



SVEUČILIŠTE U ZAGREBU
FAKULTET STROJARSTVA I BRODOGRADNJE
PROCESNO-ENERGETSKI SMJER
Prof. dr. sc. Neven Duić, dipl. ing.
Luka Pavlinek

**Sadašnje stanje i nadolazeći trendovi tržišta električne energije u
Hrvatskoj s posebnim osvrtom na obnovljive izvore energije**

Završni rad

Zagreb, rujan 2015.



SVEUČILIŠTE U ZAGREBU
FAKULTET STROJARSTVA I BRODOGRADNJE



Središnje povjerenstvo za završne i diplomske ispite
Povjerenstvo za završne ispite studija strojarstva za smjerove:
procesno-energetski, konstrukcijski, brodstrojarski i inženjersko modeliranje i računalne simulacije

Sveučilište u Zagrebu Fakultet strojarstva i brodogradnje	
Datum	Prilog
Klasa:	
Ur.broj:	

ZAVRŠNI ZADATAK

Student: **Luka Pavlinek**

Mat. br.: 0035185840

Naslov rada na hrvatskom jeziku: **Sadašnje stanje i nadolazeći trendovi tržišta električne energije u Hrvatskoj s posebnim osvrtom na obnovljive izvore energije**

Naslov rada na engleskom jeziku: **Current state and future trends of electricity markets in Croatia with special emphasis on renewable energy sources**

Opis zadatka:

Tržište električne energije u Hrvatskoj, koje je trenutno bilateralnog tipa, u skorijoj budućnosti očekuje tranzicija prema novim tržišnim oblicima, u skladu s trendovima na razini EU. To su prije svega dan-unaprijed *spot* tržišta na nacionalnoj, regionalnoj ili Europskoj razini. Istovremeno, izvjesno je daljnje povećanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije. Ciljevi ovog završnog zadatka su:


1. opisati sustav poticaja za obnovljive izvore energije u RH (*Feed-in tarife* - FIT) za povlaštene proizvođače te opisati trenutno stanje i inicijative za osnivanjem Hrvatskog spot tržišta (CROPEX);
2. dati pregled drugih oblika tržišta električnom energijom u Europi te ih opisati, s posebnim osvrtom na moguću pojavu negativne cijene električne energije te potrebu za uvođenjem *Price Cap-a* i *Price Floor-a*, inicijativu *Price Coupling of Regions* (PCR) s osvrtom na njihov trenutni volumen trgovanja te načelno opisati *Euphemia* algoritam za izračunavanje cijene električne energije
3. dati pregled nadolazećih sustava poticaja za gradnju obnovljivih izvora energije u Europi kao što su *Premium Feed-In* tarife (FIP) s konstantnim ili kliznim premijama;
4. Izračunati LCOE i IRR za analizu slučaja solarne elektrane nominalne snage 200kW na nekoj zadanoj lokaciji, pri čemu se prihod od prodaje električne energije treba izračunati s nekoliko različitih sustava poticaja za gradnju OiE (FIT, FIP s konstantnim ili kliznim premijama, *Market Gap* model) i usporediti sa slučajem bez sustava poticaja, pri čemu su prihodi vezani isključivo za tržišnu cijenu energije. Za analizu slučaja treba koristiti model *EnergyPLAN*.


Sva literatura, modeli te ulazni podaci za analizu slučaja će biti dostupni od strane mentora i neposrednog voditelja.

Rok predaje rada:
25. studenog 2014.
1. rok: 26. veljače 2015.
2. rok: 17. rujna 2015.

Predviđeni datumi obrane:
1. rok: 2., 3., i 4. ožujka 2015.
2. rok: 21., 22., i 23. rujna 2015.

Zadatak zadao:


Prof. dr. sc. Neven Duić

Predsjednik Povjerenstva:

Prof. dr. sc. Igor Balen

Izjavljujem da sam ovaj rad izradio samostalno koristeći stečena znanja tijekom studija i navedenu literaturu.

Luka Pavlinek

Zahvale

Ugodna mi je dužnost na početku se zahvaliti osobama koje su bile u ulozi mentora pri izradi ovoga rada. Bez njihove pomoći i potpore ovaj završni rad ne bi bio ostvaren. Profesoru dr. sc. Nevenu Duiću dipl. ing., mentoru, na savjetima i nadgledavanju cijelog rada. Dr. sc. Luki Perkoviću dipl. ing., znanstvenom novaku–višem asistenu, na posvećenom vremenu i trudu, velikom strpljenju i svakodnevnoj dostupnosti. Dr.sc. Ivici Toljanu dipl. ing. el.; osobi koja mi je, usadila ideju za ovaj rad, otvorila vrata prema novim znanjima, omogućila pristup stručnoj literaturi, te koja nastavlja biti glas iskustva i stručnosti u mojim studentskim danima. Mojoj obitelji, na trudu oko održavanja moje motivacije za stjecanje novih znanja, na pomoći oko gramatike u završnom radu, te na puno smijeha i sreće.

SADRŽAJ

Popis nomenklature

Popis kratica

Popis tablica

Popis slika

Popis jednadžbi

1	ELEKTRO-ENERGETSKI SUSTAV REPUBLIKE HRVATSKE	1
1.1	Općenito o elektro-energetskom sustavu Republike Hrvatske.....	1
1.2	Vođenje elektro-energetskog sustava Republike Hrvatske	4
1.3	Prekogranični prijenos.....	5
1.4	Emisija stakleničkih plinova.....	7
2	TRŽIŠTE ELEKTRIČNE ENERGIJE U HRVATSKOJ	8
2.1	Trenutno stanje	8
2.2	Osnivanje Hrvatske dan-unaprijed burze električne energije (<i>CROPEX</i>).....	11
3	SUSTAV POTICAJA ZA OBNOVLJIVE IZVORE I KOGENERACIJU U REPUBLICI HRVATSKOJ.....	13
3.1	Općenito o sustavu poticaja	13
3.2	Tarifni sustav za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije	14
3.3	Utjecaj sustava poticaja za OIE na vođenje elektro-energetskog sustava Republike Hrvatske	17
4	TRŽIŠTA ELEKTRIČNE ENERGIJE U EUROPI.....	19
4.1	Različiti oblici EES-a u Europi (28)	19
4.2	Veleprodajna tržišta (29).....	23
4.3	Maloprodajna tržišta	25
4.4	Negativna cijena električne energije	29
5	PRICE COUPLING OF REGIONS – PCR	32
5.1	Market coupling	32
5.2	PCR.....	33
5.3	Euphemia.....	37
6	SUSTAVI POTICAJA ZA GRADNJU OBNOVLJIVIH IZVORA U EUROPI	41
6.1	Sustavi poticaja u EU	41
6.1.1	FIT	43
6.1.2	FIP	44
6.2	Sustav kvota	46

6.3	Aukcije i ponude.....	46
7	ANALIZA SLUČAJA.....	47
8	Zaključak.....	59
9	Literatura.....	61

NOMENKLATURA

POPIS KRATICA

EES – elektro-energetski sustav

ENTSO-E - *European Network of Transmission System Operators for Electricity*; Europska mreža operatora prijenosa električne energije

HE – hidroelektrana

NE – nuklearna elektrana

TE – termoelektrana

VE – vjetroelektrana

HEP – Hrvatska elektroprivreda

HOPS – Hrvatski operator prijenosnog sustava

NDC – Nacionalni dispečerski centar

MC – mrežni centar

TS – transformatorska stanica

CDU – centar daljinskog upravljanja

UCTE - *Union for the Coordination of the Transmission of Electricity*; Zajednica ta koordinaciju prijenosa električne energije

TTC – *total transfer capacity*; ukupni prijenosni kapacitet

NTC – *net transfer capacity*; neto prijenosni kapacitet

ATC – *available transfer capacity*; dostupni prijenosni kapacitet

DV – dalekovod

PPK – prekogranični prijenosni kapacitet

RH – Republika Hrvatska

RHE – reverzibilna hidroelektrana

HROTE – Hrvatski operator tržišta energije

HERA – Hrvatska regulatorna agencija

CROPEX – *Croatian power exchange*; Hrvatska burza električne energije

OIE – obnovljivi izvori energije

ODS – operator distribucijskog sustava

OPS – operator prijenosnog sustava

CAO – *Coordinated Auction Office*; koordinirani ured za aukcije

CEER - *Council of European Energy Regulators*; Vijeće europskih regulatora energije

EU – Europska Unija

EPEX - *The European Power Exchange*; Europska burza električne energije

PCR – price coupling of regions

CWE – *Central Western Europe*; Središnja zapadna Europa

NP – *Nord Pool*

OMEI - *Operador del Mercado Ibérico (Iberian Market Operator)*; Operator tržišta Perinejskog poluotoka

IPEX – *InterParliamentary EU information exchange*; međuparlamentarna izmjena informacija EU-e
 CEE – *Central Eastern Europe*; Središnja istočna Europa
 APX – *Austrian power exchange*; Austrijska burza električne energije
 Belpex – *Belgian power exchange*; Belgijska burza električne energije
 GME – *Gestore mercati energetici (Italian power exchange)*; Talijanska burza električne energije
 Euphemia - *EU + Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm*; EU + Paneuropski hibridni algoritam za integraciju tržišta električne energije
 LCOE – *levelized cost of electricity*; nivelirana cijena električne energije
 FIT – *feed-in tariff*; feed-in tarifa
 FIP – *feed-in premium*; feed-in premija
 IRR – *internal rate of return*; kamatna stopa točke povrata

POPIS TABLICA

Tablica 2.1 Energetska bilanca električne energije (2).....	1
Tablica 2.3 Električna energija preuzeta u hrvatski elektroenergetski sustav (3)	3
Tablica 2.5 Emisije stakleničkih plinova u RH (8)	7
Tablica 4.1 Upisani projekti u registar OIEKPP (22.12.2014.) (23)	Error! Bookmark not defined.
Tablica 5.1 Proizvodnja, protoci i maksimalna opterećenja zemalja članica EU-27 (2010) (izvor: Eurostat, ENTSO_E) (28)	19
Tablica 5.2 Struktura tržišta električne energije u 2010. Za EU-27.....	20
Tablica 5.3 Razdvajanje OPS-a u EU-27 – 2010. (Izvor: CEER baza podataka) (28).....	21
Tablica 5.4 Razdvajanje ODS-a u EU-27 – 2010. (Izvor: CEER baza podataka) (28).....	22
Tablica 8.1 Svi slučajevi poticaja.....	49
Tablica 8.2 Svi slučajevi sustava poticaja	50

POPIS SLIKA

Slika 2.1 Struktura proizvodnje hrvatskih elektrana u razdoblju 2010-2012 (4)	2
Slika 2.2 Godišnji konzum i maksimalno opterećenje hrvatskog EES-a (4).....	3
Slika 2.3 Shema hrvatskog EES-a (3).....	6
Slika 3.1 Shema sustava javne usluge opskrbe tarifnih kupaca i tržišta električne energije u RH (12)..	9
Slika 3.2 Veleprodajno i maloprodajno tržište električne energije (15).....	10
Slika 5.1 Usporedba prosječnih baznih veleprodajnih cijena električne energije u 1. kvartalu 2014. (29)	24
Slika 5.2 Cijena električne energije u maloprodaji koju plaćaju kućanstva i industrijski potrošači u 2011. (apcisa u €/kWh) (Godišnja potrošnja kućanstva [2500 kWh - 5000 kWh], industrije [500MWh - 2000MWh]) (Izvor: Eurostat) (28).....	26
Slika 5.3 Maloprodajna cijena električne energije za kućanstva (bez poreza) 2. Kvartal 2011. (28) ...	27
Slika 5.4 Maloprodajna cijena električne energije za industriju (bez poreza) 2. Kvartal 2011. (28)	28
Slika 5.5 Utjecaj obnovljivih izvora energije na krivulju puštanja elektrana u pogon i cijenu električne energije (32)	29
Slika 5.6 Utjecaj vjetra na njemačke spot cijene (33)	30

Slika 5.7 Utjecaj rezerve u EES-u na stvaranje negativne cijene (34)	31
Slika 6.1 PCR (38)	34
Slika 6.2 Kvartalni obujam trgovanja i likvidnost na većim europskim veleprodajnim tržištima (35)..	34
Slika 6.3 Mjesečni obujam prekograničnog trgovanja električnom energijom i njegov odnos sa potrošnjom u EU (35).....	35
Slika 6.4 Mjesečni obujmi trgovanja i cijene u Centralnoj Istočnoj Europi (35).....	35
Slika 6.5 Cijelokupna dobit sa krivuljama ponude i potražnje (40).....	37
Slika 6.6 Ulazni podaci za algoritam Euphemia (40).....	38
Slika 6.7 Branch-and-kill metoda (40)	39
Slika 6.8 Pravila za neodređenost cijene i obujma (39)	40
Slika 7.1 Države Europe prema sustavima poticaja (42).....	42
Slika 7.2 Fixed-price FIT model (43).....	43
Slika 7.3 Premium-price FIT model (43)	44
Slika 7.4 Sliding premium FIT: na ukupni iznos premije se stavlja cap i floor (43).....	45
Slika 7.5 Sliding premium FIT: spot market gap (43).....	45
Slika 7.6 Sliding premium FIP: premium-priced FIP baziran na postocima (43).....	46
Slika 8.1 Odnos insolacije i tržišne cijene električne energije ovisno o korelaciji.....	48
Slika 8.2 IRR-ovi za sve slučajeve sustava poticaja.....	49
Slika 8.3 Premije za sve slučajeve sustava poticaja	50
Slika 8.4 Kretanja tržišne cijene električne energije (korelacija = 0).....	51
Slika 8.5 Kretanje tržišne cijene električne energije (korelacija = 1).....	51
Slika 8.6 Dobit od fixed FIT (korelacija = 0).....	52
Slika 8.7 Dobit od fixed FIT (korelacija = 1).....	52
Slika 8.8 Dobit od sliding FIP (korelacija = 0)	53
Slika 8.9 Dobit od sliding FIP (korelacija = 1)	53
Slika 8.10 Dobit od market gap modela (korelacija = 0)	54
Slika 8.11 Dobit od market gap FIP modela (korelacija = 1).....	54
Slika 8.12 Odnos fiksne premije naspram tržišnoj cijeni električne energije.....	55
Slika 8.13 Kretanje klizne (sliding) premije ovisno o tržišnoj cijeni električne energije.....	56
Slika 8.14 Kretanje market gap premije ovisno o tržišnoj cijeni električne energije	56
Slika 8.15 LCOE za različite tehnologije (44)	58

POPIS JEDNADŽBI

Jednadžba 8.1 LCOE.....	59
-------------------------	----

SAŽETAK

Razvoj tržišta električne energije je aktualna tema u Europskoj Uniji jer su to kompleksni sustavi koji se uvijek razvijaju i donose nove izazove za stručnjake. Republika Hrvatska, kao mlada zemlja članica EU, je neraskidivo povezana s događanjima na europskoj sceni. U ovome radu se prilazi jednoj složenoj multidisciplinarnoj temi tržišta električne energije, kako na lokalnoj, tako i na europskoj razini. Isprepliću se pojmovi iz energetike, financija, statistike, elektrotehnike i ekonomije. Nadalje daje se uvid u razlike između sustava koji se koristi u Republici Hrvatskoj i sustava koje koriste pojedine zemlje Europe. Polazeći od opisivanja elektro-energetskog sustava RH-e, u 1. poglavlju, moguće je vidjeti osnovnu energetska statistiku RH-e, stanje naše infrastrukture te način vođenja cijelog EES-a. U 2. poglavlju se dotičemo tržišta električne energije u RH i njegovog zakonskog okvira. Sustav poticaja za obnovljive izvore i kogeneraciju je tema 3. poglavlja. Ovdje se također daje opis utjecaja obnovljivih izvora na vođenje EES-a. U 4. poglavlju se daje osvrt na tržišta električne energije u Europi. Jedna od najvažnijih i najvećih trenutnih inicijativa EU, vezanih za integraciju svih tržišta električne energije u Europi, je opisana u 5. poglavlju. U 6. poglavlju se daje pregled sustava poticaja za tehnologije obnovljivih izvora u Europi. Pred sam kraj, u 7. poglavlju, rađena je analiza slučaja za fotonaponsku elektranu primjenjujući različite sustave poticaja. Ova analiza slučaja služi kao demonstracija razlika u sustavima poticaja. 8. poglavlje je zaključak. Svrha ovog rada je pružiti čitatelju osnovne informacije za daljnje istraživanje vlastitih interesa vezanih uz ovu temu.

Ključne riječi: tržište električne energije, obnovljivi izvori energije, elektro-energetski sustav, sustavi poticaja za gradnju obnovljivih izvora energije.

SUMMARY

The development of electricity markets is a current topic in European Union because they are complex systems, always developing and bringing new challenges for the experts. Republic of Croatia, as a young member of EU, is inseparably connected with the events in the European scenery. In this study, the complex interdisciplinary topic of electricity markets is approached on a local and European level. Terms from energetics, finance, statistics, electrical engineering and economy are intertwined. Furthermore, the differences between the systems used in Croatia and systems used in other European countries are shown. Starting with the description of Croatian electric power system in the 1st chapter, it is possible to see the basic energy statistic of Croatia, the state of our infrastructure and the management of the whole electric power system. In the 2nd chapter, the Croatian electricity market is mentioned, with its legal framework. Support systems for renewables and cogeneration are the topic of chapter 3. Here, the support system's influence on the management of the electrical power system is described. In the 4th chapter, the electricity markets in Europe are shown. One of the most important and biggest initiatives of EU, which is dealing with the integration of all European electricity markets, is described in chapter 5. Chapter 6 shows the support systems for renewables in Europe. At the end, in chapter 7, a case study is shown for photovoltaics, using different support systems. This case study serves as a demonstration of distinctions between support systems. Chapter 8 is a conclusion. The goal of this study is to provide the reader with basic information for his further research of interests connected with this subject.

Key words: electricity market, renewables, electrical power system, support systems for renewables and cogeneration.

„Instruction does much, but encouragement everything.“

Johann Wolfgang von Goethe

1 ELEKTRO-ENERGETSKI SUSTAV REPUBLIKE HRVATSKE

1.1 Općenito o elektro-energetskom sustavu Republike Hrvatske

Elektroenergetski sustav (EES) je najveći, narasprostranjeniji, najutjecajniji, najsloženiji i najskuplji tehnički sustav. Ova složenost proizlazi iz činjenice da je električnu energiju nemoguće skladištiti pa se razina proizvodnje mora neprekidno izjednačavati s trenutnim potrebama potrošnje. (1)

Hrvatski elektroenergetski sustav (EES) se sastoji od proizvodnih objekata i postrojenja, prijenosne i distribucijske mreže i potrošača električne energije na području Republike Hrvatske. Radi sigurne i kvalitetne opskrbe kupaca električnom energijom i razmjene električne energije, hrvatski EES povezan je preko interkonekcija s EES-ima susjednih država i ostalim sustavima članica ENTSO-E koji zajedno tvore sinkronu mrežu kontinentalne Europe. Kupci u Hrvatskoj opskrbljuju se električnom energijom iz elektrana na području Hrvatske, iz elektrana izgrađenih za hrvatske potrošače u susjednim državama i nabavom električne energije iz inozemstva.

Neki podaci o stanju proizvodnje i razmjene električne energije u Hrvatskoj:

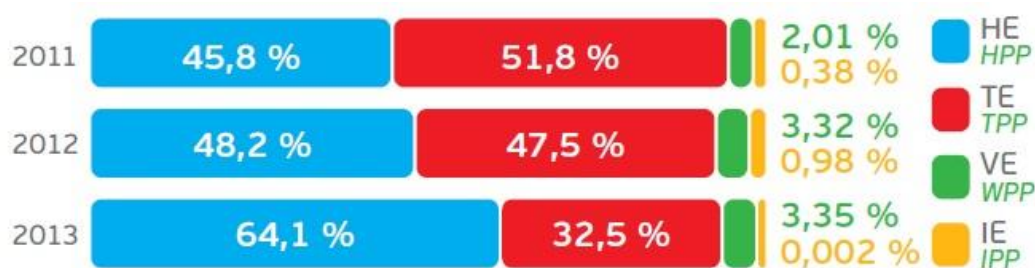
Tablica 1.1 Energetska bilanca električne energije (2)

	2008.	2009.	2010.	2011.	2012.	2013.
	GWh					
Proizvodnja	12325,6	12777,1	14105,0	10830,3	10557,4	13431,0
Hidroelektrane	5325,9	6814,4	8435,2	4620,0	4801,2	8105,8
Vjetro elektrane	39,9	54,2	139,1	201,0	328,7	517,3
Fotonaponske ćelije	0,1	0,1	0,1	0,1	2,40	11,30
Termoelektrane	4414,3	3422,2	2494,8	2876,6	2513,1	2501,2
Javne toplane	2085,7	2090,3	2589,0	2620,7	2529,2	1968,8
Industrijske toplane	459,7	395,9	446,8	511,9	382,8	326,6
Uvoz	8163,8	7580,7	6682,4	8729,9	9230,8	6845,3
Izvoz	1586,9	1898,6	1917,4	1032,6	1601,8	2354,8
Ukupna potrošnja	18902,5	18459,2	18870,0	18527,6	18186,4	17921,5
Gub. prijenosa i distribucije	1706,3	2018,8	2021,9	1830,7	1886,8	1944,1
Gubici prijenosa	483,4	511,0	597,8	505,3	484,2	485,2
Gubici distribucije	1222,9	1507,8	1424,1	1325,4	1402,6	1458,9
Neto potrošnja	17196,2	16440,4	16848,1	16696,9	16299,6	15977,4

Svojom veličinom hrvatski EES spada u manje sustave u Europi. Zbog svojstvenog zemljopisnog položaja i rasporeda proizvodnih objekata, u većem dijelu godine električna energija prenosi se s juga na sjever, te sa sjevera prema istoku.

Hrvatski EES je regulacijsko područje koje vodi HOPS. Zajedno sa slovenskim EES-om i EES-om Bosne i Hercegovine čini upravljački blok SLO – HR – BIH unutar ENTSO-E udruženja. (3)

Slika 1.1 ukazuje na značajan udio hidroelektrana u hrvatskom EES-u, te veliku ovisnost godišnje proizvedene električne energije o hidrologiji. 2010. godina je ostala u sjećanju kao izrazito kišna godina.



Slika 1.1 Struktura proizvodnje hrvatskih elektrana u razdoblju 2011.-2013. (4)

Struktura proizvodnje hrvatskih elektrana u razdoblju 2011. – 2013. prikazana je tablicom 2.1 Od 4205,7 MW instalirane snage u elektranama hrvatskog sustava u sastavu HEP grupe (sa polovicom NE Krško): (2)

- hidroelektrane – 2186,7 MW,
- termoelektrane – 1670 MW (Uračunat TE Plomin sa 192 MW),
- nuklearna elektrana Krško 348 MW.

Industrijske elektrane nisu u sastavu HEP grupe, ali imaju ugovore za plasman i prodaju električne energije u elektroenergetski sustav: (2)

- industrijske elektrane – 152,7 MW.

Ostale elektrane u Republici Hrvatskoj, koje nisu u sastavu HEP grupe: (2)

- termoelektrane – 24,7 MW,
- male hidroelektrane - 4,1 MW,
- sunčane elektrane - 19,50 MW,
- vjetroelektrane – 254,3 MW.

Tablica 1.2 Kapaciteti prijenosne mreže HOPS-a (2)

Naponska razina	400 kV	220 kV	110 kV	Srednji napon
Duljina vodova* [km]	1247	1210	4901	1456
Broj trafostanica	6	13	144	

* ukupna duljina vodova odnosi se na pogonski napon u nadležnost HOPS-a, kao i broj TS te broj i snaga transformatora

Tablica 1.3 Kapaciteti distribucijske mreže HEP-ODS-a (2)

Naponska razina	110 kV	35 (30) kV	20 kV	10 kV	0,4 kV	Kućni priključci
Duljina vodova* [km]	33,9	4787,5	6500,4	28987,2	63892,4	31527,3
Broj trafostanica		327 (35(30)/10(20) kV)	4508 (20/0,4 kV)	20769 (10/0,4 kV)		

* duljina vodova obuhvaća zbroj duljine nadzemnih vodova, kabela i podmorskih kabela iste naponske razine

Tablica 1.4 Maksimalno i minimalno opterećenje EES-a (4)

Godina	Maksimum [MW]	Datum i vrijeme	Minimum [MW]	Datum i vrijeme
2011.	2970	25.01. u 19:00	1185	25.04. u 04:00
2012.	3193	06.02. u 19:00	1132	27.05. u 06:00
2013.	2813	11.02. u 20:00	1105	31.03. u 04:00



Slika 1.2 Godišnji konzum [GWh] i maksimalno opterećenje [MW] hrvatskog EES-a (4)

1.2 Vođenje elektro-energetskog sustava Republike Hrvatske

Model vođenja hrvatskog EES-a temelji se na prihvaćenom ustroju vođenja "1+4", odnosno na strukturi jednog glavnog i četiri centra druge razine vođenja.

Vođenje hrvatskog EES-a hijerarhijski je organizirano i provodi se s tri razine:

- a) na najvišoj razini je Nacionalni dispečerski centar (NDC), smješten u Zagrebu,.
- b) na drugoj razini su četiri mrežna centra upravljanja (MC) smještena u Rijeci, Splitu i Osijeku, a četvrti u Zagrebu, koji postoji i organizacijski i fizički u prostoru TS Žerjavinec
- c) na trećoj razini su elektroenergetski objekti i postrojenja (transformatorske stanice, elektrane), centri daljinskog upravljanja (CDU), centri vođenja lanca elektrana i centri vođenja elektrana na slivovima.

NDC je glavni centar vođenja EES-a kao cjeline i hrvatskog upravljačkog područja. Obavlja poslove planiranja i analize rada EES-a te vođenja EES-a u stvarnom vremenu. Ovlašten je za koordinaciju aktivnosti s operatorima sustava susjednih upravljačkih područja, koordinatorima upravljačkih blokova i koordinacijskim centrima UCTE-a.

MC-i u pripadajućim prijenosnim područjima obavljaju sljedeće poslove:

- nadziru i prema nalogima NDC-a upravljaju mrežom 400, 220 i 110 kV sustavnog značaja u svom prijenosnom području,
- samostalno nadziru i upravljaju mrežom 110 kV koja nije sistemskog značaja u svom prijenosnom području,
- ostale poslove iz ovlasti vođenja EES-a koje im pridijeli NDC. (3)

1.3 Prekogranični prijenos

Tržišnim sudionicima koji žele uvesti, izvesti ili prenijeti električnu energiju preko hrvatskih granica HOPS dodjeljuje prijenosnu moć na prekograničnim vodovima i provjerava izvodljivost njihovih planskih rasporeda.

Tranzit je prijenos električne energije iz jedne u drugu stranu državu ili iz strane države u tu istu državu preko elektroenergetskog sustava Republike Hrvatske. HOPS tržišnim sudionicima odobrava tranzite električne energije vodeći računa o tehničkim mogućnostima i sigurnosti rada sustava te usklađuje tranzite s operatorima sustava susjednih država.

Od 1.6.2007. HOPS sa većinom europskih operatora prijenosnih sustava sudjeluje u jedinstvenom međukompenzacijskom mehanizmu za izračun i nadoknadu troškova dijela prijenosne mreže koja sudjeluje u tranzitu električne energije.

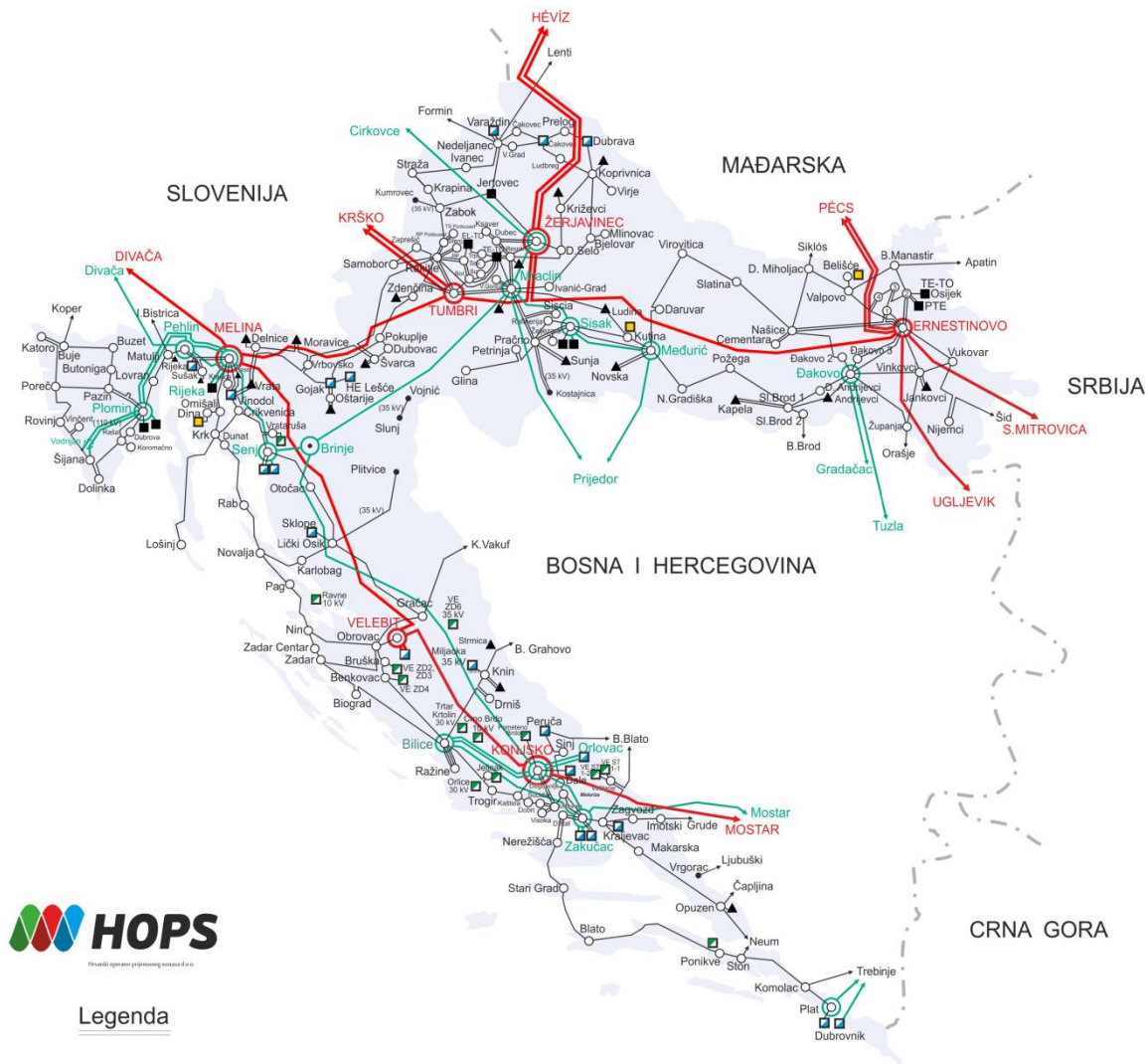
Određivanje prijenosnih kapaciteta na spojnim dalekovodima između elektroenergetskih sustava susjednih država (prekogranični prijenosni kapaciteti) i njihova raspodjela ima veliko značenje za trgovanje električnom energijom i održanje sigurnosti rada EES-a u tržišnim uvjetima. Postupci proračuna ukupnih, mrežnih i raspoloživih prijenosnih kapaciteta (*TTC-total transfer capacity*, *NTC-net transfer capacity*, *ATC-available transfer capacity* (5)), poznavanje prijenosnih ograničenja, učinkoviti postupci raspodjele prekograničnih prijenosnih kapaciteta u kratkoročnom i dugoročnom razdoblju bitni su elementi ekonomsko-tehničkog vrednovanja prijenosne mreže u tržišnim okolnostima.

Mrežni prekogranični prijenosni kapaciteti u smjeru uvoza i izvoza utvrđuju se za sve granice hrvatskog EES-a. Operatori prijenosnih sustava susjednih zemalja koordiniraju dodjelu i korištenje raspoloživih PPK-a. Dodjela se odvija preko dražbenih ureda i to na godišnjoj, mjesečnoj, dnevnoj i unutardnevnoj bazi. Operatori prijenosnih sustava s obje strane granice raspolažu s 50 posto utvrđenih PPK-a u smjeru uvoza i izvoza, ako drugačije nije utvrđeno međusobnim bilateralnim Pravilima. (3)

Hrvatski elektroenergetski sustav povezan je naponskim razinama 400 kV, 220 kV i 110 kV sa sustavima susjednih zemalja. Dalekovodima 400 kV naponske razine (ukupno sedam DV) povezan je elektroenergetski sustav RH sa sustavima:

- Bosne i Hercegovine (DV 400 kV Ernestinovo - Ugljevik i DV 400 kV Konjsko - Mostar),
- Srbije (DV 400 kV Ernestinovo – Sremska Mitrovica 2),
- Mađarske (DV 2x400 kV Žerjavinec – Heviz, DV 2x400 kV Ernestinovo – Pecs) i
- Slovenije (DV 2x400 kV Tumbri – Krško, DV 400 kV Melina – Divača).

Prijenosna mreža 400 kV RH se prostire od njenog istočnog dijela (Ernestinovo), preko sjeverozapadnog (Zagreb) do zapadnog (Rijeka) i južnog (Split) dijela. Od proizvodnih postrojenja na 400 kV mrežu priključena je jedino RHE Velebit, te NE Krško u Sloveniji.



Legenda

Trafostanice	Elektrane	Dalekovodi
<ul style="list-style-type: none"> 400 / 220 / 110 kV 400 / 110 kV 220 / 110 kV 220 / 35 kV 110 / x kV 35 / x kV Elektrovučna podstanica 	<ul style="list-style-type: none"> Termoelektrana (prikjučena na prijenosnu mrežu) Hidroelektrana (prikjučena na prijenosnu mrežu) Industrijska elektrana (priključena na prijenosnu mrežu) Vjetroelektrana 	<ul style="list-style-type: none"> 400 kV 220 kV 110 kV

© Hrvatski operator prijenosnog sustava d.o.o.

prosinac 2013.

Slika 1.3 Shema hrvatskog EES-a (3)

Interkonekcijska povezanost hrvatskog sustava sa susjednim članicama ENTSO-E ostvarena je i s 8 dalekovoda 220 kV. Također je hrvatski sustav umrežen s okruženjem i na 110 kV razini (ukupno 18 dalekovoda u trajnom ili povremenom pogonu). Dobra povezanost sa susjednim sistemima omogućava značajnije izvoze, uvoze i tranzite električne energije preko prijenosne mreže, te svrstava RH u vrlo važnu poveznicu elektroenergetskih sustava srednje i jugoistočne Europe. (6)

1.4 Emisija stakleničkih plinova

Emisija štetnih plinova u okolišni prostor jest fizički tijek plinovitih tvari ili čestica iz stacionarnih izvora (elektrana, tvornica, toplana na goriva,..), mobilnih izvora (automobili, morski prijevoz, avioni), kontroliranih požara, sprejeva, odlagališta otpada i vojnih resursa (nuklearna oružja, otrovni plinovi,...) u atmosferu koja je dio sustava okoliša. (7)

Tablica 1.5 Emisije stakleničkih plinova u RH (8)

EMISIJE	2008.	2009.	2010.	2011.	2012.
CO ₂ (bez emisije iz biomase kao goriva), 1000t(Gg)	24013,30	22172,72	21521,41	21157,12	19422,62
CO ₂ iz biomase, 1000t(Gg)	1412,76	1541,07	1746,18	2004,45	2270,95
N ₂ O, t(Mg)	11,54	10,75	10,99	11,35	10,58
CH ₄ , t(Mg)	173,04	173,14	175,67	172,81	163,15
HFC, t(Mg) CO ₂ -ekvivalent	-	-	-	-	-
PFC, t(Mg) CO ₂ -ekvivalent	-	-	-	-	-
SF ₆ , t(Mg) CO ₂ -ekvivalent	12554,43	8392,72	9318,75	9817,26	9599,77
NO _x , t(Mg) NO ₂ -ekvivalent	83168,90	74911,72	68470,96	65072,41	59002,39
SO _x , t(Mg)	57376,99	59588,11	35466,73	33406,01	25691,30
NH _x , t(Mg)	41551,46	40496,50	41298,50	41196,94	41609,85
NMHOS, t(Mg)	108901,34	78104,11	77414,78	72656,68	68474,59
CO, t(Mg)	289083,12	286351,24	278066,42	284974,43	278968,57
PM ₁₀ , t(Mg)	16861,03	16089,13	14864,81	15193,70	14759,76
PM _{2,5} , t(Mg)	10065,30	9728,80	9363,97	9781,31	9672,72
CH ₄ – metan	CO - ugljikov monoksid				
CO ₂ - ugljikov dioksid	Gg - gigagram (=1 kilotona=				
HFC – hidrofluorougljikovodik	Mg – megagram (=1 tona)				
N ₂ O – dušikov oksid	NH ₃ – amonijak				
NMHOS – nehlapivi metanski organski spoj	NO _x – dušikov oksid				
PFC – perfluorougljikovodik	PM _{2,5} – lebdeće čestice (manje ili jednake od 2,5 mikrona)				
PM ₁₀ – lebdeće čestice (manje ili jednake 10 mikrona)	SF ₆ – sumporni heksafluorid				
SO _x – sumporov dioksid	t - tona				

2 TRŽIŠTE ELEKTRIČNE ENERGIJE U HRVATSKOJ

2.1 Trenutno stanje

Otvaranje tržišta električne energije je omogućeno donošenjem niza zakona, dopuna zakona, odluka, metodologija, uredba, pravilnika, tarifnih sustava, pravila, općih uvjeta, cjenika i programa. Oni su dostupni na službenim web stranicama Hrvatske energetske regulatorne agencije (HERA-e) (9). Temeljni zakoni su:

- Zakon o energiji
- Zakon o izmjenama i dopunama zakona o energiji
- Zakon o tržištu električne energije
- Zakon o regulaciji energetske djelatnosti

Organiziranje tržišta električne energije, te prijenos i distribucija električne energije su regulirane djelatnosti koje se obavljaju kao javne usluge (*usluga dostupna u svako vrijeme krajnjim kupcima i energetskim subjektima prema reguliranoj cijeni i/ili uvjetima pristupa i korištenja energetske usluge, a koja se obavlja prema načelima razvidnosti i nepristranosti te uz nadzor tijela određenih zakonom* (10)):

- za organiziranje tržišta električne energije zadužen je Hrvatski operator tržišta energije (HROTE),
- za prijenos električne energije, održavanje, razvoj i izgradnju prijenosnog sustava te vođenje elektroenergetskog sustava zadužen je Hrvatski operator prijenosnog sustava (HOPS),
- za distribuciju električne energije, održavanje, razvoj i izgradnju distribucijskog sustava zadužen je HEP-Operator distribucijskog sustava (HEP - ODS).

U Hrvatskoj se razlikuju:

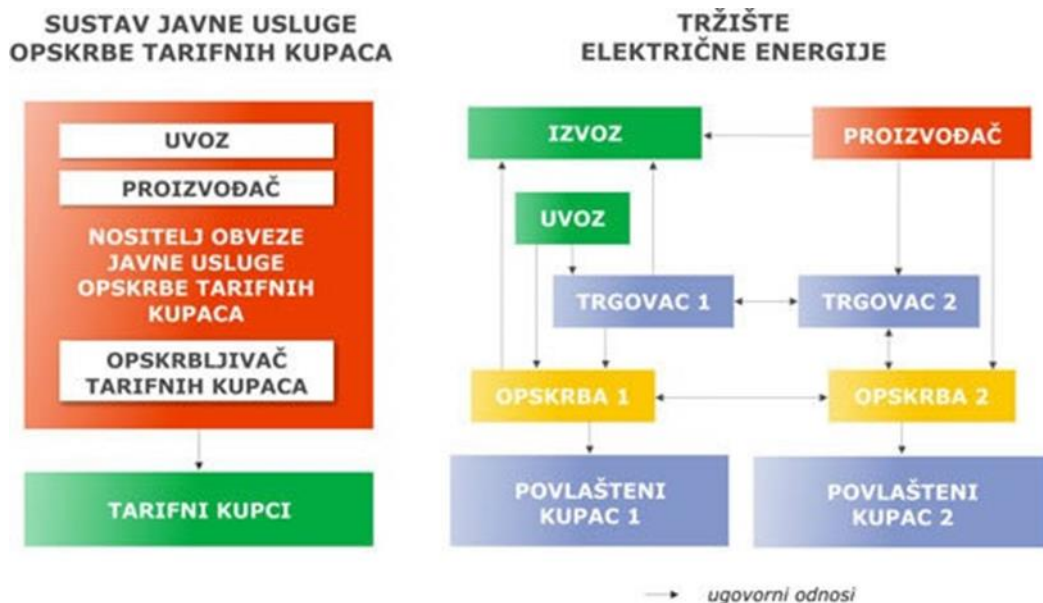
- javna usluga opskrbe tarifnih kupaca električnom energijom,
- tržište električne energije.

Pojam kupac odnosi se na krajnjeg kupca električne energije. U Hrvatskoj postoje dvije kategorije:

- povlašteni kupci i
- tarifni kupci.

Svi kupci električne energije u Hrvatskoj su stekli status povlaštenog kupca od 1. srpnja 2008. godine. (11) Status povlaštenog kupca daje pravo kupcu da odabere svog opskrbljivača i s njim ugovara cijenu električne energije

Kupac iz kategorije kućanstva koji ne želi koristiti pravo povlaštenog kupca ili ne uspije pronaći opskrbljivača, ima pravo na opskrbu električnom energijom od opskrbljivača tarifnih kupaca. HEP grupa obavlja javnu uslugu opskrbe tarifnih kupaca. (12)



Slika 2.1 Shema sustava javne usluge opskrbe tarifnih kupaca i tržišta električne energije u RH (12)

Sudionici na tržištu električne energije u Hrvatskoj (tržišni sudionici) su:

- proizvođači,
- opskrbljivači,
- trgovci i
- povlašteni kupci.

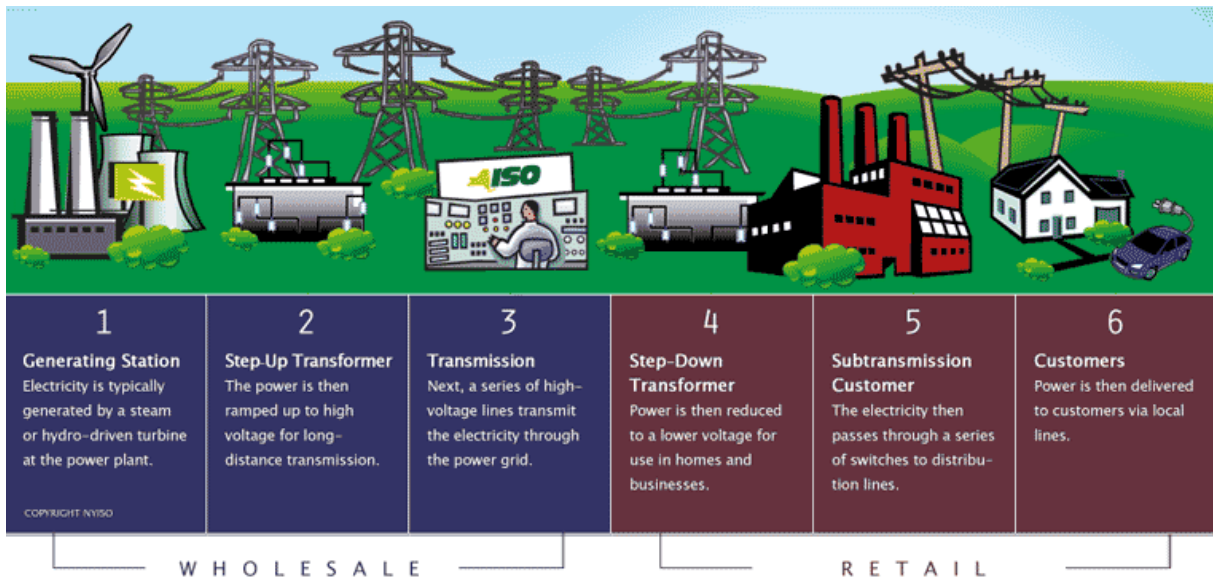
Sudionik na tržištu električne energije može biti elektroenergetski subjekt ili druga pravna i fizička osoba koja kupuje ili prodaje električnu energiju temeljem prava na sudjelovanje na tržištu električne energije (u skladu s odredbama Zakona o tržištu električne energije te pravilima organiziranja tržišta električne energije).

Tržište električne energije obuhvaća:

- veleprodajno tržište i
- maloprodajno tržište.

Veleprodajno tržište počinje kod proizvodnje električne energije u elektranama i završava kod distributera električne energije, prenoseći se na 220 kV ili 400 kV naponu. Na njemu sudjeluju proizvođači, od kojih trgovci kupuju električnu energiju, ili za svoju uporabu, ili za prodaju krajnjim distributerima. Najčešće je ograničenje da se trguje minimalno sa 1 MW-om električne energije.

Maloprodajno tržište postoji kada krajnji potrošači mogu birati između više distributera električne energije. Električna energija se naplaćuje krajnjim potrošačima u obliku mjesečnih računa odobrenih od države kao tarife. (13) (14)



Slika 2.2 Veleprodajno i maloprodajno tržište električne energije (15)

Veleprodajno tržište električne energije obuhvaća:

1. ugovorno tržište električne energije,
2. tržište električne energije uravnoteženja i
3. burzu električne energije. (11)

Ugovorno tržište električne energije u Hrvatskoj je ustrojeno prema modelu bilateralnog tržišta. Ono se temelji na trgovanju električnom preko bilateralnih ugovora. Ugovorne strane u bilateralnom ugovoru se razlikuju ovisno o vrsti ugovora:

- bilateralni ugovor za opskrbu električnom energijom (povlašteni kupac i opskrbljivač; maloprodajno tržište),
- bilateralni ugovor o kupoprodaji električne energije (opskrbljivač, trgovac ili proizvođač; veleprodajno tržište).

Povlašteni kupac i proizvođač moraju također sklopiti i ugovor o korištenju mreže s Hrvatskim operatorom prijenosnog sustava (HOPS) ili HEP operatorom distribucijskog sustava.

Na tržištu električne energije uravnoteženja operator tržišta električne energije (HOPS) kupuje i prodaje električnu energiju od sudionika na tržištu radi uravnoteženja elektroenergetskog sustava, dok operator prijenosnog sustava (HEP-ODS) radi postizanja sigurnog rada elektroenergetskog sustava provodi mjerenje i aktivira ponude za energiju uravnoteženja.

Operator tržišta električne energije i operator prijenosnog sustava odgovorni su za organiziranje burze električne energije za fizičku trgovinu električne energije na cijelom području Republike Hrvatske i povezivanje s drugim burzama. (11) Više riječi o burzi električne energije u Hrvatskoj u sljedećem podpoglavlju.

2.2 Osnivanje Hrvatske dan-unaprijed burze električne energije (CROPEX)

U 2012. Godini HOPS i HROTE su potpisali sporazum o suradnji pri osnivanju Hrvatske burze električne energije (CROPEX). Iako je početak rada burze bio predviđen za 4. kvartal 2014. godine, on je odgođen za kraj 4. kvartal 2015. godine. (16) Osnivanje burze u Hrvatskoj je preduvjet razvoju veleprodajnog dan-unaprijed tržišta (*Wholesale day-ahead market*) i povezivanju susjednih nacionalnih burza električne energije. Krajnji cilj je da Hrvatska postane sudionik u pan-europskom multiregionalnom povezanom tržištu električne energije (engl. Multi-Regional Coupling, MRC). (17) Burza će se baviti nabavom i prodajom električne energije za dan unaprijed (*Day-ahead market*). Planirano je i pokretanje trgovine unutar dana (*Intra-day market*).

Prednosti koje CROPEX donosi na sadašnji bilateralni model tržišta električne energije su:

- trgovanje dan-unaprijed,
- trgovanje unutar-dana,
- dostupnost informacija vezanih uz tržište, transparentnost cijena, jedna cijena električne energije za sve sudionike na tržištu dostupna je na internetu (nešto što u modelu bilateralnog tržišta nije poznato, već se zasebno ugovara između ugovornih strana)
- planira se CO2 tržište,
- planira se otvaranje tržišta zelenih certifikata – tržište garantiranog podrijetla električne energije,
- operacije spajanja tržišta,
- sudionicima na burzi garantirana anonimnost, (18)
- rizik trgovanja između prodavatelja i kupca električne energije preuzima CROPEX (u slučaju neizvršavanja ugovornih dužnosti jedne od ugovornih strana, CROPEX vrši dogovorenu isplatu, te naknadno sređuje neispunjene ugovorne obveze),
- mogućnost trgovanja sa susjednim nacionalnim burzama električne energije.

Burza i bilateralno tržište električne energije u RH će koegzistirati. Ovo je dobro iz nekoliko razloga: (18)

- međusobna konkurencija (pogodna iz perspektive participanta na tržištu). kada cijena na burzi postane previsoka, participant uvijek može trgovati na bilateralnom tržištu,
- burza će davati satne cijene, tako omogućavajući više informacija. Na bilateralnom tržištu se određuju cijene za određene periode (bazno opterećenje, vršno, srednje),
- ako se cijene na tržištima jako razlikuju, kupci će otići na tržište sa jeftinijim cijenama, a prodavači na tržište sa skupljim cijenama, tako uravnotežujući cijene na dva tržišta,
- u slučaju nekih dugoročno dogovorenih poslovnih odnosa između tvrtki ostaje mogućnost trgovanja bilateralnih ugovorima.

CROPEX je u 10. mjesecu 2014. postala pridruženi član PCR-a (Price Coupling of Regions). Time je zadovoljila preduvjet za korištenje EUPHEMIA algoritma za povezivanja svih dan-unaprijed tržišta električne energije u Europi.

Skupštinu CROPEX-a čine HROTE i HOPS u omjeru 50:50 %.

Ministri energetike iz Albanije, Bosne, Makedonije, Crne Gore, Srbije, Kosova i Hrvatske su donjeli odluku o osnivanju zajedničkog regionalnog tržišta električne energije. Zajedničko tržište bi trebalo omogućavati svoje usluge i pristup burzama od strane trgovaca u svih 7 zemalja. Bit će omogućeno dijeljenje PPK-a i sudjelovanje u koordiniranom aukcijskom uredu (*Coordinated Auction Office - CAO*) za alokaciju PPK-a. CAO se nalazi u glavnom gradu Crne Gore, Podgorici i predstavlja ključan element u spajanju 7 tržišta. Ministri su obećali uspostavu zajedničkog tržišta do 8. mjeseca 2016. (19)

3 SUSTAV POTICAJA ZA OBNOVLJIVE IZVORE I

KOGENERACIJU U REPUBLICI HRVATSKOJ

3.1 Općenito o sustavu poticaja

Korištenje obnovljivih izvora energije i kogeneracije od interesa je za Republiku Hrvatsku. (10) Time se potiče održivi razvoj, zaštita okoliša i smanjenje štetnih emisija, a u budućnosti se želi ostvariti sigurna i pouzdana opskrba električnom energijom te povećana energetska neovisnost RH-e od drugih zemalja.

Obnovljivi izvori energije, poput fotonaponskih ćelija i vjetroelektrana, su tehnologije u razvoju te se ne mogu mjeriti sa konvencionalnim tehnologijama proizvodnje energije (ugljen, plin) gledajući samo kapitalni trošak investicije po MW-u instalirane snage. No, u zadnjim godinama im cijena značajno pada zahvaljujući aktualnim energetskim politikama i razvoju novih tehnologija.

Radi postizanja održivog razvoja, tehnologije bazirane na obnovljivim izvorima energije, moraju zauzimati sve veći udio u portfoliju proizvodnih postrojenja. Kroz održivi razvoj se želi nastaviti siguran napredak civilizacije.

Da bi takva energetska politika funkcionirala, uvode se sustavi poticaja za obnovljive izvore energije. Kroz te sustave poticaja, svaka bi zemlja trebala biti u mogućnosti provoditi energetska politiku u skladu sa EU regulativama i težiti postizanju strateškog cilja 20/20/20 (20% smanjenja emisije stakleničkih plinova, 20% udjela obnovljive energije, 20% poboljšanja u energetskej efikasnosti) do 2020. godine.

Za postizanje povećanja udjela OIE u bruto neposrednoj potrošnji energije na 20% u 2020. godini postavljeni su sljedeći sektorski ciljevi: (20)

- 35% udjela OIE u proizvodnji električne energije, uključujući velike hidroelektrane
- 10% udjela OIE u prijevozu;
- 20% udjela OIE za grijanje i hlađenje.

3.2 Tarifni sustav za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije

U Hrvatskoj se razlikuju tri kategorije proizvođača električne energije:

- proizvođač u sustavu javne usluge kao jedan od nositelja obveze javne usluge opskrbe tarifnih kupaca električnom energijom,
- povlašteni proizvođač,
- nezavisni proizvođač.

Proizvođač može prodati električnu energiju proizvedenu u vlastitim proizvodnim objektima: (12)

- trgovcu,
- opskrbljivaču,
- HOPS-u za usluge sustava, za pokriće gubitaka u prijenosnoj mreži i za uravnoteženje sustava,
- HEP-ODS-u za usluge u distribucijskoj mreži i za pokriće gubitaka u distribucijskoj mreži.

Proizvodno postrojenje koje istodobno proizvodi električnu i toplinsku energiju na visokoučinkovit način, koristi otpad ili obnovljive izvore energije za proizvodnju električne energije, neovisno o snazi proizvodnog postrojenja, može steći status povlaštenog proizvođača električne energije. Status povlaštenog proizvođača električne energije stječe se na temelju rješenja HERA-e.

Povlašteni proizvođači električne energije mogu steći pravo na poticajnu cijenu koja se određuje primjenom tarifnog sustava za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije. Nakon ulaska u sustav poticaja, energija proizvedena u objektima za korištenje obnovljivih izvora energije se ne može isporučivati inozemnom tržištu. (10) Poticajna cijena je cijena koja se plaća povlaštenom proizvođaču u sustavu poticaja za vrijeme trajanja ugovora o otkupu električne energije, a iskazuje se u kn/kWh. Definirana je preko tarifnih stavki.

Iznos tarifnih stavki (kn/kWh) je definiran tarifnim sustavom za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije. Sastoji se od dva dijela:

- fiksnog dijela koji se temelji na opravdanim troškovima poslovanja, izgradnje, zamjene, rekonstrukcije te održavanja postrojenja koja koriste obnovljive izvore energije i kogeneracijskih postrojenja te razumnom povratu investicije,
- promjenjivog dijela koji se temelji na mjerljivom doprinosu lokalnoj zajednici, doprinosu razvoja gospodarske aktivnosti, zapošljavanju, razvoju javnih servisa i podizanju kvalitete života.

Tarifni sustav se financira naknadom za poticanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije. Naknadu prikuplja HROTE od opskrbljivača krajnjih kupaca. Visina naknade za poticanje iznosi 0,035 kn/kWh za sve kupce električne energije. (11)

HOPS ili HEP-ODS je dužan preuzeti ukupno proizvedenu električnu energiju od povlaštenog proizvođača. HROTE ima pravo prvokupa električne energije od povlaštenog proizvođača na razdoblje od 25 godina. (11)

Energetska postrojenja, koja koriste obnovljive izvore energije i kogeneraciju, se, prema pravilniku o korištenju obnovljivih izvora energije i kogeneracije, dijele prema vrsti izvora i instaliranoj snazi proizvodnog postrojenja. Po vrsti izvora, poticajna cijena pada sa povećanjem instalirane snage postrojenja. Poticajna cijena za kogeneracijska postrojenja se množi s različitim faktorima korekcije, prema vrstama izvora energije, te se dobiva korigirana poticajna cijena. Za kogeneraciju fotonaponske ćelije i sunčanog kolektora se mora zadovoljiti minimalni omjer instalirane toplinske snage i električne snage. Za postrojenja na biomasu, bioplin i tekuća biogoriva se poticajna cijena određuje prema minimalnom godišnjem faktoru učinkovitosti postrojenja OIE od 50% u pretvorbi primarne energije goriva u proizvedenu električnu energiju i proizvedenu korisnu toplinu. Također se cijena korigira prema učinkovitosti ostvarenoj u prošloj godini, povećavajući se za porast učinkovitosti i padajući za pad učinkovitosti.

Također se poticajna cijena može modelirati kao referentna cijena električne energije. To je cijena jednaka iznosu tarifnog modela Plavog, jedinstvena dnevna tarifa za opskrbu električnom energijom. Određen je metodologijom i iznosi 0,53 kn/kWh. (21)

Povlašteni proizvođač električne energije, koji u proizvodnom postrojenju koristi obnovljive izvore energije, koristi i druge izvore energije, ima pravo na poticajnu cijenu samo za količinu električne energije proizvedene iz obnovljivih izvora.

Ugovor o otkupu električne energije, proizvedene iz proizvodnih postrojenja koja koriste obnovljive izvore energije i kogeneracijskih postrojenja, sklapa se na vrijeme od 14 godina. Postojeća proizvodna postrojenja, koja koriste obnovljive izvore energije za proizvodnju električne energije, a koja su starija od 14 godina, nemaju pravo na poticajnu cijenu. Ovo se ne primjenjuje u slučaju planirane rekonstrukcije postojeće hidroelektrane, starije od 25 godina, kada je ukupni trošak rekonstrukcije najmanje 20% ukupnih planiranih prihoda proizvodnog postrojenja. Visina poticajne cijene, koja je utvrđena sklopljenim ugovorom o otkupu električne energije, korigira se svake godine. Način, visina i elementi utvrđivanja poticajne cijene neće se mijenjati tijekom razdoblja trajanja ugovora, osim na način propisan odredbama Tarifnog sustava. (22)

Operator tržišta sklapa ugovore o otkupu električne energije s nositeljem projekta za integrirane sunčane elektrane, instalirane snage do uključivo 300 kW, sve dok ukupna snaga takvih proizvodnih postrojenja ne dosegne vrijednosti od 5 MW. (22)

Registar projekata i postrojenja za korištenje obnovljivih izvora energije i kogeneracije te povlaštenih proizvođača (registar OEIKPP) je online evidencija o svim projektima obnovljivih izvora energije, kogeneracijskih postrojenja i povlaštenih proizvođača u RH. Ustrojava ga i vodi, u elektroničkom obliku Ministarstvo gospodarstva. Dostupan je na internetu. (23)

3.3 Utjecaj sustava poticaja za OIE na vođenje elektro-energetskog sustava Republike Hrvatske

Trenutno stanje, u registru projekata i postrojenja za korištenje obnovljivih izvora energije i kogeneracije te povlaštenih proizvođača, je slijedeće:

Tablica 3.1 Upisani projekti u registar OIEKPP (16.08.2015.) (24)

Vrste postrojenja	Električna snaga [MW]	Toplinska snaga [MW]
Sunčanje elektrane (504)	1079,3717	0,0000
Hidroelektrane (32)	23,0252	0,0000
Vjetroelektrane (46)	1750,2500	0,0000
Elektrane na biomasu (84)	183,2620	22,5070
Geotermalne elektrane (1)	4,7100	0,0000
Elektrane na bioplin (61)	61,2170	4,8050
Elektrane na deponijski plin i plin iz postrojenja za pročišćavanje otpadnih voda (5)	8,3500	0,0000
Kogeneracija (7)	49,4930	88,0000
Ukupno 740	3159,6789	115,3120

Može se primijetiti da ukupna električna snaga svih upisanih projekata premašuje ukupnu električnu snagu postrojena u RH 2013. godine od 4330 MW. (4)

Može se zapaziti veliki udio vjetroelektrana u ukupnoj instaliranoj snazi proizvodnih postrojenja u sustavu RH-e. Posljedica ovoga je smanjenje rezerve u EES-u. Rezervu u EES-u predstavlja razlika između ukupno instaliranih proizvodnih postrojenja i trenutnog opterećenja sustava. Čine ju elektrane za proizvodnju energije uravnoteženja. Prirodni tok snage vjetra je nepredvidljiv, te kao takav ima za posljedicu nepredvidljive skokove u proizvodnji električne energije kod vjetroelektrana. HROTE je dužan otkupiti svu proizvedenu električnu energiju od povlaštenih proizvođača (vjetroelektrane). Posljedično se povećava volatilnost snage u EES-u. Dolazi do skokova i padova trenutne snage koje treba regulirati. U svakom trenutku treba biti zadovoljeno trenutno opterećenje EES-a. Rezerva u sustavu opada, sigurnost isporuke električne energije opada, nova rješenja su potrebna. (25)

U tridesetgodišnjem razdoblju, od 1959. do 1989., u Hrvatskoj je izgrađeno 19 većih elektrana, što znači da je svakih godinu i pol dana u pogon puštena jedna elektrana. Od većih elektrana su još puštene u pogon TE Plomin 2 (192 MW) 2000. godine i HE Lešće (41,8 MW) 2010. (26) U Tablici 2.1 je vidljivo da je RH veliki uvoznik električne energije. Iz ovoga se može zaključiti da je gradnja novih elektrana jedno moguće rješenje za povećavanje rezerve i smanjenje energetske ovisnosti o susjednim zemljama. U slučaju gradnje konvencionalnih elektrana, one moraju biti dovoljno fleksibilne da bi služile kao efektivna rezerva u sustavu.

Od svih regulacijskih elektrana jedna vrsta se ističe svojim tehničkim mogućnostima. Odličan je primjer reverzibilna (crpno-akumulacijska) hidroelektrana Velebit (240 MW) koja je u mogućnosti po noći, kada je cijena električne energije jeftinija, pumpati vodu na višu geografsku (energetsku) razinu u akumulacijsko jezero. Po danu, kada nedostaje snage u sustavu, ona može tu istu vodu koristiti za generaciju električne energije. Na taj način se proizvodi energija kada je ona najpotrebnija. No, intenzivnom uporabom ovakvih elektrana, smanjuje im se prethodno predviđeni životni vijek uporabe. Izgradnja novih elektrana ovoga tipa uvjetovana je geografijom i hidrologijom.

Gradnja novih elektrana nije jedini način regulacije snage u sustavu. U slučaju manjka ili viška snage, moguće je uvoziti ili izvoziti električnu energiju u svrhu rezervu iz susjednih zemalja, ako ju oni u određenom trenutku imaju dovoljno za svoje potrebe. Ovdje dolazi do izražaja dobra mrežna povezanost Hrvatske sa susjednim zemljama. Ovaj pristup je u skladu sa energetskom politikom RH, a ta je da se uspostavi burza električne energije i ostvari povezivanje u jednu europsku mrežu (*Price Coupling of Regions, PCR*). Iz tog razloga se mogu očekivati daljnje investicije za ovo rješenje.

Također je moguće mijenjati model tržišta na način da se stvori tržište za balansiranje sustava. Elektrane u hladnom pogonu, kojima se plaća radile one ili ne, služe izričito za ostvarivanje dovoljne rezerve u sustavu. Ovaj pristup ima za prednost što se u tržišnim uvjetima kroz konkurentnost cijena dolazi do optimalnog rješenja. U Njemačkoj, zbog izrazite volatilnosti sustava, se održavaju aukcije za balansiranje sustava na dnevnoj i tjednoj bazi. Određena poduzeća moraju biti spremni u roku od 15 minuta, 5 minuta i čak 30 sekundi pustiti svoje proizvodne kapacitete u pogon. Za ove usluge su skupo plaćeni, ponekada i 400 puta većom cijenom električne energije nego na veleprodajnom tržištu. Zbog toga je i obnavljanje starih konvencionalnih elektrana, povećavajući im fleksibilnost i efikasnost, postalo isplativo. (27) Upravo zato se rade sve preciznija planiranja rada EES-ova u svijetu, da bi se eliminirala nepredvidljivost vjetra. U HOPS-u se radi planiranje rada sustava 2 sata unaprijed.

Postoji i opcija spuštanja proizvodnje neregulacijski elektrana za stvaranje dodatne rezerve. U tom slučaju se toj elektrani isplaćuje električna energija koju ona nije proizvela. To spada u pomoćne usluge sustava (*re-dispatching*).

Na trenutnoj tehnološkoj razini, sve veća penetracija obnovljivih izvora u EES RH-e bi mogla imati suprotan učinak od očekivanog i izazvati nepouzdanu dobavu električne energije. Ovu lekciju valja učiti iz primjera Njemačke. Potrebne su dugoročne energetske politike sa snažnom voljom da ih se provede kako bi se osiguralo da se ne ponavljaju tuđe pogreške i ne prolaze iste tegobe. (27)

4 TRŽIŠTA ELEKTRIČNE ENERGIJE U EUROPI

4.1 Različiti oblici EES-a u Europi (28)

EES i tržište električne energije neke zemlje ovisi o bruto domaćoj potrošnji/proizvodnji energije, portfoliju elektrana/infrastrukturi, geografskoj poziciji, prirodnim resursima i povezanosti sa susjednim zemljama preko interkonekcijskih kapaciteta, energetske politici i načinima regulacije, broju OPS-ova i ODS-ova i njihovom vlasničko-legalnom odnosu, različitim rješenjima u procesu legalno-vlasničkog razdvajanja vertikalno integriranih sustava u sektoru električne energije, te brojnim drugima. U nastavku će biti navedene neke osnovne podjele za zemlje članice EU. Radi preglednosti i sažetosti podataka ubačeni su tablični prikazi tržišta zemalja članica.

Tablica 4.1 Proizvodnja, protoci i maksimalna opterećenja zemalja članica EU-27 (2010) (izvor: Eurostat, ENTSO_E) (28)

	Potrošnja (TWh)	Uvozni tokovi opterećenja/potrošnja (%)	Izvozni tokovi opterećenja/potrošnja (%)	Godišnje nacionalno maksimalno opterećenje (GW)	Maksimalni kapaciteti proizvodnje (GW)
Belgija	95,67	13,0	12,4	14,17	18,69
Bugarska	38,21	3,1	25,2	7,27	12,07
Češka	70,96	9,4	30,4	10,38	18,94
Danska	37,65	28,2	31,2	6,35	13,38
Njemačka	612,96	7,0	9,4	79,90	152,20
Estonija	9,71	11,3	44,8	1,59	2,48
Irska	29,08	2,6	1,0	5,09	8,47
Grčka	63,10	13,5	4,5	9,79	13,93
Španjolska	294,76	1,8	4,6	44,49	96,31
Francuska	538,25	3,6	9,3	96,71	123,51
Italija	346,22	13,3	0,5	56,43	106,49
Cipar	5,35	0,0	0,0	1,15	1,47
Latvija	7,50	53,0	41,3	1,32	2,46
Litva	11,74	69,6	18,6	1,71	3,61
Luksemburg	8,66	84,1	37,2	1,11	1,73
Mađarska	42,57	23,3	11,0	6,06	8,75
Malta	2,11	0,0	0,0	0,71	0,87
Nizozemska	120,92	12,9	10,6	17,73	25,47
Austrija	73,46	27,1	23,9	10,76	21,09
Poljska	156,30	4,0	4,9	23,58	33,31
Portugal	56,71	10,3	5,6	9,40	17,91
Rumunjska	58,35	1,3	5,2	8,46	17,05
Slovenija	14,31	56,0	70,8	1,97	3,04
Slovačka	28,88	25,4	21,8	4,34	7,78
Finska	91,17	17,2	5,7	14,59	17,08
Švedska	150,69	9,9	8,5	26,69	35,70
Ujedinjeno Kraljevstvo	383,79	1,9	1,2	60,10	79,71

Postoje bitne razlike između zemalja članica EU u pogledu strukture proizvodnje električne energije i maloprodajnih distribucijskih tržišta. U većini zemalja članica koncentracija proizvodnje električne energije je visoka, tj. malen broj poduzeća predstavlja veliku većinu ukupne proizvodnje u zemlji. Na maloprodajnoj strani je slična situacija kao i na strani proizvodnje. Međutim, ne postoji veza između koncentracije proizvodnje električne energije i koncentracije u maloprodajnom sektoru. Kod nekih zemalja visoka koncentracija u proizvodnji nužno ne uzrokuje visoku koncentraciju u maloprodaji i obrnuto.

Tablica 4.2 Struktura tržišta električne energije u 2010. Za EU-27
(poduzeća se smatraju glavnima ('main') ako proizvode barem 5% nacionalne proizvodnje električne energije, opskrbljivači se smatraju glavnima ako prodaju barem 5% ukupne nacionalne potrošnje)
(Izvor: Eurostat, podaci za 2010. I nacionalni regulatori) (28)

	Broj poduzeća koje predstavljaju barem 95% ukupne proizvodnje	Broj glavnih elektro-energetskih poduzeća	Tržišni udio najvećeg proizvođača na tržištu električne energije (%)	Ukupni broj opskrbljivača električnom energijom	Broj glavnih opskrbljivača električnom energijom
Belgija	4	3	79,1	37	3
Bugarska	22	5	N/A	36	5
Češka	24	1	73,0	324	3
Danska	>1000	2	46,0	33	
Njemačka	>450	4	28,4	>1000	3
Estonija	6	1	89,0	41	1
Irska	8	6	34,0	8	5
Grčka	4	1	85,1	11	1
Španjolska	N/A	4	24,0	202	4
Francuska	>5	1	86,5	177	1
Italija	217	5	28,0	342	3
Cipar	1	1	100,0	1	1
Latvija	45	1	88,0	4	1
Litva	17	5	35,4	15	3
Luksemburg	3	2	85,4	11	4
Mađarska	68	3	42,1	38	5
Malta	1	7	100,0	1	1
Nizozemska	7	5	N/A	36	3
Austrija	126	4	N/A	129	6
Poljska	68	5	17,4	146	7
Portugal	107	2	47,2	10	4
Rumunjska	10	6	35,6	56	8
Slovenija	3	2	56,3	16	7
Slovačka	8	1	80,9	77	5
Finska	29	4	26,6	72	3
Švedska	24	5	42,0	134	5
Ujedinjeno Kraljevstvo	19	9	20,0	22	6

Nadalje, EES-i u pojedinim zemljama također ovise o načinu razdvajanja operatora prijenosnog sustava (OPS) i operatora distribucijskog sustava (ODS). Prema podacima nacionalnih regulatora iz 2010. većina zemalja članica EU ima samo jedan OPS. Iznimke su Norveška (dva), Austrija, Velika Britanija i Portugal (tri), Njemačka (četiri) i Italija koja ima jedanaest OPS-ova. Razdvajanje vlasništva je nastupilo u pola zemalja članica. Odnos javnog i privatnog vlasništva u radvojenim OPS-ovima pokazuje različit spektar situacija EU članica u 2010.

Tablica 4.3 Razdvajanje OPS-a u EU-27 – 2010. (Izvor: CEER baza podataka) (28)

	Broj OPS—a u zemlji	Broj OPS-a koji su vlasnički razdvojeni	% javnog vlasništva	% privatnog vlasništva	OPS-i sa mrežnom imovinom	OPS-i bez mrežne imovine
Belgija	1	1	47,9	52,1	1	0
Bugarska	1	0	100,0	0,0	0	1
Češka	1	1	100,0	0,0	1	0
Danska	1	1	100,0	0,0	1	0
Njemačka	4	2	0,0	100,0	2	0
Estonija	1	1	100,0	0,0	1	0
Irska	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Grčka	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Španjolska	1	1	20,0	80,0	1	0
Francuska	1	0	84,5	15,5	1	0
Italija	11	1	30,0	70,0	11	0
Cipar	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Latvija	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Litva	1	0	97,5	2,5	0	1
Luksemburg	1	0	42,5	57,5	1	0
Mađarska	1	0	0,0	100,0	1	0
Malta	0	0	0,0	0,0	0	0
Nizozemska	2	2	100,0	0,0	N/A	N/A
Austrija	3	0	75,6	24,4	2	1
Poljska	1	1	100,0	0,0	1	0
Portugal	3	1	51,0	49,0	1	0
Rumunjska	1	1	73,7	26,3	1	0
Slovenija	1	1	100,0	0,0	1	0
Slovačka	1	1	100,0	0,0	1	0
Finska	1	1	12,0	88,0	1	0
Švedska	1	1	100,0	0,0	1	0
Ujedinjeno Kraljevstvo	3	1	0,0	100,0	3	0

U Njemačkoj postoji barem 800 ODS-a, od kojih se većina može povezati sa „Stadtwerke“, koji obavlja funkcije distribucije električne energije i ostale javne usluge. U većini zemalja članica EU, u slučaju ODS-a, legalno razdvajanje je češći odabir od vlasničkog razdvajanja. Sa Mađarskom i Slovenijom kao iznimkama, postoje ODS-ovi koji pružaju električnu energiju manje od 100 000 potrošača. ODS-ovi koji opskrbljuju manje od 100 000 potrošača nisu podložni vlasničkom i/ili legalnom razdvajanju u vertikalno integriranom sustavu, te nisu podložni inspekciji regulatornih agencija.[18]

Tablica 4.4 Razdvajanje ODS-a u EU-27 – 2010. (Izvor: CEER baza podataka) (28)

	Broj ODS-a u zemji	Broj ODS-a koji su vlasnički razdvojeni	Broj ODS-a koji su legalno razdvojeni	Primjena iznimke za 100000 potrošača u zemlji	Broj ODS-a sa manje od 100000 potrošača
Belgija	27	11	27	Ne	12
Bugarska	4	4	4	Ne	1
Češka	3	0	3	Da	297
Danska	77	0	77	Ne	71
Njemačka	869	0	146	Da	794
Estonija	37	N/A	1	Da	36
Irska	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Grčka	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Španjolska	351	0	351	Da	345
Francuska	148	0	5	Da	143
Italija	144	119	10	Da	134
Cipar	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Latvija	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Litva	2	0	2	Da	4
Luksemburg	6	0	1	Da	5
Mađarska	6	0	6	Ne	0
Malta	1	0	0	Ne	0
Nizozemska	7	5	7	Ne	3
Austrija	128	0	11	Da	117
Poljska	22	0	7	Da	15
Portugal	13	10	11	Da	10
Rumunjska	37	5	8	Da	29
Slovenija	1	0	1	Ne	0
Slovačka	3	0	3	Da	162
Finska	85	0	51	Ne	82
Švedska	173	0	173	Da	167
Ujedinjeno Kraljevstvo	19	13	6	Ne	5

4.2 Veleprodajna tržišta (29)

Slika 4.1 ilustrira godišnje prosječne cijene električne energije za dan-unaprijed u 2014. u zemljama članicama EU, Norveškoj i Švicarskoj. Troškovi proizvodnje električne energije i veleprodajne cijene su primarno pod utjecajem dvije grupe faktora:

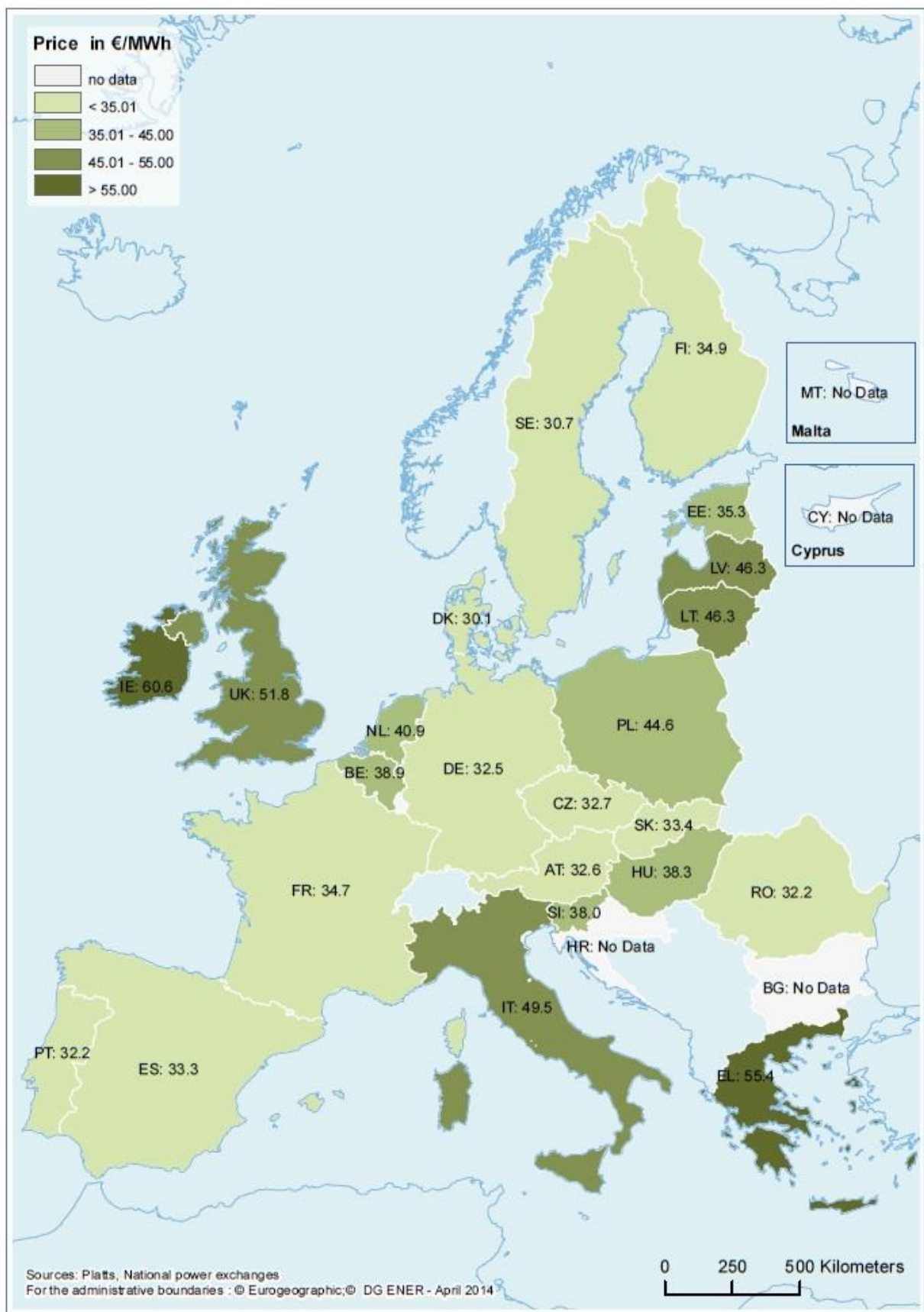
- faktora ponude; kao strukture proizvodnje električne energije, količina proizvedene energije naspram domaćim potrebama ili raspoloživosti uvoza i izvoza i drugih faktora, npr. cijene ugljičnih emisija,
- faktora potražnje; pod utjecajem električnih potreba kućanstava (rasvjeta i grijanje) i industrijskih potreba za električnom energijom, primarno ovisna o generalnom stanju ekonomije. Dugoročno gledano kućanske i industrijske potrebe su pod utjecajem politike energetske efikasnosti.

U onim zemljama, gdje je udio hidro energije značajan u proizvodnji električne energije (Španjolska, Portugal, Švedska, Austrija, Norveška i Švicarska), količina oborina značajno utječe na troškove proizvodnje i razine veleprodajnih cijena električne energije. U većini ovih zemalja, prosječne cijene u 2013. su bile među najnižima u Europi.

U zemljama poput Njemačke, gdje je utjecaj sunčanih i vjetroelektrana naglo povećan u zadnjih par godina, dostatna ponuda obnovljivih je osigurala jednu od najnižih prosječnih cijena u 2013. u EU. Njemački trend proizvodnje struje je značajno utjecao na razine cijena u središnjoj i istočnoj Europi. Cijene u ovoj regiji također ovise o dostupnosti interkonekcija prema susjednim zemljama i regijama, kao prema Balkanu.

Cijene u Italiji, Irskoj, Ujedinjenom Kraljevstvu i Nizozemskoj su bile među najvišima u EU u 2013. ili zbog manjka dostatnih interkonekcijskih kapaciteta prema susjedni tržištima električne energije (Italija i Irska) ili zbog dominacije skupih goriva u proizvodnji pri stvaranju marginalne cijene na veleprodajnom tržištu (prirodni plin u slučaju Nizozemske i UK-a).

Više riječi o veleprodajnim tržištima će biti u 6. poglavlju.



Slika 4.1 Usporedba prosječnih baznih veleprodajnih cijena električne energije u 1. kvartalu 2014. (29)

4.3 Maloprodajna tržišta

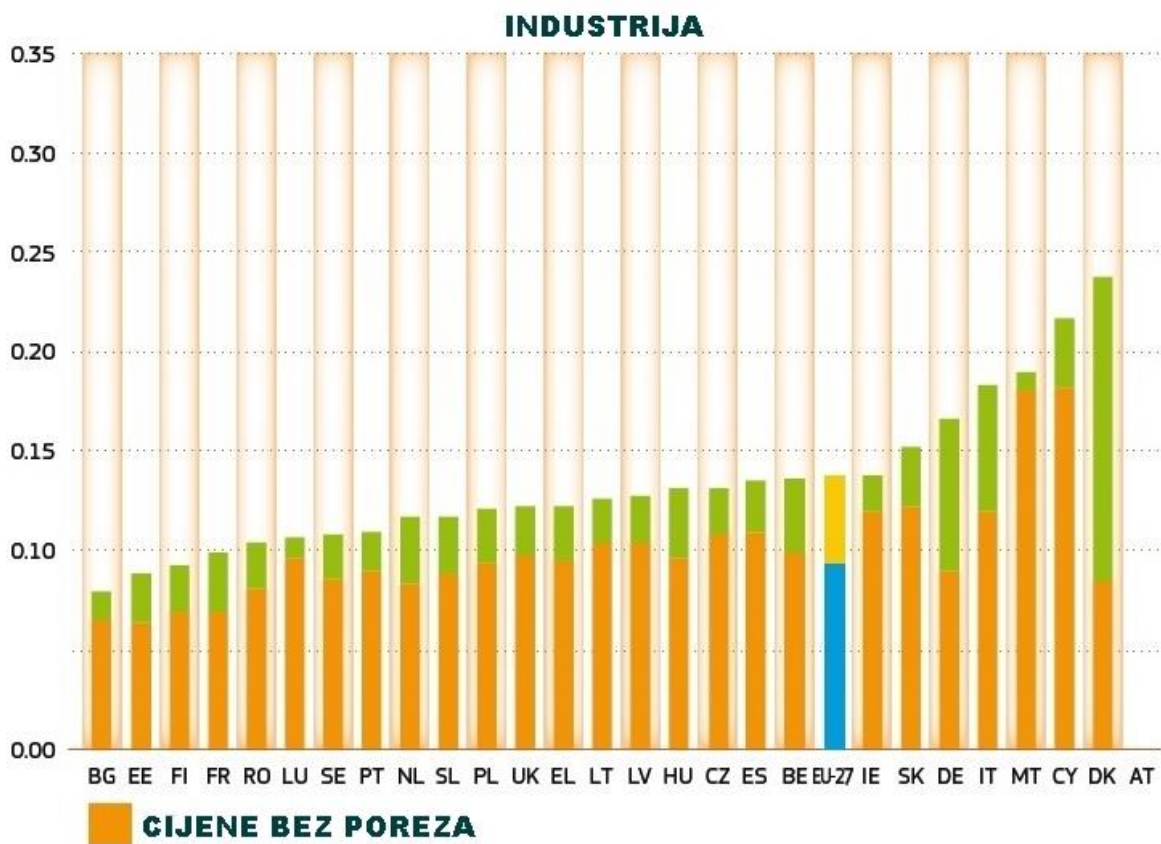
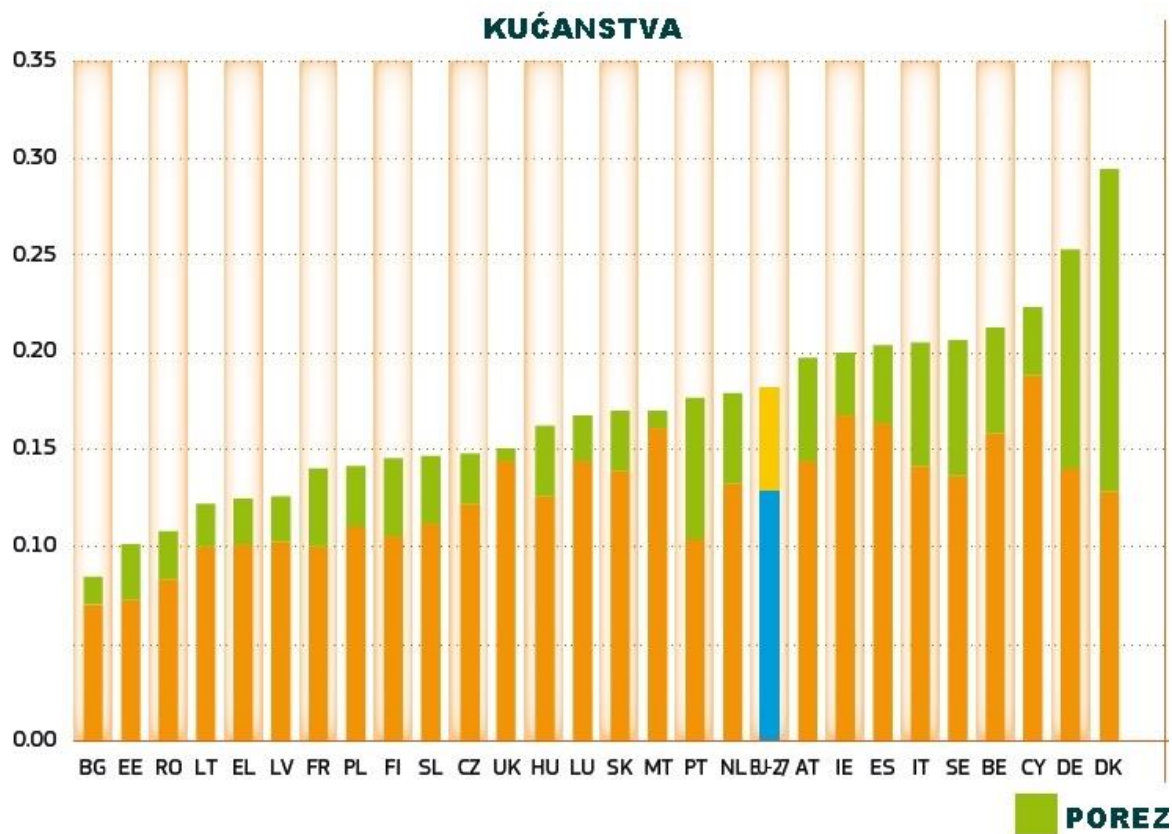
Propisno funkcionirajuća maloprodajna tržišta električne energije se oslanjaju na mogućnost kupca da bira opskrbljivača električne energije. Iako je svim potrošačima dana opcija zamjene opskrbljivača električne energije u EU još 2007., većinom su samo srednje-do-veliki industrijski potrošači mijenjali opskrbljivače u 2010. u većini zemalja članica EU. Napredak kod kućanstava je bio spor u 2010.-2011., gdje je manje od 10% kućanstava promijenilo svog opskrbljivača. Što se tiče industrijskih potrošača, problem isplativosti je važniji nego što je to kod kućanstava.

Konkurencija za industrijske potrošače će najvjerojatnije biti veća nego za kućanstva. Također, u većini zemalja članica značajan postotak kućanstava nije dovoljno dobro informiran o mogućnosti zamjene opskrbljivača, što također dovodi do niže stope zamjene opskrbljivača u kućanstvima nego u industrijskih potrošača.

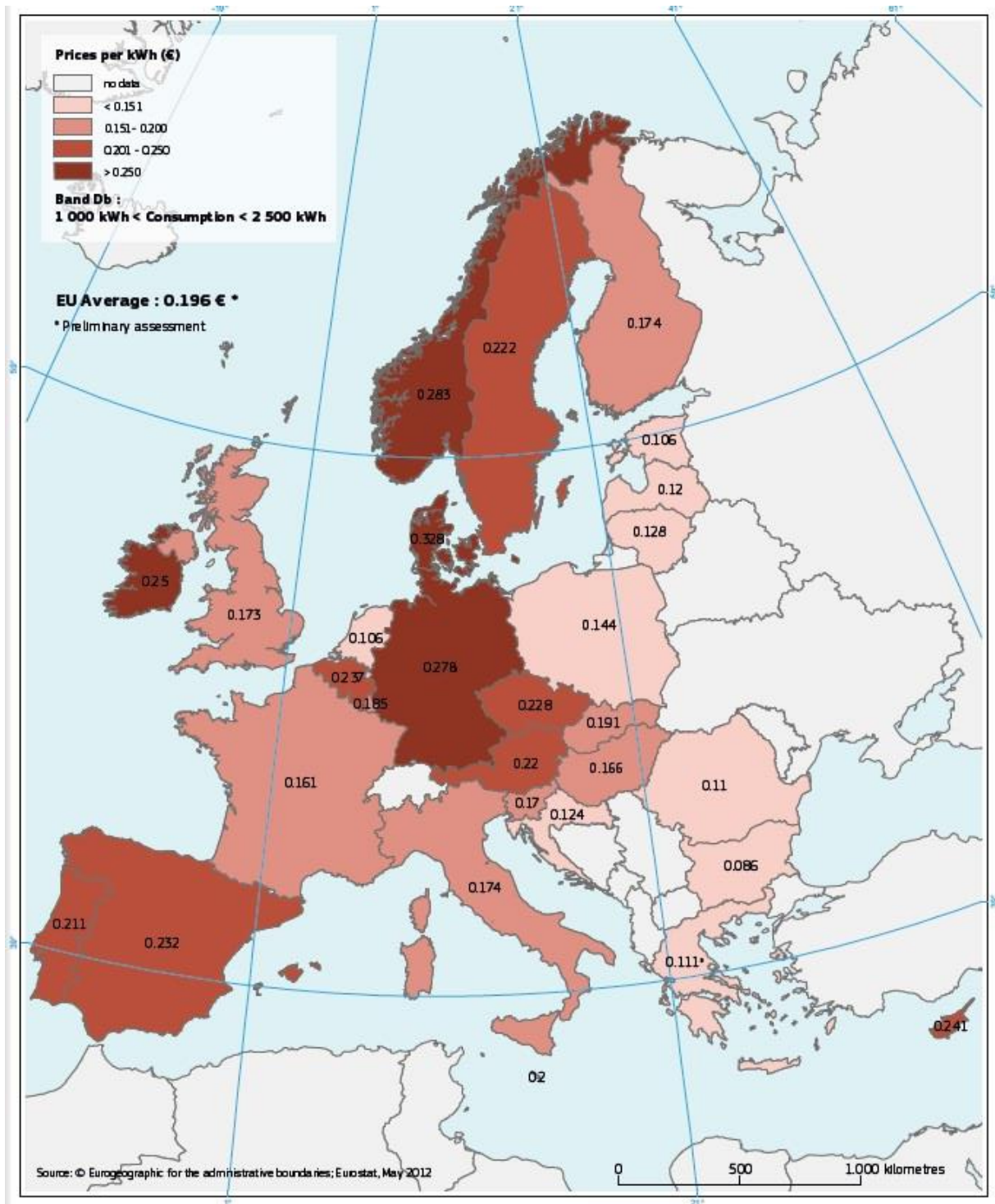
U 2011. godini se mogu zamjetiti značajne razlike u maloprodajnim cijenama električne energije u zemljama članicama EU. Kućanstva su plaćala prosječnu cijenu od 0,18 eur/kWh u 2011. Industrijski potrošači su plaćali 0,14 eur/kWh. Kućanstva i industrija u Bugarskoj i Estoniji su plaćala najniže cijene, dok su kućanstva i industrija u Danskoj plaćala najvišu cijenu. Odnos najviših i najniži cijena među članicama EU je bio 4,2 za kućanstva i 3,1 za industriju. Razlika između najviše i najniže cijene za kućanstva je bila 0,09 eur/kWh i za industriju 0,06 eur/kWh.

Maloprodajne cijene električne energije za kućanstva onih zemalja članica koje su se priključile u EU poslije 2004. su bile ispod prosjeka EU-27 u 2011., sa iznimkom Cipra. Članice koje su bile dio EU duži period vremena, su pretežito bile na drugom kraju cjenovnog ranga. Potrošačke cijene su najviše u Njemačkoj i Danskoj, gdje je udio poreza u konačnoj cijeni najviši među 27 zemalja članica. Visok udio poreza u ove dvije zemlje je usko povezan sa nacionalnim energetske politikama koje promoviraju korištenje obnovljivih izvora energije. Gledajući na potrošačke cijene kućanstava bez poreza, tri najviše cijene su u Cipru, Irskoj i Malti. Cipar i Malta se smatraju energetske otocima i njihova proizvodnja električne energije se većinom bazira na naftnim elektranama, koje su jedan od najskupljih oblika proizvodnje energije. Visoke cijene u Irskoj su djelomično posljedica činjenice da ima samo jednu interkonekciju.

U slučaju industrijskih potrošača, porezi također doprinose visokim krajnjim potrošačkim cijenama u nekim zemljama (Danska, Italija ili Njemačka). Na Cipru i Malti isti faktori utječu na visoke cijene za industriju, kao i za kućanstvo. Međutim, nije tako lako razlikovati zemlje članice koje su se pridružile prije i poslije 2004. prema poretku cijena za industrijske potrošače. Naime u par 'novih' zemalja članica cijene električne energije za industrijske potrošače su više od prosjeka EU-27.

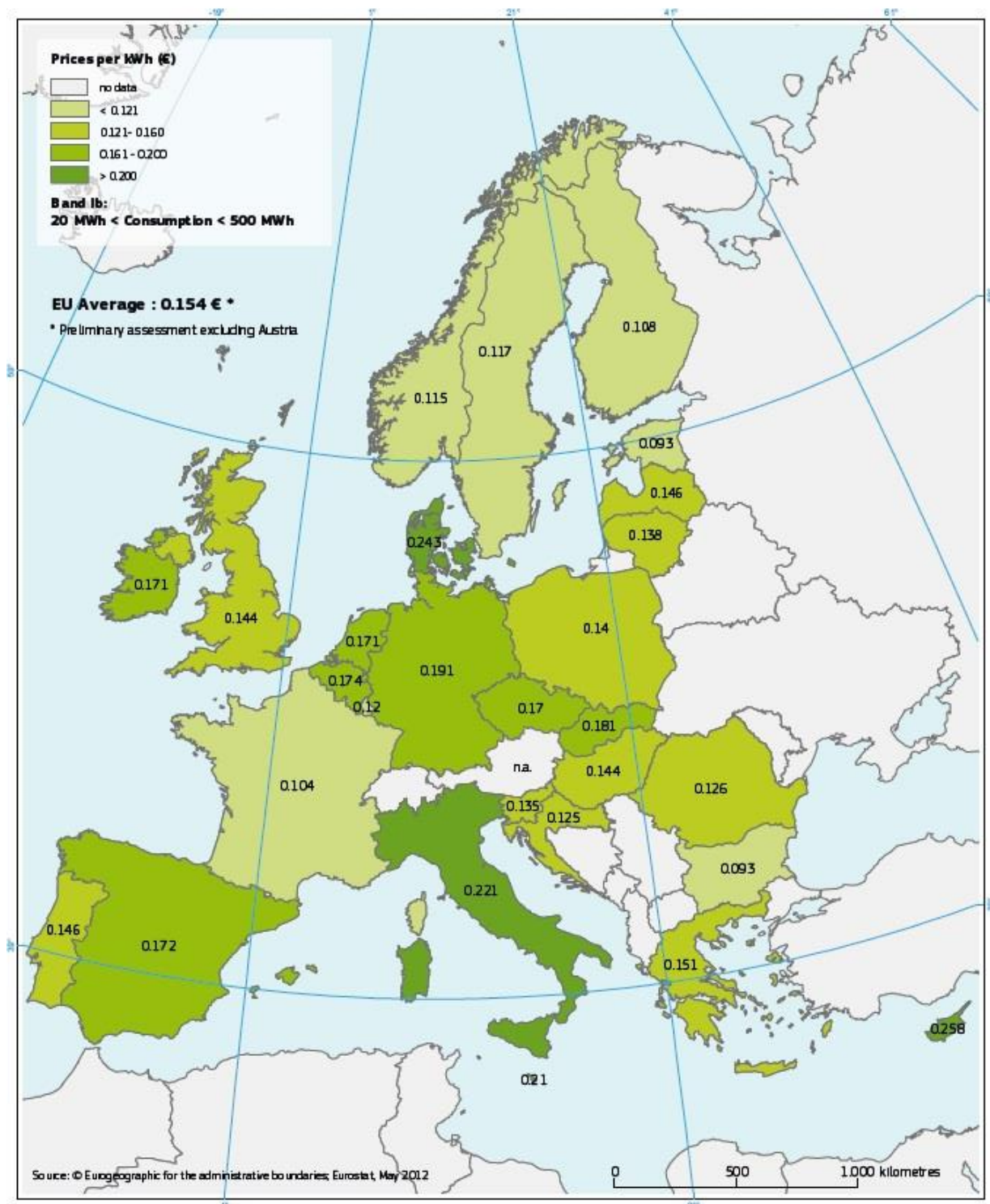


Slika 4.2 Cijena električne energije u maloprodaji koju plaćaju kućanstva i industrijski potrošači u 2011. (apcisa u €/kWh) (Godišnja potrošnja kućanstva [2500 kWh - 5000 kWh], industrije [500MWh - 2000MWh]) (Izvor: Eurostat) (28)



Slika 4.3 Maloprodajna cijena električne energije za kućanstva (bez poreza) 2. Kvartal 2011. (28)

Gornja slika pokazuje europske maloprodajne cijene električne energije za kućanstva sa godišnjom potrošnjom između 1000 kWh i 2500 kWh, što predstavlja manje od nacionalnih prosjeka u većini zemalja članica EU. U istočnom dijelu Europe, pogotovo u onim zemljama koje su se pridružile EU u zadnjem desetljeću, cijene su generalno niže od zapadnog dijela kontinenta. Ovo je moguća posljedica masovne primjene reguliranih cijena i socijalno-politički motiviranih subvencija na tarifnu cijenu električne energije.



Slika 4.4 Maloprodajna cijena električne energije za industriju (bez poreza) 2. Kvartal 2011. (28)

Industrijski korisnici sa godišnjom potrošnjom između 20 MWh i 500 MWh su plaćali maloprodajne cijene iznad EU prosjeka od 0,154 eur/kWh u jedanaest zemalja članica. Najviše cijene su zabilježene u zemljama gdje porez čini veliki udio konačne cijene za potrošača (Njemačka, Danska, Italija i Nizozemska) ili u zemljama sa ograničenim ili nepostojećim interkonekcijama sa drugim zemaljama (Irska, Cipar i Malta).

4.4 Negativna cijena električne energije

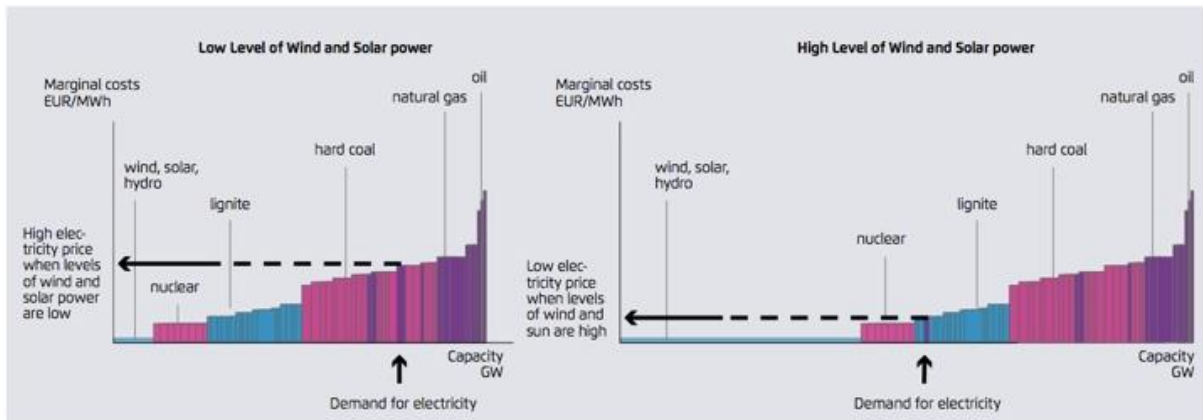
Negativne cijene su signali sa veleprodajnog tržišta koji nastaju kada cijena električne energije padne ispod nule. Obično nastaje zbog dva uvjeta:

- kombinacija velikog udjela obnovljivih izvora u proizvodnji i niske potrošnje,
- nefleksibilna proizvodnja konvencionalnih elektrana.

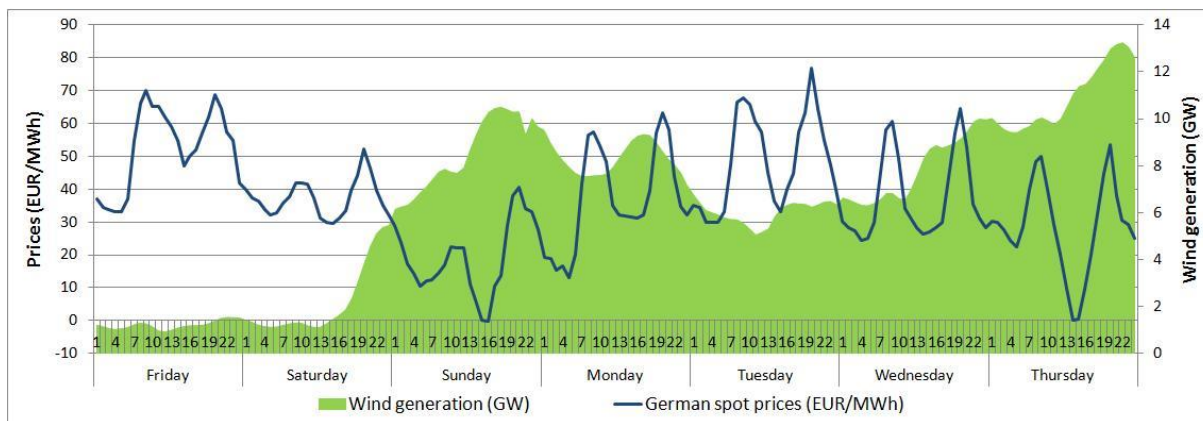
Nefleksibilni izvori energije (nuklearne elektrane) se ne mogu brzo zaustaviti i ponovno pokrenuti zbog različitih fizičko-ekonomskih razloga. To ukazuje na potrebu za fleksibilnijim sustavima ili novim načinima pohrane energije. Tu se ne ubrajaju obnovljivi izvori, pošto ovise o vanjskima faktorima (vjetar, sunce). (30)

Na veleprodajnim tržištima cijena se kreira krivuljama ponude i potražnje. Na te krivulje utječe nekoliko faktora kao klimatski uvjeti, sezonski faktori ili ponašanje potrošača. Na ovaj način se uspostavlja ravnoteža. Cijene padaju sa niskom potražnjom, tako signalizirajući generatorima da smanje proizvodnju, u svrhu sprječavanja preopterećenje mreže.

Obnovljivi izvori mogu imati vrlo niske ili nula marginalne troškove proizvodnje, zbog činjenice da ne trebaju gorivo i da su često subvencionirane od strane države (biomasa je iznimka, no zato ima mogućnost skladištenja energije). Marginalni trošak može biti i negativan (subvencije kod vjetra). Također, zbog energetske politike nekih zemalja članica EU, cjelokupna proizvodnja iz tih izvora se mora preuzeti u sustav. To doprinosi niskim cijenama električne energije u trenucima niske potražnje (vjetroviti, sunčani, neradni dani). Obnovljivi izvori pomiču krivulju puštanja elektrana u desno (krivulju proizvodnje). (31)



Slika 4.5 Utjecaj obnovljivih izvora energije na krivulju puštanja elektrana u pogon i cijenu električne energije (32)



Slika 4.6 Utjecaj vjetra na njemačke spot cijene (33)

Pojava negativnih cijena električne energije je dozvoljena u zemljama koje pokriva EPEX (Francuska, Njemačka, Austrija, Švicarska, Belgija i Nizozemska). Druga tržišta električne energije ne dopuštaju da cijena padne ispod nule, vjerojatno zato što pri stvaranju tržišnih pravila nije bilo razloga za to. (31)

U slučaju pojave viška proizvodnje u sustavu, proizvođači moraju usporediti trošak zaustavljanja i ponovnog pokretanja svojih postrojenja sa troškom prodavanja energije po negativnoj cijeni. U slučaju negativne cijene proizvođač nekome plaća da se otkupi višak proizvedene energije. Ako je proizvodnja dovoljno fleksibilna, pogon se može privremeno ugaziti, sprječavajući rast negativnih cijena na tržištu i smanjujući opterećenje mreže.

Pojava negativnih cijena je relativno rijedak fenomen, jer ovisi o nekoliko faktora. No unatoč tome, nisu ništa neuobičajeno. Primjer je Njemačka sa velikim udjelom obnovljivih izvora. Negativne cijene služe kao signal koji ukazuje potrebu za fleksibilnijim električnim krivuljama ponude i potražnje. Također, mogu signalizirati preveliko subvencioniranje obnovljivih izvora. Kod nekih feed-in tarifa, pri pojavi negativnih cijena, proizvođač obnovljivih izvora će nastaviti proizvoditi, tj. on će plaćati potrošačima. Obnovljivi izvori sa subvencijom su spremni plaćati negativnu cijenu struje, jer će zbog subvencije imati marginalni trošak proizvodnje oko nule ili čak nula. Na taj način oni neće snositi financijske gubitke. (31)

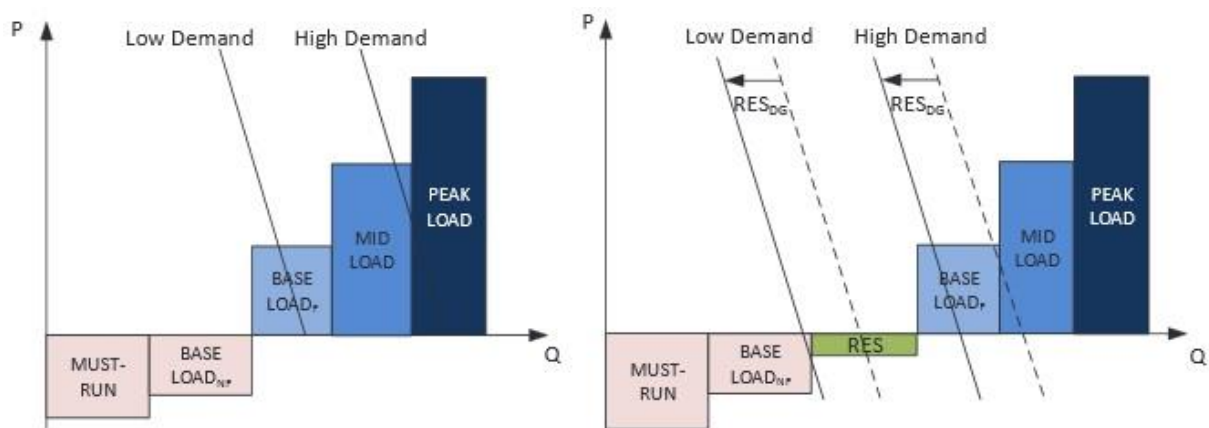
Paralelno s tim, postoji još i problem nedovoljne kontrole obnovljivih izvora i nedovoljne inicijative sa tržišta da se reagira na negativne cijene. Potrebne su mjere za povećanje aktivnog sudjelovanja u radu tržišta pri proizvodnji iz obnovljivih izvora. (34)

Na regionalnim veleprodajnim tržištima je vrlo važna tržišna likvidnost (omjer obujma trgovanja u ugovorima za dan-unaprijed i električne potrošnje za neku regiju).[18] U tom pogledu spajanje tržišta uvelike pomaže, efektivno smanjujući učestalost pojavljivanja i iznos negativnih cijena. U slučaju niske ili negativne cijene u Njemačkoj, Francuskoj ili Beneluxu, Danska i Švedska će uvoziti električnu energiju dok prekogranični kapaciteti ne budu u potpunosti iskorišteni ili dok cijene ne konvergiraju. (30)

Također se zbog pojave negativnih cijena ili jako visokih cijena uvode price cap i price floor. Ti pojmovi označavaju maksimalno i minimalno moguće cijene na tržištu. Služe kao ekonomski logične barijere pri trgovanju električnom energijom. Na EPEXSPOT tržištu za dan-unaprijed, minimalna cijena je -500 eur/MWh, a maksimalna 3000 eur/MWh. (30)

Negativne cijene služe kao signali tržišta koji potiču proizvođače da prijeđu na fleksibilnije načine proizvodnje energije, kako bi zadovoljili krivulju potražnje u svakom trenutku. Također mogu ukazati na nedovoljne prekogranične kapacitete sa susjednim tržištima. (31)

Veliki faktor pri stvaranju negativnih cijena su elektrane koje moraju biti u pogonu kako bi sustav imao dovoljno rezerve. Ta rezerva služi kao sigurnost dobave zbog nepredvidljivih prirodnih tokova energije i posljedično, proizvodnje iz obnovljivih izvora (vjetar, sunce). Time se ukazuje potreba za boljim alatima meteorološke prognoze. Također bi se trebala istražiti druga tehnološka rješenja za stvaranjem sigurnosti u sustavu sa visokim udjelom obnovljivih. (34)



Slika 4.7 Utjecaj rezerve u EES-u na stvaranje negativne cijene (34)

Zemljama, koje ne dopuštaju pojavu negativnih cijena na tržištu, prijeti preveliko subvencioniranje obnovljivih izvora i nefleksibilnih generatora na račun potrošača. Također sprječavaju da dolazi signal do tržišnih sudionika na strani ponude i potražnje kako bi prilagodili svoje ponašanje i ulaganja. (31)

5 PRICE COUPLING OF REGIONS – PCR

5.1 Market coupling

Trenutno u Europi ima nekoliko regionalnih veleprodajnih tržišta električne energije. Čine ih nacionalna veleprodajna tržišta neke regije. Regionalna tržišta su: (35)

1. CWE (*Central Western Europe*): Njemačka, Francuska, Belgija, Luksemburg, Nizozemska, Austrija, Švicarska,
2. NP (*Nordpool*): Norveška, Švedska, Finska, Danska, Estonija, Litva i Latvija,
3. OMEI: Španjolska i Portugal,
4. IPEX: Italija,
5. CEE (*Central Eastern Europe*): Poljska, Češka, Slovačka, Mađarska, Rumunjska i Slovenija,
6. Britanski otoci: Ujedinjeno Kraljevstvo i Irska.

Inicijativa EU je da se sva regionalna tržišta objedine u jedno kontinentalno tržište sa jedinstvenim algoritmom stvaranja cijena električne energije. Spajanje tržišta (*market coupling*) omogućava optimizaciju procesa alokacije prekograničnih prijenosnih kapaciteta, zahvaljujući koordiniranom mehanizmu formiranja cijena, uzimajući u obzir narudžbe postavljene od sudionika na različitim tržištima. Spajanje tržišta se koristi od 2006., kada se spajanje između Nizozemske, Belgije i Francuske pokazalo jako uspješnim.

Spajanje tržišta koristi aukcije na kojima sudionici na tržištu ne dobivaju prava na korištenje prekograničnih kapaciteta, već samo trguju energijom. Samo tržište dodjeljuje prekogranične kapacitete, kako bi umanjilo razlike u cijeni između dva ili više područja. Tako se povećava socijalna dobrobit (*dobrobit cijelog društva-proučava se kvaliteta života temeljena na faktorima poput kvalitete okoliša, razina zločina, zloupotreba droga, dostupnost osnovnih javnih usluga, religiozni i duhovni aspekti života* (36)), izbjegavaju se umjetne podjele tržišta i šalju se važni cijenovni signali za investicije u PPK-e. Efikasnost ovog mehanizma raste sa boljim konvergiranjem cijena između različitih područja tržišta. (37)

5.2 PCR

PCR (*price coupling of regions*) je inicijativa sedam europskih tržišta električne energije da se harmoniziraju europska tržišta električne energije. Do tog cilja se planira doći razvijanjem jedinstvenog algoritma za izračun cijena struje u cijeloj Europi. PCR je projekt spajanja tržišta (*market coupling*). Povezuje sva regionalna spajanja tržišta. Glavni principi su:

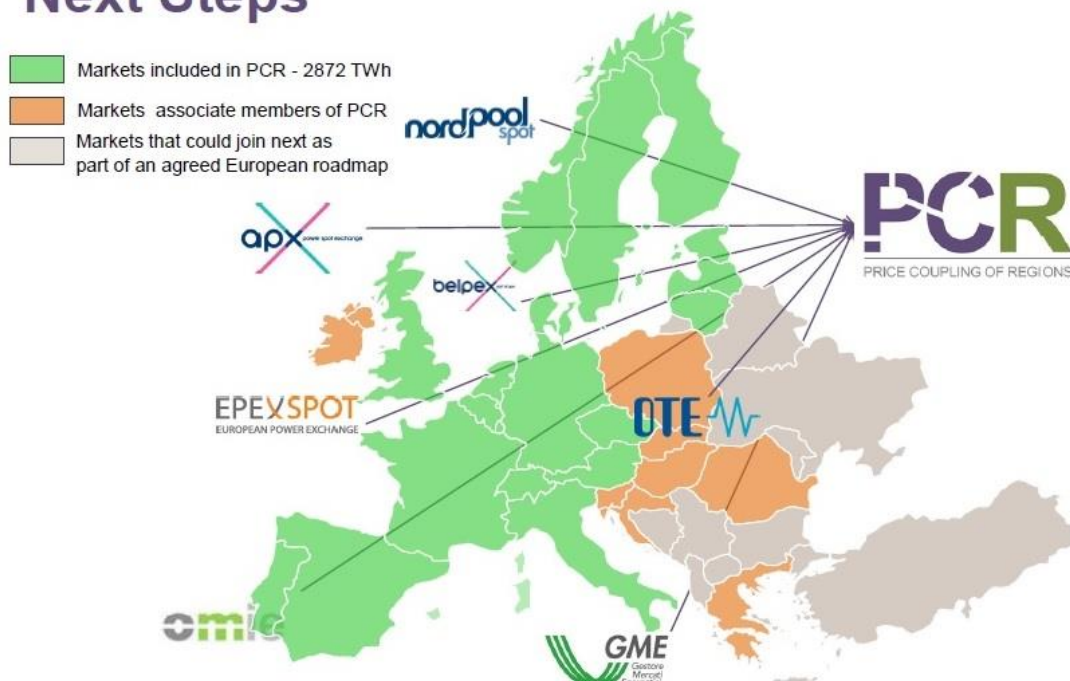
- jedinstveni algoritam,
- jednostavne operacije,
- pojedinačna odgovornost.

Sedam tržišta: APX, Belpex, EPEX SPOT, GME, Nord Pool Spot, OMIE i OTE, pokrivaju tržišta električnom energijom u Austriji, Belgiji, Češkoj, Danskoj, Estoniji, Finskoj, Francuskoj, Njemačkoj, Italiji, Latviji, Litviji, Luksemburgu, Nizozemskoj, Norveškoj, Portugalu, Španjolskoj, Švedskoj, Švicarskoj i Ujedinjenom Kraljevstvu.

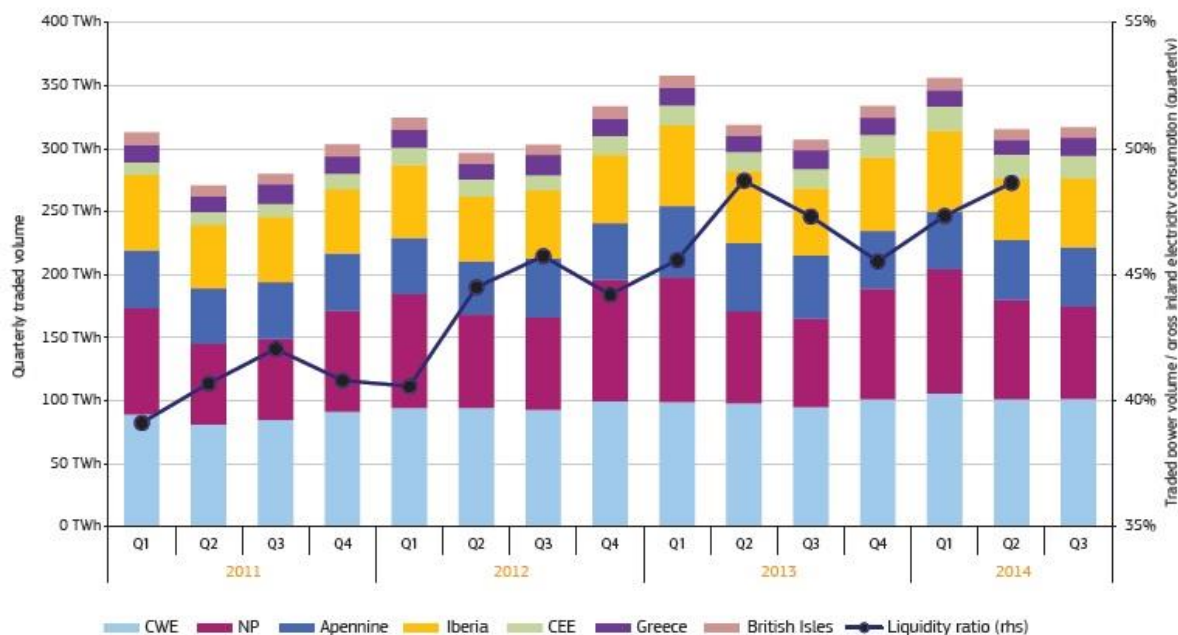
PCR je razvijen na jedinstvenom algoritmu spajanja cijena - Euphemia, koji će osim računanja cijena po cijeloj Europi, također optimizirati cjelokupno blagostanje i povećati transparentnost cijena i tokova električne energije.

PCR je otvoren za tržišta koja se žele pridružiti. Integrirano europsko tržište će biti korisno zahvaljujući povećanoj likvidnosti (definicija u nastavku), efikasnosti i socijalom boljitku (*pravedna i pravilna raspodjela dobara*). Garantira se optimalno korištenje prekograničnih kapaciteta. Nestaje rizik kratkoročnog trgovanja kapacitetima i energijom odvojeno. Svi tržišni sudionici imaju korist od PPK-a. (38)

Towards Single European Market: Next Steps



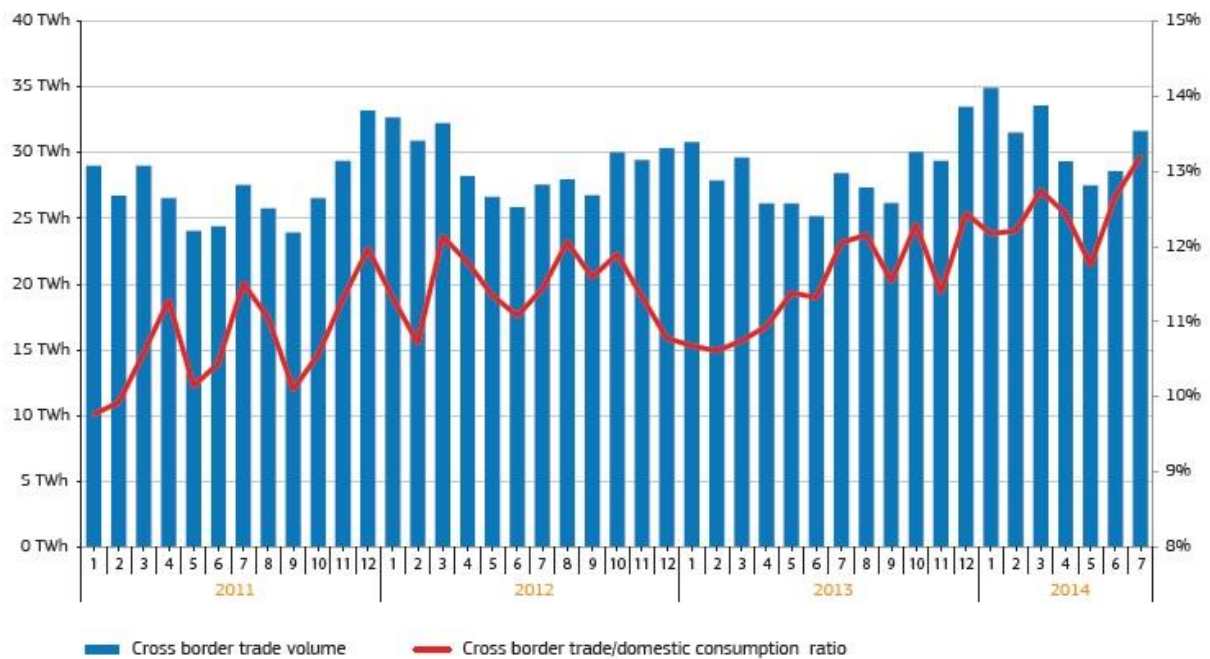
Slika 5.1 PCR (38)



Slika 5.2 Kvartalni obujam trgovanja i likvidnost na većim europskim veleprodajnim tržištima (35)

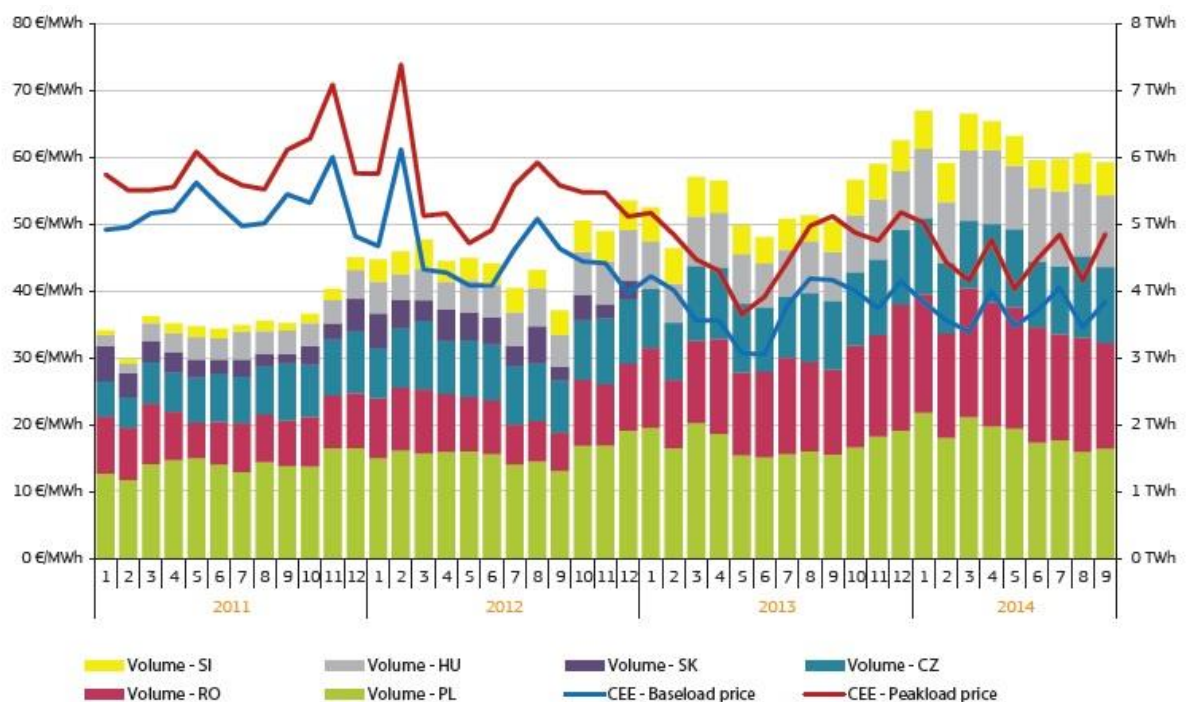
Obujam trgovanja električnom energijom mjeri količinu baznih ugovora za dan-unaprijed u nekom periodu (npr. kvartal).

Likvidnost tržišta je definirana kao omjer kvartalog obujma trgovanja u ugovorima za dan-unaprijed i kvartalne potrošnje električne energije neke regije. (35)



Slika 5.3 Mjesečni obujam prekograničnog trgovanja električnom energijom i njegov odnos sa potrošnjom u EU (35)

Povećani prekogranični fizički tokovi nadmašuju u brojnosti, i povećanje u električnoj potrošnji i obujam trgovanja električnom energijom. To ukazuje na porast likvidnosti, rastuću međuovisnost i daljnje integriranje tržišta električne energije u EU. (35)



Slika 5.4 Mjesečni obujmi trgovanja i cijene u Centralnoj Istočnoj Europi (35)

Potencijalni obujam trgovanja u RH se može procijeniti koristeći godišnji konzum električne energije u RH (16,998 TWh za 2013. (4)). Također pretpostavimo da veleprodajno tržište dan-unaprijed u RH ima istu likvidnost kao veleprodajno regionalno CEE tržište (23%). (35)

Na temelju ove dvije pretpostavke, potencijalni obujam trgovanja u RH je 3,840 TWh. Srednji mjesečni potencijalni obujam trgovanja je 0,320 TWh. Tu brojku možemo usporediti sa Slikom 5.4. Vidljivo je da bi na regionalnom veleprodajnom tržištu CEE spadali među manja tržišta. Nadalje Slika 5.2. pokazuje da je regionalno veleprodajno tržište CEE među najmanjima u Europi. Dva su razloga za ovako nizak potencijalni obujam trgovanja u RH:

1. niža likvidnost regionalnog veleprodajnog tržišta CEE (23%) naspram svih regionalnih tržišta u EU (48%),
2. mali EES RH-e.

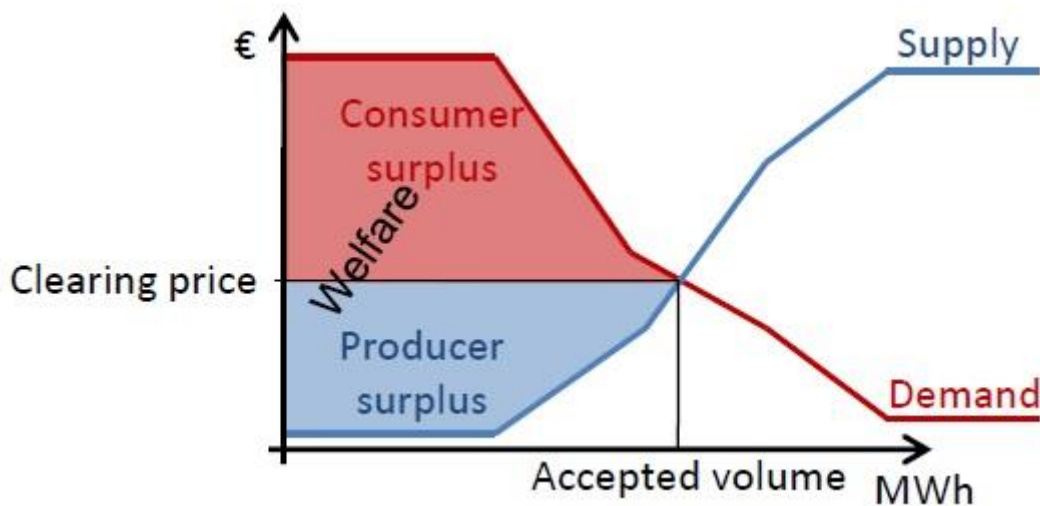
5.3 Euphemia

Algoritam koji rješava problem spajanja dan-unaprijed tržišta na PCR parametru. Koristit će se za izračunavanje alokacije energije i cijena električne energije po cijeloj Europi. U prošlosti se koristilo nekoliko algoritama, napravljenih za pojedina tržišta. Niti jedan od njih nije mogao pokriti cijeli niz zahtjeva za sva tržišta. Zato se pojavila potreba implementiranja novog algoritma, koji će maksimalizirati cjelokupnu dobrobit i povećati transparentnost izračunavanja cijena i tokova. (39)

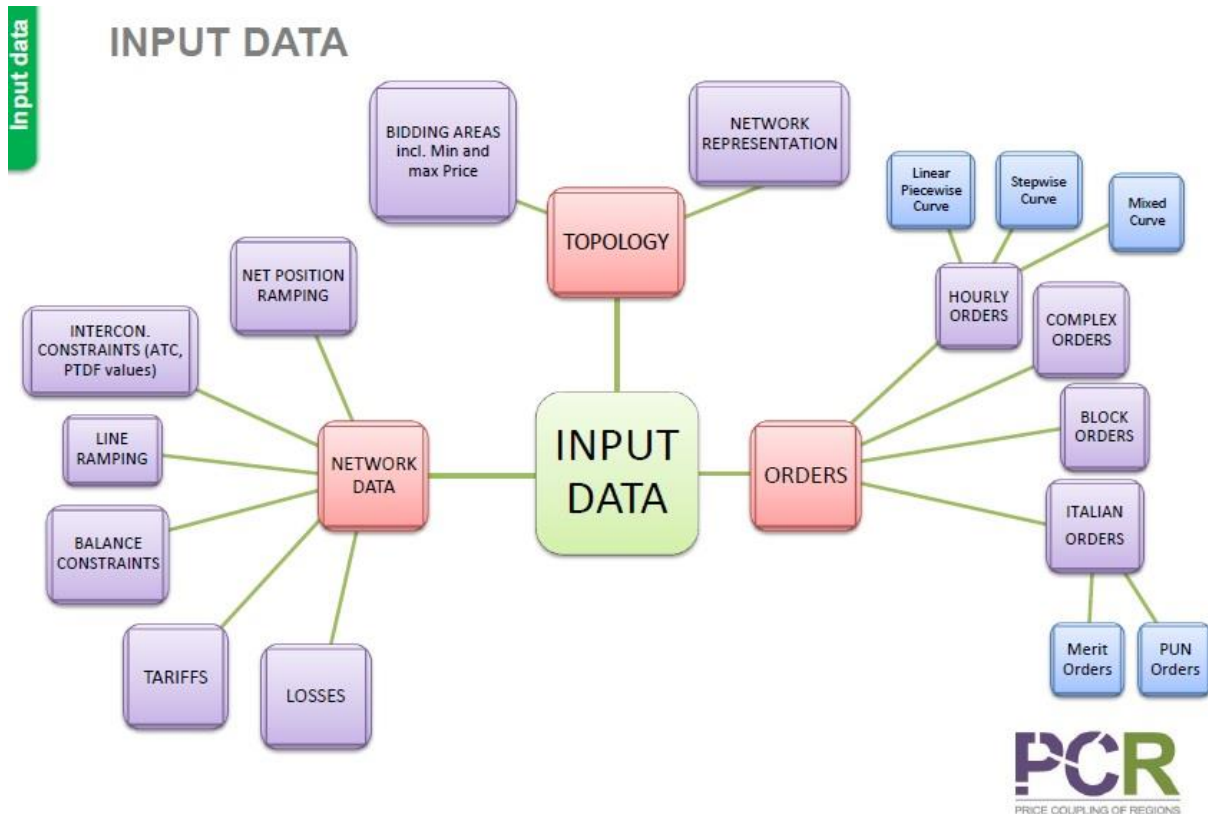
Euphemia: *EU + Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm*; EU + Pan-Euroopski hibridni algoritam za integraciju tržišta električne energije..

Maksimalizira dobrobit rješenja koje algoritam može ponuditi je određena slijedećim:

- najkompetitivnije cijene,
- cjelokupna dobrobit (višak za potrošače + višak za proizvođače + najam zakrčenja po regijama) generirana izvršenim narudžbama je maksimalna,
- efikasna alokacija kapaciteta – tokovi snaga inducirani od izvršenih narudžbi, koji rezultiraju u neto poziciji na tržištu, ne premašuju kapacitete elemenata mreže.



Slika 5.5 Cijelokupna dobit sa krivuljama ponude i potražnje (40)



Slika 5.6 Ulazni podaci za algoritam Euphemia (40)

Euphemia algoritam rješava standardne i sofisticiranije tipove narudžbi sa svim njihovim zahtjevima. Cilja na brzo nalaženje dobrog rješenja, od kojeg nastavlja poboljšavati i povećavati cijelokupnu dobrobit. Euphemia je generički algoritam: ne postoji ograničenje na broj tržišta, narudžbi ili mrežnih ograničenja. Sve naredbe istog tipa, predane od strane sudionika na tržištu, smatraju se jednakima. Razvijanje algoritma je počelo u srpnju 2011. Godinu dana poslije, dostavljena je stabila verzija, koja je mogla pokriti cijelo područje PCR-a. (39)

Svako tržište upravlja sa nekoliko područja licitiranja. Sva područja licitiranja se usklađuju u isto vrijeme. Različite cijene se mogu dobiti za svako područje licitiranja. Cijene za područje licitiranja moraju poštovati maksimalne i minimalne cijene tržišta. (39)

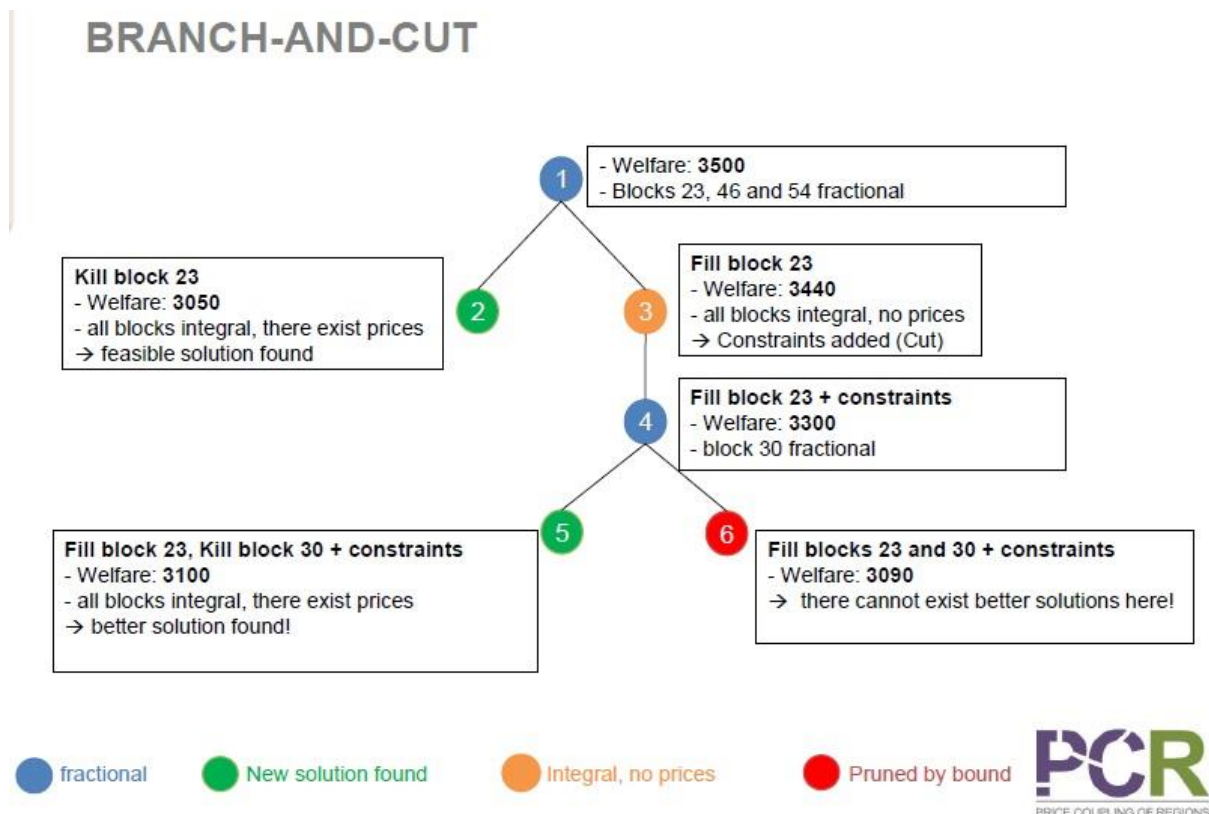
Euphemia koristi branch-and-cut (grananje i rezanje) metodu:

- na strukturirani način traži između svih narudžbi,
- brzo nalazi izvodljiva rješenja,
- rano dokazuje da velike grupe ovih odabira ne mogu biti dobra rješenja.

Ideja je slijedeća:

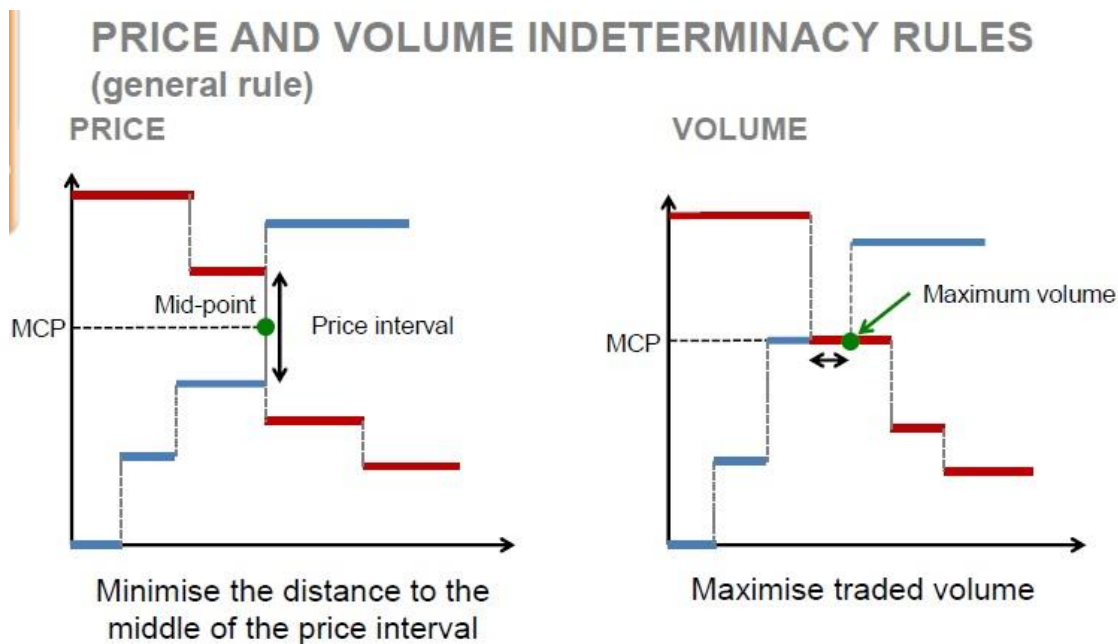
- prvo pokušati bez fill-or-kill zahtjeva (varijable ne trebaju biti cijeli brojevi); daje najveću moguću opću dobrobit, ekvivalentno parcijalnom izvršenju svih narudžbi,
- rješenje se prihvaća ako nema parcijalno prihvaćenih narudžbi (rijetko je slučaj),
- ako ima, onda:
 1. odaberi jednu narudžbu koja je parcijalno prihvaćen (narušava cjelovitost broja),
 2. stvori dva pod-problema (grane); grananje (branching),
 - 2.1. *prvi pod-problem*: odabrana varijabla je prisiljena biti manja od dijela cijelog broja u svojoj trenutnoj fraktalnoj vrijednosti; ekvivalentno odbijanju narudžbe (kill),
 - 2.2. *drugi pod-problem*: odabrana varijabla je prisiljena biti veća od cijelog dijela broja u svojoj trenutnoj fraktalnoj vrijednosti; ekvivalentno prihvaćanju narudžbe (fill),
- nastavi istraživati dok nema neistraženih grana; koristi rezanje (cutting); rezultira strukturom stabla. (39) (40)

*Gornje objašnjenje se odnosi samo na blok narudžbe kao jedan tip narudžba na aukcijama.



Slika 5.7 Branch-and-kill metoda (40)

Cilj je postizanje rješenja sa najvišom dobrobiti (welfare).



Slika 5.8 Pravila za neodređenost cijene i obujma (39)

U slučaju da su cijena ili obujam neodređeni kao na Slici 5.8., teži se srednjoj cijeni u cjenovnom intervalu (lijevo) i maksimalnom mogućem obujmu po marginalnoj cijeni (desno).

Kriteriji zaustavljanja algoritma su sljedeći:

- algoritam je istražio sve čvorove ili
- dostiglo se je vremensko ograničenje.

Rezultati Euphemie su sljedeći: (39)

- cijene po područjima licitiranja (*najmanja čestica koja predstavlja tržište, gdje se mogu davati narudžbe*),
- neto pozicija (*razlika između dodane dobave i dodane potrošnje za neko područje licitiranja*) po područjima licitiranja,
- tokovi po intekonekciji,
- energija za svaku narudžbu.

6 SUSTAVI POTICAJA ZA GRADNJU OBNOVLJIVIH IZVORA U EUROPI

6.1 Sustavi poticaja u EU

Primarno razlikujemo sustave poticaja temeljene na cijeni i na obujmu. Ako su temeljeni na cijeni, vlada određuje cijenu, a obujam se razvije ovisno o potencijalnim troškovima. Ako su temeljeni na obujmu (kapacitet/snaga ili proizvodnja), cijena se razvije ovisno o postojećim resursima i cijenama tehnologije. Neke opcije konstruiranja su iste za različite sustave poticaja:

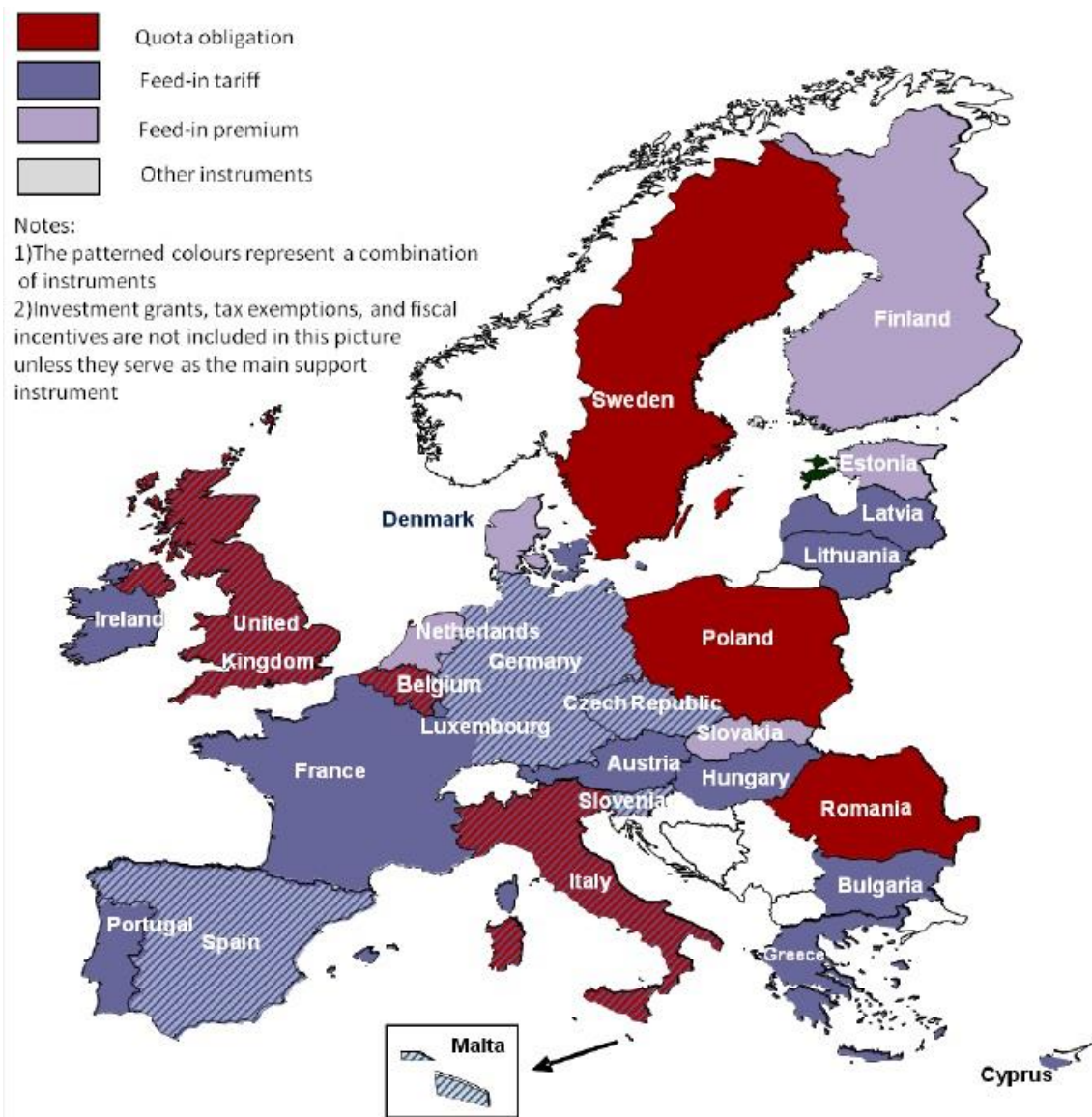
- računanje LCOE-a (*levelized cost of electricity*) koji se onda koristi za određivanje razine poticaja (FIT ili FIP),
- određivanje vršnih cijena u slučaju aukcija/ponude. (41)

U sustavima baziranim na cijeni, kontroliranje cijene sustava poticaja te revizija i prilagodba razine poticaja su kritični problemi. Kontrola troškova se može postići natjecajima za pristup FIT/FIP-u ili definiranjem ograničenja za budžet poticaja. Nova znanja o obnovljivim tehnologijama, promjene cijena goriva i materijala za elektrane, prilagodbom razine poticaja, mogu se odraziti na tarifu, kako bi se izbjeglo prekomjerno kompenziranje. (42)

Trenutno u EU postoji nekoliko sustava poticaja za izgradnju obnovljivih izvora. Feed-in su najčešći sustavi poticaja u Europi. Koriste ih 24 zemlje u Europi (20 članica EU).[31] Također postoji i sistem kvota, gdje državni nadležnici određuju kvote za električnu energiju iz obnovljivih izvora na tržištu ili za individualne opskrbljivače. (43)

Sustavi poticaja su sljedeći:

1. FIT,
2. FIP,
3. sistem kvota,
4. aukcije i ponude,
5. drugi (podrška kod ulaganja, niska kreditna kamatna stopa, izuzetak od plaćanja poreza).



Slika 6.1 Države Europe prema sustavima poticaja (42)

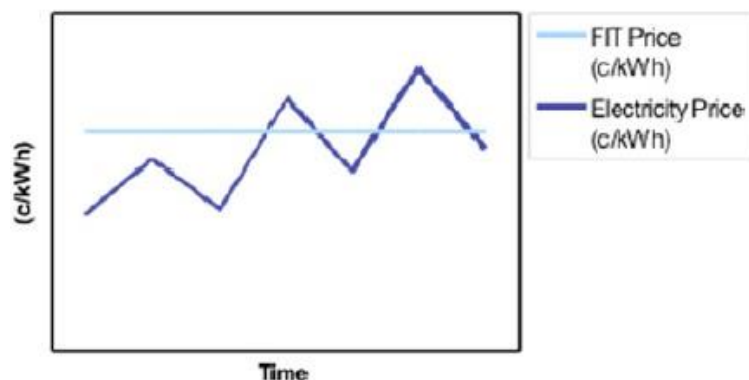
Većina europskih zemalja bira FIT, iako postoje zemlje koje nude i FIT i FIP na izbor proizvođačima (Španjolska, Slovenija, Estonija, Češka). U zadnjih par godina očit je trend prema FIP. Zemlje sa sustavom kvota u zadnje vrijeme uvode paralelno FIT (Italija i Ujedinjeno Kraljevstvo 2010.). (43)

6.1.1 FIT

Feed-in tariff (FIT) je politika energetske dobave koja je fokusirana na podržavanje razvoja novih projekata obnovljivih izvora, nudeći dugoročne ugovore za otkup obnovljive električne energije. Ovi ugovori obično vrijede za raspon od 10 – 25 god. i odnose se na svaki KWh proizvedene energije. Razina isplate po KWh se može razlikovati po tipovima tehnologije i goriva, veličini projekta (totalni kapacitet), kvaliteti resursa i lokaciji projekta kako bi bolje odražavala stvarne troškove projekta (tzv. stepeničasti dizajn). Tvorci ovih politika također mogu prilagoditi isplate da se smanjuju u nadolazećim godinama, tako potičući tehnološki razvoj. Uspješna FIT politika (sustav poticaja) se sastoji od tri dijela: (43)

1. garantiran pristup mreži,
2. stabilni dugoročni ugovori o otkupu energije,
3. razine isplate bazirane na troškovima proizvodnje obnovljive energije.

Slika 6.2. ilustrira FIT politiku (sustav poticaja). U ovom tipu politike, razina isplate ostaje neovisna od tržišne cijene električne energije. Nudi se garantirana isplata za prethodno određen period vremena. Postoji niz prilagodbi koje se mogu primjeniti na osnovnu fiksnu cijenu kako bi se pratila inflacija, prilagodili padu cijena tehnologija, poticalo određeno ponašanje, te uzeli u obzir brojni drugi faktori.



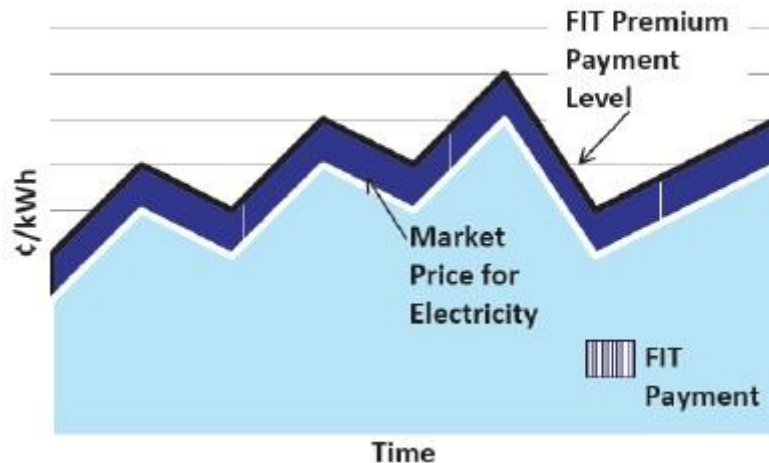
Slika 6.2 Fixed-price FIT model (43)

Postoje dodatni elementi koji utječu na oblikovanje razine isplate. Dizajnirani su za ostvarivanje određenih ciljeva i poticanja odabira i određenih ponašanja kod proizvođača obnovljive energije. Neki od tih elemenata su:

- visoko-efikasni sustavi,
- korištenje određenih otpadnih tokova,
- zamjene (npr. stare turbine novijim, većim ili efikasnijim),
- određene vlasničke strukture (npr. udio javnog vlasništva),
- korištenje inovativnih tehnologija,
- instaliranje projekta prije nekog datuma.

6.1.2 FIP

Drugi izbor za tvorce politika je feed-in premium opcija. Ona nudi premiju povrh cijene električne energije na spot tržištu. Time se uzimaju u obzir okolišni i društveni utjecaj obnovljivih izvora. Također se dobro aproksimira cijena proizvodnje energije iz obnovljivih izvora. Premije FIP politike mogu biti fiksne ili klizeće (sliding). Rizik je veći nego kod FIT-a, jer se energija mora prodati na tržištu, a često nije zagarantiran pristup mreži kao dio FIP sustava poticaja.



Slika 6.3 Premium-price FIT model (43)

6.1.2.1 Fiksna premija

Fiksne premije dodaju konstantan (nevarijabilan) dodatak na cijenu na spot tržištu. Taj dodatak ne reagira na promjene kroz vrijeme i on se nudi čak i kada cijene električne energije porastu. Moguće su više cijene srednjih isplata kada poraste cijena na tržištu od FIT sustava poticaja. S druge strane, konstantna premija ne uzima u obzir mogućnost naglog pada cijena. Ovo uvelike povećava rizik za proizvođača, pošto projekti obično imaju velika kapitalna ulaganja, koja se onda kroz godine, preko sustava poticaja, amortiziraju. Posljedično, takvi projekti možda neće biti u mogućnosti pokriti svoje troškove. Zato proizvođač povećava svoju kamatnu stopu i povrat kapitala, što pak povećava marginalni trošak obnovljivih izvora.

6.1.2.2 Klizna premija

Određene nadležnosti su uvele klizne premije kako bi se riješili neki izazovi sa fiksnim premijama. U ovom modelu premija varira zajedno sa cijenama na tržištu. Tvorci politike također mogu uvesti price cap i price floor ili na iznos totalne premije ili na iznos totalne isplate. Ako dođe do porasta cijene na tržištu, ova vrsta poticaja može reagirati preko klizne premije, te tako minimalizirati cijenu sustava poticaja i nudeći strukturu koja je više bazirana na troškovima.

Postoji nekoliko vrsta kliznih (*sliding*) premija:

6.1.2.2.1 Sliding FIP: na ukupni iznos premije se stavlja cap i floor (pod i strop)

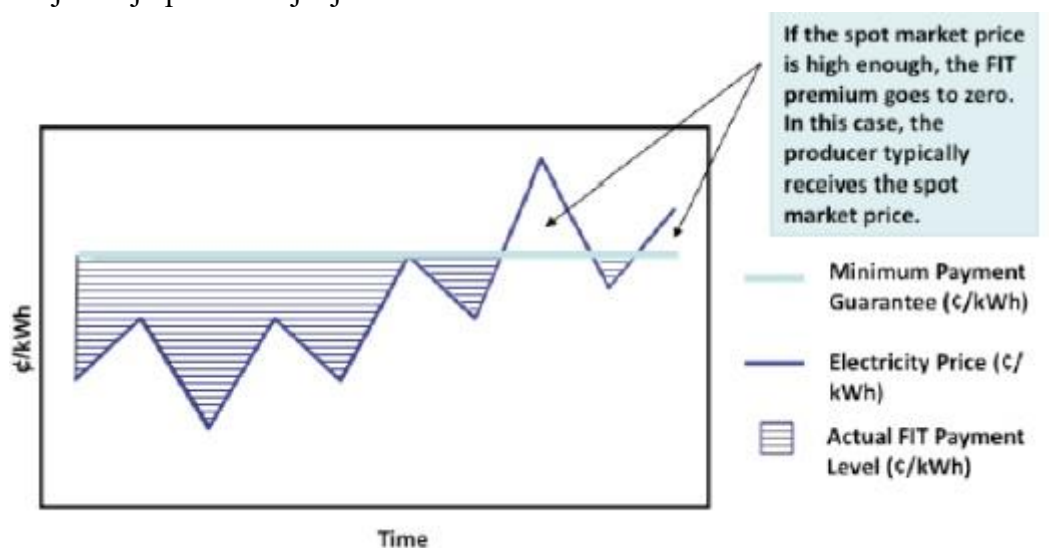
Koristi se u Španjolskoj. Postoji opseg u kojem premija može varirati. Porastom cijena na tržištu, premija pada. Također, ako cijena na tržištu padne, floor osigurava proizvođača od gubitaka, tako omogućavajući veću sigurnost proizvođaču.



Slika 6.4 Sliding premium FIT: na ukupni iznos premije se stavlja cap i floor (43)

6.1.2.2.2 Sliding FIP: raskorak na spot tržištu (*spot market gap model*)

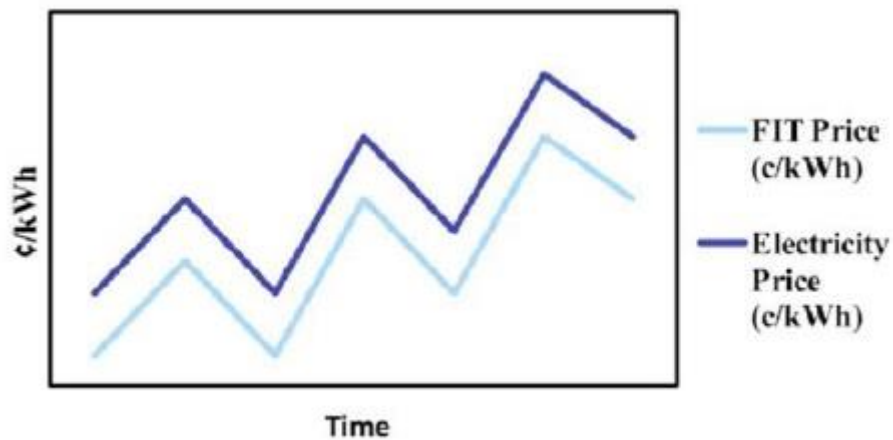
Proizvođaču se garantira cijena otkupa energije, slično garantiranoj cijeni (*fixed-priced*) FIT modela. No, za razliku od toga, klizna premija samo pokriva razliku između garantirane cijene i cijene na tržištu. Premija varira ovisno o cijeni na tržištu. U slučaju da cijena na tržištu preraste garantiranu cijenu, premija je nula i proizvođač prodaje struju po tržišnoj cijeni.



Slika 6.5 Sliding premium FIT: spot market gap (43)

6.1.2.2.3 Sliding FIP: FIP baziran na postocima

Premija se određuje kao postotak (obično manje od 100%) cijene struje na spot tržištu. To znači da se isplata u ovom modelu može naglo povećavati i smanjivati, ovisno o kretanjima cijena na tržištu.



Slika 6.6 Sliding premium FIP: premium-priced FIP baziran na postocima (43)

6.1.2.2.4 Sliding FIP: na ukupni iznos isplate se stavlja cap i floor

Kratko vrijeme je korištena u Danskoj.

6.2 Sustav kvota

Operatori elektrana dobivaju certifikate za svoju zelenu finalnu energiju, koje oni mogu prodati sudionicima koji su dužni ispuniti te kvote. Prodavanje certifikata osigurava dodatni prihod uz tržišnu cijenu prodane finalne energije. Visoke premije za rizik zbog nepredvidljivog razvoja cijena i certifikata na tržištu električne energije, obično povisuju cijenu ovakve politike. (41)

6.3 Aukcije i ponude

Ovo nije zasebna kategorija sustava poticaja, već način za alokaciju financijske podrške različitim obnovljivim tehnologijama. Također se može odrediti razina poticaja ili drugi tipovi sustava poticaja, kao feed-in sustavi, u konkurentnoj proceduri licitiranja. (41)

7 ANALIZA SLUČAJA

U ovoj analizi slučaja će se dati usporedba LCOE-a (*Levelized Cost of Electricity*, [eur/kWh], nivelirana cijena električne energije-ekonomska procjena prosječnih ukupnih troškova gradnje i vođenja postrojenja za proizvodnju električne energije tijekom svog životnog vijeka, podjeljenih sa ukupnom proizvedenom energijom postrojenja kroz cijeli životni vijek, formula dana na kraju poglavlja (44)) i IRR-a (*Internal Rate of Return*, kamatna stopa točke povrata-pri kojoj je sadašnja vrijednost prihoda jednaka sadašnjoj vrijednosti troškova (45)) kada bi se gradila fotnaponska elektrana nominalne snage 200 kW s četiri različita sustava poticaja za gradnju OiE. Sustavi poticaja su sljedeći:

1. Fixed FIT (0,1 eur/kWh),
2. Constant FIP (0,06 eur/kWh),
3. Sliding FIP (premium Floor = 0,00 eur/kWh; premium Cap = 0,12 eur/kWh; premium Slide = 0,06 eur/kWh),
4. Market Gap Model FIP (premium Gap Cap = 0,12 eur/kWh).

Fiksni troškovi upravljanja i održavanja su 30 eura po kW-u instalirane nominalne snage godišnje, a varijabilni troškovi upravljanja i održavanja su 0 eura po kW-u instalirane nominalne snage godišnje. Cijena goriva je također 0, jer gorivo nije potrebno za rad solarnih elektrana. Životni vijek elektrane se pretpostavlja 20 godina. Diskontna stopa je 5%. Cijena investicije je 1000 eura po kW-u instalirane nominalne snage.

Za satnu vrijednost insolacije kroz godinu dana koristimo podatke dane od strane mentora. Navedene podatke smo učitali u Energplan. Za potražnju (*demand*) smo stavili proizvoljno veliku brojku i time dobili privid preuzimanja ukupno proizvedene energije u mrežu (sukladno aktualnim energetske zakonima za povlaštene proizvođače). Pokrenuta je tehnička simulacija iz koje je kao rezultat izašao satni tok snage elektrane za godinu dana, tj. proizvedena električna energija u svakom satu.

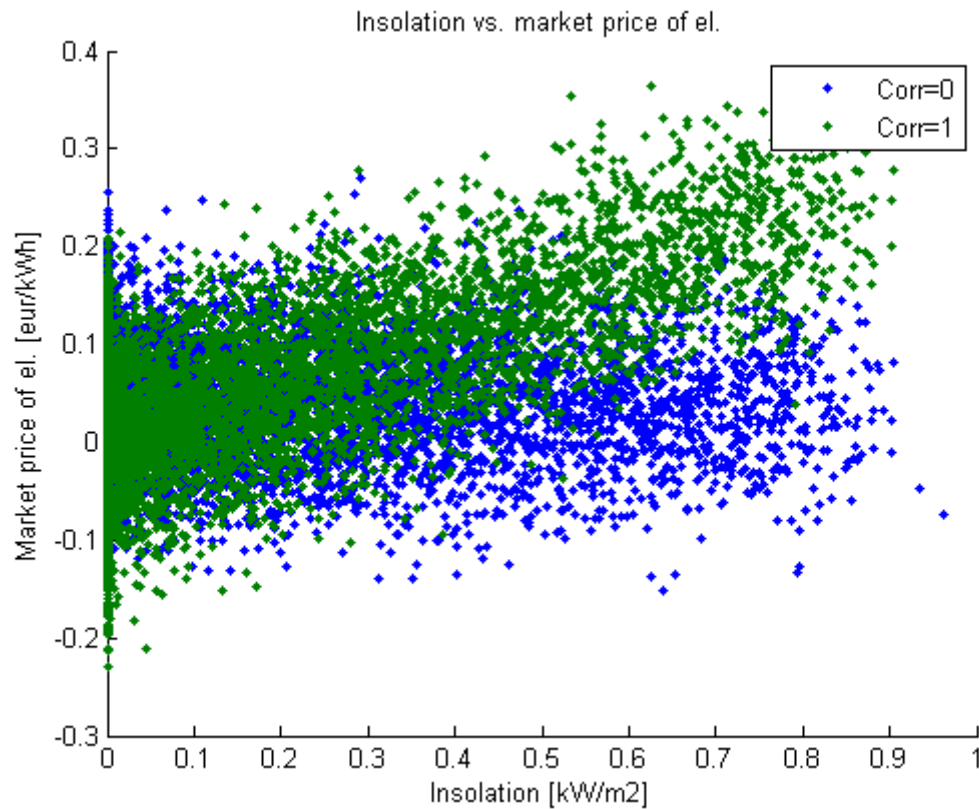
Zbog same prirode analize slučaja nastavljeno je raditi u Matlab-u. Koristila se je skripta dana od strane mentora. Ova skripta je opisala funkcioniranje gore navedenih sustava poticaja.

Satne vrijednosti cijene električne energije su dane za 2012. godinu za Nord Pool Spot tržište. Iz njih smo samo grubo procijenili srednju godišnju cijenu električne energije (40 eur/MWh) i parametar standardne devijacije (60 eur/MWh).

Sintetičku satnu cijenu električne energije, koju smo dalje koristili u analizi slučaja, smo generirali sa funkcijom 'normrnd' u MATLAB-u. Sintetička cijena se generira nasumičnim brojevima stvorenim oko srednje vrijednosti sa normalnom devijacijom.

Razmatraju se 2 slučaja korelacije. Promatra se korelacija 0 i 1 između satne vrijednosti insolacije i srednje godišnje vrijednosti insolacije u određenom satu. Ovisno o korelaciji, srednja vrijednost u gore spomenutoj funkciji 'normrnd' jednaka je:

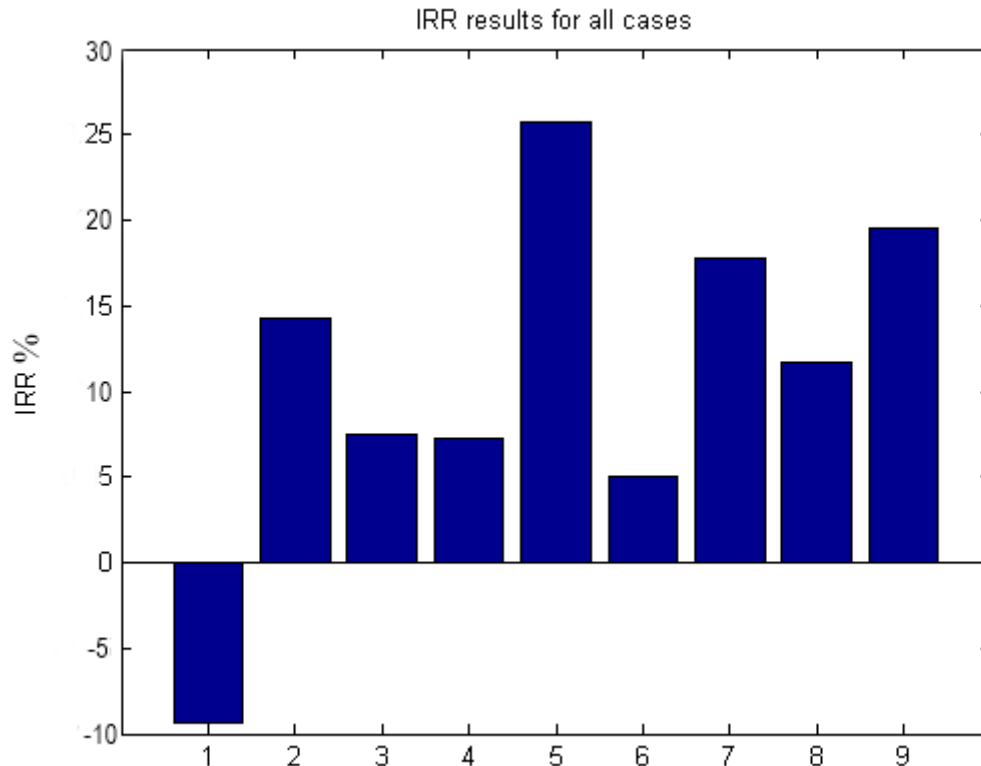
- a) korelacija = 1; odnosu satne i godišnje insolacije pomnoženom sa srednjom godišnjom cijenom električne energije (Nord Pool Spot),
- b) korelacija = 0; srednjoj godišnjoj cijeni električne energije.



Slika 7.1 Odnos insolacije i tržišne cijene električne energije ovisno o korelaciji

Na gornjoj slici je vidljiv utjecaj korelacije na odnos insolacije i sintetičke tržišne cijene električne energije. Ovo posljedično ima utjecaj na IRR cijelog sustava, jer direktno utječe na dobit. Dobit se računa množenjem satne proizvodnje energije sa cijenom električne energije. U interesu je proizvođača električne energije da je visoka cijena električne energije, jer tada ostvaruje veći profit njenom prodajom (za neke sustave poticaja). Pri korelaciji 1 smo jednostavno uskladili najsunčanije sate sa najvišom sintetičkom cijenom i tako prezentirali idealni slučaj za proizvođača, gdje on ostvaruje najveću dobit. Pri korelaciji 0 insolacija i cijena su nepovezani, te je dobit osjetno niža od prethodnog slučaja.

Svrha ovih korelacija je da se prikaže kako odnos kretanja cijena na tržištu električne energije i vrijednosti insolacije međusobno utječu na IRR-ove s raznim sustavima poticaja.



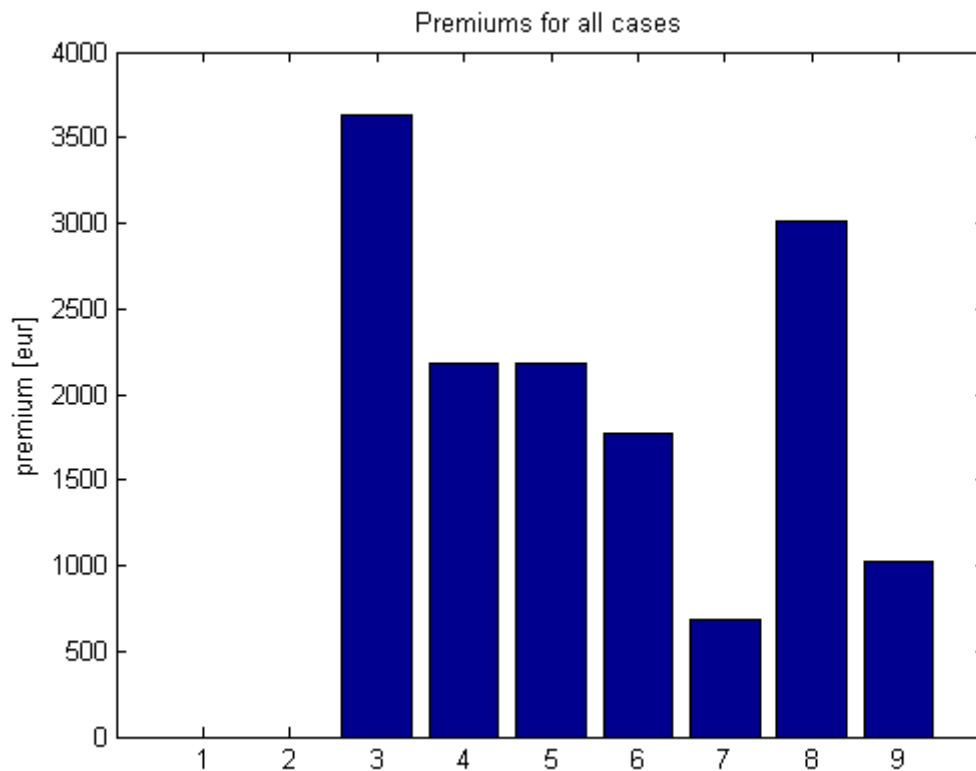
Slika 7.2 IRR-ovi za sve slučajeve sustava poticaja

Tablica 7.1 Svi slučajevi poticaja

Sustavi poticaja		
1 – bez sustava (Corr.=0)	2 – bez sustava (Corr.=1)	3 – fixed FIT
4 – const. FIP (Corr.=0)	5 – const. FIP (Corr.=1)	6 – slid. FIP (Corr.=0)
7 – slid. FIP(Corr.=1)	8 – market gap (Corr.=0)	9 – market gap (Corr.=1)

Kao što vidimo IRR varira od slučaja do slučaja. U prva dva slučaja ovisi samo o kretanjima cijene na tržištu električne energije i korelaciji. Tu se vrlo jasno vidi kakav je utjecaj kada je korelacija 1 i kako to utječe na IRR. Očito je da kod dobrog poklapanja sunčanih sati i visokih cijena električne energije možemo očekivati i veći IRR.

Fixed FIT ne ovisi o korelaciji je se proizvođaču isplaćuje konstantna tarifa neovisno o kretanjima cijena na tržištu električne energije.

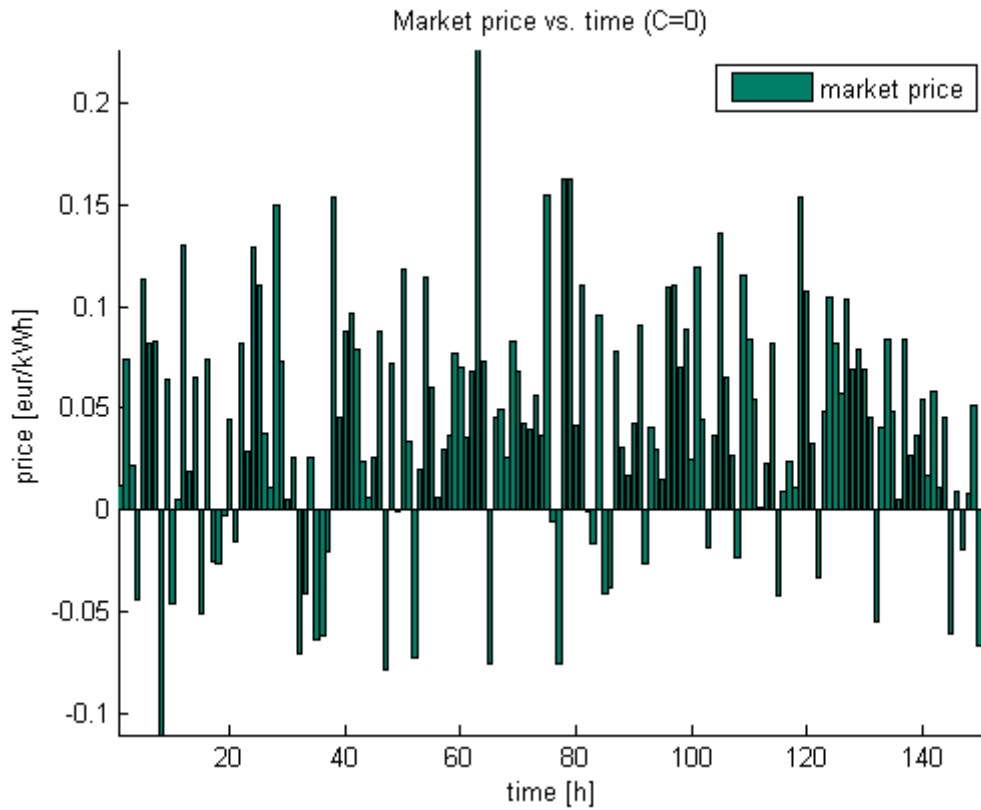


Slika 7.3 Premije za sve slučajeve sustava poticaja

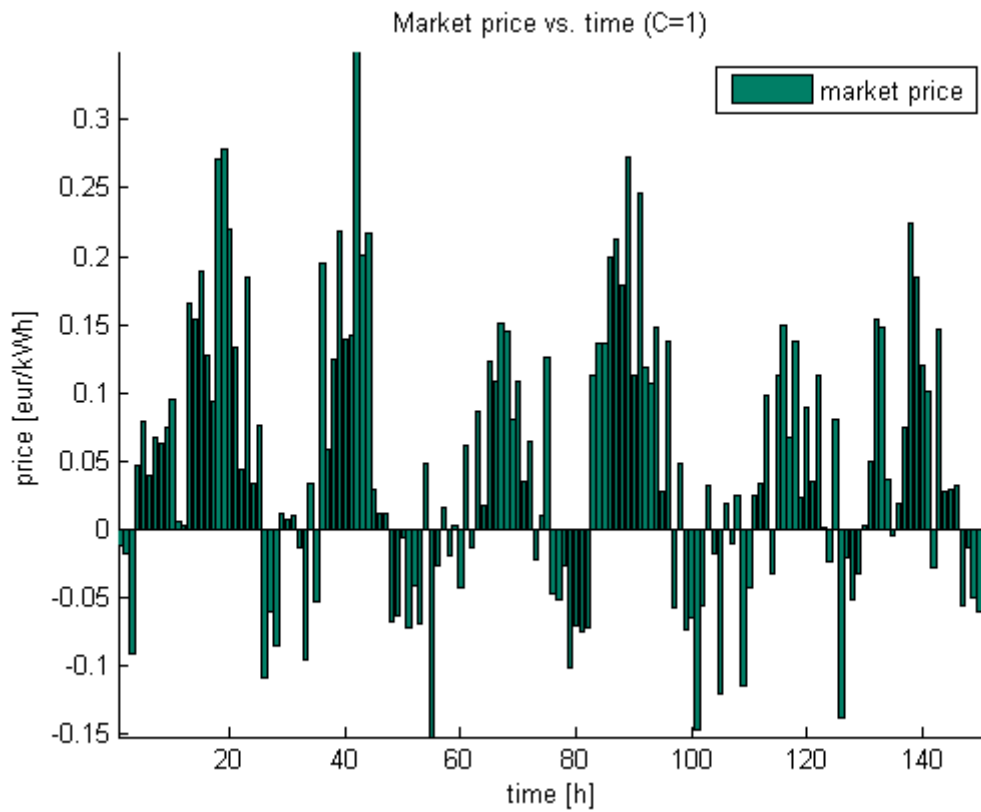
Tablica 7.2 Svi slučajeve sustava poticaja

Sustavi poticaja		
1 – bez sustava (Corr.=0)	2 – bez sustava (Corr.=1)	3 – fixed FIT
4 – const. PFIT (Corr.=0)	5 – const. PFIT (Corr.=1)	6 – slid. PFIT (Corr.=0)
7 – slid. PFIT (Corr.=1)	8 – market gap (Corr.=0)	9 – market gap (Corr.=1)

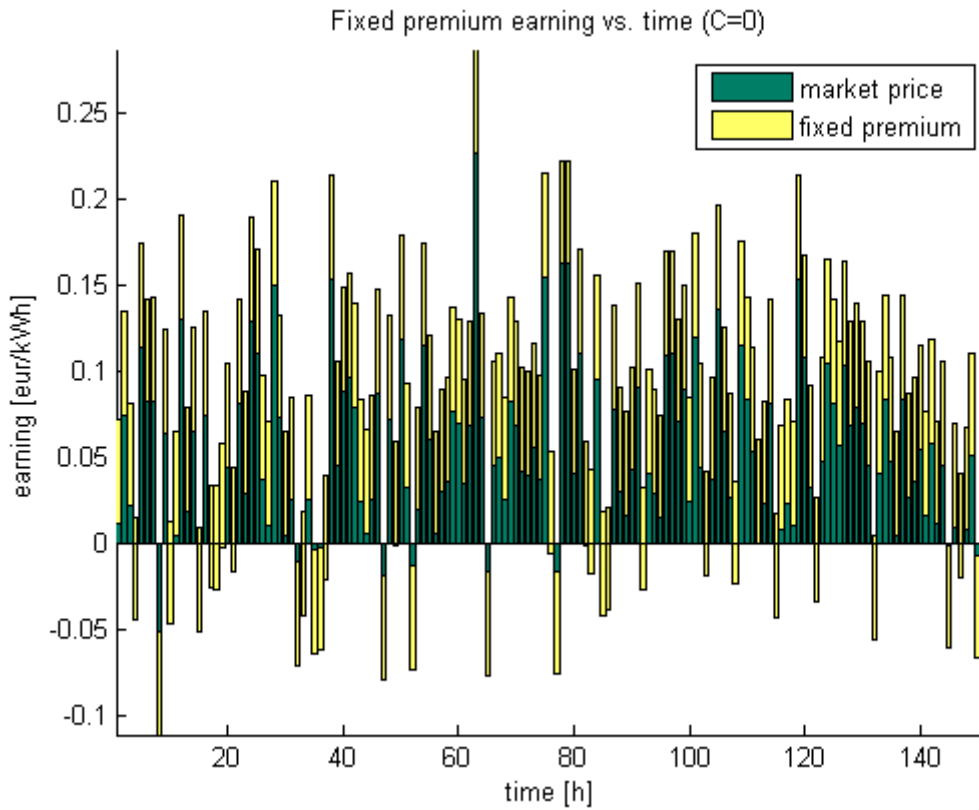
Gornje premije su izračunate sumiranjem satnih vrijednosti kroz godinu dana. Vidimo obrnuto proporcionalnu prirodu slike 7.3. naspram slike 7.2. Kod većih IRR-ova, manja je potreba za premijama, tj. isplate iz proračuna za poticaje izgradnje obnovljivih izvora energije. To je još jedan pokazatelj utjecaja korelacije u različitim slučajevima.



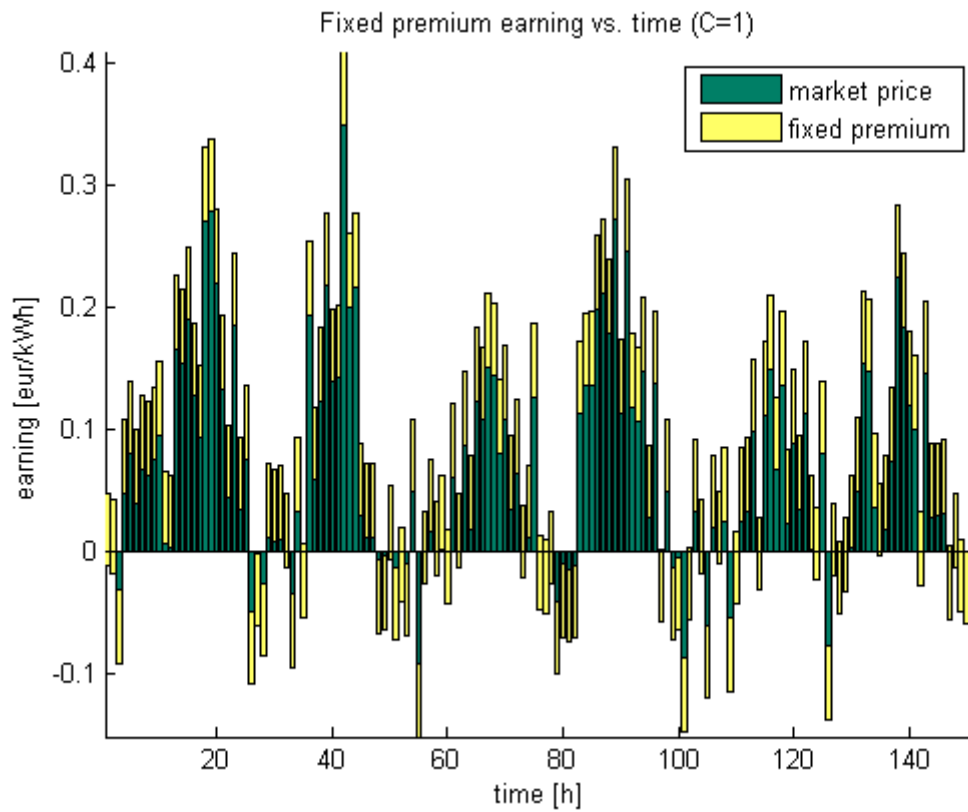
Slika 7.4 Kretanja tržišne cijene električne energije (korelacija = 0)



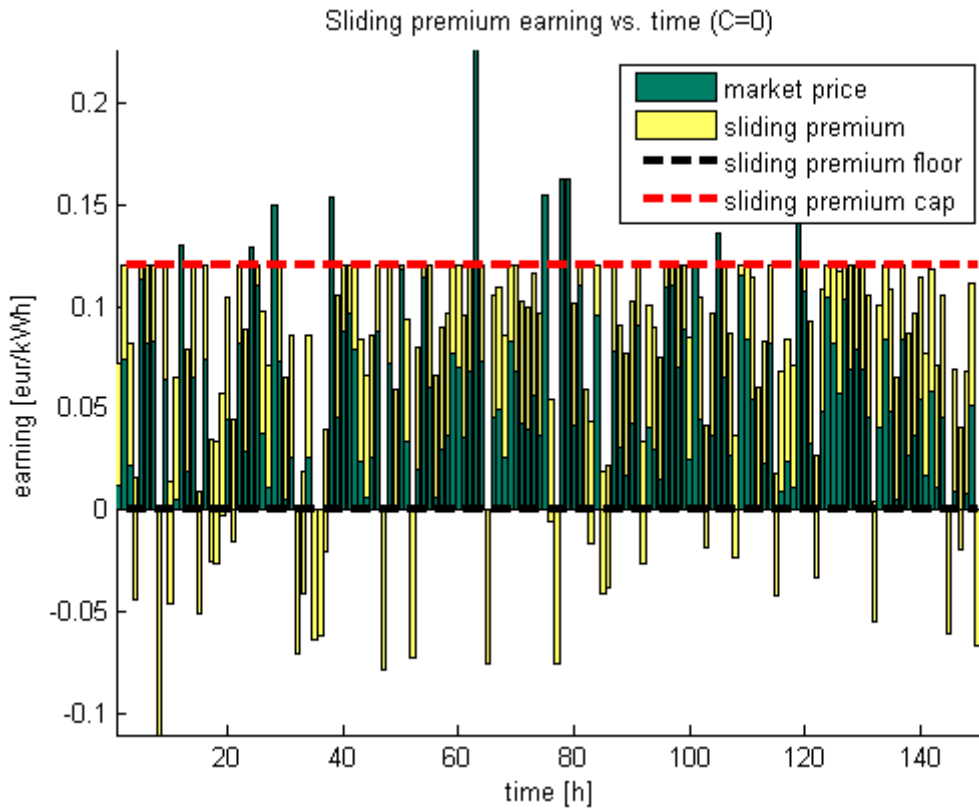
Slika 7.5 Kretanje tržišne cijene električne energije (korelacija = 1)



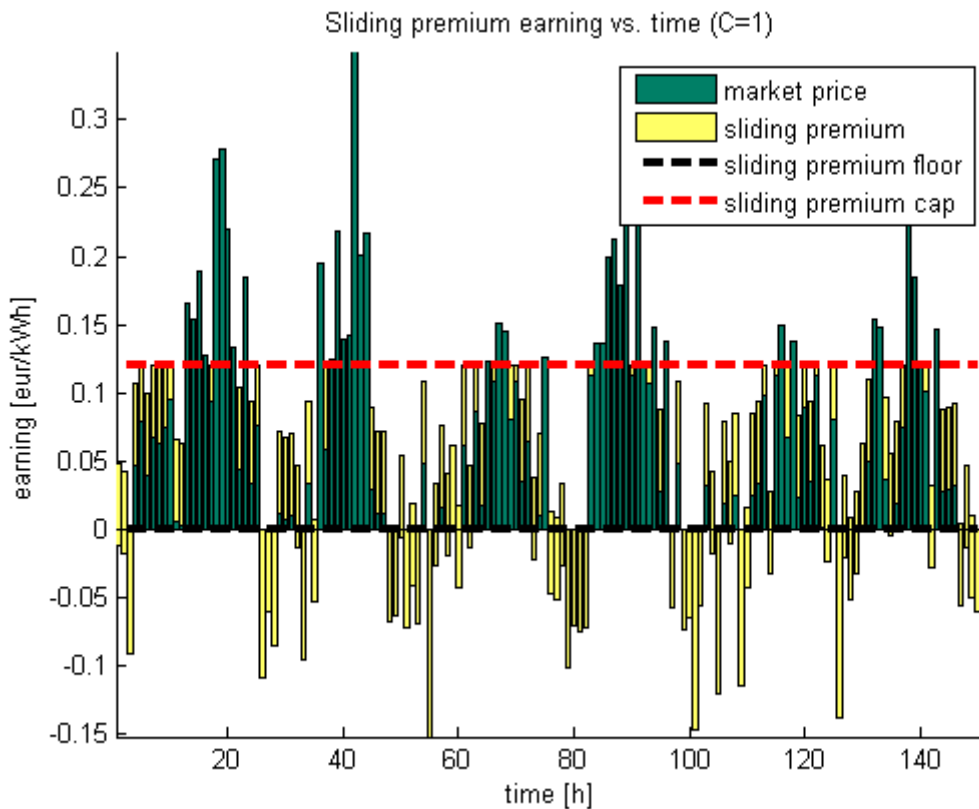
Slika 7.6 Dobit od fixed FIT (korelacija = 0)



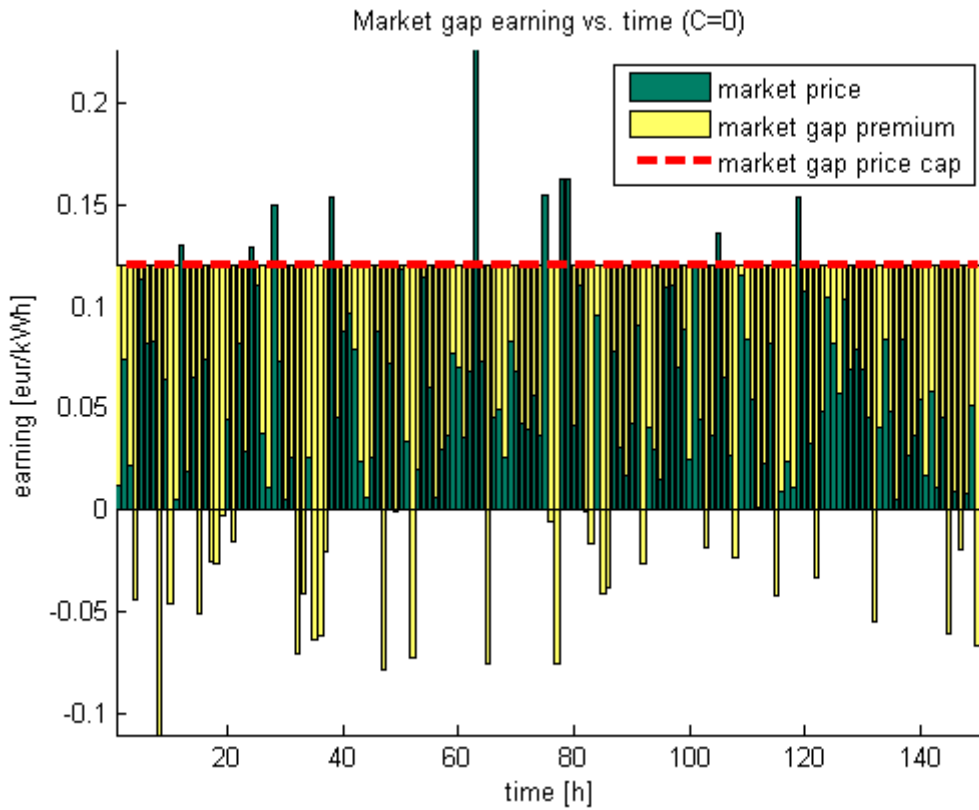
Slika 7.7 Dobit od fixed FIT (korelacija = 1)



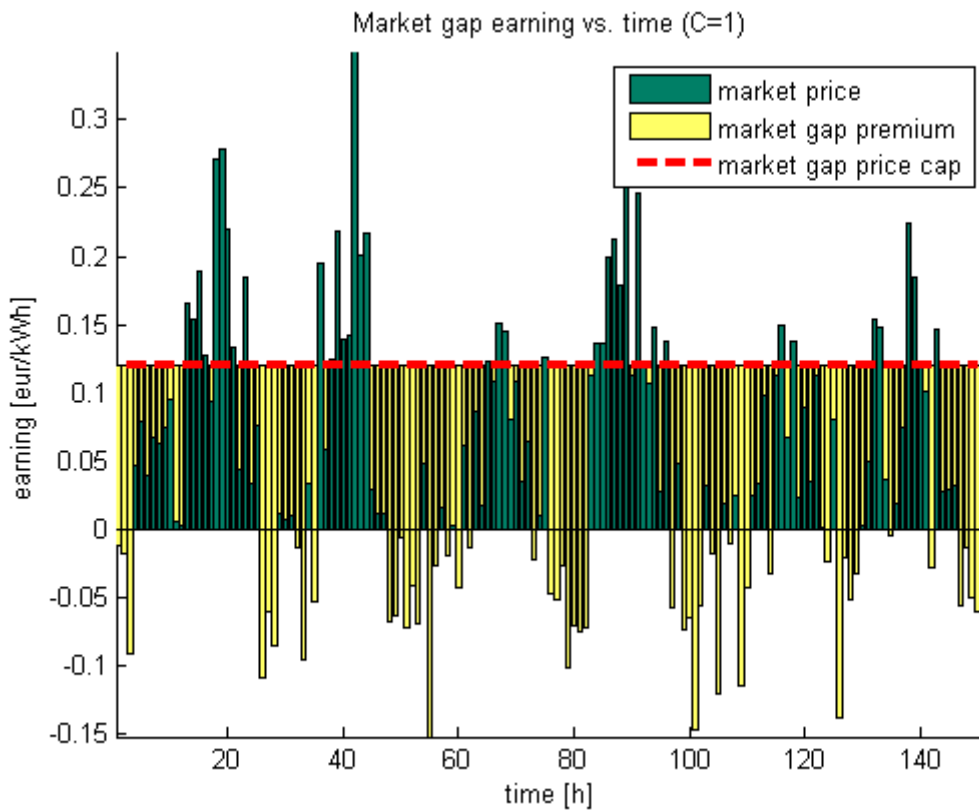
Slika 7.8 Dobit od sliding FIP (korelacija = 0)



Slika 7.9 Dobit od sliding FIP (korelacija = 1)

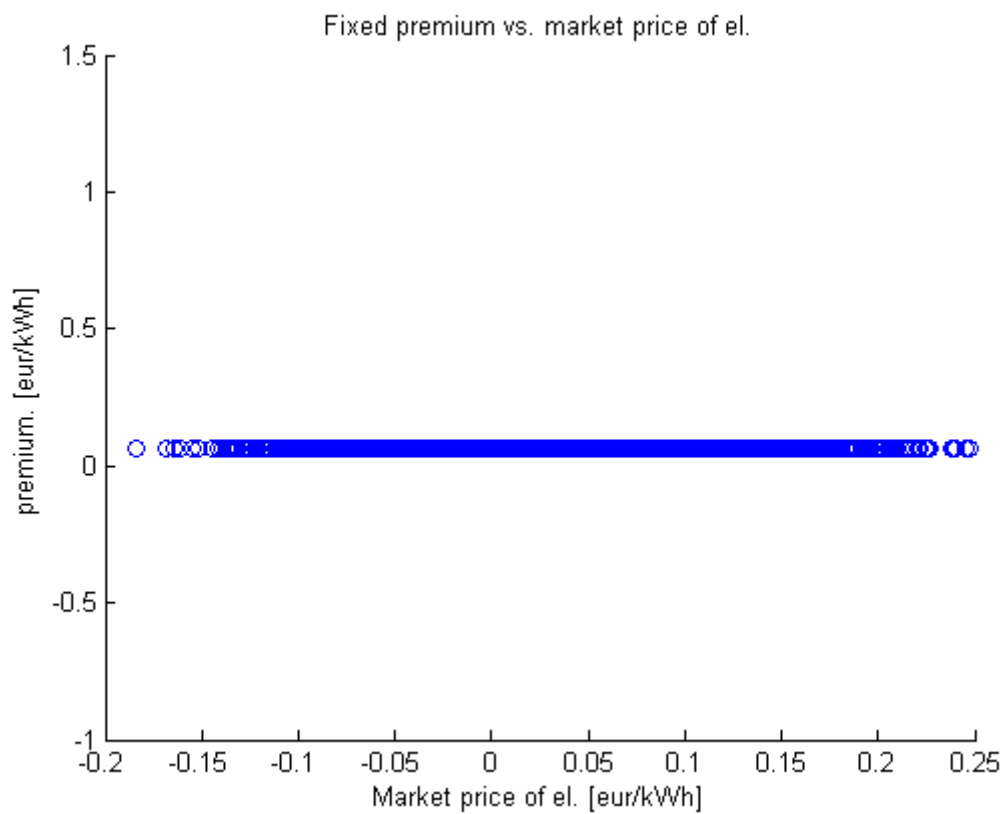


Slika 7.10 Dobit od market gap modela (korelacija = 0)



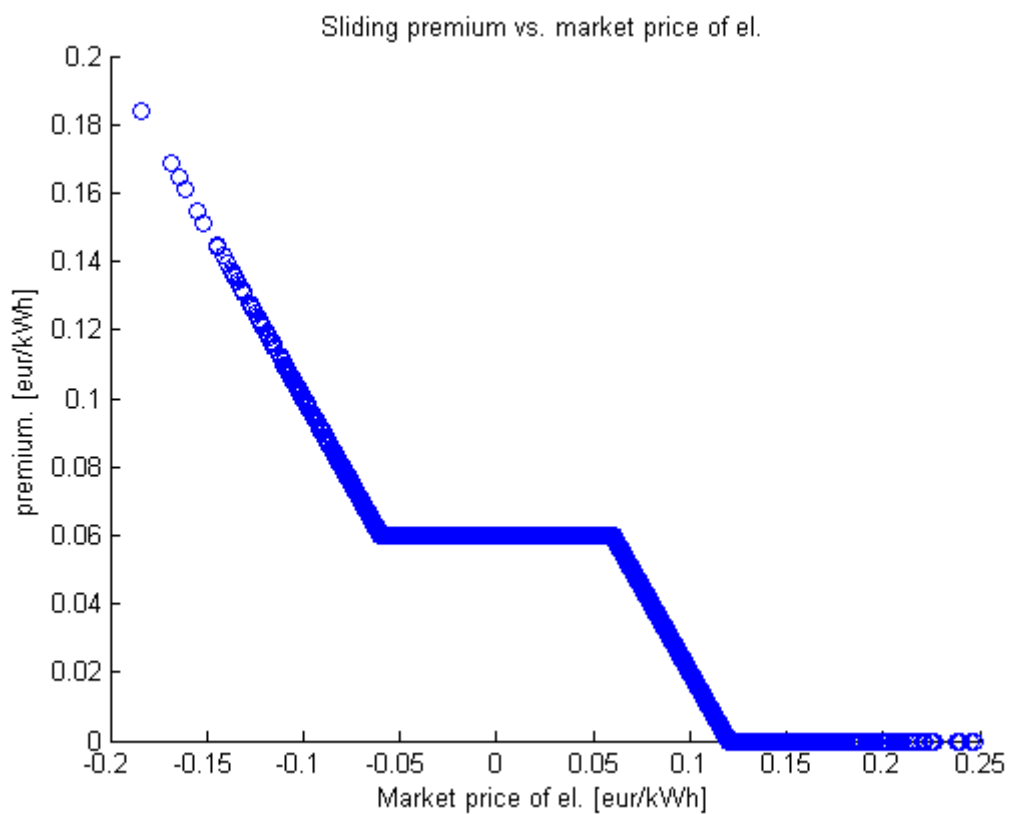
Slika 7.11 Dobit od market gap FIP modela (korelacija = 1)

Slika 7.4., 7.5., 7.6., 7.7., 7.8., 7.9., 7.10. i 7.11. su uzete za nasumično odabranih 150 sati tijekom godine.

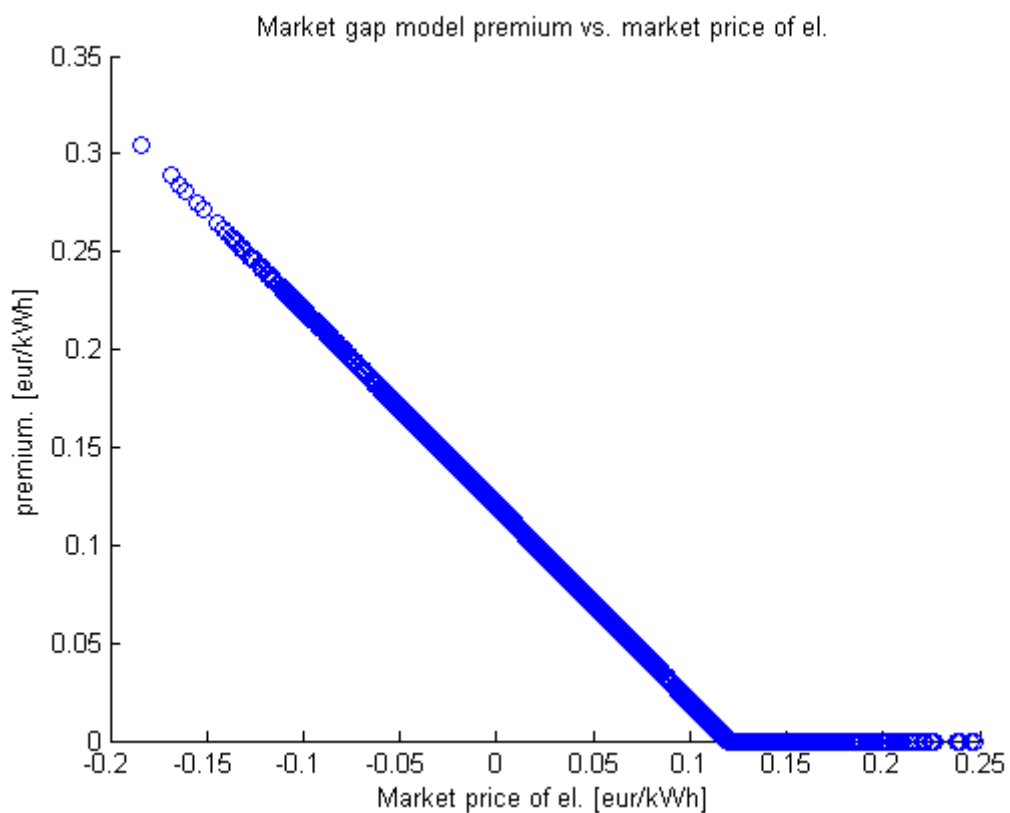


Slika 7.12 Odnos fiksne premije naspram tržišnoj cijeni električne energije

Na gornjoj slici je jasno vidljivo da će neovisno o cijeni električne energije na tržištu, fiksna premija biti konstantna.



Slika 7.13 Kretanje klizne (sliding) premije ovisno o tržišnoj cijeni električne energije



Slika 7.14 Kretanje market gap premije ovisno o tržišnoj cijeni električne energije

LCOE (levelized cost of energy) je proračun preko kojega se mogu uspoređivati različite tehnologije proizvodnje električne energije. On uzima u obzir investicije i kapitalna ulaganja, troškove upravljanja i održavanja, troškove goriva, proizvodnju električne energije, životni vijek sustava i diskontnu stopu. Ne uzima u obzir potrebe za rezervom u EES-u zbog tehnologija sa nestalnim tokovima snage (vjetar).

Formula za izračun LCOE-a (LCE) je:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (8.1)$$

Gdje je:

I_t = troškovi ulaganja u godini t ,

M_t = troškovi upravljanja i održavanja u godini t ,

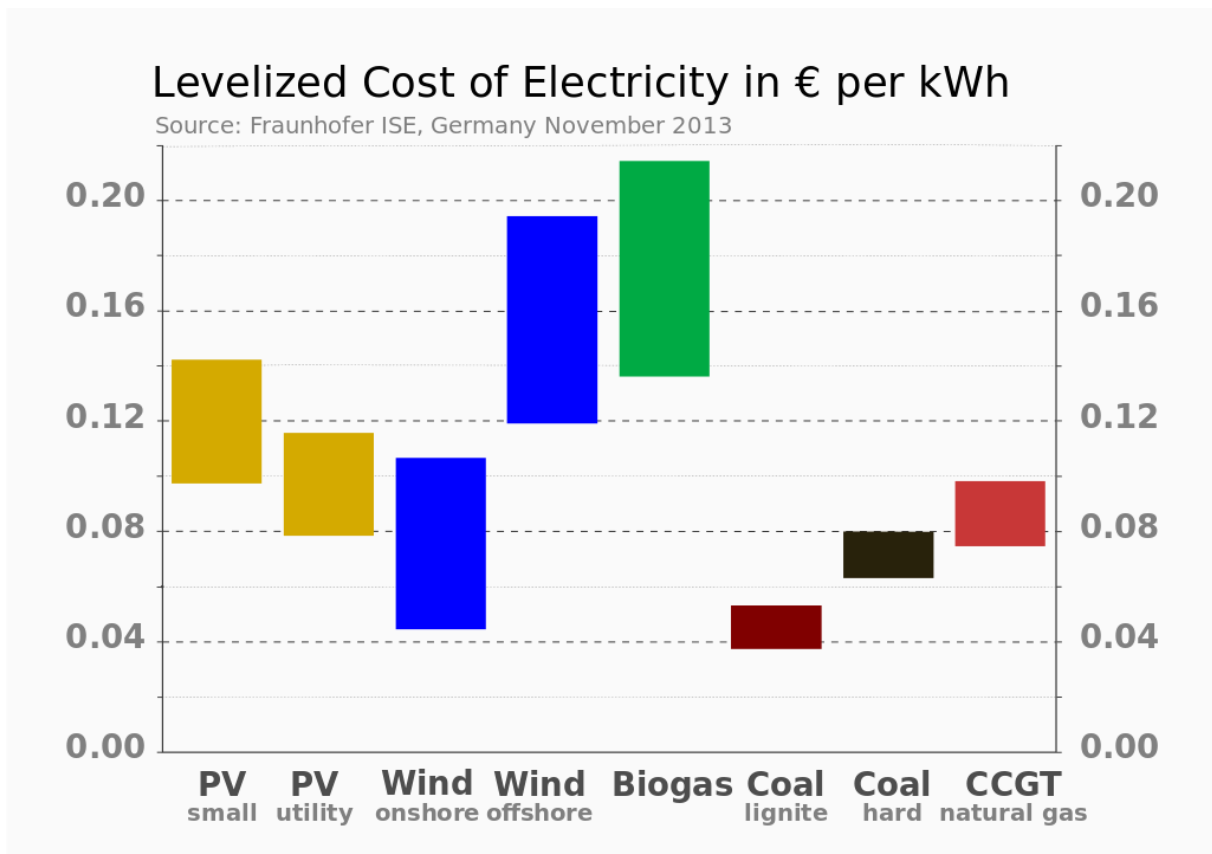
F_t = troškovi goriva u godini t ,

E_t = proizvedena električna energija u godini t ,

r = diskontna stopa,

t = životni vijek sustava.

LCOE se izražava se u eur/kWh.



Slika 7.15 LCOE za različite tehnologije (44)

LCOE za naš sustav je 0,0879 eur/kWh. Prema Slici 7.15 ovo smješta nas sustav u male fotonaponske elektrane, što on i jest.

8 Zaključak

Dekarbonizacija globalne ekonomije i liberalizacija gospodarstva glavni su pokretači velike penetracije obnovljivih izvora energije u portfelju proizvodnje električne energije kao i uvođenja konkurencije na otvorenom tržištu gdje vlada zakon ponude i potražnje.

Organiziranje i uspostava tržišta električne energije je stalan proces koji je krenuo ranih devedesetih godina. Osnovna mu je karakteristika stalna promjena paradigme koja traži permanentno učenje i nadgradnju svih subjekata koji su uključeni u njen rad.

Europska unija je u zadnjih dvadeset godina donijela tri velika paketa energetske zakona kojima se želi tržišno oblikovati cijeli energetski sektor. Ocjenjuje se da je energetski sektor temelj razvoja efikasnog gospodarstva svake nacionalne ekonomije.

Republika Hrvatska je svojim zakonodavstvom brzo pratila navedene ciljeve i može se reći da sa svojim temeljnim zakonskim okvirima ne zaostaje za naprednim članicama Europske unije.

Obnovljivi izvori koji su u sustavu poticaja uvode velike distorzije na otvorenom tržištu, no razvidno je da su odigrali pozitivnu ulogu u izgradnji obnovljivih izvora energije. Ukidanje sustava poticaja i uvođenje nove paradigme, sustav premija, je novi izazov za hrvatski energetski sektor.

Utemeljenjem Hrvatske burze električne energije stvara se nova mogućnost za razvoj tržišta.

U završnom radu je učinjena raščlamba sadašnjeg stanja i nadolazećih trendova na hrvatskom tržištu električne energije iz koje se zaključuje da u ovom trenutku hrvatski energetski sektor ima više strateških pitanja, među kojima je najznačajnije daljnji razvoj izgradnje obnovljivih izvora i razvoj tržišta. Također se otvara i pitanje sigurnosti rada ees-a.

9 Literatura

1. **Tešnjak, S., Banocvac, E., Kuzle, I.** *Tržište električne energije*. Zagreb : Graphis, 2009.
2. **Ministarstvo gospodarstva.** *Energija u Hrvatskoj 2013*. s.l. : Republika Hrvatska, 2014.
3. **Hrvatski operator prijenosnog sustava.** HOPS. [Mrežno] HOPS, 2014. [Citirano: 26.. 9. 2014.] <http://www.hops.hr/wps/portal/hr/web>.
4. **HOPS.** *Temeljni podaci 2013*. 2014.
5. **ETSO.** *Definitions of Transfer Capacities in liberalised Electricity Markets*. 2001.
6. **Hrvatski operator prijenosnog sustava.** *Desetogodišnji plan razvoja hrvatske prijenosne mreže (2014-2023)*. s.l. : HOPS, 2014.
7. **Wikipedia.** Air pollution. [Mrežno] [Citirano: 27.. 1. 2015.] http://en.wikipedia.org/wiki/Air_pollution#Sources.
8. **Državni zavod za statistiku.** Emisije. [Mrežno] [Citirano: 15.. 10. 2014.] <http://www.dzs.hr/>.
9. **Republika Hrvatska.** HERA. [Mrežno] 2015. <http://www.hera.hr/hr/html/zakoni.html>.
10. **Hrvatsko sabor.** *Zakon o energiji*. [Narodne novine, br. 120/12, 14/14] 2012.
11. **Hrvatski sabor.** *Zakon o tržištu električne energije*. [Narodne novine, br.22/12] 2013.
12. **Hrvatski operator tržišta energije.** HROTE. [Mrežno] HROTE. [Citirano: 10.. 9. 2014.] <http://www.hrote.hr/default.aspx>.
13. Wholesale vs. Retail Electricity Costs. *ISO New England*. [Mrežno] ISO New England, 2015. ISO New England.
14. **Wikipedia.** Electricity market. *Wikipedia*. [Mrežno] 2015. https://en.wikipedia.org/wiki/Electricity_market.
15. **NYISO.** Wholesale vs. Retail Electricity. *NYISO*. [Mrežno] 2015. http://www.nyiso.com/public/about_nyiso/understanding_the_markets/wholesale_retail/index.jsp.
16. **Energy market price.** [Mrežno] [Citirano: 22.. 12. 2014.] <http://www.energymarketprice.com/?13239>.
17. **CROPEX.** CROPEX i Nord Pool Spot dogovorili suradnju na razvoju hrvatskog tržišta električne energije . [Mrežno] <http://www.cropex.hr/hr/obavijesti/32-cropex-and-nord-pool-spot-announce-development-of-croatian-power-market-2.html>.
18. **Elforsk.** *The Increasing Scope and Authority for Power Exchanges*. 2013.
19. **Energy Market Price.** Balkans energy ministers decide to establish a regional power market in 2016. [Mrežno] 2015. <http://www.energymarketprice.com/?17655>.

20. **Ministarstvo gospodarstva.** *Nacionalni akcijski plan za obnovljive izvore energije do 2020. godine.* 2013.
21. **Hrvatska regulatorna agencija.** *Metodologija za određivanje iznosa tarifnih stavki za opskrbu električnom energijom u okviru univerzalne usluge.* [Narodne novine, br. 116/13, 38/14] 2013.
22. **Vlada Republike Hrvatske.** *Tarifni sustav za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije.* [Narodne novine, br. 133/13, 151/13, 20/14, 107/14] 2012.
23. **Ministarstvo gospodarstva, rada i poduzetništva.** *Pravilnik o korištenju obnovljivih izvora energije i kogeneracije.* [Narodne novine, br. 88/12] 2012.
24. **Ministarstvo gospodarstva.** Registar projekata i postrojenja za korištenje obnovljivih izvora energije i kogeneracije te povlaštenih proizvođača (Registar OIEKPP). [Mrežno] [Citirano: 22.. 12. 2014.] <http://oie-aplikacija.mingo.hr/InteraktivnaKarta/>.
25. **University of Tokyo.** *Power generation in Europe.* 2014.
26. **Kalea, M.** *Obnovljivi izvori energije energetski pogled.* Zagreb : Denona, 2014.
27. **Institute for energy research.** Germany's Electricity Market Out of Balance. [Mrežno] 2014. <http://instituteforenergyresearch.org/analysis/germanys-electricity-market-balance-must-pay-flexible-back-power/>.
28. **Europska komisija.** *Energy markets in European Union in 2011.* Luksemburg : Izdavački ured EU, 2012.
29. —. *EU markets in 2014.* Luksemburg : Izdavački ured EU, 2014.
30. **EPEXSPOT.** Negative prices. [Mrežno] [Citirano: 26.. 12. 2014.] http://www.epexspot.com/en/company-info/basics_of_the_power_market/negative_prices.
31. **Energypost.** The case for allowing negative electricity prices. [Mrežno] [Citirano: 26.. 12. 2014.] <http://www.energypost.eu/case-allowing-negative-electricity-prices/>.
32. **America's power plan.** [Mrežno] [Citirano: 26.. 12. 2014.] <http://www.powermarket.eu/is-there-indeed-a-relationship-between-wind-power-and-spot-prices/>.
33. **Power market.** [Mrežno] [Citirano: 26.. 12. 2014.] <http://www.powermarket.eu/is-there-indeed-a-relationship-between-wind-power-and-spot-prices/>.
34. **Energy institute KU Leuven.** *Negative electricity market price.* Leuven : an., 2014.
35. **Europska komisija.** *Quarterly report on european electricity markets Volumen 7.* s.l. : Market observatory for energy, 2014.
36. **Business Dictionary.** Social welfare. [Mrežno] 2015. <http://www.businessdictionary.com/definition/social-welfare.html>.
37. **EPEXSPOT.** Another step towards market integration. [Mrežno] [Citirano: 28.. 12. 2014.] http://www.epexspot.com/en/market-coupling/another_step_towards_market_intergration.

38. —. PCR standard presentation. [Mrežno] [Citirano: 29.. 12. 2014.]
http://static.epexspot.com/document/25392/090114-PCR_Standard_Presentation_short_last.pdf.
39. —. Euphemia public description. [Mrežno] [Citirano: 30.. 12. 2014.]
<http://static.epexspot.com/document/27917/Euphemia%3A%20Public%20description%20-%20Nov%202013>.
40. —. Euphemia public documentation. [Mrežno] [Citirano: 30.. 12. 2014.]
<http://static.epexspot.com/document/27918/Euphemia%3A%20Public%20documentation%20-%20Jul%202014>.
41. **Held, A., Ragwitz, M., Gephart, M., Visser, E., Klessmann, C.** *Design features of support schemes for renewable electricity*. s.l. : Fraunhofer ISI, Ecofys, 2014.
42. **Ragwitz, M., Klessmann, C., Resch, G.** *Recent developments of feed-in systems in the EU*. s.l. : Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation, Building and Nuclear Safety (Njemačka, BMU), 2012.
43. **NREL technical report.** *A policymaker's guide to feed-in tariff policy design*. 2010.
44. **Wikipedia.** Cost of electricity by source. [Mrežno]
http://en.wikipedia.org/wiki/Cost_of_electricity_by_source.
45. **FSB.** *Osnove ekonomije*. 2013.
46. **Ministarstvo gospodarstva.** Registar projekata i postrojenja za korištenje obnovljivih izvora energije i kogeneracije te povlaštenih proizvođača (Registar OIEKPP). [Mrežno] [Citirano: 22.. 12. 2014.] <http://oie-aplikacije.mingo.hr/pregledi/>.
47. **Europska Unija.** *DIRECTIVE 2009/72/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL*. [Official Journal of the European Union] 2009.
48. **Hrvatski operator prijenosnog sustava.** *Desetogodišnji plan razvoja hrvatske prijenosne mreže (2014-2023)*. s.l. : HOPS, 2014.
49. **POYRY.** *Outlook for new coal-fired power stations in Germany, The Netherlands and Spain*. 2013.
50. **City Switch Green Office.** [Mrežno] 2015.
<http://www.cityswitch.net.au/Resources/CitySwitchResources/Planning,reportingandmonitoring/Planning,reportingandmonitoringarticle/TabId/150/ArtMID/787/ArticleID/10273/Using-Marginal-Abatement-Cost-curves-.aspx>.

