

Dubravko Sabolić<sup>1</sup>

Hrvatski operator prijenosnog sustava d.o.o. / Croatian Transmission System Operator, Ltd.  
Zagreb, Hrvatska / Croatia

## **CJENOVNI SIGNALI S TRŽIŠTA ELEKTRIČNE ENERGIJE I SUSTAVI SUBVENCIJA ZA OBNOVLJIVE IZVORE**

### **Sažetak**

Povećanje udjela intermitentnih obnovljivih izvora već i samo po sebi povećava cjenovne rizike na tržištima električne energije. Subvencijske sheme, općenito govoreći, dodatno izobličuju cjenovne signale koji bi dolazili sa inače slobodnih tržišta. U elektroenergetskoj industriji čini se da su te sheme, svojedobno generirane kako bi potakle investicije u obnovljive izvore, narasle do takvih volumena, da su i same počele vrlo značajno utjecati na čitavu strukturu tržišta, i narušavati cjenovne signale važne za osiguravanje adekvatnog razvoja, koji su ranije bili dovoljno stabilni za poticanje razvoja odgovarajuće strukture ulaganja u proizvodne kapacitete. Ovaj članak predstavlja pokušaj ocjenjivanja utemeljenja takvih politika. Ekonomski odnosi u sektoru pod sve su većim utjecajem, a u nekim dijelovima i pod izravnim vođenjem čvrstom rukom, političkih institucija, umjesto da su vođeni ekonomskim interesima ulagača, što u konačnici može dovesti do vrlo velikih problema u ostvarivanju ciljeva dugoročne politike zbog inherentne neodrživosti takvih umjetnih ekonomskih aranžmana.

## **PRICE SIGNALS FROM ELECTRICITY MARKETS AND SUBSIDY SCHEMES FOR RENEWABLE SOURCES**

### **Abstract**

Increasing share of renewable generation itself gives rise to price risks on the electricity markets. Subsidy schemes, in general, additionally distort price signals produced by economic mechanisms of otherwise free markets. In the electricity industry, subsidy schemes, once designed merely to incentivize electricity system decarbonization in its kick-off phase, seem to have grown to such a volume, that they, too, started to profoundly interfere with the whole market structure, and to distort price signals that used to govern long-term development of an adequately structured generation system. This article was made as an attempt to discuss contemporary electricity system policies in relation to RES integration. The economic relations in the sector are growingly influenced, or sometimes even hard-handedly guided, by political institutions, rather than by economic interests of the investors, which may in turn cause considerable problems in achieving ultimate policy goals due to unsustainability of such an economic arrangement.

<sup>1</sup>Stavovi izraženi u ovom radu autorovi su osobni stavovi, koji ne odražavaju nužno stavove Hrvatskog operatora prijenosnog sustava d.o.o., niti se mogu pripisati tom poduzeću.

<sup>1</sup>The views expressed in this article are those of the author and do not necessarily represent the views of, and should not be attributed to, the Croatian Transmission System Operator, Ltd.

## 1. UVOD

Razvoj obnovljivih izvora električne energije (RES, engl. *renewable sources*) u zadnjih petnaestak godina potican je različitim mehanizmima, poput fiksnih feed-in tarifa, feed-in premija na tržišnu cijenu, ili pak zelenih certifikata. Ti su mehanizmi doveli do znatne, a ponekad i potpune, izolacije elektrana s obnovljivim tehnologijama od signala s tržišta električne energije. Dok je, s jedne strane, uvođenje poticajnih shema u ranoj fazi ozelenjivanja proizvodnog portfelja bilo razumljivo i razumno, velik napredak u izgradnji obnovljivih izvora, naročito kada je riječ o tehnologijama vjetroelektrana i solarnih elektrana, koje karakterizira intermitentnost proizvodnje, doveo je do (poželjnog) učinka da obnovljivi izvori stječu sve veće tržišne udjele, i time sve jače utječu na tržišne prilike i ekonomiku konvencionalnog dijela proizvodnog sustava, pri čemu su oni sami u priličnoj mjeri oslobođeni tržišnih rizika. Kako je, međutim, barem na srednjoročnoj vremenskoj skali nemoguće osigurati samoodrživ razvoj proizvodnog sustava s velikim udjelom obnovljivih izvora bez odgovarajućeg razvoja konvencionalnog dijela sustava, zadržavanje stanja u kojem je narušena ekonomika sektora (svjež je primjer konzerviranja plinskih elektrana u zapadnoj Europi) može uistinu ugroziti ambiciozne planove glede dinamike ozelenjivanja, a neučinkovita alokacija društvenih resursa može umanjiti efekte ukupnih društvenih napora u procesu rapidnog ozelenjivanja, odnosno dekarbonizacije, sustava za proizvodnju električne energije. Drugim riječima, plemenita ideja poticanja (još uvijek) komercijalno nekonkurentnih obnovljivih izvora mogla bi se pretvoriti u vlastitu suprotnost i izazvati nesagledive posljedice zbog narušavanja temelja ekonomike čitavog sustava. Prije ili kasnije, obnovljivi izvori morat će postati „normalan“ dio tržišta električne energije, a u međuvremenu se postavlja pitanje koja je razumna mjera mješavine tržišnog sustava i poticaja, koja može osigurati relativno bezbolan prolazak kroz fazu u kojoj će intermitentni obnovljivi izvori zauzeti vrlo značajne tržišne udjele u ukupno isporučenoj električnoj energiji.

## 2. PROBLEMI EKONOMIKE SUSTAVA S VELIKIM UDJELOM INTERMITENTNIH IZVORA

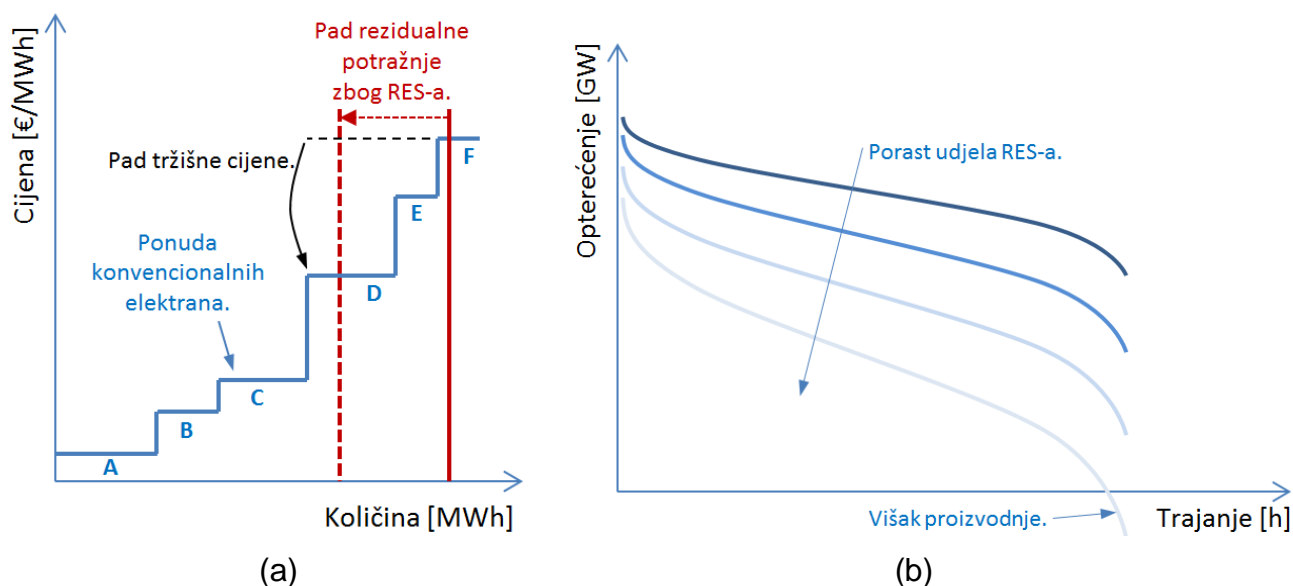
Dosta autora bavi se ovim pitanjima, a većina analiza svodi se na razmatranje učinaka električne energije proizvedene u obnovljivim izvorima, koji se po pravilima u većini država obvezno dispečiraju u iznosu koji je trenutno raspoloživ. S jedne strane, porastom udjela takvih izvora, energija koju oni unose u sustav uz granične troškove proizvodnji bliske nuli vodi ka smanjivanju tržišne vrijednosti električne energije zbog porasta ponude koji, gledano dinamički, daleko prelazi porast potražnje. S druge pak strane, velik udio obvezno dispečiranih intermitentnih izvora u proizvodnom miksu nameće velike zahtjeve na fleksibilnost pogona konvencionalnog dijela sustava, tako da će u budućnosti (iako, ne najbližoj) čak i minimalna fleksibilnost predstavljati značajan tržišni adut. Međutim, s obzirom na dugoročnu prirodu razvoja elektroenergetskog sustava, pri čemu od početne ideje do realizacije projekta nekog konvencionalnog postrojenja može proći i deset, pa i dvadeset godina, a što nikako ne popravljaju rastući rizici vezani za energetske investicije, potrebno je već danas razmišljati o tržišnim signalima koji će osigurati adekvatan razvoj elektroenergetskog sustava s odgovarajućim udjelima proizvodnih kapaciteta u pojedinim tehnologijama. Sažeti i sveobuhvatni pregledi utjecaja intermitentnih izvora električne energije na ekonomiku čitavog sustava i opcije politike razvoja sektora, kada oni, u relativno skoroj budućnosti, poprime značajno velike tržišne udjele, mogu se naći u Hiroux & Sagan (2010), Traber & Kemfert (2009) i Outhred *et al.* (2007).

## 2.1. Osnovni mehanizam utjecaja povećanja udjela obnovljivih izvora na cijene

U radovima Nicolosi & Fürsch (2009), Nicolosi (2010) i Ueckerdt *et al.* (2013) analiziraju se osnovni tržišni učinci povećanja udjela intermitentnih obnovljivih izvora na tržište električne energije, *ceteris paribus*. Energija iz obnovljivih izvora, s obzirom na njihovo obvezno dispečiranje, ali i skoro-nulte granične troškove (zbog kojih bi i inače bili stalno dispečirani) istiskuje konvencionalne elektrane s najvišim graničnim troškovima u područje iza krivulje potražnje, znatno smanjujući broj sati njihovog rada u godini, te tako značajno smanjujući njihovu ekonomičnost poslovanja (slika 1(a), elektrane D, E i F). Rezidualna krivulja trajanja opterećenja sustava (pri čemu je rezidualno opterećenje jednako razlici opterećenja sustava i proizvodnje iz obnovljivih izvora) porastom udjela intermitentnih obnovljivih izvora pomiče se prema dolje i postaje sve strmija (slika 1(b)). Dok je učinak istiskivanja (engl. *crowding-out*) jasan sam po sebi, utjecaj proizvodnje iz intermitentnih izvora (poglavito vjetra) je eksperimentalno utvrđena činjenica (Nicolosi and Fürsch, 2009). I jedan i drugi učinak djeluju nepovoljno u prvom redu na energetska postrojenja namijenjena vršnoj proizvodnji, što uključuje i elektrane s fleksibilnim kapacitetima. Sam učinak istiskivanja podrazumijeva i snižavanje tržišne vrijednosti energije, što, osim ostalog, narušava i ekonomičnost rada samih obnovljivih izvora koji su doveli do njega.

## 2.2. Troškovi proizvodnje i vrijednost energije iz intermitentnih obnovljivih izvora

Hirth (2013) analizira tržišnu vrijednost energije proizvedene u vjetroelektranama i solarnim elektranama s obzirom na tržišnu vrijednost energije proizvedene u baznim elektranama, te daje predikcije tog odnosa za budućnost u kojoj će tržišni udjeli intermitentnih izvora u isporučenoj energiji poprimiti velike, poput, primjerice, 30%, ali još uvijek ne dominantne, vrijednosti. Razlike u ovim vrijednostima postoje zbog inherentne nemogućnosti optimizacije proizvodnje iz intermitentnih izvora s obzirom na (vremenski brzo promjenjivu) tržišnu vrijednost energije. Vrijednost energije iz obnovljivih izvora pada s porastom njihovog tržišnog udjela, *ceteris paribus*, što je normalna posljedica povećanja ponude energije. Međutim, relativna vrijednost te energije naspram vrijednosti bazne energije (koja se može ugovarati dugoročnim *forward* ugovorima, zbog čega njena cijena

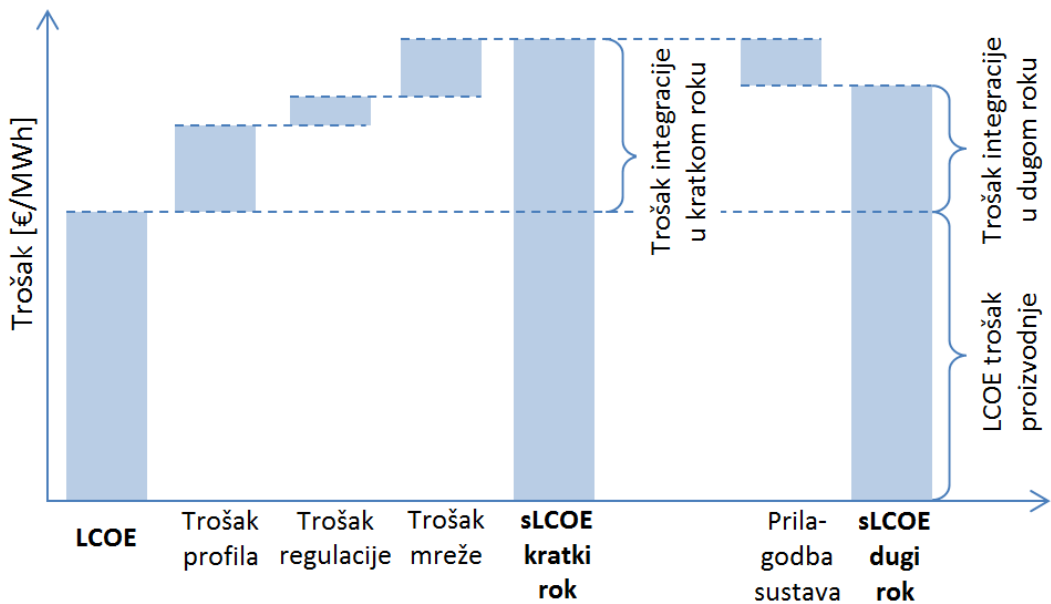


Slika 1. Utjecaj povećanja udjela obnovljivih izvora (RES), *ceteris paribus*, na ekonomiku elektroenergetskog sustava. (a) Ilustracija „crowding-out“ efekta. (b) Promjene u rezidualnoj krivulji trajanja opterećenja.

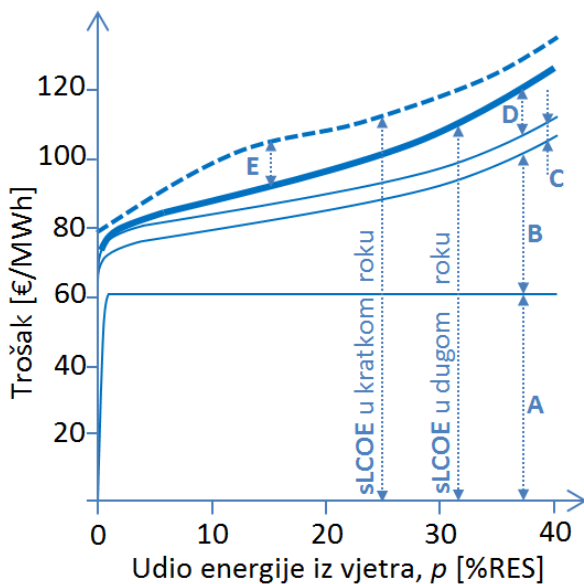
nije osjetljiva na kratkotrajne varijacije, već samo na varijacije prosječnih cijena u većim vremenskim razdobljima, npr. u godini, ili u nekoliko godina) također se smanjuje s porastom udjela intermitentnih izvora u ukupnoj proizvodnji. Primjerice, kod niske stope penetracije vjetroelektrana, Hirth (2013) ocjenjuje da relativan odnos tržišne vrijednosti energije proizvedene u njima i bazne energije iznosi između 1 i 1,2. Porastom tržišnog udjela vjetra do 30% u energetsom miksu, taj iznos pada na 0,5 do 0,8. To je posljedica, među ostalim, prisilnog preuzimanja vjetroenergije u sustav čak i onda kada je granična vrijednost energije vrlo mala ili čak negativna, a takve okolnosti nastupaju u uvjetima koincidencije male potrošnje i velike proizvodnje vjetroelektrana. (Poznate su pojave negativnih cijena na njemačkoj burzi EEX, naročito krajem 2009. godine, kada su spot cijene u nekoliko navrata pale ispod  $-100$  €/MWh, s rekordom od oko  $-700$  €/MWh). Što se tiče energije iz solarnih elektrana, njene su karakteristike u smislu relativnog odnosa vrijednosti prema baznoj energiji bitno lošije nego u slučaju vjetroelektrana. Tako, pri vrlo malim stupnjevima penetracije, radi se o iznosu od približno 1, dok već pri udjelu od 15% on pada na 0,5 do 0,8. To je posljedica proizvodnje koncentrirane najvećim intenzitetom na relativno mali broj sati u odnosu na vjetar.

Opcije razvoja sustava koje bi djelovale povoljno na umanjivanje ovih nepoželjnih efekata pada tržišne vrijednosti energije iz intermitentnih izvora svode se na ulaganja u prienosne sustave, kako bi se omogućilo postizanje boljih profila proizvodnje kroz odgovarajuće razmještanje novih obnovljivih izvora, te istodobno ulaganje u povećanje fleksibilnosti sustava, odnosno, raspoloživosti i učinkovitog korištenja brzih regulacijskih kapaciteta. Tehnološki razvoj vjetroelektrana može doprinijeti utoliko što mogućnost podizanja agregata na veće visine doprinosi smanjenju intermitentnosti, s obzirom na manju kratkoročnu volatilnost brzina vjetra. Green & Vasilakos (2010) analiziraju temeljem povijesnih podataka utjecaj vjetroenergije na veleprodajno tržište Velike Britanije, primjećujući da povećanjem udjela intermitentnih izvora dolazi do bitnog povećanja kratkoročne volatilnosti cijena, naročito u prisutnosti generatora s velikom tržišnom snagom u dimenziji vremena. Interesantno, drugi autori to ne vide nužno kao problem, naročito uz dizajn tržišta na kojem se trguje samo energijom, kao u Velikoj Britaniji (npr. Traber & Kemfert, 2009a), već kao nužan mehanizam za ostvarivanje cjenovnih signala potrebnih za ulaganja u fleksibilna konvencionalna postrojenja, prvenstveno plinske elektrane, s tim da naglašavaju da nije uvijek lako razaznati zloupotrebu tržišne snage i naplatu rente oskudnosti, pa se prvenstveno radi o problemu koji vodi ka povećanju regulatornih rizika vezanih za takve investicije. Interesantne analize britanske politike ozelenjavanja elektroprivrednog sustava nalaze se u Newbery (2011a) i Newbery (2011b).

Ueckerdt *et al.* (2013) razvija koncept sustavnog troška proizvodnje u životnom vijeku, (engl. *system levelized cost of electricity*, ili skraćeno: *sLCOE*), koji nadopunjuje pojam i značenje LCOE parametra. (O troškovima obnovljivih izvora sraunjenim na životni vijek vidjeti npr. u Sabolić, 2012.) Dok se „obični“ LCOE odnosi na sveukupne troškove izgradnje i operiranja proizvodnog objekta kroz njegov pretpostavljeni financijski i radni vijek, svedene (diskontirane) na današnje vrijeme, i izražene u obliku jednakih godišnjih iznosa u konstantnoj valuti (dolaru, euru...) na današnji dan (čime se eliminira učinak inflacije), *sLCOE* koncept dodatno uračunava i sve *eksterne* troškove koji nastaju zbog promjene strukture čitavog sustava uslijed povećavanja udjela intermitentnih izvora. Ueckerdt *et al.* (2013) dokazuju da *sLCOE* vjetroelektrana raste s porastom njihovog tržišnog udjela u ukupno proizvedenoj energiji. Osnovna klasifikacija komponenata *sLCOE*-a dana je na slici 2, dok slika 3 prikazuje tijek tih komponenata s obzirom na tržišni udio vjetroenergije. Kako zbog učinka istiskivanja tržišna vrijednost energije pada s porastom tržišnog udjela energije iz obnovljivih izvora, *ceteris paribus*, postoji neka optimalna razina penetracije obnovljivih izvora, iznad koje nastaje gubitak društvene vrijednosti zbog preskupe proizvodnje (vidjeti sliku 4).

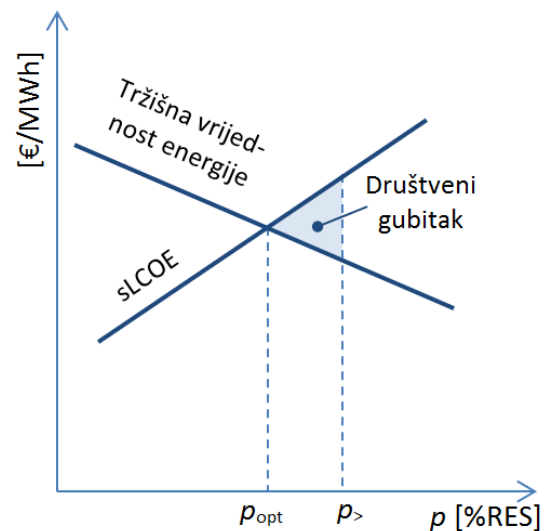


Slika 2. Osnovna razrada sustavnog troška proizvodnje u životnom vijeku (sLCOE), prema Ueckerdt et al. (2013).



Slika 3. Tijek komponenta sLCOE-a s obzirom na tržišni udio intermitentnih obnovljivih izvora, prema Ueckerdt et al. (2013).

Značenje slovnih oznaka: A – trošak proizvodnje;  
 B – trošak profila; C – trošak regulacije; D – trošak mreže;  
 E – smanjenje troška zbog tehničke prilagodbe sustava u dugom roku.



Slika 4. Koncept optimalnog udjela intermitentnih obnovljivih izvora, prema Ueckerdt et al. (2013). Optimum se postiže pri udjelu obnovljivih izvora,  $p_{opt}$ , kod kojeg se izjednačuju tržišna vrijednost energije i sLCOE. Uz veći udio,  $p >$ , dolazi do gubitka društvene vrijednosti jer je prosječni trošak proizvodnje veći od tržišne vrijednosti energije.

Naravno, apsolutni i relativni odnosi veličina prikazanih na slikama 2, 3 i 4 imaju samo ilustrativno značenje, premda Ueckerdt et al. (2013) provode približnu kvantifikaciju komponenta sLCOE-a. Što se tiče klasifikacije tih komponenta, njihovo je značenje sljedeće: Trošak proizvodnje odnosi se na „obični“ LCOE, koji karakterizira tehnologiju proizvodnje, odnosno svaku pojedinu elektranu. Ostale komponente čine *trošak integracije*, koji se često u analizama, naročito od strane zagovornika obnovljivih izvora i subvencija za njih, ostavlja po strani. Trošak integracije može se rastaviti na tri glavne komponente, koje proistječu iz varijabilnosti proizvodnje, njezine kratkoročne nestabilnosti,

kao i iz potrebe za dogradnjama prijenosnih sustava zbog izgradnje postrojenja na konkretnim lokacijama. Varijabilnost, koja je u velikoj mjeri neovisna o unutar dnevnim, tjednim i sezonskim varijacijama potražnje za energijom, uzrokuje tzv. *troškove profila*. Naime, profil proizvodnje iz vjetrovih i solarnih elektrana slabo se poklapa s profilom potrošnje u sustavu, što dovodi do različitih neracionalnosti. Jedan od najprezentnijih primjera je koincidencija male potrošnje i velike vjetroproizvodnje, pri kojoj proizvedena dodatna količina energije ima vrlo malu ekonomsku vrijednost, a ponekad, uslijed prekomjerne proizvodnje, i negativnu. (To je jedna od manifestacija ekstremne kratkoročne neelastičnosti potražnje za električnom energijom.) *Iznose subvencija* za obnovljive izvore najčešće možemo uvrstiti u kategoriju troškova profila, jer subvencije, u bitnome, umanjuju ili čak potpuno uklanjaju rizike tržišnih cijena. Kratkoročna varijabilnost zahtijeva angažman konvencionalnih fleksibilnih postrojenja za potrebe brze regulacije. Napokon, troškovi mreže mogu se kretati od relativno malih troškova priključenja, kad se npr. nova vjetroelektrana gradi blizu postojećih mrežnih čvorova ili vodova, pa sve do vrlo velikih troškova, kada su zbog planirane izgradnje velike novoinstalirane snage, na područjima na kojima nije bilo značajne proizvodnje, potrebne velike dogradnje prijenosnog sustava.

Što se tiče optimalnog iznosa penetracije intermitentnih izvora (slika 4), potrebno je primijetiti da, čak i uz pretpostavku da je funkcija sLCOE-a točno poznata, točka optimuma značajno ovisi o prevladavajućim društvenim stavovima prema zagađenju i potrebi očuvanja okoliša za buduće generacije. Naime, troškovi konvencionalnog dijela sustava, koji zagađuje okoliš, sadrže u sebi i komponentu troškova emisija stakleničkih plinova. Što je društvo senzibilnije prema očuvanju okoliša zbog interesa budućih generacija ljudi, to su troškovi stakleničkih emisija veći (vidjeti u Sabolić, 2012). Kada bi oni doista bili veći, krivulja tržišne vrijednosti energije sa slike 4 pomaknula bi se prema gore, i optimalan udio obnovljivih izvora bio bi također veći. Kad bi odgovornost prema budućim generacijama bila vrlo izražena, teoretski bi bilo moguće zamisliti i da optimalan udio obnovljivih izvora bude 100% (iako to, iz današnjeg kuta gledanja, izgleda tehnički gotovo nemoguće). Danas je općeprihvaćeno stajalište da će ozelenjavanje sustava samo po sebi dovesti do povećanja cijena električne energije. U okviru koncepta sLCOE-a, i uz pretpostavku da će povećanje udjela obnovljivih izvora, *ceteris paribus*, smanjivati vrijednost energije, normalno je modelirati sLCOE kao rastuću funkciju penetracije intermitentnih obnovljivih izvora, kao u Ueckerdt et al. (2013).

Traber & Kemfert (2009a) dopunjuju ranije ekonomske modele tržišta električne energije s velikim udjelom obnovljivih izvora uzimanjem u obzir start-up troškova vezanih za pogon vršnih elektrana, napose i onih koje sudjeluju u regulaciji. Rezultati analize pokazuju da poduzeća u uvjetima relativno visoke penetracije, i uz funkcioniranje tržišta po današnjim obrascima, nemaju poticaja za ulaganja u fleksibilna plinska postrojenja, te da je *potrebno da se obnovljivi izvori podvrgnu djelovanju cjenovnih signala s tržišta električne energije*. Ulaganja u sve više obnovljivih izvora umanjuju tržišne signale vezane za emisije ugljičnog dioksida, a smanjivanje ukupnih troškova emisija CO<sub>2</sub> više je nego anulirano povećanim troškovima integracije obnovljivih izvora, tako da ispada da je proces vođen na ekonomski neučinkovit način. Naime, 2009. godine (u kojoj je objavljen navedeni rad), pri udjelu vjetra u ukupnoj potrošnji od oko 6,4% u Njemačkoj, autori procjenjuju da trošak uklanjanja CO<sub>2</sub> pomoću vjetroelektrana iznosi oko 60 €/tCO<sub>2</sub>, s tim da će se on uz udvostručenje udjela vjetra smanjiti za desetak posto. U isto vrijeme, trošak ETS-a iznosi oko 25 €/tCO<sub>2</sub>.

### **2.3. Sheme subvencija za obnovljive izvore energije**

Glavna osobina subvencijskih shema za obnovljive izvore energije jest ta, da one u značajnoj mjeri, ili čak u potpunosti, izoliraju obnovljive izvore od rizika tržišta električne energije na taj način da im omogućuju stjecanje barem jednog dijela prihoda koji je

neovisan od kretanja na tržištima električne energije. Koliko je to u prvoj fazi ozelenjavanja sustava poželjno zbog poticanja njegovog inicijalnog rasta, toliko uzrokuje prebacivanje rizika na druge tehnologije, koje ne uživaju protekciju subvencijskih shema.

Fronde*l et al.* (2008) bave se ekonomskim utjecajem poticajnih shema za solarne elektrane u Njemačkoj, dok Traber & Kemfert (2009b) analiziraju utjecaj njemačkih shema poticaja za obnovljive izvore na cijene električne energije, emisije CO<sub>2</sub>, te na poduzeća u sektoru. Današnji iznos feed-in tarifa za njemačke solarne elektrane, zadrži li se do 2020., dovest će do razine usporedive sa subvencijama za proizvodnju ruhrskog ugljena, što je prema Fronde*l et al.* (2008) izraziti primjer ekstremno loše vođene političke intervencije. Dalje, autori argumentiraju da zbog kombinacije europskog sustava ETS-a (engl. *Emission Trading System*) i njemačkog Zakona o obnovljivim izvorima, koji nameće obvezu prihvata energije iz obnovljivih izvora na sustav (što je uobičajeno u mnogim zemljama) i ustanovljuje vrlo velike poticaje, naročito za solarne elektrane, trošak proizvodnje električne energije raste, pa zato rastu i njene cijene, dok se istodobno, unatoč povećanju proizvodnje iz obnovljivih izvora, emisije ugljičnog dioksida uopće ne smanjuju u odnosu na smanjenje koje donosi sustav ETS sam po sebi. To je posljedica nepovezanosti ETS sustava i sustava njemačkih feed-in tarifa. Dalje, autori argumentiraju da preveliko subvencioniranje nezrelih (pa time i nekonkurentnih) tehnologija pomiče fokus poduzeća s još uvijek nužnih ulaganja u razvoj i istraživanje na oportunističko izvlačenje velike dobiti, dok takva situacija s poticajima još traje.

Traber & Kemfert (2009b), s druge strane, dokazuju da sustavi feed-in tarifa i ETS-a nisu neovisni. Naime, cijene emisija koje se formiraju u ETS sustavu povećavaju troškove proizvodnje u elektranama na fosilna goriva. Feed-in tarife snažno potiču izgradnju obnovljivih izvora, a kako je preuzimanje energije iz njih u sustav obvezno, time se općenito smanjuje potreba za proizvodnjom iz konvencionalnih izvora, što pak smanjuje potražnju za ETS-ima, pa time i cijenu ETS-a. To dovodi do smanjivanja kompetitivne prednosti za obnovljive izvore kreirane ETS sustavom. Drugim riječima, unatoč efektu istiskivanja kojega „hrane“ feed-in tarife, postoji ekonomski mehanizam koji dovodi do djelomične kanibalizacije tržišta za obnovljive izvore. Međutim, potrebno je primijetiti da sustavi feed-in tarifa i ETS-a nisu „kalibrirani“. Stoga je pitanje jesu li, i/ili hoće li ubuduće troškovi ETS-a biti dovoljno veliki, da bi se postigla dugoročna tržišna ravnoteža s novim miksom proizvodnje kojeg karakterizira značajan tržišni udio obnovljivih izvora. Fronde*l et al.* (2008) smatraju da njemački sustav u svojoj ukupnosti predstavlja jedan od društveno najskupljih načina za značajno ozelenjavanje proizvodnje električne energije.

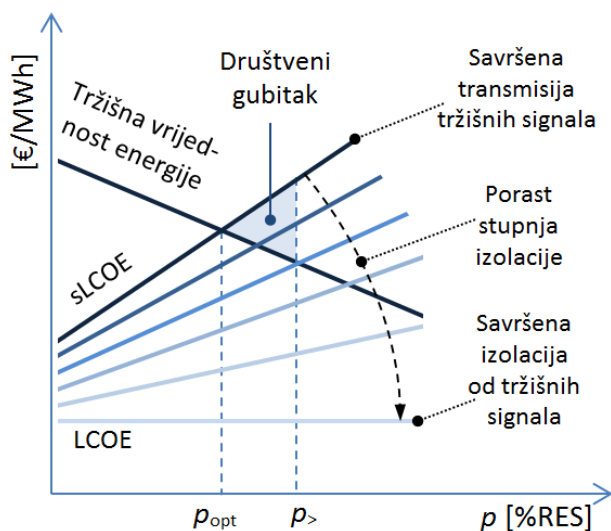
Amundsen and Mortensen (2001) analiziraju danski sustav zelenih certifikata, koji je alternativan i (može biti) komplementaran sustavima trgovine emisijama, poput ETS-a, primjenjujući jednostavan statistički model tržišta električne energije u kratkom i u dugom roku, te u slučaju autarkičnog tržišta i tržišta s međunarodnom razmjenom. Učinci povećanja obveznog postotka zelene energije (tj. zelenih certifikata) u finalnoj potrošnji nisu statistički jasno raspoznatljivi. Općenito nije točno da će povećanje tog postotka u dugom roku voditi ka povećanju instaliranog kapaciteta obnovljivih izvora, ali će voditi ka povećanju proizvodnje energije iz njih. U zamišljenom slučaju autarkičnog tržišta, stroža ograničenja emisije ugljičnog dioksida dovest će do pritiska za smanjenje cijena certifikata, tj. do pada profita zelenih proizvođača, i u kratkom i u dugom roku. Takva politika u dugom roku vodit će ka smanjenju instaliranog kapaciteta obnovljivih izvora. Međutim, uz slobodnu međunarodnu trgovinu, ograničenja emisije CO<sub>2</sub> nemaju utjecaja na cijenu zelenih certifikata, pa time ni na profit zelenih proizvođača, niti na kapacitet u dugom roku. Porast cijena uvozne energije, *ceteris paribus*, vrši pritisak ka smanjenju cijena zelenih certifikata, kako u kratkom, tako i u dugom roku. Stoga općenito nije istina da će visoke cijene uvozne energije zaštititi domaće zelene proizvođače. Štoviše, dugoročno visoke uvozne cijene vršit će pritisak ka smanjenju instaliranih kapaciteta obnovljivih izvora.

## 2.4. Pitanje opravdanosti izolacije obnovljivih izvora od tržišnih signala

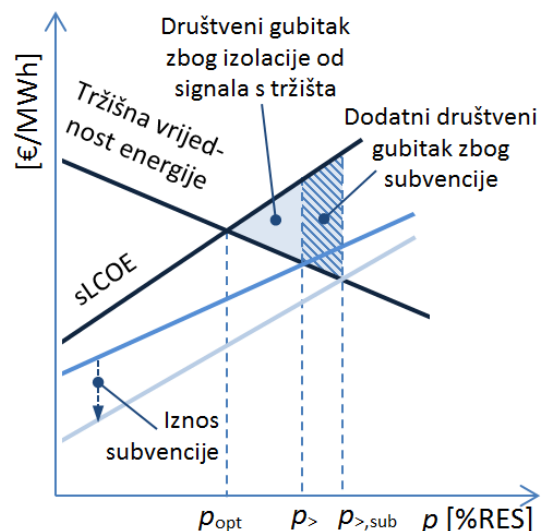
Kad bi poduzeće koje operira vjetroelektranu bilo suočeno samo s LCOE troškom proizvodnje, što podrazumijeva da su svi troškovi integracije prevaljeni na nekog drugog, ono bi bilo savršeno izolirano od svih tržišnih signala. Takvu vrstu izolacije teoretski je moguće zamisliti i bez fiksnih feed-in tarifa. Pretpostavimo da je politička volja takva, da regulatorni sustav države mora osigurati potpuno ograđivanje obnovljivih izvora od svih kontrolabilnih rizika s kojima se suočavaju proizvođači električne energije. To se može ostvariti, primjerice, regulacijom priznavanjem troškova proizvodnje i određene razumne regulirane stope dobiti. Uz pretpostavku da je LCOE trošak relativno neovisan o stopi penetracije obnovljivih izvora, kao na slici 3, situacija u kojoj je obnovljivi izvor posve izoliran od tržišta može se pojednostavnjeno modelirati horizontalnim pravcem LCOE na slici 5. U dijametralno suprotnom slučaju, kada bi bilo moguće internalizirati sve integracijske troškove, ulagači u intermitentne obnovljive izvore bili bi suočeni s troškovima koji su na istoj slici modelirani linijom sLCOE. Stvarnost može biti bilo gdje između te dvije krajnosti. S obzirom da se svi signali tržišta *ne prenose* do takvih elektrana, ulagači „vide“ svoj interes u ulaganje do razine  $p_{>}$ , umjesto do  $p_{opt}$ , što je izvor društvenog gubitka.

Slika 6 kreće od ne-optimalnog ravnotežnog stanja s prethodne slike,  $p_{>}$ , dodatno uračunavajući smanjenje troškova zbog subvencioniranja obnovljivih izvora. Pretpostavljeno je da iznos subvencije po proizvedenom megavatsatu pada s povećanjem udjela obnovljivih izvora u proizvodnji, tako da je rezultatna krivulja troškova strmija od one koja uračunava samo činjenicu da se svi tržišni signali ne prenose do obnovljivog izvora (srednja krivulja na slici 6), jer se dio integracijskih troškova socijalizira, na primjer, kroz tarifu operatora sustava. Nova se ravnoteža uspostavlja na razini udjela obnovljivih izvora  $p_{>,sub}$ , pri kojoj se javlja i dodatni iznos gubitka društvene vrijednosti. Treba primijetiti da dodatni društveni gubitak raste, u principu, vrlo brzo s razinom subvencija. Osim toga, neučinkovito prenošenje tržišnih signala na obnovljive izvore, odnosno različiti oblici socijalizacije troškova integracije, u ekonomskom smislu imaju vrlo sličan utjecaj kao izravne fiksne subvencije, pa se stoga mogu i smatrati jednim oblikom subvencija.

Na ovom mjestu treba jasno istaknuti dvije činjenice: (i) društveni gubitak zbog izolacije od signala s tržišta nikad ne može biti jednak nuli, jer u praksi nije moguće postići savršenu



Slika 5. Pojednostavnjeni ideogram utjecaja stupnja izolacije intermitentnih obnovljivih izvora od tržišnih signala na ekonomičnost elektroenergetskog sustava s njihovim velikim udjelom u proizvodnji, bez nužne pretpostavke o postojanju subvencija.



Slika 6. Ilustracija dodatnog utjecaja subvencija na ekonomičnost sustava, u odnosu na koncept sa slike 5. Pretpostavljeno je da jedinični iznos subvencije za obnovljive izvore pada s porastom njihovog udjela.



transmisiju tržišnih signala ni na koji tip elektrana, a naročito ne na one s intermitentnom proizvodnjom, zbog čega je krivulja troškova sigurno ispod krivulje sLCOE; (ii) kod jako velikih udjela intermitentnih generatora u ukupnoj proizvodnji energije subvencije po megavatsatu moraju početi konvergirati ka nuli, zbog nemogućnosti prikupljanja tako velikih sredstava općim (para)fiskalnim nametom. (Naime, u ovom članku se razmatraju pitanja iz ekonomike sustava pri velikim, ali još uvijek ne i dominantnim, udjelima obnovljivih izvora u energetsom miksu.)

Mnoge do sada provedene reforme, kao i one potencijalne, u velikoj mjeri zaštićuju, ili čak posve izoliraju, obnovljive izvore od tržišnih fluktuacija. To bez sumnje smanjuje rizike za ulagače i stoga snižava troškove kapitala, te potiče investicije. U načelu, fiksne feed-in tarife moguće je primijeniti na sve tehnologije s niskim emisijama ugljičnog dioksida, uz prikladnu diferencijaciju tarifa i drugih uvjeta po tehnologijama. Međutim, veća izloženost tržišnim cijenama doprinosila bi, među ostalim, i sljedećem:

- da se raspoloživa proizvodna postrojenja dispečiraju na ekonomski najučinkovitiji način. Postrojenja koja nisu izložena tržišnim mehanizmima imaju interes da proizvode čak i kad je cijena energije vrlo mala ili negativna, tj. kada ona za cjelokupan sustav vrijedi vrlo malo, ili mu čak šteti, povećavajući troškove fizikalnog uravnoteženja sustava i povećavajući rizike (pa time i, na primjer, troškove kapitala) za preostali dio tržišta (vidjeti Abbad, 2009; Hiroux & Saguan, 2010). Velik udio vjetroproizvodnje uzrokovat će sve veće potrebe za fleksibilnošću u proizvodnom miksu, što u ekonomskom smislu može povoljno utjecati čak i na minimalno fleksibilne elektrane, poput nuklearke, ili pak samih vjetroelektrana. Dodatno, tržišni signali potiču operatore elektrana da kroz planiranje održavanja i slične operativne aktivnosti osiguravaju njihovu raspoloživost u razdobljima kada se očekuje relativna oskudica raspoloživih proizvodnih kapaciteta u odnosu na potražnju.
- da postoji ekonomski interes za osiguravanje prikladne diverzifikacije proizvodnog miksa, umjesto da dođe do situacije u kojoj izgleda da se u usporedbi s poticanim tehnologijama ne isplati ulagati ni u što drugo. Takva kratkovidna politika vodi postupno ka prevelikom udjelu intermitentnih izvora, koji neće moći biti servisiran od strane sustava u smislu fizikalnog uravnoteženja, što će izazvati naglo povećanje troškova integracije.
- da se potiče učinkovito korištenje prostora kroz diverzifikaciju lokacija za izgradnju elektrana. Idealno gledano, izloženost intermitentnih elektrana troškovima fizikalnog uravnoteženja sustava kreirala bi tržišne poticaje za ulaganja u nove vjetroelektrane na lokacijama s manjim stupnjem korelacije u statistici vjetra (Hiroux & Saguan, 2010). To bi doprinijelo i smanjenju volatilnosti cijena, odnosno rizika tržišnih cijena. (Ipak, mora se primijetiti da je ova vrsta tržišnih signala inherentno dugoročne prirode i da bi je bilo vrlo teško ostvariti bez javno-regulatorne intervencije, s obzirom na potrebu poznavanja dugoročne statistike vjetra na mnoštvu potencijalnih lokacija.)

Zbog navedenih razloga, potpuno izoliranje obnovljivih intermitentnih izvora od signala s veleprodajnog tržišta dugoročno je neprihvatljivo, naročito u uvjetima kada bi takvim shemama bio obuhvaćen veći dio proizvodnog portfelja. Međutim, s obzirom na razmjere dekarbonizacije koju je potrebno provesti u razmjerno kratkom roku, ali i na recentnu revalorizaciju vrijednosti rizika uslijed zadnje globalne krize financijskog sustava, nekakav mehanizam koji reducira rizike ulaganja u zelene proizvodne tehnologije vjerojatno će morati ostati prisutan još neko vrijeme, što znači da *subvencije nije moguće napustiti odmah*, ali i da je njima potrebno upravljati na bolji način.

Abbad (2009) opisuje situaciju u Španjolskoj, u kojoj se vremenom prešlo sa sustava fiksnih feed-in tarifa na sustav *premija*, koji podrazumijeva potpunu izloženost obnovljivih

izvora veleprodajnim tržištima, uz isplatu poticaja u obliku *dodatne fiksne potpore u odnosu na tržišnu cijenu*, za svaku proizvedenu jedinicu energije, i obrazlaže da je takav sustav odigrao ključnu ulogu u osiguravanju učinkovitog korištenja (dispečiranja) elektrana, kao i adekvatnih poticaja za ulaganja u elektrane različitih tehnologija, potrebne za efikasno servisiranje tržišta. Također, to je osiguralo potrebne financijske poticaje za ulaganja u istraživanje i razvoj tehnologija za učinkovito upravljanje odstupanja od planiranih rasporeda, što napose uključuje tehnologiju upravljivih vjetroturbina te unapređenje tehnologije za predikciju vjetra.

Jedan od mogućih pristupa problemu učinkovitog dispečiranja u uvjetima visoke penetracije intermitentnih izvora, barem u teoretskim krugovima, je povratak na *centralno dispečiranje* kakvo je (bilo) uobičajeno u vertikalno integriranim monopolima. Pritom se postavlja staro doktrinarno pitanje ekonomičnosti takvog sustava u odnosu na tržišni, odnosno, može li centralni planer vršiti dispečiranje i donositi adekvatne investicijske odluke učinkovitije od decentralizirano vođenog sustava, koji djeluje prema signalima sa slobodnog tržišta.

U sljedećem srednjoročnom razdoblju udio obnovljivih izvora će se značajno povećavati, dok će se zbog toga tržišni udio konvencionalnih izvora pogonjenih fosilnim gorivima smanjivati. U jednom trenutku u tom procesu, zasad još u relativno daljoj budućnosti, postaviti će se *pitanje učinkovitosti cjelokupne organizacije elektroprivredne industrije*. Naime, današnja organizacija tržišta dizajnirana je, u osnovi, s ciljem optimizacije kratkoročnog dispečiranja i dugoročnog planiranja i izgradnje proizvodnih jedinica, pri čemu na tržištu dominiraju konvencionalni izvori (velike hidroelektrane, nuklearke, elektrane na ugljen i na druga fosilna goriva, uglavnom plin). U elektroenergetskom sustavu budućnosti dominirat će proizvodni objekti s kratkoročnim graničnim troškovima proizvodnje približno jednakim nuli, što može zahtijevati promjene u organizaciji sektora kakve s današnje točke gledišta vjerojatno još uvijek nisu sasvim jasne ni predvidive.

## **2.5. Povećanje rizika cijena energije zbog utjecaja intermitentnih izvora**

Kao što je poznato, geografska raspršenost vjetroelektrana vodi ka određenom smanjivanju intermitentnosti energije proizvedene u sustavu. Ipak, koreliranost karakteristika vjetra na različitim dijelovima teritorija može ponekad biti relativno velika, i tako dovesti do visoke varijabilnosti ukupno proizvedene energije na sezonskom, dnevnom i unutar dnevnim vremenskom horizontu (vidjeti npr. Gross et al, 2006). Izravna posljedica visoke varijabilnosti proizvodnje na svim vremenskim horizontima je povećanje volatilnosti cijena na spot tržištu s porastom udjela vjetroenergije. Ono će sigurno voditi ka većoj učestalosti pojave cjenovnih ekstrema, naročito u situacijama kada vjetra nema, a potražnja za električnom energijom je istodobno velika. Ti će ekstremi znatno nadilaziti granične troškove zadnje angažirane proizvodne jedinice (Joskow, 2008; Redpoint, 2006). Stoga će povećanjem penetracije vjetra vršne konvencionalne proizvodne jedinice u načelu moći nadoknaditi svoje kapitalne troškove tijekom manjeg broja sati rada nego u posve konvencionalnom sustavu (Poyry, 2009; Redpoint, 2009). Primjerice, model prezentiran u (Poyry, 2009) pokazuje da do 2020. cijene na britanskom spot tržištu, uz instaliranu snagu vjetroelektrana od 33 GW, mogu postati ekstremno volatilne. One mogu, s jedne strane, biti negativne u razmjerno velikom broju sati, a s druge strane, u nekoliko navrata satne cijene mogu doseći i do 1.200 €/MWh. Vrlo je važan zaključak Poyryeve studije, da *učestalost pojave ekstremnih cijena značajno varira od godine do godine*, pa i tako da se može dogoditi da u određenoj godini uopće ne dođe do njihove pojave. Model prezentiran u Redpoint (2009) također, na slučaju britanskog tržišta, predviđa značajno povećanje volatilnosti cijena u sljedeća dva desetljeća, i to tako da će oko 2030. svake godine u prosjeku tijekom nekoliko sati veleprodajne cijene biti iznad 600 €/MWh, kao i da

će u 1,3% vremena tržišne cijene električne energije biti negativne zbog prekomjerne proizvodnje.

Procjenjivanje kumulativnih učinaka fenomena kao što su pojava ekstremno visokih cijena, negativnih cijena, povećane volatilnosti tržišta itd. neće biti jednostavno za ulagače, pa će se investicijske odluke teže donositi zbog značajnog povećanja rizičnosti projekata. Gledano iz perspektive pojedinačnog poduzeća, dodatnu komplikaciju predstavlja nesigurnost oko investicijskih odluka konkurentskih poduzeća. Primjerice, odluke o ulaganjima u „super-vršne“ elektrane, koje bi (idealistički gledano) nadoknađivale svoje fiksne troškove iz samo nekoliko sati rada u uvjetima ekstremno visokih cijena, počivaju na očekivanjima da će broj sati u godini s takvim ekstremnim godinama biti u prosjeku dovoljno velik za pokriće fiksnih troškova. No, dogodi li se istovremeno ulaganje u više takvih postrojenja od strane konkurentskih poduzeća, može se dogoditi da se zbog toga, nakon dovršenja investicija, ekstremne cijene više ne budu dovoljno visoke ni učestale, da bi pokrile fiksne troškove dijela sustava koji je u kratkom vremenu postao prekapacitiran. I ovdje se vidi važnost problema *nekoordiniranih individualnih investicijskih odluka* u uvjetima rizika sustavne prirode, i u odsustvu centralnog planiranja.

## 2.6. Dizajn tržišta

Kad je riječ o dizajnu tržišta, i međusobnom utjecaju povećanja udjela intermitentnih obnovljivih izvora i same strukture tržišta, u ekonomskoj literaturi većinom se obrađuju „energy-only“ tržišta, koja se u bitnome sastoje od tržišta na više vremenskih horizonata, od više godina unaprijed, do dana unaprijed, i u konačnici, do skoro-realnog vremena. Kako intermitentne izvore u velikoj mjeri karakterizira teška predvidivost proizvodnje s obzirom na ponekad veliku varijabilnost vjetra u vremenskim razdobljima koja su kraća od onoga koliko je potrebno za organiziranje procesa trgovanja na burzi (najmanje pola sata do sat vremena), te kako čak ni najkratkoročnije prognoze vjetra ne mogu biti sasvim pouzdane, „energy-only“ tržište, realno govoreći, ne može počistiti, u najmanju ruku, rezidualna odstupanja proizvodnje iz vjetrovih i solarnih elektrana, koja preostanu nakon zadnje moguće prilike za tržišno poravnanje odstupanja prije trenutka proizvodnje i isporuke. Ako zadnju spot aukciju prije nastupanja realnog vremena (ili bolje rečeno, konkretnog sata isporuke) shvatimo kao zadnju priliku za tržišno uravnoteženje, preostale varijacije proizvodnje mora eliminirati regulacija, baš kao i u slučaju nepredvidivo varijabilnog tereta sustava. Poznato je da unutar satne varijacije proizvodnje postrojenja na vjetar i sunce mogu ponekad biti izuzetno velike.

Stoga je nemoguće da „energy-only“ tržište, kakvo je u različitim varijantama uspostavljeno u većem broju zemalja zapadne Europe, razriješi pitanje ravnoteže sustava u realnom vremenu, i on se mora oslanjati na angažman dodatnih regulacijskih kapaciteta, ponajprije sekundarne i tercijarne rezerve, što znači da će za značajno povećanje udjela intermitentnih izvora količina raspoloživih fleksibilnih kapaciteta morati znatno rasti. Činjenica je, međutim, da danas uglavnom nema suvislo organiziranih tržišta fleksibilnim kapacitetima, uslijed čega ne postoje koherentni tržišni signali prema ulagačima, koji bi osigurali dugoročnu motivaciju za izgradnju dovoljne količine takvih kapaciteta. Pomoćne usluge sustava nabavljaju se izvan organiziranih tržišta, pri čemu svaki operator sustava ima neki svoj poslovni rezon i način nabave, dok je sustav pravila prekogranične trgovine koji je danas na snazi u Europskoj uniji podešen kako bi servisirao samo trgovanje energijom, i u bitnome otežava prekogranično trgovanje proizvodima koji se ne mogu ubaciti u satne rasporede s točno određenim planiranim transferom energije. Jedno od očitih rješenja za taj problem bilo bi ujedinjavanje vođenja elektroenergetskog sustava koje bi pokrivalo velike dijelove teritorija europskog prostora. Međutim, u Europi se, za razliku od SAD-a, to do sada pokazalo nemogućim zbog političkih razloga. Dobar primjer

potencijalnih učinaka integralnog vođenja elektroenergetskog sustava nalazi se u radu Majstrović (2012), gdje su prezentirani rezultati istraživanja prema kojima regija Južne i jugoistočne Europe samo zbog decentraliziranog vođenja sustava (pa time i decentraliziranog angažiranja pomoćnih usluga potrebnih za kompenzaciju intermitentnosti vjetroprodukcije) treba približno dvostruke regulacijske rezerve u odnosu na one koje bi trebala kada bi njihov angažman bio organiziran na regionalnoj razini, što je uistinu, gledano sa strane ekonomske učinkovitosti korištenja proizvodnih resursa, porazan rezultat.

Uz povećani udio proizvodnje iz vjetroelektrana, koji će dovesti do smanjivanja faktora korištenja konvencionalnih elektrana, razdoblja s ekstremnim cijenama mogu igrati značajnu ulogu u održavanju ekonomičnosti pogona konvencionalnog dijela proizvodnog portfelja. To bi se naročito odnosilo na (eventualne) super-vršne elektrane, koje bi radile u prosjeku tek nekoliko sati godišnje, i čija bi isplativost presudno ovisila o veleprodajnim cijenama u tim satima. S obzirom da je vrlo čest odgovor *političara* na izazove iz realne ekonomije *status quo*, postavlja se ozbiljno pitanje, bi li dizajn tržišta koji bi kreirao uvjete za volatilnost cijena (kakav je, uostalom, danas) bio podesan s političke točke gledišta. On bi mogao biti nadopunjen/kombiniran s učinkovitijim sustavom vrednovanja i trgovine stakleničkim emisijama, koji bi dao dodatan poticaj ulaganjima u obnovljive izvore.

Ključan *politički* rizik ovdje se pojavljuje u mogućnosti da, zbog političke intervencije, pojava ekstremnih spot cijena postane nedopuštena. Najbolje o tome govore događaji oko kalifornijske krize elektroenergetskog sektora iz 2000. godine. Dio paketa političkih i regulatornih mjera za izlazak iz te situacije bilo je i ograničavanje tržišnih cijena u vremenima oskudne ponude energije, čime je značajno povećan rizik ekonomičnosti pogona vršnih elektrana, što je dovelo do zastajanja u novim ulaganjima u njih. Sama kalifornijska kriza, međutim, posljedica je također političko-regulatorne intervencije koja se događala u dvjema godinama prije samog njenog izbijanja, gdje je administrativnom kontrolom maloprodajnih cijena i istodobnom liberalizacijom veleprodajnog tržišta, te donošenjem propisa i pravila koja su omogućila manipulacije strateških igrača na veleprodajnim tržištima, nastala do tada neviđena kriza u opskrbi električnom energijom jedne inače vrlo velike i jake ekonomije.

Iracionalna politička intervencija je realnost koja se nikada ne smije ignorirati u energetskom sektoru. U uvjetima visokog udjela intermitentne proizvodnje, i, na primjer, u godini s relativno malo vjetra, hladnom i dugom zimom i vrućim ljetom, pojava ekstremnih tržišnih cijena mogla bi biti dovoljno učestala, da dovede do povišenja prosječnih tržišnih cijena, koje bi se prenijele na potrošače u maloprodaji. Time bi se stvorio prostor za političku intervenciju, koja bi bila naročito štetna za ulaganja u konvencionalne vršne i fleksibilne proizvodne objekte (Poyry, 2009). Sve kad se takve intervencije i ne bi događale, sam rizik od političke intervencije mogao bi u zategnutijim tržišnim okolnostima biti dovoljan da odvraća investitore od ulaganja u takva postrojenja (Helm, 2008).

Osnivanje neovisnih regulatornih agencija u zadnjim desetljećima trebalo je, idealistički gledano, smanjiti rizike političkih intervencija. Međutim, pored očigledne, ali često prešućivane činjenice, da regulatorne agencije nisu u svom postupanju neovisne od politike, ponekad čak ni na razini rutinskih odluka, postoje barem dva dobra razloga zašto takva institucionalna organizacija nije nikoga uvjerila da će rizici političkih intervencija biti manji: (i) političari svejedno imaju mogućnost izravnog utjecaja kroz, primjerice, porez na neočekivane profite (engl. *windfall tax*), što je izvan područja nadležnosti regulatora; (ii) regulatori u općem slučaju imaju pravo na intervenciju kad je u pitanju zloraba vladajućeg tržišnog položaja. Međutim, razlika između zloupotrebe tržišne snage i naplate legitimne rente na oskudnost ne mora biti ni posve jasna, niti lako dokaziva. Stoga uvijek postoji mogućnost da regulator intervenira pogrešno, unatoč tome što nije bilo stvarne

zloupotrebe tržišne snage. Štoviše, takva mogućnost je *vjerojatnija* od one druge, jer zahtijeva mnogo manje analize i obrade.

## 2.7. Tržišta kapaciteta

Na problem fizikalnog balansiranja sustava, koji je prisutan uvijek i nije ga moguće u cijelosti razriješiti tržišnim mehanizmima, već se moraju angažirati i pomoćne usluge, uglavnom i za sada najčešće pod reguliranim uvjetima, dodaje se problem osiguravanja pouzdanosti pogona u uvjetima oskudnih raspoloživih operativnih rezervi sustava, što podrazumijeva i uvjete u kojima dolazi do prisilnih redukcija potrošnje, kada se krivulje ponude i potražnje na zadnjem tržištu prije stvarnog vremena ne mogu presjeći jer potražnja prelazi raspoložive kapacitete. U uvjetima visoke penetracije intermitentnih obnovljivih izvora takve će okolnosti nastupati prilikom koincidencije velike potražnje za energijom i male proizvodnje iz obnovljivih izvora. U standardno zamišljenom dizajnu „energy-only“ tržišta, u uvjetima oskudnih rezervi cijene se penju do vrlo visokih razina, naime do iznosa „vrijednosti izgubljenog napajanja“ (VOLL, engl. *Value of Lost Load*). I u razdobljima redukcija potrebno je da tržišni mehanizmi na neki način odrede cijenu energije, jer redukcija ne znači gubitak čitavog napajanja, već podrazumijeva samo da svi generatori rade maksimalnim tehnički raspoloživim kapacitetima u danom trenutku. „Udžbenički“ dizajn podrazumijeva da će se fiksni troškovi vršnih elektrana s najvišim graničnim troškovima nadoknađivati upravo iz ekstremnih cijena u takvim trenucima. Međutim, problem je, kao i uvijek, u detaljima. VOLL cijene je vrlo teško dobro procijeniti, a potpuno ih je nemoguće točno utvrditi. Utoliko, nemoguće je razaznati točno gdje prestaje naplata ekonomski opravdane rente oskudnosti od strane zadnjih vršnih generatora, koji setiraju cijenu, a gdje počinje zloupotreba njihove (privremene) velike tržišne snage. Stoga je u satima s ekstremnom oskudicom operativnih rezervi regulatorna intervencija donekle nužna. Uobičajeno je da se regulacijom ograniči mogućnost nuđenja cijena na spot tržištu na VOLL razinu, ali, kao što je već spomenuto, točan iznos VOLL cijena vrlo je teško utvrditi, a i regulatori su u praktičnim situacijama, zbog populističkih pritisaka javnosti i političara, skloni proizvoljno ograničavati cijene u takvim okolnostima na relativno niske vrijednosti. Naime, birokratima koji su podložni političkom utjecaju nije lako pod pritiskom medija dopustiti da veleprodajne cijene budu u nekim satima, na primjer, 3.000 €/MWh, u odnosu prema prosječnim cijenama od, recimo, 55 €/MWh, pa makar to trajalo vrlo kratko i pojavljivalo se vrlo rijetko.

Zbog navedenih ekonomskih razloga i regulatornih rizika, u sve većem broju sustava, naročito na drugoj strani Atlantika, razvijaju se tržišni mehanizmi za trgovanje kapacitetima, čiji je cilj ostvarivanje dostatne adekvatnosti proizvodnog sustava u svim razdobljima, izuzev malog postotka vremena u kojem su dopuštene redukcije napajanja. Naime, kao što je opće poznato, osiguravanje apsolutne pouzdanosti rada sustava koštalo bi beskonačno mnogo (Stoft, 2002), tako da u realnosti, svaki sustav mora računati s određenom malom vjerojatnošću reduciranja potrošnje. Cramton & Ockenfels (2012), Cramton *et al.* (2013) i Bowering (2013) opisuju osnove tržišta kapaciteta, kao i jedan funkcionirajući sustav u SAD-u, naime, trgovanje kapacitetima u sustavu PJM-a. Dodatno, Cramton & Stoft (2007) opisuju također jedan od uspješnih sustava trgovanja kapacitetima, onaj u Kolumbiji. Proizvod kojim se trguje na takvim tržištima, koja su komplementarna s tržištima jest „čvrsta energija“, odnosno opcijski ugovori koji hedžiraju potrošnju od rizika tržišnih cijena iznad izvršne cijene ugovora, a na drugoj strani zadržavaju nepromijenjene tržišne signale s veleprodajnog tržišta prema svim generatorima. Takvi ugovori nazivaju se „opcijama pouzdanog pogona“ (engl. *reliability options*), a njihovu količinu, koja je proporcionalna ukupnom kapacitetu za kojeg elektrane moraju garantirati raspoloživost u svakom trenutku razdoblja izvršenja ugovora, određuje

regulator na temelju složenog inženjerskog proračuna (u čemu se opet prepoznaje određeni regulatorni rizik). Osobina ovakvih tržišta je da, premda podrazumijevaju ograničavanje cijena u razdobljima ekstremne oskudice, nisu osjetljiva na točan iznos VOLL vrijednosti, te da prema generatorima prenose cjenovne signale sa spot tržišta bez izobličenja, dok rizike (agregatora) potrošnje ograničavaju na vrijednost izvršne cijene opcija, koja može biti relativno mala u odnosu na VOLL, npr. par stotina €/MWh. Time se u bitnoj mjeri reduciraju politički rizici vezani uz ekstremne cijene na tržištima. Detalje o dizajnu tržišta kapaciteta moguće je vidjeti u gore navedenoj literaturi, a sažeti osnovni opis dan je npr. u Cramton *et al.* (2013).

## 2.8. Investicije i promjena strukture proizvodnog dijela sustava

Gross *et al.* (2006) i National Grid (2009) procjenjuju da pri razini penetracije od 30% vjetroelektrane u sustav unose trajan kapacitet od 10% do 20% u odnosu na instaliranu snagu, što znači da te procjene govore da je vjerojatnost da proizvodnja vjetroelektrana padne ispod tog postotka prihvatljivo mala. (Uobičajeno se ta vjerojatnost definira kao 5%.) Stoga ukupan raspoloživi kapacitet sustava, potreban za održavanje pouzdanosti pogona, raste za nekoliko postotaka s obzirom na veličinu čitavog sustava. Poyry (2009) u svojem osnovnom scenariju za britansko tržište procjenjuje da će, uz 33 GW instalirane snage vjetroelektrana, faktori korištenja za nove plinske elektrane s kombiniranim ciklusom (CCGT, engl. *Combined Cycle Gas Turbine*) u 2020. iznositi oko 55%, što predstavlja značajno smanjenje u odnosu na današnjih 70%. Dalje, faktori korištenja ugljenih elektrana past će s današnjih 55% na 50%, dok će za stara CCGT postrojenja taj postotak pasti s današnjih više od 25% na ispod 5%. Redpoint (2009) pokazuje da će faktor korištenja reprezentativnog CCGT postrojenja izgrađenog 2009. godine pasti s 80% na ispod 50% u 2020., uz pretpostavljenu instaliranu snagu vjetroelektrana od 23 GW.

S nižim iznosima faktora korištenja i duljim razdobljima nižih cijena, konvencionalne elektrane bit će orijentirane na kratke periode s velikom potražnjom, malom količinom raspoložive energije iz vjetroelektrana, i, konzekventno tome, visokim tržišnim cijenama. Međutim, kako dosadašnje studije pokazuju, obrasci pojavnosti takvih okolnosti bit će u budućnosti teško predvidivi, što će povećati rizičnost ulaganja u takva postrojenja.

U Poyry (2009) pokazano je, među ostalim, da su varijacije ukupne energije proizvedene iz vjetra u Velikoj Britaniji između 2000. i 2007. u redu veličine 25%, što pak uzrokuje slične varijacije faktora korištenja konvencionalnih fleksibilnih elektrana. Vršne elektrane, koje su i do sad bile izložene najvećim rizicima uslijed nepredvidivih varijacija potražnje, bit će najviše pod udarom dodatnih rizika koje sa sobom donosi intermitentna proizvodnja. Stoga će prilikom planiranja ulaganja u „super-vršne“ elektrane njihova izloženost tržišnim rizicima biti vrlo velika: Moguće je da u nekoj godini takva elektrana nakupi tek nekoliko sati rada, a isto tako, moguće je i da ne radi niti jedan sat. Može se zaključiti da je rizik faktora korištenja vrlo važan, jer u principu odgovara riziku prihoda od prodaje energije.

Porast penetracije vjetroenergije također će imati učinka na relativnu ekonomičnost različitih tipova konvencionalnih termoelektrana. Promjene tržišnih poticaja vodit će vjerojatno ka izgradnji postrojenja s nižim troškovima ulaganja, uz nešto manji fokus na granične troškove proizvodnje. To nije posljedica samo promjene strukture u elektroprivrednoj industriji kao takvoj, nego i činjenice da će povećanje rizičnosti ulaganja zbog povećanog udjela intermitentne proizvodnje dovesti i do povećanja troška kapitala. Razumno je za očekivati da će fleksibilnost postati vrlo poželjna osobina postrojenja, s obzirom da je za regulaciju sustava s velikim udjelom vjetroelektrana sposobnost brze promjene snage rada vrlo važna. Fleksibilne elektrane moći će dio svojih prihoda stjecati s

tržišta pomoćnih usluga, što za njih predstavlja kompetitivnu prednost (National Grid, 2009; Redpoint, 2009).

Što se tiče fleksibilnih plinskih postrojenja, ona s otvorenim ciklusom (OCGT, engl. *Open Cycle Gas Turbine*) su manje kapitalno intenzivna od CCGT postrojenja, a također su i fleksibilnija u pogonu, pa će s porastom udjela vjetra u proizvodnom miksu OCGT postajati sve atraktivnija opcija za ulaganja u odnosu na CCGT. Međutim, usporedba LCOE-a u ovisnosti o faktoru korištenja sugerira da to neće biti tako brzo\*.

Općenito, usporedbe LCOE-a između termoelektrana koje koriste različita goriva (naročito plin i ugljen) nezahvalne su, jer u konačnici, odnosi LCOE-a jako ovise o relativnom odnosu cijena plina i ugljena, koji je sam po sebi također teško predvidiv za dalju budućnost. Problem s ugljenim elektranama pojaviti će se utoliko što će, povišenjem cijena emisija stakleničkih plinova, odnosno, dodatnim troškovima hvatanja i spremanja ugljičnog dioksida iz ispušnih plinova (CCS, engl. *Carbon Capture and Storage*), možda doći do situacije da zbog povećanih troškova one više neće moći ostvarivati visoke faktore korištenja postrojenja. Utoliko se čini da tehnologije s plinom kao gorivom imaju dodatnu prednost u osvjet opsežne dekarbonizacije elektroenergetskog sustava.

Povećanje udjela intermitentne proizvodnje imat će utjecaj i na procese dekomisije dotrajalih elektrana, s obzirom da je za proizvodnju vršne i super-vršne energije, u uvjetima malih i rizičnih faktora korištenja, ponekad povoljnije, uz minimalna ulaganja, produljiti radni vijek postojećih postrojenja, ili ih revitalizirati, nego li ulagati u nova. Starenje elektrane u pravilu vodi ka povećanju operativnih troškova. Međutim, kapitalni troškovi starih postrojenja u principu su bliski nuli zbog amortiziranosti. Stoga, kapitalnim ulaganjima u zahvate nužne da bi elektrana mogla nastaviti raditi, kapitalni troškovi mogu se zadržati na niskim razinama. Unatoč neučinkovitijoj tehnologiji, u razdobljima ekstremnih cijena i takve elektrane mogu poslužiti za podršku sustavu (Redpoint, 2006). Što je veća volatilnost cijena uzrokovana povećanim udjelom vjetroenergije, to su jači tržišni signali za takvom vrstom ulaganja.

Potrebno je spomenuti i postrojenja koja u isto doba imaju visoku razinu fleksibilnosti, ali i druge izvore prihoda. Takva postrojenja mogu u bitnome reducirati rizičnost vlastitih prihoda s obzirom na rizičnost cijena na tržištu električne energije. Najbolji primjer za to su elektrane na biomasu, koje funkcioniraju u sustavima s obveznim zelenim certifikatima. Cijene zelenih certifikata nisu vezane na cijene električne energije, i stoga predstavljaju neovisan i značajan izvor prihoda, te smanjuju rizičnost ulaganja.

Kod intermitentnih obnovljivih izvora, koji su u pravilu (silom propisa) dispečirani uvijek kad proizvode i onoliko koliko proizvode, rizik faktora korištenja ovisi o meteorološkim karakteristikama vremena. Visok stupanj korelacije vjetra na većim područjima teritorija može dovesti do kanibalizacije vlastite ekonomičnosti sustava, jer će, između ostaloga, dolaziti i do koincidencija velike proizvodnje iz vjetroelektrana i male potražnje na tržištu, ako na njemu nema odgovarajuće fleksibilnosti potražnje i ponude (npr. crpne elektrane), koja bi zadržala cijene energije na nekoj zadovoljavajućoj razini. Tehnologija vjetroelektrana, kao kapitalno intenzivna, jako je osjetljiva na rizik cijena. U tom pogledu elektrane na fosilna goriva u današnjim uvjetima čak su nešto manje osjetljive na tu vrstu rizika, zbog uobičajeno pozitivne korelacije između cijena električne energije i goriva.

---

\* Naime, uz poznate parametre kapitalnih troškova po jedinici instalirane snage, fiksnih operativnih troškova po jedinici snage i vremena, te graničnih troškova po jedinici proizvedene energije, te uz (uobičajenu) pretpostavku očekivanog vremena povrata ulaganja od petnaest godina, lako je pokazati da je faktor korištenja kod kojeg su dvije elektrane iste snage, izvedene u različitim tehnologijama, ravnopravne po kriteriju LCOE-a, jednak približno omjeru razlike njihovih prosječnih fiksnih troškova i razlike njihovih graničnih troškova. Prema dostupnim podacima troškova za CCGT i OCGT tehnologije (vidjeti npr. u Sinclair Knight Merz (2008), p. 83), izlazi da je CCGT tehnologija troškovno učinkovitija već pri faktorima korištenja malo većim od 5%, pa navise. Stoga će OCGT tehnologija možda preuzeti primat ispred CCGT-a tek kod vrlo velikih udjela intermitentnih izvora u ukupno proizvedenoj energiji.

Međutim, povećanjem udjela vjetroenergije, ta korelacija bit će sve slabija. Smanjenje cjenovnog rizika vjetroelektrana može se ostvariti kroz alternativne izvore prihoda, nevezane za tržište električne energije, poput zelenih certifikata, feed-in tarifa, premija na tržišnu cijenu, itd.

Nove nuklearne elektrane trebale bi imati sličan LCOE kao i konvencionalne termoelektrane na ugljen, ali zbog vrlo velike kapitalne intenzivnosti predstavljaju daleko veći rizik za ulagače. (Ne treba smetnuti s uma ni političke rizike, koji su u slučaju nuklearnih elektrana vrlo veliki.) Na tržištu s velikim udjelom vjetroenergije, u uvjetima relativno dugih razdoblja s niskim cijenama i kratkih razdoblja s visokima, kapitalna intenzivnost i nefleksibilnost nuklearnih elektrana značit će za njih nedostatak u smislu konkurentskog položaja. Financijska isplativost nuklearnih elektrana, kao inherentno baznih, vezana je najviše za prosječne cijene električne energije. U tom smislu, vjetroelektrane unose dva tipa rizika: (i) točni razmjeri do kojih će se kroz buduće vrijeme izgrađivati sustav vjetroelektrana s današnje perspektive još nisu do kraja poznati, čak ni u srednjem roku, a kamo li dugom; (ii) kao što je pokazala studija Poyry (2009), promjene u karakteristikama vjetroenergetskog sektora događaju se i na vremenskoj skali duljoj od godine dana, tako da su moguće značajne varijacije prosječnih tržišnih cijena električne energije od godine do godine. Dugo vrijeme koje je potrebno za donošenje odluke o izgradnji nuklearne elektrane, a zatim i za pripremu izgradnje i samu izgradnju, samo povećava izloženost projekata rizicima. Uspostavljanje mjera sektorske politike, koje bi pomogle ulagačima da upravljaju cjenovnim rizicima, doprinijelo bi ulaganjima u nove nuklearne elektrane, bez kojih će ambiciozni ciljevi Europske unije za gotovo potpunu dekarbonizaciju elektroenergetskog sektora do 2050. biti teško ostvarivi (European Commission, 2011).

## **2.9. Povećanje fleksibilnosti na strani potrošnje**

Neki od problema koji su obrađivani u prethodnim poglavljima dodatno su naglašeni zbog nedostatne angažiranosti potražne strane na tržištima električne energije (Joskow, 2008). U najvećem broju zemalja, većina krajnjih korisnika, poglavito u kućanstvima, nije uopće izložena kratkoročnim tržišnim signalima s veleprodajnih tržišta, prvenstveno zbog nepostojeće infrastrukture, od koje je na prvi pogled najvažniji dio „pametno“ brojilo, ali je zapravo najznačajniji prodor najrazličitijih „smart home“ tehnoloških rješenja, koja će omogućiti automatsko i/ili programirano upravljanje kućnim trošilima na masovnoj skali. Naravno, do tada će od kućanstava biti uistinu teško očekivati reagiranje na unutar-dnevne varijacije cijena električne energije. Stoga su za sada najveći izgledi za barem nekakvo povećanje elastičnosti potražnje u sferi industrijskih potrošača, što opet dosta ovisi o proizvodnim tehnologijama koje oni primjenjuju u svojoj osnovnoj djelatnosti. Veća cjenovna elastičnost potražnje omogućila bi „peglanje“ vršne potrošnje, što bi smanjilo volatilnost cijena i pozitivno utjecalo na faktore korištenja konvencionalnih postrojenja sve više potrebnih za fizikalno balansiranje sustava, te dovelo do određenog smanjenja potrebe za držanjem kapacitetne rezerve u sustavu. Unošenje elastičnosti u (inače izrazito neelastičnu) potrošnju samo bi po sebi doprinijelo bitnom smanjenju volatilnosti cijena, što bi pozitivno utjecalo na opću ulagačku klimu u elektroenergetskom sektoru. Zbog toga bi se eventualne mjere energetske politike za povećavanje fleksibilnosti potražne strane tržišta mogle pokazati vrijednima u osiguravanju uvjeta za samoodrživi razvoj elektroenergetskog sustava s velikim udjelom intermitentne proizvodnje.



### 3. ZAKLJUČCI

Povećanje udjela intermitentnih obnovljivih izvora u elektroenergetskom sustavu ima značajan utjecaj na njegovu ekonomiku, koji se u prvom redu očituje kroz smanjivanje vrijednosti električne energije u veleprodaji, zbog unošenja dodatne velike količine proizvodnih kapaciteta s vrlo niskim graničnim troškovima proizvodnje, kao i kroz povećanje volatilnosti veleprodajnih cijena, zbog varijabilnosti proizvodnje koja ne prati varijabilnost potrošnje. Zbog toga, povećava se vjerojatnost situacija u kojima se istodobno javljaju mala ponuda i velika potražnja za energijom, kada u pojedinim satima može doći do pojave ekstremno visokih cijena. Nasuprot tome, u slučajevima koincidencije velike ponude i male potražnje za energijom, cijene na trenutnim veleprodajnim tržištima mogu biti vrlo niske, ili čak negativne.

Kratkoročna varijabilnost proizvodnje također može doprinijeti volatilnosti cijena, ali se njen ekonomski učinak u prvom redu manifestira kao povećanje potrebe za držanjem fleksibilnih rezervi sposobnih za brzu regulaciju odstupanja koja se javljaju u tako kratkom vremenu, da ih nije moguće eliminirati na zadnjem tržištu prije nastupanja realnog vremena. Proizvodnja koja je varijabilna na svim vremenskim horizontima uzrokuje značajno povećavanje integracijskih troškova s porastom udjela takvih izvora. Ti su troškovi, za sada, uglavnom eksterne prirode u odnosu na obnovljive izvore, što znači da su socijalizirani i/ili prevaljeni na nekog drugog, a u konačnici na potrošače. Stoga ovakav način organizacije tržišta predstavlja neku vrstu subvencije za obnovljive izvore, odnosno, njihove poštede od normalnih tržišnih signala.

Prihodi poduzeća koja operiraju elektranama svih vrsta, pa čak i obnovljivima, izloženi su pritisku snižavanja tržišne vrijednosti energije zbog povećanja proizvodnih kapaciteta koje je izrazito veće od povećanja potrošnje, i istodobno sve većoj rizičnosti prihoda. Subvencijske sheme, koje doprinose djelomičnom ili čak potpunom izoliranju obnovljivih izvora od rizika tržišta električne energije, unose distorzije u tržišne signale, koji su već i bez njih poremećeni.

Važnost tržišnih signala je u prvom redu u osiguravanju motiva za ulaganje u odgovarajući miks novih proizvodnih kapaciteta, posebno s obzirom na to da povećana intermitentnost proizvodnje zahtijeva povećanje udjela fleksibilnih proizvodnih jedinica. Ulaganja u takve objekte, kao i u bilo što drugo, ovise o tome koliki ekonomski interes u njima raspoznaju ulagači. Neke od današnjih subvencijskih shema toliko izobličuju cjenovne signale, da se u mnogim zemljama trenutno čini da se ne isplati ulagati ni u što drugo, nego u obnovljive izvore energije. Međutim, bez odgovarajuće pratnje u obliku fleksibilne konvencionalne proizvodnje, samoodrživi razvoj elektroenergetskog sustava pokazat će se nemogućim. Osim toga, takav neuravnoteženi pristup razvoju sustava predstavlja vrlo skup i društveno neučinkovit način eliminacije stakleničkih emisija iz elektroenergetskog sustava.

Postoji opasnost i da ritam dekarbonizacije sustava bude narušen u odnosu na ambiciozne planove, zbog toga što nedostajuće kapacitete fleksibilne proizvodnje, a njihova će se oskudnost pokazati vrlo brzo, nije moguće nadoknaditi trenutno, jer je za donošenje odluka i izgradnju odgovarajućih objekata, pogotovo u uvjetima povećanih rizika, potrebno razmjerno dugo vrijeme. Iako je određena razina poticaja za obnovljive izvore i dalje potrebna, s obzirom na još uvijek početnu fazu opsežnog ozelenjavanja sustava, u najboljem je interesu upravo tog procesa, da ulagači budu postupno sve više izloženi signalima s veleprodajnih tržišta.

## REFERENCE

- Abbad, J. (2009), "Electricity Market Participation of Wind Farms: The Success Story of the Spanish Pragmatism", *Energy Policy*, Vol. 38, No. 7, pp. 3174-3179, 2009.
- Amundsen, E.S. and Mortensen, J.B. (2001), "The Danish Green Certificate System: Some Simple Analytical Results", *Energy Economics*, Vol. 23, pp. 489-509, 2001.
- Bowring, J. (2013), "Capacity Markets in PJM", *Economics of Energy & Environmental Policy*, Vol. 2, No. 2, pp. 47-64, 2013.
- Cramton, P. and Ockenfels, A. (2012), "Economics and Design of Capacity Markets for the Power Sector", *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Vol. 36, pp. 113-134, 2012.
- Cramton, P., Ockenfels, A. and Stoff, S. (2013), "Capacity Market Fundamentals", *Economics of Energy & Environmental Policy*, *forthcoming, Sept. 2013*.
- Cramton, P. and Stoff, S. (2007), "Colombia Firm Energy Market", *Proc. of the Hawaii International Conference on System Sciences*, pp. 1-27, Manoa, Hawaii, Jan. 2007.
- European Commission (2011), "Energy Roadmap 2050", COM (2011) 885 final of 15 December 2011.
- Frondel, M., Ritter, N and Schmidt, C.M. (2008), "Germany's Solar Cell Promotion: Dark Clouds on the Horizon", *Ruhr Economic Papers*, No. 40, pp. 1-23, 2008.
- Green, R. and Vasilakos, N. (2010), "Market Behaviour With Large Amounts of Intermittent Generation", *Energy Policy*, Vol. 38, No. 7, pp. 3211-3220, 2010.
- Gross, R., Heptonstall, P., Anderson, D., Green, T., Leach, M. and Skea, J. (2006), "The Costs and Impacts of Intermittency: An assessment of the evidence on the costs and impacts of intermittent generation on the British electricity network", A report of the Technology and Policy Assessment Function of the UK Energy Research Centre, available at: [http://variablegen.org/wp-content/uploads/2013/01/0604\\_Intermittency\\_report\\_final.pdf](http://variablegen.org/wp-content/uploads/2013/01/0604_Intermittency_report_final.pdf) (3 Sept. 2013).
- Helm, D. (2008), "Credible Energy Policy – Meeting the Challenges of Security of Supply and Climate Change", Policy Exchange, 2008. Available at: [http://www.dieterhelm.co.uk/sites/default/files/Credible\\_energy\\_policy\\_Dec08.pdf](http://www.dieterhelm.co.uk/sites/default/files/Credible_energy_policy_Dec08.pdf) (3 Sept. 2013).
- Hiroux, C. and Sagan, M. (2010), "Large-Scale Wind Power in European Electricity Markets: Time For Revisiting Support Schemes and Market Designs?", *Energy Policy*, Vol. 38, No. 7, pp. 3135-3145, 2010.
- Hirth, L. (2013), "The Market Value of Renewables: The Effect of Solar and Wind Power Variability on their Relative Price", *EUI Working Paper RSCAS 2013/36*, pp. 1-51, 2013.
- Joskow, P. (2008), "Capacity Payments in Imperfect Electricity Markets: Need and Design", *Utilities Policy*, Vol. 16, pp.158-170, 2008.
- Majstrović, G. (2012), "WPP Generation Variations: Expectations and Achievements", Presentation, MIPRO Conference, Seminar IRP (Implementation of Regulatory Policy), Opatija, Croatia, 21 May 2012.
- National Grid (2009), "Operating the Electricity Transmission Networks in 2020: Initial Consultation", available at: <http://www.nationalgrid.com/NR/rdonlyres/32879A26-D6F2-4D82-9441-40FB2B0E2E0C/39517/Operatingin2020Consulation1.pdf> (3 Sept. 2013).
- Newbery, D. (2011a), "Contracting for Wind Generation", *Cambridge Working Paper in Economics 1143*, pp. 1-25, University of Cambridge, 2011.

- Newbery, D. (2011b), "Reforming Competitive Electricity Markets To Meet Environmental Targets", Cambridge Working Paper in Economics 1154, pp. 1-18, University of Cambridge, 2011.
- Nicolosi, M. (2010), "Wind Power Integration, Negative Prices and Power System Flexibility: An Empirical Analysis of Extreme Events in Germany", EWI Workingpaper, No. 10,01[rev.], 2010.
- Nicolosi, M. and Fürsch, M. (2009), "The Impact of an Increasing Share of RES-E on the Conventional Power Market – The Example of Germany", *Zitschrift für Energiewirtschaft*, 03/2009, Vol. 33, pp. 246-254, 2009.
- Outhred, H., Bull, S.R. and Kelly, S. (2007), "Meeting the Challenges of Integrating Renewable Energy Into Competitive Electricity Industries", Report, Yale School of Forestry & Environmental Studies, 2007.
- Poyry (2009), "Impact of Intermittency: How Wind Variability Could Change the Shape of British and Irish Electricity Markets: Summary Report, available at: <http://www.poyry.com/sites/default/files/imce/files/impactofintermittencygbandi-july2009-energy.pdf> (3 Sept. 2013).
- Redpoint (2006), "Dynamics of GB Electricity Investment – Detailed Analysis", Report, Redpoint Energy, available at: [http://www.redpointenergy.co.uk/files/final\\_report\\_final.pdf](http://www.redpointenergy.co.uk/files/final_report_final.pdf) (3 Sept. 2013).
- Redpoint (2009), "Decarbonising the GB Power Sector: Evaluating Investment Pathways, Generation Patterns and Emissions Through to 2030, A Report to the Committee on Climate Change, Redpoint Energy, available at: [http://hmccc.s3.amazonaws.com/docs/FINAL%20Decarbonising%20the%20GB%20power%20sector\\_v1.pdf](http://hmccc.s3.amazonaws.com/docs/FINAL%20Decarbonising%20the%20GB%20power%20sector_v1.pdf) (3 Sept. 2013).
- Sabolić, D. (2012), "Ekonomska pitanja u vezi dekarbonizacije elektroenergetskog sustava", 21. Forum Hrvatskog energetskog društva, Zagreb, Hrvatska, 23. 11. 2012.
- Sinclair Knight Merz (2008), "Growth Scenarios for UK Renewables Generation and Implications for Future Developments and Operation of Electricity Networks", BERR Publication URN 08/1021, available at: <http://www.berr.gov.uk/files/file46772.pdf> (3 Sept. 2013)
- Stoft, S. (2002), "Power System Economics", IEEE Press & Wiley-Interscience, 2002.
- Traber, T. and Kemfert, C. (2009a), "Gone With the Wind? Electricity Market Prices and Incentives to Invest in Thermal Power Plants Under Increasing Wind Energy Supply", Discussion Papers, German Institute for Economic Research, No. 852, pp. 1-19, 2009.
- Traber, T. and Kemfert, C. (2009b), "Impacts of the German Support for Renewable Energy on Electricity Prices, Emissions, and Firms", *The Energy Journal*, Vol. 30, No. 3, pp. 155-178, 2009.
- Ueckerdt, F., Hirth, L., Luderer, G. and Edenhofer, O. (2013), "System LCOE: What Are the Costs of Variable Renewables?", Working paper, available at: [http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract\\_id=2200572](http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2200572) (16 Aug. 2013).