

# KAKO VARIJABILNI OBNOVLJIVI IZVORI MIJENJAJU EKONOMIKU ELEKTRO- ENERGETSKOG SUSTAVA U DUGOM ROKU?

How Variable Renewable Sources Change  
Economics of Power System in the Long Run?

**Dubravko Sabolić**

Hrvatski operator prijenosnog sustava d.o.o.

Croatian Transmission System Operator, Ltd.

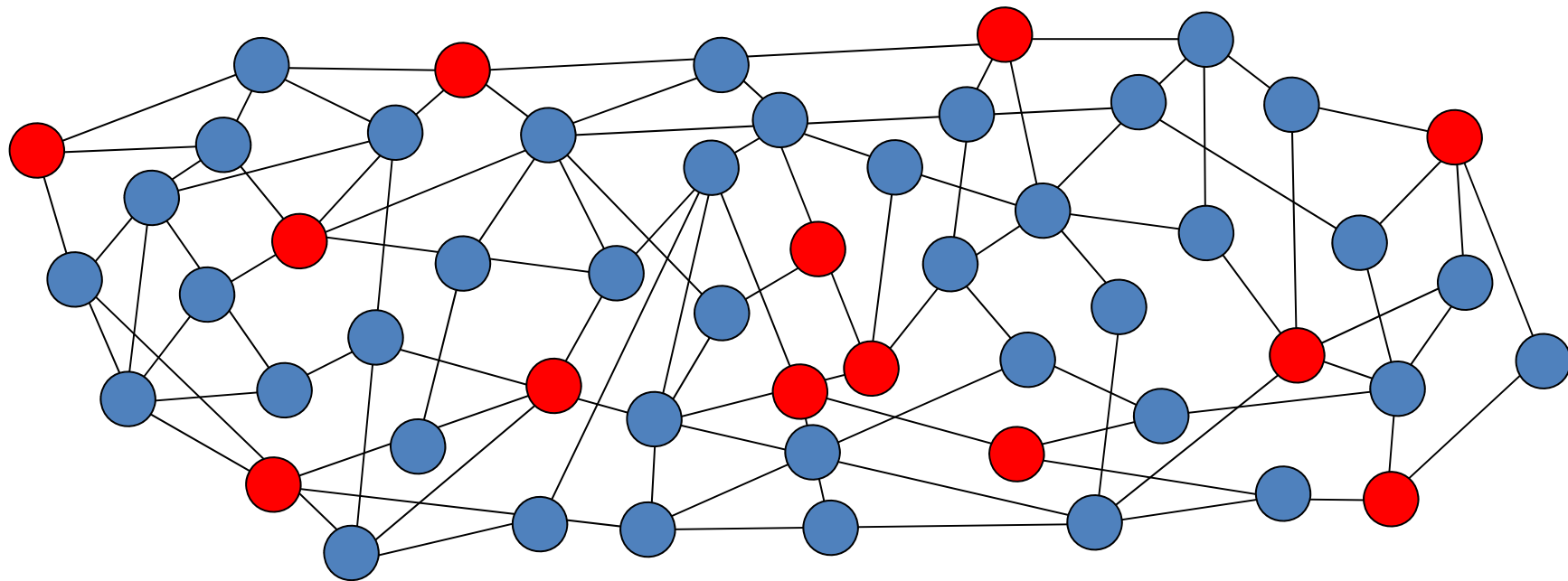
[dubravko.sabolic@hops.hr](mailto:dubravko.sabolic@hops.hr)

# 1. Uvod

- Ekonomika sustava kada udio intermitentnih izvora (vjetar, sunce) postane velik, ali još uvijek ne i dominantan (20-30%).
- Srednjoročna budućnost – 20/20/20.
- Karakteristike energije iz vjetra i sunca:
  - intermitentnost;
  - varijabilnost koja se općenito ne poklapa s varijabilnošću potrošnje;
  - kapitalna intenzivnost;
  - granični troškovi bliski nuli;
  - prvenstvo u pristupu na prijenosni sustav (propisi);
  - različiti sustavi subvencija (propisi).
- Već samo zbog gore nabrojanih karakteristika, ovi izvori imaju snažan utjecaj na ekonomiku elektroenergetskog sustava u cjelini.
- **KAKO POVEĆANJE UDJELA INTERMITENTNIH IZVORA UTJEČE NA DUGOROČNE CJENOVNE SIGNALE, O KOJIMA OVISE BUDUĆA ULAGANJA U RAZLIČITE VRSTE PROIZVODNIH OBJEKATA U ELEKTROENERGETSKOM SUSTAVU?**

# 1.1. Kako funkcionira tržište električne energije?

- Interkonektirani sustav – fizikalno, svi su spojeni sa svima.  
→ Nema kontrole fizikalne isporuke.
- Tehnološko ograničenje:  
→ Nema skladištenja električne energije.



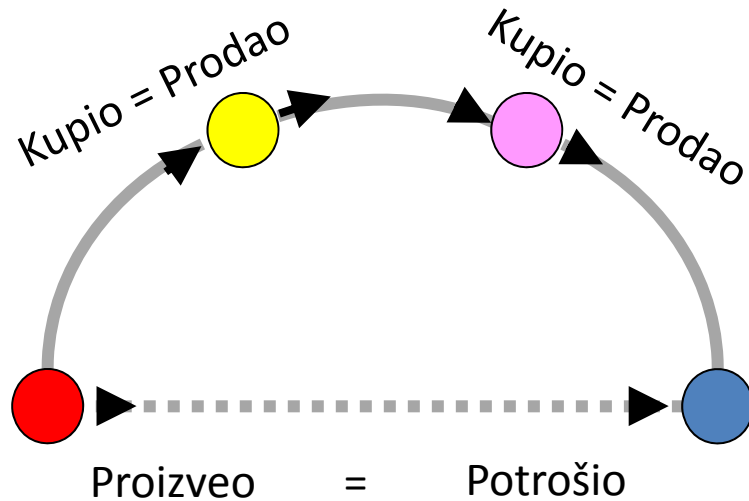
● Proizvođači  
● Potrošači

$$\sum \text{●} = \sum \text{●}$$

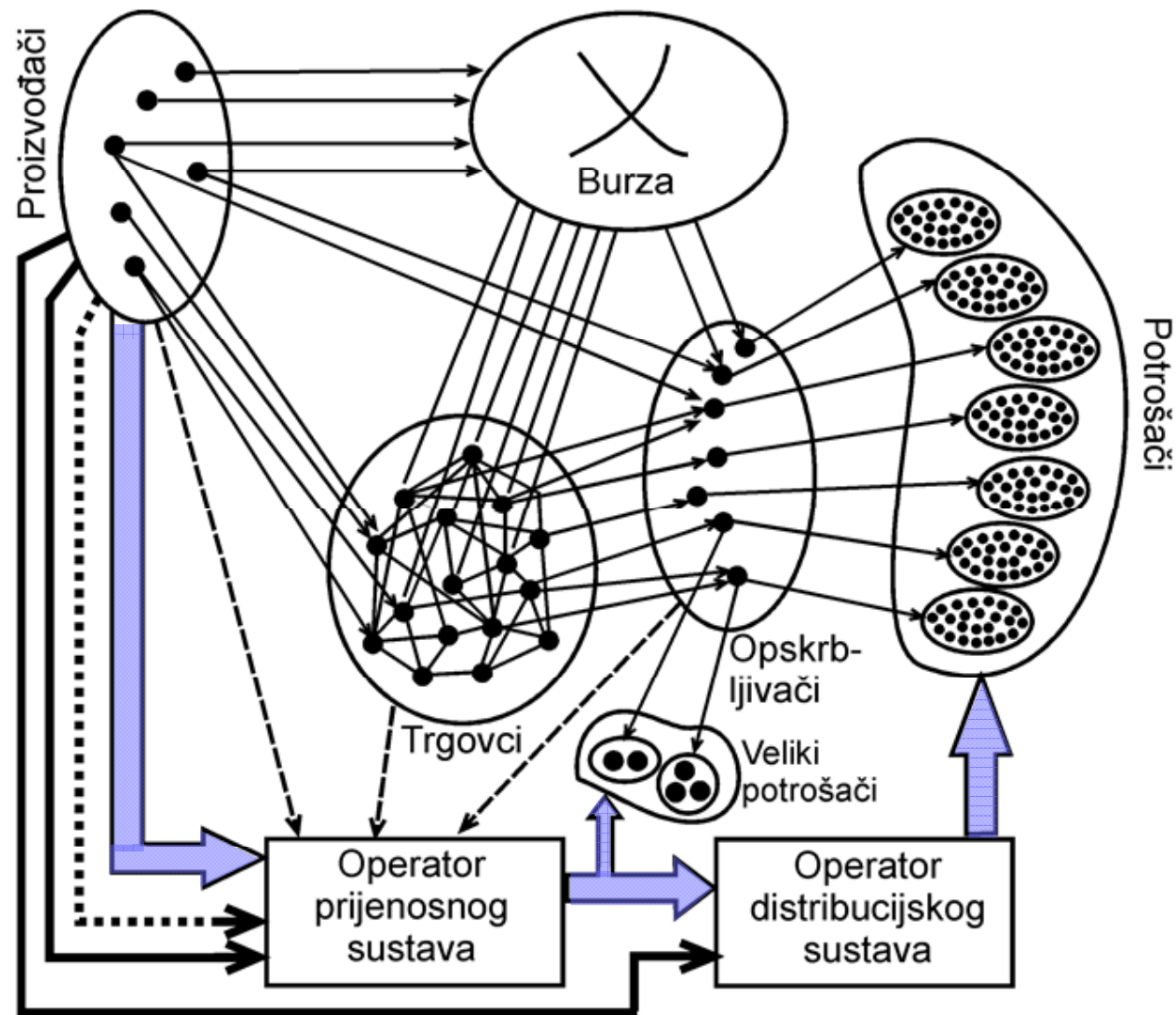
↑





Kako postići ovo u svakom trenutku,  
ako NEMA centralnog planiranja proizvodnje i potrošnje?



## Uravnoteženi sudionik tržišta



- Proizvođač i/ili trgovac i/ili opskrbljivač mogu (ali ne moraju) biti integrirani u jednom poduzeću.
- Proizvođač proizvodi energiju.
- Petrošač troši energiju.
- Ostali preprodaju **ugovore** o proizvodnji i/ili potrošnji.
- Broj proizvođača daleko je manji od broja potrošača.
- Zato su nužni posrednici, (vele)trgovci i prodavači na malo (opskrbljivači).
- Operatori mrežnih sustava (prijenos, distribucija) osiguravaju fizikalne kanale za isporuku električne energije, i brinu za fizikalno uravnoteženje i nadoknadu gubitaka.



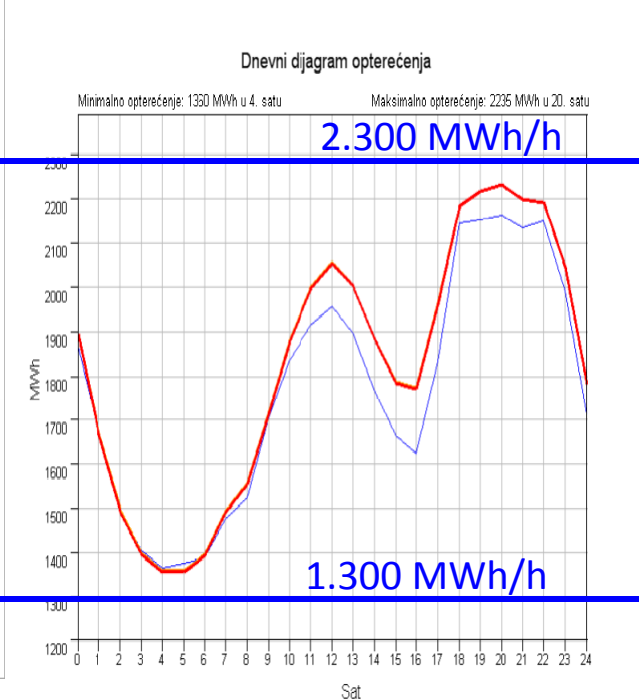
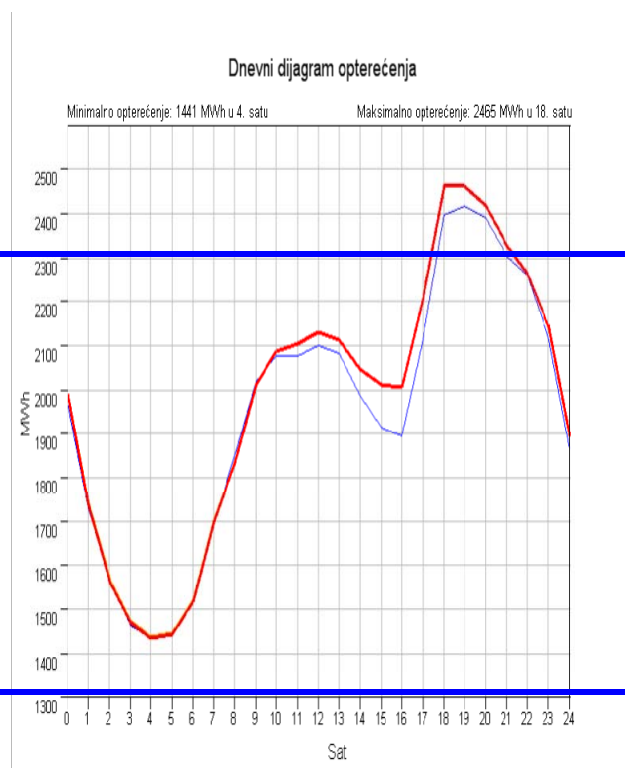
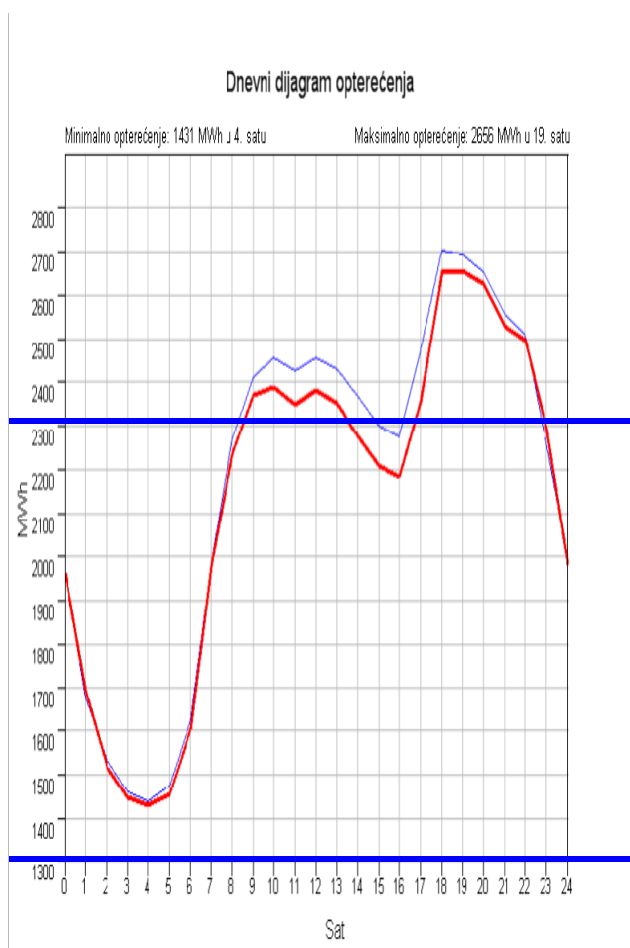
-  Stvarni (fizikalni) tijek energije
-  Pomoćne usluge
-  Energija za pokriće gubitaka
-  Prijava ugovornih rasporeda

-  Ugovori kod kojih smjer isporuke energije koja je u njihovoj pozadini (gotovo) uvijek odgovara smjeru strelice
-  Ugovori kod kojih nema tipičnog smjera isporuke energije u njihovoj pozadini (tj. uobičajeno je ugovaranje u oba smjera)

- Energijom se u principu trguje UNAPRIJED.  
Nemoguće je organizirati trgovinu točno u trenutku isporuke.
- Trgovina unaprijed: FORWARDS i FUTURES.
- Unaprijed znači:
  - X godina, ili
  - Y (tje)dana, ili...
  - pa sve do **dana unaprijed (D-1)**.
- Jedan dan unaprijed svi koji prodaju ili kupuju energiju moraju najaviti svoje RASPOREDE operatoru sustava.
  - Ti su rasporedi posljedica PLANOVA proizvodnje, trgovine i potrošnje.
- Većina konvencionalnih elektrana može dosta dobro planirati količinu energije koju će isporučiti u nekoj jedinici vremena – najčešće se gleda **satno**.
- Preciznost planiranja potrošnje već je **jako upitna**:
  - Industrijski potrošači najčešće mogu planirati dosta dobro;
  - Potrošnja kućanstava ovisi o:
    - dobu godine i karakteristikama klime u konkretnoj sezoni (netipično vruće/sušno ljeto, netipično hladna/vlažna zima...);
    - meteorološkim prilikama u konkretnom danu, +/-, u konkretnom satu...
    - ima li na televiziji kakva dobra utakmica,
    - itd...

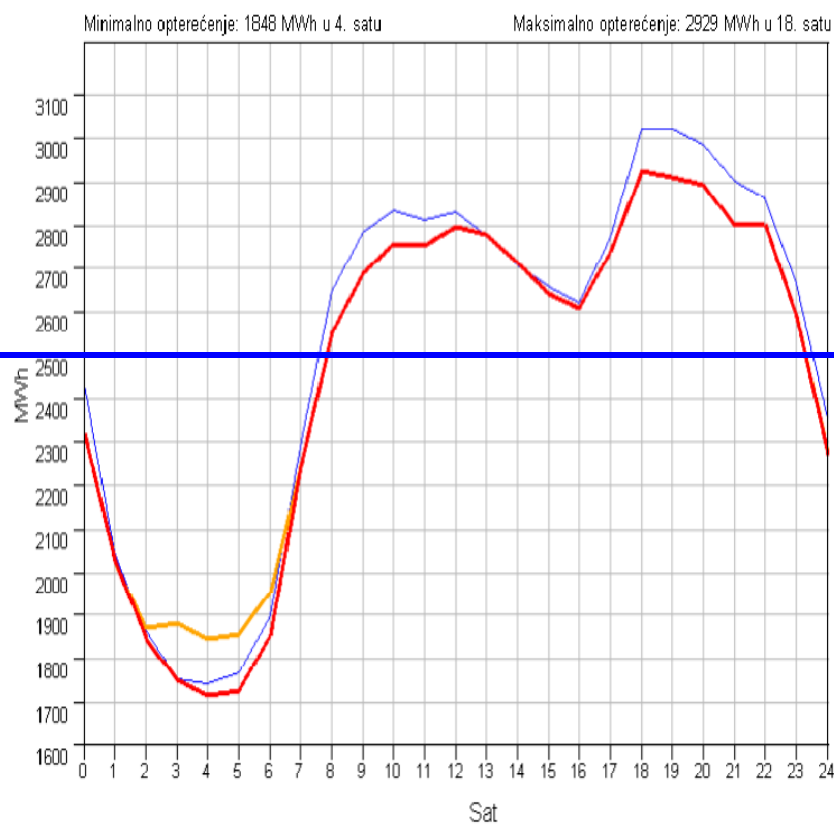
# Hrvatski elektroenergetski sustav: srijeda (11.11.2009.), subota (14.11.2009.), nedjelja (15.11.2009.)

Uočite razlike plana i ostvarenja.



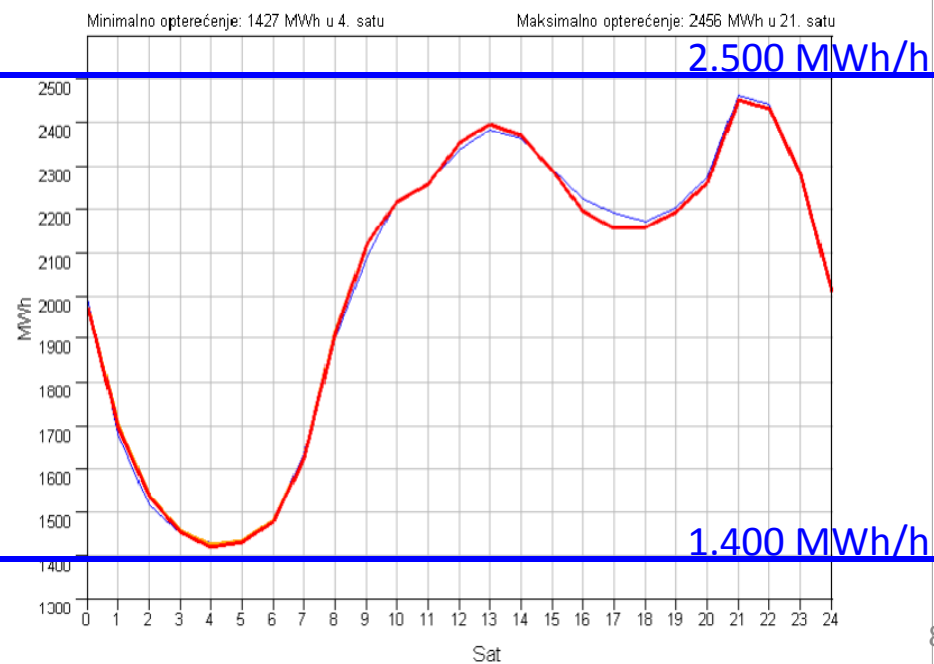
# Hrvatski elektroenergetski sustav: srijeda, 14. siječnja 2009. i srijeda, 12. kolovoza 2009.

Dnevni dijagram opterećenja



Uočite razlike plana i ostvarenja.

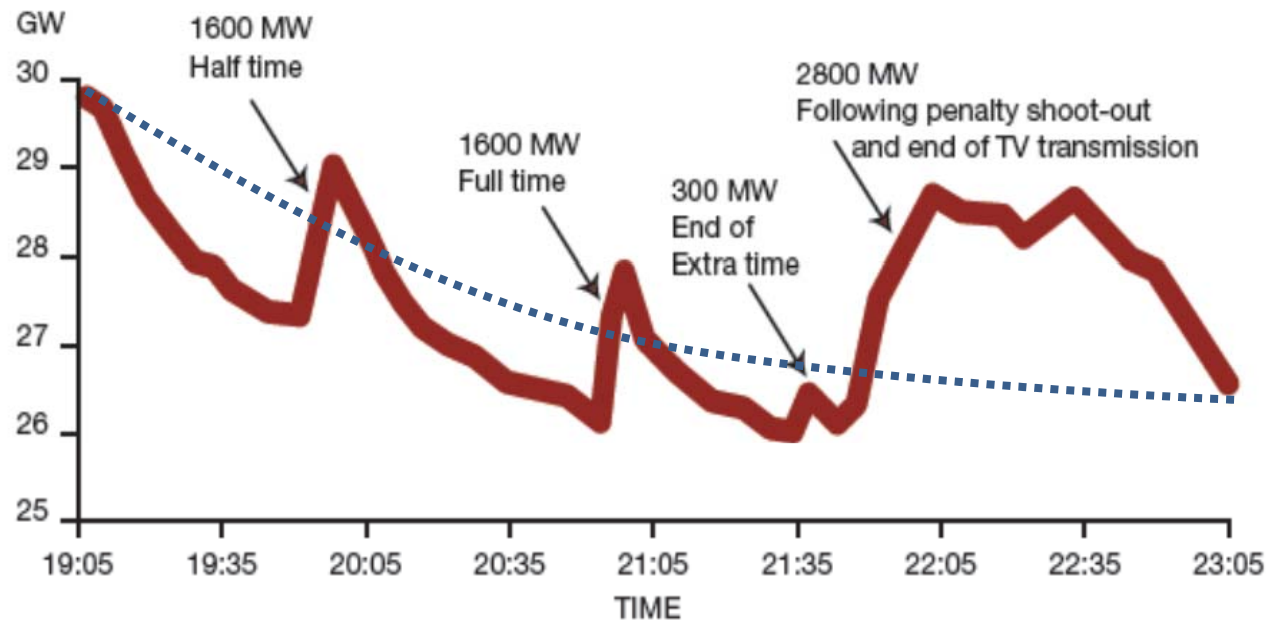
Dnevni dijagram opterećenja





## Utjecaj nogometne utakmice... (Primjer: UK)

### England Vs Germany 1990, World Cup Semi-Final, Kick Off 19:00



- Zbog problema planiranja, KANONSKA organizacija tržišta bazira se na **sustavu s (barem) dva poravnanja (TWO-SETTLEMENT SYSTEM)**:
- Trgovanje električnom energijom počinje ponekad i godinama prije trenutka isporuke.
- Pritom, “buduća energija” može mnogo puta promijeniti “vlasnika”.
- Sa stanovišta vremenskog horizonta postoje samo dvije temeljne kategorije trgovine:
  - TRGOVINA UNAPRIJED (engl. *forward trading*) je trgovina financijskim derivatima (ugovorima o budućim isporukama, forwards na OTC tržištima; na burzama isključivo futures);
  - TRGOVINA U REALNOM VREMENU (engl. *real-time trading*) je trgovina realnom robom (električnom energijom).
- Kada god da je trgovina započela, i kako god je izvršena, ona se na kraju **mora terminirati u realnom vremenu**, jer sustav mora biti balansiran upravo u realnom vremenu.

## Malo o trgovini unaprijed:

- Kakav je odnos cijene energije kupljene unaprijed i cijene energije u realnom vremenu?
- Primjer: Kupac energije stoji pred dilemom: kupiti *futures* ugovore za buduću isporuku, ili čekati trenutno tržište na dan isporuke?
  - Ako kupac procjenjuje da će cijena energije na trenutnom tržištu na dan isporuke (diskontirana na sadašnje vrijeme) biti manja od sadašnje cijene *futures* ugovora, on će čekati i kupiti energiju u realnom vremenu.
  - Ako pak kupac procjenjuje obratno, onda će kupiti *futures*-e.
  - Pretpostavimo da većina kupaca očekuje da će im se *futures*-i bolje isplatiti, pa ih počnu kupovati u velikim količinama. Zbog porasta potražnje *futures*-i će poskupiti.
  - Ako većina kupaca očekuje da će im se bolje isplatiti kupovina u realnom vremenu, potražnja za *futures*-ima će pasti, pa će i njihova cijena početi padati.
- Zaključak:  
TRŽIŠNA CIJENA *FUTURES* UGOVORA JEDNAKA JE OČEKIVANOJ  
CIJENI ENERGIJE U TRENUTKU ISPORUKE.

## Tržište u realnom vremenu

### - URAVNOTEŽENJE -

- To je **drugo** poravnanje. (Prvo je bilo prilikom trgovine unaprijed).
- Horizont najbliži realnom vremenu koji se još uvijek smatra *forward* tržištem jest jedan dan unaprijed (engl. *day-ahead*; *D-1*).
- Gotovo je neminovno da se *day-ahead* cijene, kao i ostale cijene postignute u trgovini unaprijed, razlikuju.
- Razlog za to su već spomenute neizbježne greške u procjenama proizvodnje i potrošnje.
- **Te se razlike trže u realnom vremenu, a ta trgovina predstavlja temeljnu formu tržišnog uravnoteženja sustava.**
- Tržišta **nikad nisu** u sasvim realnom vremenu: zbog vremena potrebnog za organizaciju trgovine i pripremu fizičke realizacije, „**real-time**” tržište zapravo se održava, tipično, **sat ili dva unaprijed**.
  - Ponekad se izraz *spot market* (trenutno tržište) koristi za sva kratkoročna (unutar-dnevna) tržišta, uključujući (najdalje) *day-ahead*, ali pojmovno, to nije sasvim korektno.

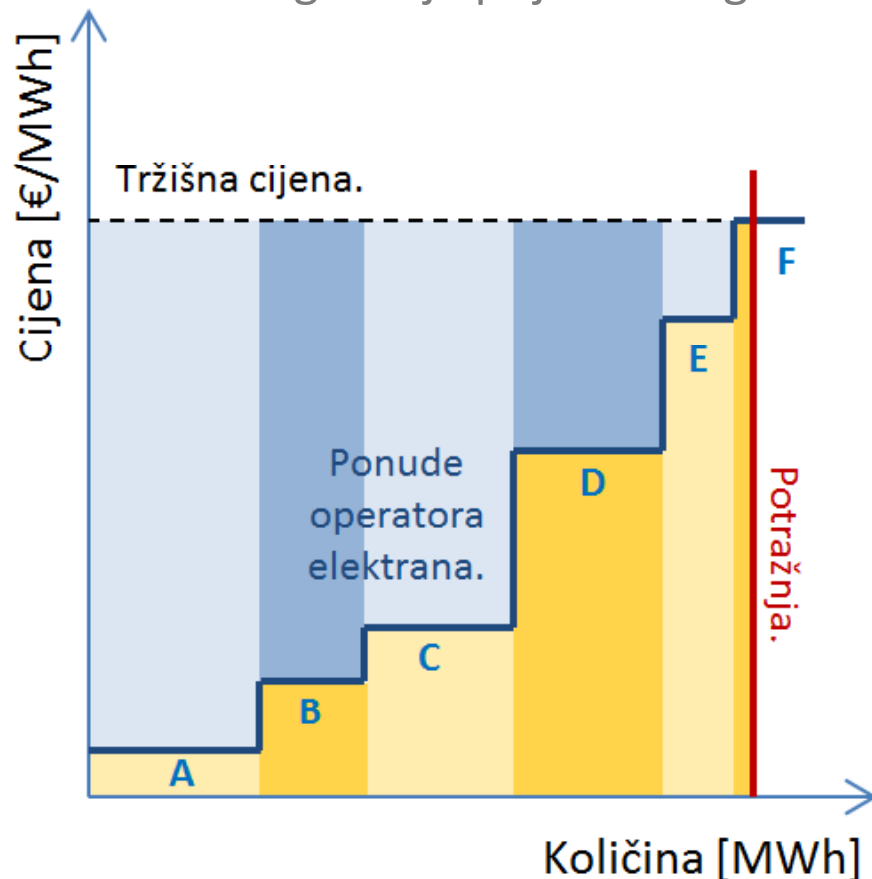
## Terminacija futures-a u realnom vremenu.

- Posjednik *futures* ugovora kupljenog ranije na burzi ima pravo u trenutku nastupanja njegove ročnosti dobiti:
  - fizikalnu isporuku ugovorene količine energije, ili
  - financijsku retribuciju u vrijednosti energije na spot tržištu (engl. *liquidated damages*, likvidirana odšteta).
- S obzirom da su, npr., potrošači opskrbljivača koji posjeduje *futures-e*, čija fizikalna isporuka u trenutku ročnosti nije izvršena, stalno spojeni na mrežu, fizička isporuka ipak će biti izvršena i izmjerena, te će je oni morati platiti.
- Kako je došlo do odstupanja od plana, tu će energiju morati nabaviti na spot tržištu:
  - ili entitet koji je uzrokovao debalans,
  - ili operator sustava kao energiju uravnoteženja.
- U potonjem slučaju, operator taj trošak prevaljuje na uzročnika debalansa, tako da u konačnici u svakoj varijanti **on** snosi trošak uzrokovanog debalansa po trenutnoj cijeni energije.

- Pošto ugovori sklopljeni unaprijed, do uključivo *day-ahead* tržišta, odstupaju od ostvarenja zbog nemogućnosti točnih prognoza, oni se MORAJU u fizičkoj domeni još jednom *reugovoriti* u trenutku u kojemu su poznati svi potrebni fizikalni parametri. → „Two-settlement system”
- Prema tome:  
***ugovor unaprijed + poravnanje u realnom vremenu = zaključena transakcija.***
- To je sustav dvojnog poravnanja, na kojemu se bazira bilo kakva arhitektura slobodnog tržišta električne energije.
- Taj sustav je nužan zbog osobine električne energije kao robe, da je u trenutku fizičke terminacije ugovora sklopljenih od najdalje prošlosti do danas potrošač praktički neodspojiv od mreže.
- Kako niti planiranje sat ili dva unaprijed **ne može biti savršeno**, na kraju će i nakon tržišnog uravnoteženja preostati određeni debalans proizvodnje i potrošnje. →  
Taj **fizikalni** debalans, koji se više ne može ukloniti na tržištu, otklanja **regulacija**, čiji se trošak u pravilu **socijalizira** kroz tarifu TSO-a, jer se:
  - najčešće ne može ustanoviti tko ga je „skrivio”;
  - sve da se i može, taj „netko” više ne može učiniti ništa razumno da bi uklonio debalans.

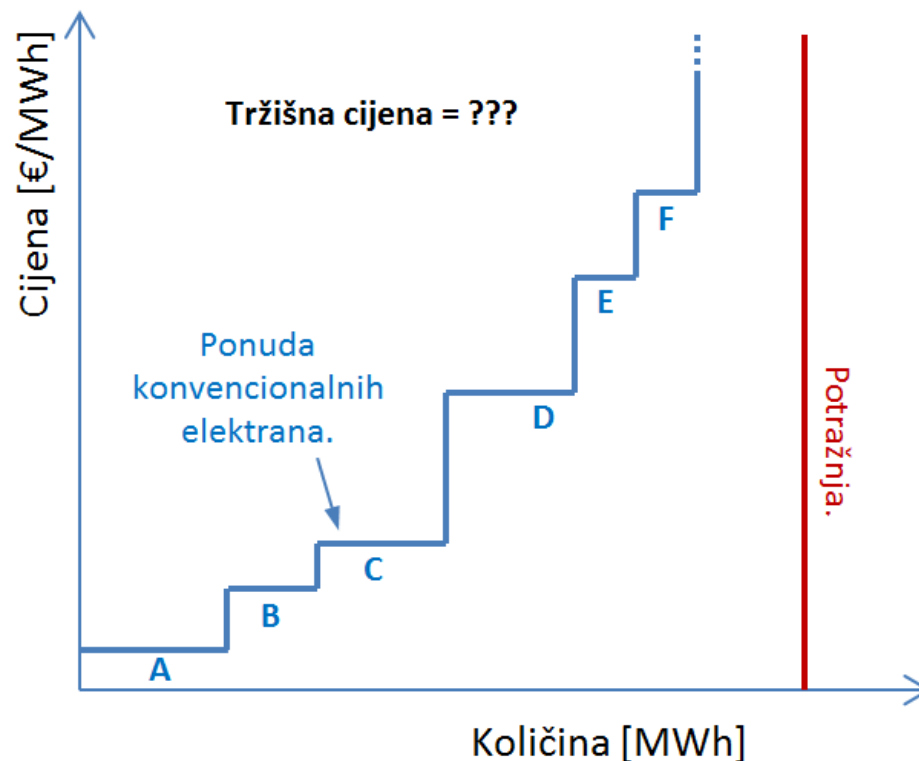
# Trenutna tržišna vrijednost električne energije (real-time tržište):

- Pretpostavke:
  - operatori elektrana nude (na svakom satnom tržištu) energiju po **rezervacijskoj cijeni koja nadoknađuje granični trošak proizvodnje;**
  - na **satnom real-time tržištu**, u zadnjem trenutku raspoloživom za trgovanje prije realnog vremena, **ukupna potražnja je fiksirana:**



- Žuto: prihod koji pokriva varijabilne operative troškove.
- Plavo: prihod koji pokriva fiksne varijabilne, te kapitalne troškove.
- **Primijetite:**  
Elektrana F ne može (u tom satu) nadoknaditi fiksne troškove, i ne može raditi potpunim kapacitetom ( => dugoročno, smanjeni faktor korištenja)
  - Upravo ta elektrana osigurava pouzdanost rada sustava.
  - Konkurentno „energy-only” tržište **nikada ne može osigurati** naknadu troškova za održavanje pouzdanosti!

# Što kad potražnja premašuje raspoloživi proizvodni kapacitet?

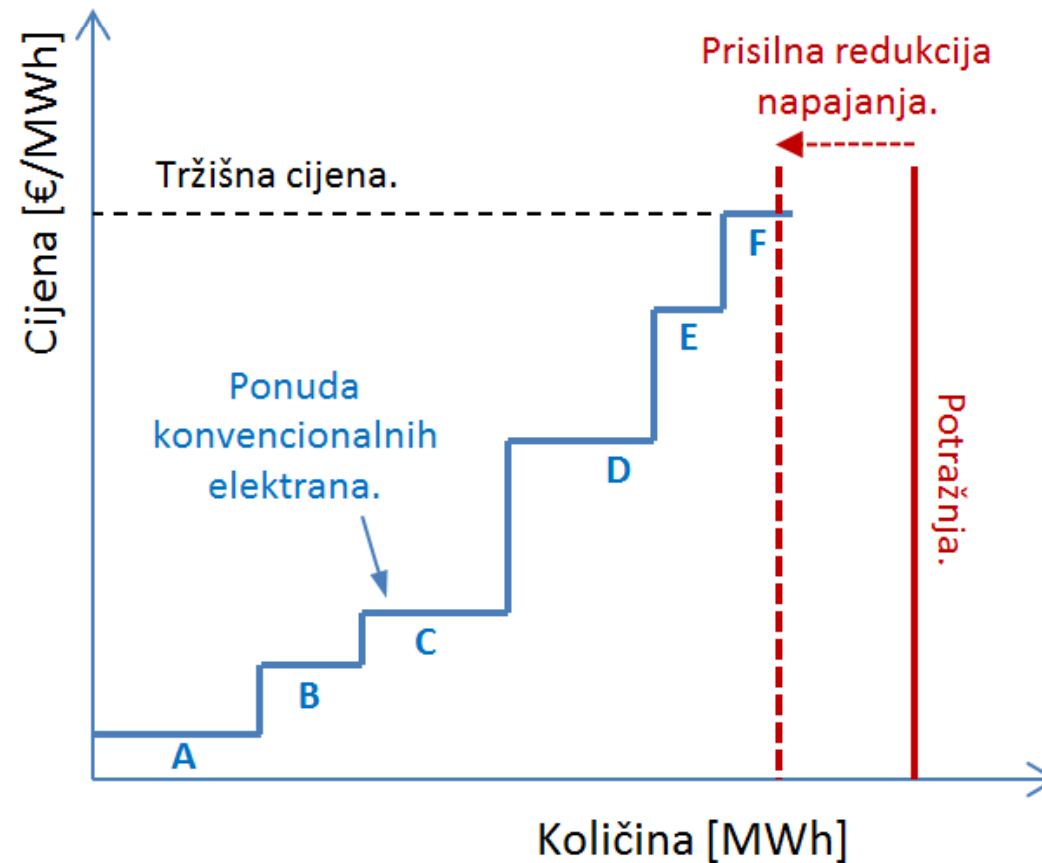


Dva **tipa** rješenja:

1. Ako je kratkoročna potražnja **potpuno neelastična**:  
→ REDUKCIJE NAPAJANJA (load shedding)
2. Ako ipak postoji neka mala elastičnost na strani potražnje (npr. upravljanje potrošnjom nekih od industrijskih potrošača):  
→ pojava CJENOVNIH EKSTREMA u (malobrojnim) satima u kojima nema preostale operative rezerve sustava.  
→ Koja je VRIJEDNOST PROPUŠTENOG NAPAJANJA?  
VOLL (Value Of Lost Load)



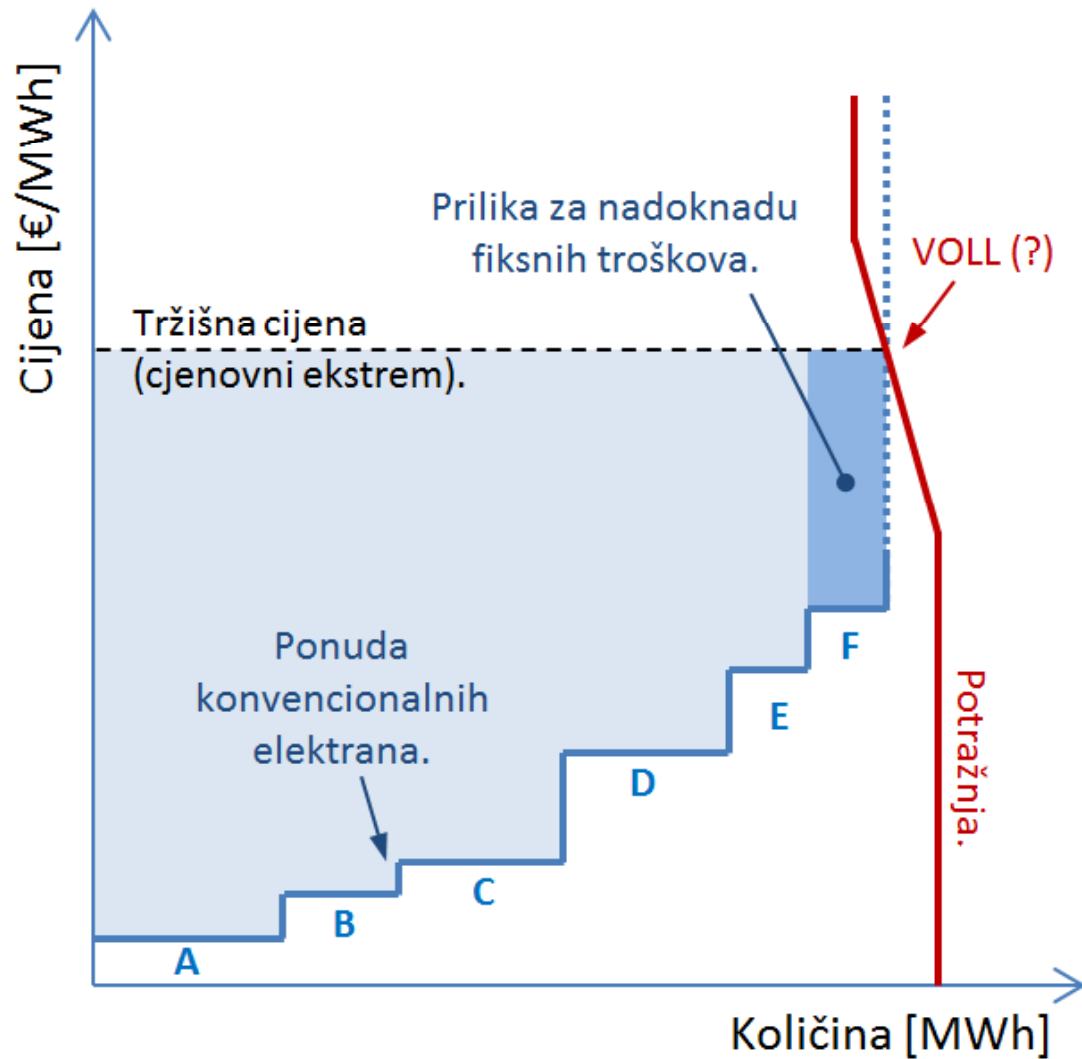
## Potpuno neelastična potražnja => PRISILNE REDUKCIJE.



Primijetite:

- Elektrani F je ipak „bolje” nego ranije, jer je iskorištenija.
- Postoji **eksterni trošak**, koji je jednak oportunitetnom trošku potrošača zbog izgubljenog napajanja (vidi i sljedeći slajd).

## Djelomično elastična potražnja => CJENOVNI EKSTREMI.



- Radi se o **malom broju sati** u godini.
- Koja je stvarna vrijednost VOLL-a? Tu vrijednost **gotovo je nemoguće točno odrediti.**
- VOLL vrijednost na slici proizlazi iz vrednovanja energije od strane **samo onih** potrošača koji su tehnološki sposobni i voljni podvrći se upravljanju potrošnjom.
- Bile VOLL ili ne, **ekstremne cijene** otvaraju priliku najskupljim vršnim elektranama da nadoknade fiksne troškove.
- U slučaju savršeno neelastične potražnje, kada su **redukcije nužne**, postoji **eksterni trošak** kojem (nepouzdan) sustav uzrokuje potrošačima koji su isključeni → također, VOLL.
- Gdje je granica između **fer** ekstremne cijene i **zloupotrebe tržišne snage** generatora F?

# Ekonomika sustava u dugom roku

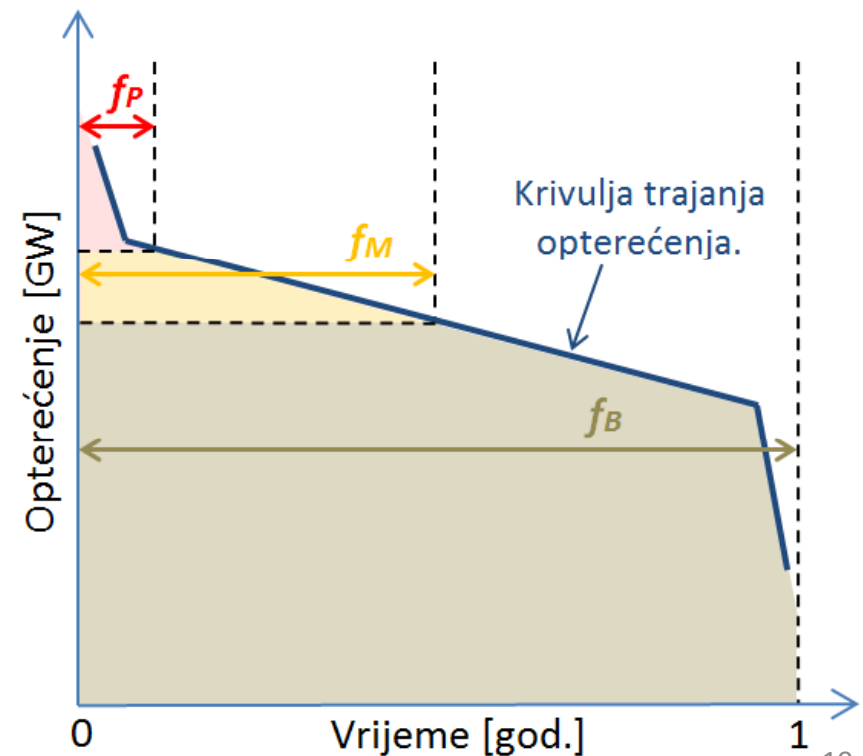
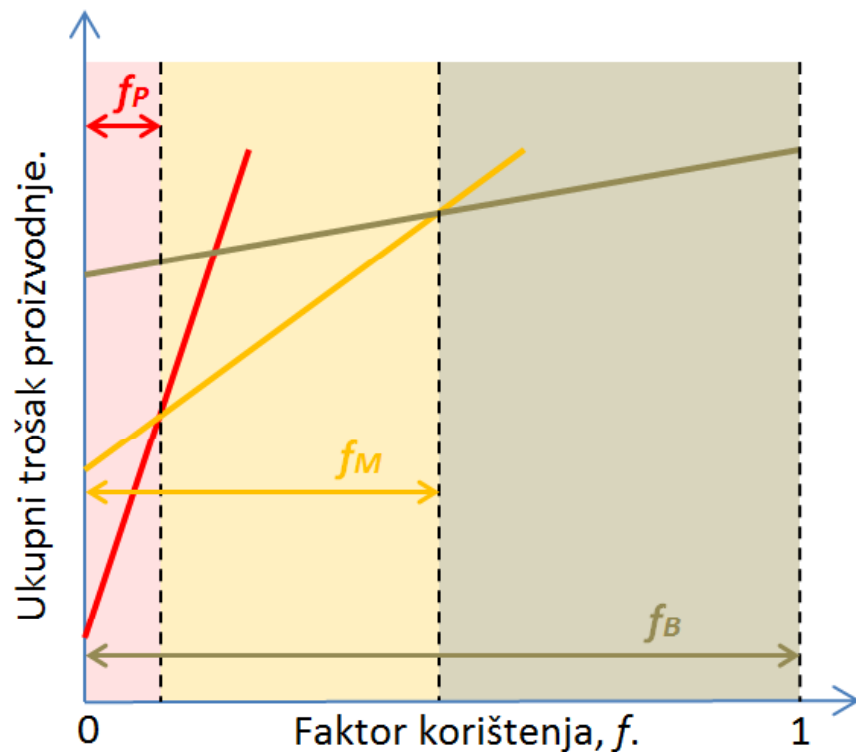
(idealizirani model s tri različite konvencionalne tehnologije).

Što je **konvencionalna** tehnologija (u kontekstu današnje rasprave)?

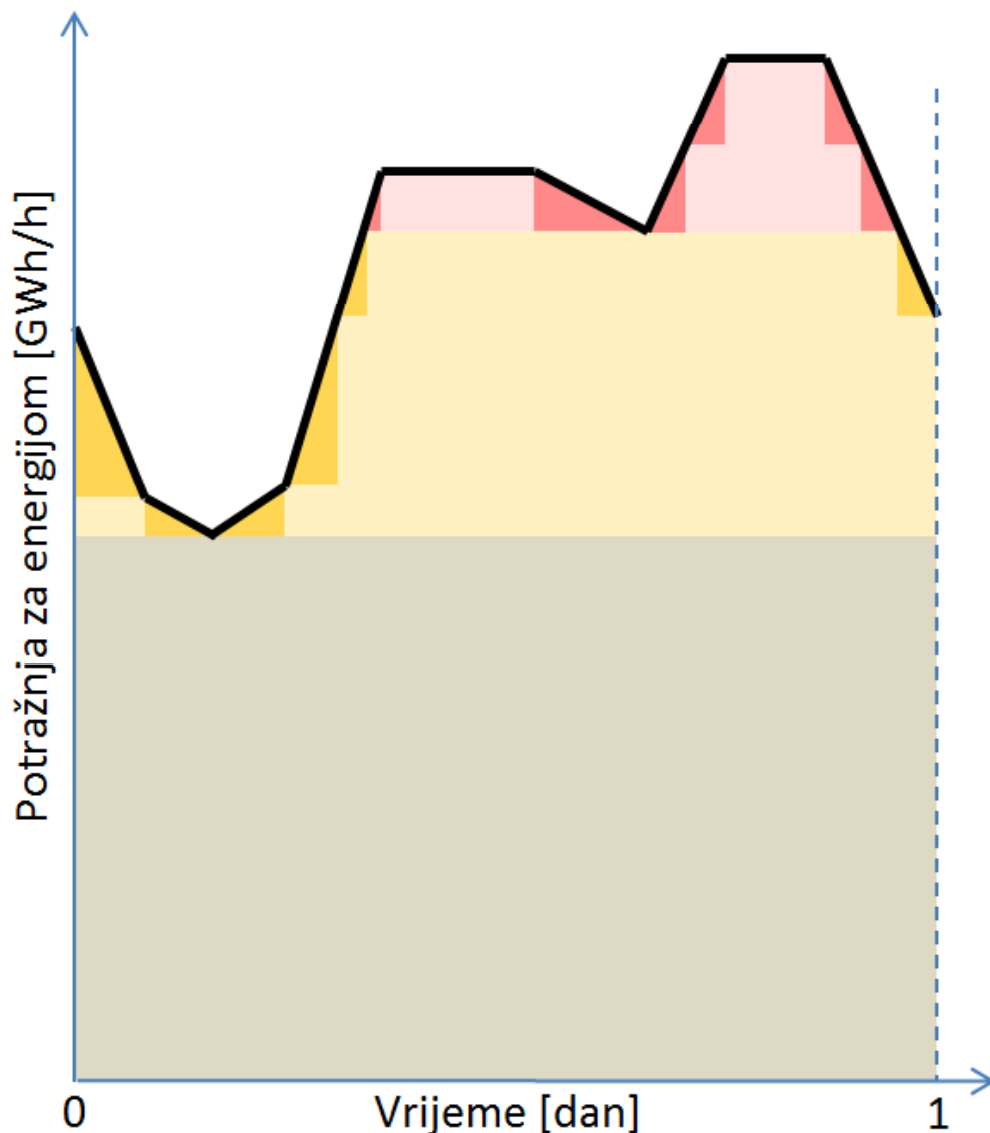
→ Proizvodnja se može planirati i tehničkim mjerama održavati na planiranoj razini.

Vršne elektrane daju relativno malo **energije** u sustav, a ključne su za održavanje pouzdanosti.

→ Cijene s „energy-only” tržišta nisu dovoljne za ulaganje u njih (što se lijepo vidi i na slajdu br. 15).



I dalje smo na idealiziranom modelu sustava s tri različite konvencionalne tehnologije...



Bilo bi IDEALNO kad bi u sustavu (odnosno, na tržištu) bilo:

- taman toliko baznih elektrana, da (približno) točno pokriju noćni minimum, pa da bude  $f_B = \text{cca. } 1$ ;
- taman toliko elektrana srednjih karakteristika, da ostvaruju optimalan faktor korištenja,  $f_M$ ;
- taman toliko vršnih elektrana, da ostvaruju optimalan faktor korištenja,  $f_P$ .

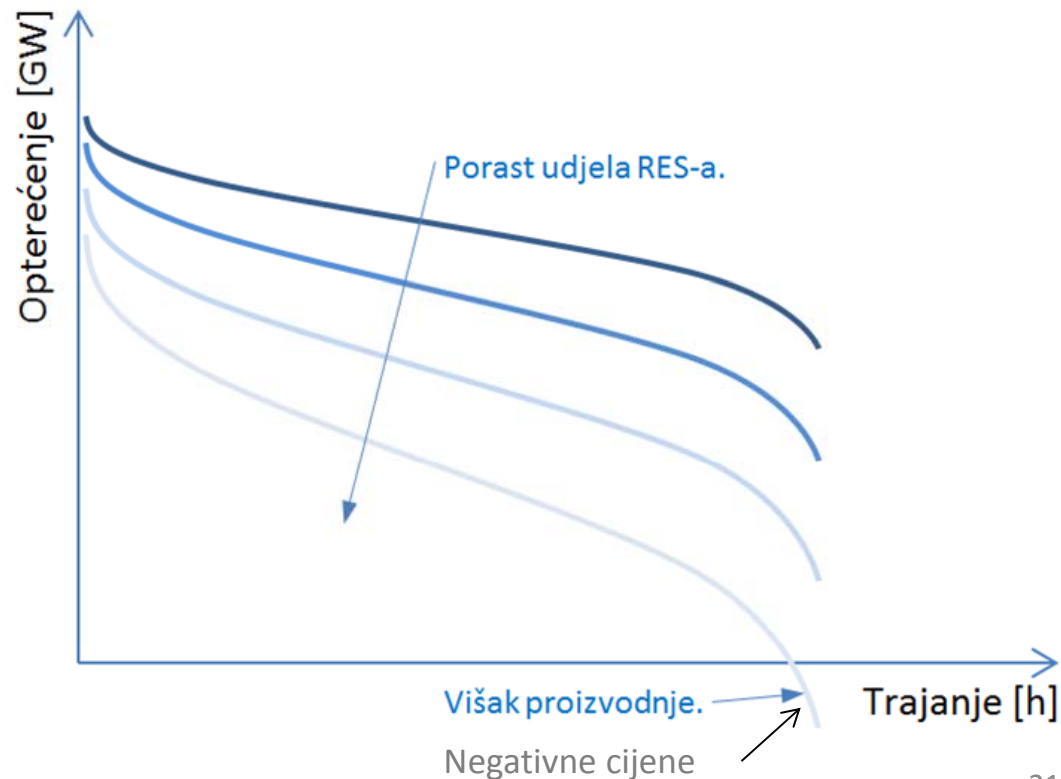
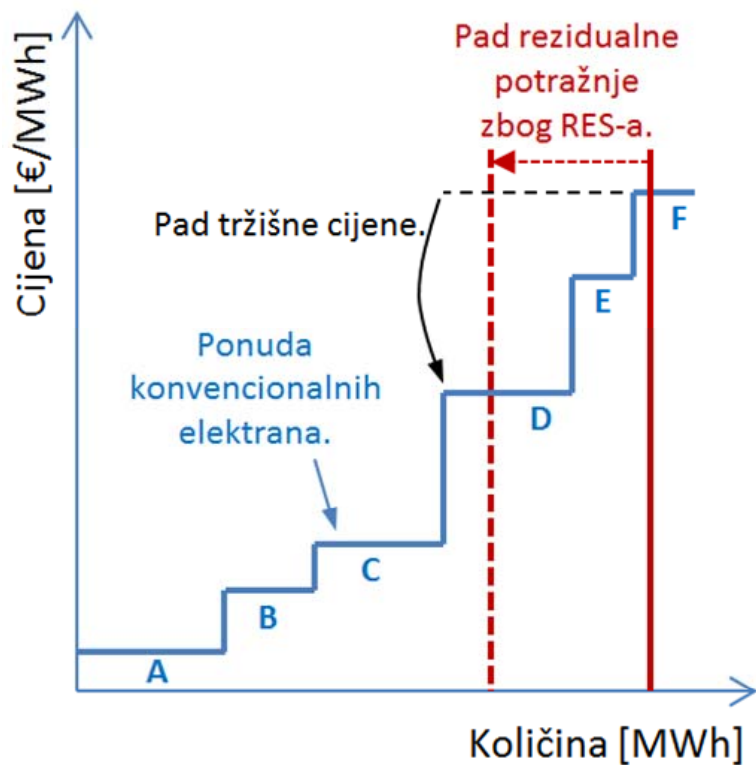
Međutim, u stvarnosti nikad nije tako.

Signali s tržišta trebali bi poticati potencijalne investitore na ulaganje u optimalan miks tehnologija:

- **Koordinacija?** (opći i stalni problem strateškog upravljanja);
- **Rizik?** (povećava se razina tržišnih rizika, a smanjuje se tržišna vrijednost el. energije, ceteris paribus).

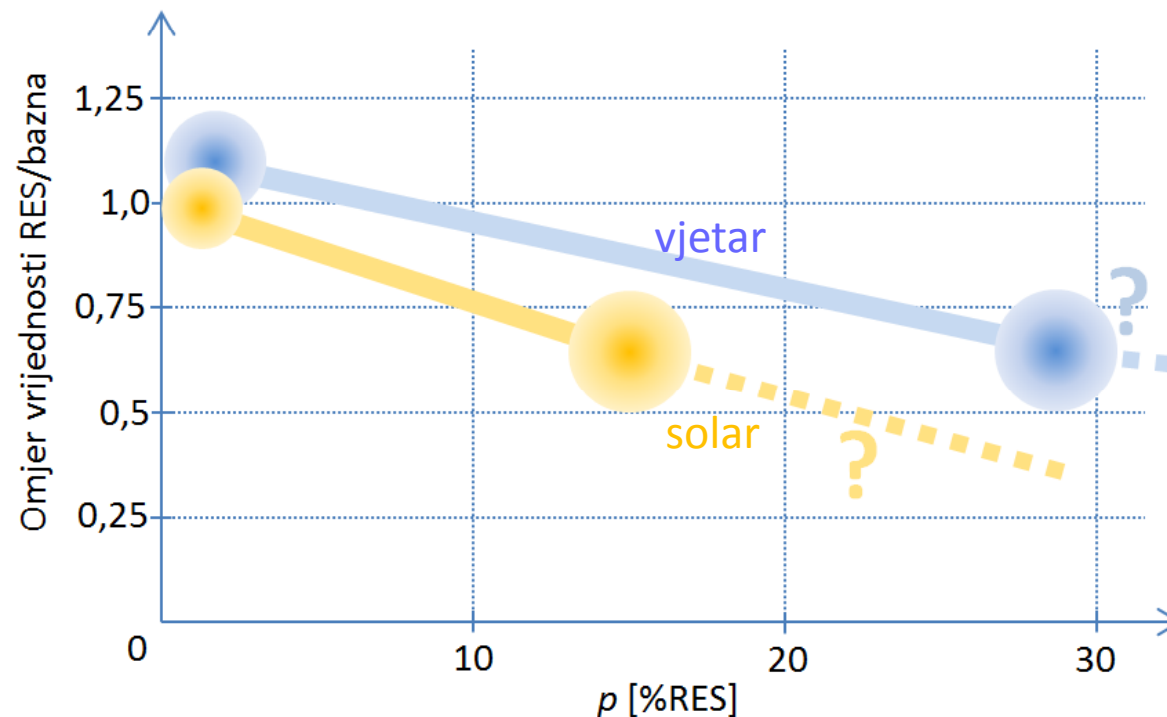
## 2. Problemi ekonomike sustava s velikim udjelom intermitentnih izvora

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

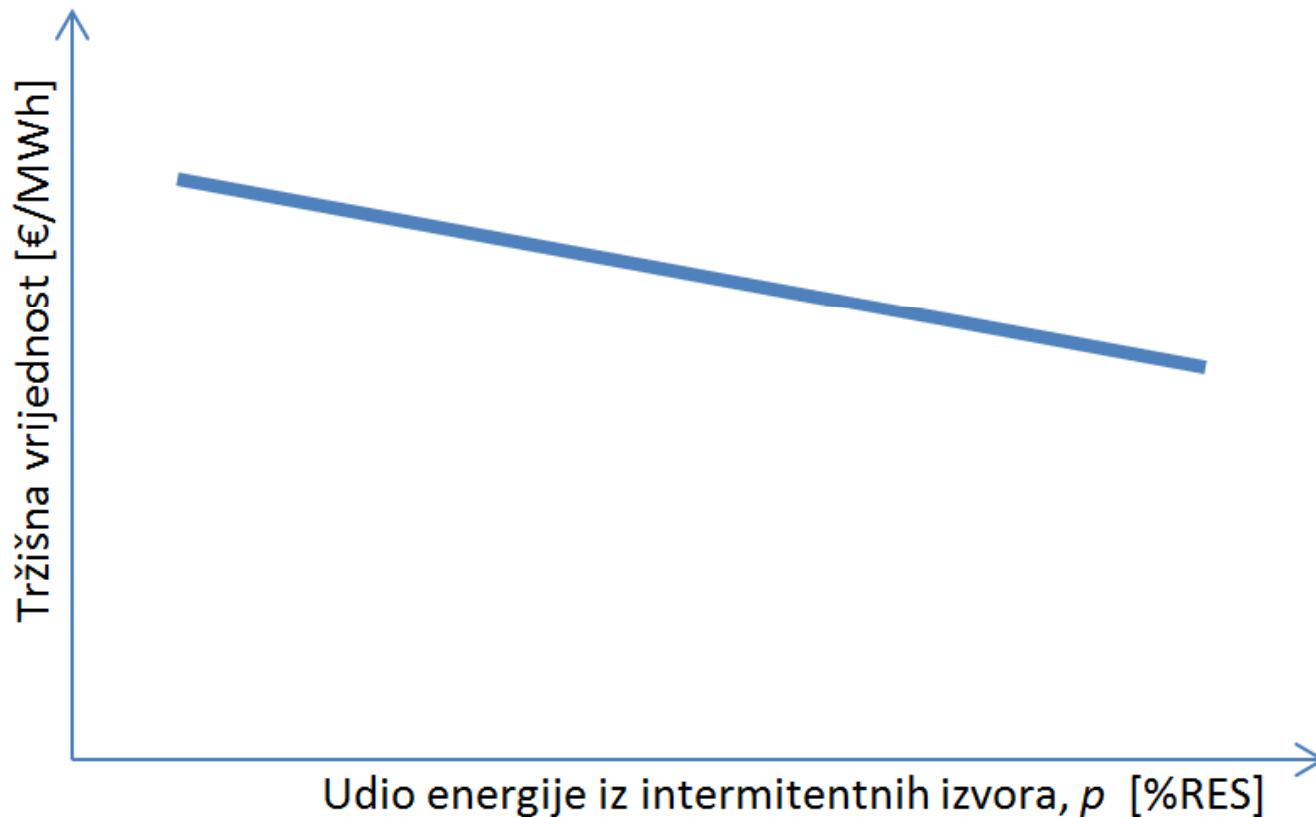


## 2.2. Troškovi proizvodnje i vrijednost energije iz intermitentnih obnovljivih izvora

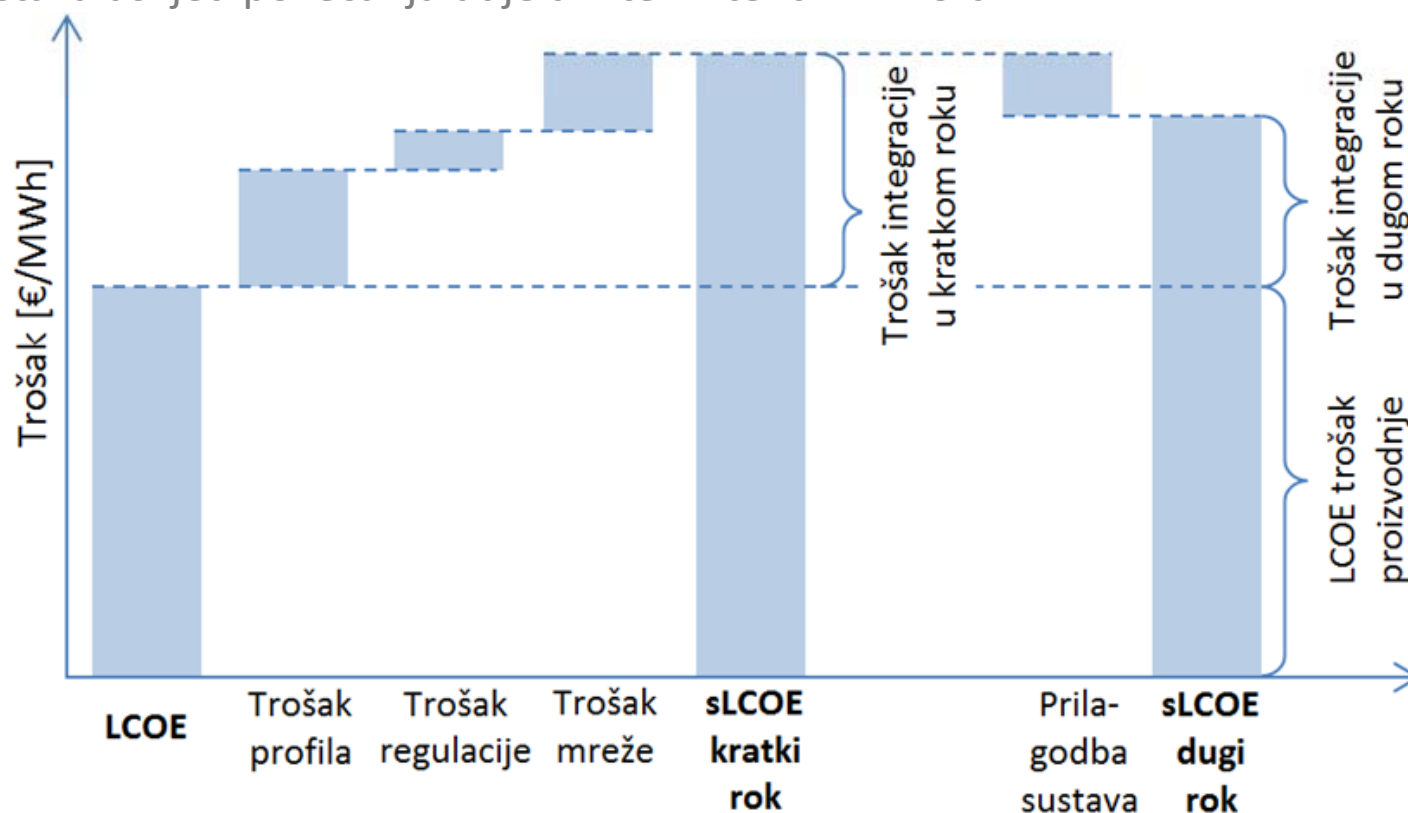
- Hirth (2013) – analiza tržišnu vrijednost energije proizvedene u vjetrenim i solarnim elektranama u odnosu na tržišnu vrijednost bazne energije, i daje predikcije za budućnost:
  - razlike postoje zbog inherentne nemogućnosti optimizacije proizvodnje energije s obzirom na brzo promjenjivu tržišnu vrijednost energije;
  - bazna energije je dobar reper zato što njena vrijednost nije osjetljiva na kratkotrajne varijacije cijena tijekom dana, već na dugoročne prosjeke.



- Vrijednost električne energije (ukupno, ne samo RES) pada s porastom udjela intermitentnih izvora, *ceteris paribus*.
- Glavni razlozi pada:
  - *crowding-out* učinak dodatne velike količine energije proizvedene uz nulti granični trošak, čiji je porast u vremenu puno brži od porasta potrošnje;
  - povećanje udjela energije proizvedene u razdobljima kad je potražnja mala, pa je njena vrijednost mala ili negativna.



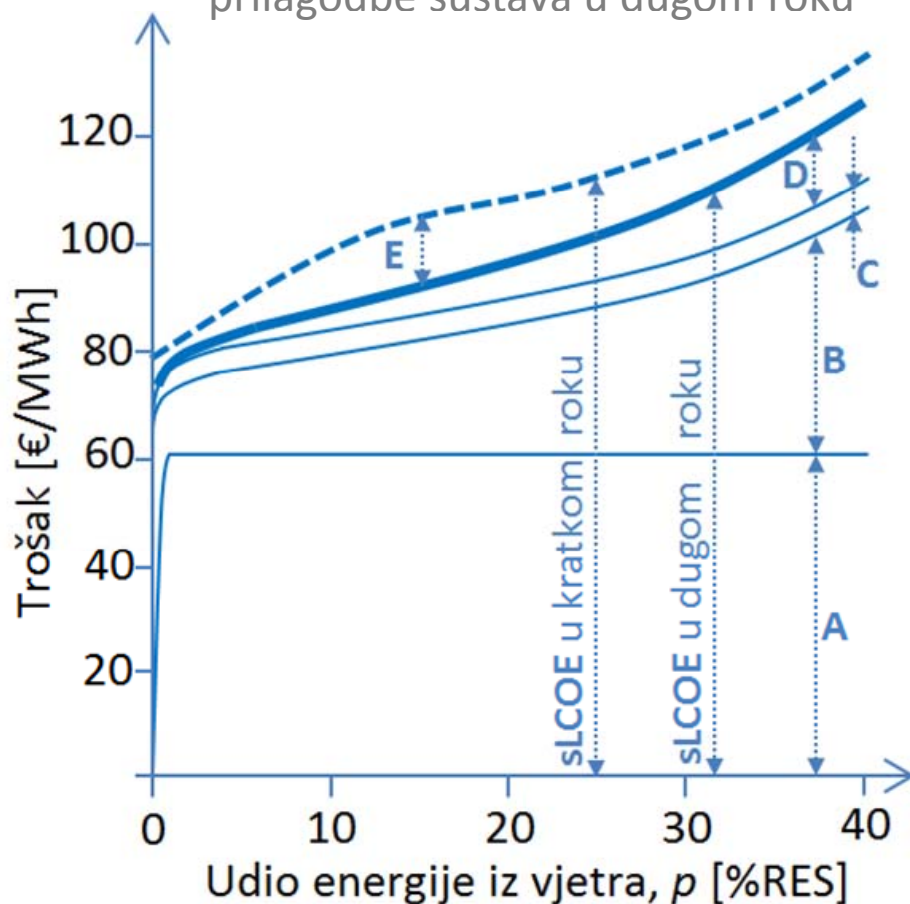
- Sustavni trošak proizvodnje sveden na životni vijek (sLCOE) i njegove osnovne komponente
- „obični“ LCOE obuhvaća:
  - sveukupne troškove izgradnje i pogona elektrane kroz njen **pretpostavljeni** financijski i radni vijek,
  - svedene (diskontirane) na današnje vrijeme,
  - i izražene u obliku jednakih godišnjih iznosa u konstantnoj valuti (dolaru, euru...) na današnji dan (čime se eliminira učinak inflacije).
- sLCOE dodatno uračunava i sve *eksterne* troškove koji nastaju zbog promjene strukture čitavog sustava uslijed povećanja udjela intermitentnih izvora.



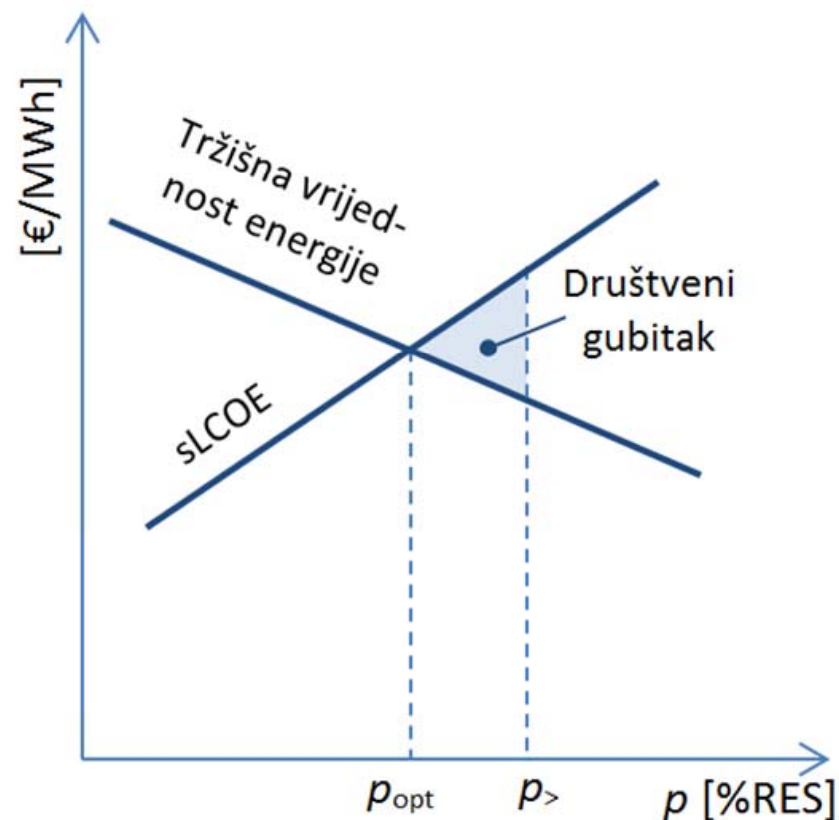


- sLCOE kao funkcija udjela intermitentnih izvora u ukupnoj proizvodnji, te optimalni udio tih izvora
  - Ueckerdt *et al.* (2013):

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



Optimalan udio intermitentnih izvora



## 2.3. Sheme subvencija za obnovljive izvore

- Fiksne feed-in tarife: elektrana dobiva plaćen jednak iznos po svakom MWh isporučene energije, bez obzira na to *kad* je proizvedena:
  - potpuna izolacija od tržišnih signala;
  - elektrana uopće ne sudjeluje na tržištu, jer joj operator sustava mora dati prioritetni pristup mreži;
  - u smislu društvenog troška eliminacije CO<sub>2</sub>, najskuplji sustav, koji potiče mnoge oblike neefikasnosti u investicijama i operiranju elektrana.
- Feed-in premije na tržišnu cijenu:
  - elektrana prodaje svoju energiju po trenutnoj tržišnoj cijeni;
  - na svaki MWh prodane energije dobiva dopunski (obično fiksni) iznos premije;
  - prednost: potpuna izloženost signalima s veleprodajnog tržišta.

- Zeleni certifikati:
  - država određuje obvezan postotak energije obnovljivog porijekla, koju opskrbe kompanije moraju prodati – kontrola „emisije” certifikata;
  - zeleni certifikat je ekvivalent npr. 1 MWh proizvedenog u obn. izvoru;
  - certifikate stoga generiraju obnovljive elektrane, i oni im daju dodatan prihod (subvenciju) u iznosu kojeg odredi tržište certifikata;
  - ulagači u elektrane izloženi su rizicima cijene na tržištu energije, ali im je dan izvor dopunske financijske „sigurnosti” kroz neovisnu prodaju zelenih certifikata;
  - cijena certifikata u dugom roku:
    - pada s povećanjem instalirane snage obnovljivih izvora, *ceteris paribus*;
    - pada s povećanjem ukupne proizvodnje energije iz obnovljivih izvora, *ceteris paribus*, neovisno o njenoj vrijednosti i kratkoročnim varijacijama u vremenskom rasporedu proizvodnje;
    - raste s potrošnjom energije, *ceteris paribus*;
    - raste s povećanjem obveznog udjela zelene energije u potrošnji, *ceteris paribus*.
  - zeleni certifikati omogućuju prijenos signala i kratkoročne i dugoročne prihode, s tim da su prihodi od certifikata mnogo manje volatilni.

- Istodobna primjena nekog od sustava subvencija, sustava trgovine emisijama, i propisa koji favoriziraju obnovljive izvore, može dovesti do izobličenja tržišnih signala. Primjeri:
- Njemačka: istodobna primjena ETS sustava i (velikih) feed-in tarifa, uz prvenstvo u pristupu na mrežu (Fronde *et al.*, 2008):
  - cijene energije u finalnoj potrošnji rastu zbog jako velikih iznosa subvencija;
  - unatoč posljedičnom povećanju proizvodnje iz obnovljivih izvora, CO<sub>2</sub> se ne eliminira ništa brže nego kad bi se primjenjivao *samo* ETS sustav, koji je neovisan od ostalih instrumenata politike u Njemačkoj;
  - preveliko subvencioniranje i izolacija od svih rizika potiče ulagače u obnovljive izvore nedovoljno zrelih tehnologija da se fokusiraju na oportunističko izvlačenje ekstra dobiti, dok tako visoke feed-in tarife još traju, umjesto na ulaganja u istraživanja i razvoj;
  - stoga njemački sustav predstavlja jedan od najskupljih načina za eliminaciju ugljičnih emisija (oko 60 €/tCO<sub>2</sub>, naspram cijene ETS-a od oko 25 €/tCO<sub>2</sub>)

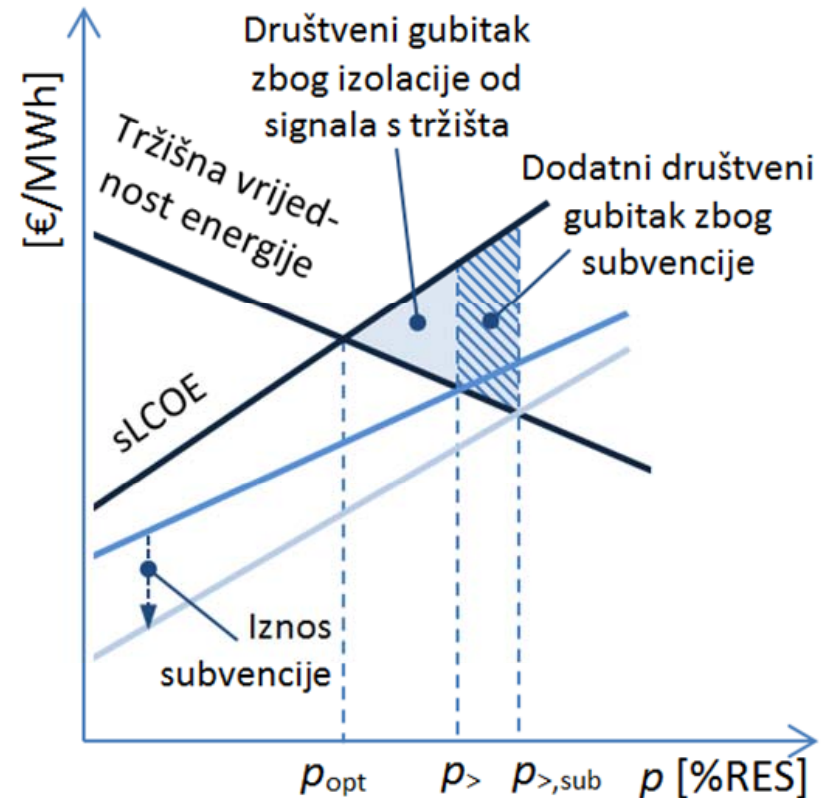
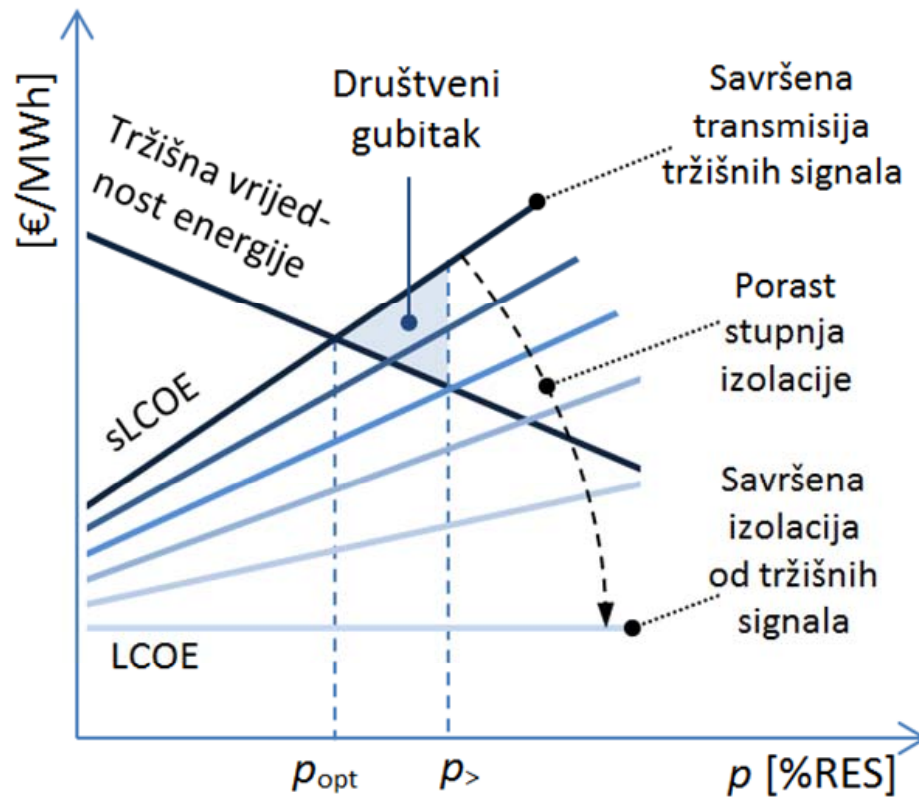
- Njemačka, nastavak: Traber & Kemfert (2009b):
  - argumentiraju da sustavi feed-in tarifa i ETS-a nisu neovisni;
  - cijene ETS-a povećavaju troškove proizvodnje u konvencionalnim elektranama na fosilna goriva;
  - feed-in tarife snažno potiču ulaganja u obnovljive izvore;
  - preuzimanje cjelokupne energije iz obnovljivih izvora je obvezno;
  - stoga se zbog *crowding-out* učinka smanjuje proizvodnja iz elektrana na fosilna goriva, pa pada potražnja za ETS-ima;
  - to dovodi do smanjivanja kompetitivne prednosti obnovljivih izvora, i do djelomične kanibalizacije tržišta od strane obnovljivih izvora.
- Primjedbe na ovu analizu:
  - fiksna feed-in tarifa potpuno eliminira rizike prihoda, a zakonska obveza prvenstva na pristup mreži još pojačava tu sigurnost, pa stoga:
  - što god se dogodilo s cijenama ETS-a, nema utjecaja na tržišne signale s „energy-only” tržišta prema ulagačima u obnovljive izvore;
  - jedina mogućnost je da cijene ETS-a padnu toliko, da ulaganja u (neke vrste) konvencionalnih elektrana postanu (opet) nešto manje rizična, što bi doprinijelo *adekvatnom* razvoju sustava;
  - no, tada bi feed-in tarife i ETS sustav morali biti pažljivo kalibrirani.
- Ipak, fiksne feed-in tarife su sigurno najlošija opcija politike sektora.

- Jesu li u sustavu sa zelenim certifikatima tržišni signali sasvim jasni (tj., je li uopće moguće unaprijed osmisliti učinkovitu politiku)?
- Danska, Amundsen & Mortensen (2001):
  - Ne postoji statistički signifikantna veza između povećanja obveznog postotka korištenja obnovljivih izvora u potrošnji i instaliranja novih proizvodnih kapaciteta obnovljivih izvora.
  - Postoji signifikantna veza tog povećanja i povećanja proizvodnje iz obnovljivih izvora.
  - Na autarkičnim tržištima, stroža ograničenja emisija (više cijene ETS-a) dovode do povećanja ponude zelenih certifikata, pa se njihova cijena smanjuje, a time se smanjuju i profiti obnovljivih izvora. Učinak se vidi i u kratkom i u dugom roku. → Dugoročno, takva politika vodi ka smanjenju ulaganja u obnovljive izvore, osim ako se efekt ne kompenzira povećanjem potražnje za certifikatima, što je politička mjera. → Gdje je ravnoteža?
  - Kad je tržište povezano s inozemstvom, ograničenja emisija nemaju nikakav signifikantan učinak na cijene certifikata, ali:
  - Visoke cijene uvozne energije *ne štite* domaće ulagače u obnovljive izvore. Visoke cijene uvoza imaju učinak sličan visokim cijenama ETS-a na autarkičnom tržištu. → Vrše pritisak na smanjenje cijena certifikata.

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

- Ima više oblika *izolacije*, npr.:
  - izolacija od većeg ili manjeg dijela rizika veleprodajnog „energy-only” tržišta;
  - poštuda od eksternih troškova koje intermitentni izvor proizvodi sustavu  
→ socijalizacija kroz tarifu TSO-a/DSO-a, ili prevaljivanje nekom drugom u lancu vrijednosti.
- Zapravo, i nije najvažnije kome je neki eksterni trošak prevaljen, jer će ga, i u dugom i u kratkom roku, svejedno platiti potrošač.
- Bitan učinak izolacije od tržišnih signala na društvo jest sljedeći:
  - donose se krive odluke o alokaciji resursa u investicije u nove proizvodne kapacitete različitih tehnologija, koje imaju *dugoročne* posljedice;
  - zbog toga je čitav sustav neekonomičan, a ukupan društveni trošak izgradnje i operiranja takvog elektroenergetskog sustava je veći od tržišne vrijednosti proizvedene energije.
- Neekonomično vođenje razvoja sustava vrlo je opasno, jer može dovesti do bitnih zastoja u dinamici dekarbonizacije.

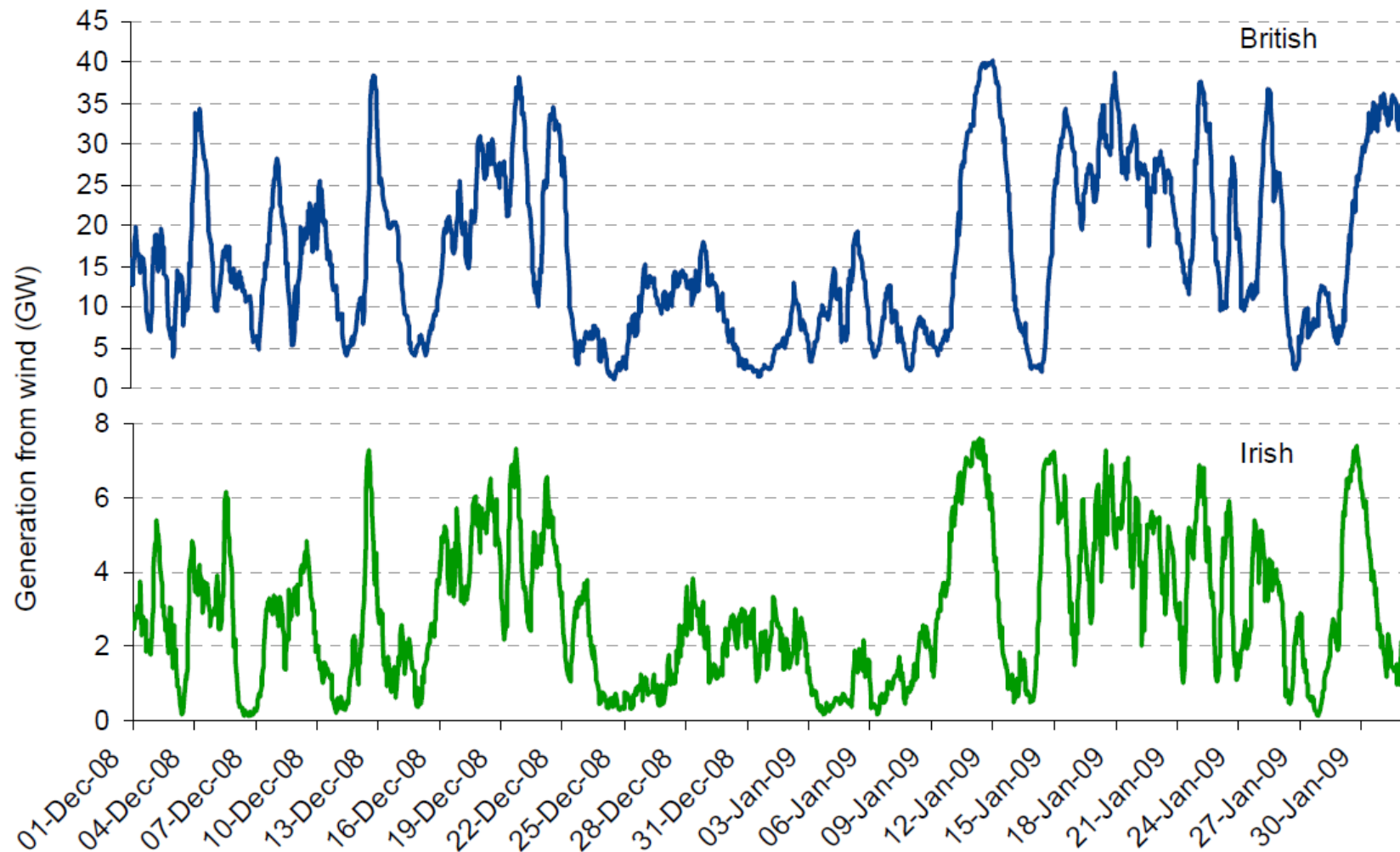
- Ideogram utjecaja stupnja izolacije intermitentnih izvora od tržišnih signala na ekonomičnost sustava





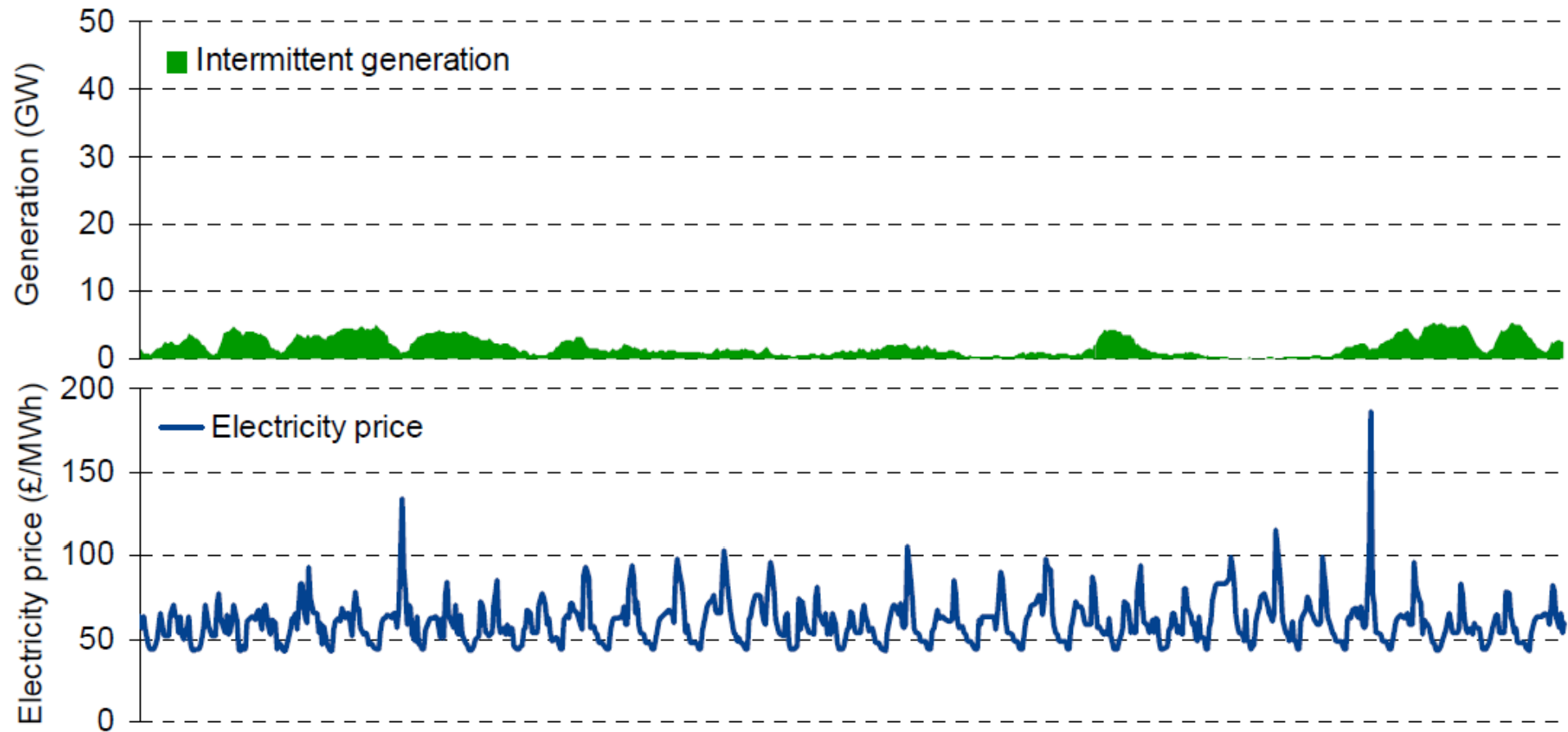
## 2.5. Povećanje rizika cijena energije zbog utjecaja intermitentnih izvora

Projekcija ukupne snage proizvodnje vjetroelektrana u GB i IR za 2030., na temelju povijesnih podataka o vremenu iz 2008/9. Izvor: Poyry (2009).

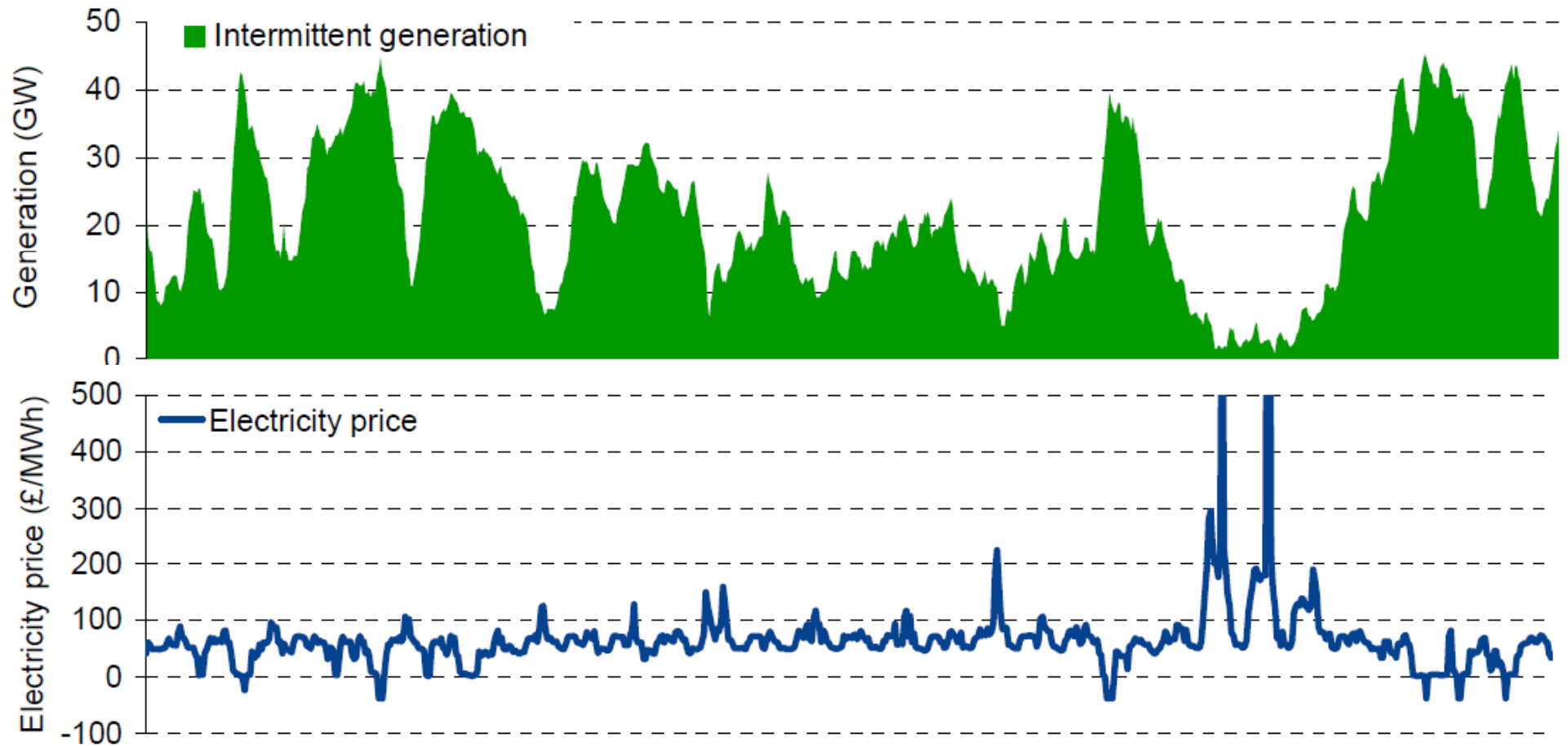


- Varijabilnost proizvodnje → volatilitnost cijena  
(profil varijabilnosti proizvodnje ne prati profil varijabilnosti tereta)
  - velika ponuda + mala potražnja → vrlo niske i (ponekad) negativne cijene
  - mala ponuda + velika potražnja → cjenovni ekstremi
- Statistički dobitak zbog teritorijalne raspršenosti proizvodnih objekata ne isključuje povremenu pojavu ekstremnih okolnosti.
- Idealistički gledano, cjenovni ekstremi, koji značajno nadilaze granične troškove najskupljih jedinica, trebali bi osigurati poticaje potrebne za ulagače u vršne konvencionalne elektrane.
- Poyry (2009), model britanskog tržišta (33 GW vjetra), horiz. 2020.
  - ekstremna volatilitnost, od negativnih cijena u nezanemarivom dijelu vremena (preko 1%), pa do satnih ekstrema i do 1.200 €/MWh
  - do 2030., (vrlo rijetka) pojava cjenovnih ekstrema do 10.000 €/MWh
  - učestalost pojave cjenovnih ekstrema **snažno varira od godine do godine**  
→ velik rizik za vršne TE (nadoknada godišnjih fiksnih troškova?)
- Rizik nekoordiniranih investicija – povratak centralnog planiranja??
  - Npr., što ako više poduzeća odjednom izgradi suvremena vršna postrojenja?  
→ To bi izazvalo pad broja sati s ekstremnim cijenama, i njihov iznos.

Intermitentna proizvodnja i cijene električne energije,  
Velika Britanija, jedan mjesec u 2009. Izvor: Poyry (2009).



Projekcija intermitentne proizvodnja i cijena električne energije, Velika Britanija, siječanj 2030. uz meteorološke prilike kao u siječnju 2000. Izvor: Poyry (2009).



## 2.6. Dizajn tržišta

- Uz danas uobičajene sheme organiziranja „energy-only” tržišta, ključni problemi su:
  - povećana potreba za vršnim elektranama (zbog porasta volatilnosti), i **istodobno**, smanjenje njihovog faktora korištenja (zbog istiskivanja)  
→ tržište treba osigurati poticaje za ulagače (ekstremne cijene);
  - ekstremne cijene javljaju se **rijetko**, učestalost im **jako varira** kroz godine, i izložene su **političkom riziku**;  
→ ulagači vide destrukciju vrijednosti energije općenito, i istodobno snažno povećanje rizika projekata.
- Politički rizik?
  - u energetici **nikad** ne treba podcijeniti mogućnost **iracionalne** političke intervencije;
  - mogućnost političke intervencije s ciljem **limitiranja** ekstremnih cijena zbog populizma, unatoč ekstremno rijetkoj pojavi takvih cijena;
  - **neovisni regulatori** zamišljeni su kao „tampon” prema dnevnoj politici, no u to ulagači ne vjeruju;
  - regulator + agencija tržišno natjecanje bi trebali **znati i moći** ocijeniti razliku između zlouporabe tržišne snage i naplate dopuštene rente oskudnosti  
→ veliki rizik pogrešne odluke regulatora na štetu vršne elektrane;
  - politika ima poluge za intervenciju i bez regulatora: npr., **windfall tax**;
  - i sama **mogućnost** da se politika uplete doživljava se kao politički rizik.

## 2.6. Tržišta kapaciteta

- Dvije različite vrste **problema**, koji se jako zaoštravaju povećanjem udjela intermitentne proizvodnje, zahtijevaju razvoj dodatnih tržišnih mehanizama:
  - pitanje pouzdanosti pogona u uvjetima **oskudne raspoložive operativne rezerve** (u satima kad je tržišna potražnja velika, a ponuda mala);
  - pitanje balansiranja odstupanja koja se događaju odstupanja koja se zbog pregrubog vremenskog rastera ne mogu razriješiti na tržištu (**regulacija**).
- U oba slučaja gotovo je izvjesna regulatorna intervencija.
- VOLL cijena (engl. *Value of Lost Load*) predstavlja granicu između dopuštenih i nedopuštenih cijena u satima ekstremne oskudice operativnih rezervi (i ekstremnih cijena).
  - VOLL vrijednost je teško, ako ne i nemoguće, točno utvrditi;
  - može se očekivati konzervativan pristup regulatora – lakše je ograničiti cijene, nego se izložiti riziku dopuštanja visokih cijena ili trudu dokazivanja je li neka cijena u okviru legitimne rente oskudnosti ili nije;
  - upravo o tim signalima na „energy-only” tržištima ovisi isplativost vršnih elektrana – one su neophodne, ali su izložene velikim rizicima, pa čak i onima koji nisu tržišne prirode (politički rizik).

## Tržišta kapaciteta – uglavnom u SAD-u.

- **Cilj:** osiguravanje dostatne adekvatnosti proizvodnog sustava u svim razdobljima, osim malog postotka u kojem su dopuštene djelomične redukcije konzuma. (Beskonačna pouzdanost koštala bi beskonačno.)
- **Proizvod na tržištu kapaciteta:**(vidjeti Cramton *et al.*, 2013; Bowring, 2013)
  - „čvrsta energija”, tj.
  - **opcijski ugovori koji hedžiraju cijenu za opskrbljivače** do razine izvršne cijene ugovora (engl. *strike price*);
  - istodobno, **proizvodna strana tržišta** izložena je cjenovnim signalima **bez izobličenja**.
  - To **smanjuje politički rizik** jer su u razdobljima oskudice cijene koje plaćaju opskrbljivači ograničene na neku „podnošljivu” razinu (npr., 300 €/MWh), pa nema opasnosti od dnevno-političke intervencije.
  - Tržište kapaciteta nije osjetljivo na točan iznos VOLL vrijednosti, pa je u velikoj mjeri eliminiran i taj aspekt **regulatornog rizika**.
  - Količinu opcija u optjecaju određuje regulator na temelju složenog inženjerskog proračuna → **donekle, regulatorni rizik**.
  - Takvi ugovori nazivaju se „**opcijama pouzdanosti**” (engl. *reliability options*).

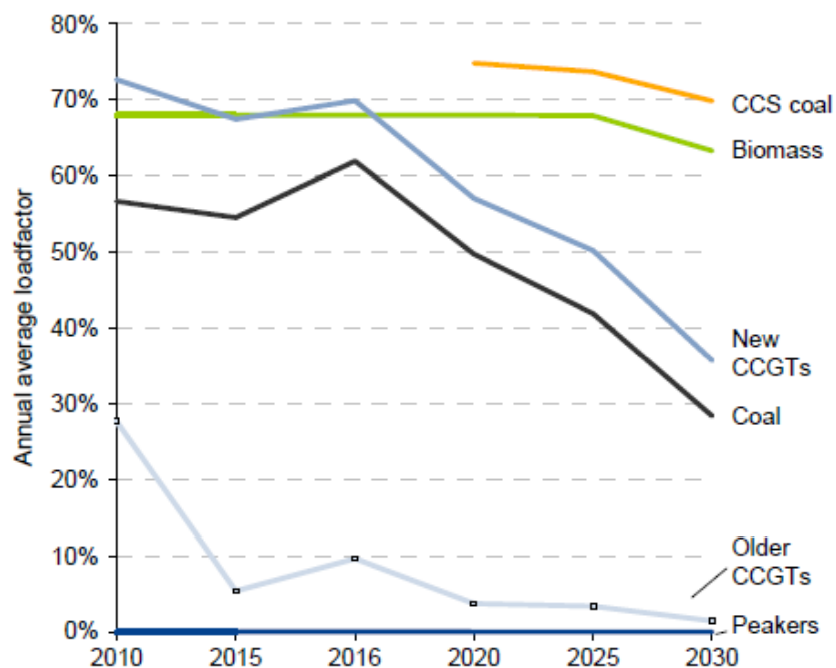
- Problem transmisije cjenovnih signala kako bi se dugoročno osigurale dovoljne količine **fleksibilnih kapaciteta** za potrebe regulacije sustava, u kontekstu danas uobičajene organizacije tržišta vrlo je složeno.
- Mnogi sustavi subvencija potpuno izoliraju intermitentne obnovljive izvore od troškovnih signala s tržišta pomoćnih usluga.
- Socijalizacija ovog troška društveno je neučinkovita.
- Zapravo, organizirano tržište pomoćnih usluga u pravom smislu riječi ni ne postoji.
- Ovaj je problem tradicionalno podcijenjen.
- Izostanak cjenovnih signala koji bi doveli do poticaja za *adekvatna* ulaganja u nova fleksibilna postrojenja mogao bi zbog vrlo brze integracije intermitentnih izvora dovesti do kroničnog nedostatka regulacijskih kapaciteta.
- Iako je problem fizikalno sličan, tržišta kapaciteta s ovim nemaju puno veze, i ne mogu riješiti taj problem.



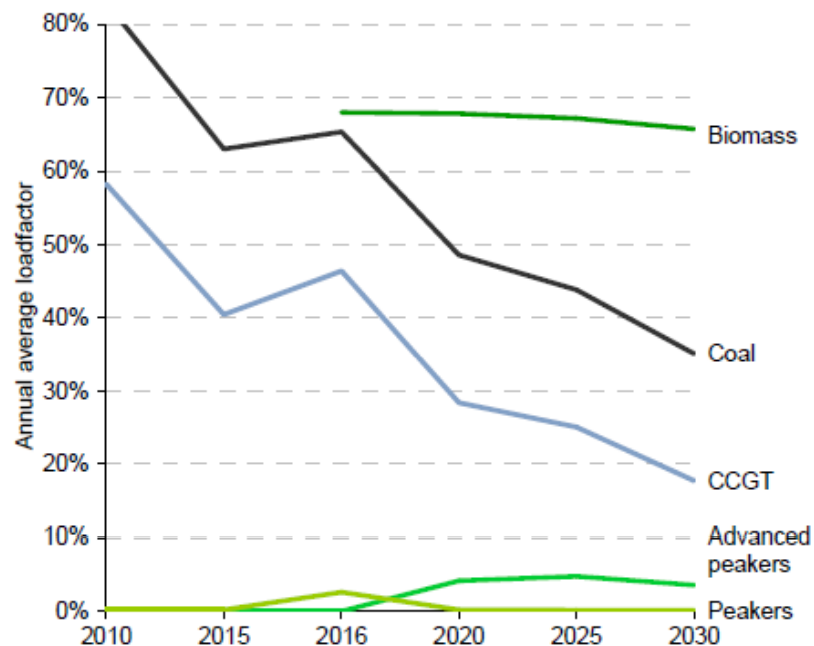
## 2.6. Investicije i promjena strukture proizvodnog dijela sustava

- Gross *et al.* (2006) procjenjuju da će, pri razini udjela energije iz vjetra od 30%, VE unijeti 10-20% trajnog kapaciteta (u 95% ili više vremena) u odnosu na instalirani kapacitet.
- Poyry (2009): Projekcija faktora korištenja različitih elektrana u GB i IR do 2030. Ovo je posljedica istiskivanja s tržišta od strane vjetroelektrana.

British market



Irish market



- Poyry (2009): varijacije ukupne energije proizvedene iz vjetra u godini dana su oko 25% u odnosu na srednju vrijednost.  
→ posljedica: u sličnom omjeru variraju faktori korištenja konvencionalnih fleksibilnih elektrana.
- Vršne elektrane naročito su osjetljive na rizik faktora korištenja.
- Zaključak: konvencionalna postrojenja bit će izložena **vrlo velikim** tržišnim rizicima → utjecaj na investicijske odluke.
- Promjene tržišnih poticaja vodit će vjerojatno ka:
  - favoriziranju izgradnje postrojenja sa što nižim kapitalnim troškovima (rizik faktora korištenja izražen je kod elektrana s visokim kapitalnim troškovima; varijabilni troškovi su u ovom slučaju manje u fokusu zbog očekivanja povremene pojave visokih i ekstremno visokih cijena)
  - povećanju troška kapitala zbog rizika, što opet pogoduje ulaganjima niske kapitalne intenzivnosti  
→ atraktivna je opcija revitalizacije dotrajalih plinskih postrojenja, jer uz mala ulaganja i relativno zastarjela tehnologija (=> visoki granični troškovi proizvodnje) može biti profitabilna u satima oskudice;

- Promjene tržišnih poticaja vodit će vjerojatno ka (*nastavak*):
  - smanjenju faktora korištenja ugljenih elektrana, zbog povećanja troškova emisija i hvatanja i spremanja ugljičnog dioksida (CCS);
  - povećanju tržišne vrijednosti fleksibilnih elektrana, koje će moći servisirati i tržište u satima ekstremne oskudnosti, i potrebe za brzom regulacijom;
    - tržišta pomoćnih usluga: dopunski prihod za fleksibilne elektrane;
    - i najmanja tehnološka mogućnost fleksibilnog pogona za ugljene i nuklearne elektrane predstavljat će značajnu tržišnu prednost;
  - povećanju tržišne vrijednosti postrojenja koja imaju visoku razinu fleksibilnosti, a u isto vrijeme mogu stjecati prihode s tržišta koja su potpuno ili djelomično neovisna o tržištu električne energije
    - elektrane na biomasu imaju pravo na poticaje, odnosno, mogu prodavati zelene certifikate, što umanjuje tržišne rizike kojima su izložene;
- Rizik faktora korištenja za intermitentne izvore:
  - kapitalna intenzivnost (vjetar, sunce) znači i veliku osjetljivost na taj rizik
    - nepovoljnije nego kod elektrana na fosilna goriva (jer kod njih postoji visoka korelacija između cijene električne energije i goriva);
    - no, povećanjem udjela obnovljivih izvora ta se korelacija smanjuje
  - premda, danas VE i SE u zemljama s fiksnim feed-in tarifama nisu izložene; skoro nikakvim rizicima.

## 2.9. Povećanje fleksibilnosti na strani potrošnje

- Neki od problema navedenih ranije dodatno su naglašeni zbog notorne nefleksibilnosti kratkoročne potražnje za električnom energijom.
  - Međutim, zbog iste te nefleksibilnosti javljaju se ekstremne cijene električne energije, koje pružaju nadu za održivost primjerene razine pouzdanosti pogona (tj. za fizibilnost vršnih i super-vršnih elektrana).
  - Naime, notorna je činjenica da energy-only tržište **ni u kom slučaju** ne može osigurati pokriće fiksnih troškova za elektrane koje osiguravaju pouzdanost.
- Fleksibilnost potražnje od strane kućanstava bit će (po mojem mišljenju) utopija još jako dugo:
  - uopće nije problem u nepostojanju infrastrukture smart-brojila;
  - problem je što se potrošaču **ne da i ne isplati** voditi računa o profilu potrošnje kroz sate u danu, odnosno kroz dulja razdoblja  
→ električna energija još je uvijek **daleko prejeftina** za to;
  - problem je i što su ti potrošači **mnogobrojni**, pa imaju politički utjecaj;
  - tu se može dogoditi proboj kada (u daljoj budućnosti) sve kućne sprave sa značajnijom potrošnjom postanu daljinski upravljive i/ili **još** bolje, unaprijed programirljive

- **Fleksibilnost industrijskih korisnika:**
  - Tu nema problema s brojilima, ali nema ni neke osobite fleksibilnosti, jer izgleda da **nema dovoljno jakih cjenovnih signala**.
  - Fleksibilnost potrošnje neke tvornice jako ovisi o njenim tehnološkim i organizacijskim mogućnostima prilagodbe.
  - Stoga bi ulaganja u povećanje fleksibilnosti mogla biti **vrlo skupa**.
  - Bolje je reći, vrlo skupa **u odnosu na troškove električne energije**.
  - Jedino u industrijama kod kojih je udio električne energije vrlo visok (npr. neki dijelovi metalurške industrije), ulaganja u fleksibilnost uz sadašnje razine cijena mogla bi biti isplative.
    - No, te industrije (aluminij, željezo...) često se nalaze, same po sebi, u režimima različitih subvencija.
  - „Obična” industrija i poduzetništvo, kod kojeg električna energija u ukupnim troškovima sudjeluje s 1 ili 2%, uistinu nema nikakvog razloga da se zamara s fleksibilnošću, i ona je zapravo u tom pogledu vrlo slična kućanstvima.
  - Jedina mogućnost da se potrošna strana pozabavi fleksibilnošću je da joj **to postane izvor dodatnog profita** kroz sudjelovanje na tržištu pomoćnih usluga ili satnim tržištima (kad je velika oskudica ili veliki višak). Sve ostalo je, po mojem mišljenju, čista utopija, i ostat će tako barem još za neko vrijeme.
    - I eto nas opet na početku kruga, kod problema **tržišnih signala**.

# 3. Zaključci

- Povećanje udjela intermitentnih obnovljivih izvora do značajnih postotaka (oko 30%), u srednjoročnoj budućnosti, dovodi do značajnih promjena tržišnih signala koje proizvode tržišta električne energije.
- Zbog toga, *ceteris paribus*, doći će do općeg pada tržišne vrijednosti električne energije, te do istodobnog povećanja rizika za ulaganja u još uvijek neophodna konvencionalna postrojenja, koja su potrebna za održavanje adekvatnosti sustava i za regulaciju.
- Subvencije prema obnovljivim izvorima moraju postojati još neko vrijeme. Međutim, subvencije koje potpuno izoliraju obnovljive izvore od tržišnih signala društveno su štetne i treba ih napuštati odmah.
- Prihvatljive su subvencijske sheme koje prenose tržišne signale do obnovljivih izvora, ali im donekle smanjuju financijske rizike, kako bi nadoknadile njihov nepovoljan položaj zbog (još uvijek) nedovoljne konkurentnosti naspram konvencionalnih tehnologija.
- Još malo dalja budućnost vjerojatno će dovesti do potrebe za bitnim promjenama dizajna tržišta, pa možda i za povratak centralnog planiranja.

# Reference i dopunska literatura

- 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 Saguan, 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.
- Majstrovic, 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/Operatingin2020Consultation1.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. (2013), "Cjenovni signali s tržišta električne energije i sustavi subvencija za obnovljive izvore", *rad prihvaćen za izlaganje na 22. Forumu Hrvatskog energetskog društva, koji će se održati 26. studenog 2013. u Zagrebu*.
- 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).

**Hvala Vam na pažnji!**