelektrane?

Ako je tome svemu tako, *a tako jest*, zašto uopće gradimo vjetroelektrane? Koriste obnovljivi (doduše nestalni) izvor energije solidnog potencijala znatnije gustoće od Sunčeva zračenja, omogućuju raspršeno instaliranje, prirodni oblik energije vrlo se izravno pretvara u najplemenitiji oblik (električni) energije, prigušuju rast uvoza primarnih oblika energije, ostvaruju uštedu goriva za konvencionalne elektrane i – s tim u vezi – smanjuju opterećenje okoliša stakleničkim plinovima. Doduše, posve precizno govoreći, ne baš u mjerilu *jedan-prema-jedan*, dakle ta ušteda ne odgovara baš potpuno cjelokupnoj proizvodnji u vjetroelektranama. Naime, dio konvencionalnih elektrana koje trebaju biti spremne da preuzmu iznenada izostalu proizvodnju vjetroelektrana, imat će manje godišnje iskorištenje i djelomice će raditi pod nepovoljnijim stupnjem djelovanja od optimalnog te će se u njima za takav pogon utrošiti više goriva po jedinici proizvedene električne energije nego li bi se utrošilo da rade u optimalnom području.

I, na kraju: **društvo mora biti dovoljno bogato da se naglašenije okrene vjetrop proizvodnji (nužnost rezerve!).**

Hrvatske prilike

Studija opsežno prikazana i obrazložena u [L9], koja je uz prilike u EES Hrvatske iz 2005. godine (min/maks opterećenje ~1 100/2 900 MW) razmatrala priključak potencijalnih VE ukupne instalirane snage 1 560 MW; nalazi to mogućim tek uz ozbiljniju dogradnju mreže. Evakuacijska sposobnost tadašnje mreže 110 kV bez dogradnje je 923,5 MW.



Jedan agregat vjetroelektrane Ravna 1 na Pagu, 850 kW

Bitniji nalazi te studije su sljedeći:

- maksimalna satna varijacija snage VE je oko 40 % ukupne instalirane snage (923,5 MW), odnosno do 200 MW (22 %) unutar 99 % promatranog razdoblja
- maksimalna dnevna varijacija snage VE je 95 % ukupne instalirane snage
- 48-satna rezerva bila bi gotovo 100 % (točno 98 %) ukupne instalirane snage VE.

Zaključci te studije su:

- regulacijske elektrane (sekundarna regulacija) trebaju biti oko 50 % ukupne instalirane snage VE
- dnevna, 48-satna i mjesečna rezerva (sekundarna i tercijarna regulacija) treba biti na razini 100 % ukupne instalirane snage VE
- time je sadašnja dopuštena granica snage hrvatskih VE 300–400 MW
- u sekundarnoj regulaciji su HE Zakučac, HE Senj i HE Vinodol, ako su sve u pogonu, uz realni raspon regulacije 90–280 MW (zima-ljeto), jer je dio rezerviran – obveza prema UCTE: 78 MW
- tercijarna regulacija: sve HE (ukoliko je raspoloživo dovoljno vode), TE Rijeka (ako je u pogonu), TE Sisak (ako je u pogonu), KTE Jertovec, PTE Osijek.

Sadašnja, službeno utvrđena granica ukupne snage vjetroelektrana u hrvatskom elektroenergetskom sustavu je 360 MW, utvrdio ju je HEP-OPS uz pribavljeno pozitivno mišljenje Ministarstva gospodarstva, rada i poduzetništva [D11], ponajprije radi regulacijskih svojstava sustava. Pri tome treba paziti da je granica primjene poticajne cijene otkupa električne energije iz vjetroelektrana postizanje 80 % ukupne proizvodnje iz obnovljivih izvora koja se potiče, dakle barem 20 % energije *mora* biti iz drugih poticanih izvora obnovljive energije [D7].

Strategijom energetskega razvoja Hrvatske [D10] za 2020. godinu predviđa se 1 200 MW u vjetroelektranama. Neće li tada biti nedovoljna instalirana snaga konvencionalne rezerve, odnosno elektrana na stalne izvore energije? Pitanje postaje još naglašenijim, ukoliko se izgradnja vjetroelektrana ostvari prema Strategiji (interes za tu gradnju u Hrvatskoj velik je), a izgradnja elektrana na stalne izvore značajnije podbaci.

Strategija, je predvidjela ukupnu izgradnju elektrana od zaokruženo 4 400 MW⁶¹ do 2020. godine (nove elektrane i zamjena onih kojima je istekao vijek trajanja), dakle *puštanje u pogon 400 novih megavata svake godine!* U 2020. godini predviđa se ukupna instalacija od 6 200 MW, vršno opterećenje od 4 767 MW, te bi rezerva bila 1 433 MW (30 %). Dakle, vjetroelektrane bi „pojele“ 83,7 % te rezerve, je li to razumno!? Rezerva inače treba pokriti:

- izostali vjetroatgažman
- izostali hidroangažman protočnih HE (vrlo značajno, za Hrvatsku)
- neočekivani dugotrajniji zastoj bilo koje proizvodne jedinice u sustavu.

Sadašnje stanje izgrađenosti vjetroelektrana (zapravo vjetroparkova) u Hrvatskoj prikazuje tablica 6.7, prema podacima HROTE.

Tablica 6.7. Vjetroelektrane u Hrvatskoj 2009

Vjetroelektrana	Priključni napon, kV	Snaga, MW	Proizvodnja, GWh	Trajanje, h/god
Ravne 1	10	5,95	9,4	1580
Trtar-Krtolin	30	11,20	31,6	2820
Orlice (XII.mjes.)	30	9,60	0,99	...

⁶¹ velike HE 300 MW (uključujući HE Lešće)
termoelektrane na plin 1200 MW (uključujući one u izgradnji)
termoelektrane na ugljen 1200 MW
kogeneracijske elektrane 300 MW
vjetroelektrane 1200 MW
male HE 100 MW
elektrane na biomasu 85 MW

Bitna pitanja

- 1) Kolika je opravdana granica udjela vjetroelektrana u hrvatskom EES?
- 2) Koliki je očekivani udio regulacijskih elektrana u hrvatskom EES?
- 3) Mogućnosti jačeg favoriziranja domaće komponente u izgradnji vjetroelektrana pri određivanju garantirane otkupne cijene?
- 4) Je li opravdano prigušivanje zajamčene otkupne cijene vjetropriizvodnje u Hrvatskoj, za nadolazeće vjetroelektrane?

Mogući odgovori

- 1) *Kolika je opravdana granica udjela vjetroelektrana u hrvatskom EES?*

Granicu ukupne instalirane snage vjetroelektrana u EES Hrvatske ostaviti na razini 360 MW. Postupni porast te granice urediti proporcionalno porastu rezerve raspoložive snage u EES; dakle, razlici ukupne raspoložive snage elektrana i vršnog opterećenja. Ta je razlika, dakle rezerva sustava:

$$3\,979 - 3\,098 \approx 900 \text{ MW} \quad (2007)$$

$$3\,979 - 3\,009 \approx 1\,000 \text{ MW} \quad (2008)$$

$$4\,079 - 3\,120 \approx 960 \text{ MW} \quad (2009).$$

Tako određena granica za vjetroelektrane (360 MW) predstavljala bi – po prilici – 1/3 rezerve za vjetroelektrane, a preostalo bi nešto manje od 1/3 rezerve za protočne hidroelektrane i također nešto manje od 1/3 rezerve za dugotrajniji zastoj veće elektrane ili neodgodivi popravak ili remont.

- 2) *Koliki je očekivani udio regulacijskih elektrana u hrvatskom EES?*

Sada su u Hrvatskoj regulacijske elektrane HE Senj, HE Zakućac i HE Vinodol (sekundarna regulacija) i one predvidivo mogu namiriti regulacijske potrebe vjetroelektrana ukupne instalirane snage od 360 MW. Pratiti treba njihov angažman u regulacijske svrhe i pravodobno pristupiti osposobljavanju još neke/nekih elektrana za regulacijsku ulogu.

- 3) *Mogućnosti jačeg favoriziranja domaće komponente u izgradnji vjetroelektrane pri određivanju zajamčene otkupne cijene?*

Sada, u Hrvatskoj: punu otkupnu cijenu proizvodnje (0,71–0,721 kn/kWh, u 2010. godini) koriste one vjetroelektrane kod kojih je udio domaće komponente jednak ili veći od 60 %, a s faktorom 0,93 množi se garantirana otkupna cijena ako je udio domaće komponente manji ili jednak 45 %.

Može li se to promijeniti radi većeg favoriziranja domaće komponente, za nadolazeće vjetroelektrane? Ne bismo li mogli reći da se poticajna cijena može koristiti samo u slučaju da je domaća komponenta veća od 60 % – taj poticaj plaćaju hrvatski građani i poduzetnici (danas: 0,5 lipa po svakom kilovatsatu preuzete elek-

trične energije) radi, između ostalog, povećavanja zapošljavanja svojih radnika! Neopravdano ge je koristiti za povećanje zapošljavanja inozemnih radnika!

4) *Je li opravdano prigušivanje zajamčene otkupne cijene vjetroprirodne u Hrvatskoj, za nadolazeće vjetroeletreane?*

Sada, u Hrvatskoj: otkupna je cijena jednaka za čitavo ugovoreno razdoblje otkupa (12 godina) i korigira se faktorom inflacije, rastom cijena na malo (2008: 5,8 %, 2009: 2,9 %, 2010: 1,9 %, za tri godine rast od oko 11 %!).

Može li se to promijeniti za *nadolazeće* vjetroeletreane:

- a) da se otkupna cijena godinama lagano prigušuje (zbog sniženja cijena opreme) a korigira faktorom inflacije i/ili
- b) da se otkupna cijena nešto smanji nakon isteka polovine ugovorenog razdoblja?

Vjetroeletrana 10 MW uz investicijske troškove 1 200 eura/kW koštala bi 12 milijuna eura ili 87,7 milijuna kuna. Uz trajanje instalirane snage od 2 000 h/god, proizvela bi u 12 godina 240 milijuna kilovatsati i za toliku proizvodnju dobila bi ukupno 173 milijuna kuna (po otkupnim cijenama iz 2010. godine – 0,721 kn/kWh, uz udio domaće komponente veći od 60 %). Dakle, dvostruko više nego li je uloženo; je li to prihvatljivo!?

Literatura

- [L1] H. Požar: *Izvori energije*. SNL – Zagreb, 1980.
- [L2] V. Knapp i P. Kulišić: *Novi izvori energije*. Školska knjiga – Zagreb, 1985.
- [L3] D. Feretić, Ž. Tomšić, D. Škanata, N. Čavlina, D. Subašić: *Elektreane i okoliš*. Sveučilište u Zagrebu, 2000.
- [L4] D. Krpan-Lisica: *Osnove energetike*. HINUS – Zagreb, 2001.
- [L5] B. Udovičić: *Elektroenergetski sustav*. Kigen – Zagreb, 2005.
- [L6] M. Kalea: *Električna energija*. Kigen – Zagreb, 2007.
- [L7] M. Kalea: *Prednosti i mane nekonvencionalnih izvora energije*. Elektroenergetika 2/2008.
- [L8] BDEW: *Windenergieeinspeisung in Deutschland im 2007*.
- [L9] D. Bajs i G. Majstrović: *Mogućnost prihvata proizvodnje vjetroeletreane u EES Republike Hrvatske*. Energija 2/2008.
- [L10] UCTE Memo 2008.
- [L11] NORDEL *Annual statistics* 2008.
- [L12] EWEA: *Wind power instalated in Europe by end of 2008*.
- [L13] Eurostat: *GDP in PPS per inhabitant 2008*.
- [L14] N. Dizdarević, M. Majstrović, S. Žutobradić, D. Bajs: *Utjecaj vjetroeletreane na naponske i strujne prilike u elektroenergetskoj mreži*. Energetski institut Hrvoje Požar, Zagreb, 2003.

- [L15] *Hohe Kapazitätsauslastung im deutschen Strommarkt*, www.strom.de/14.11.2006.
 [L16] IEA Wind Task 25: *Design and operation of power systems with large amounts of wind power*, VTT Technical Research Centre of Finland, Helsinki, 2009.

Dokumentacija

- [D1] Opći uvjeti za opskrbu električnom energijom (NN 14/06)
 [D2] Pravilnik o naknadi za priključenje na elektroenergetsku mrežu i za povećanje priključne snage (NN 28/06)
 [D3] Mrežna pravila elektroenergetskog sustava (NN 36/06)
 [D4] Pravilnik o korištenju obnovljivih izvora energije i kogeneracije (NN 67/07)
 [D5] Pravilnik o stjecanju statusa povlaštenog proizvođača električne energije (NN 67/07)
 [D6] Uredba o minimalnom udjelu električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije čija se proizvodnja potiče (NN 33/07)
 [D7] Tarifni sustav za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije (NN 33/07)
 [D8] Uredba o naknadama za poticanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije (NN 33/07) i izmjena te Uredbe (NN 155/09)
 [D9] Dodatni tehnički uvjeti za priključak i pogon vjetroelektrana na prijenosnoj mreži (HEP-OPS, 31.12.2008)
 [D10] Strategija energetskog razvoja Republike Hrvatske (NN 130/09)
 [D11] Kriterij za određivanje kandidata za dobivanje prethodnih elektroenergetskih suglasnosti za priključenje vjetroelektrana na prijenosnu i distribucijsku mrežu (HEP-OPS, 15.01.2007)

6.4. O fotonaponskim sustavima, ali staloženo⁶²

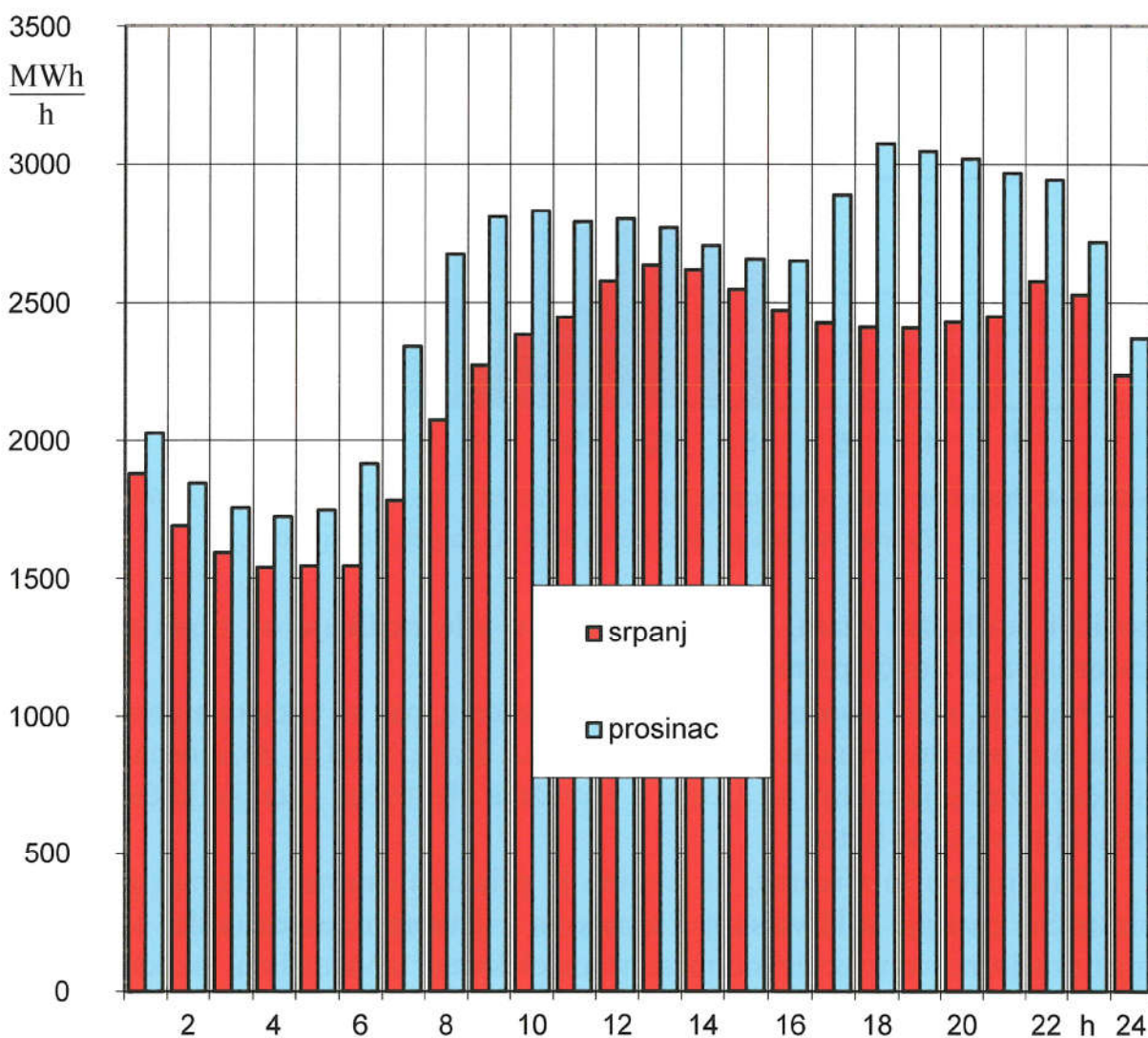
Skoro svakodnevno smo iz tiskovina i televizijskih emisija *bombardirani* djelomičnim istinama ili, čak, potpunim neistinama o fotonaponskim sustavima, uz prevladavajući zaključak kako su svi oko nas pametni i napredni, a mi glupi. Toliko glupi da ne vidimo očite prednosti sunčanih sustava, a osunčanja svugdje oko nas u izobilju – samo se treba sagnuti i *pokupiti novac* koji *leži* na hrvatskim osunčanim prostorima.

Idemo redom. Najprije o hrvatskoj osunčanosti; ona je – kvalitativno govoreći – doista gotovo dvostruko veća ($1\,200\text{--}1\,600\text{ kWh/m}^2$) nego li u sjevernim dijelovima Europe ($600\text{--}1\,000\text{ kWh/m}^2$). I to je skoro jedino potpuno istinito u zalaganjima za fotonaponske sustave!

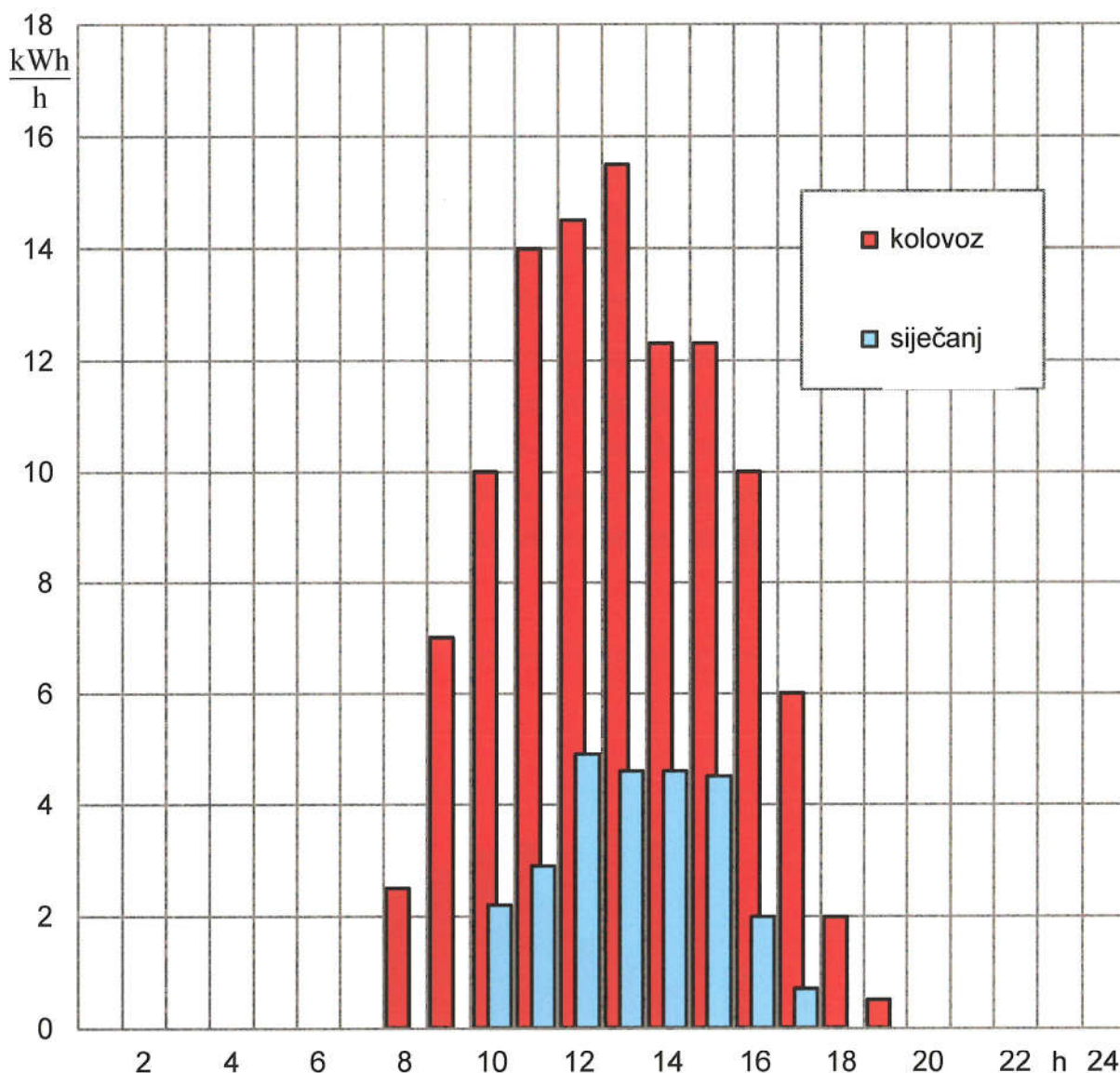
⁶² Članak je objavljen u *HEP-Vjesniku* 256/2012 pod naslovom *Pametno sa Suncem*.

Uvodno, iznesimo tri bitna svojstva fotonaponskih sustava. Prvo: uopće ne pridonose pokrivanju večernjeg vršnog opterećenja elektroenergetskoga sustava – sustav mora biti opskrbljen ostalim elektranama, kao da fotonaponskih sustava niti nema, ma koliko ih bilo; drugo: ne pridonose (barem za sada) sniženju cijene proizvodnje električne energije u sustavu i treće: pridonose sniženju opterećenja okoliša stakleničkim plinovima. Radi trećeg svojstva uopće ih i uvodimo, a zbog prva dva, to trebamo činiti razborito i oprezno.

Kada se govori o tisućama kućanstava koja se opskrbljuju električnom energijom iz ovoga ili onoga velikog fotonaponskog postrojenja koja se spominju u brojnim člancima, zaboravljamo da se tu radi o uspoređivanju krušaka i jabuka. Uspoređuje se potrošnja kućanstava koja ima stanoviti poznati dnevni ritam i moguća proizvodnja fotonaponskih sustava koja također ima svoj zna-



Slika 6.3. Dnevni dijagram opterećenja hrvatskog EES treće srijede u mjesecu (izvor: Izvještaj o poslovanju HEP-OPS)



Slika 6.4. Prosječna satna proizvodnja SE Solvis Varaždin nazivne vršne snage 20,6 kW (izvor: Završni rad Josipa Šekelje na FER-u, Zagreb, lipanj 2010.)

koviti i neizbježni ritam, ali koji se uistinu vrlo razlikuje od ritma potražnje kućanstava, a i opće potražnje.

Najprije, noću uopće nema Sunčeva zračenja, pak ni u kasnija predvečerja, kada je u pravilu vršna potražnja kućanstava. Dalje, zimi je dozračena energija Sunčeva zračenja manja od ljetne, a potražnja električne energije kućanstava u pravilu je veća od ljetne.

Ilustrirajmo to slikama, na kojima je prikazan dnevni dijagram potražnje električne energije u Hrvatskoj u zimskom i ljetnom mjesecu (slika 6.3) i primjer prosječne satne proizvodnje sunčane elektrane u Varaždinu, također u zimskom i ljetnom mjesecu (slika 6.4).

Iz dijagrama na slici 6.3. vidljivo je da je u ljetnom mjesecu vršno opterećenje elektroenergetskog sustava Hrvatske podjednako u podnevnim i večernjim

satima. U zimskom mjesecu, u večernjim satima javlja se vrh potražnje i on je veći od ljetnoga vrha. Uzevši cijelu godinu u obzir, kritično je 18 do 21 sat u zimskom razdoblju.

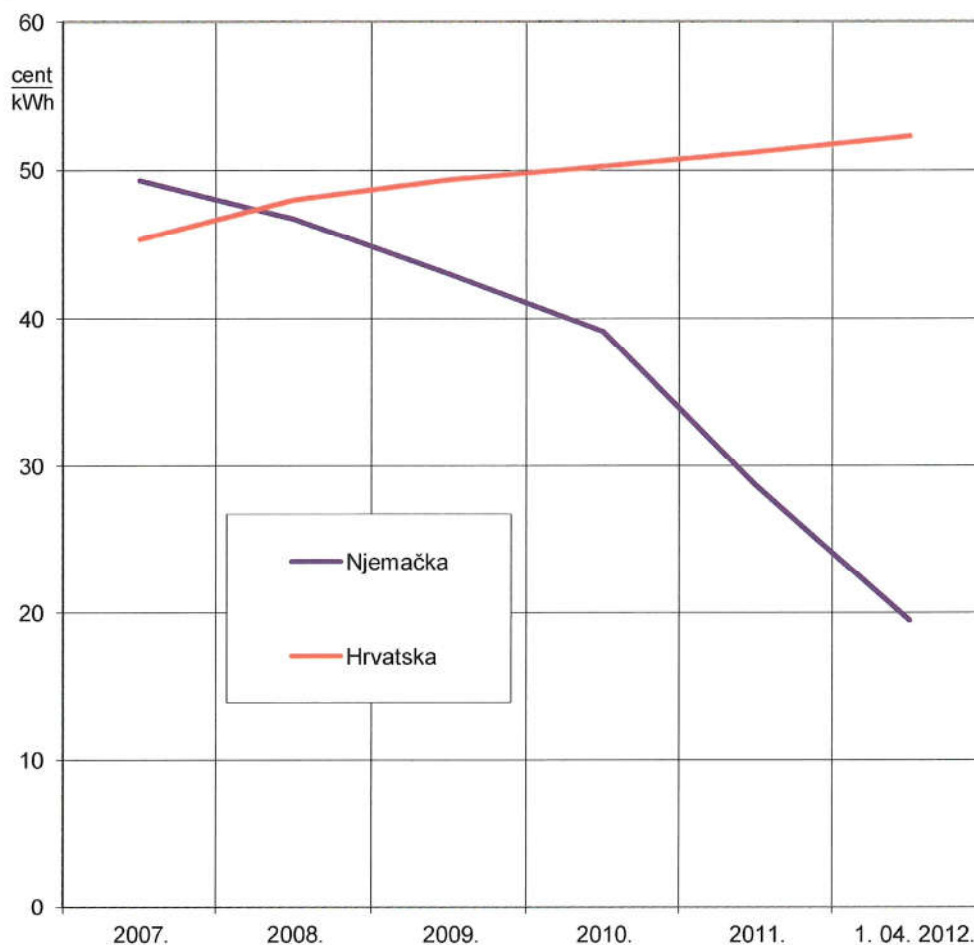
Iz dijagrama na slici 6.4. vidi se da je u zimskim mjesecima prosječna satna proizvodnja fotonaponskog sustava u Varaždinu jednaka nuli, u razdoblju između 18 navečer i 9 sati ujutro. Dakle, u doba vršnog zimskog opterećenja fotonaponski sustavi u Hrvatskoj neće moći pokrivati niti najmanji dio potražnje. Netko će reći, a što je na obali? Opet praktički jednako – samo 8 minuta kasnije zalazi Sunce na zemljopisnoj dužini Pule, a 8 minuta ranije zalazi u Osijeku, no u Varaždinu.

Ljetni večernji vrh potražnje još je pomaknut dublje u noć, tako da – sagradi li se toliko fotonaponskih sustava da se njima pokrije cijeli ljetni podnevni vrh (što je naravno posve nerealno) – opet bi svakoga dana došla večer u kojoj bi se moralo imati isto toliko elektrana na stalne izvore energije, kao da fotonaponskih sustava niti nema, ali uz slabije iskorištenje tih elektrana na stalne izvore energije!

Iz slike 6.4. vidljivo je još ponešto bitno. Prvo, realna je najveća ljetna prosječna satna snaga oko 15,5 kW, dakle samo 75 % instalirane vršne snage od 20,6 kW Sunčane elektrane (SE) Solvis u Varaždinu. Naime, instalirana snaga fotonaponskih sustava iskazuje se tzv. *vršnim kilovatima*, to je snaga koju postižu određene fotoćelije u ispitnim laboratorijskim uvjetima, među kojima je najvažnije ozračenje od 1 kW/m² i standardizirana duljina puta Sunčevih zraka kroz atmosferu, što se realno postiže u većoj ili manjoj mjeri. Drugo, što se također vidi iz tog dijagrama, omjer je ljetne i zimske najveće prosječne satne snage, on iznosi nešto više od 3 u prilikama tog varaždinskog sustava i u razmatranim mjesecima.

Trajanje instalirane snage fotonaponskih sustava prosječno je oko 1 000 sati godišnje. To znači kada bi ti sustavi neprekidno radili punom, nazivnom snagom, svu svoju godišnju proizvodnju ostvarili bi tijekom samo 1 000 sati, a godina ima 8 760 sati. Slikovitije rečeno: ako bi ti sustavi radili punom snagom jedan dan, onda bi nešto manje od 8 dana mirovali i tako redom cijele godine! Fotonaponski sustavi u Njemačkoj ostvarili su u 2010. godini samo 862 sata trajanja instalirane snage, a malobrojni hrvatski fotonaponski sustavi ostvarili su u toj godini 876 sati trajanja instalirane snage godišnje, dakle samo neznatno dulje od njemačkih. No i dalje ostaje – kvalitativno govoreći – vrlo malo godišnje trajanje. Primjerice, ostvareno godišnje trajanje instalirane snage hrvatskih hidroelektrana bilo je oko 4 000 sati u (doduše vrlo vlažnoj) 2010. godini, a godišnje trajanje instalirane snage NE Krško znade biti preko 8 000 sati.

Instaliranje fotonaponskog sustava prije jedno deset godina bilo je naglašeno investicijski skupo. Stajalo je reda vrijednosti 10 eura po watu, da bi danas – ili ne tako daleko od današnjeg dana – dospjelo na red vrijednosti od samo 1 euro po watu. Dakle, zahvaljujući ponajprije masovnoj jeftinoj kineskoj ponudi na svjetskom tržištu, današnja investicijska cijena postala je konkurentna cijeni termoelektrane na ugljen.



Slika 6.5. Tarife za otkup proizvedene električne energije iz fotonaponskih sustava 10 kW na krovu

U Hrvatskoj je doista nedopustivo uporno odlaganje sniženja zajamčene otkupne tarife električne energije proizvedene fotonaponskim sustavima. Zbog enormnog pada svjetskih cijena fotonaponskih modula, otkupna tarifa u Njemačkoj je od 1. travnja 2012. godine (19,50 €centa/kWh, za sustave do 10 kW na krovu) dva i pol puta niža od sadašnje hrvatske tarife (52,27 €centa/kWh), slika 6.5, i *svakog će se daljnjeg mjeseca* snižavati po stopi od 1 %. Trajanje razdoblja zajamčenoga otkupa u Njemačkoj je doduše 20 godina (kod nas 12), ali se tolika otkupna tarifa primjenjuje samo na onu energiju koja je isporučena u mrežu a ne i na onu koja je potrošena u vlastitom kućanstvu.

Njemačka otkupna tarifa danas je *niža* od maloprodajne cijene električne energije za kućanstva u Njemačkoj (oko 25 €centa/kWh, uključivo porezi i doprinosi) ali je još uvijek trostruko viša od cijene temeljne električne energije na europskoj burzi EEX (danas oko 6 €centa/kWh) odnosno šesterostruko viša od proizvodne cijene električne energije iz nuklearnih elektrana (oko 3 €centa/kWh).

Sadašnja je otkupna tarifa u Hrvatskoj *četverostruko veća* od maloprodajne cijene električne energije za kućanstva (od 1.5.2012: 13,40 €centa/kWh, uključivo porez i naknadu za OIE)!

Do sadašnje otkupne tarife u Hrvatskoj došlo se svakogodišnjom primjenom indeksa porasta maloprodajnih cijena. Međutim u europskim zemljama se time u pravilu *ne* indeksira tarifa za otkup proizvodnje iz OIE, premda je i u Europskoj uniji godišnja stopa inflacije oko 2 %, poput hrvatske.

Uz sadašnju hrvatsku otkupnu tarifu od 48,61 €cent/kWh, za FN-sustav od 1 kW s domaćim udjelom u isporuci opreme i radova manjim od 45 %, koji bi proizveo nešto više od 1 000 kWh godišnje, dobilo bi se godišnje oko 500 eura. Ovaj čas na europskom tržištu može se dobiti kompletan sustav za oko 1 500 eura/kW. Dakle za tri godine pogona bi se vratio uloženi novac ukoliko bi ga se imalo na raspolaganju u trenutku instalacije. Ako bi se uzeo kredit uz toliku kamatu da se mora vratiti dvostruki iznos (što je doista nerealno, ali jednostavnije je za račun rubne okolnosti), izlazi da bi se uloženo vratilo za 6 godina, još uvijek dvostruko kraće nego li je trajanje zajamčenoga otkupa. Tijekom trajanja zajamčenoga razdoblja, čisti dobitak bio bi u tom slučaju još 3 000 eura.

Kada bi danas u Hrvatskoj bilo 100 MW instalirano u fotonaponskim sustavima, to bi značilo unaprijedno “zauzimanje” čak otprilike 600 milijuna eura (pazite: to je oko 4,5 milijarda kuna!), koje bi se tijekom 12 godina zajamčenoga razdoblja otkupa moralo platiti proizvođačima, uz današnju otkupnu tarifu.

Naravno, ostaje hrvatska obveza sniženja emisije ugljikova dioksida, ali, nije li razumnije do toga doći *najvećim mogućim favoriziranjem* izravne proizvodnje topline sunčanim kolektorima te većim poticanjem korištenja hidroelektrana, biomase i biogoriva pa, čak, i vjetroelektrana, nego li nepromišljenim favoriziranjem fotonaponske proizvodnje?

Dok se fotonaponski sustavi javljaju sporadično, pitanja koja oni pokreću u distribucijskoj mreži nisu odmah vidljiva. Međutim kod masovnije primjene, javlja se potreba povećanja presjeka vodiča u niskonaponskoj mreži te prilagođenog načina vođenja pogona. Dok je u tradicionalnoj mreži najvažnije bilo osiguranje od nepretjeranog *pada napona*, sada se najednom pojavljuje potreba rješavanja *previsokog napona* u podnevnim satima sunčanih dana, kada fotonaponski sustavi maksimalno proizvode. I to u mreži koja je disperzirana po čitavu državnom teritoriju i ima ukupnu duljinu preko 100 tisuća kilometara.

Fotonaponska proizvodnja, prema zakonu, mora se sva preuzeti. Opet u slučaju naglašeno masovne primjene moglo se događati da se u sunčanim podnevnim satima moraju obustavljati čak i velike hidroelektrane – u protočnima bi to izazivalo neiskorištenje raspoložive vode, premda su i te elektrane na obnovljivi izvor energije ali znatno niže proizvodne cijene od otkupne cijene fotonaponskih sustava.

Na kraju, nabrajaju se još neka opća svojstva fotonaponskih sustava, odnosno korištenja energijom Sunčeva zračenja, povoljna i nepoželjna. Za osam od tih svojstava, nema dvojbe – sva su povoljna:



Fotonaponski moduli na krovu jedne stare kuće

- Sunčevo zračenje obnovljivi je izvor energije
- ima najveći mogući potencijal od svih danas korištenih izvora energije
- moguće je apsolutno disperzirano korištenje
- ima najpravedniju površinsku distribuciju, praktički je svuda dostupno
- prigušuje uvoznu energetska ovisnost
- djeluje na povećanje domaćeg zapošljavanja u mjeri u kojoj se radi o domaćem angažmanu pri isporuci opreme i izvođenju radova te održavanju
- ne dovodi do lokalnoga opterećenja okoliša emisijom
- ne traži ikakvu energiju prigodom pridobivanja primarne energije.

Glavna nepoželjna svojstva već su spomenuta: (a) u slučaju fotonaponskog korištenja, potrebna je 100 postotna rezerva u elektroenergetskom sustavu ili mogućnost 100 postotnog pohranjivanja energije i (b) malo godišnje trajanje iskorištenja instalirane snage, najmanje među svim danas dostupnim izvorima.

Oscilacija dotoka Sunčeva zračenja, nepoželjno je svojstvo, ali uz stalni dnevni i godišnji unaprijed poznati ritam dotoka – koji može remetiti (manje ili znatnije prigušiti) samo nečistoća zraka, naoblaka ili magla – predstavlja manje

značajnu poteškoću kod planiranja proizvodnje za idući dan nego li oscilacija dotoka ćudljivog vjetra u vjetroelektranama.

Ostala nepoželjna svojstva korištenja fotonaponskih sustava:

- Sunčevo zračenje ne može se uskladištiti niti transportirati u izvornom obliku
- kumulativno, FN-sustavi nisu posve CO₂-neutralni, pri proizvodnji komponenata dolazi do ozbiljnije emisije (ali: *“što nas briga, to se ne događa na mjestu korištenja!”*)
- lokalno vizualno opterećuju okoliš
- priječe drugo korištenje prostora velikih razmjera, ukoliko se radi o velikim instalacijama na otvorenom (neintegriranim u objekte)
- traže relativno veliki utrošak materijala za izgradnju i time utrošak energije za njihovo pribavljanje, što povećava tzv. energetska amortizaciju FN-sustava
- imaju relativno nizak stupanj pretvorbe u električnu energiju, potrebno je oko 7 četvornih metara fotoćelija za 1 kilovat vršne snage
- ne omogućuju kogeneraciju, osim pri – još nedovoljno razvijenom – dvojnog korištenju prozirnih fotoćelija/kolektora za istodobnu pretvorbu u električnu energiju i toplinu
- mala površinska gustoća dozračene energije, doduše, na zemljopisnoj širini Hrvatske praktički je dvostruko veća no na europskom sjeveru, godišnje 1 200–1 600 kWh/m² u Hrvatskoj, spram 600–1 000 kWh/m² na sjeveru Europe.

Znatno povoljnije korištenje Sunčevim zračenjem je pretvorbom u toplinu, kolektorima, uz prosječno trostruko viši stupanj djelovanja. K tome: dobro toplinski izoliran bojler omogućuje jeftinu lokalnu pohranu energije na nekoliko-kosatnoj vremenskoj crti i finalno korištenje bar donekle u ritmu potreba.

6.5. Što je hrvatski čovjek!?⁶³

U „Glasu Slavonije“ od 23. svibnja 2011. godine objavljen je članak „Struju prodajem za 4, a kupujem za 0,5 kuna“ kojim se obavještava o uspješnom Sikirevčaninu koji je tih dana pustio u pogon fotonaponski sustav na krovu svoje kuće i tako postao prvim koji je to ostvario u Slavoniji.

Ponosni gazda sunčane elektrane kaže: „Ostavljam se ugostiteljstva, koje me je mučilo 20 godina, sada ću uživati dok mi novac stiže s neba.“ I dalje: „Sada na kraju svakog dana mogu provjeriti koliko ću inkasirati od proizvedene struje.“

⁶³ Članak je objavljen u *HEP-Vjesniku* 246–247/2011.

Projekt je vrijedan približno 300 tisuća kuna, a vlasnik 10 kilovatne elektrane od krovnih modula na 70 kvadrata očekuje da bi mu elektrana trebala donositi godišnju dobit od 50 tisuća kuna, tako da bi sama sebe otplatila za šest godina, a u drugih šest godina (trajanje ugovora o zajamčenom otkupu električne energije po povlaštenoj cijeni je 12 godina) trebala bi donijeti dobit od još 300 tisuća kuna. “Ništa (od proizvedene električne energije) ne zadržavam za sebe jer je neisplativo. Kupujem struju po 50 lipa, a prodajem po četiri kune kao povlašteni proizvođač”, kaže dalje vlasnik. Ne brinu ga zimski mjeseci, kada je iskoristivost elektrane 10 posto, jer sve nadoknadi u ostatku godine. Nada se da će Hrvatska produljiti zajamčene rokove ugovora za povlašten otkup električne energije na 20 godina.

U tih nekoliko rečenica sadržano je apsolutno sve iz tipičnog gledanja hrvatskog čovjeka na korištenje obnovljivim izvorima.

Prvo i najvažnije: *kruha bez motike!* Sjedim/ležim i gledam kako se vrti brojilo, eventualno pijem pivo. Ne bi se hrvatski čovjek prihvatio korištenja biomasom (a ona je također obnovljivi izvor energije, vjerojatno podcijenjen u tarifnom sustavu za otkup električne energije iz obnovljivih izvora – dok je sadašnja otkupna cijena iz sunčanih elektrana 3,39–3,94 kune/kWh, dotle je ta cijena iz elektrana na biomasu 1,07–1,36 kuna/kWh), jer to traži ulaganje truda, rada, napora oko uzdizanja, pridobivanja, transporta, skladištenja, sušenja, spaljivanja i zbrinjavanja otpada tijekom čitave godine i tako svake godine iznova.

Drugo: ništa tipičnom hrvatskom čovjeku nije čudno da se tijekom 12 godina pogona uloženi novac udvostruči (pazite: to udvostručenje nije ugroženo inflacijom – svake godine otkupna cijena korigira se za godišnju inflaciju). Za vjetroelektrane izađe slično: udvostručenje početnog ulaganja tijekom tih 12 godina zajamčenog otkupa.

Treće: ne bi li bilo jedino pravedno – s nacionalnoga stajališta – da tarifni sustav za otkup električne energije iz obnovljivih izvora vrijedi samo za višak električne energije plasiran u mrežu, dakle razliku proizvodnje i vlastite potrošnje povlaštenih proizvođača, a ne za ukupno proizvedenu energiju iz obnovljivih izvora. (Ovako, kako je sada uređeno, to je jednako kao kada bi pri otkupu mlijeka, proizvođačima plaćali i onu količinu koju ukućani samo popiju!)

I, konačno: kako hrvatski čovjek tumači svoje zalaganje da se produlji rok zajamčena otkupa na 20 godina – tako da mu tijekom toga roka bude vraćen više nego trostruki iznos ulaganja? Umjesto, da se zalaže za sniženje otkupne cijene nakon isteka polovine zajamčenog razdoblja ili da se zalaže za sniženje otkupne cijene za objekte izgrađene u godinama koje dolaze, zbog stalnog sniženja troškova opreme (recimo, za sunčane elektrane još prije pet-šest godina je cijena instalacije bila oko 10 000 eura/kW, a Sikirevčanin je u ovo vrijeme platio oko 4 000 eura/kW).

Zaključni komentar ostavljam čitateljima!

6.6. Nuklearna naspram energije Sunčeva zračenja⁶⁴

U posljednje vrijeme učestale su izjave potpuno neupućenih (dakako, ne i unaprijed zlonamjernih) laika ili *jednostrano upućenih stručnjaka* (dolaze li iz svijeta, to bolje) o hrvatskoj energetskej budućnosti koju bi po njihovom mišljenju trebalo zasnivati na „sunčanim blagodatima“ Hrvatske, a ne na mogućem korištenju (i) nuklearnih elektrana.

Za izgradnju i razgradnju nuklearne elektrane od 1 000 megavata, treba osigurati oko 3 milijarde eura, i ta bi nuklearna elektrana proizvodila godišnje oko 7 milijarda kilovatsati električne energije. U prvih šest mjeseci njezina rada „vratila“ bi energiju utrošenu za proizvodnju njezine opreme i građenje te razgradnju. Emisija iz takve elektrane bila bi oko 40 grama ekvivalenta ugljikova dioksida po svakom kilovatsatu (opet uzevši u obzir emisiju prilikom proizvodnje opreme i građenje te razgradnju).

Za izgradnju sunčane elektrane od 1 000 megavata, trebalo bi uložiti 6 milijarda eura, a proizvela bi godišnje oko 1 milijardu kilovatsati (dnevno osunčanje nije stalno, a noću ga uopće nema). Čak 40 prvih mjeseci, sunčana elektrana morala bi raditi da „vrati“ energiju utrošenu za proizvodnju čelija, čelika, betona i drugih materijala potrebnih za njezinu uspostavu. Emisija (opet zahvaljujući ogromnoj količini tih materijala) bila bi prosječno oko 200 grama ekvivalenta ugljikova dioksida po svakom proizvedenom kilovatsatu, tijekom vijeka trajanja te elektrane.



NE Krško na Savi, 696 MW

⁶⁴ Članak je objavljen u časopisu *EGE* 3/2008



Fotonaponsko postrojenje u Ludwigshafenu na 41 000 m² vršne snage 2,2 MW

Ali, ako bismo željeli načiniti sunčanu elektranu koja bi proizvela jednako električne energije kao i nuklearna elektrana od 1 000 megavata (dakle 7 milijarda kilovatsati) u Hrvatskoj, morali bismo izgraditi sunčanu elektranu od 7 000 megavata, što bi koštalo 42 milijarde eura. To je sumjerljivo ukupnom jednogodišnjem bruto domaćem proizvodu Hrvatske! Opet bi ta elektrana radila prvih 40 mjeseci da „vrati“ energiju utrošenu za njezinu uspostavu i opet bi emisija iz te elektrane bila oko 200 grama CO₂-ekvivalenta po kilovatsatu. I, pitanje je kuda bi s tom energijom, najvećim dijelom proizvedenom oko podnevnih sati. I, drugo pitanje: odakle bi tekla opskrba Hrvatske od predvečerja do sutrašnjeg jutra.

Sunčane ćelije takve sunčane elektrane imale bi ploštinu od 50 milijuna četvornih metara. Pomnoži li se to s jedan i pol da se dođe do reda vrijednosti zauzete površine tla (zasjenjena površina tla, prostor za nosače i temelje sunčanih ćelija, prometnice, potrebne zgrade), izlazi da bi se radilo o 75 četvornih kilometara, dakle o zauzetom pravokutniku duljine 10 i širine 7,5 kilometara. Sumjerljivo ploštini otoka Lošinja!

U ovo vrijeme u različitim stupnjevima izgradnje u Hrvatskoj ima novih elektrana od ukupno oko 400 megavata (HE Lešće te dogradnje TE-TO Zagreb i TE Sisak). Dodatnih 1 000 megavata treba izgraditi uz dovršetak prije 2020. godine, ako bi se željelo da do tada uvoz padne na nulu (sada je reda vrijednosti 20 % godišnjih potreba električne energije, ako se dobava iz NE Krško ne uzima uvozom). To bi trebao biti imperativ, jer se od 2003. godine do sada

cijena na europskoj elektroenergetskoj *veletržnici* više nego utrostručila: s oko 2,5 €centa (2003. godine) porasla je na 8,5 €centa po kilovatsatu (sredinom 2008. godine); to je preko 60 lipa po kilovatsatu! Da dođe do kupaca, treba tu energiju prenijeti iz Europe u Hrvatsku i distribuirati do kupčeva stana, dodati PDV te joj je konačna cijena preko 100 lipa! Sadašnja je maloprodajna cijena električne energije za kućanstva u Hrvatskoj 87 lipa po kilovatsatu, uključivo PDV (jednotarifno brojilo).

6.7. Uvozna ovisnost dobave električne energije u Hrvatskoj⁶⁵

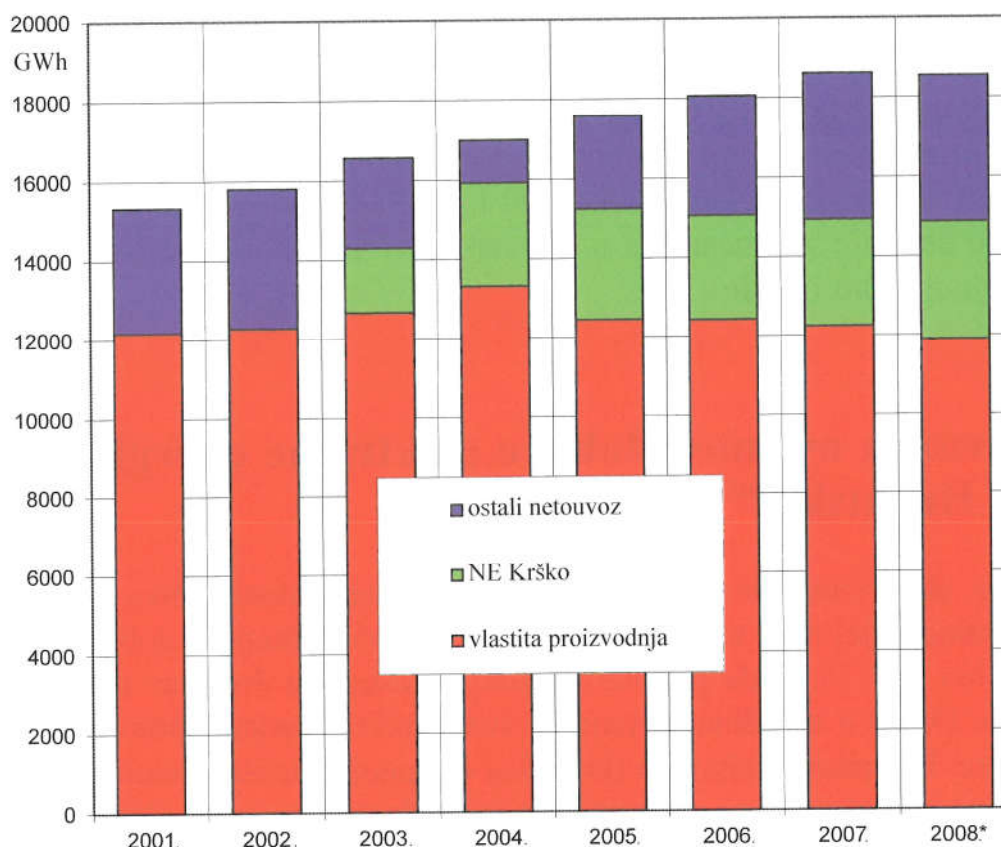
Uvoz električne energije u Hrvatsku godinama raste (slika 6.6). Dok je 2001. godine udjel neto uvoza (uvoz minus izvoz) u ukupnoj dobavi električne energije bio 20,6 %, dotle je 2008. godine porastao na 36 % uz tendenciju daljeg rasta. Dakle u sadašnje se vrijeme svaki treći kilovatsat potrošen u Hrvatskoj uveze. Ukupnom dobavom (jednakoj ukupnoj potrošnji) namiruje se zbroj neposredne potrošnje (one energije koja je predana kupcima), vlastite potrošnje elektrana, vlastite potrošnje elektroprivrede i neelektroprivrednog a energetske gospodarstva, energije iskorištene za crpljenje u crpno-akumulacijsku hidroelektranu Velebit te gubitaka u prijenosnoj i distribucijskoj mreži. Vlastitom proizvodnjom razumijeva se ona energija koja je proizvedena na teritoriju Hrvatske.

Dakle, u neto uvoz uračunat je uvoz hrvatske energije iz NE Krško (posljednjih godina: 2,6–3,0 TWh godišnje) – sukladno gledanju u Europskoj uniji i ta se proizvodnja uzima uvozom. Ako bi se to ipak uzelo vlastitom proizvodnjom, tada bi se hrvatska uvozna ovisnost u promatranom razdoblju (2001–2008) kretala na razini od približno 20 %, uz smanjenu razinu u razdoblju od 2003. do 2005. godine. Dakle, i tako gledano, uvozi se svaki peti kilovatsat ukupno potrošene električne energije! Usput: od 1999. do 2002. godine nije bilo isporuke iz NE Krško za Hrvatsku.

Hrvatska je među europskim zemljama s doista najvećim udjelom manjka proizvodnje na vlastitom području u ukupnoj potrošnji električne energije; u interkonekciji UCTE samo su Luksemburg i Crna Gora po tome lošije (2007. godine)! Primjerice za Italiju, uz najveći apsolutni uvoz električne energije u Europi (46 TWh, to je gotovo četverostruka proizvodnja električne energije na teritoriju Hrvatske!), taj uvoz ipak predstavlja znatno manji udio u njihovoj ukupnoj potrošnji (13,6 %, 2007. godine) od hrvatskoga.

Takva kretanja na dulji rok nikako nisu dobra!

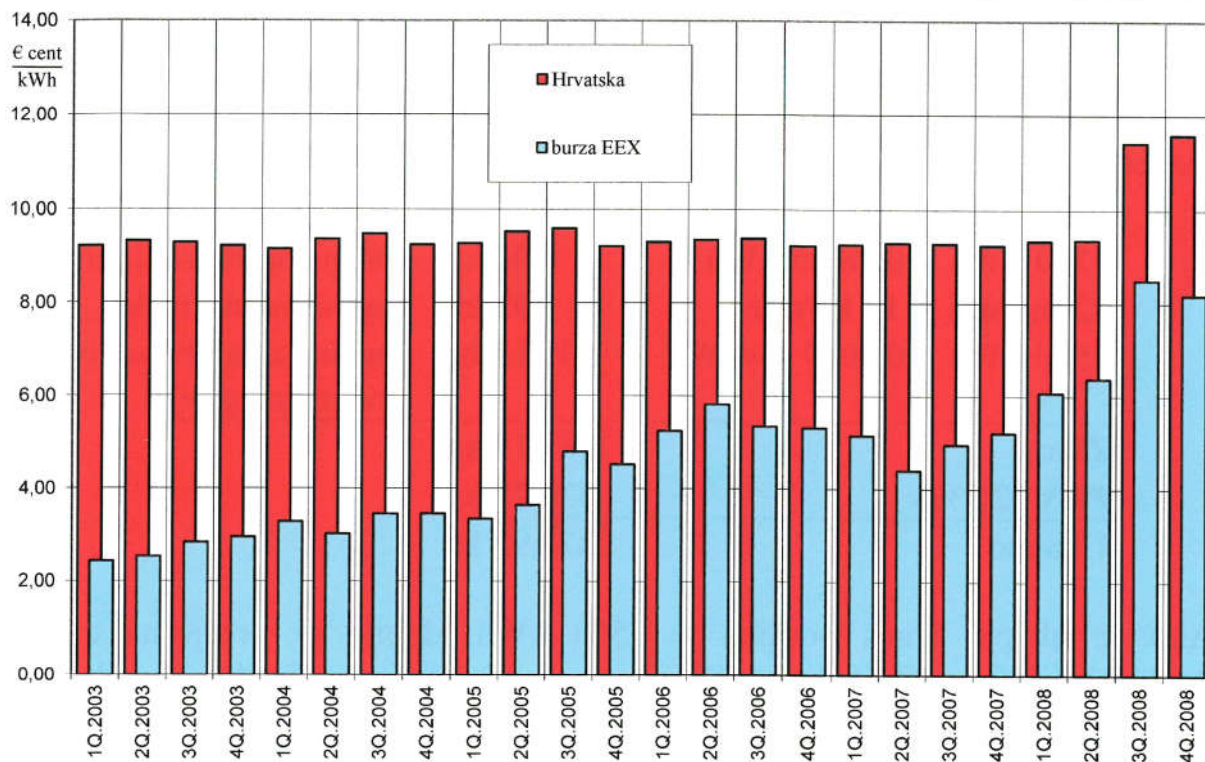
⁶⁵ Članak je objavljen u časopisu *EGE* 1/2010



Slika 6.6. Ukupna dobava električne energije u Hrvatskoj (izvori: Energetski institut "Hrvoje Požar" i (*HEP-OPS)

Najozbiljnija zabrinutost slijedi iz toga što uvozna cijena električne energije nezaustavljivo raste (slika 6.7). Dok je na Europskoj elektroenergetskoj burzi EEX u Leipzigu veletrgovačka cijena temeljne električne energije početkom 2003. godine bila 2,5 €centa/kWh, u trećem tromjesečju 2008. godine porasla je na nevjerojatnih 8,5 €centa/kWh! U četvrtom tromjesečju neznatno je snižena (na 8,2 €centa/kWh). U prvoj polovici 2009. godini došlo je do značajnog sniženja te cijene, praktički na polovinu one koja je bila koncem 2008. godine: 4,5 €centa/kWh! Ne može se protumačiti drugim, nego li padom potražnje električne energije zbog opće gospodarske recesije, ali i *prenapuhanim* rastom cijene do kraja 2008. godine.

Usporedi li se ta veletrgovačka europska cijena s cijenom po kojoj HEP isporučuje električnu energiju tarifnim kupcima u kućanstvima (po bijelom modelu – dvotarifno brojilo), uključivo PDV. Za primjer je uzeta godišnja potrošnja od 3 500 kWh, uz 2 200 kWh u višoj dnevnoj tarifi i 1 300 kWh u nižoj dnevnoj tarifi, dosljedno tome kako se u statistici Europske unije uzima ogledno europsko kućanstvo. To dobro odgovara onome što u ovo vrijeme troše hrvatska kućanstva (troše oko 3 000 kWh po brojilu ako se uzmu sva brojila što su razvrstana u kućanstva Hrvatske ili čak oko 4 200 kWh ako se uzme samo broj kućanstava u Hrvatskoj, neovisno o tome koliko brojila otpada na pojedino



Q = godišnji kvartal

Slika 6.7. Cijene električne energije na europskoj burzi EEX i za kućanstva u Hrvatskoj (izvor: Leipciška burza EEX, važeće tarifne stavke za Hrvatsku i srednji tečaj kune Privredna banka Zagreb)

kućanstvo – pored osnovnog brojila, tu su vikendice, zajednička potrošnja u višestambenim zgradama, izdvojene garaže, razne ustanove i udruge čija se potrošnja svrstava u kategoriju kućanstava).

Dobivena prosječna cijena električne energije preračunata je tečajem eura prema kuni u pojedinim vremenskim razdobljima i tako se došlo do usporedive cijene u €centima/kWh za hrvatska kućanstva, uključivo PDV. Vidljivo je da je hrvatska cijena praktički bila nepromijenjena u razdoblju od prvog tromjesečja 2003. godine pa sve do drugog tromjesečja 2008. godine. Iznosila je, za spomenuto kućanstvo, oko 9,3 €centa/kWh. Da bi se, neposredno pred promjenu hrvatske cijene 1. srpnja 2008. godine, hrvatska maloprodajna cijena *gotovo sasvim približila* veleprodajnoj cijeni na burzi EEX! Od 1. srpnja 2008. hrvatska prosječna cijena za kućanstva porasla je na oko 11,4–11,6 €centa/kWh (82,5 lipe/kWh).

U tom je razdoblju došlo do jedne promjene cijena električne energije u Hrvatskoj: 1. rujna 2005. neznatno je snižena cijena kategoriji kućanstava a nešto je povišena cijena kategorijama poduzetništva na niskom, srednjem i visokom naponu (što, zapravo, nije bio naročit zahvat, jer ionako je omjer cijena za kućanstva i za industriju premalen, što čini hrvatsku proizvodnju nekonkurentniju spram prilika u Europskoj uniji).

Radi ilustracije, izračunana je ovdje prosječna cijena za ogledno kućanstvo u Hrvatskoj krajem 2008. godine. Pretpostavljena je ukupna godišnja potrošnja od 3 500 kWh, 2 200 kWh u višoj a 1 300 kWh u nižoj dnevnoj tarifi (bijeli model):

2200 kWh × 0,75 kn/kWh	=	1650 kn	(pri višoj dnevnoj tarifi)
1300 kWh × 0,38 kn/kWh	=	494 kn	(pri nižoj dnevnoj tarifi)
12 mjeseci × 16 kn/mjes.	=	192 kn	(mjesečna naknada)
3500 kWh × 0,0089 kn/kWh	=	31,15 kn	(naknada za obnovljive izvore energije)
Zbroj		2367,15 kn	
PDV (22 %)		520,77 kn	
Ukupno		2877,92 kn	

Ako se ukupni iznos podijeli s 3 500 kWh, dobije se prosječna cijena $2\,877,92/3\,500 = 82,51$ lipa/kWh ili, uz tečaj Privredne banke Zagreb oko polovine zadnjeg tromjesečja 2008. godine od 7,12 kuna/euro, izlazi da je to 11,6 €centa/kWh.

Da je potrošnja mjerena jednotarifnim brojiлом (plavi model), tarifa bi bila 0,71 kuna/kWh, a prosječna cijena bi izašla 94,40 lipa/kWh, opet uz PDV. Valja ovdje reći i to, da se dvotarifno brojilo isplati uvesti ako je udio potrošnje pri nižoj dnevnoj tarifi u ukupnoj potrošnji jednak ili veći od 12 %.

Što, na kraju, zaključiti? Prvo, cijena električne energije u Hrvatskoj preniska je, osobito ima li se na umu sve veći uvoz električne energije i stalno rastuća cijena na europskoj elektroenergetskoj tržnici. I drugo, bez odgađanja valja pristupiti pripremi gradnje i gradnji novih elektrana. Prema, sredinom 2009. godine usvojenoj, Strategiji energetskog razvoja Hrvatske, predviđa se izgradnja novih elektrana (uključivo radi zamjene postojećih kojima je istekao vijek trajanja) ukupne snage oko 4 400 MW do 2020. godine i to:

– velike HE	300 MW
– TE na plin	1200 MW
– TE na ugljen	1200 MW
– kogeneracijske TE-TO	300 MW
– vjetroelektrane	1200 MW
– elektrane na biomasu	85 MW
– male HE	100 MW.

Podijeli li se to s jedanaest i dobije se rezultat kako bi svake godine trebalo puštati u pogon novih 400 MW, da bi u 2020. godini Hrvatska postala elektroenergetski samodostatna! Nemoguća zadaća, čije izvršenje će dodatno poremetiti opća recesija u koju je i hrvatsko gospodarstvo posljednje godine dospjelo.

6.8. Hrvatska ne može postati energetska neovisna⁶⁶

Hrvatska mora postati energetska neovisna, poruka koju se često može pročitati u HEP-Vjesniku i – dakako – vidjeti-čuti-pročitati u svim hrvatskim medijima. Naravno da bi svatko od nas priželjkivao da Hrvatska postane neovisna o neto uvozu energije (uvoz minus izvoz), ali to nikako nije moguće. Ostvariva, premda teško dostižna, težnja za Hrvatsku je da postane **elektroenergetska** neovisna. No, danas je od toga još vrlo daleko – dalje nego jučer. Naime, Hrvatska je na drugom mjestu prema udjelu uvoza električne energije u Europi – samo je Luksemburg prema tom pokazatelju ispred nas (2009).

Europska unija, u cjelini, praktično je elektroenergetska neovisna; neto uvoz u Uniju (točnije: u zemlje-članice ENTSO-E, a i neke nečlanice EU) predstavlja u 2009. godini zanemarivih 0,3 posto bruto potrošnje električne energije. U Hrvatsku je te godine uvezeno čak 32,6 posto bruto potrošnje električne energije. Znači, uvozi se svaki treći kilovatsat. U taj uvoz uračunata je i proizvodnja hrvatskog dijela NE Krško, jer se ona ne ostvaruje na području Hrvatske, kao što se u hrvatsku potrošnju primarnih oblika energije ne ubraja potrošnja nuklearnog goriva u polovici te elektrane.

Elektroenergetski sustav bi 11 godina, svake godine, trebalo dograđivati s po 400 MW prosječno

Prema Strategiji energetskega razvoja Hrvatske, prihvaćenoj 2009, trebalo bi do 2020. godine u Hrvatskoj izgraditi približno 4 400 MW novih elektrana, počevši od 2010. To je više nego li Hrvatska posjeduje sada! Time bi se zamijenile elektrane kojima istječe vijek trajanja i izgradile one kojima bi se u potpunosti namirila rastuća potražnja, tako da 2020. godine Hrvatska doista postane elektroenergetska neovisna, *samodostatna* – kako to ponekad kažemo. Tih novih 4 400 MW, kojima bi trebalo dograditi elektroenergetski sustav Hrvatske do 2020. godine, prema Strategiji energetskega razvoja, obuhvaća:

– velike hidroelektrane (više od 10 MW)	300 MW
– termoelektrane na plin	1 200 MW
– termoelektrane na ugljen	1 200 MW
– kogeneracijske elektrane	300 MW
– vjetroelektrane	1 200 MW
– male hidroelektrane (do 10 MW)	100 MW
– elektrane na biomasu	85 MW.

⁶⁶ Članak je objavljen u HEP-Vjesniku 241/2011 pod naslovom *Elektroenergetska neovisnost – teško dostižna, ali ostvariva težnja*.

Znači, u 11 godina trebalo bi dograđivati hrvatski elektroenergetski sustav s po 400 MW prosječno svake godine. U 2010. godini puštene su, za sada, u pogon HE Lešće od 42 MW i VE Vrataruša od 42 MW, znači 21 posto poželjne veličine.

Koliko su realna predviđanja Strategije energetskeg razvoja Hrvatske. Ponajprije se valja zapitati je li tolika potrošnja električne energije realna i treba li toliko elektrana? U Hrvatskoj se 2020. godine pretpostavlja dosezanje 6 645 kilovatsati proizvodnje/potrošnje električne energije po stanovniku. To je vrijednost koju su svih 27 članica Europske unije zajedno postigle 2005, znači 15 godina kasnije mi želimo postići jednako. Novih 12 članica Europske unije predviđaju 2020. godine imati proizvodnju po stanovniku sličnu hrvatskoj, a 15 starih članica Europske unije ostvarile su toliku proizvodnju po stanovniku 20 do 25 godina ranije. Nije moguće da će se poželjan rast bruto domaćeg proizvoda ostvariti uz znatno manje električne energije po stanovniku.

Nadalje, veće korištenje nestalnih obnovljivih izvora energije od onoga koliko je predviđeno Strategijom? To su velike i male hidroelektrane te vjetroelektrane – ukupno 1 500 MW! Da bi se to povećalo, trebalo bi povećati i izgradnju konvencionalnih elektrana na stalne izvore energije, jer se samo time može osigurati dovoljna rezerva za okolnosti u kojima nestalni izvori energije nisu dovoljno raspoloživi. Ionako je ta rezerva predviđena u Strategiji – premda. U 2020. godini predviđa se u elektroenergetskom sustavu ukupna instalacija svih elektrana Hrvatske od 6 200 MW te, uz očekivano vršno opterećenje od 4 767 MW, dolazi se do rezerve od 1 433 MW. Pri tome, bit će čak 1 200 MW u vjetroelektranama! Znači, ostaje samo 233 MW za pokriće svih drugih neželjenih okolnosti (dugotrajnija neraspoloživost neke/nekih elektrana, mali dotok vode u protočnim hidroelektranama) u slučaju potpunog izostanka vjetra u razdobljima blizu vršnog opterećenja elektroenergetskog sustava! A vjetar, vidi se to iz njemačkog primjera, može praktički potpuno izostati: u najkritičnijim mjesecima. Posljednjih godina bilo je okolnosti kada je stvarna snaga svih njemačkih vjetroelektrana bila samo 0,5 posto od ukupne instalirane snage, i to na velikom teritoriju čitave Njemačke! Osim toga, nikada nije premašivala 88 posto ukupne instalirane snage.

Sadašnja ukupna instalacija hrvatskih elektrana od približno 4 000 MW obuhvaća polovicu u termoelektranama i polovicu u hidroelektranama. Proizvodnja u postojećim hrvatskim hidroelektranama naglašeno varira: od 3,7 milijarda kilovatsati 1990. godine do 8,4 milijarda kilovatsati 2010. godine.

Postizanje hrvatske elektroenergetske neovisnosti rastom uvozne energetske ovisnosti!

Stoga je nužno sustav dograđivati elektranama na stalne izvore električne energije, konvencionalnim elektranama. Najvjerojatnije nuklearnom elektranom – što neće biti moguće izbjeći, a odluku prema Strategiji treba donijeti 2012. godine – te elektranama na biomasu, čiji je primarni energent moguće uskladištiti te koristiti neovisno o tekućem dotoku biomase (Strategija predviđa 85 MW takvih elektrana, a udvostručenje ili utrostručenje te vrijednosti ne bi bitno smanjilo potrebu izgradnje konvencionalnih termoelektrana).

Budući da za konvencionalne i kogeneracijske elektrane treba osigurati gorivo te i uvozni ugljen i većim dijelom uvozni plin za njihov pogon, to proizlazi da bi za *postizanje hrvatske elektroenergetske neovisnosti rasla uvozna energetska ovisnost!* A gdje su ostale energetske potrebe, koje nije moguće – na sadašnjem stupnju tehnološkog razvoja – namiriti bez korištenja fosilnih goriva (nafte i plina, naglašeno za promet, za tehnološke procese i za zagrijavanje)?

Prema podacima Ministarstva gospodarstva, rada i poduzetništva, sagledive vlastite bilančne rezerve nafte tolike su da bi, uz stalno iskorištavanje kao u 2008. godini, trajale još 15 godina, a rezerve prirodnog plina još samo 13 godina. Dakako, stvarno trajanje bit će dulje, jer će se postupno snižavati godišnje iskorištavanje. Ako se rezerve nafte i plina povećaju vjerojatnim ili mogućim otkrićima novih nalazišta, to bi protegnulo njihovo trajanje za 25–30 posto.

Hrvatska uvozna energetska ovisnost, udjel neto uvoza u ukupnoj potrošnji energije, bila je 2008. godine 52,3 posto, a 2020. godine bit će predvidivo (po Strategiji) dvije trećine, dakle 67 %.

6.9. Izgradnja elektrana u Hrvatskoj⁶⁷

Uvod

Od kasnih pedesetih do kasnih osamdesetih godina prošlog stoljeća, svakih godinu i pol dana u pogon je puštana po jedna elektrana, a ignoriranjem upozorenja struke o potrebama nove snage u sustavu i brojnih projekcija budućeg razvoja te konkretnih projekata HEP-a, od sredine devedesetih prekinut je kontinuitet dogradnje hrvatskog elektroenergetskog sustava novim elektranama, što je najveći neuspjeh hrvatske gospodarske politike i čelnika HEP-a.

Početna godina rada i raspoloživa snaga većih elektrana u Hrvatskoj prikazani su u tablici 6.8. U tridesetogodišnjem razdoblju, od 1959. do 1989., u

⁶⁷ Članak je objavljen u *HEP-Vjesniku* 254–255/2012 pod naslovom *Kako smanjiti uvoznju ovisnost i približiti se elektroenergetskoj neovisnosti?*

Tablica 6.8. Veće elektrane u Hrvatskoj, prema početnim godinama pogona

Početna godina pogona	Elektrana	Raspoloživa snaga, MW
1906.	HE Miljacka (HE Manojlovac)	24
1907.	EL-TO Zagreb (Munjara u Zagrebu)	90
1912.	HE Kraljevac	46,6
1952.	HE Vinodol	84
1954.	TE Jertovec (TE Konjščina)	83
1959.	HE Gojak	48
1960.	HE Peruća	41,6
1961.	HE Zakućac	486
1965.	HE Senj	216
1965.	HE Dubrovnik	216
1968.	HE Rijeka	36
1970.	TE Sisak	396
1970.	TE Plomin 1	98
1970.	HE Sklope	22,5
1974.	HE Orlovac	237
1975.	HE Varaždin	86,5
1976.	PTE Osijek	48
1978.	TE Rijeka	303
1980.	TE-TO Zagreb	120 (1980) + 208 (2003) + 112 (2009)
1982.	HE Čakovec	77,5
1984.	CAHE Velebit (CAHE Obrovac)	276
1985.	TE-TO Osijek	42
1989.	HE Dubrava	77,8
1989.	HE Đale	40,8
2000.	TE Plomin 2	192
2010.	HE Lešće	41,8
do kraja 2010.	Ukupno	3750

Hrvatskoj je izgrađeno 19 većih elektrana, što znači da je svakih godinu i pol dana u pogon puštana po jedna elektrana!



Izgradnja brane HE Lešće snage 42,3 MW

Uvozi se više nego li svaki četvrti kilovatsat!

Nakon Domovinskog rata, od 1996. do 2011., završena je izgradnja jedne elektrane (2000: TE Plomin 2), u TE-TO Zagreb su provedene dvije veće dogradnje (2003. i 2009. godine) i tijekom 15 godina izgrađena je samo jedna elektrana (2010: HE Lešće)!

Rezultat toga je da je Hrvatska sve više ovisna o uvozu električne energije. Prema dispečerskim izvještajima za 2011. godinu podaci su sljedeći: proizvodnja na državnom području je 9,6 TWh, neto uvoz (uvoz – izvoz) 7,7 TWh, a bruto potrošnja na mreži prijenosa 17,3 TWh. U neto uvozu je sadržana i hrvatska energija proizvedena u NE Krško (2,94 TWh). Izuzme li se ta energija iz uvoza, ostaje 4,76 TWh “čistog” neto uvoza, znači 27 % bruto potrošnje je “čistoga” uvezeno. Više nego li svaki četvrti potrošeni kilovatsat!

Koliko bi elektrana trebalo za osiguranje hrvatske elektroenergetske neovisnosti? Teško je to nedvojbeno reći; zemlje s visokim udjelom nestalnih izvora električne energije (hidroelektrane, vjetroelektrane, fotonaponski sustavi) trebaju imati rezervu elektrana veću nego li one zemlje u kojima bi naglašeno pre-

vladavale elektrane na stalne izvore energije (termoelektrane i nuklearne elektrane). U tim zemljama dovoljna bi bila rezerva u veličini jednog ili prva dva najveća agregata pa ako oni istodobno ispadnu iz pogona, još uvijek je pokriveno vršno opterećenje. (Remont velikih proizvodnih jedinica, svakako neće biti planiran u godišnjem razdoblju pojave vršnog opterećenja.) Tu je rezerva: razlika ukupne instalirane snage i vršnog opterećenja i, dakako, mijenja se rastom ukupne instalacije i upornim svakogodišnjim porastom vršnog opterećenja.

Sustavu manjka rezerva

Zašto je potrebna rezerva, to veća što je veći udjel nestalnih izvora? Stoga što je ograničena vjerojatnost da će ti izvori biti raspoloživi u vrijeme vršnog opterećenja. Za fotonaponske sustave može se unaprijed reći: neće biti raspoloživi (njihov angažman bit će nula!) u večernje doba vršnog opterećenja, jer u to doba nema osunčanja. Za vjetroelektrane se može utemeljeno tvrditi da je njihov vjerojatni angažman u doba vršnog opterećenja sustava 5–15 posto ukupne instalirane snage (njemački podaci). Za hrvatske



Termoelektrana Plomin 2 snage 210 MW

vjetroelektrane, za sada je riječ o 5 %. Znači, što se tiče vjerojatnog udjela u pokrivanju vršnog opterećenja, uistinu, kao da vjetroelektrana i foto-naponskih sustava uopće nema! S hidroelektranama je ipak drukčije; protočne imaju određenu veću vjerojatnost da će u doba vršnog opterećenja evidentno imati dotok veći od nule, a akumulacijske će imati u jezeru uvijek toliko vode da se maksimalno angažiraju nekoliko sati dnevno u doba vršnog opterećenja.

Iz podataka o elektroenergetskim sustavima zemalja-članica ENTSO-E u 2010. godini (nema još podataka za 2011), vidljiva je dobra korelacija (a) udjela proizvodnje iz nestalnih OIE u ukupnoj proizvodnji električne energije i (b) veličina rezerve elektroenergetskog sustava. U tablici 6.9. prikazuju se pojedini karakteristični primjeri; onih zemalja s vrlo visokim udjelom nestalnih OIE u ukupnoj proizvodnji (>50 %).

Tablica 6.9. Udjel proizvodnje iz nestalnih OIE u ukupnoj proizvodnji električne energije i udjel rezerve elektroenergetskog sustava u vršnom opterećenju

Zemlja	Nestalni OIE/ /ukupna proizvodnja, %	Instalirana snaga/ /vršno opterećenje, %
Norveška	95,6	145
Island	74,9	122
Crna Gora	67,5	151
Hrvatska	63,2	129
Švicarska	56,6	162
Latvija	56,3	198
Austrija	51,6	221
Bosna i Hercegovina	50,6	170
ENTSO-E	21,9	164

Iz podataka se vidi da je Hrvatska, prema rezervi, na pretposljednem mjestu među zemljama s visokim udjelom nestalnih OIE u ukupnoj proizvodnji električne energije (iza Islanda). Hrvatska ima rezervu 29 %, a najveća je u Austriji – čak 121 %. Također je vidljivo da Hrvatska ima manju rezervu od prosječne europske, koja iznosi 64 %, premda je prosječni udjel nestalnih OIE u proizvodnji Europe znatno niži od hrvatskoga (21,9 % spram hrvatskih 63,2 %).

U tablici 6.10. prikazani su podaci o instaliranoj snazi elektrana i o vršnom opterećenju elektroenergetskih sustava zemalja-članica ENTSO-E u 2010. godini.

Tablica 6.10. Elektrane i vršno opterećenje u zemljama članicama ENTSO-E u 2010. godini

Zemlja	Instalirana snaga, MW	Vršno opterećenje, MW	Instalirana snaga/ vršno opterećenje, %	Nestalni OIE/ Ukupna proizvodnja, %
Austrija	21085	9548	221	51,6
Bosna i Hercegovina	3477	2051	170	50,6
Belgija	18693	13810	135	3,6
Bugarska	12072	6640	182	13,9
Švicarska	17579	10835	162	56,6
Cipar	1467	746	197	0,0
Češka	18938	10307	184	5,4
Njemačka	152200	83090	183	12,1
Danska	13375	6312	212	21,3
Estonija	2487	1367	182	2,7
Španjolska	96309	42301	228	33,6
Finska	17081	13923	123	17,0
Francuska	123510	96710	128	14,2
Velika Britanija	79705	59008	135	3,7
Grčka	13933	7869	177	20,0
Hrvatska	4010	3116	129	63,2
Mađarska	8753	5937	147	2,1
Republika Irska	8473	4664	182	13,1
Island	2579	2113	122	74,9
Italija	102931	54927	187	22,1
Litvanija	3607	1680	215	29,2
Luksemburg	1732	971	178	33,3
Latvija	2462	1243	198	56,3
Crna Gora	870	575	151	67,5
Makedonija	1660	1535	108	34,8
Sjeverna Irska	2693	1684	160	9,6
Nizozemska	25465	18187	140	3,5
Norveška	31780	21852	145	95,6
Poljska	33309	23081	144	3,6
Portugal	17905	8814	203	49,3
Rumunjska	17054	8313	205	36,2
Srbija	8359	7034	119	30,5
Švedska	35701	25807	138	48,1
Slovenija	3041	1919	158	29,2
Slovačka	7780	4326	180	21,1
ENTSO-E	912075	557280	164	21,9

6.10. Hidroelektrane u Hrvatskoj⁶⁸

Aktualna je rasprava o predvidivoj izgradnji HE Ombla te hidroelektrana na Savi, kao značajnih čimbenika u investicijskom zamahu i osiguranju daljeg povećanja udjela korištenja obnovljivih izvora energije u Hrvatskoj. Govori se i o tome da je hrvatski hidroenergetski potencijal iskorišten samo s 50 %, a – opet – znano jest da u naglašeno vlažnim godinama proizvodnja hrvatskih hidroelektrana zna biti veća od polovine ukupne proizvodnje električne energije. Pogledajmo u knjige *Hidroelektrane u Hrvatskoj* (Elektroprojekt–Zagreb, 2000) i *Male hidroelektrane* (HEP–Zagreb, 1993) te iznesimo najvažnije činjenice o tome.

Početak elektroenergetskog korištenja vodnih snaga seže u 1895. godinu, kada je puštena u pogon HE Jaruga, snage 320 kVA na rijeci Krki, dana 28. kolovoza, na datum koji je određen kao Dan Hrvatske elektroprivrede. Slijedi HE Jaruga II iz 1904. godine, snage 5,25 MW, pa HE Manojlovac (danas HE Miljacka) 1906. godine, snage 20,8 MW također na Krki, HE Ozalj 1908. godine, snage 2,5 MW na Kupi te još nekoliko hidroelektrana u Primorju i Dalmaciji, da bi 1912. godine (*prošlo je upravo 100 godina od tada*) bila završena izgradnja HE Kraljevac na Cetini, snage 25,6 MW i – iste godine – i mala HE Kuzmica na Orljavi kraj Požege, snage hidroagregata 295 kVA, s dizelskim agregatom 155 kVA radi omogućenja isporuke kada je nedostatno vode u Orljavi⁶⁹.

Nakon Drugog svjetskog rata izgrađeno je još šesnaest hidroelektrana, snage veće od 10 MW, koje se ubrajaju u velike hidroelektrane, počevši s HE Vinodol na vodnim snagama ponornica Like, snage 84 MW iz 1952. godine pa sve do HE Lešće na Dobri, snage 41,8 MW koja je dovršena 2010. godine, tablica 6.11.

Tako krajem 2010. godine u Hrvatskoj, u sastavu HEP-a ima 18 velikih HE, 8 malih HE, snage do 10 MW, a izvan sustava HEP-a još je 6 malih HE. Među velikim hidroelektranama pretežu akumulacijske, ima ih 11, a protočnih elektrana je sedam. Omjer akumulacijskih HE spram protočnih je vrlo povoljan, akumulacijske omogućuju iskorištenje vode bolje prilagođeno potražnji. Pogotovo su korisne crpno-akumulacijske HE (CAHE), koje omogućavaju pohranu energije u doba male potražnje i proizvodnju energije u doba povećane potražnje. Jedna je takva velika (CAHE Velebit).

Ukupna instalirana snaga velikih hrvatskih HE je 2 108 MW, a dodavši i male HEP-ove i one izvan HEP-a, ukupno je u hidroelektranama instalirano

⁶⁸ Članak je objavljen u *HEP-Vjesniku* 259/2012 pod naslovom *Tehničkog potencijala na rijekama imamo*.

⁶⁹ Mudrih li tadašnjih Požežana; bilo im je jasno da agregat na nestalni izvor energije mora imati rezervu u agregatu na stalni izvor energije!

Tablica 6.11. Hidroelektrane snage veće od 10 MW u Hrvatskoj

R. br.	U pogonu od godine	Hidroelektrana	Tip	Vodotok	Instalirana snaga, MW
1	1906.	Miljacka	prot.	Krka	24
2	1912.	Kraljevac	akum.	Cetina	46,4
3	1952.	Vinodol	akum.	Ponornice Like	90
4	1959.	Gojak	prot.	Dobra i Mrežnica	55,5
5	1960.	Peruća	akum.	Cetina	60
6	1961.	Zakućac	akum.	Cetina	486
7	1965.	Senj	akum.	Lika i Gacka	216
8	1965.	Dubrovnik	akum.	Trebišnjica	216
9	1968.	Rijeka	prot.	Rječina	36
10	1970.	Sklope	akum.	Lika	22,5
11	1973.	Buško Blato	CAHE	Cetina	11,7
12	1973.	Orlovac	akum.	Cetina	237
13	1975.	Varaždin	prot.	Drava	92,5
14	1982.	Čakovec	prot.	Drava	77,4
15	1984.	Velebit	CAHE	Ponornice Like	276
16	1989.	Dubrava	prot.	Drava	77,8
17	1989.	Đale	akum.	Cetina	40,8
18	2010.	Lešće	prot.	Dobra	41,8
Ukupno (MW)					2107,4

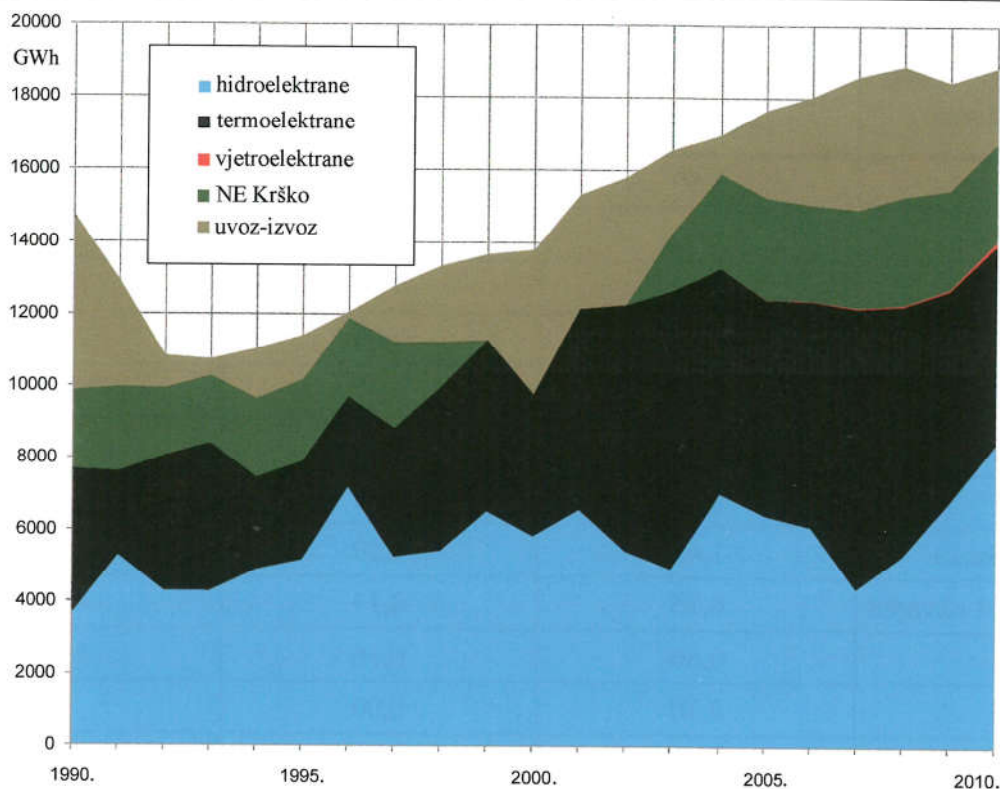
akum. akumulacijska elektrana

prot. protočna elektrana

CAHE crpno-akumulacijska hidroelektrana

2 141 MW. Uz velike termoelektrane, čija je snaga ukupno 1 681 MW te industrijske i male termoelektrane – kojih je snaga oko 220 MW, u Hrvatskoj bila je krajem 2010. godine ukupna instalirana snaga hidroelektrana i termoelektrana 4 042 MW. Izvan toga su vjetroelektrane (79 MW, krajem 2010. godine) i fotonaponski sustavi (164 kW, krajem 2010). K tome, u hrvatskom vlasništvu je polovina NE Krško u Sloveniji, tako da snaga od 348 MW pripada Hrvatskoj. Dakle, raspolaže se sa sveukupno nešto manje od 4 500 MW u svim elektranama.

Instalirana snaga hidroelektrana, činila je 2010. godine zaokruženo *polovinu* ukupne instalirane snage svih elektrana na području Hrvatske. Na slici 6.8. prikazano je kretanje bruto proizvodnje svih elektrana (ne samo HEP-ovih) i dobave električne energije u Hrvatskoj.



Slika 6.8. Bruto proizvodnja i dobava električne energije u Hrvatskoj

Što je znakovito za proizvodnju hidroelektrana u Hrvatskoj, u razdoblju 1990–2011. godine, u kojem je ukupni *park* hidroelektrana bio gotovo stalan, uz dogradnju s nekoliko malih HE i izgradnju HE Lešće 2010. godine? Značajke te proizvodnje su:

- najviše je u HE proizvedeno 2010. godine – 8,4 TWh (već u 2011. godini proizvedeno je znatno manje, gotovo samo polovina: 4,6 TWh)
- najmanje je u HE proizvedeno 1990. godine – 3,7 TWh
- omjer najveće i najmanje godišnje proizvodnje u HE je veći od 2 (točno 2,27), što valja neprestano imati na umu: vodne snage u Hrvatskoj imaju *veliku varijaciju* godišnjih ostvarenja proizvodnje
- najviši udjel proizvodnje HE u ukupnoj proizvodnji svih elektrana u Hrvatskoj bio je 1996. godine približno čak tri četvrtine
- najmanji udjel proizvodnje HE u ukupnoj proizvodnji bio je 2007. godine samo nešto više od trećine
- najveći udjel proizvodnje HE u namirenju ukupne bruto potrošnje električne energije u Hrvatskoj bio je 1996. godine okruglo 60 %
- najmanji udjel proizvodnje HE u namirenju ukupne bruto potrošnje bio je 2007. godine – 23,6 %
- prosječna godišnja proizvodnja hrvatskih HE u tom 22-godišnjem razdoblju bila je 5,6 TWh
- prosječno godišnje trajanje instalirane snage hidroelektrana bilo je 2 667 sati, a ostvarenja su se kretala između krajnjih granica: 1 760 i 4 000 sati.

Tablica 6.12. Iskoristive i iskorištene vodne snage u Hrvatskoj

Vodotok	Tehnički iskoristivo, TWh/god	Iskorišteno, TWh/god	Izgrađeno, %
Drava	2,60	1,23	47,3
Sava	1,00	0,00	0
Kupa	2,00	0,24	11,9
Una	0,10	0,00	0
Rječina	0,18	0,12	66,6
Mirna	0,04	0,00	0
Raša	0,02	0,00	0
Lika i Gacka	1,40	1,00	71,4
Ličanka-Lokvarka	0,15	0,13	86,8
Krka	0,66	0,16	24,2
Zrmanja	0,10	0,00	0
Cetina	3,70	2,75	74,3
Trebišnjica	0,50	0,50	100
Ukupno	12,45	6,13	49,2

U tablici 6.12. prikazane su tehnički iskoristive vodne snage na glavnim vodotocima u Hrvatskoj, do danas iskorištene vodne snage izgrađenim velikim hidroelektranama u teravatsatima prosječno godišnje i stupanj izgrađenosti u postocima. Za pogranične rijeke, iskazi su dani za dio koji se odnosi na Hrvatsku.

Redoslijed izgradnje hidroelektrana u prošlosti određivan je prema kriteriju što manjih investicija za što veću snagu i/ili proizvodnju te višestruko iskorištenje jednom zahvaćenih vodnih snaga na pojedinim vodotocima, izgradnjom vodnih stepenica (na Krki, Cetini, Dravi). U narednom višegodišnjem razdoblju predstoji postupno iskorištenje pojedinih vodotoka uz dakako sve skuplje i skuplje zahvate na pojedinoj lokaciji.

Dakle, na svim hrvatskim vodotocima, ukupno je tehnički iskoristivo 12,5 TWh a iskorišteno je danas okruglo 6 TWh godišnje, dakako u prosječno vlažnoj godini na svakom vodotoku. Prema tome, stupanj izgrađenosti hrvatskih velikih hidroelektrana je približno *polovina* tehničkog potencijala.

Pitanje je hoće li, i do kada će, uopće biti iskorišten sav tehnički potencijal: dijelom se radi o pograničnim rijekama – treba sporazum obje strane, dijelom će potpuno iskorištenje biti ekonomski nedostižno – preskupo, dijelom bi to tražilo toliko zahvata u prostoru da bi bilo nerazumno, a dijelom će se javnost toliko protiviti da se objekti neće uspjeti realizirati. Najvjerojatnije: kada bismo

načinili referendum, niti jedna od budućih novih hidroelektrana *ne bi prošla!* („*Ne u mom' dvorištu!*“)

Sveukupno moguće je izgraditi hidroelektrane većih snaga (većih od 10 MW) na približno 40 poznatih lokacija, s ukupno otprilike 1 000 MW snage i 4,6 TWh moguće godišnje proizvodnje, koja pripada Hrvatskoj. Pri čemu su veće samo tri: HE Senj 2 od 350 MW, HE Dubrovnik, 3. agregat od 120 MW (ili 300 MW prema najnovijem gledanju) i HE Molve 1 i 2 (ali ta je već problematična jer se radi o zajedničkom hrvatsko-mađarskom korištenju rijeke Drave). Slijede hidroelektrane od nešto više od desetak megavata, pa do nekoliko desetaka megavata.

Tome valja dodati i tehnički potencijal mogućih malih hidroelektrana, snaga manjih od 10 MW, na okruglo 700 lokacija, ukupne instalirane snage 180 MW i ukupne godišnje proizvodnje 570 GWh.

Također, predvidivim revitalizacijama postojećih starijih hidroelektrana, zamjenom agregata, doći će uglavnom i do stanovita (no ne pretjeranog) povećanja instalirane snage na pojedinim lokacijama.

Planirana HE Ombla imala bi snagu 68 MW a nove četiri HE na Savi – Podused, Prečko, Zagreb i Drenje, imale bi ukupnu instaliranu snagu otprilike 150 MW.

Dodaje se i tablica 6.13. s pregledom malih hidroelektrana u Hrvatskoj koje se bile u pogonu 2010. godine, ukupne snage 25,3 MW.

Tablica 6.13. Hidroelektrane snage do 10 MW u Hrvatskoj 2010. godine

Naziv hidroelektrane	Instalirana snaga, MW
CAHE Fužine*	4,6/(–5,7)
HE Zavrelje	2,0
CAHE Lepenica*	0,8/(–1,2)
HE Zeleni Vir	1,7
HE Jaruga	7,2
HE Golubić	6,54
HE Ozalj	5,5
HE Krčić	0,3
MHE Kupčina	0,045
MHE Čabranka I i II	1,29
HE Roški slap	1,64
HE Pamuč. ind. Duga Resa	1,1
MHE Mataković 1	0,015
MHE Mataković 2	0,015
Ukupno	25,345

*U zagradi, navedena je snaga CAHE u crpnom radu.



Brana hidroelektrane Rijeka, 36,8 MW

Male HE u 2010. godini proizvele su ukupno 81,5 GWh, dakle je ostvareno trajanje njihove instalirane snage bilo 3 216 sati, što je – zapravo – vrlo solidno za male HE.

Velike HE te su godine proizvele 8 435 GWh, a ukupna im je instalirana snaga bila na početku godine 2 050 MW, a na kraju godine 2 137 MW, prosječno dakle, 2 094 MW. Pa je ostvareno trajanje njihove instalirane snage bilo 4 028 sati. Zapravo samo 800-tinjak sati više od trajanja malih HE. No, za obje skupine tih hidroelektrana, 2010. godina bila je iznimno, rekordno, vlažna.

6.11. Elektroenergetika Danske i udio vjetroenergije u 2007. godini⁷⁰

Danska impresionira u Europi po najvišem udjelu vjetroenergije u ukupnoj proizvodnji električne energije, zaokruženo 20 % u 2007. godini. To zaslužuje pomniju analizu, kako bi se taj evidentni uspjeh sagledao iz što više motrišta i – kako ga se nekritički i brzopleta ne bi nastojalo *kopirati*. Zapravo: bilo bi najbolje kada bi se mogli najprije *kopirati* mnoge druge značajke danskog elektroenergetskog (i energetske) sustava. Međutim, to nažalost nije moguće. Hrvatska ima dvije energetske prednosti pred Danskom: visoki hidroenergetski potencijal (Danska ga praktički nema) i povoljnije klimatske prilike. No, Danska ima svoj dio Sjevernog mora s tamošnjim nalazištima nafte i plina.

Danska s oko 5,5 milijuna stanovnika, koji žive na oko tri četvrtine ploštine Hrvatske, ima više nego dvostruko viši bruto domaći proizvod po stanovniku od Hrvatske, računa li se bruto domaći proizvod prema paritetu kupovne moći danske i hrvatske valute (ako bi se uspoređivalo prema službenom tečaju, tada bi omjer bio još znatno veći). Danska ima bruto domaći proizvod po stanovniku 121,8 %, a Hrvatska 55,8 %, uzme li se za 100 % bruto domaći proizvod Europske unije u cjelini, u 2007. godini (podaci: *Eurostat*). Dakle, Danska je dovoljno bogata da ima iz čega smišljeno ulagati u što naprednija rješenja – bilo u kojem sektoru, pa i u elektroenergetskom, u tome i vjetroenergetskom.

Osnovni elektroenergetski podaci: instalirana snaga elektrana i godišnja proizvodnja električne energije u Danskoj u 2007. godini, prikazani su tablicom 6.14.

Tablica 6.14. Elektroenergetika Danske, 2007. godine

Opis	Instalirana snaga, MW	Godišnja proizvodnja, GWh
parne termoelektrane	928	27753
termoelektrane-toplane	7754	
industrijske TE-TO	477	2011
plinske termoelektrane	741	60
hidroelektrane	9	30
vjetroelektrane	3124	7171
Ukupno	13032	37025

Izvor: NORDEL

⁷⁰ Članak je objavljen u časopisu *Elektroenergetika* 1/2009.

Sve termoelektrane ložene su najvećim dijelom ugljenom (73 %), manjim dijelom prirodnim plinom (25 %), a ostatak otpadom, biogorivima i loživim uljem. Najvažnije za istaknuti je to da gotovo 60 % instalirane snage svih elektrana u Danskoj čine termoelektrane-toplane. Dakako, dio tih elektrana može raditi i u kondenzacijskom radu, kada proizvodi samo električnu energiju. To je plod energetske politike Danske, utemeljene još nakon prve svjetske energetske krize, sedamdesetih godina prošlog stoljeća: maksimalno se okretati suproizvodnji (kogeneraciji) električne i toplinske energije radi što boljeg iskorištenja goriva. Za hladnu Dansku, u kojoj je potrošnja topline značajnija od europskog prosjeka, to je bila vrlo važna orijentacija, koju su odlučno proveli! Praktički svako dansko kućanstvo ime riješenu opskrbu toplinom priključkom na centralizirani toplinski sustav daljinskog grijanja ili priključkom na plinsku mrežu.

Međutim, dolazi najzanimljivije: danska vlastita proizvodnja prirodnog plina u 2006. godini bila je oko 9 300 ktoe, a izvoz 4 700 ktoe (*dakle polovinu vlastite proizvodnje plina izvezla je*), stoga je ukupna domaća potrošnja bila 4 600 ktoe (ktoe = 1 000 tona ekvivalentne nafte). Istodobno, Danska nema vlastite proizvodnje ugljena, svu potrošnju namiruje isključivo uvozom. Rađe *izvozi plin a uvozi ugljen za termoelektrane*, jer je tu najvjerojatnije ekonomski interes (veći je dobitak od izvoza plina nego troškovi uvoza ugljena), svakako racionalni interes (plin je nerazumno spaljivati u elektranama, razumno ga je koristiti izravno), no i stoga jer zna da su rezerve plina ograničene na nekoliko desetaka godina (najviše, jedno 50) a rezerve ugljena na barem 150 godina te svjesno ide na diverzifikaciju.

Danska se nije nekritički previše izložila prirodnom plinu – premda se to, ima bogata vlastita nalazišta, apsolutno mogla – poput dijela europskih zemalja; ipak se više okrenula uvoznom ugljenu – ima morski kontakt s cijelim svijetom i može računati na pouzdanu i diverzificiranu njegovu dobavu uz najmanja očekivanja nestabilnosti njegove cijene u predstojećem vremenu.

Danska energetska struktura u posljednjih se 35 godina iz osnova promijenila, valjda najviše među svim europskim zemljama. Dok je 1972. godine u primarnoj energetskej strukturi bilo 98 % uvozne nafte, a 2 % udio vlastitog energetskeg pridobivanja, danas (2007) taj je naftni udio 43 %, ali domaće nafte (Sjeverno more!). Također, poput plina, više od polovice vlastite proizvodnje nafte Danska izvozi.

Vršno opterećenje elektroenergetskog sustava od 6 372 MW ostvareno je u siječnju 2007. godine. Uzevši omjer instalirane snage svih elektrana i vršnog opterećenja dolazi se do najvažnijeg obilježja danskog elektroenergetskog sustava: Danska je toliko bogata da ima više nego li 100 postotnu rezervu instalirane snage u sustavu. Točan omjer je 2,05, dakle za 105 % je instalacija elektrana veća od vršnog opterećenja! Tako veliku rezervu u Europi imaju još samo



Vjetroagregat danskog *Vestas*a, najvećeg proizvođača vjetroagregata u svijetu

Austrija i Španjolska. Hrvatska ima rezervu od samo 25 %, računa li se da je NE Krško u Sloveniji, pa polovinom svoje snage ne ulazi u rezervu na teritoriju Hrvatske.

Stoga je Danska *mogla* instalirati čak 3 124 MW u vjetroelektranama. Rezervna snaga u sustavu je $13\,032 - 6\,372 = 6\,660$ MW. Vjetroelektrane čine 47 % rezervne snage, pa ako i u razdobljima vršnog opterećenja vjetar u čitavoj Danskoj potpuno zakaže, ostaje još preko 3 500 MW u rezervi.

Time je u Danskoj ostvareni udio proizvodnje u vjetroelektranama u ukupnoj proizvodnji električne energije od 19,4 %, najveći u Europi, kako je već rečeno. Prirast snage vjetroelektrana u Danskoj u 2007. godini bio je neznatno negativan, za 10 MW smanjila se njihova snaga u odnosu na 2006. godinu. Dakle, dolazi do stanovitog posustajanja u daljnjoj gradnji vjetroelektrana, barem posljednje promatrane godine.

Trajanje godišnjeg iskorištenja instalirane snage (to je omjer ukupne godišnje proizvodnje i ukupne instalirane snage) u danskim vjetroelektranama je 2 295 sati što je više od njemačkih vjetroelektrana, koje su u toj godini ostvarile trajanje od 1 843 sata. Dakle, Danska je znatno vjetrovitija od Njemačke.

Ukupna potrošnja električne energije (bruto potrošnja) u 2007. godini bila je 36 446 GWh, dakle u toj godini Danska je ostvarila i stanoviti izvoz električne energije. Po stanovniku, bruto potrošnja električne energije bila je 6 657 kWh. Gubici u mrežama bili su 2 244 GWh, dakle 6,2 % od bruto potrošnje, tako da je neto potrošnja bila 34 202 GWh (ono što je isporučeno kupcima).

U tolikoj neto potrošnji električne energije Danske, najviše je isporučeno uslužnom sektoru (37,3 %), zatim kućanstvima (31,1 %) te industriji (30,6 %) a najmanje prometu (1,1 %). U Hrvatskoj su udjeli tih sektora potrošnje (približno): ostala potrošnja (uslužni sektor) 32 %, kućanstva čak 43 %, industrija samo 23 %, i promet 2 %.

Udio obnovljivih izvora u bruto potrošnji električne energije Danske bio je u 2007. godini 25 % (pored vjetroelektrana, ostvarena je proizvodnja i u elektranama na otpad, biogorivo te neznatno u malim hidroelektranama). To je dobro približavanje cilju, određenom direktivom Europske unije o obnovljivim izvorima za proizvodnju električne energije, koji za Dansku iznosi 29 % u 2010. godini. Godine 1997. Danska je imala taj udio 8,7 %, dakle za 10 godina taj je postotak gotovo *utrostručen*.

Eto još jednog razloga za toliko veliko dansko *otvaranje* vjetroenergiji: kako nema uvjeta za gradnju hidroelektrana, Danska se odlučila da pretežno vjetrom ostvari željeni cilj za 2010. godinu, odnosno svoju obvezu iz direktive Europske unije. Biomasu i otpad također sve više koristi, ali pretežno za pretvorbu u toplinu a ne u električnu energiju. (To je dugoročna *priprema* Danske za 2020. godinu, za koju je godinu utvrđen cilj Europske unije: ostvariti udio od 20 % obnovljivih izvora energije, sa sadašnjih oko 7 %, ali u ukupnoj potrošnji energije – ne samo električne energije.)

6.12. Vjetroelektrane u Njemačkoj u 2007. godini⁷¹

U svijetu je krajem 2007. godine bilo instalirano okruglo 90 tisuća megavata u vjetroelektranama. U tome, preko polovina instalirane snage bilo je u cijeloj Europi (57 100 MW), odnosno u Europskoj uniji (56 535 MW). U zemljama-kandidatkinjama za članstvo u EU (Hrvatska, Makedonija, Turska) bilo je instalirano 163 MW. U Hrvatskoj je krajem te godine bilo instalirano 17 MW (Pag, Krtolin kraj Šibenika).

U Europi, dvije države bitno prednjače pred drugima: Njemačka i Španjolska, zajedno imaju 37 392 MW u vjetroelektranama, dakle znatno iznad trećine svjetske instalacije. Prema udjelu vjetroelektrana u ukupnoj proizvodnji elek-

⁷¹ Članak je objavljen u časopisu *Elektroenergetika* 4/2008

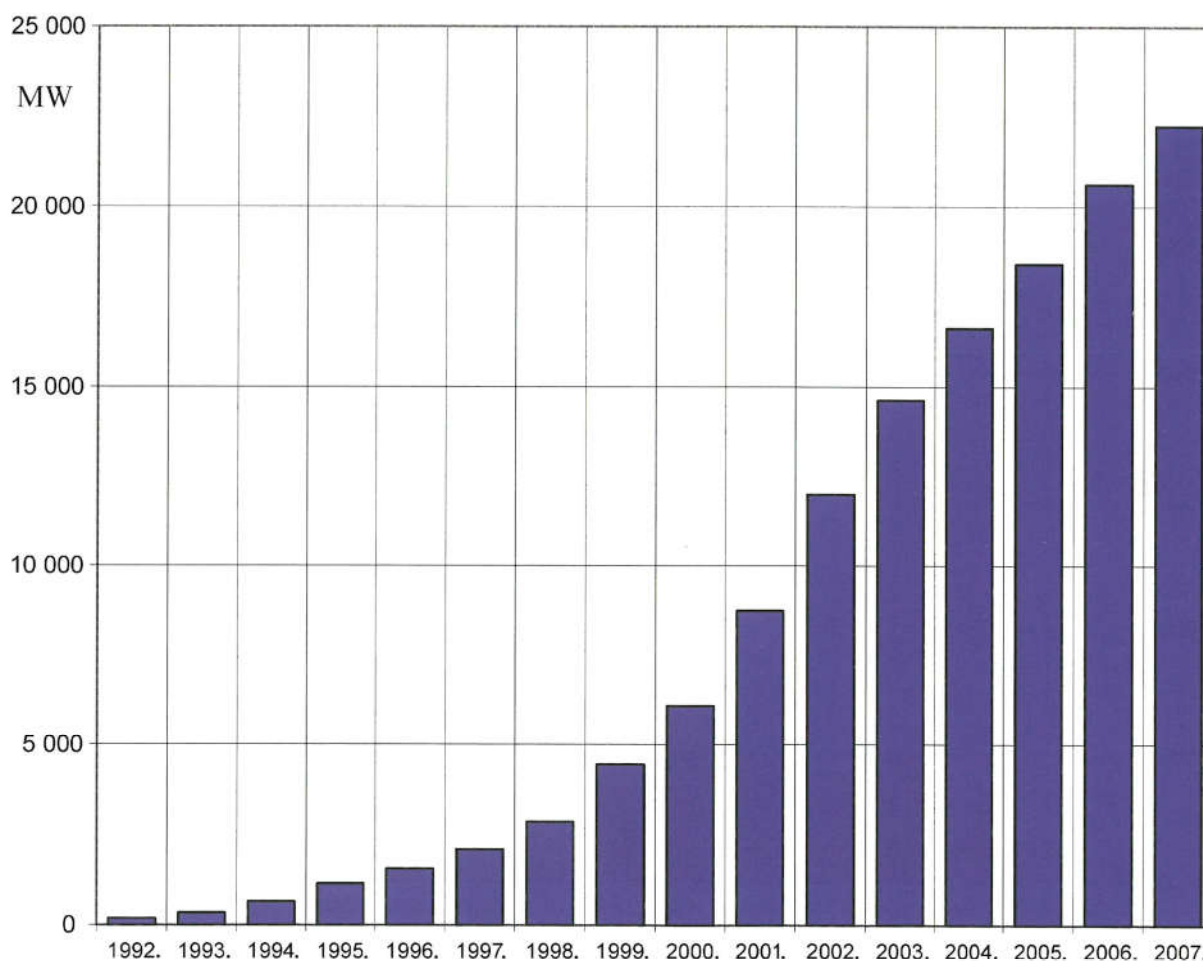
trične energije, *najjača* je Danska – u njoj je 2007. godine vjetroelektranama proizvedeno 19,4 % ukupno proizvedene električne energije.

Prirast instalirane snage vjetroelektrana u godini 2007. spram 2006. godine najveći je bio u Španjolskoj, 3 500 MW, a u Njemačkoj je bio upola niži.

Njemačka je zemlja s najviše vjetroelektrana u svijetu. Ima krajem 2007. godine instalirano ukupno 22 247 MW, raspoređenih u 19 460 vjetroagregata, dakle prosječna snaga jednog vjetroagregata veća je od 1 MW. Prosječna snaga novih vjetroagregata stavljenih u pogon 2007. godine je oko 1,9 MW. Početkom 1990-tih godina najveća snaga vjetroagregata bila je 250 kW, a najveće snage danas su 5–6 MW.

Tim njemačkim vjetroelektranama proizvedeno je u 2007. godini ukupno 39,5 TWh električne energije, dakle oko 3,5 puta više nego li je bila proizvodnja svih elektrana na području Hrvatske u toj godini (11,4 TWh)!

Godine 2007. vjetroelektrane su sudjelovale sa 17,3 % u ukupnoj instaliranoj snazi svih elektrana u Njemačkoj (128 300 MW). Ali, u godišnjoj bruto potrošnji električne energije u toj godini (617,5 TWh), vjetroelektrane su sudjelovale samo s 6,4 %. No, umanjile su godišnju emisiju ugljikova dioksida za 33,8 milijuna tona prema emisiji koja bi se pojavila da je tolika proizvodnja

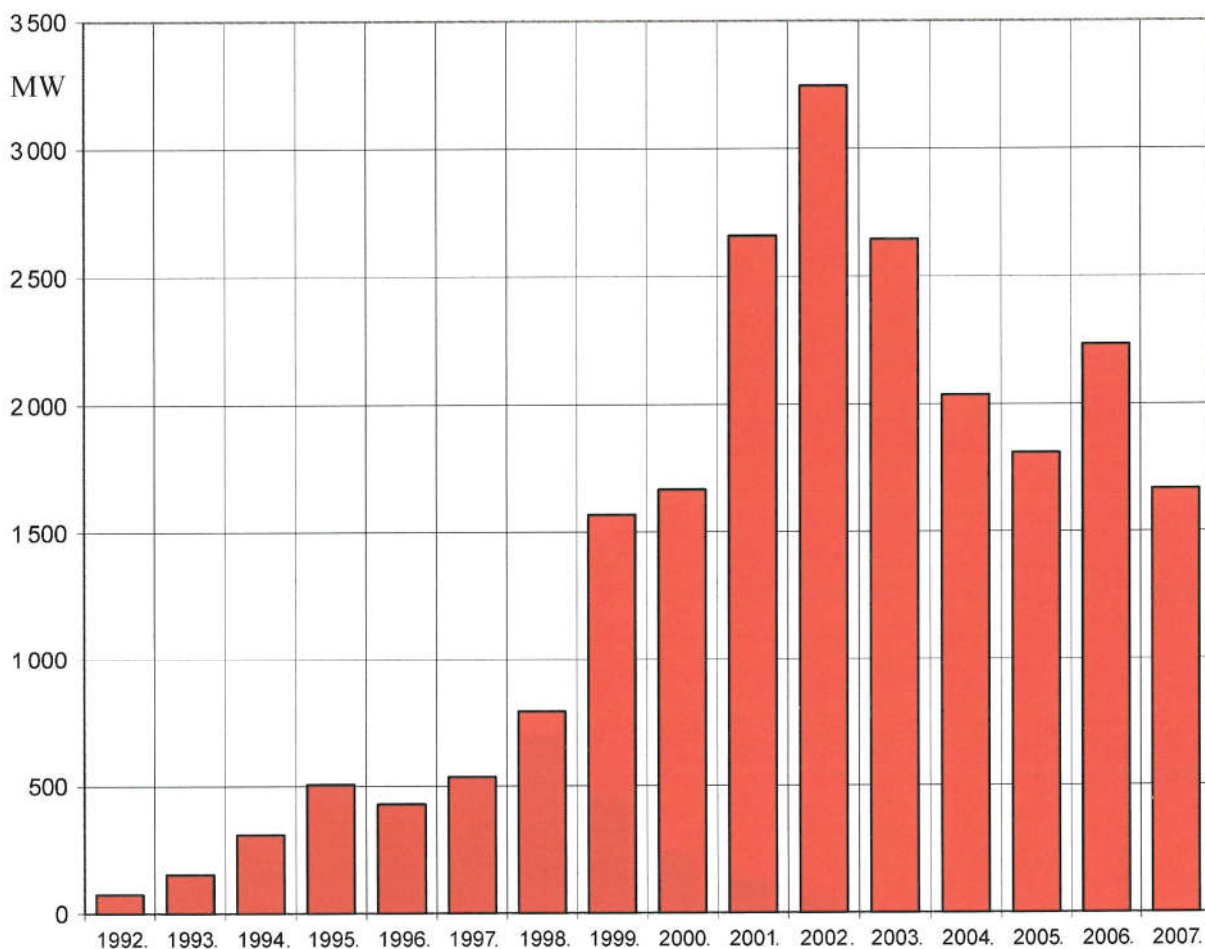


Slika 6.9. Instalirana snaga vjetroelektrana u Njemačkoj (izvor: www.wind-energie.de)

ostvarena konvencionalnim termoelektranama i – dakako – smanjile utrošak goriva u konvencionalnim elektranama.

U posljednjem 15-godišnjem razdoblju, od 1992. do 2007. godine, instalirana snaga vjetroelektrana u Njemačkoj fantastično se povećala: više od 120 puta, slika 6.9! Najveći godišnji prirast vjetroelektrana u Njemačkoj ostvaren je u 2002. godini, tada je iznosio oko 3 250 MW, i od tada relativno naglije opada. U posljednjoj promatranoj godini pao je na oko 1 670 MW, slika 6.10. Znak je da se njemačko tržište donekle zasitilo vjetroelektranama. U posljednje vrijeme se sve više okreće vjetroelektranama u blizini obalnog mora (*off-shore*), što je investicijski skuplje rješenje od kopnenog (*on-shore*), ali daje veću proizvodnju jer je vjetar na moru snažniji i pri manjim visinama od onih na kopnu (uvjetovano povećanim trenjem s tlom i raslinjem na tlu). Također, sve se više ide i na povećanje instalirane snage (engl. *repowering*) na ranije zauzetim lokacijama ali manjom snagom.

Dogradnja njemačkog sustava elektranama na ostale obnovljive izvore (elektrane na otpad, biomasu i bioplin, male hidroelektrane i fotonaponski sustavi) u 2007. godini (2 275 MW) bila veća od dogradnje vjetroelektranama!

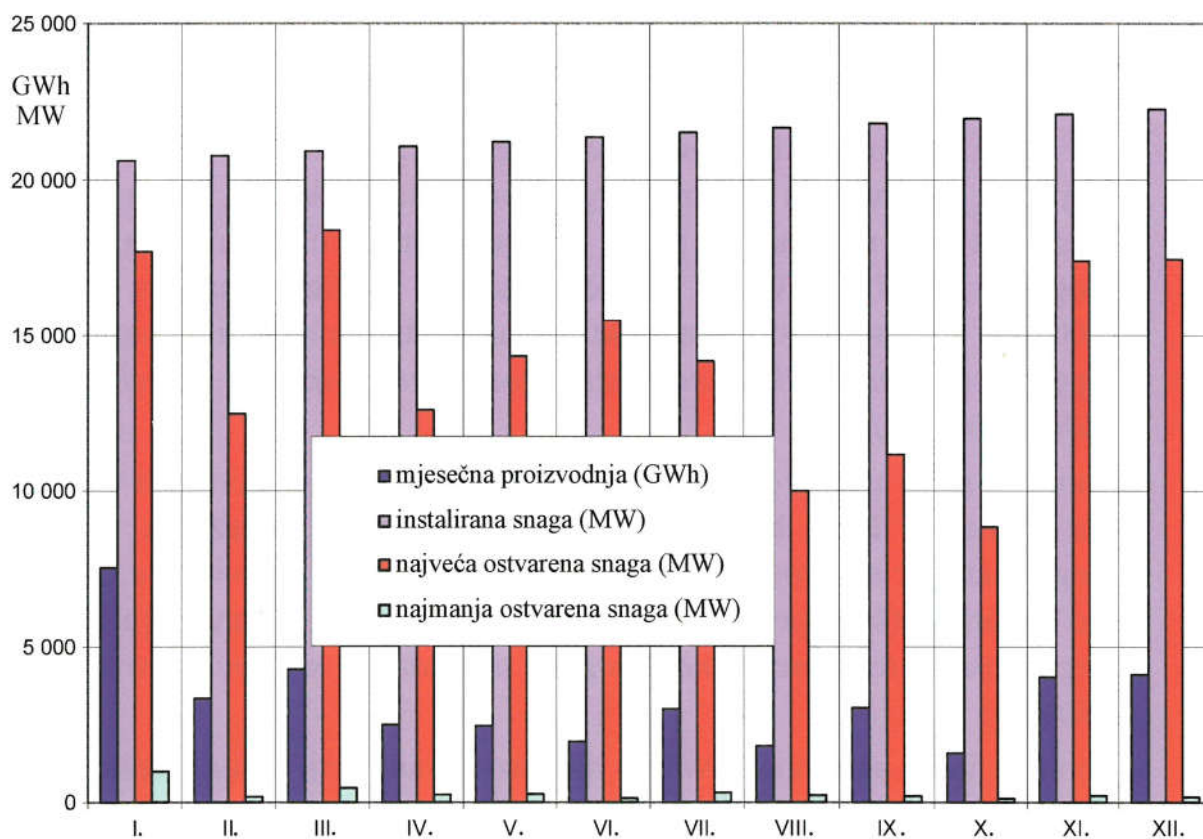


Slika 6.10. Godišnji prirast instalirane snage vjetroelektrana u Njemačkoj (izvor: www.wind-energie.de)

Što nikako *ne treba zanemariti* pod trajnim dojmom samo vjetroelektranskog booma u Njemačkoj!

Prosječna ukupna instalirana snaga vjetroelektrana u Njemačkoj 2007. godine jednaka je aritmetičkoj sredini snage na početku i na kraju te godine, dakle $(22\,247 + 20\,622)/2 = 21\,435$ MW te je ostvareno trajanje godišnjeg iskorištenja vjetroelektrana u Njemačkoj te godine bilo $39\,500 \text{ GWh} / 21,435 \text{ GW} = 1\,843$ sati. Kako godina ima 8 760 sati, izlazi da bi vjetroelektrane radile 21 % godine kada bi trajno proizvodile upravo instaliranom snagom. Ili, slikovitije rečeno: ostvarile bi svoju godišnju proizvodnju kada bi *radile svaki peti dan punom snagom a onda četiri dana mirovale*. To je bitna a nepoželjna strana korištenja vjetroelektrana.

Mjesečna ostvarenja vjetroelektrana u 2007. godini, prikazana su slikom 6.11. U tom je prikazu uzeto da je ukupna instalirana snaga rasla tijekom godine linearno; s 20 622 MW početkom godine narasla je na 22 247 MW krajem godine. Promatraju se snage koje su ostvarile sve njemačke vjetroelektrane, mjereno u 15-minutnim intervalima tijekom godine, po mjesecima. Najveća ostvarena snaga bila je u ožujku: 18 380 MW (to je bilo u trajanju 15 minuta jednog određenog dana ožujka!). Najmanja ostvarena snaga dogodila se u 15 minuta jednoga dana u listopadu: 115 MW. Dakle, stvarne snage *varirale*



Slika 6.11. Mjesečna ostvarenja vjetroelektrana u Njemačkoj u 2007. godini (izvor: www.bdew.de)



Vjetropark u Ostfrieslandu/Njemačka

su između 0,5 % i 88 % instalirane snage! To ima barem tri nepoželjne posljedice:

- ne može se pouzdati u vjetroelektrane, jer će možda baš u trenutku najvećeg opterećenja elektroenergetskog sustava ukupna snaga vjetroelektrana biti minimalna, stoga u njemačkim prilikama treba sustav dograditi s 85 MW u konvencionalnim elektranama za svakih 100 MW dogradnje u vjetroelektranama, radi održanja iste sigurnosti opskrbe (*što na nacionalnoj razini gotovo udvostručuje potrebne godišnje investicije!*)
- mora se imati u pogonu sve više regulacijskih konvencionalnih elektrana u sustavu, kako bi bile spremne na iznenadni angažman ili dezangažman, jer su promjene vjetra vrlo brze a teško predvidljive dovoljno unaprijed (što opet poskupljuje konvencionalnu proizvodnju, jer su *regulacijske elektrane stalno u pogonu uz smanjeni stupanj njihova iskorištenja*)
- mora se imati spremna dovoljno dimenzionirana prijenosna mreža, kako bi ona omogućila vrlo dinamične promjene tokova snaga iz vjetroenergetskih područja (kada je vjetar snažan) ili u vjetroenergetska područja (kad je vjetar slab) da se elektroenergetski sustav ne uruši kod nagle

promjene snage vjetra (dakle opet *skuplja prijenosna mreža uz slabiji stupanj njezina iskorištenja*).

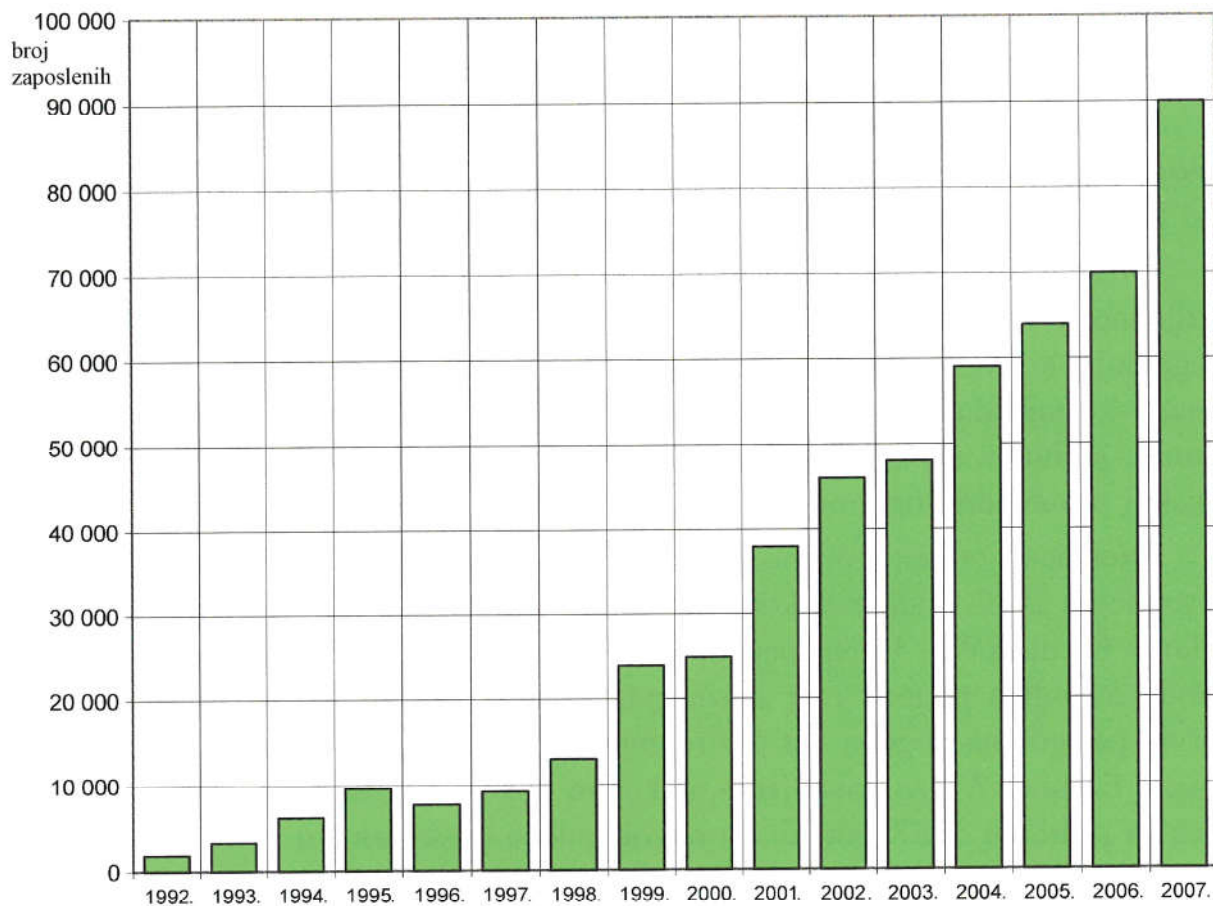
Nijemci smatraju da će u razdoblju do 2015. godine, radi vjetroelektrana morati dograđivati prijenosnu mrežu vodovima 380 i 220 kV u ukupnoj duljini od 850 kilometara i utrošiti za to 1,1 milijardu eura.

Prosječni jedinični investicijski trošak vjetroelektrana u Njemačkoj reda je vrijednosti 1 000 eura/kW ili više, što se približava redu vrijednosti troškova izgradnje konvencionalne termoelektrane na ugljen. Vjetroagregati najvećih snaga koštaju danas već samo 900 eura/kW. Od početka 1990-tih godina do danas, jedinični investicijski trošak se prepolovio, zahvaljujući masovnoj i serijskoj proizvodnji opreme.

Prosječna otkupna cijena električne energije iz njemačkih vjetroelektrana izgrađenih 2007. godine na kopnu bila je oko 8 €centa/kWh a uz obalu na moru oko 9 €centa/kWh. U Njemačkoj ima dvije otkupne cijene: za postrojenja u prvih 5 godina pogona i za starija postrojenja, iskazani podaci odnose se na prvih pet godina pogona. Za postrojenja starija od 5 godina, otkupna cijena je oko 5 €centa/kWh za postrojenja na kopnu i oko 6 €centa/kWh za ona u moru, sve za prilike u 2007. godini. Za novoizrađena postrojenja u narednim godinama, predviđena je uporna degresija tih otkupnih cijena (tehnološki napredak – ekonomičnija postrojenja!), odnosno smanjenje od oko 2 % godišnje, ali se cijene dižu za godišnju inflaciju. Tako je početkom 2008. godine otkupna cijena bila 8,5 €centa/kWh u prvih pet godina pogona a 5,4 €centa/kWh za starija postrojenja od 5 godina, na kopnu.

Godišnji promet u vjetroelektranskoj *branši* Njemačke, ostvaren u 2007. godini bio je 11,7 milijarda eura (to je oko četvrtine godišnjeg hrvatskog bruto domaćeg proizvoda!), u tome je otkupna vrijednost električne energije iz vjetroelektrana bila 3,5 milijarda, investicije u nove vjetroelektrane 2,2 milijarde a izvozna vrijednost (projektiranje, isporuka opreme, gradnja i montaža, servis) 6 milijarda eura. Otprilike $\frac{3}{4}$ (točno: 78 %) novčane vrijednosti ukupne godišnje isporuke usmjereno je bilo u izvoz; *Njemačka drži danas 1/3 (točno: 36 %) svjetskog vjetroenergetskog tržišta!*

Zahvaljujući tome, naglo je rastao broj zaposlenika u vjetroenergetskoj industriji Njemačke, 2007. godine ih ima oko 90 tisuća, slika 6.12! Naravno, tome je tako u Njemačkoj, gdje se danas većina vjetroenergetske proizvodnje izvozi. U hrvatskim prilikama, proći će još jedno razdoblje u kojem će se potpuno ili djelomice uvoziti vjetroelektranska oprema, da bi se možda došlo u priliku potpuno konkurentne vlastite proizvodnje (najvažnije: što veće serije jednakih vjetroelektranskih jedinica!) pa – tek po tom – i do mogućnosti nuđenja hrvatskih vjetroelektrana u inozemstvo.



Slika 6.12. Broj zaposlenih u vjetroenergetskoj industriji Njemačke (izvor: www.wind-energie.de)

6.13. Korištenje biomasom u Njemačkoj 2009⁷²

Biomasa je korištena od davnina kao oblik energije za pretvorbu u toplinsku energiju – najčešće u obliku ogrjevnog drva: za zagrijavanje, kuhanje, pripremu sanitarne tople vode a i za korištenje toplinom u tehnološkim procesima. Poznata je primjena biomase za pogon vučnih poljoprivrednih vozila (traktora), iz vremena prije Prvog svjetskog rata, motorom s unutrašnjim izgaranjem, na upojni plin dobiven nepotpunim izgaranjem poljoprivrednog otpada koji se našao *pri ruci*. Biomasa je i danas u golemim ruralnim područjima svijeta, praktički jedini izvor energije.

Biomasa je obnovljivi izvor energije ako se koristi održivo – tako da godišnji prirast biomase bude jednak ili veći od ukupne potrošnje. Štoviše, u tom je slučaju korištenje biomasom CO₂-neutralno jer se emitirana količina CO₂ pri izgaranju, imisijom uzima iz atmosfere pri fotosintezi biljaka. Konačno, a od

⁷² Članak je objavljen u *HEP-Vjesniku* 242/2011 pod naslovom *Dvostruko brže od korištenja vjetra*.

najveće važnosti: biomasa je uskladištiva te je moguće njezino korištenje sukladno potražnji te nije potrebna rezerva kao kod drugih nestalnih izvora energije (vodne snage, vjetar, Sunčevo zračenje). Značajno za nacionalno gospodarstvo je i to da veće korištenje biomasom, otvara prostor većem i dugotrajnom zapošljavanju radnika u šumarstvu i poljoprivredi.

To su razlozi da je i u zemljama Europske unije veliko sadašnje korištenje biomasom, i u stalnom je rastu. U tim zemljama, *najveće* je korištenje biomasom među svim obnovljivim izvorima u ukupnoj primarnoj energetskej potrošnji; dva puta veće od korištenja vodnim snagama (u velikim i malim HE) ili četiri puta veće od korištenja energijom vjetra. No, biomasa se više koristi za izravnu pretvorbu u toplinu, a manje za pretvorbu u električnu energiju, u tom slučaju često za spregnutu proizvodnju električne energije i topline.

Kako Njemačka prednjači po količini, obuhvatnosti i preciznosti objavljenih podataka, pruža se prilika da se prikaže položaj biomase u korištenju obnovljivim izvorima u toj zemlji u 2009. godini.

Na početku, što je biomasa? Biomasu čine biorazgradive frakcije proizvoda, otpad i biljni i životinjski ostaci iz poljoprivrede, ribarstva i odnosne industrije te biorazgradive frakcije industrijskog i komunalnog otpada. Ogrjevno drvo danas također svrstavamo u biomasu, kao i bioplin, kanalski te deponijski plin, jer su rezultat biokemijskog procesa prvobitno krute ili tekuće biomase.

U ukupnoj finalnoj potrošnji svih oblika energije, u Njemačkoj 2009. godine, u okruglo 8 700 PJ (petadžula), prema porijeklu primarne energije, obnovljivi izvori energije (OIE) sudjeluju ukupno s 10,3 % u čemu:

- biomasa 7,2 %
- vjetar 1,6 %
- vodne snage (iskorištene u velikim i malim HE) 0,8 %
- ostali obnovljivi izvori 0,7 %.

Ugljen, nafta, prirodni plin i nuklearno gorivo sudjeluju u *pokrivanju* ostatka: 89,7 %.

Prikazuje se u kojim je postrojenjima ostvareno korištenje OIE za proizvodnju električne energije (tablica 6.15.) i za proizvodnju topline (tablica 6.16.) te kakve su količine pojedinih vrsta motorskog biogoriva proizvedene iz OIE (tablica 6.17.). Sve veličine iskazane su teravatsatima, radi omogućenja energetske usporedbe.

Ukupna proizvodnja električne energije iz OIE je 94,6 TWh (tablica 6.15.). Prema proizvodnji električne energije, biomasa 2009. godine čini udio od približno jedne trećine! Zaostaje za vjetrom, ali je ispred vodnih snaga u Njemačkoj. Kruto biogorivo gotovo je izjednačeno s bioplinom za proizvodnju električne energije. Znatna je i proizvodnja iz biogenih dijelova otpada – u njemačkim spalionicama smeća, 2009. godine proizvedeno je električne energije koliko u svim hrvatskim hidroelektranama sušne 2007. godine!

Tablica 6.15. Proizvodnja električne energije iz OIE u Njemačkoj 2009. godine

Oblik primarne energije	TWh	Instalirana snaga, MW
vodne snage (velike i male HE)	19,1	4 750
vjetar	38,6	24 814
Sunčevo zračenje (fotonaponske elektrane)	6,6	7 927
geotermalni izvori	0,019	6,6
biomasa ukupno	30,3	5 695
– kruto biogeno gorivo	11,4	
– tekuće biogeno gorivo	2,0	
– bioplin	10,8	
– kanalski plin	1,1	
– deponijski plin	0,8	
– biogeni dio otpada	4,3	
Sveukupno	94,6	43 193

U tablici 6.15., kolona označena s “MW” iskazuje srednju vrijednost instaliranih snaga elektrana određene vrste na početku i na kraju godine u megavattima, dakle prosječnu snagu koja je tijekom cijele godine bila u pogonu. To omogućuje točniji uvid u položaj elektrana na biomasu, spram elektrana na ostale obnovljive izvore. Najjasnije: jedan prosječni kilovat elektrana na biomasu godišnje proizvede 5 320 kWh električne energije, a jedan kilovat vjetroelektrana samo 1 556 kWh u Njemačkoj (usput: jedan kilovat fotonaponskih ćelija proizvede samo 833 kWh u njemačkim prilikama, a Nijemci su imali – na kraju godine – instalirano tih ćelija više od dvostruke snage svih hrvatskih elektrana! – bogat svijet, može si to dopustiti!).

Ukupna proizvodnja topline iz OIE je 119,8 TWh (tablica 6.16.). Više nego li električne energije iz OIE! Prema proizvodnji topline iz OIE, biomasa 2009. godine sudjeluje s 92 %. Pri tome proizvedeno je 3,6 puta više topline iz biomase nego li električne energije iz biomase. U tome naglašeno sudjeluju kruta biogena goriva (dakle ogrjevno drvo i pelete) i – značajno manje od toga – biogeni dio otpada. Proizvedena toplina, toplanama na otpad ili elektranama-toplanama na otpad, dvostruko je veća nego li električna energija proizvedena iz otpada.

Konačno, biogoriva proizvedena su ukupne energetske vrijednosti 33,7 TWh (tablica 6.17.), što je predstavljalo udio tih goriva u ukupnoj potrošnji (energetski iskazanoj) motorskih goriva od 5,5 %.

Tablica 6.16. Proizvodnja topline iz OIE
u Njemačkoj 2009. godine

Oblik primarne energije	TWh
biomasa ukupno	110,1
– kruto biogeno gorivo	86,7
– tekuće biogeno gorivo	4,6
– bioplin	6,5
– kanalski plin	1,1
– deponijski plin	0,4
– biogeni dio otpada	10,9
Sunčevo zračenje (toplinski)	4,7
geotermalni izvori	4,9
Sveukupno	119,8

Tablica 6.17. Proizvodnja biogoriva iz OIE
u Njemačkoj 2009. godine

Vrsta goriva	TWh
biodizel	26,0
bioetanol	6,7
biljno ulje	1,0
Ukupno	33,7

Ukupna finalna potrošnja iz svih OIE u Njemačkoj, zbroj proizvodnje električne energije, topline i biogoriva, bila je 2009. godine 248 TWh. U tome, učešće biomase bilo je ukupno 174 TWh ili *visokih* 70 %.

Toliko korištenje svih OIE, 2009. godine, dovelo je do smanjenja emisije stakleničkih plinova u Njemačkoj od 110 milijuna tona CO₂-ekvivalenta, spram emisije koja bi se pojavila da je tolika finalna proizvodnja ostvarena konvencionalnim načinom.

U Njemačkoj su svjesni da je atraktivnija priprema ogrjevnog drva te otpada iz šumarske i drvno-industrijske proizvodnje značajna za uzdržavanje potrošnje drva ali i njegovo što punije iskorištenje. Stoga su se usredotočili na proizvodnju drvenih peleta. Drveni peleti proizvode se od ostataka drveta (piljevina, blanjevina, usitnjeni drveni otpad) i prešaju pod velikim pritiskom. Imaju oblik valjčića visine 10–35 mm i promjera 6 mm, ali rade se i veći komadi (briketi) sumjerljivi veličini ispiljenih cjepanica ogrjevnog drva. Imaju mali sadržaj vla-



Elektrana na biomasu Lünen, 20 MW

ge, izgaranje rezultira s malo pepela, a energetska sadržaj jednog kilograma podjednak je sadržaju pola litre loživog ulja. Pakiraju se u prikladne plastične vreće.

Godine 2009. proizveli su 1,6 milijuna tona drvenih peleta, od toga su 500 tisuća tona izvezli (i u Hrvatsku?). U toj godini bilo je instalirano 125 tisuća sustava za centralno grijanje na pelete. Korištenje je u naglom porastu: u 2009. godini proizvodnja se iz 2004. godine *povećala osam puta*, a – u istom razdoblju – broj sustava za korištenje peleta se povećao šest puta pa stoga imaju višak proizvodnje i za izvoz.

Konačno, prikazuje se usporedba rasta proizvodnje električne energije iz biomase i iz vjetroelektrana, u razdoblju 2005–2009. godine. Godine 2004. bila je proizvodnja iz biomase 10,1 TWh a iz vjetroelektrana 25,5 TWh. A, kako je već rečeno, godine 2009. bila je proizvodnja iz biomase 30,3 TWh a iz vjetroelektrana 38,6 TWh. Porast proizvodnje iz biomase u Njemačkoj bio je u tih pet godina točno tri puta a porast proizvodnje iz vjetroelektrana samo 1,5 puta; dakle korištenje biomasom raslo je *dvostruko brže* od korištenja vjetrom! Najvjerojatnije: protivno očekivanjima većine čitatelja.

Može se zaključiti:

- biomasa najviše sudjeluje u svim obnovljivim izvorima energije (u EU i Njemačkoj)

- biomasa se više koristi za proizvodnju topline a manje za proizvodnju električne energije, ali omogućuje kogeneraciju
- jednaka instalirana snaga elektrane na biomasu kao i vjetroelektrane ostvaruje (u njemačkim prilikama) 3,4 puta više proizvedene električne energije godišnje
- po ekološkoj prihvatljivosti, bioelektrana i vjetroelektrana jednako su povoljne (CO₂-neutralnost)
- bioelektrana ne traži rezervu u konvencionalnim elektranama (jer je go-rivo uskladištivo)
- od *najveće nacionalne važnosti*: veće korištenje biomasom znači veliko a dugotrajno zapošljavanje radnika u šumarstvu i poljoprivredi.

6.14. Otkupne cijene fotonaponske proizvodnje u Njemačkoj⁷³

U Hrvatskoj je aktualna rasprava radi nalaženja odgovora na nekoliko pitanja u vezi s korištenjem fotonaponskih sustava za proizvodnju električne energije. To je: kada će se i na koliko podići snaga od 1 MW kao granica ukupne instalacije fotonaponskih sustava u Hrvatskoj čija se proizvodnja potiče i kada će se i hoće li se povećati trajanje zajamčena otkupa, koje je danas u Hrvatskoj 12 godina. Druga javno otvorena pitanja ne postoje. Dio javnosti se zalaže da se ta pitanja uredi slično kao u nekoj oglednoj europskoj zemlji, pa je zanimljivo pogledati kako su ta i druga pitanja fotonaponske proizvodnje zakonodavno uređena u Njemačkoj.

Prvi njemački zakon o obnovljivoj energiji (Erneuerbare-Energien-Gesetz, akronimom: EEG) donesen je 2000. godine, a posljednje njegovo noveliranje izvršeno je 2009. godine, prvenstveno radi postizanja cilja od 30 % obnovljivih izvora u proizvodnji električne energije u 2020. godini.

Poticajna tarifa za otkup proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije odnosi se na energiju koja **ne služi vlastitoj potrošnji** vlasnika tog postrojenja ni potrošnji trećih osoba eventualno priključenih na postrojenje poticanog izvora energije, odnosi se samo na **energiju efektivno isporučenu u mrežu**.

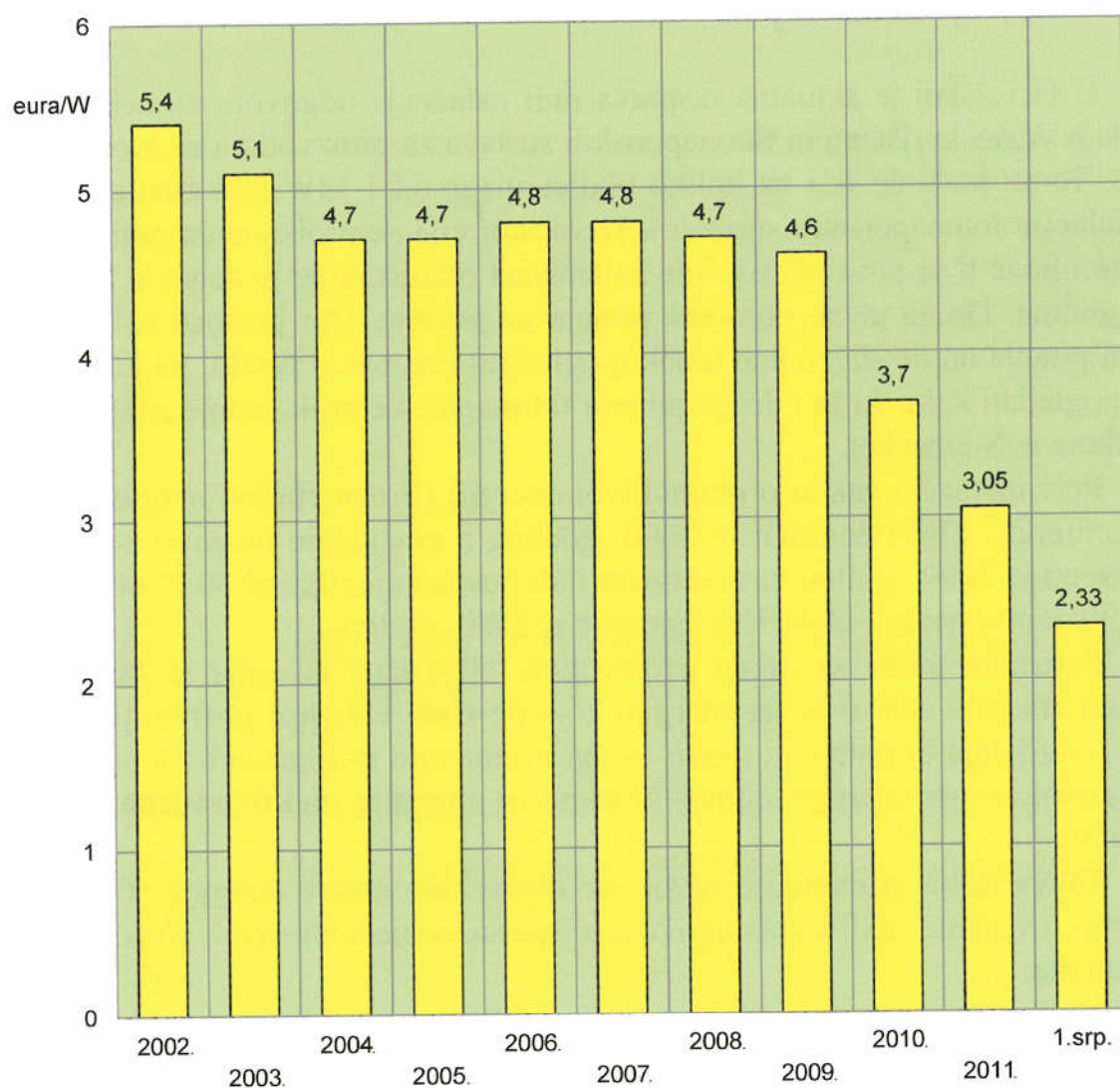
Takva tarifa primjenjuje se za sve obnovljive izvore energije. Tarifa koja postoji u vrijeme zaključenja ugovora o isporuci vrijedi sljedećih 20 godina, bez promjene.

Međutim, zatečena tarifa se – radi prilagodbe tehnološkim poboljšanjima, stalnom povećanju godišnjeg broja unutar serije istih isporuka te time stalnom

⁷³ Članak je objavljen u časopisu *EGE* 5/2011.

snižanju cijene komponenata od kojih se sastoji elektrana na obnovljive izvore – podvrgava svakogodišnjem sniženju godišnjom stopom degresije. Odnosi se samo na one izvore koji te godine idu u pogon, izvorima ranije puštenim u pogon ne mijenja se tarifa. Ta je godišnja stopa degresije 1 % (za hidroelektrane, elektrane na biomasu, geotermalne elektrane i vjetroelektrane na kopnu), zatim 1,5 % (za elektrane na razne obnovljive plinove i jamski plin), 5 % (za pučinske vjetroelektrane, ali od 2015. godine) te 9 % za fotonaponska postrojenja, ali od 2012. godine.

Cijene izgradnje fotonaponskih postrojenja posljednjih godina doživljavaju doista dramatičan pad, tome uvelike pridonosi nadolazeća velika kineska ponuda fotoćelija. Još prije desetak godina cijena je manjih fotonaponskih sustava bila viša od oko 10 eura po vatu, da bi danas bila oko 4 eura po vatu (za usporedbu: najjednostavnije plinske elektrane koštaju oko 0,65 eura po vatu – to nisu moderne plinsko-parne elektrane, one koštaju oko 0,8 eura po vatu, a vjetroelektrane

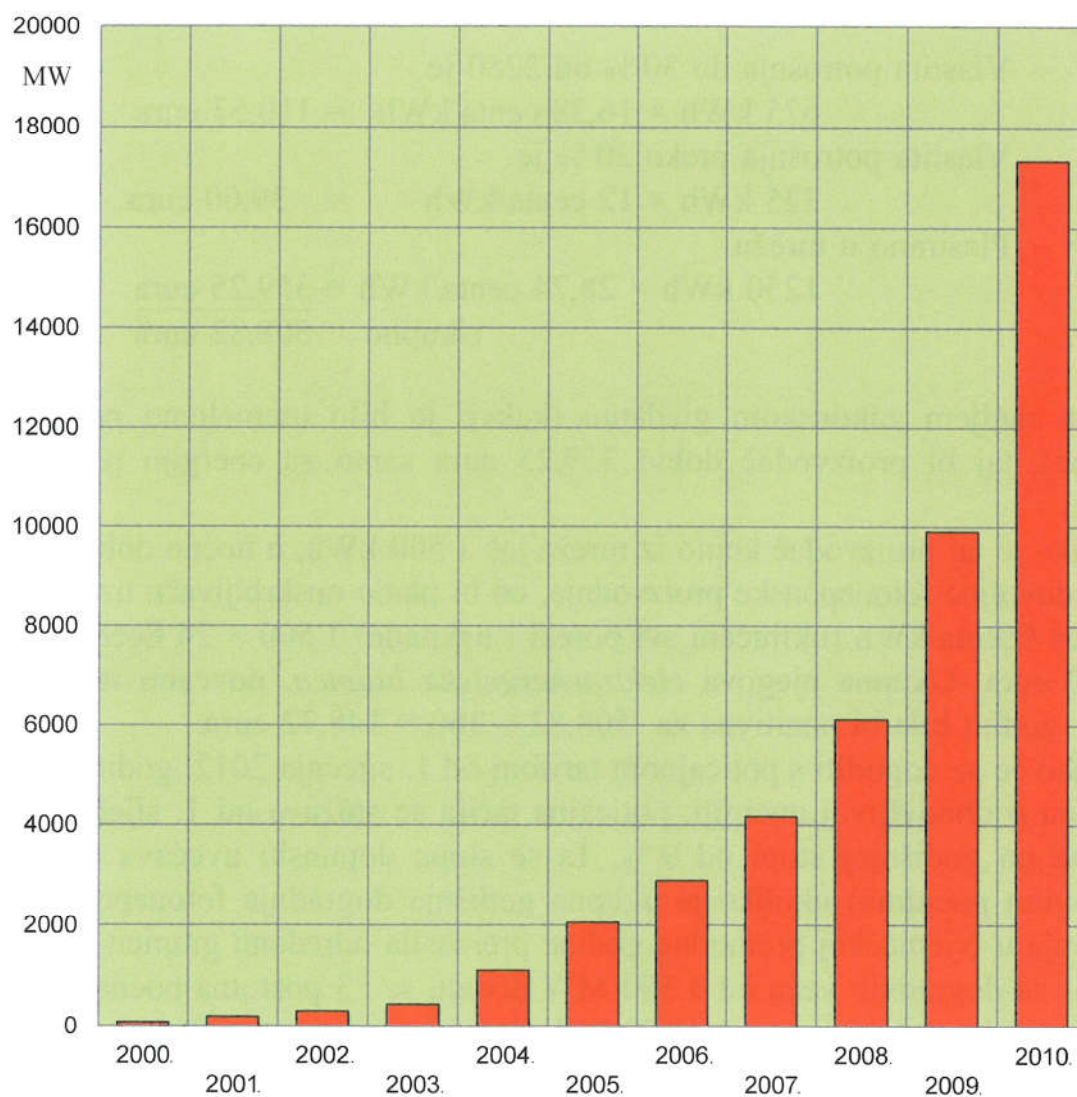


Slika 6.13. Cijene fotonaponskih modula bez poreza, na početku godine, osim zadnje cijene: 1. srpnja 2012. (izvor: solarbuzz.com)

1,1–1,3 eura po vatu). Vidjeti sliku 6.13 – dijagram prikazuje europske cijene fotonaponskih modula. Cijene kompletne manje fotonaponske instalacije (pored modula, tu su pretvarači, regulacija, električna instalacija i konstrukcijski elementi te cijena montažnih radova) dobiju se množenjem cijena modula s 1,5–2.

Stoga se u Njemačkoj dogodio svojevrsni *boom* u dogradnji fotonaponskih sustava u 2010. godini, slika 6.14. U toj godini radilo se doista o golemoj dogradnji novim fotonaponskim sustavima: dograđeno je nešto preko 7 400 MW novih fotonaponskih sustava; uz 9 914 MW na kraju 2009. godine bilo je 17 320 MW na kraju 2010. godine – porast je bio 75 %! Bliže boljem razumijevanju govoreći: porast fotonaponskih sustava u Njemačkoj 2010. godine bio je 1,8 puta veći od instalirane snage svih hrvatskih elektrana (4 121 MW, bez NE Krško, ili 4 469 MW s NE Krško).

Razmotrit će se kako je uređena poticajna cijena otkupa proizvodnje iz fotonaponskih sustava samo za sustave snage do uključivo 30 kW instaliranih



Slika 6.14. Instalirana snaga fotonaponskih sustava u Njemačkoj (izvor: Erneuerbare Energien 2010.)

na zgradi – to je najniža stepenica snage i najviša otkupna tarifa. U 2011. godini važeća tarifa je 28,74 €centa/kWh za takva postrojenja.

Ali, za energiju koja je iskorištena za vlastite potrebe, od 2009. godine (samo za fotonaponska postrojenja na zgradama do 30 kW) ili od 2010. godine (i za takva fotonaponska postrojenja do 500 kW), uvedena je i poticajna tarifa koja vrijedi za vlastito preuzimanje do 30 % ukupne proizvodnje (16,38 €centa/kWh) i vlastito preuzimanje preko 30 % ukupne proizvodnje (12 €centa/kWh) a za postrojenja puštena u pogon do 31. prosinca 2011. Time se dodatno potiče ugradnja fotonaponskih sustava na zgrade ili ograde za zaštitu od buke radi opće koristi: decentralizacije opskrbe, zaustavljanja dogradnje mreža, smanjenja gubitaka u mreži, štićenja okoliša.

Kako bi izgledao godišnji obračun za fotonaponsko postrojenje od 2,5 kW s fotočelijama instaliranim na zgradi, koje je ukupno proizvelo u 2010. godini 2 250 kWh, a vlastita potrošnja vlasnika tog postrojenja iz te proizvodnje bila je 1 000 kWh?

- Vlastita potrošnja do 30 % od 2250 je
 $675 \text{ kWh} \times 16,38 \text{ centa/kWh} = 110,57 \text{ eura}$
- Vlastita potrošnja preko 30 % je
 $325 \text{ kWh} \times 12 \text{ centa/kWh} = 39,00 \text{ eura}$
- Plasirano u mrežu
 $1250 \text{ kWh} \times 28,74 \text{ centa/kWh} = 359,25 \text{ eura}$
- Ukupno 508,82 eura

Prema ranijem zakonskom gledanju (kakvo je bilo utemeljeno prije 2009. godine), taj bi proizvođač dobio 359,25 eura samo za energiju plasiranu u mrežu.

Ukoliko je taj proizvođač kupio iz mreže još 1 500 kWh, u noćno doba ili u doba nedovoljne fotonaponske proizvodnje, on bi platio opskrbljivaču uz cijenu od oko 24 €centa/kWh (uključeni svi porezi i naknade) $1\,500 \times 24 \text{ €centa/kWh} = 360 \text{ eura}$. Ukupna njegova *elektroenergetska bilanca*, novčano iskazana, u 2010. godini bila bi pozitivna za $508,82 - 360 = 148,82 \text{ eura}$.

Što će se dogoditi s poticajnom tarifom od 1. siječnja 2012. godine? Prema Zakonu o obnovljivoj energiji, poticajna tarifa se snižava od 1. siječnja 2012. godine po godišnjoj stopi od 9 %. Ta se stopa dopunski uvećava (dodatnim postotnim poenima) ukoliko je ukupna godišnja dogradnja fotonaponskih postrojenja u Njemačkoj prethodne godine premašila određenu granicu i to:

- za dogradnju veću od 3 500 MW dodaju se 3 postotna poena na 9 %
- za dogradnju veću od 4 500 MW dodaju se 6 postotnih poena na 9 %
- za dogradnju veću od 5 500 MW dodaje se 9 postotnih poena na 9 %
- za dogradnju veću od 6 500 MW dodaje se 12 postotnih poena na 9 %
- za dogradnju veću od 7 500 MW dodaje se 15 postotnih poena na 9 %.

Dogodi li se u nekoj narednoj godini prirast iz 2010. godine (7 400 MW) zatečena otkupna cijena bi se snizila za 21 %!

Kako je ocijenjeno, dogradnja u razdoblju od 1. listopada 2010. do 31. rujna 2011. bit će nešto oko 5 200 MW te je 4. studenog 2011. objavljena nova cijena otkupa koja će vrijediti od 1. siječnja 2012. godine: zatečena cijena 2011. godine umanjena za $9+6 = 15\%$. Stoga, za postrojenje do uključivo 30 kW smještenom na zgradi, otkupna cijena će biti 28,74 minus 15 % od tog iznosa, dakle 24,43 €centa/kWh.⁷⁴

U njemačkom sustavu predviđena je i situacija umanjenja godišnje stope depresije od 9 %. Opet, to ovisi o ukupnoj dogradnji fotonaponskim sustavima u Njemačkoj prethodne godine:

- za dogradnju manju od 2 500 MW
od 9 % oduzima se 2,5 postotna poena
- za dogradnju manju od 2 000 MW
od 9 % oduzima se 5 postotnih poena
- za dogradnju manju od 1 500 MW
od 9 % oduzima se 7,5 postotnih poena.

Dakle, za dogradnje između 2 500 i 3 500 MW ne korigira se stopa depresije i tada iznosi točno 9 % godišnje. Uz takav dinamični sustav poticat će se građani da u idućoj godini idu odlučnije u instalaciju fotonaponskih postrojenja (ako je ovogodišnja dogradnja bila premalena), odnosno da se susprežu od takva instaliranja (ako je ovogodišnja dogradnja bila prevelika). Jer će 20 godina po tako korigiranoj cijeni prodavati svoju fotoelektričnu proizvodnju⁷⁵.

⁷⁴ (naknadni zapis) Međutim, početkom 2012. godine, najavljeno je mjesečno usklađivanje otkupnih cijena u 2012. godini, što se počelo provoditi od 1. travnja 2012. kako sijedi (€centa/kWh):

kW _p	2011	1.1.–30.3. 2012.	kW _p	1.4.	1.5.	1.6.	1.7.	1.8.	1.9.	1.10.	Nakon 1.11.2012.
≤30	28,74	24,43	≤10	19,50	19,31	19,11	18,92	18,73	18,54	18,36	prema dogradnji u prethodnom kvartalu
>30–100	27,33	23,23	>10–40	18,50	18,32	18,13	17,95	17,77	17,59	17,42	

⁷⁵ (naknadni zapis) Ako bi se i dalje nastavilo s godišnjom dogradnjom iz 2010. godine, električna mreža bi doživjela kolaps, zbog preopterećenja *Sunčevom proizvodnjom*, smatraju u njemačkoj Agenciji za energiju, DENA. Drže da bi primjerena bila godišnja dogradnja od približno 1 000 MW, tako bi se do 2020. godine dostiglo ukupno otprilike 30 GW fotonaponskih sustava u Njemačkoj.

U Njemačkoj više nema prostora za povećanje broja radnih mjesta u proizvodnji fotonaponskih modula pa, primjerice, njemački *Bosch Solar* najavljuje preseljenje te proizvodnje u Maleziju i Sjedinjene Američke Države (!). Svjetski tržišni udjel Njemačke smanjen je s 15,4 posto na 9,7 posto, a udjel Kine porastao je s četvrtine na 48 posto u svjetskim isporukama. Pritom, kvaliteta azijskih proizvoda ravnopravna je europskima, što je potvrdilo ispitivanje neovisnih njemačkih laboratorija.



Fotonaponski moduli na kući u Njemačkoj

Hrvatska otkupna cijena je krajem 2011. godine (za postrojenja do uključivo 10 kW) 3,84 kune/kWh odnosno (za postrojenja 10–30 kW) 3,39 kune/kWh. Od 1. siječnja 2012. povećat će se faktorom inflacije, koji će biti predvidivo oko 2 %, dakle srednja vrijednost tih dvaju otkupnih cijena bit će oko 3,70 kuna/kWh. Što iznosi (uz tečaj od 7,5 kuna/euru) oko 49 €centa/kWh ili točno **dvostruko** više od njemačke otkupne cijene i primjenjuje se na svu fotonaponsku proizvodnju bez umanjjenja za vlastitu potrošnju! (Njemačka je toliku otkupnu cijenu imala 2007. godine, da bi u 2011. godini bila prepolovljena.)

Hrvatski bi podzakonski akt o otkupnim cijenama proizvodnje iz obnovljivih izvora energije trebalo preurediti za sva nova, nadolazeća postrojenja: (a) poticajna otkupna cijena odnosi se na bruto proizvodnju umanjenu za vlastitu potrošnju vlasnika obnovljivog izvora na istoj lokaciji i trećih osoba eventualno priključenih na to postrojenje, (b) godišnje povećanje otkupne cijene trebalo bi slijediti prosječno povećanje maloprodajne cijene električne energije (izuzevši naknadu za OIE) a ne godišnju inflaciju, (c) uvođenje godišnje stope regresije otkupnih cijena i (d) kako je Hrvatska siromašnija zemlja od Njemačke i dugo vremena će tako i ostati, a naglašeno usporeno se reagira na nove okolnosti (trebaju proći godine, za ono što drugi ostvare u nekoliko mjeseci, primjerice za izmjene kakva podzakonskog akta), ne bi trebalo produljivati razdoblje zajamčenog otkupa od 12 godina (u Austriji je 13 godina).

Konačno, za Hrvatsku je krajnji trenutak da doista radikalno snizi otkupnu cijenu fotoelektrične proizvodnje, a – istovremeno – ukine granicu od ukupno 1 MW za poticana fotonaponska postrojenja.

6.15. Deset godina Zakona o obnovljivim izvorima energije u Njemačkoj⁷⁶

Njemački Zakon o obnovljivim izvorima energije (*Erneuerbare-Energien-Gesetz*, EEG) slavi obljetnicu: prije deset godina, 1. travnja 2000. stupio je na snagu. Udio proizvodnje iz obnovljivih izvora energije u namirenju bruto potrošnje električne energije povećan je sa 6,6 posto u 2000. godini na 16 posto u 2009. godini, dakle 2,4 puta (tablica 6.18). Tim povodom, u izvješću njemačke Savezne udruge energetskog i vodnog gospodarstva (BDEW) ističu: “Zakon o obnovljivim izvorima energije je u osnovi tog uspjeha. Zajedno s modernom konvencionalnom proizvodnjom, obnovljivi su izvori snažan faktor gospodarskog rasta i motor za Njemačku”.

Tablica 6.18. Udio obnovljivih izvora u bruto potrošnji električne energije u Njemačkoj (%)

Godina	Udio, %
2000	6,6
2001	6,7
2002	7,8
2003	7,6
2004	9,3
2005	10,3
2006	11,6
2007	14,2
2008	15,1
2009	16,0

Prema Direktivi EU o korištenju obnovljivih izvora energije za proizvodnju električne energije iz 2001. godine, njemačka je obveza bila povećanje udjela

⁷⁶ Članak je objavljen u HEP-Vjesniku 233–234/2010 pod naslovom *Na razdjelnici (10 godina zakona o OIE u Njemačkoj)*.

obnovljivih izvora u bruto potrošnji električne energije s 4,5 %, ostvarenih u 1997. godini, na 12,5 % u 2010. godini. Vidi se da je Njemačka taj zadani cilj premašila već 2007. godine.

Zakon o obnovljivim izvorima energije (odnosi se na korištenje tih izvora samo za proizvodnju električne energije), nakon svoga donošenja u više navrata je dopunjavan, zadnja njegova novela objavljena je krajem 2009. godine. Uređuje u 66 članaka prioritet priključka postrojenja za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora energije i janskog plina (posebno se ističe janski plin, jer nije obnovljivi izvor; postupno se iscrpljuje kako se iscrpljuje i pridobivanje ugljena iz ugljenokopa) u Njemačkoj na javnu mrežu za opskrbu električnom energijom, prioritet kupnje, prijenosa, distribucije i poticajnu cijenu za otkup proizvodnje te električne energije te uprosječivanje cijene poticajne i konvencionalno proizvedene energije kod kupaca.

Zakon obuhvaća ove obnovljive izvore za proizvodnju električne energije: vodne snage, deponijski plin, kanalski plin, janski plin, krutu, tekuću i plinovitu biomasu (uključivo biološki razgradiv otpad iz kućanstava i industrije), geotermalnu energiju, energiju vjetra iz vjetroelektrana na kopnu, energiju vjetra iz pojačanog postrojenja na već zauzetoj lokaciji postojećom vjetroelektranom, energiju vjetra iz vjetroelektrana na moru, energiju Sunčeva zračenja te posebno, ako se fotonaponski moduli stavljaju na zgrade (na oplošje zgrade ili krov).

Zanimljivo je da poticajna cijena za otkup proizvodnje nije stalna veličina, nego se snižava, ovisno o godini puštanja u pogon elektrane na obnovljivi izvor energije, za buduće takve elektrane. Degresija (sniženje) iznosi 1 do 1,5 % godišnje, ovisno o vrsti obnovljivih izvora, računajući od posljednje utvrđene poticajne naknade, a za pojedine varijante korištenja obnovljivih izvora je i veća. To je mjera kojom se sankcionira komercijalno-tehnološki napredak koji se očekuje od pojedinog izvora u bližoj budućnosti. Poticajna cijena vrijedi narednih 20 godina od godine puštanja u pogon, osim za hidroelektrane snažnije od 5 megavata za koje je to razdoblje 15 godina.

Poticajne cijene uređene su vrlo razrađeno, najčešće uvjetovano snagom elektrane na određeni obnovljivi izvor električne energije, ali dijelom i još nekim okolnostima korištenja. Evo samo nekoliko zanimljivijih primjera, s važnošću od kraja 2009. godine (te cijene određene su iz cijena ranijih godina, djelovanjem inflacije):

– hidroelektrane do 500 kW	12,67 €centa/kWh
– hidroelektrane veće od 50 MW	3,50 €centa/kWh
– elektrane na biomasu do 150 kW	11,67 €centa/kWh
– geotermalne elektrane do 10 MW	16,00 €centa/kWh
– vjetroelektrane na kopnu	9,20 €centa/kWh
– vjetroelektrane na moru	13,00 €centa/kWh
– sunčane fotonaponske elektrane	31,94 €centa/kWh
– fotonaponski moduli na zgradi do 30 kW	43,01 €centa/kWh

Za pojedine obnovljive izvore, korištenje kojih se odvija putem naročito naprednih tehnologija, uvedeni su poticajni bonusi na te poticajne cijene kako bi se potaknulo njihovo što brže implementiranje i nadoknadio razvojni trošak koji će kasnije postupno nestati. Također, ostvaruje se bonus pri spojenoj proizvodnji električne energije i topline iz obnovljivih izvora energije, kao i pri pružanju pomoćnih usluga (održavanje napona, održavanje frekvencije, pokretanje iz beznaponskog stanja – ponovna uspostava napajanja, ...) pojedinih elektrana na obnovljive izvore.

Tablica 6.19. Neto proizvodnja elektrana na obnovljive izvore u Njemačkoj (TWh)

Primarni izvor energije	2008.	2009.
vjetar	40,6	38
biomasa	21,7	24
vodne snage	20,1	19
Sunčevo zračenje, fotonaponski	4,4	6
otpad	3,9	4
Obnovljivi izvori ukupno	90,8	91
Sveukupna neto proizvodnja	598,9	561

Vidi se da u Njemačkoj poticajnu cijenu imaju sve hidroelektrane, a ne samo male, dakako odnosi se za novoizgrađene ili one hidroelektrane koje će se tek izgraditi. Također se vidi da vjetroelektrane imaju otkupnu cijenu neovisnu o snazi; ali ona se snižava ovisno o godišnjem trajanju instalirane snage pojedine vjetroelektrane (za veće trajanje instalirane snage razdoblje primjene gore spomenute cijene je kraće, a za manje trajanje instalirane snage razdoblje je dulje – to razdoblje kreće se u rasponu 5–20 godina za vjetroelektrane na kopnu).

U 2009. godini ostvarena je neto proizvodnja u njemačkim elektranama na obnovljive izvore, podjednaka onoj ostvarenoj u 2008. godini (91 TWh), razlog je hidrološki i vjetreno slabija 2009. godina spram 2008. godine (tablica 6.19.). Sveukupna netoproizvodnja bila je znatnije niža u 2009. godini, zbog recesije: 561 TWh.

Fotonaponska proizvodnja (premda izrazito skupa; 32 odnosno 43 €centa/kWh) već je ostvarila *opipljivi* udjel u ukupnoj neto proizvodnji, veći od 1 % ili samo šest puta manji od udjela vjetroelektrične proizvodnje!

Obnovljivi izvori energije početkom 2010. godine stoje na prekretnici, smatraju u BDEW. U posljednjih deset godina ostvaren je odlučni praktični razvoj korištenja obnovljivih izvora energije. U sljedećih deset godina, moraju se riješiti tri glavne zadaće.

Prvo, korak po korak, subvencioniranje obnovljivih izvora mora biti integrirano u konkurentno tržište, budući da su potrošači u Njemačkoj, od stupanja na snagu



Montaža kolektora na krovu jedne njemačke kuće

Zakona o obnovljivim izvorima prije deset godina, platili mnogo novca za omogućavanje prodora tih izvora. U 2009. godini troškovi *zelene energije* iznosili su oko 4,9 milijarda eura, a u 2010. očekuju se u veličini od 8,2 milijarda eura. To je ogroman novac, veći od ukupnog godišnjeg deviznog priljeva od turizma u Hrvatskoj!

Drugo, potrebno je naglašeno poticati dogradnju elektroenergetske mreže. Bez novih prijenosnih vodova neće biti moguće, na primjer, prenijeti proizvedenu energiju vjetra, većinom u sjevernim područjima, u središta potrošnje u zapadnoj i južnoj Njemačkoj. I pojačanje regionalnih distribucijskih mreža, odnosno mreža niskog, srednjeg i visokog napona biti će nužno, radi protoka lokalne proizvodnje iz Sunčeve energije, biomase i energije vjetra. Energetski koncept savezne njemačke vlade uzima to pitanjem od središnje važnosti.

Treće, potrebne su nove jedinice i nove tehnologije za skladištenje energije, bez kojih neće uspjeti rast udjela vrlo nestalne proizvodnje *zelene energije* u sigurnoj opskrbi energijom u Njemačkoj. U tom području, istraživanja se moraju najaglašenije intenzivirati.

Cilj njemačke savezne vlade, da se do 2020. godine postigne udio obnovljivih izvora u bruto potrošnji električne energije od najmanje 30 posto, ambiciozan je, ali izvediv. „Jasno je da trebamo štititi klimu. Ali, također mora biti jasno svima: samo obnovljivi izvori, ne mogu jamčiti opskrbu. Rješenje je u kombinaciji obnovljivih izvora energije i što učinkovitije konvencionalne proizvodnje”, zaključuju u BDEW-u.

6.16. Njemačka krovna mreža za prijenos⁷⁷

VDE, njemačka Udruga za elektrotehniku, elektroničke i informacijske tehnologije, osnovana je 1893. u Berlinu, tada kao Udruga njemačkih elektrotehničara. Već 1894. okreće se razvoju normi (standarda) za žarulje, žice i kabele, instalacijski materijal, struje uzemljenja, mjerenje svjetla i električna brojila, da bi vremenom postala nositeljem propisanih njemačkih elektrotehničkih normi. Nakon Drugog svjetskog rata, VDE surađuje s IEC-om (Međunarodnom elektrotehničkom komisijom) – koja koordinira međunarodnu elektrotehničku normizaciju, a od 1973. i s CENELEC-om, europskom normizacijskom organizacijom. Danas ima 34 tisuće zaposlenih.

VDE je izradio studiju *Prijenos električne energije za zaštitu klime*, objavljenu sredinom 2011. godine. Iznose se polazišta i zanimljiviji nalazi te studije.

Rast proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije traži bitnu dogradnju prijenosne mreže, što se ovog trenutka još intenzivira prihvatanjem odluke o *gašenju* svih njemačkih nuklearnih elektrana do kraja 2022. godine. Ta potrebna dogradnja otvara niz tehničkih i financijskih pitanja, a naglašeno pitanje prihvatanja javnosti. U spomenutoj VDE-studiji razmotren je i prikazan razvojni koncept, koji bi mogao osigurati (a) visoku razinu prihvatanja među stanovništvom, ali i (b) sigurnu opskrbu električnom energijom u Njemačkoj (i Europi).

Temeljna ideja je da se neka postojeća fizička infrastruktura iskoristi za izgradnju njemačke prijenosne *krovne mreže* (Nijemci su je nazvali englesko-njemačkom složenicom (!): *Overlay-Netz*). To bi značajno ubrzalo gradnju te mreže, jer bi izostale sve složenije i dugotrajnije aktivnosti oko izbora trase i rješavanja imovinsko-pravnih odnosa. *Krovna mreža* bila bi tehnički *iznad* postojeće prijenosne mreže.

Studirana *krovna mreža* načelno bi trebala biti dovoljna za prilike do 2050. godine, kada se predviđa 80 % elektroenergetske opskrbe iz obnovljivih izvora energije u Njemačkoj. U tome će veliku ulogu imati pučinski vjetroparkovi (njemačke prilike: godišnje trajanje korištenja instalirane snage 4000 sati), izgrađeni u Sjevernom moru i djelomice na Baltiku, ali i kopnene vjetroelektrane (puno manje godišnje trajanje korištenja: manje od 2000 sati), opet naglašenije locirane na sjeveru Njemačke. To će zahtijevati velike prijenose električne energije sa sjevera prema jugu.

Krovna mreža ostvarivat će se postupno i dopunjavati sukladno novonastalim prilikama, osobito u pogledu potrebne prijenosne moći na pojedinim potezima.

⁷⁷ Članak je objavljen u *HEP-Vjesniku* 248/2011 pod naslovom *Overlay-Netz iznad postojeće prijenosne mreže*.

Prilikom izbora najprivlačnijeg rješenja *krovne mreže* razmatrano je: zauzimanje prostora, svojstva pri građenju, popravcima i održavanju, javna prihvatljivost, djelovanje na okoliš, sadašnje stanje razvoja, potencijal poboljšanja sadašnjih svojstava i moguće inovacije, kombinacija s drugim umreženim korisnicima trasa i utjecaj na gospodarstvo.

Studija je potvrdila prednost nadzemnih dalekovoda izmjenične struje po ulaganjima i pogonskim troškovima, ali ističe problem prihvatanja javnosti (Njemačka je *zasićena* dalekovodima). Podzemni kabeli izmjenične struje vrlo su skupi. Rješenje prijenosa izmjeničnom strujom vodičima izoliranim plinom SF₆ položenim u podzemnim cijevima, privlačno je zbog moguće visoke prijenosne moći, ali je povezano s još značajnijim investicijskim troškovima. Prijenos istosmjernom strujom također je opterećen visokim investicijskim troškovima pretvaračkih stanica, ali ima bitne pogonske prednosti. Dostupne jednostavnije (i time jeftinije) tehnologije prijenosa istosmjernom strujom (tzv. VSC-prijenos), ograničene su danas dostignutim nižim prijenosnim značajkama (prijenosni napon i prijenosna moć).

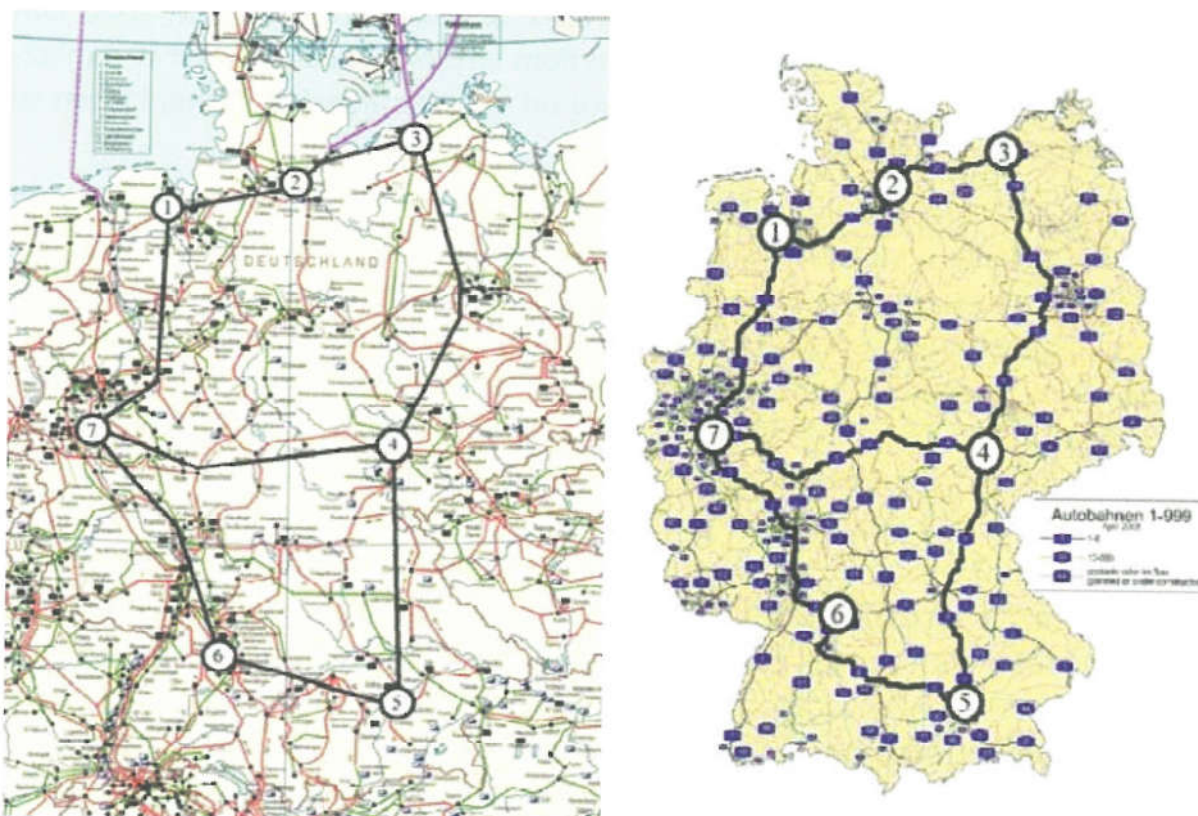
Buduće dogradnje najbolje omogućuje rješenje prijenosa polaganjem vodova u tunel, namjesto u tlo, skupo u provedbi, ali vrlo prilagodljivo budućim dogradnjama. Pružajući tehničke i ekonomske prednosti kod tih dogradnja u budućnosti, sve do dogradnja danas neraspoloživim a zamislivim tehnikama.

Razmatrano je polaganje prijenosnih vodova uz postojeće: nadzemne elektroprivredne dalekovode, nadzemne željezničke dalekovode (čija je mreža znatne gustoće u Njemačkoj), plinovode, mrežu autocesta te polaganje vodova u tunele ispod riječnih tokova ili plovnih kanala. U slučaju tunnelskog rješenja – razmatrano je zajedničko korištenje s telekomunikacijskim linijama.

Najprivlačnije i najizglednije, prema nalazu VDE-studije, rješenje je *krovne mreže* visokonaponskim kabelima istosmjerne struje, prijenosne moći pojedinih poteza 12 gigavata (kao da je na jedan vod priključena trostruka snaga svih sadašnjih hrvatskih elektrana!), položenim u tunele, duž mreže autoputova ukupne duljine 2 600 km. Mogli bi biti položeni otkopavanjem tla ili podzemnim bušenjem, a morali bi osigurati prirodno strujanje zraka za odvođenje topline, radi sniženja troškova pogona. Ta duljina osigurala bi potrebe unutar-njeg njemačkog prijenosa, a moguće je radijalno širenje *krovne mreže* radi uspostave spojnih vodova prema susjedima.

No, korištenje tunela moguće je svim podzemnim tehnikama prijenosa: kabelima izmjenične struje, kabelima istosmjerne struje, plinom izoliranim vodovima izmjenične struje, vodovima sa supravodljivim vodičima, primjenom vodova izmjenične struje ali snižene frekvencije 16,66 Hz (snižava uzdužne induktivne otpore nadzemnih vodova i poprečne kapacitivne vodljivosti kabela na jednu trećinu, spram onih pri 50 Hz) ili danas još nesagledive tehnologije... Tuneli (svijetlog otvora, po prilici, 5 × 5 metara) omogućuju i zajedničko telekomunikacijsko

korištenje. Skupo rješenje, ali javnosti posve privlačno, trase su osigurane na javnom dobru a rješenje vodi višegodišnjoj zaposlenosti tisuća radnika na gradnji i u pratećoj industriji. Na slici 6.15., shematski je prikazano uklapanje *krovne mreže* u postojeću mrežu vrlo visokog napona (lijevo) te moguće polaganje tune- la duž izabranih postojećih autoputova u Njemačkoj (desno). Najdulji potez, 3–4, dug je gotovo 500 kilometara. U čvorišta 1 do 3 utiskivala bi se energija, a u ostalim čvorištima oduzimala bi se energija, u normalnom pogonu *krovne mreže*.



Slika 6.15. Overlay-Netz: Shema mreže i polaganje vodova duž autocesta (izvor: ETG und VDE, Stromübertragung für den Klimaschutz, 2011.)

Još jedna, gotovo nestvarna zanimljivost. Za transport kabela cestovnom ili željezničkom mrežom, mogu se primijeniti ograničeno veliki bubnjevi (prolaz tunnelima ili ispod nadvožnjaka!) namotani s ne predugim kabelskim komadima. To traži ugradnju velikog broja kabelskih spojnica na trasama tako velikih duljina. Poznato je da su spojnice najčešći uzrok kvarovima (i kod najpomnije izvedbe predstavljaju stanovitu nehomogenost na kojoj nastaju refleksije naponskih valova, što uporno *načinje* izolaciju). Da se to izbjegne, VDE-studija zalaže se za uspostavu premjestic tvornice kabela postavljene uz trasu tunela, osiguranje neprekidnog dotura materijala i onda proizvodnju “beskrajnog” kabela, sve dok on ne postigne neku razumno veliku duljinu. Kada je jedna linija riješena, tvornica se seli u neko drugo čvorište.

Za pretpostavljeni prijenos 6 GW na 400 km, polaganje kabela istosmjerne struje u tunel investicijski i pogonski košta dvostruko više od rješenja nadzemnim vodom izmjenične struje (vod s četiri trojke i četiri fazna vodiča u snopu; stupovi-tornjevi visine 80-tak metara). Ali to je cijena: male širine zauzete trasom i potpunog vizualnog neopterećenja, jednostavnije izgradnje, korištenja i održavanja, a kamoli potrebnih budućih dogradnji (ako je tunel povoljno dimenzioniran), javnosti posve prihvatljivog rješenja, zanemarivog utjecaja na okoliš, prikladnosti daljem razvoju tehnologije prijenosa i mogućnosti zajedničkog korištenja te – konačno – poželjnog djelovanja za nacionalno gospodarstvo. Dakako, uz sve prednosti prijenosa istosmjernom strujom, među kojima je najvažnija: zadavanje snage prijenosa (za razliku od voda izmjenične struje, kojom se tok snage ravna fizikalnim zakonima).

Kako bi ubrzala potrebnu dogradnju vodovima vrlo visokog napona od saveznog značaja u neposrednom vremenu, Njemačka je u kolovozu 2011. godine donijela zakon o ubrzanju dogradnje prijenosne mreže. Zakon se svodi na to da se osiguraju jedinstveni uvjeti za tu dogradnju na čitavu saveznom području, neovisno o pokrajinskim granicama. Njemačka ima 16 saveznih pokrajina, koje su nadležne za prostorno planiranje, uvjete građenja, zaštitu okoliša i zaštitu prirode na svome području te se za visokonaponski vod koji prelazi područja više saveznih pokrajina, izgradnja mora pojedinačno rješavati sa svakom od tih pokrajina i to bitno uvećava trajanje izgradnje. Prema novom zakonu, na saveznoj razini utvrđuje se sukladnost planirane trase budućeg voda s postojećim i budućim korištenjem prostora i – ako postoji usuglašenost – tada savezno rješenje postaje izvršno, kako za pokrajinsku i općinsku vlast – tako i za eventualno pogođene građane. Trajanje izgradnje sa sadašnjih 10 godina, žele time skratiti na 5 godina, inače ne mogu *stići* potrebnu veličinu dogradnje: oko 4 000 kilometara novih vodova u razdoblju do 2020. godine.

6.17. Spojena proizvodnja električne energije i topline⁷⁸

Spojena proizvodnja električne energije i topline (kogeneracija) svodi se na to da u termoelektrani-toplani, nakon što prostruji turbinom, islužena ali još uvijek vrlo topla para odvodi se u izmjenjivač topline koji služi opskrbi toplinskih potrošača u blizini ili daljinskom grijanju kućanstava te toplinskih industrijskih i komunalnih potrošača. U kondenzacijskoj termoelektrani ta se islužena para odvodi u kondenzator gdje joj se oduzme toplina i predaje okolišu kao

⁷⁸ Članak je objavljen u *HEP-Vjesniku* 253/2012 pod naslovom *Što više kogeneracije u sustavu svima koristi!*

toplinski otpad. Kogeneraciju je moguće primijeniti i korištenjem OIE, kao i gorivnih ćelija, ali – tada – u malome.

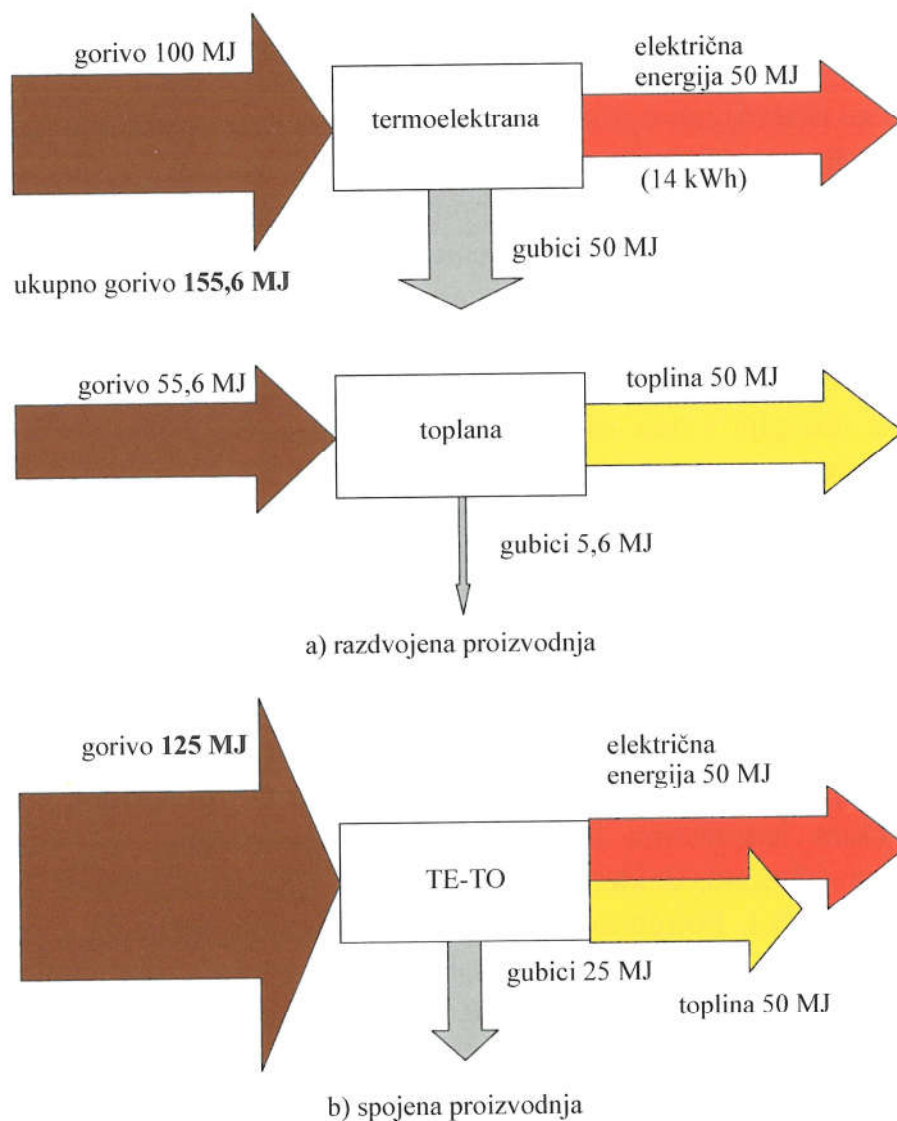
Odmah se ističe bitno ograničenje za primjenu termoelektrana-toplana. Ono slijedi iz potrebe postojanja toplinske potražnje u razumnoj veličini na razumno zaokruženom prostoru – to može biti područje nekog grada ili krug kakve tvornice. Nije razumno prenositi proizvedenu toplinu na preveliku udaljenost, jer bi gubici topline bili pretjerani, dakle nerealna je zemaljska toplinska mreža, poput električne ili plinske. Pri tome: ukupnu proizvodnju diktira trenutna potražnja topline, proporcionalno toj potražnji – rekli bismo: kao *nusprodukt* – proizvodi se električna energija i ona se *mora* preuzeti elektroenergetskim sustavom u mjeri u kojoj se trenutno proizvodi.

Proizvodnja električne energije i topline u spojenom procesu odvija se uz povoljno ukupno iskorištenje goriva, 80–85 %. Suvremene plinsko-parne termoelektrane imaju stupanj djelovanja 45–55 %, a suvremene toplane oko 90 %.

Radi usporedbe primjene razdvojene proizvodnje električne energije i topline s primjenom spojene njihove proizvodnje, zamišlja se što jednostavniji primjer: neka je potrebno proizvesti 50 MJ (megadžula) električne energije (ili, elektrotehničkim jedinicama iskazano, a jednakovrijedno: 14 kilovatsati) i 50 MJ topline. Ukupno, dakle, treba proizvesti 100 MJ toplinske i električne energije (slika 6.16.). Potrebno gorivo za tu proizvodnju ponovno iskazujemo megadžulima. U slučaju razdvojene proizvodnje i stupnja djelovanja suvremenih plinsko-parnih termoelektrana od 50 %, trebalo bi uložiti 100 MJ goriva, jer je $50/0,50 = 100$. Uz stupanj djelovanja toplana 90 % trebalo bi uložiti 55,6 MJ (računski $50/0,90$). Ukupno bi u elektranu i toplanu trebali uložiti 155,6 MJ goriva (slika 6.16.a). Ukupni gubici transformacija bili bi 55,6 MJ. U slučaju spojene proizvodnje i stupanj iskorištenja goriva 80 %, trebalo bi uložiti 125 MJ goriva (računski $100/0,80$), slika 6.16.b. Gubici bi bili 25 MJ. Ušteda na gorivu bila bi $155,6 - 125 = 30,6$ MJ goriva ili čak 20 % od ukupne količine utrošene pri razdvojenoj proizvodnji. Odgovarajuće tome: sniženje opterećenja okoliša rashladnom toplinom i emisijom CO₂. Još bitno: svaka ušteda na gorivu u Hrvatskoj ujedno je izravno ušteda na uvozu tog goriva, jer sve vrste goriva se i uvoze (a više li manje pokrivaju vlastitim pridobivanjem)!

To je slikoviti primjer koji govori o razumnoj primjeni spojene proizvodnje električne energije i topline naspram razdvojene proizvodnje, naravno koliko god je to moguće (postojanje relativno značajnog toplinskog konzuma na relativno ograničenu prostoru uz lokaciju proizvodnje).

Skriveno, primjer govori o još nečem, a vrlo značajnom. *Svim kupcima električne energije odgovara takva spojena proizvodnja neovisno jesu li potonji istovremeno i kupci topline ili samo kupci električne energije. Zašto? Pa zato što je utrošeno 20 % manje goriva za proizvodnju ukupnih električnih i toplin-*



Slika 6.16. Razdvojena i spojena proizvodnje električne energije i topline

skih dijelova te proizvodnje, čime je proizvodnja ostvarena uz manje troškove, dakle uz nižu cijenu, manji uvoz goriva i niže opterećenje okoliša. Tako proizvedena toplota distribuirat će se na razumnoj udaljenosti od mjesta proizvodnje, a električna energija može se transportirati u desecima-stotinama kilometara udaljena područja, dakle i do onih mjesta do kojih ne bi bilo moguće doturati toplotu, niti da hoćemo.

Ukupna proizvodna cijena električne energije u elektroenergetskom sustavu bit će složena od skuplje proizvodnje u termoelektranama, nešto jeftinije proizvodnje u termoelektranama-toplanama i najjeftinije proizvodnje u hidroelektranama. Tako je i Dalmatincima u interesu da imamo što više termoelektrana-toplana u sustavu, neovisno o tome služe li one grijanju i u Dalmaciji, kao što je – primjerice – Osječanima i Zagrepčanima u interesu da imamo što više hidroelektrana u sustavu. Ali jedni bez drugih ne bi privlačno funkcionirali, kada su dotoci vode slabi – potrebne su termoelektrane, a u ljeto kada je toplinska po-



Termoelektrana-toplana Osijek, 45 MW električne i 110 MW toplinske snage

tražnja malena – za opskrbu električnom energijom ne bi bile dovoljne samo (tada) slabo opterećene termoelektrane-toplane.

Hrvatski podzakonski akt o obnovljivim izvorima i kogeneraciji, pozicionira kogeneraciju upravo na taj način. Naknada, koju plaćaju *svi kupci* električne energije, namijenjena je – kako za poticanje korištenja obnovljivih izvora energije, tako *i za poticanje kogeneracije*. Druga je stvar što je za kogeneraciju (neopravdano!) mali interes, premda sigurno ima mnogo tehnoloških procesa koji koriste toplinu a proizvodnja je takva da se raspolaže sagorivim otpadom – prilika za spojenu proizvodnju koja se ne bi smjela propuštati! Ima primjera od prije sto godina, gdje se upravo tako postupalo (primjerice u ugasloj Tvornici žigica u Osijeku).

U Hrvatskoj, status povlaštenog proizvođača električne energije mogu steći ona kogeneracijska postrojenja koja ostvaruju uštedu primarne energije od najmanje 10 %, odnosno, ako se radi o postrojenjima manjim od 1 MW instalirane električne snage, postrojenja moraju trošiti manje primarne energije no što bi bila potrošnja referentne odvojene proizvodnje. Ne dolaze u obzir javne TE-TO. Od postojećih postrojenja, dolaze u obzir samo ona koja su stara najviše 12 godina, s tim da se trajanje povlaštenosti u tom slučaju računa umanjenjem broja 12 za godine starosti. U Registru projekata obnovljivih izvora i kogenera-

cije (ukupno 519 projekata) nalazi se samo 9 projekata kogeneracija, ukupne snage 47 MW, dakle 1,7 % od ukupnog broja zainteresiranih. Istovremeno, ima 148 projekata vjetroelektrana, ukupne snage 6 800 MW ili 126 projekata sunčanih elektrana, ukupne snage 54 MW ili 95 malih hidroelektrana, ukupne snage 200 MW.

Finska, Nizozemska i Latvija jednu trećinu svoje ukupne proizvodnje električne energije ostvaruju u spojenom procesu, a Danska čak 46 % (2008). Njemačka tako proizvodi 12,5 % električne energije. U Europskoj uniji u cjelini, tako se proizvodi 11 % ukupne proizvodnje električne energije. Direktiva EU koja govori o tome, zalaže se za uporno povećanje udjela spojene proizvodnje električne energije i topline, kao bitnom koraku prema učinkovitijem korištenju svekolike energije i sniženju emisije CO₂.

U Hrvatskoj je 2010. godine u javnim i industrijskim termoelektranama-toplanama proizvedeno okruglo 21 % ukupne proizvodnje električne energije (ne ukupne potrošnje!). To je zapravo solidan zatečeni udio takve proizvodnje; međutim, treba težiti njegovu povećanju.

U Danskoj (dakako: znatno bogatijoj od Hrvatske) takva proizvodnja topline i električne energije odvija se i u razumno velikim selima, a svakako u gradovima. Čak je u selima jednostavnije polaganje toplinske infrastrukture nego u velikim gradovima s velikom gustoćom kućanstava u gradskim središtima uskih ulica, a potrebna primarna energija u selu može se lokalno dobiti prikupljanjem biomase, poljoprivrednog i kućanskog otpada i proizvodnjom bioplina.

6.18. Elektroautomobil – elektroprivredni pogled⁷⁹

Raspravimo s jednog motrišta, naime elektroprivrednog, kako stoji može-bitni veliki zamah korištenja električnog automobila. Poslužimo se brošurom *The electric car and climate protection – Wish and reality* (Električni automobil i zaštita klime – Želja i stvarnost), što ju je izdala Parlamentarna grupa Europske unije u studenome 2009.

Početno, uspoređuju se dva raspoloživa Deimlerova (Mercedesova) automobila tipa *Smart fortwo* (Pametna za dvoje), koji se nude u dizelskoj i električnoj verziji. Dizelska verzija imala je premijeru 1998. godine, danas ima potrošnju goriva od 3,3 litre/100 km i štetnu emisiju od 86 grama/km (slika 6.17.). Električna verzija imala je premijeru u Londonu 2009. godine, troši manje od 14 kWh/100 km i, dakako, nema lokalne emisije (slika 6.18.). Godine 2011.

⁷⁹ Članak je objavljen u *HEP-Vjesniku* 258/12 pod naslovom *Najrazumnija postupna primjena*.



Slika 6.17. Dizelska inačica *Smart fortwo*



Slika 6.18. Električna inačica *Smart fortwo*

prodano je 99 700 komada *Smart*-verzije, danas još pretežno u dizelskoj i benzinskoj izvedbi, u oko 1,3 milijuna komada ukupne Mercedesove prodaje.

Uspoređuje se najprije potrošnja goriva, izravno, *na licu mjesta*. Dizelska verzija troši 3,3 litre te uz energetske sadržaj dizelskog goriva od 45,9 MJ/kg i specifičnu masu goriva od 0,83 kg/litri izlazi da je neposredni utrošak energije 125,7 MJ na 100 km.

Električna verzija troši 14 kilovatsati, uz 3,6 MJ/kWh izlazi da neposredno troši 50,4 MJ na 100 km, ili 2,5 puta manje od dizelske (elektromotor je znatno učinkovitiji od dizelskog, ne troši ništa kada vozilo zastane, pri električnom kočenju vraća energiju u akumulator).

Uzmu li se gubici transformacije u rafinerijama te potrošnja u transportu i distribuciji tekućih goriva jedno 10 % primarne količine sirove nafte, izlazi ukupna potrošnja primarne energije za vozilo u dizelskoj verziji 140 MJ na 100 km.

Primarna potrošnja energije za električnu verziju automobila određena je prema:

- stupanj djelovanja pri punjenju akumulatora 80 %
- gubici u mrežama 10-tak posto, *stupanj djelovanja* mreža je dakle oko 90 %
- prosječni stupanj djelovanja svih elektrana u hrvatskom sustavu 50-tak posto.

Primarna potrošnja energije za konačnih 50,4 MJ u električnom automobilu odredit će se tako da se ta vrijednost podijeli s umnoškom $0,80 \times 0,90 \times 0,50$ i dobije se 140 MJ na 100 km, dakle ***sumjerljivo potrošnji dizelske verzije automobila***.

No, što je s emisijom? Prosječna emisija iz svih hrvatskih elektrana je približno 200 grama CO₂ po svakom potrošenom kilovatsatu (veliki je udio hidroelektrana i veliki je udio uvozne električne energije, koju trošimo bez emisije na vlastitu području!). Za 14 kWh u automobilu treba uz stupanj djelovanja pri punjenju akumulatora od 80 % dobiti u utičnicu 17,5 kWh, što će izazvati prosječnu emisiju od $17,5 \times 200 = 3\,500$ grama na 100 km ili 35 grama/km.

Emisija za električni automobil (35 grama/km) bila bi u hrvatskim sadašnjim prilikama *dva i pol puta manja* od emisije iz dizelskog automobila (86 grama/km).

Ovdje se, doduše, radi o usporedbi dva doista malena (za dvoje, duljine 2,7 metara), a vrlo ekonomična automobila te potrošnji bez zimskoga grijanja unutrašnjosti automobila i ljetne klimatizacije!

U zemljama s nižim udjelom obnovljivih i nekarbonskih izvora energije u proizvodnji električne energije i minimalnim (ili nikakvim) udjelom uvoza to bi izašlo nepovoljnije. Primjerice, za današnju Njemačku to izađe samo 10-tak posto manje za električnu verziju (71,5 gram/km) od dizelske verzije (86 grama/km).

Što se tiče lokalne emisije, u okoliš samoga automobila, električna verzija je dakako neusporedivo povoljnija od dizelske (ili benzinske) verzije automobila, jer električna verzija uopće nema lokalne emisije. Ukupna emisija, ovisna je o energetskej *smjesi* u pojedinom elektroenergetskom sustavu: što je više elektrana na obnovljive izvore energije i nekarbonskih (nuklearnih) elektrana, to je mogući veći doprinos sniženju ukupne emisije. Dakle, u budućnosti valja očekivati veći doprinos sniženju ukupne emisije uvođenjem elektroautomobila, jer se u budućnosti sagledava značajno povećanje udjela obnovljivih izvora u ukupnoj energetskej *smjesi* svih zemalja.

Međutim, u slučaju teško zamislive, naglo rastuće i masovne primjene električnog automobila, moguće je zamišljati brži rast ukupne potrošnje električne energije (zbog toga) od rasta udjela obnovljivih izvora u proizvodnji električne energije, pa bi to moglo voditi povećanju emisija. U svijetu se za promet koristi 30 posto svekolike finalne energije, uglavnom u obliku tekućih goriva. A 20 % svekolike finalne energije u električnom je obliku, u tome je zanemariv udio za promet (željeznički, na elektrificiranim prugama, manje od 2 %). Stoga, zamišlja li se doista radikalna supstitucija goriva za kopnena prometala električnom energijom, jedno 2/3 od 30 % finalne energije trebalo bi dopunski koristiti u električnom obliku (preostatak bi ostao za zračni i vodni promet) – sadašnji svjetski elektroenergetski sustavi morali bi se (samo zbog toga) *udvostručiti!!!*

Izgleda da bi najrazumniji bio postupni prelazak većinom na mala električna vozila u gradovima (tipa *Smart fortwo*), jer bi dobitak radi izostanka neposredne emisije bio velik i vrlo značajan za gradski okoliš, a dolazilo bi do nepretjeranog rasta ukupne potrošnje električne energije. Doseg takva vozila, s noćnim punjenjem akumulatora, bio bi svakako dovoljan za jednodnevne prosječne potrebe u gradu.

U takvom scenariju dolazilo bi i do povoljnijeg korištenja elektroenergetskoga sustava, povećavalo bi se opterećenje noću kada je opterećenje sustava niže, a bez bitnijega povećanja dnevnog opterećenja. Dolazilo bi do disperziranja akumulacije električne energije na dnevnoj osnovi, što je naglašeno poželjno. Ekskluzivni priključak punionica za električne automobile na isključivo obnovljive izvore električne energije, kakav se reklamira negdje – primjerice u Njemačkoj, nije pogodan za masovnu primjenu, jer bi dijelom ostavio ostalu potrošnju bez opskrbe iz obnovljivih izvora, a sigurnost i cijena takve izolirane dobave bila bi upitna.

U sadašnje vrijeme, jedan kilovatsat kapaciteta baterije košta oko 1 000 eura. Baterija koja bi osiguravala doseg automobila od 100 kilometara, trebala bi imati kapacitet od 14 kWh i masu od 70 kilograma. Koštala bi oko 14 000 eura. Kako vijek trajanja baterija ovisi o dubini punjenja i pražnjenja, koriste se samo s oko 70 posto kapaciteta, tada osiguravaju vijek trajanja od deset godina.

Ali to diže cijenu baterije na 20 000 eura. Cijena vozila bez baterija je orijentacijski oko 10 000 eura.

Koliko bi izašao trošak baterije po kilometru, uz 10 godina korištenja? Pretpostavlja se da se uporno prosječno prelazi po 55 kilometara svakoga dana tijekom 10 godina. To bi značilo ukupno 200 tisuća prijeđenih kilometara. Dakle, baterija bi koštala 10 €centa/km. A koliko bi koštala električna energija po kilometru? Treba nam 17,5 kWh za 100 kilometara, dakle 0,175 kWh/km. Uz sadašnju (od 1. svibnja 2012. godine) noćnu tarifu za električnu energiju u Hrvatskoj od 56,5 lipa/kWh (uključivo PDV i naknadu za OIE) izlazi da bi to stajalo otprilike 10 lipa/km ili 1,3 €centa/km. Dakle, 7,5 puta manje stajao bi utrošak električne energije u Hrvatskoj od utroška novca za bateriju po kilometru! Sniženje cijene baterija u budućnosti, ovisit će o tehnološkim poboljšanjima i masovnoj proizvodnji.

Neće biti potrebe za prilagodbom instalacija u vlastitim kućnim garažama, jer za 7-satno noćno punjenje treba ispravljač izlazne snage 3 kW, a to je ulazno jednofazno ispod 15 A. Dakako, za punjenje vozila koja noću nisu u garažama ili za ubrzano punjenje znatno većom strujom ili zamjenu praznog punim akumulatorom, potrebna su ulaganja u disperzirane punionice.

Zaključimo: zamislivo a poželjno buduće rješenje, za osrednju a razboritu (ali danas još vrlo skupu) supstituciju malim električnim vozilima u gradovima, bila bi primjena pametnih brojila uz utičnicu za punjenje: tako da je omogućeno punjenje samo kada u sustavu ima viška raspoložive energije iz obnovljivih ili nekarbonskih izvora uz zajamčeno određeno noćno minimalno trajanje takve mogućnosti.

Za veća/velika vozila i veći (neograničeni) doseg razumnije bi se bilo, radi zaštite klime, orijentirati na korištenje biogoriva.

6.19. Otpadni plin iz termoelektrane u podzemlje⁸⁰

U Njemačkoj je 11. rujna 2008. godine, po prvi put u svijetu, puštena u rad elektrana (toplana) na ugljen, koja neće opterećivati atmosferu ugljikovim dioksidom (CO₂). To je pokusno postrojenje CCS-elektrane (engl. *carbon capture and storage*; ugljik-izdvajanje-i-uskladištenje), nazivaju se još i CO₂-free elektrane, dakle elektrane slobodne od CO₂, odnosno elektrane s nultom emisijom. Izgrađeno je uz veliku konvencionalnu ugljenu termoelektanu Schwarze Pumpe, smještenu uz granicu s Poljskom, od 1 600 MW, koju su svojedobno u bivšoj Demokratskoj Republici Njemačkoj zbog ispuštanja otpadnih plinova u šali zvali: „Plinski kombinat Schwarze Pumpe“.

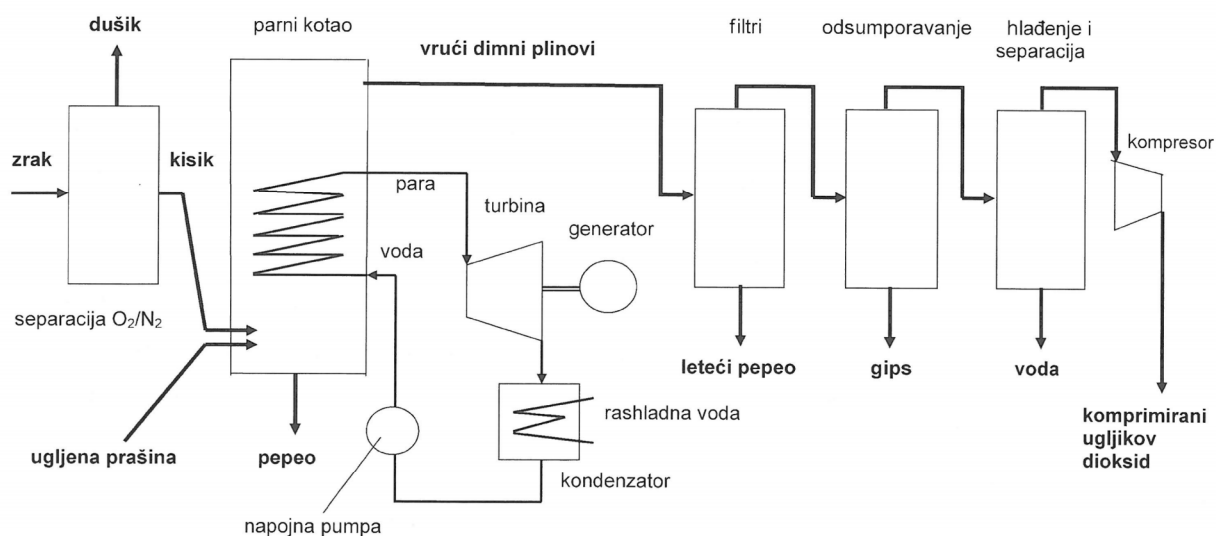
⁸⁰ Članak je objavljen u časopisu *Elektroenergetika* 1/2009.

Građenje postrojenja trajalo je oko dvije godine, izvelo ga je energetska poduzeće *Vattenfall* iz Švedske, ima toplinsku snagu 30 MW (električni dio nije u tom postrojenju izveden, nego se toplina isporučuje industrijskim korisnicima) a stajalo je oko 70 milijuna eura. Dakle, investicija je bila oko 2 500 eura/kW što i nije previsoko s obzirom da se radi o pokusnom postrojenju, bez oglednog prethodnika, osim jedne male takve test-elektrane od 0,5 MW (iz 2004. godine). Konvencionalna elektrana na ugljen gradi se danas uz investicije od oko 1 300 eura/kW. Za lokaciju je vjerojatno izabrana postojeća (velika) termoelektrana radi djelomičnog korištenja postojeće infrastrukture i time smanjenja troškova za ovo pokusno postrojenje.

Ekološke skupine prigovaraju projektu jer da se ovdje radi o „zelenom pranju prljavog ugljena“ za razvoj koje tehnologije treba ulagati značajna sredstva te će se smanjiti interes i mogućnosti za povećana ulaganja u nekonvencionalne (obnovljive) izvore energije. (Samo radi spoznaje: u svijetu je *najznačajniji* udio termoelektrana na ugljen a tako će još dugo i ostati; 40 % električne energije proizvede se u ugljenim elektranama te je nastojanje oko ekološki što prihvatljivijeg načina takve proizvodnje od *najveće važnosti*.)

Kako funkcionira CCS-elektrana? Nakon izgaranja, dimni plinovi ne ispuštaju se u atmosferu, nego se ugljikov dioksid izdvaja i zahvaća, stlači i odvodi na uskladištenje ili (manjim dijelom) na industrijsko korištenje (postoje proizvodnje koje koriste ugljikov dioksid), slika 6.19.

Kako bi dimni plinovi sadržavali gotovo u potpunosti samo ugljikov dioksid, najprije se iz zraka koji služi za izgaranje izlučuje dušik (kojega ima u zraku 78 %) i praktički čisti kisik vodi u gorionik parnoga kotla. Tu se istodobno upuhuje ugljena prašina što omogućuje izgaranje, čiji je rezultat ugljikov dioksid (od ugljika iz ugljena) i vodena para (ugljen, pored ugljika sadrži i



Slika 6.19. CCS-elektrana

vodik, koji izgaranjem prelazi u vodenu paru). Iz kotla, kao kruti otpad, izlazi pepeo. Nastali plinovi izgaranja vode se u filtre za odstranjivanje čađi i letećeg pepela, zatim u uređaj za odsumporavanje (u ugljenu je neminovna i stanovita količina sumpora) te konačno u hladionik gdje vodena para kondenzira u vodu a preostali ugljikov dioksid se pomoću kompresora stlači na 57,3 bara, pri kojem tlaku prelazi u tekuće stanje, bitno smanjena obujma te je pogodan za transport ili uskladištenje. U plinovima izgaranja dakako nema dušikova oksida, koji je također staklenički plin.

Vodno-parni krug takve elektrane jednak je konvencionalnoj parnoj termoelektrani: kotao-turbina s električnim generatorom-kondenzator-napojna pumpa.

Izdvojeni ugljični dioksid pogodan je za industrijsko korištenje, za ubrizgavanje u ležišta nafte i plina na kraju njihova vijeka eksploatacije, radi povećanja iscrpka, ili ubrizgavanje u posve napuštena ležišta nafte i plina radi trajnog uskladištenja. Transport će se odvijati željezničkim ili kamionskim cisternama ili cjevovodima, načelno moguće i brodskim prijevozom.

Ugljikov dioksid će se iz CCS-elektrane Schwarze Pumpe odvoziti u 350 kilometara udaljen Altmark, gdje će se odlagati na dubinu od 800 metara radi povećanja iscrpka plina u tom velikom europskom ležištu plina. U svijetu su ogromni obujmi iskorištenih ležišta nafte i plina, dovoljni su za pohranjivanje reda vrijednosti 1 000 milijarda tona ugljikova dioksida. Inače, u čitavu današnjem svijetu proizvodi se godišnje oko 34 milijarde tona ugljičnog dioksida (energetika, industrija, promet i kućanstva). Postavlja se pitanje hoće li, u općem slučaju, takvi podzemni prostori podnijeti tlak od 57,3 bara (to je kao da masa od 58,4 kilograma tiska na svaki četvorni centimetar!).

Neželjena, ali ipak povoljna okolnost je ta, da ukoliko dođe do kakva problema pri transportu i uskladištenju, time oslobođeni ugljikov dioksid zapravo je posve neutralan i bezopasan, jedino će biti ispušten u atmosferu – kao što bi inače bio ispušten da nije primijenjena CCS-tehnologija!

Iskustvo sa Schwarze Pumpe Vattenfall iskoristit će tako da se do oko 2015. godine izgrade snažne demonstracijske CCS-elektrane, 300–400 MW, u Norveškoj, Njemačkoj i Danskoj. Tek nakon iskustava s tim demonstracijskim elektranama prešlo bi se na izgradnju komercijalnih CCS-elektrana, računa se oko 2020. godine.

Povrh uobičajenih pomoćnih pogona kakve sadrži i konvencionalna termoelektrana na ugljen (ventilatori, crpke, osobito napojna i rashladna crpka, i brojni drugi pomoćni uređaji) CCS-elektrana sadrži dodatno još neka trošila električne energije koja dakako umanjuju stupanj djelovanja elektrane. To je ponajprije uređaj za separaciju dušika iz zraka i kompresor za konačno stlačenje ugljikova dioksida. Time je očekivani stupanj djelovanja CCS-elektrane desetak postotnih poena manji od najsuvremenijih konvencionalnih termoelektrana na ugljen. Za postrojenje poput Schwarze Pumpe očekivani stupanj djelo-

vanja je 33 % (moderne konvencionalne termoelektrane na ugljen dostižu danas oko 44 %).

Međutim, uzme li se u obzir stalno rastuća naknada za ispuštanje stakleničkih plinova u atmosferu, zagovaratelji takvih elektrana smatraju da će se ukupna proizvodna cijena električne energije iz takve elektrane izjednačiti s cijenom konvencionalne elektrane, jer CCS-elektrana – dakako – neće plaćati naknadu za ispuštanje ugljikova dioksida u atmosferu ili će je plaćati neznatno, jer neće baš doći do 100-postotnog zahvaćanja ugljikova dioksida. Konvencionalna termoelektrana na kameni ugljen ispušta oko 900 grama ugljikova dioksida po svakom proizvedenom kilovatsatu, a red vrijednosti očekivane naknade u skoroj budućnosti je oko 20–30 eura po toni ispušenog ugljikova dioksida.

6.20. Pametne mreže⁸¹

Pametna mreža (engl. *SmartGrid*), neki je zovu *inteligentna mreža* ili *napredna mreža*; pojam je uveden u tehniku i tehnologiju električnih mreža i elektroenergetskih sustava prije – po prilici – pet godina od danas (dakle, oko 2005. godine). Svodi se na to da se korištenjem suvremene informatičko-komunikacijske podrške, čije se mogućnosti eksponencijalno uvećavaju, osigura takvo vođenje pogona električnih mreža da se ostvare: što kraći prekidi napajanja, što bolja kvaliteta električne energije, uštede energije, što manji utjecaj na okoliš ... (i još niz drugih zamislivih tehničko-tehnoloških dobitaka) uz što veću ekonomičnost i uz *sudjelovanje kupaca pri tome*. Mogućnosti primjene su i u prijenosnoj i u distribucijskoj mreži, ali je urgentnija primjena više okrenuta distribucijskim mrežama, jer tamo može biti masovna, pa *višekratno zbrajanje malih učinaka može dati mjerljiv ukupni učinak*.

Bitno uži, a znatno ranije poznati koncept, bio je upravljanje potražnjom električne energije (engl. *demand side management* ili ostvarenje tzv. *negavata*) – kada se tehničkim regulacijskim signalima djelovalo na suzdržaniju potražnju u predvidivo doba najvećeg opterećenja a poticalo razumnu potražnju u doba niskih opterećenja elektroenergetskog sustava. Primjerice, mrežnim tonfrekvencijskim upravljanjem, dakle daljinskim uključenjem/isključenjem izabranih većih trošila u kućanstvima.

U već vrlo dalekom vremenu, praktički od početaka svjetske javne elektrifikacije, to se ostvarivalo unaprijednim davanjem novčanog signala: formuliranjem tarifnog sustava u dvije ili više tarifa ili/i novčanim obračunom vršnog opterećenja. Međutim, to je bila statična metoda – na osnovi iskustva, unaprijed su se zadavali vremenski intervali u kojima će biti neka tarifa, ali bez obzira na

⁸¹ Članak je objavljen u časopisu EGE 2/2010.

to kakve su stvarne okolnosti u sustavu određenoga dana i određenoga sata u tom danu.

Primjena pametnih mreža je nastojanje da kupci povežu svoje ponašanje sa znatno povećanim troškovima za osiguranje povlastice koju uživaju: pouzdane opskrbe i u razdobljima najveće potražnje. Napredne komunikacijske mogućnosti opremit će kupce opremom i *softverskim* alatima koji će ih u stvarnom vremenu izvještavati o tekućoj cijeni električne energije, signalizirati o poželjnoj ili hitnoj potrebi sniženja opterećenja i slično.

Pametne mreže utemeljuju se na sveukupnoj interakciji korisnika mreža i mreže, dakle elektrana, uključivo elektrana na obnovljive (stalne i nestalne) izvore energije i jedinica raspršene (disperzirane) proizvodnje, mrežnih operatora, trgovaca, opskrbljivača te kupaca električne energije.

Prema aktualnom i – za sada još ne i konačnom – gledanju, neka svojstva pametne mreže su:

- mogućnost mrežnog samoizliječenja
- motiviranje kupaca da aktivno sudjeluju u pogonu mreže
- prilagođavanje potražnje tekućim mogućnostima proizvodnje
- otpornost prema velikim poremećajima
- nepristrano preuzimanje svake razumne proizvodnje
- optimalno korištenje energijom
- podupiranje prodora nestalnih izvora obnovljive energije.

Mogućnost samoizliječenja; korištenjem informacija iz stvarnog vremena, pomoću ugrađenih senzora i automatiziranog nadzora, predviđanjem, otkrivanjem i djelovanjem na poremećaje u sustavu, pametna mreža mogla bi automatski izbjeći ili ublažiti preveliko opterećenje, nekvalitetnu električnu energiju te smanjiti područja i trajanja prekida napajanja. Teško je provedivo u distribucijskim mrežama, jer se tu najčešće radi o radijalnoj strukturi mreže te je u slučaju zastoja jednog voda gubitak opskrbe neizbježan. No, u slučaju zamkaste gradske mreže, moguće je zamišljati da zastoj jednog voda u mreži ne mora rezultirati prekidom napajanja krajnjih korisnika. Pametna mreža mogla bi imati nadzorni sustav, koji analizira njezine performanse, koristeći i stalno nadograđujući *znanje* stečeno (dakle: mreža koja *uči*) iz uspješnih rješenja dispečera pri ranijim djelovanjima nakon istog ili sličnog događaja u mreži.

Osiguranje što jeftinije kupnje električne energije, poznata je metoda stimulacije što razboritijeg rasporeda potražnje, sniženja vršnog opterećenja, *peglanja špica*. Da bi se smanjila potražnja u vrijeme visoke cijene, komunikacijske i mjerne tehnologije u pametnim mrežama mogle bi trajno obavještavati kućanstva i poduzetništvo, po kojoj će cijenu platiti energiju koju baš taj tren koriste. Time će se trajno *motivirati kupci za učešće u pogonu elektroenergetskog susta-*

va. Pa će, primjerice, kupci u većem broju kućanstava organizirati večeru u 21 sat, umjesto u 19 sati ili prati rublje noću.

Poznata je dnevna, tjedna, mjesečna, sezonska/godišnja varijacija potražnje električne energije, ali i iznenadni prirast potražnje, primjerice u razdobljima kakvog neočekivano zanimljivog televizijskog programa, kada će privući milijune uključenih televizora. Treba brzo *prilagoditi nastalu potražnju s mogućom proizvodnjom*, inače će doći do raspada sustava. Tradicionalno, odgovoriti na brzi rast opterećenja, moguće je samo držanjem u vrtnji agregate odgovarajućih rezervnih elektrana, uvijek spremnih na brzo preuzimanje opterećenja. U pametnim mrežama zamislivo je odašiljanje upozorenja primjerice svim individualnim korisnicima televizora ili kakvim izabranim većim kupcima koji imaju takvu mogućnost, da privremeno smanje opterećenje, kako bi se dalo vremena za pokretanje veće elektrane ili da čak trajnije smanje opterećenje zbog predstojećeg trajnijeg ograničenja mrežnih ili proizvodnih resursa. U tradicionalnim mrežama, ugroza sustava može se smanjiti samo povećanjem generatora u vrtnji. U pametnim mrežama, potrebno smanjenje opterećenja moglo bi se ostvariti angažiranjem i manjeg broja kupaca, čime bi se čak mogla odgoditi – u stanovitoj mjeri – dogradnja sustava novim elektranama.

U Hrvatskoj je prije 30–40 godina bio u primjeni takav sustav rasterećenja. Nekoliko velikih potrošača, kojima se mogla najavljeno prekinuti dobava električne energije u slučaju krize u sustavu, dobilo je status specijalnih potrošača. Bitno je bilo njihovo stalno a poznato opterećenje, tehnološka neosjetljivost na prekid i poznata visina izostale dobiti koja će kod njih nastupiti zbog prekida te se mogla utvrditi (niža) tarifa po kojoj će im se isporučivati energija kako bi time pokrili izostalu dobit.

Odolijevanje velikim poremećajima: pametne mreže moći će bolje prepoznati i preduhitriti velike poremećaje izazvane prirodnim ili tehnološkim događajima. Informacije u stvarnom vremenu omogućit će dispečerima izolaciju pogođenih područja i preusmjeravanje tokova snaga oko pogođenih objekata mreže. Najvažnije u tim mjerama, izbor je pametnih postupaka za izbjegavanje ili ublažavanje najvećeg sustavnog poremećaja, raspada elektroenergetskog sustava.

Nepristrano preuzimanje svake proizvodnje: pametne mreže će se i dalje opskrbljivati iz konvencionalnih elektrana, ali one moraju bez teškoća preuzimati i energiju proizvedenu iz nekonvencionalnih izvora energije, osobito raspršenu (disperziranu) proizvodnju i druge nadolazeće tehnologije na lokalnoj i regionalnoj razini. Integracija proizvodnje električne energije malih razmjera, raspršena (disperzirana) proizvodnja osobito iz *stalnih* obnovljivih izvora energije (biomasa, geotermalna energija, toplina okoline) na lokalnoj razini ili čak na licu mjesta, omogućit će stambenim, poslovnim i industrijskim korisnicima mreža da samostalno proizvode i prodaju viškove električne energije u mrežu,

uz minimalne – no dakako opravdane – tehničke i regulatorne uvjete. To također smanjuje prosječno opterećenje mreža na višoj razini, poboljšava dugoročnu pouzdanost opskrbe i može djelovati na smanjenje troškova dobave električne energije, a nudi više mogućnosti kupčeva izbora.

Optimiranje korištenja energijom; pametna mreža moći će optimirati korištenje energijom, troškovima poslovanja i održavanja. Višestruko će se optimirati tokovi snaga mrežom – primjerice: sa stajališta sniženja gubitaka, što razumnijeg korištenja svekolikih resursa ili najniže cijene proizvodnje. Doći će do što boljeg usklađivanja proizvodnje i potražnje na razini lokalnih distribucija radi sniženja međuregionalnih tokova i tokova snaga u prijenosnoj mreži; poboljšavat će korištenje postojećih prijenosnih mrežnih resursa i smanjenje zagušenja (izbjegavanje uskih grla) u tim mrežama, ponovno: moguće je odgađanje dogradnje prijenosnih mreža, što sve u konačnici može dovesti do sniženja cijene za kupce.

Podupiranje prodora nestalnih obnovljivih izvora energije moglo bi također biti omogućeno pametnim mrežama. To je vrlo važno očekivanje, jer je dio obnovljivih izvora energije nestalan, ovisan o prirodnim pojavama (vjetar, Sunčevo zračenje, mali vodotoci) i traži dogradnju konvencionalnog sustava, radi li se o tradicionalnim mrežama. Pametna mreža morala bi imati sredstva za učinkovito smanjenje potražnje – redukciju opterećenja – u slučaju da se očekivana proizvodnja elektrana na nestalne izvore ne ostvaruje. Mogla bi biti udešena i tako da dolazi do prebacivanja brojila na povećanu tarifu uz signal, ali točno tada kada očekivana prirodna pojava *zataji*. Kupci će se dijelom ponašati po principu: viša cijena-smanjena potrošnja. Međutim, to bi značilo da su cijene nepredvidljive, razlikovale bi se doslovno s vremenom, ali to bi predstavljalo vrlo značajnu korist za sustav.

Najraniji primjer komercijalne pametne mreže je talijanski sustav koji je instalirao Enel, dovršen 2005. godine, *Telegestore projekt*. U SAD, u gradu Austinu/Teksas rade na izgradnji svoje pametne mreže od 2003. godine, kada je zamijenjena 1/3 postojećih brojila, pametnim brojilima koji komuniciraju putem bežične komunikacijske mreže, a u sustav su ugrađeni i pametni termostati te različiti senzori.

U Europskoj uniji, ideja je pametnih mreža prihvaćena tijekom prve Međunarodne konferencije o integraciji obnovljivih izvora energije i raspršenih (dispersiranih) izvora energije održane u prosincu 2004. godine, kada je predložena izrada Platforme za električne mreže budućnosti. *SmartGrids European Technology Platform*, Europska tehnološka platforma za pametne mreže u električnim mrežama budućnosti počela je svojim ostvarivanjem u 2005. godini. Cilj je bio formuliranje i promicanje vizije o razvoju europskih električnih mreža s pogledom prema 2020. godini i dalje. Osnovni moto platforme, sažet u jednu rečenicu glasi:

Radi povećanja učinkovitosti, sigurnosti i pouzdanosti opskrbe električnom energijom pomoću prijenosnih i distribucijskih mreža nužno je preoblikovanje tradicionalnih električnih mreža u mreže s interaktivnim odnosom (kupci/operatori) pri davanju/korištenju usluga mreže i s uklonjenim preprekama učinkovitoj integraciji raspršenih (disperziranih) i obnovljivih izvora energije većih razmjera.

Održane su već tri europske konferencije o pametnim mrežama, posljednja u jesen 2008. godine u Bruxellesu, ta pod motom: *SmartGrid Revolution*, revolucija pametnih mreža! Na toj konferenciji, rangirani su razvojni prioriteti u ostvarivanju pametnih mreža: od najvišeg A do najnižeg F. Utvrđeni redosljed je: (A) optimiranje pogona i korištenja mreža, (B) optimiranje mrežne infrastrukture, (C) integracija nestalne proizvodnje većih razmjera, (D) informatičko-komunikacijska tehnologija u pametnim mrežama, (E) aktivne distribucijske mreže: “*Snaženje uloge kupaca*” i (F) nova tržišna mjesta korisnika mreža i energetska učinkovitost.

Zaključno: ostaje otvoreno pitanje kako u tržišnoj elektroprivredi pomiriti (a) optimalnu tehnološko-ekonomsku regulaciju sustava koja je rezultat nadzora pametne mreže i (b) komercijalnu regulaciju koja ne vodi računa o sustavnom optimumu, nego je rezultat tržišnih odnosa dva ograničena partnera. Primjerice: pametna mreža *kaže* da je optimalno isključiti neku dobavu (jer postoji razumnija) a provođenje ugovora o dobavi s opskrbljivačem traži da upravo ta dobava bude aktivna, inače će opskrbljivač platiti velike penale svom dobavljaču? Ili – obrnut primjer: pametna mreža *kaže* da je optimalno angažiranje neke neovisne elektrane, ali s njom nije itko zaključio ugovor o isporuci? Pametna mreža je zapravo pokušaj (ali: zakasnjeli!) povratka tehnoloških prednosti predtržišne elektroprivrede u tržišnu elektroprivredu!

6.21. Kolektorsko spram fotonaponskog korištenja Sunčevim zračenjem⁸²

Kako je u nas vrlo aktualna preokupacija fotonaponskim sustavima, a znatno zanemarena orijentacija i na kolektorske sustave za toplinsko korištenje Sunčevim zračenjem, iznosi se zanimljiva usporedba kolektorskog spram fotonaponskog korištenja. Pokazat će se da je zanemarivanje kolektorskog korištenja – osobito u našem turistički orijentiranom priobalju – posve neprimjereno i treba to korištenje što prije potaknuti, ponajprije utvrđivanjem jednokratne novčane potpore, subvencije za kolektorske instalacije.

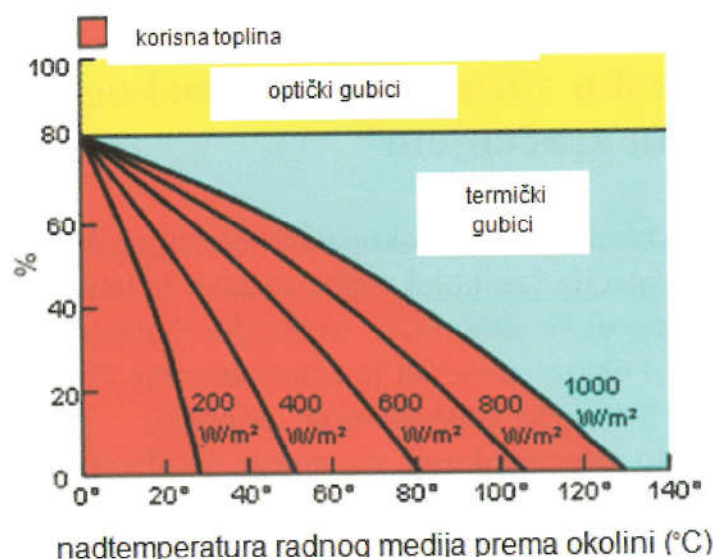
⁸² Članak je pripremljen za objavu u časopisu EGE 5/2013.

Prema njemačkom statističkom gledanju, kolektorskim korištenjem Sunčevim zračenjem postiže se godišnje prosječno oko 350 kWh/m² toplinske energije po jedinici površine kolektora. Također, postiže se prosječno oko 120 kWh/m² električne energije po jedinici površine fotonaponskog modula. Izlazi – u najmanju ruku: kvalitativno – da jedan osunčani četvorni metar daje oko 3 puta više topline nego li električne energije. Premda su prilike osunčanja u Hrvatskoj povoljnije od onih u Njemačkoj pa su dobivena toplinska i električna energija na višim razinama, vjerojatno ipak taj omjer ostaje podjednak. Razlog takvu omjeru je različiti stupanj djelovanja pri kolektorskom i fotonaponskom korištenju Sunčeva zračenja.

Stupanj djelovanja kolektora

Stupanj djelovanja kolektora kombinacija je dva: optičkog i toplinskog. Optički stupanj djelovanja ovisi o konstrukciji kolektora: njegovoj geometriji, o reflektiranom i apsorbiranom ozračenju prozirnog pokrova kolektora, o omjeru apsorbirana i emitirana Sunčeva ozračenja te refleksiji apsorbera kolektora. Prosječno iznosi oko 80 %, slika 6.20.

Toplinski stupanj djelovanja ovisi ponajprije o visini Sunčeva ozračenja (W/m²; veći je pri većem ozračenju – jer se efikasnije predaje topline), o toplinskoj izolaciji (pa je vakuumski kolektor učinkovitiji od ravnog kolektora, a taj je učinkovitiji ako ima dvostruko staklo), o razlici prosječne temperature sredstva za prijenos topline i temperature okoline pa je stupanj djelovanja viši ako je ta razlika niža, manje se gubi provođenjem i odvođenjem topline iz sustava. Dakle, ljeti je veći prosječni stupanj djelovanja od zimskog. Također, toplinski stupanj djelovanja ovisi i o brzini vjetra nad kolektorom, što



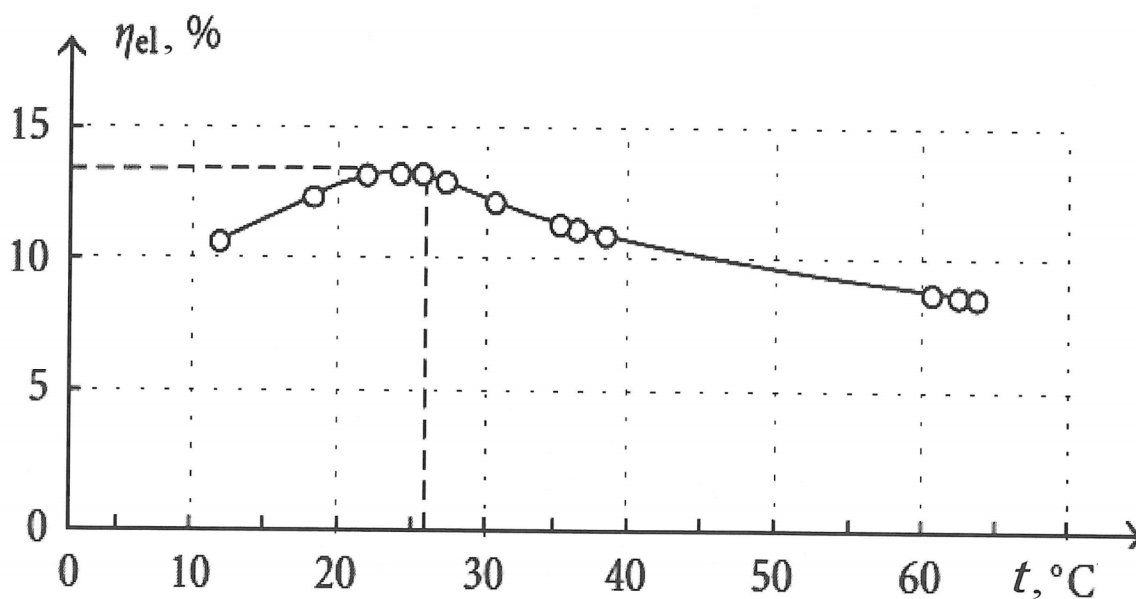
Slika 6.20. Stupanj djelovanja ravnog kolektora (izvor: www.leifiphisyk.de)

je ona veća – veće odvođenje topline, stupanj djelovanja je niži. Prosječni stupanj djelovanja pločastog kolektora je 30–50 %, ali bitno ovisi o tekućem Sunčevu ozračenju i razlici temperatura sredstva i okoline, a povećava se faktorom 1,25–1,30 primjenom (skupljeg) vakuumskog kolektora. U pogonu, potrebna je kontrola ispravnosti sredstva za prijenos topline, cirkulacijske crpke, brtvljenja i zaprljanja pokrova kolektora te podešenosti regulacije – bar jedanput godišnje.

Stupanj djelovanja fotoćelije

Stupanj djelovanja fotoćelije, ovisi o Sunčevom ozračenju te – relativno značajno – o temperaturi površine fotoćelije, slika 6.21.

Nadtemperaturu fotoćelije određuje naravno struja koja njome teče i Sunčevo ozračenje, pa je ukupna temperatura jednaka temperaturi okoline plus nadtemperatura. Za svaki stupanj povišenja ukupne temperature iznad 25 °C snizuje se stupanj djelovanja fotoćelije; izlazi da je u zimskim uvjetima stupanj djelovanja prosječno povoljniji, nego li pri ljetnim vanjskim temperaturama. U primjeru silicijske fotoćelije sa slike 6.21. stupanj djelovanja se od maksimalnog 13 %, pri najpovoljnijoj ukupnoj temperaturi fotoćelije od 25 °C, snizi na samo 8 % pri temperaturi od 60 °C (na nadtemperaturu do 35 °C podiže se zagrijanje fotoćelije pri nazivnom opterećenju). Veliko zaprljanje fotoćelija može dovesti do sniženja stupnja djelovanja od 10–20 %, stoga je nužno čišćenje u pogonu. Stupanj djelovanja fotoćelija snizuje se starenjem ćelija, za 20



$T = \text{temperatura fotoćelije} = \text{nadtemperatura} + \text{temperatura okoline}$

Slika 6.21. Ovisnost stupnja djelovanja silicijske fotoćelije o temperaturi (izvor: M. Đurišević, V. Šunde, Ž. Jakopović: *Ovisnost djelotvornosti hibridnog naponsko-toplinskog sunčanog kolektora o upotrijebljenim materijalima*, FER–Zagreb)



Kolektori i fotonaponski moduli na krovu jedne njemačke kuće

godina stupanj se djelovanja snizi za 10 % početnoga. Nazivni stupanj djelovanja fotoćelija je od 9 % (amorfni silicij) do 17 % (monokristalični silicij). Naglasiti treba da se toliki stupanj djelovanja ostvaruje samo uz standardne uvjete: ozračenost $1\,000\text{ W/m}^2$, temperaturu fotoćelije $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ i optičku masu zraka 1,5 (omjer stvarne duljine upadne Sunčeve zrake kroz zračnu atmosferu i duljine pri okomitom upadu).

Stupnjevi djelovanja, kako kolektora – tako i fotoćelija, bit će u optimalno iskorišteni, dakako, uz optimalni kut postavljanja prema horizontalnoj ravnini, elevaciji (mijenja se tijekom godišnjih sezona; ukoliko se primjeni fiksna elevacija na našim zemljopisnim širinama – oko 45°) i uz optimalnu zemljopisnu orijentaciju, azimuta (prema jugu).

Dobivena toplina ili električna energija

Sveukupna finalna energija koju preuzima prosječno kućanstvo u Njemačkoj (u sadašnje doba) koristi se za: zagrijavanje (51 %), pogon automobila (34 %), pripremu tople vode za sanitarne potrebe i kuhanje (8 %), mehanički rad (primjerice za pogon kompresora u frižideru, 4 %), procesnu toplinu (za grijanje vode u strojevima za pranje rublja ili posuđa, 2 %) te za rasvjetu i

ostalo (1 %). Pretpostavimo opet – bar donekle – sličnost hrvatskog i njemačkog kućanstva, izlazi da se preko polovine finalne energije koristi u toplinske svrhe, za zagrijavanje, pripremu potrošne tople vode i kuhanje. Vrijedi tako i za sveukupnu potrošnju energije (ne samo u kućanstvima): oko polovina finalne energije iskoristi se u toplinske svrhe.

Dakle, u prvi mah: korisno je što izravnije dobiti finalnu toplinu, korisnije od dobivanja električne energije jer električna energija sudjeluje s nešto manje od 20 % u svekolikoj finalnoj potrošnji energije. To ne znači da je električna energija manje vrijedna od topline, dapače, ona je najplemenitiji oblik finalne energije – između ostalog i zato što se preobrazbom iz nje mogu dobiti svi oblici korisne energije pa i toplina, a iz topline se ne može dobiti svjetlo ili drugi suvremeni oblici korištenja (telekomunikacije, računala, pomagala u medicini, ...). Finalnu toplinu možemo danas dobiti korištenjem plina, nafte i ugljena (iscrpljivo) te korištenjem ogrjevna drva, ostale biomase, biogoriva i bioplina te kolektorskim korištenjem Sunčevim zračenjem (obnovljivo). Evidentno je da je kolektorsko korištenje definitivno najčišće, premda su i drugi oblici obnovljiva korištenja također CO₂-neutralni.

Da više treba favorizirati toplinsko pred električnim korištenjem OIE, proizlazi i iz statistike potrošnje OIE u Hrvatskoj, Njemačkoj i Europskoj uniji, 2010. godine, vidi tablicu 6.20.

Praktički, u nas je omjer električnog spram toplinskog korištenja upravo inverzan tom omjeru u Njemačkoj odnosno cjelokupnoj Europskoj uniji. Daka-ko, bitni razlog je taj što u nas preteže hidroelektrična proizvodnja u korištenju OIE; to je svakako naglašeno svojstveno baš našem energetsom (i elektroenergetskom) sustavu. Korištenje kemijske energije iz OIE (biogoriva) kod nas je još u začetku.

Tablica 6.20. Udjeli oblika u ukupnom korištenju OIE 2010. godine (%)

Oblik korištenja	Hrvatska	Njemačka	EU-27
električna energija	62,8	36,7	36
toplinska energija	37,0	50,9	53
kemijska energija	0,2	12,4	11
Ukupno	100	100	100

Izvori:

Energija u Hrvatskoj MMX, Ministarstvo gospodarstva i Energ.institut “Hrvoje Požar”, 2011.
Erneuerbare Energien 2011, Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktor-sicherheit, 2012.

Renewable energy, eurostat-Statistics in focus, 44/2012.

Još neka svojstva kolektora spram fotoćelija

Zasigurno je i stupanj moguće domaće isporuke komponenata sustava veći za kolektorske sustave od stupnja ostvarive domaće isporuke komponenata foto-naponskih sustava (središnji dio sustava, elementarne fotoćelije, uvoze se iz Japana, Njemačke, Kine, Tajvana i SAD). Zaposlenost pri montaži i održavanju kolektorskih sustava, veća je od te zaposlenosti pri montaži i održavanju foto-naponskog sustava, jer je toplinska instalacija znatno složenija od električne instalacije.

Uzme li se u obzir kumulativna CO₂-neutralnost, fotoćelije za svoju proizvodnju koriste više energije od kolektora, jer imaju vrlo zahjevnu tehnologiju pri čemu se koriste donekle osobiti elementi i spojevi (ponajprije silicij, a koristi se i kadmij telurid, indij, selen, galij arsenid itd.) a kolektori koriste načelno bakar, aluminij, čelik, toplinsku izolaciju i staklo (uz premaze koji poboljšavaju apsorpciju Sunčeva ozračenja). Emisija CO₂ prilikom proizvodnje amorfnih fotoćelija podjednaka je emisiji pri proizvodnji kolektora, ali pri proizvodnji polikristalinih ili monokristalinih ćelija veća je nego pri proizvodnji kolektora. Time će i energetska amortizacija (trajanje korištenja, potrebno za povrat energije koja je utrošena prilikom proizvodnje komponenata sustava) biti manja za kolektore od one za najučinkovitije fotoćelije.

Neposredna posljedica većeg stupnja djelovanja kolektora od fotoćelija je potreba manje zauzete površine za jednaki toplinski (kolektora) i električni učinak (fotoćelija), što nije zanemarivo – pogotovo u prilikama ograničena prostora (primjerice površine krova) raspoloživa za izvedbu.

Lokalna i sustavna rezerva

Dolazi se do dijela razmatranja koje treba obaviti na dvije razine: lokalnoj i sustavnoj (nacionalnoj). Tiče se potrebne rezerve za slučaj ispada kolektora ili FN-sustava iz pogona, odnosno za slučaj premalena (zimsko razdoblje, oblačno ili maglovito vrijeme) ili izostala Sunčeva ozračenja (noć).

Lokalna rezerva za FN-sustav je elektroenergetska mreža, naravno ukoliko postoji priključak na nju, to je ionako najčešća/tipična situacija.

Lokalna rezerva za kolektorski sustav može biti elektroenergetska mreža, ukoliko se sustav koristi za pripremu potrošne tople vode ili kotao (na plin, loživo ulje, ugljen, biomasu ili bioplin), ukoliko se sustav koristi i za dogrijavanje ili samo za dogrijavanje. Jer u zimskim mjesecima neće biti dovoljno Sunčeva ozračenja da se izvede ekonomično kompletno kolektorsko zagrijavanje. Kolektor će biti korišten za veće ili manje predgrijanje, a kotlom će se ostvariti dopuna do ukupno potrebne topline, ovisno o vanjskoj temperaturi.

Električni priključak kolektorskog sustava nužan je i radi pogona cirkulacijske crpke u kolektorskom krugu te kao izvor napajanja sustava za regulaciju.

Kolika je potrebna rezerva na razini energetskog sustava? Za kolektorsko korištenje ona nije moguća; ne može se toplina proizvoditi znatnije udaljeno od njezine potrošnje. Mora biti riješena lokalno (kotao) ili – u stanovitoj a ne pre-tjeranoj mjeri, pri kolektorskoj pripremi tople vode – za elektroenergetsku nadoknadu, korištenjem elektroenergetskoga sustava.

Što je s FN-sustavima? Kako se vršno opterećenje elektroenergetskoga sustava javlja u nas zimi oko 19–20 sati, a tada je obdanica već zamrla (oko 17 sati), to FN-sustavi neće sudjelovati uopće u pokriću vršnoga opterećenja elektroenergetskoga sustava, elektrane moraju biti izgrađene tako kao da FN-sustava niti nema, ma koliko ih bilo. Dakako, odnosi se to na elektroenergetski sustav s nedovoljno crpno-akumulacijskih elektrana, kakav je naš. Također, odnosi se to na elektroenergetski sustav u kojem se vršno opterećenje javlja na večer (naš sustav; pretežu kućanski potrošači). U sustavu, u kojem pretežu industrijski potrošači (kakav je njemački), vršno opterećenje javlja se u podnevnim satima (od proljeća do jeseni) pa postoji stanovita vjerojatnost (da će biti dobro osunčanje te da neće biti naoblake ili magle) da FN-sustavi sudjeluju u pokriću vršnoga opterećenja u tom razdoblju, to više što je veći omjer podnevnog i večernjeg vršnoga opterećenja.

Zaključak

Kolektorski sustav najprimjereniji je našim turističkim područjima, u priobalju. Tamo je najviše Sunčeva ozračenja, ljeti ga ima više nego zimi – a tada je potrebnije. U podnevno doba dana zagrijana se voda prikuplja u toplinski dobro izoliranom bojleru i onda, kako se bliži predvečerje i večer, tipično koristi za kupanje. I tako iz dana u dan, izuzetno – za velike i dugotrajnije naoblake – koristi se dopunska proizvodnja topline električnim grijačem u bojleru ili pridodanim kotlom. U tipičnom sunčanom ljetnom danu, djeluje se na sniženje večernja vršnoga opterećenja elektroenergetskog ili plinskog sustava, jer nije potrebno dogrijavanje. Toplina iz kolektora može se koristiti za isparavanje rashladnog medija a kondenzacija te pare dovodi do rashladnog efekta, pa se može primjeniti i u rashladnim klimatizacijskim sustavima.

Dakle, trebamo nastojati što više, svakako i uvođenjem subvencije, ohrabrivati primjenu što više OIE u toplinske svrhe. Praktički je neodložno, ali se još uvijek odlaže: zakonsko li podzakonsko utvrđivanje iznosa jednokratne novčane potpore (u kunama/m², recimo ekvivalent od 100 – 200 eura/m²; približno njemačka praksa) za kolektorske instalacije. Jer se ne može jednostavno mjeriti proizvodnja topline kolektorima (kao što je to moguće kod mjerenja proizvodnje električne energije FN-sustavima) pa dolazi u obzir jednokratna novčana

stimulacija nakon dobivanja dozvole za upotrebu instalacije kolektorskog sustava. To bi spriječilo malverzacije – uzimanje jednokratne potpore a neizvođenje instalacije.

Zaključimo: trebamo uznastojati oko ravopravne konkurencije fotonaponskih i kolektorskih instalacija, kako se ne bi dogodilo da nam u turistički orijentiranom priobalju sve krovove zauzmu fotonaponski sustavi, značajnije ne-učinkovitiji u iskorištenju energije Sunčeva zračenja od kolektora.

6.22. Stavovi o energetskej strategiji Hrvatske iz tiska⁸³

U javnoj raspravi o strategiji energetskog razvoja Hrvatske (nacrt *Zelene knjige*, iz listopada 2008) u tisku iznesen je veliki niz neutemeljenih tvrdnji i pogleda, koji naprosto traže da budu argumentirano komentirani i opovrgnuti. Neke najeklatantnije takve neprihvatljive tvrdnje i njihov komentar iznosimo u ovom broju *HEP-Vjesnika*.

Trebali bismo sve karte baciti na vodni potencijal, obnovljive izvore i plin. Budemo li se okrenuli tome, već za petnaest godina mogli bismo biti energetski neovisni (*Novi list*, 12.12.2008).

U nacrtu *Zelene knjige* imamo podatke za 2020. godinu, nemamo podatke za točno 15 godina od danas. Ukupno će nam u 2020. godini trebati oko 595 PJ primarne energije. Pretpostavimo još racionalniju potrošnju od one kakva je predviđena nacrtom *Zelene knjige* (jer se i još naglašenije povećanje energetske učinkovitosti *provlači* uglavnom svim stajalištima o strategiji) tako da se uštedi još 10 % primarne energije, tada bi ukupno bilo potrebno u toj godini oko 535 PJ. Pridobivanje domaće nafte prema procjeni iz nacrta *Zelene knjige* past će u toj godini na 23 PJ, a domaće plina na 62 PJ. U nacrtu *Zelene knjige* predviđa se ukupno pridobivanje iz obnovljivih izvora energije (uključivo male i velike hidroelektrane) od 88 PJ. Dakle, ukupno domaće pridobivanje svih oblika energije u 2020. godini bit će predvidivo 173 PJ. Ostaje razlika od $535 - 173 = 362$ PJ. Kako to namiriti domaćim izvorima?

Najprije, trebalo bi svakako osigurati 2,65 milijuna tona ekvivalentne nafte za predvidive potrebe prometa, što predstavlja 111 PJ. Uz predvidivo pridobivanje domaće nafte od 23 PJ ostaje da se $111 - 23 = 88$ PJ pokrije domaćom proizvodnjom biogoriva, nema drugoga! Uz 40 GJ/toni tekućeg goriva to znači godišnju proizvodnju od 2,2 milijuna tona takvog goriva. Uz godišnji prinos od oko 2,5 tone uljane repice po hektaru i 40 % sadržaja ulja izlazi da bismo trebali uljanom repicom zaposjesti površinu od 2,2 milijuna hektara; *veću ploštinu*

⁸³ Članak je objavljen u *HEP-Vjesniku* 216/2009 pod naslovom *Struka ne smije prešutjeti!*

od ukupne ploštine svih hrvatskih oranica i vrtova (oko 1,5 milijuna hektara). No, iako je tako nemoguće, time bismo samo pokrili manje od oko trećine ukupno nepokrivenih energetske potrebe u 2020. godini, a svu potrebnu hranu morali bismo riješiti uvozom!

Što preostaje? Naglašenije korištenje vjetra, Sunca i biomase! Uzmimo da pokrijemo iz svakog od tih izvora trećinu (to je povrh onoga što je obnovljivim izvorima energije predviđeno pokriti nacrtom *Zelene knjige*), dakako samo da dobijemo sliku o tome što bi to značilo, neovisno o tome što time postignuta struktura neposredne potrošnje energije najvjerojatnije ne bi odgovarala oblicima potražnje energije. Dakle iz vjetra, Sunca i biomase pretpostavljamo ostvariti po $(362-88)/3$, odnosno po 91 PJ.

Idemo prvo na vjetar; 91 PJ podijeljen s 3,6 PJ/TWh daje 25 TWh. Uz godišnje trajanje instalirane snage od 2 000 sati, izađe da bi trebalo instalirati 12 500 MW u vjetroelektranama. Ili, uz jediničnu snagu od 2,5 MW, trebalo bi postaviti 5 000 takvih vjetroatagregata. Znamo li da je duljina svih hrvatskih autocesta oko 1 500 kilometara, izlazi da bi uz te autoceste na *svakih 300 metara morali postavljati po jedan vjetroatagregat* na tornju visine 100 metara! (A proizvodnja električne energije bila bi u ritmu vjetra, posve neusklađena s potražnjom!)

Za namirenje toplinskih potreba predvidimo ugradnju sunčanih kolektora. Ako iz primarne energije od 25 TWh želimo ostvariti toplinu, uzmimo 70 % kao prosječni stupanj pretvorbe u neposredno korištenu toplinu, dakle kolektorima trebamo ostvariti 17,5 TWh topline. Pretpostavimo godišnju srednju dozračenost Sunca na površinu Hrvatske od 1 300 kWh po četvornom metru i stupanj djelovanja kolektora od 50 %. Izlazi da bismo trebali instalirati 27 milijuna četvornih metara kolektora do 2020. godine, koji bi funkcionirali samo za obdanice i malo nakon obdanice. Kako u Hrvatskoj ima oko 1,5 milijun kućanstava to bi predstavljalo ekvivalent od *18 četvornih metara po prosječnom kućanstvu*, dakako instalirano u stvarnim kućanstvima, ali i ustanovama, hotelima, gospodarstvu... Teško dostižno!

Preostaje još biomasa. Nju bi trebalo iskoristiti za pretvorbu 25 TWh u toplinu. Uzmemo li prosječni toplinski sadržaj biomase od visokih 5 kWh/kg izlazi da bismo godišnje trebali spaliti 5 milijarda kilograma biomase ili 5 milijuna tona, a procijenjeni potencijal biomase u Hrvatskoj prema nacrtu *Zelene knjige* je 5,3 milijuna tona godišnje, u tome 0,7 milijuna tona iz smišljeno sađenih energetske šuma. Međutim, oko 40 % tog potencijala uzima se rezerviranim već u planiranom korištenju obnovljivih izvora u 2020. godini, tako da toliko potencijala manjka za dopunsko korištenje. Trebalo bi dakle doći do *140 %-tnog iskorištenja potencijala biomase*, što dakako nije ostvarivo.

Doista: potpuno je *nerealno da ćemo ikada postati energetski neovisni*, barem na sada sagledivoj globalnoj strukturi primarne energetske opskrbe.

Strategija je temeljena na 30 posto rezerve, što je previše, jer europske zemlje imaju predviđenu rezervu od desetak posto (*Večernji list*, 11.12.2008).

Premda to nije napisano, vjerojatno je mišljeno na rezervu od 30 % u instaliranoj snazi elektrana u hrvatskom elektroenergetskom sustavu, kakvu autori nacrt *Zelene knjige* predviđaju za hrvatski sustav u 2020. godini. Odakle doista potpuno neistiniti podatak da europske zemlje imaju predviđenu rezervu od desetak posto!?

Prema godišnjem izvješću interkonekcije UCTE za 2007. godinu, u 25 zemalja koje su obuhvaćene interkonekcijom UCTE, ta rezerva je prosječno znatno veća, a ima zemalja (s visokim udjelom hidro- i, u današnje vrijeme, vjetro-energije u proizvodnji električne energije) u kojih ta rezerva doseže čak 100 %. Omjer ukupne instalirane snage elektrana i vršnog opterećenja elektroenergetskog sustava za cijelu UCTE je 1,57 (dakle prosječna rezerva u Europi je 57 %!), a u pojedinim zemljama taj omjer je: zapadna Danska 2,07, Austrija 2,04, Španjolska 1,94, Rumunjska 1,86, Švicarska 1,73, Italija 1,70, Slovačka 1,70, Njemačka 1,59 i tako dalje. Hrvatska u tom pregledu UCTE u 2007. godini ima taj omjer 1,25 (u što, dakako, nije uračunata polovina snage NE Krško jer se ona nalazi u Sloveniji).

Hrvatska je idealna za uporabu Sunca kojim se može zamijeniti čak i tisuću megavata iz nuklearke (*Večernji list*, 11.12.2008).

Za izgradnju i razgradnju nuklearne elektrane od 1 000 megavata, treba osigurati oko 3 milijarde eura, i ta bi nuklearna elektrana proizvodila godišnje oko 7 milijarda kilovatsati električne energije. U prvih šest mjeseci njezina rada „vratila“ bi energiju utrošenu za proizvodnju njezine opreme i građenje te razgradnju. Emisija iz takve elektrane bila bi oko 40 grama ekvivalenta ugljikova dioksida po svakom kilovatsatu tijekom njezina vijeka trajanja (opet uzevši u obzir emisiju prilikom proizvodnje opreme i građenje te razgradnju).

Ali, ako bismo željeli načiniti sunčanu elektranu koja bi proizvela jednako električne energije kao i nuklearna elektrana od 1 000 megavata (dakle 7 milijarda kilovatsati) morali bismo izgraditi sunčanu elektranu od 7 000 megavata, što bi koštalo 40–70 milijarda eura. To je *sumjerljivo ukupnom jednogodišnjem bruto domaćem proizvodu* Hrvatske! Čak 40 prvih mjeseci, sunčana elektrana morala bi raditi da „vrati“ energiju utrošenu za proizvodnju ćelija, čelika, betona i drugih materijala potrebnih za njezinu uspostavu. Emisija (zahvaljujući ogromnoj količini tih materijala) bila bi prosječno oko 200 grama ekvivalenta ugljikova dioksida po svakom proizvedenom kilovatsatu, tijekom vijeka trajanja te elektrane.

Sunčane ćelije takve sunčane elektrane imale bi ploštinu od 70 milijuna četvornih metara; prosječni stupanj djelovanja razumno skupih sunčanih ćelija je približno 10 %. Pomnožimo li to s jedan i pol da dođemo do reda vrijednosti

zauzete površine tla (zasjenjena površina tla, prostor za nosače i temelje sunčanih ćelija, prometnice, potrebne zgrade), izlazi da bi se radilo o zauzetom kvadratu stranica 10 puta 10 kilometara. A proizvodnja bi se odvijala, neravnomjerno, samo za obdanice (najviše u podnevnim satima neoblačnih *ljetnih* dana).

Tu su i vjetroelektrane koje su „hit“ i vjerojatno jedino rješenje bez problema (*Večernji list*, 11.12.2008).

Bogme, ima problema! Vjetroelektranama proizvodi se električna energija samo kada ima vjetra, točnije kada je njegova brzina iznad neke minimalne i ispod neke maksimalne vrijednosti. U drugim se razdobljima vjetroelektrana mora obustaviti. U njemačkim prilikama (ovdje se referiramo na njemačke prilike, jer su one utemeljeno reprezentativne, barem kvalitativno – pa u Njemačkoj se krajem 2007. godine *vrtilo* 22 247 MW vjetroelektrana, najviše na svijetu), godišnje trajanje iskorištenja instalirane snage vjetroelektrana je nešto iznad 1 840 sati. Dakle, kada bi vjetroelektrane radile *punom snagom*, tijekom 21 % ukupnog godišnjeg trajanja – godina traje 8 760 sati – u njemačkim bi se vjetroelektranama proizvela sva godišnja proizvodnja vjetroelektrana. Ili, još slikovitije: kada bi svaki peti dan vjetroelektrane radile punom snagom, četiri dana bi posve mirovale.

U tim razdobljima mora se potražnja pokriti konvencionalnim elektranama (točnije termoelektranama i akumulacijskim hidroelektranama). Njemačko je iskustvo da se na 1 megavat u vjetroelektranama mora instalirati još 0,85 megavata u konvencionalnim elektranama, dakako, računa li se s jednakom sigurnošću opskrbe kupaca. Dakle, treba li naredne godine – radi pokrića stalno rastuće potražnje električne energije – sustavu dodati novih 100 MW elektrana i namjeravamo li to učiniti vjetroelektranama, morat ćemo izgraditi 100 MW u vjetroelektranama i dograditi još 85 MW u konvencionalnim elektranama. Ne dogradi li se sustav tim konvencionalnim elektranama, sigurnost opskrbe kupaca iz vlastitoga elektroenergetskog sustava bitno će se smanjiti.

Ako je tome tako, *a tako jest*, zašto uopće gradimo vjetroelektrane? Pa, ostvaruje se ušteda goriva za konvencionalne elektrane i – s tim u vezi – smanjenje opterećenja okoliša stakleničkim plinovima. Točno govoreći, ne baš u mjerilu *jedan-prema-jedan*, dakle ta ušteda ne odgovara baš potpuno cjelokupnoj proizvodnji u vjetroelektranama. Naime, dio konvencionalnih elektrana koje trebaju biti neprestano spremne da preuzmu iznenada izostalu proizvodnju vjetroelektrana, ne smiju prije toga raditi blizu punog opterećenja – jer u tom slučaju ne mogu preuzeti dodatno opterećenje. Radit će, dakle, u području nižeg stupnja djelovanja od optimalnog te će se u njima za takav rad utrošiti više goriva po jedinici proizvedene električne energije nego li bi se utrošilo da rade u optimalnom području.

Nepotrebno je kazati da se proizvodnja vjetroelektrana mora preuzimati u potpunom *dosluhu* s brzinom vjetra. U vezi s promjenjivom a teško predvidljivom brzinom vjetra – praktično u nekoliko minuta prilike se mogu znatno promijeniti – još jedna važna okolnost. Naime, snaga se vjetroelektrane mijenja s trećom potencijom brzine vjetra. Da bude do kraja jasno: smanji li se brzina vjetra na polovinu, ali tako da to bude još uvijek iznad minimalne brzine – snaga vjetroelektrane padne na osminu. Takav, zapravo teško predvidljivi, debalans, trenutno moraju svladati regulacijske konvencionalne elektrane, osobito uređene za tu svrhu, neprekidno u vrtnji. Inače, došlo bi do raspada elektroenergetskog sustava. Ostvaruje se jedna posve nova dinamika opterećenja brojnih regulacijskih agregata u sustavu kao i nova dinamika vrijednosti i smjera opterećenja vodova u prijenosnoj mreži, vodova koji međusobno povezuju područja s vjetroelektranama i regulacijske elektrane.

Ako danas Njemačka ima četiri tisuće megavata u Sunčevoj energiji, onda bi Hrvatska po takvim trendovima trebala imati oko 400 megavata u fotonaponima (*Večernji list*, 11.12.2008).

Prema kojem kriteriju usporedbe bismo mi trebali imati jednu desetinu sunčanih fotonaponskih elektrana od Njemačke? Njemačka ukupna godišnja proizvodnja električne energije 2007. godine je 584 TWh, a hrvatska ukupna proizvodnja je te godine bila 11,1 TWh. Dakle omjer proizvodnja je 50. Istodobno, Njemačka je ostvarila bruto domaći proizvod u toj godini od 28 100 eura/stanovniku, a mi 13 900 eura/stanovniku – Nijemci su 2 puta produktivniji od nas, računato paritetom kupovne moći domaće valute pri tome a ne primjenom tečaja. Da računamo po službenom tečaju, omjer bi bio znatno nepovoljniji za nas. Dakle, eventualno razumno prihvatljiv omjer sunčanih elektrana u Njemačkoj spram tih elektrana u Hrvatskoj bio bi 50×2 jednako 100. Dakle uz 4 000 MW u Njemačkoj izlazi da je recimo prihvatljivo 40 MW u Hrvatskoj. (Međutim, fotoelektrična proizvodnja je danas još vrlo skupa te se mora poticati otkupnom cijenom značajno višom nego li to hrvatski kupci mogu podnijeti – tako da je danas važećim podzakonskim aktom ograničena ukupna instalirana snaga fotoelektrana u Hrvatskoj, čija se proizvodnja potiče, na 1 MW.)

Istaknuta je potreba za maksimalnim iskorištenjem LNG-terminala u Omišlju, prvenstveno prelaskom termoelektrane Rijeka na plin (*Novi list*, 10. 12. 2008).

Nikako nije razumno zamišljati preuređenje termoelektrane Rijeka s tekućeg goriva na prirodni plin (kao niti termoelektrane Plomin 2 s ugljena na prirodni plin) jer kada bi to i bilo tehnički jednostavno izvedivo, nema smisla. Kako su te elektrane predviđene da rade u parnom procesu, to bi se njihovim

preuređenjem na plin ostvarivao stupanj djelovanja od približno 40 %. Ako bi se tako snažne elektrane danas gradile na prirodni plin, izgradile bi se svakako kombi-elektane (plinsko-parne elektrane) kojima je današnji dostizni stupanj djelovanja oko 60 % te bi se radilo o značajnom povećanju iskorištenja goriva. Te postojeće termoelektane ne daju se preurediti na plinsko-parni proces (osim dakako rušenjem i izgradnjom posve novih elektrana na tim lokacijama i stano- vitim korištenjem zatečene infrastrukture) te do isteka njihova vijeka trajanja trebaju koristiti gorivo i turbinski sustav za koje su projektirane.

Faktor iskoristivosti elektrana na ugljen i nuklearnih elektrana je nizak (*Vjesnik*, 10.12.2008).

Ako se misli na stupanj iskorištenja instalirane snage, tada to nije istina – taj stupanj iskorištenja tih dvaju tipova elektrana najveći je među svim tipovima elektrana: iznosi oko 7 000–7 500 sati godišnje. Misli li se na stupanj djelovanja elektrana, on je doista relativno nizak (od 35 % do 40 %) – ali svojstven današnjim takvim elektranama u čitavu svijetu (preko 55 % sveskolike svjetske električne energije proizvodi se u takvim elektranama uz takav stupanj djelovanja!) i ne daje se povećati nekom drugom tehnologijom energetskega iskorištavanja ugljena ili nuklearnog goriva.

Ako Vlada želi graditi nuklearku u Hrvatskoj, o tome treba raspisati referendum. Riječ je o ekonomski i ekološki neprihvatljivoj opciji u koju bi se uložilo novca kao u palaču, da bi se u energetskom smislu dobila koliba (*Slobodna Dalmacija*, 26.11.2008).

Referendum o bilo kojem energetskom rješenju teško da bi izašao u Hrvatskoj pozitivno, osim dakako o rješenju koje bi se oslanjalo isključivo na „zele- nu“ energiju, ali ostvarenu postrojenjima u susjedovu dvorištu i uz ulaganje susjedova novca. Nuklearna elektrana investicijski košta mnogo ali kod korištenja je najjeftinija, ekološki s neznatnim opterećenjem okoliša stakleničkim plinovima a energetski najiskoristivija, više od 7500 sati godišnje je ostvarivi stupanj iskorištenja njezine instalirane snage. Dakle, košta kao palača ali i pri korištenju je doista palača.

Nizozemska iz smeća proizvodi energiju snage 5000 megavata, ali ondje je smeće na jednom mjestu, a ne kao kod nas na 25 županijskih smetlišta (*Business*, 3.11.2008).

To, naprosto nije realno. Moguće je u Nizozemskoj koncentrirana proizvodnja električne energije iz spaljivog dijela smeća, ali prethodna obrada smeća – u kojoj se razdvajaju pojedini iskoristivi sastojci smeća te njihovo čišćenje i otprema na korištenje a osobito komprimiranje spaljivog dijela smeća, radi transporta – sigurno je disperzirana, jer bi energija za transport izvornog smeća naprosto *pojela* proizvedenu električnu energiju. Kako autori te teze zamišljaju

da bi se smeće našlo „na jednom mjestu“ u Nizozemskoj (bez golemog utroška energije za transport izvornog smeća)? Doduše, Nizozemska je manja po površini i tlocrtno okupljenija od Hrvatske (zauzima romboidni prostor čije su dijagonale otprilike 150×300 kilometara), ali ipak ... Inače, 2005. godine u Nizozemskoj je iz smeća proizveden približno 1 TWh električne energije. Uz 5000 sati godišnjeg trajanja instalirane snage izlazi da bi ukupna instalirana snaga svih nizozemskih elektrana na smeće (ili jedne) bila po prilici 200 MW, a ne 5000 MW.

Kazalo pojmova

B

barel 19
BDEW 293
biogorivo 9, 73
biomasa 9, 211, 282
bioplin 9
bunker brodova 42

C

CCS-elektrane 308
CENELEC 297
cijene električne energije na burzi
EEX 257
CO₂ ekvivalent 144

Č

članice Europske unije 37

D

DESERTEC 191
direktive Europske unije
– Direktiva 2001/77/EC 38
– Direktiva 2003/30/EC 38
– Direktiva 2009/28/EC 38
– Direktiva 2009/29/EC 39
– Direktiva 2009/31/EC 39
disperzija OIE 130
dizalica topline 10
donja ogrjevnja moć 21
dušikovi oksidi 145

Dž

džul (J) 15

E

EEG 197, 293
EEX 256
elektrane
– u Europi 266
– u Hrvatskoj 261
– u svijetu 27
električna energija
– brutopotrošnja 99
– brutoproizvodnja 99
– netoproizvodnja 101
– općenito 13
– u Europskoj uniji 66
– u Hrvatskoj 98
– u svijetu 26
elektroautomobil 304
elektroenergetska neovisnost
Hrvatske 259
emisija
– izravna 143
– kumulativna 144
– neizravna 143
– ukupna 144
emisijska jedinica 39
energetski intenzitet 41
energetski omjer 150
energija
– aerotermalna 9
– bruto finalna potrošnja 47
– električna 13
– geotermalna 124
– hidrotermalna 9
– jednog kilovatsata (1 kWh) 18
– jednog megadžula (1 MJ) 18
– kemijska 5
– kinetička 5
– mehanička 12
– neposredna potrošnja 14

- nuklearna 5
- obnovljiva, proizvedena u HE 106
- oceanska 9
- općenito 4
- potencijalna 5
- potrošnja 5
- plime i oseke 5
- pridobivanje 4
- proizvodnja 4
- sektori potrošnje 13
- Sunčeva zračenja 124
- svjetske rezerve 13, 131
- transformacija oblika 4
- u Europskoj uniji 37
- u Hrvatskoj 75
- u svijetu 23
- unutarnja toplinska 12
- za crpljenje u CAHE 99
- zračenja 5
- ENTSO-E 66
- Eurostat 37
- EWEA 181

F

- faktor grijanja 10
- fotonaponski sustavi 244

G

- goriva
 - fosilna 5
 - komercijalna 11
 - nekomercijalna 12
 - tekuća biološka 9
- gorivna ćelija 11
- gornja ogrjevna moć 19
- granice rasta 3
- gubici energije 5

H

- hibridni kolektor 141
- hidroelektrane
 - male 7
 - velike 6
 - u Hrvatskoj 267

I

- IEA 9, 23
- IEC 297
- instalirana snaga elektrana 102
- IPCC 124
- izvori energije
 - iscrpivi 7
 - konvencionalni 6
 - nekonvencionalni 7
 - nestalni 11
 - obnovljivi (OIE) 7
 - općenito 5
 - stalni 11
- izvorni transport OIE 135
- izvorno uskladištenje OIE 135

K

- karbonska energetska tehnologija 12
- kilokalorija 18
- kilovatsat (kWh) 17
- klimatski štetni plinovi 144
- kogeneracija 300
- kogeneracija pri korištenju OIE 139
- korištenje OIE u prirodnom obliku 135
- korištenje Sunčeva zračenja
 - fotonaponsko 64
 - kolektorsko 64
 - koncentrirajuće 64
- kritično razdoblje elektroenergetskoga sustava 169, 221
- kumulativna CO₂-neutralnost OIE 143

M

- MEDELEC 191
- megadžul (MJ) 18
- mehanički rad 14
- metan 147
- mrežna prilagođenja zbog OIE 187

N

- naknade za poticanje korištenja OIE 197
- NE Krško 98
- netouvoz 49

Nj

njemačka krovna mreža za prijenos 297

O

oblici energije

- finalni 13
- korisni 14
- nagomilani 5
- neusklađeni 11
- pretvorbeni 12
- prijelazni 5
- primarni 5
- prirodni 5
- transformirani 12
- usklađeni 11

obnovljivi izvori energije

- u Europskoj uniji 51
- u Hrvatskoj 104
- u svijetu 24

OECD-zemlje 26

ogrjevnost vrijednost 21

opterećenje

- konstantno 182
- varijabilno 182

opterećenje okoliša na mjestu transformacije OIE 142

oscilacija prirodnog dotoka OIE 154

otkupne cijene

- fotonaponske proizvodnje u Hrvatskoj 248
- fotonaponske proizvodnje u Njemačkoj 287
- proizvodnje električne energije iz OIE u Austriji 200
- proizvodnje električne energije iz OIE u Francuskoj 202
- proizvodnje električne energije iz OIE u Hrvatskoj 201
- proizvodnje električne energije iz OIE u Njemačkoj 202
- vjetroelektranske proizvodnje u Hrvatskoj 238
- vjetroelektranske proizvodnje u Njemačkoj 238

Overlay-Netz 297

P

pametne mreže 311

paritet kupovne moći 40

potencijal OIE 131

poticana proizvodnja iz OIE u Hrvatskoj 104

povjerenje u instaliranu snagu elektrana na OIE 168

površinska distribucija OIE 132

površinska gustoća OIE 133

Pravilnik u Hrvatskoj

- o korištenju obnovljivih izvora energije i kogeneracije 78
- o stjecanju statusa povlaštenog proizvođača 65

prigušenje uvozne ovisnosti i OIE 178

prijenos istosmjernom strujom 298

proizvodne cijene elektrana

- na fosilne izvore 196
- na OIE 195

prosječna stopa godišnjeg rasta 25

prožimanje elektranama na OIE 169

R

raspoloživa instalirana snaga elektrana 102

Registar projekata poticanih OIE i kogeneracije 128

regulacija

- primarna 178
- sekundarna 178
- tercijarna 178

regulacijsko područje 168

rezerva ili akumulacija za OIE 165

S

snaga 16

snaga i brzina vjetra vjetroagregata 235

snaga i energija elektrana na OIE 180

spojena proizvodnja električne energije i topline 300

staklenički efekt 39, 145

staklenički plinovi 39, 144

Stirlingov motor 141

stupanj djelovanja

- fotoćelije 317
- kolektora 316
- pri transformaciji OIE 147

sumporov dioksid 147

svjetlo 14

svojstva OIE 123

T

Tarifni sustav za proizvodnju električne energije iz OIE 81

temperatura 19

termodinamička temperatura 19

termoelektrana

- kondenzacijska 139
- oduzimna 140
- protutlačna 139

termoelektrana-toplana 140, 141

tona ekvivalentne nafte (toe) 17

tona ekvivalentnog ugljena 18

toplina 14

toplina isparavanja 20

toplinska crpka 10

toplinski faktor 10

trajanje energetske amortizacije 152

trajanje iskorištenja instalirane

snage 160

trigeneracija 140

trošak pridobivanja izvornog oblika

OIE 136

trošak transporta i uskladištenja

OIE 136

troškovi izgradnje postrojenja na

OIE 192

troškovi pogona postrojenja na

OIE 192

U

UCPTE 188

UCTE 188

udio OIE

- u bruto finalnoj potrošnji energije u EU 46
- u bruto finalnoj potrošnji energije u Hrvatskoj 113
- u brutopotrošnji električne energije u EU 46

- u brutopotrošnji električne energije u Hrvatskoj 120

ugljična energetska tehnologija 12

ugljikov dioksid 145

Uredba o minimalnom udjelu električne energije iz OIE 76

Uredba o naknadama za poticanje proizvodnje iz OIE 77

uredbe Europske unije 38

uvozna energetska ovisnost EU 49

uvozna ovisnost dobave električne energije u Hrvatskoj 255

V

vat (W) 16

vatsekunda (Ws) 17

VDE 297

VGB 193

vizualno opterećenje pri korištenju OIE 137

vjetroelektrane

- i Strategija eneretskog razvoja Hrvatske 220
- u Danskoj 273
- u elektroenergetskom sustavu 229
- u Njemačkoj 276
- u Španjolskoj 227

vlastito pridobivanje primarne energije 48

vodikova energetska tehnologija 11

vodne snage u EU 58

vodne snage u Hrvatskoj 270

vršni kilovat 247

W

WEC 33

WWA 181

Z

Zakon o energiji 76

zapošljavanje i OIE 178

zauzimanje prostora na mjestu transformacije OIE 137

zemlje s visokim udjelom nestalnih izvora 236

O autoru



Marijan Kalea rođen je 1943. godine u Zagrebu, a od 1946. godine živi u Osijeku. Oženjen je i otac je dvoje djece. Bio je zaposlen u Hrvatskoj elektroprivredi od 1967. do 2008. godine, kada je otišao u mirovinu. Od školske 1978/79. godine do 2006/07. godine na Elektrotehničkom fakultetu u Osijeku izvodio je predavanja najprije iz predmeta Osnove elektrotehnike, kasnije iz Elektroenergetskih postrojenja, kao izabrani viši predavač uz rad.

Osnovnu i srednju elektrotehničku školu završio je u Osijeku. Diplomirao je 1966. godine na Elektrotehničkom fakultetu Sveučili-

šta u Zagrebu, radom kod profesora Hrvoja Požara “Vrijednost gubitaka prijenosa i transformacije”.

Stručno područje kojem je ponajviše bio okrenut na radnome mjestu bila su visokonaponska rasklopna postrojenja i dalekovodi, rješavajući – tijekom radnog vijeka – praktično sva pitanja vezana uz njih. Od vođenja pogona i održavanja, do vođenja izgradnje i planiranja razvoja prijenosne mreže. Od 1974. do 1978. godine, vodio je odjel izgradnje mreže 400 kV u Slavoniji i Baranji, a od 1979. godine do 1992. godine bio je na radnom mjestu direktora Elektroprijenosa–Osijek. U razdoblju 1974–1978. godine bio je zastupnik u Saboru Hrvatske te predsjednik njegova Odbora za proizvodne djelatnosti i trgovinu. U to doba, aktivno je sudjelovao u formuliranju tadašnjeg republičkog zakona o elektroprivredi, kao i donošenju bitnih saborskih odluka o izgradnji NE Krško. Prije desetak godina, također je sudjelovao u oblikovanju zakonodavnog uređenja sektora energije i električne energije te podzakonskih akata, kao i pripremi Hrvatske elektroprivrede za pristupne pregovore s Europskom unijom.

Mnogo je pisao i objavljivao, ponajviše stručno-publicističke radove. U stručnim časopisima i na savjetovanjima objavio je preko stotinu stručnih članaka i radova, a u elektroprivrednim i drugim novinama preko tri stotine stručno-publicističkih članaka, iz područja prijenosa električne energije, elektroenergetike te opće energetike. Obavio je stručne recenzije desetak knjiga raznih autora. Napisao je priručnik *Transformatorske stanice 35/10 kV*, što ga je izdala Elektroslavonija–Osijek. Na Elektrotehničkom fakultetu u Osijeku, napisao je skripta (u suradnji) *Osnove elektrotehnike – laboratorijske vježbe* te skripta *Uvod u osnove elektrotehnike*. Godine 2006. napisao je knjigu *Prijenos električne energije, što je to?*, a 2007. godine knjigu *Električna energija*.

Član je Hrvatskog ogranka CIGRE i Hrvatskog energetskog društva te član Vijeća za energetiku Hrvatske akademije znanosti i umjetnosti. Dobitnik je nagrade „Hrvoje Požar“ za 2002. godinu, za stručni i znanstveni doprinos razvitku energetike.

Nakladnik:

KIKLOS – KRUG KNJIGE d.o.o.

Jurjevska 20, 10000 Zagreb

Tel.: 385 1 466 8204

Mob.: 098 909 7964

E-pošta: kiklos.hr@hotmail.com

Tiskanje dovršeno u ožujku 2014.

