



**INTEGRALNA ANALIZA  
DOSADAŠNJIH UČINAKA RAZVOJA I IZGRADNJE  
OBNOVLJIVIH IZVORA ENERGIJE U HRVATSKOJ  
U RAZDOBLJU  
OD 2007. DO 2016.  
GODINE**



REPUBLIKA HRVATSKA

MINISTARSTVO ZAŠTITE  
OKOLIŠA I PRIRODE



Naručitelji:

**Hrvatski operator prijenosnog  
sustava d.o.o.**

**Hrvatski operator tržišta  
energije d.o.o.**

# **Integralna analiza dosadašnjih učinaka razvoja i izgradnje obnovljivih izvora energije u Hrvatskoj u razdoblju od 2007. do 2016. godine**

## **KONAČNO IZVJEŠĆE**

Izvješće br. EIHP-2018-03-15B

**Izvješće odobrio:**

dr. sc. Goran Granić, dipl. ing. el.

Ekonomski institut Zagreb  
Trg J.F. Kennedyja 7  
10000 Zagreb, Hrvatska  
<http://www.eizg.hr>

Energetski institut Hrvoje Požar  
Savska cesta 163  
10000 Zagreb, Hrvatska  
<http://www.eihp.hr>

## SADRŽAJ

<i>KRATICE</i> .....	7
<i>Sažetak I OSNOVNI ZAKLJUČCI</i> .....	10
<b>1. Uvod</b> .....	23
O projektu.....	23
Izvori podataka .....	26
<b>2. Politike i implementacijske mjere za poticanje obnovljivih izvora</b> .....	27
Strateški okvir .....	27
Implementacija ciljeva kroz sustav poticanja OIE u Republici Hrvatskoj .....	34
Inicijalni zakonski okvir .....	54
Dinamička analiza izmjena propisa i njihovih učinaka .....	55
Analiza interesa za razvoj projekata .....	63
Analiza vanjskih rizika razvoja OIE projekata u Republici Hrvatskoj za razdoblje 2007-2016.....	73
Zaključak .....	88
<b>3. Energetski pokazatelji rada obnovljivih izvora</b> .....	91
Podatkovna osnova.....	91
Instalirani kapaciteti, proizvodnja energije i prihodi po tarifnim sustavima .....	92
Usporedna analiza OIE tehnologija po godinama .....	107
Vlastita potrošnja po tehnologijama .....	112
Godišnje devijacije proizvodnje po tipovima postrojenja .....	113
Raspodjela snage, opterećenja i učinkovitosti rada OIE elektrana po županijama .....	114
Udio proizvodnje poticanih OIE u ukupnoj konačnoj potrošnji električne energije .....	118
Ukupni sati rada i ekvivalentni sati nazivnog pogona .....	119
Očekivani razvoj izgradnje OIE i potrebnih sredstava za poticanje.....	125
Zaključak .....	128
<b>4. Analiza investicija</b> .....	130
Informacijska osnova .....	130
Financijski pokazatelji investicija .....	133
Kapitalni (investicijski) troškovi - CAPEX .....	134
Procjena kumulativnih kapitalnih troškova za ukupnu izgradnju.....	144
Operativni troškovi - OPEX.....	146

Procjena kumulativnih operativnih troškova .....	151
Zaključci .....	153
<b>5. Analiza cijena proizvodnje i poticaja.....</b>	<b>155</b>
Nivelirani trošak proizvodnje električne energije - LCOE .....	156
Vjetroelektrane .....	166
Fotonaponski sustavi .....	167
Biopljin i biomasa .....	169
Vjetroelektrane .....	172
Fotonaponske elektrane.....	172
Postrojenja koja koriste biomasu.....	173
Kalkulacija maksimalne referentne vrijednosti i maksimalne zajamčene otkupne cijene .....	176
<b>6. Analiza utjecaja na smanjenje emisije stakleničkih plinova .....</b>	<b>193</b>
Metodologija i pretpostavke.....	193
Rezultati .....	196
Scenarij Ostvarenje .....	196
Scenarij Bez OIE .....	198
Usporedba emisija CO <sub>2</sub> .....	200
Dodatni scenarij: Tržište .....	203
Zaključci .....	207
<b>7. Analiza utjecaja na gospodarstvo i zapošljavanje Republike Hrvatske.....</b>	<b>208</b>
Uvod 209	
Metodološka osnovica za procjenu učinaka postrojenja koja koriste obnovljive izvore energije na gospodarstvo i zapošljavanje .....	211
Rezultati .....	225
Zaključci .....	233
<b>8. Utjecaj na mrežu.....</b>	<b>235</b>
Analiza cjelokupne mrežne infrastrukture izgrađene za prihvat svih OIE .....	235
Troškovi pomoćnih usluga sustava.....	237
Analiza odstupanja konzuma od plana.....	240
Analiza plana i ostvarenja proizvodnje OIE .....	243
Analiza planirane i ostvarene prekogranične razmjene električne energije .....	249
Analiza potražnje i realizacije sekundarne i tercijarne regulacije za potrebe uravnoteženja sustava .....	255
Sekundarna regulacija .....	256

Tercijarna regulacija .....	267
Troškovi sekundarne i tercijarne regulacije za uravnoteženje .....	277
Korelacija odstupanja sustava (Konzum, OIE, Konzum + OIE) sa aktivacijom regulacijske energije za uravnoteženje .....	282
Zaključci .....	293
<b>9. Rekapitulacija sustava poticanja .....</b>	<b>295</b>
Elementi analize i metodologija .....	295
Rezultat .....	299
Zaključak .....	301
<b>10. Odricanje od odgovornosti .....</b>	<b>302</b>
<b>11. Literatura .....</b>	<b>303</b>
<b>12. Popis slika i tablica .....</b>	<b>305</b>
<b>13. Prilozi .....</b>	<b>315</b>
Prilog 1 Sadržaj projektnog zadatka .....	316
Politike i implementacijske mjere za poticanje obnovljivih izvora .....	316
Energetski pokazatelji rada obnovljivih izvora .....	316
Analiza investicija .....	316
Financijski pokazatelji investicija .....	316
Struktura domaće i uvozne opreme i usluga .....	317
Analiza cijena proizvodnje i poticaja .....	317
Strukturna analiza finansijskih tokova .....	317
Usporedba LCOE .....	318
Kalkulacija maksimalne referentne vrijednosti i maksimalne zajamčene otkupne cijene .....	318
Analiza utjecaja na smanjenje emisije stakleničkih plinova .....	319
Analiza utjecaja na gospodarstvo i zapošljavanje Republike Hrvatske .....	320
Utjecaj na mrežu .....	322
Prilog 2 Opis i obrada anketnih upitnika .....	323
Anketni upitnici .....	323
Predobrada podataka iz Anketa .....	327
Prilog 3 Detalji analize multiplikativnih učinaka na 1 milijun EUR investicije po pojedinim OIE tehnologijama .....	332



# KRATICE

U tablici dolje navedene su glavne kratice korištene u studiji:

BDP	Bruto domaći proizvod
BDV	Bruto dodana vrijednost
BM	Elektrane na biomasu
BOP	Izgradnja postrojenja (Balance of Plant)
BP	Elektrane na biopljin
Bruto ne-posredna potrošnja el.ene.	Suma proizvodnji svih elektrana (uključujući i samostalne) uvećana za gubitke u mreži i mrežnim transformatorima, razliku uvoza i izvoza, te vlastitu potrošnju elektrana.
CAPEX	Investicijski troškovi
DCF	Diskontirani novčani tokovi
DUUDI	Državni ured za upravljanje državnom imovinom
EE	Električna energija
EES	Elektroenergetska suglasnost ili elektroenergetski sustav
EIA	Energy Information Administration
EIHP	Energetski institut Hrvoje Požar
EIZ	Ekonomski institut Zagreb
EO	Energetsko odobrenje
EU	Europska Unija
EUROSTAT	Europska agencija za statistiku
EZ	Europska Zajednica
FINA	Financijska agencija
FIT	(Feed-in Tarrifs) – sustav zajamčenih tarifa otkupa energije
FLH	Ekvivalentni broj sati rada na nazivnoj snazi (Full Load Hours)

GD	Građevinska dozvola ili ekvivalentni dokument
GOP	Glavna ocjena prihvatljivosti za Ekološku Mrežu
HERA	Hrvatska Energetska Regulatorna Agencija
HOPS	Hrvatski operator prijenosnog sustava
HROTE	Hrvatski Operator Tržišta
HUPX ili HUPEX	Mađarsko tržite energije i derivata (Hungarian derivative energy exchange)
IEA	International Energy Agency
IPO	Imovinsko pravni odnosi
LCOE	Minimalna cijena po kojoj električna energija mora biti prodana kako bi projekt pokrio sve svoje troškove (Levelized Cost of Energy)
LD	Lokacijska dozvola ili ekvivalentni dokument
mHE	Male hidroelektrane
NAP-OIE	Nacionalni Akcijski Plan za OIE
ODS	Operator distribucijskog sustava
OIE	Obnovljivi izvori energije
OPEX	Operativni troškovi i troškovi održavanja
OPPUO	Ocjena o potrebi procjene utjecaja na okoliš
PEES	Prethodna elektroenergetska suglasnost
PEO	Preliminarno energetsko odobrenje
POP	Prethodna ocjena prihvatljivosti za Ekološku Mrežu
PPC	Prosječna prodajna cijena električne energije
PPuSP	Povlašteni proizvođač u sustavu poticanja (aktiviran ugovor o otkupu)
PSPP	Prethodni status povlaštenog proizvođača
PUO	Procjena utjecaja na okoliš
RC	Referentna cijena električne energije
SE	Sunčane elektrane
SPP	Status povlaštenog proizvođača

Strategija	Odnosi se na neku od strategija energetskog razvoja RH
TGC	Zeleni certifikati (Tradeable Green Certificates)
TS__	Oznaka tarifnog sustava za OIE prema godini ili prema broju
VBA	Visual Basic for Applications (programska sredstva)
VE	Vjetroelektrane
WACC	Ponderirani prosječni trošak kapitala
ZK	Zemljишne knjige

# SAŽETAK I OSNOVNI ZAKLJUČCI

U ovom sažetku prezentirani su glavni rezultati i poruke studije koji su sa znatno većom količinom detalja prikazane u samoj studiji. Rezultati su prikazani po pojedinim cjelinama.

## **Anketiranje i podatkovna osnova**

Kroz rad na ovoj studiji pokazalo se da je domet kompleksnih analiza koje trebaju rekapitulirati prošlost i dati smjernice za budućnost u velikoj mjeri limitiran kvalitetom i raspoloživošću povijesnih podataka. U namjeri da se prebrodi ovaj nedostatak Izrađivači ove studije proveli su detaljno anketiranje vlasnika postrojenja OIE u Hrvatskoj. Ukupno gledajući odziv vlasnika postrojenja, koji je bio dobrovoljan i ničim uvjetovan, bio je znatno slabiji od očekivanog.

Nedostatak vjerodostojnjih podataka o projektima izrazito otežava strukturne analize, sagledavanje pravih poticaja za investicijske odluke kao i posljedica pojedinih politika. Stoga je neophodno osigurati da se za poticane projekte u budućnosti uspostavi i trajno održava infrastruktura za prikupljanje podataka i baza znanja o projektima kao društveno dobro koje treba pomoći u maksimiziranju društvene koristi od ulaganja u OIE.

## **Politike i implementacijske mjere za poticanje obnovljivih izvora**

Početkom promatranog razdoblja (2007-2016.) tehnologije za korištenje OIE su na europskom pa tako i hrvatskom planu bile u fazi tehnološkog sazrijevanja, tržišno nekonkurentne, s vrlo ograničenim iskustvom pogona. Međutim, zbog izdašnog a neiskorištenog resursa, kao i potencijalnog doprisona europskoj energetskoj sigurnosti opskrbe i diversifikaciji energetskih izvora, zbog pozitivnog doprisona zaštiti klime i okoliša te lokalnog zapošljavanja, OIE su kroz zajedničko dogovaranje na EU razini i usvajanje posebnih direktiva doble priliku ubrzanog razvoja i rasta. Ključni preduvjet njihova razvoja u takovoj situaciji bila je stabilna politička podrška i uvođenje poticajnih mera.

Republika Hrvatska uvela je sustav poticanja za proizvodnju električne energije iz OIE 2007.g. donošenjem provedbenih podzakonskih akata. Odabrani sustav poticanja bio je sustav zajamčenih tarifa (FIT) što je bio najčešći izbor zemalja EU u početnoj fazi poticanja OIE. Analiza politika i implementacijskih mera pokazala je sljedeće:

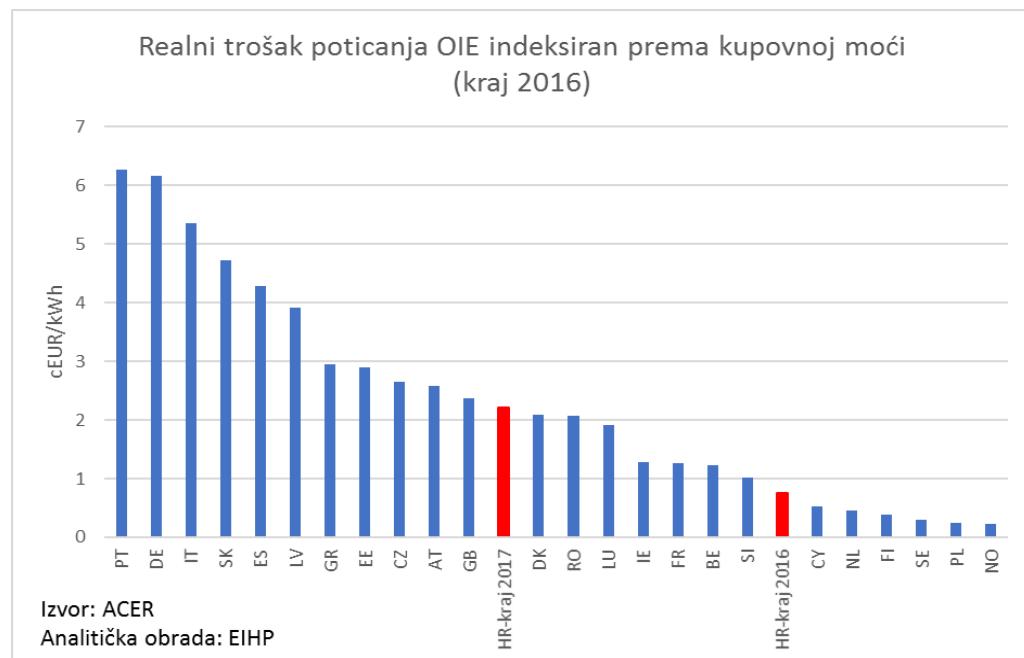
- Iako su ciljevi politike korištenja OIE bili definirani na početku promatranog razdoblja, strateški ciljevi su višekratno mijenjani tijekom promatranog razdoblja. Ciljevi postavljeni 2009.g. trebali su omogućiti RH da ispunji svoje međunarodne obveze po Direktivi 2009/28/EZ od 20% udjela OIE u ukupnoj konačnoj potrošnji energije. No, manji porast ukupne potrošnje električne energije od predviđenog inicirao je korekciju ciljeva a time i poticanih količina energije iz pojedinih izvora. Promjene u odnosu na inicijalno postavljene strateške ciljeve su bile pozitivne za biomasu, biopljin i sunčevu energiju a negativne za vjetar i male hidroelektrane.

Strateški ciljevi definiraju veličinu tržišta a time i ulagački okvir pa **promjenjivost ciljeva s investicijskog stanovišta predstavlja povećan rizik stabilnosti političke podrške razvoju obnovljivih izvora.**

- Promjene strateških ciljeva nisu bile usklađene s realnim stanjem ugovorenih količina obnovljive energije, koje su rezultat provedbe implementacijskih mera (propisa kojima se

regulirala problematika OIE), pa je naknadnim izmjenama bilo potrebno poravnati ove neusklađenosti. Ovakva nekohherentnost strateških dokumenata i implementacijskih akata sugerira da **promjene nisu bile valjano tehnički i stručno utemeljene**.

- **Veliki broj izmjena implementacijskih akata** u drugom dijelu promatranog razdoblja (2012-2016.) značajno **je usložio administrativnu proceduru** te ju učinio manje prohodnom. Ukupna prolaznost mjerena brojem realiziranih projekata u odnosu na započete projekte (koji su ishodili PEO) iznosi od 2% za male hidroelektrane (realizirani projekti u odnosu na one koji su ishodili PEO), 6% za vjetroelektrane, 10% za elektrane na biomasu, 19% za elektrane na biopljin pa do 68% za sunčane elektrane koje imaju bolju prolaznost zbog specifičnosti procedure. To općenito predstavlja vrlo nisku razinu prolaznosti, posebno za tehnologije malih hidroelektrana. Niske razine prolaznosti impliciraju nisku efikasnost odnosno **visoki rizik prolaska administrativne procedure** ali i pokazuju da je konkurenčija projekata za ulazak u poticane kvote u svim OIE tehnologijama bila velika (minimalno dva puta veći interes od definiranih ciljeva). Percepcija visokog rizika prolaska administrativne procedure stvara nepovoljno okruženje, povećava očekivanja investitora te u konačnici povećava ukupno potrebna sredstva za poticanje OIE.
- Provedena analiza pokazala je da je sustav zajamčenih tarifa generirao višestruko veći interes za projekte OIE od strateških ciljeva ili međunarodnih obveza Republike Hrvatske, što se generalno može ocijeniti pozitivnim kao pozitivan doprinos općoj poduzetničkoj klimi. Činjenica golemog interesa, međutim, u promatranom razdoblju nije imala za posljedicu značajniji **razvoj i pravovremenu dogradnju sustava poticanja za nove projekte** u smjeru troškovne učinkovitosti i u konačnici ušteda u sustavu poticanja.
- Provedena analiza pokazala je da se sustav zajamčenih tarifa pokazao **efikasnim u poticanju razvoja i izgradnje OIE postrojenja**, odnosno u konačnici i ispunjenju ciljeva. Analiza je, međutim, pokazala da je za ostvarenje sličnih učinaka izgradnje OIE u većini zemalja koje su usvojile neku varijantu sustava zajamčenih tarifa **specifični trošak poticanja, iskazan kroz povećanje cijene energije za krajnjeg kupca, veći u odnosu na alternativne** (količinske ili kvota sustave, poput sustava utrživih zelenih certifikata) ili sustave s dodatnim mjerama troškovne učinkovitosti.
- U odnosu na druge analizirane zemlje koje su primijenile sustav zajamčenih tarifa u razdoblju 2007-2016. **Republika Hrvatska je među boljim zemljama obzirom na omjer ukupnog troška i učinka (promatranog kao povećanje udjela OIE)**. U velikoj mjeri to je rezultat miksa obnovljivih izvora koji je realiziran u promatranom razdoblju budući da dominiraju vjetroelektrane koje u Republici Hrvatskoj imaju najnižu razinu poticaja.  
Treba istaći da realizacija ostalih ugovorenih, a ne realiziranih projekata iz razdoblja 2007-2016. može donekle promijeniti ovaj zaključak budući da među tim projektima koji se tek trebaju realizirati dominiraju tehnologije s višim otkupnim cijenama (biomasa i biopljin).
- Nominalna **naknada za poticanje OIE** koju su plaćali kupci električne energije krajem 2016.g. iznosila je 0,035 kn/kWh, dok je indeksirana naknada za poticanje OIE prema realnoj kupovnoj moći iznosila 0,056 kn/kWh. Naknada je zbog deficitu u sustavu poticanja u rujnu 2017.g. povećana na nominalno 0,105 kn/kWh, odnosno realno 0,166 kn/kWh. Usporedba s drugim zemljama u okviru raspoloživih podataka prikazana je na slici 1.



**Slika 1 Realni trošak poticanja OIE indeksiran prema kupovnoj moći (kraj 2016)**

- **Trajanje administrativne procedure je izrazito dugo u Republici Hrvatskoj** što je vrlo nepovoljno te povećava ukupno potrebna sredstva za poticanje OIE. Tako je od ideje do realizacije za sunčane elektrane u prosjeku bilo potrebno 2,3 g., za biomasu 3,6 g., biopljin 6,5 g., za vjetroelektrane 9 g. te za male hidroelektrane 10 g. Ova se statistika odnosi samo na realizirane projekte.

#### □ Energetski pokazatelji rada obnovljivih izvora

Iako razvoj OIE nije geografski ujednačen, **proizvodnja iz OIE u 2016.g. je bila prisutna u svim hrvatskim županijama**, što ukazuje na raznovrsnost miksa različitih tehnologija OIE. Ipak, vjetroelektrane dominiraju u priobalnim županijama, a elektrane na biomasu i biopljin u kontinentalnom dijelu Republike Hrvatske. Zanimljivo je da se najviše instaliranog kapaciteta sunčanih elektrana nalazi u kontinentalnom dijelu Hrvatske, usprkos nižem intenzitetu sunčevog zračenja u odnosu na priobalni, južni dio Hrvatske sugerirajući da razlika u raspoloživom resursu nije bila presudna za investicijske odluke.

Analiza energetskih pokazatelja rada OIE elektrana u Republici Hrvatskoj pokazala je sljedeće:

- Republika Hrvatska ostvarila je **značajan rast udjela OIE u razdoblju 2007-2016.** kao posljedicu implementacije poticajnih mjera, da bi krajem 2016.g. dosegnula udio poticanih OIE u ukupnoj konačnoj potrošnji električne energije od oko 9%. Izgradnjom i preostalog portfelja OIE za koja je ugovoren otkup električne energije udio bi mogao porasti iznad 15%, ovisno o projektima koji će se realizirati.
- Ukupno je krajem promatranog razdoblja (2016.g.) u sustavu poticanja bilo 530,68 MW elektrana koje koriste OIE kojima su isplaćene poticane otkupne cijene, od čega:
  - 3,89 MW malih hidroelektrana
  - 33,44 MW elektrana na biopljin
  - 25,96 MW elektrana na biomasu

- 51,5 MW sunčevih elektrana
- 418 MW vjetroelektrana
- Sve OIE elektrane u sustavu poticanja u razdoblju 2007-2016. proizvele su oko 4,8 TWh električne energije za čiji otkup je isplaćeno oko 4,6 milijardi kuna.
- Otkup energije iz OIE ugovoren je prema odredbama tri tarifna sustava (TS2007 prema NN 33/07, TS2012 prema NN 63/12 i TS2013 prema NN 133/13). Pri tom, obzirom na tarifni sustav po kojem je ugovoren otkup prosječna ostvarena otkupna cijena za vjetroelektrane, sunčeve elektrane i elektrane na biopljin pada s novijom generacijom tarifnog sustava dok za elektrane na biomasu i male hidroelektrane ostvarene prosječne cijene variraju (padaju pa rastu ili obrnuto).
- Promatrano kroz godine, **prosječna ostvarena otkupna cijena svih OIE** raste zbog indeksacije i promjene proizvodnog portfelja te **je krajem 2016. iznosila 0,955 kn/kWh**. Raspon po tehnologijama je iznosio od 0,773 kn/kWh za vjetroelektrane, 0,948 kn/kWh za male hidroelektrane, 1,243 kn/kWh za elektrane na biomasu, 1,284 kn/kWh za elektrane na biopljin te 2,015 kn/kWh za sunčeve elektrane. Prosječna ostvarena otkupna cijena u promatranom 10-godišnjem razdoblju 2007-2016. svih OIE iznosila je 0,921 kn/kWh.
- **Proizvodnost pojedinih tehnologija je unutar očekivanih vrijednosti osim kod elektrana** na biopljin koje su u prosjeku radile oko 7000 ekvivalentnih sati nazivnog pogona godišnje što je nešto manje od očekivanog. Elektrane na biomasu su u zadnje četiri godine imale proizvodnost na razini 7200 h/god u prosjeku, vjetroelektrane oko 2300 h/god, male hidroelektrane oko 4000 h/god a sunčane elektrane oko 1250 h/god na godinu rada na ekvivalentnoj nazivnoj snazi. Najveću varijabilnost na godišnjoj razini pokazuju male hidroelektrane dok se kod vjetroelektrana primjećuje lagani trend rasta proizvodnosti kroz promatрано razdoblje.
- Vlastita potrošnja elektrana u odnosu na isporučenu energiju varira od 0,04% za male hidroelektrane, 0,48% za sunčane elektrane i vjetroelektrane do 3,65% za elektrane na biopljin te 9,05% za elektrane na biomasu.
- Dinamička analiza daljnje izgradnje OIE elektrana pokazuje da uz prepostavku izgradnje velike većine preostalih elektrana za koje je ugovoren otkup do kraja 2016.g. ukupna snaga može doseći oko 970 MW u 2020.g. Za otkup energije iz ovih elektrana biti će potrebno osigurati oko 3,4 milijarde kuna u 2021.g. U ovome scenariju zadnje elektrane za koje je ugovoren otkup u razdoblju 2007-2016. biti će u sustavu poticanja do 2034.g.
- **Kumulativni procijenjeni učinci** izgradnje elektrana koje koriste OIE, za koje je ugovoren otkup do uključivo 2016.g., uz prepostavku da će doći do realizacije velike većine preostalih projekata, iznose ukupno 41,6 TWh proizvedene električne energije i 48,4 milijarde isplaćenih sredstava za otkup ove energije u razdoblju 2007-2034.g.

## **Analiza investicija**

Ključni zaključci analize investicija su:

- Za potrebe analize kapitalnih (investicijskih) i operativnih troškova poslovanja postrojenja koja koriste OIE korišteni su podaci o iznosima i strukturi troškova investicije i poslovanja dobiveni anketiranjem vlasnika postrojenja koja koriste OIE. Proces prikupljanja podataka anketiranjem vlasnika ukazao je na **objektivne limite u pogledu kvantitete i kvalitete**

**tako dobivenih podataka**, a koje su direktno utjecale na veličinu analiziranog uzorka. Problematika prikupljanja kredibilnih podataka od povlaštenih proizvođača ukazuje na činjenicu da je za bilo koji oblik planiranja, provedbe i praćenja politika OIE od presudne važnosti kvalitetna informacijska osnova koja mora biti institucionalizirana, a trenutno je, najblaže rečeno, deficitarna.

- U razdoblju **2007.-2016. godine u OIE u Hrvatskoj investirano je ukupno preko 5,1 milijardi kn (oko 680 milijuna EUR)**. Od toga, **73% ukupne investicijske aktivnosti dogodio se u samo tri godine – 2013.-2015.**, pri čemu većina tih investicija otpada na vjetroelektrane i elektrane na biopljin.
- Usporedbom s podacima međunarodne agencije za obnovljive izvore energije (IRENA) **može se zaključiti da su investicijski troškovi OIE projekata iz analizirane četiri tehnološke skupine** (vjetroelektrane, fortonaponski sustavi, biomasa i biopljin), **realizirani u RH, u potpunosti u skladu s rasponom ostvarenih investicijskih troškova OIE projekta realiziranih u regiji jugoistočne Europe (SEE), ali i globalno.**
- **Vjetroelektrane su kapitalno najintenzivniji OIE projekti** i u Hrvatskoj su se počeli razvijati među prvima (1999.), a **razdoblje razvoja je uz male hidroelektrane bilo najduže (prosječno 9 godina)** u usporedbi s ostalim tehnologijama OIE.
- **Ukupne investicije** u vjetroelektrane (2009.-2016. – razdoblje u kojem sve danas postojeće VE u RH ulaze u pogon) **na razini je od 432,8 mil. EUR (CAPEX), od toga je u prosjeku 44% utrošeno na robe i usluge s podrijetlom u RH** dok je u slučaju jedne VE iz uzorka taj iznos na razini 93%.
- U strukturi ukupnih kapitalnih investicija u vjetroelektrane, kako ukazuju podaci iz uzorka, sa 75% dominiraju troškovi vezani uz isporuku i montažu opreme (vjetroagregati), dok je udio građevinskih radova relativno nizak u odnosu na neke druge tehnologije OIE (kognacije na biomasu/biopljin i hidroelektrane).
- Analiza investicijskih i operativnih troškova, jednako kao i ekonomsko – financijska analiza dviju grupa sunčanih elektrana: 1) instalirane snage manje od 300 kW i 2) instalirane snage veće od 300 kW ukazala je da ove dvije skupine postrojenja imaju fundamentalno različite investicijske logike, ali i potrebe. Naime, dok su „mali“ sustavi u pravilu decentralizirana postrojena od kojih je većina razvijena od strane fizičkih osoba i financirana u velikoj mjeri (obzirom na niži apsolutni investicijski trošak) vlastitim sredstvima (pri čemu prihodi najčešće služe kao dopuna kućnih budžeta i metoda snižavanja troškova kućanstva), „veliki“ sustavi su centralizirani (i tehnički i vlasnički), financirani velikom polugom (visokim udjelom duga u ukupnoj financijskoj konstrukciji, kod mnogih i 100%), pri čemu su strukture troškova (CAPEX i OPEX) formirane i optimirane za maksimizaciju lukrativne investicijske prilike.
- **Ukupna investicijska aktivnost u velike sunčeve elektrane** (instalirane snage veće od 300 kW) **bila je na razini 13,3 mil. EUR**, pri čemu je prosječni specifični CAPEX bio na razini od 1.663 EUR/kW te, u prosjeku, **81% (raspon od 67% do 85%) ukupnog investicijskog troška ima podrijetlo u RH (domaća komponenta)**. Prema podacima iz anketa, na analiziranom uzorku od 8 velikih sunčevih elektrana, gotovo više od 50% kumulativa investicijske aktivnosti od ukupnih 13,3 mil. EUR ostvareno je u 2016. godini
- **Prosječan investicijski trošak malih sunčevih elektrana** (instalirane snage manje od 300 kW) **viši je od onog velikih sustava**, pri čemu se maksimalni investicijski trošak

zabilježen uzorkom kreće na razini od 3.461 EUR/kW. U prosjeku, **68% ukupnog investicijskog troška, prema podacima iz anketa, ima podrijetlo u RH (domaća komponenta)**, dok se u nekim slučajevima taj udio penje i do 83%.

- **Prema podacima iz uzorka od 12 bioplinskih postrojenja, u RH je do 2016. godine investirano ukupno 69,3 milijuna EUR** pri čemu je **vrhunac investicijske aktivnosti zabilježen 2015. godine**. Zanimljivo je, ali očekivano (obzirom na karakteristiku samog postrojenja), da je **u prosjeku 79% ukupnih realiziranih investicijskih troškova u bioplinska postrojenja ima podrijetlou RH (domaća komponenta)**. Posljedica je to visokog udjela građevinskih radova te same pripreme projekta u ukupnoj strukturi investicijskog troška.
- Na uzorku od **10 postrojenja koja koriste biomasu**, a koji je manji od uzorka za biopljin, **kumulativno je u razdoblju 2010. – 2016. u kojem su postrojenja ulazila u pogon, zabilježena veća investicijska aktivnost od 127,5 milijuna EUR** u cijelokupnom razdoblju.
- **Najviši specifični OPEX (EUR/kW) zabilježen je kod bioplinskih postrojenja i postrojenja na biomasu, dok najniži OPEX ostvaruju sunčeve elektrane.**
- Analiza OPEX-a ukazala je da u slučaju vjetroelektrana te velikih sunčevih elektrana **veliki udio u ukupnom OPEX-u otpada na naknadu za upravljanje postrojenjem**. Ovaj podatak valja gledati s posebnom pozornosti obzirom da se suštinski radi o naknadi koja se plaća vlasniku vjetroelektrane (SPV-u – društvu posebne namjene – koje upravlja vjetroelektranom), a koja se u slučaju projekta u inozemnom vlasništvu najčešće isplaćuje matičnoj (holding) kompaniji koja je formalni vlasnik SPV-a. Ovo je zanimljivo iz razloga što se, barem dio ove naknade, u suštini može smatrati isplaćenom dobiti proteklog razdoblja odnosno povratom na uloženo, a koja je legitimno prikazana kao (stvaran) trošak, ali time u konačnici narušava sliku profitabilnosti projekta na način da povećava operativne troškove i umanjuje dobit. Stoga, u razmatranju ukupne profitabilnosti vjetroelektrana ovu činjenicu valja imati na umu.
- Također, analiza OPEX-a pokazala je da se kod postrojenja na biomasu i biopljin javljaju situacije u kojima je energetsko postrojenje **nadogradnja matične djelatnosti** (npr. pilana, farma i sl.) koja postrojenje opskrbljuje sirovinom. Tu se javlja efekt transfervnih cijena sirovine kojim se finansijska optimizacija vrši na razini grupe povezanih društava, a ne samo energetskog postrojenja. To drugim riječima znači da se kod takvih slučajeva postrojenju naplaćuju jedinični troškovi sirovine koji su viši od tržišnih, a koji istovremeno predstavljaju prihode matičnog društva čime postrojenje iskazuje rubnu i/ili izrazito nisku profitabilnost. Stoga je jasno da je u realnosti profitabilnost znatno viša, no u tim slučajevima se optimira na razini sinergijskih učinaka grupe, a ne zasebnog subjekta.

## **Analiza cijena proizvodnje i poticaja**

Glavni rezultati analiza provedenih u okviru ovog poglavlja su:

- Prosječna minimalna cijena po kojoj električna energija mora biti prodana kako bi projekt pokrio sve svoje troškove (Levelized Cost of Energy – LCOE) u razdoblju 2007.-2016. za vjetroelektrane je na razini od 0,78 kn/kWh, odnosno, praktički na razini ostvarene poticajne cijene, te postoji blago prisutan trend pada LCOE kroz promatrano razdoblje.

- U slučaju sunčevih elektrana kroz analizirano razdoblje prosječni LCOE bio je niži od prosječne poticajne cijene, a LCOE u trendu pada (kao odraz pada investicijskih troškova karakterističnih za ovu tehnologiju), pri čemu su kod malih sunčevih elektrana uočljive oscilacije koje su posljedica tarifnih sustava. Generalno se može reći da su zbog neusklađenosti poticaja i nivelišanih troškova proizvodnje u obje kategorije sunčevih elektrana (male i velike) otvorene mogućnosti generiranja viših od prosječnih povrata na uložena sredstva odnosno kolokvijalno da su sunčeve elektrane bile „preplaćene“ kada se u odnos stave isplaćene poticajne cijene i nivelišani troškovi proizvodnje.
- Za elektrane na biomasu u gotovo cijelom promatranom razdoblju LCOE je bio viši od zajamčene tarife (FIT), a posljedično je i prosječni LCOE bio viši od poticajne cijene. Nарavno, ponovno valja naglasiti problematiku razdvajanja kapitalnih i operativnih troškova te prihoda ovih postrojenja s naslova proizvodnje topline koji do određene mјere mogu iskriviti rezultat i sliku profitabilnosti.
- Razina ugovorenih zajamčenih tarifa (FIT) isplaćenih bioplinskim postrojenjima usko prati kretanje LCOE, odnosno i obrnuto, što generira ograničenu profitabilnost postrojenja, ali i otvara pitanje je li to posljedica „pogodene“ politike poticanja u vidu razine poticajne cijene koja u prosjeku pokriva nivelišani trošak proizvodnje, ili su pak postrojenja (posebno ona koja su vezana na širu djelatnost povezanih društava) optimirala svoju ekonomiku kroz sustav transfernih cijena. Svakako ostaje činjenica da je kroz analizirano razdoblje ugovarena poticajna cijena bila neznatno viša od prosječnog LCOE.

#### **Analiza utjecaja na smanjenje emisije stakleničkih plinova**

U ovom poglavlju analizira se utjecaj OIE na smanjenje emisija CO<sub>2</sub> u desetogodišnjem razdoblju, od 2007-2016. godine, s obzirom na kontinuirani porast udjela OIE u ukupnoj proizvodnji električne energije u Hrvatskoj. Analiziran je rad hrvatskog elektroenergetskog sustava u tom razdoblju na temelju dobivenih podataka o ostvarenoj proizvodnji termoelektrana, hidroelektrana i vjetroelektrana dobivenih od Hrvatskog operatora prijenosnog sustava (HOPS) te ostalih obnovljivih izvora na temelju podataka dobivenih od operatora distribucijskog sustava (HEP ODS). Dio podataka o tehničkim karakteristikama elektrana dostupan je iz ranije razvijenog i verificiranog modela hrvatskog EES-a, a nedostupni podaci nadomješteni su prepostavkama (povijesno kretanje cijena goriva).

Na temelju svih navedenih podataka, pomoću optimizacijskog alata PLEXOS korištenog za potrebe ove studije izračunate su proizvedene količine emisija CO<sub>2</sub> u tom razdoblju i to za dva scenarija: sa i bez OIE u EES RH. U oba scenarija pretpostavljen je isti iznos električne energije proizvedene u RH. Proizvodnja ostalih elektrana je djelomično ograničena, tj. postavljeni su uvjeti da termoelektrane moraju proizvesti minimalno jednaku količinu energije kao i u prvom scenariju s OIE, da protočne hidroelektrane moraju jednako proizvesti kao i u prvom scenariju, a akumulacijske hidroelektrane mogu optimirati svoju proizvodnju, ali samo unutar-dnevno, kako bi ukupan iznos njihove proizvodnje bio jednak kao u prvom scenariju. Ograničenja su postavljena zbog nedostatka podataka o protocima.

Rezultat simulacije pokazuje znatno povećanje proizvodnje termoelektrana kada ne bi bilo proizvodnje iz OIE, pogotovo pri kraju promatranog razdoblja te u skladu s time i povećane količine proizvedenih emisija CO<sub>2</sub> u odnosu na prvi scenarij s OIE. Osim količine emisija izbjegnutih korištenjem

OIE, prikazani su i specifični pokazatelji poput specifične proizvodnje emisija i troška proizvodnje u oba scenarija.

Dodatno je analiziran i scenarij bez OIE u kojem se energija može nabavljati na slobodnom tržištu. Za potrebe ovog scenarija modelirano je tržište na temelju podataka s HUPX burze, a promatrano je razdoblje od 2011. do 2016. godine, budući da je HUPX burza s radom započela tek krajem 2010. godine. U ovom scenariju je uvjet bio da je potrebno zadovoljiti ukupnu potrošnju u EES. Ograničenja proizvodnje termoelektrana i hidroelektrana jednaka su kao i u prethodnom scenariju. Rezultati simulacije dodatnog scenarija također pokazuju povećanu proizvodnju termoelektrana te posljedično i povećanje emisija CO<sub>2</sub> u odnosu na početni scenarij.

Ključni rezultati provedenih simulacija su:

- U scenariju bez proizvodnih kapaciteta iz OIE emisije CO<sub>2</sub> su veće;
- **Razlika specifične proizvodnje emisija CO<sub>2</sub> u 2016.g. s i bez OIE dostiže čak 160 kg/MWh. Ova brojka predstavlja prosječnu izbjegnutu emisiju po MWh proizvodnje u domaćim elektranama.**
- U promatranom razdoblju 2007-2016. korištenjem OIE **izbjegnuto je ukupno 5,766 mil. tona CO<sub>2</sub>**;
- Uz količinu izbjegnutih emisija CO<sub>2</sub>, modelom je za scenarij bez OIE dokazano i **povećanje varijabilnih troškova proizvodnje u sustavu uzrokovanih povećanom proizvodnjom termoelektrana u iznosu od oko 15 EUR/MWh u 2016.g.**
- Povećanje količine proizvedenih emisija CO<sub>2</sub> dokazano je i u scenariju s nabavom električne energije na slobodnom tržištu izvan RH.

#### **Analiza utjecaja na gospodarstvo i zapošljavanje Republike Hrvatske**

Multiplikativni učinci različitih vrsta OIE postrojenja razlikuju se ovisno o tehničkoj strukturi ugrađene opreme.

Analizirajući kanal investicija, najveći multiplikator BDV tipa I detektiran je za elektrane na biopljin (1,88), dok se najmanja vrijednost analiziranog multiplikatora pripisuje vjetroelektranama s vrijednošću 1,72.

Obzirom na učinak inducirane osobne potrošnje, multiplikatori BDV tipa II svih OIE postrojenja bilježe veće vrijednosti u odnosu na vrijednosti multiplikatora BDV tipa I. Slično kao i u slučaju multiplikatora BDV tipa I, najveći multiplikator BDV tipa II pripisuje se elektranama na biopljin (2,80), a najmanji vjetroelektranama (2,65).

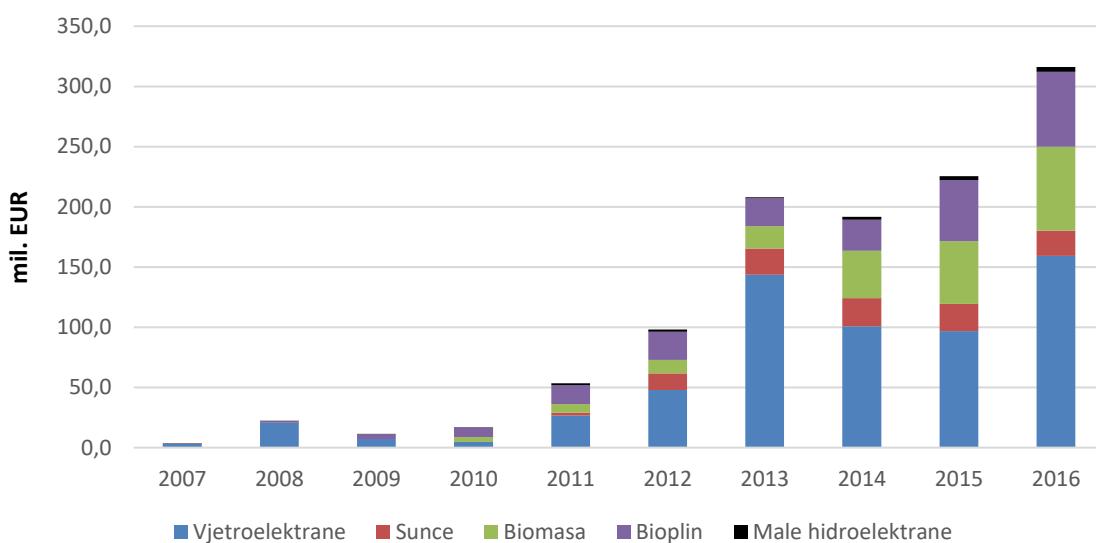
Multiplikatori zaposlenosti nešto su niži u odnosu na multiplikatore BDV, te se na 1 zaposlenika izravnog dobavljača investicijske opreme u ostalim jedinicama uključenima u lanac dodane vrijednosti zaposli još od 1,2 do 1,8 osoba.

Za razliku od multiplikativnih učinaka u kanalu investicija, multiplikativni učinci u kanalu intermedijarne potrošnje značajno se razlikuju. Multiplikatori u ovom kanalu odražavaju intenzitet povezanosti proizvodnih procesa energetskih postrojenja tijekom redovnog pogona i ostalih domaćih proizvođača. Pojedine vrste postrojenja poput sunčevih elektrana, vjetroelektrana i hidroelektrana ne zahtijevaju veći obujam intermedijarnih inputa tijekom redovnog poslovanja, te imaju izrazito plitak

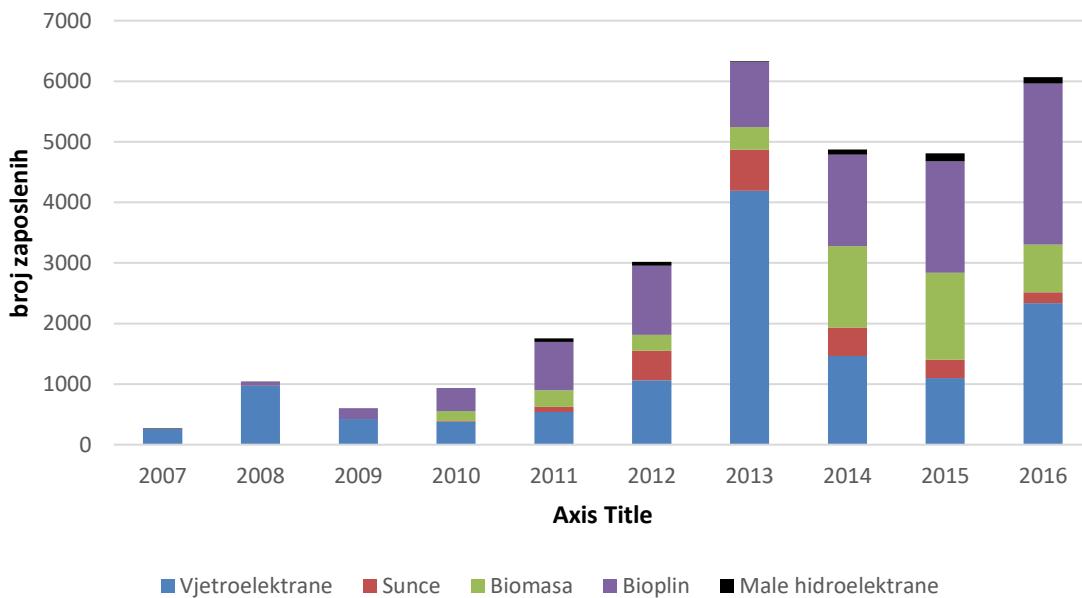
lanac dodane vrijednosti koji obuhvaća tek ograničeni opseg usluga redovnog održavanja ili usluga osiguranja postrojenja. Druge pak vrste postrojenja, poput elektrana na biomasu ili bioplina, u redovnom pogonu koriste sirovine koji isporučuju ostali domaći proizvođači, te su njihovi multiplikativni učinci visoki. S aspekta kanala intermedijarne potrošnje, elektrane na biomasu bilježe najveći multiplikator BDV tipa I (4,56) i najveći multiplikator BDV tipa II (6,33), dok sunčane elektrane bilježe najmanji multiplikator BDV tipa I (1,02) i najmanji multiplikator BDV tipa II (1,03).

Kod sunčanih elektrana zabilježen je najveći multiplikator zaposlenosti tipa I kroz kanal investicija. Kako kroz kanal intermedijarne potrošnje nema izravno zaposlenih u sunčanim elektranama, multiplikator zaposlenosti tipa I i tipa II nema smisla određivati. Uzimajući u obzir preostala OIE postrojenja, kroz kanal intermedijarne potrošnje najveći multiplikator zaposlenosti i tipa I (12,27) i tipa II (18,51) ostvaruju vjetroelektrane.

Imajući u vidu dinamiku izgradnje postrojenja, ostvarenu razinu proizvodnje, te procijenjene učinke investicija svedene na 1 mil. EUR, ukupni učinci po godinama prikazani su slikama dolje, a obuhvaćeni su sintetički učinci oba kanala širenja multiplikativnih učinaka – kanal investicija i kanal intermedijarne potrošnje. Valja naglasiti da je prikaz ukupnih učinaka po godinama podložan određenim greškama procjene, jer se rezultati o strukturi investicija i intermedijarnih troškova za određeni skup postrojenja koja su sudjelovali u anketi projicira na ukupne vrijednosti za sva postrojenja. Time se implicitno prepostavlja da je struktura ulaganja i troškova ostalih jedinica jednaka prosječnim vrijednostima za pojedine skupine postrojenja koja su bila obuhvaćena anketom. Ipak, ovakav pristup omogućuje donošenje okvirne ocjene o ukupnoj razini i dinamici rasprostiranja učinaka OIE investicija.



**Slika 2** Ukupni inducirani učinci na BDV po vrstama OIE postrojenja (mil. EUR)



**Slika 3** Ukupni inducirani učinci na zaposlenost po vrstama OIE postrojenja(broj zaposlenih)

#### □ Utjecaj na mrežu

U sklopu ovog poglavlja analizirani su troškovi priključenja elektrana na OIE koji su u sustavu poticaja (PPuSP) na elektroenergetsku mrežu te je obrađena problematika uravnoveženja sustava nastala zbog odstupanja proizvodnje OIE od plana. Trošak uravnoveženja EES uzrokovan integracijom OIE se često zanemaruje kod analize ukupnih troškova integracije OIE. Taj trošak u konačnici podmiruju svi kupci električne energije i on može biti značajan, posebno u sustavima kao što je hrvatski u kojem povlaštenim proizvođačima inicijalno nije nametnuta obveza predviđanja vlastite proizvodnje, što rezultira većim odstupanjima proizvodnje od plana te posljedično većim troškovima uravnoveženja.

Analiza troškova priključenja OIE na elektroenergetsku mrežu je pokazala da **prosječni trošak priključka VE na prijenosnu mrežu (od svih novih OIE jedino su VE priključene na prijenosnu mrežu) iznosi 414 kn/kW, dok prosječni trošak priključka elektrana PPuSP-a na distribucijsku mrežu iznosi 575 kn/kW**. Od ukupno 18,9 mil. kn stvaranja tehničkih uvjeta u mreži za VE priključene na prijenosnu mrežu investitor u VE (proizvođač) je pokrio glavninu troška – oko 61%.

Od 2011. godine kada je u HOPS uveden sustav predviđanja proizvodnje VE prosječna absolutna pogreška satne prognoze proizvodnje VE kretala se u rasponu od 12,04% u 2011. do 7,73% u 2016.g. s jasnom tendencijom pada. U međuvremenu, od sredine 2016. godine HROTE je uveo novi sustav predviđanja proizvodnje VE i SE koji za razdoblje do kraja 2016. godine **za prognozu proizvodnje VE ima prosječnu absolutnu pogrešku od 5,81%, a za prognozu proizvodnje SE 6,66%**.

Odstupanje ostvarene proizvodnje analiziranih OIE od plana izaziva značajne troškove uravnoveženja, odnosno pomoćnih usluga sustava u vidu aktivacije sekundarne i tercijarne regulacije. Stoga su u poglavlju 8 detaljno analizirane aktivacije sekundarne i tercijarne regulacije čije je sustavno praćenje u Hrvatskoj započelo 2015. godine. **U 2015. i 2016. godini je zbog odstupanja VE od plana prosječno mjesečno aktivirano oko 11,9 GWh pozitivne i 12,2 GWh negativne**

**energije uravnoteženja.** U skladu s tim, analizirani su troškovi uravnoteženja OIE nastali u razdoblju koje obrađuje ova studija, te je u sklopu toga obrađena i problematika pokrivanja tih troškova budući da se tijekom vremena mijenjao način izračuna troškova kao i obveznik plaćanja istih. **Ukupni procijenjeni trošak energije uravnoteženja OIE (samo energije uravnoteženja, bez naknade za rezervu snage) u promatranom razdoblju iznosio je 250,78 mil.kn, ili oko 6 lP/kWh energije proizvedene od strane PPuSP.** Ovdje je dodatno potrebno napomenuti da se radi o kumulativnim iznosima (u prvim godinama prikupljenim sredstvima za uravnoteženje PPuSP, a u kasnijim godinama evidentiranim troškovima) 10-godišnjeg razdoblja. Točniji uvid u stvarne troškove uravnoteženje dobije se analizom razdoblja nakon 2015. kada je uveden sustav detaljnog praćenja pomoćnih usluga.

Količina rezerve snage korištena za potrebe uravnoteženja ostalih sudionika bila je dovoljna i za uravnoteženje OIE. Temeljem dostavljenih podataka za promatrano razdoblje nije moguće jednoznačno odrediti koliki je trošak rezerve snage otpadao na OIE. Stoga se navedeni iznos od 250 mil.kn za energiju uravnoteženja OIE može smatrati minimalnom vrijednošću troška uravnoteženja OIE. Ukoliko bi tome pridodali trošak snage, onda bi ukupni trošak uravnoteženja OIE bio znatno veći.

Potrebno je pri tom dodatno napomenuti da je u dosadašnjoj strukturi troškova sekundarne i tercijarne regulacije trošak rezerve snage obuhvaćao oko 75% ukupnih troškova, a trošak regulacijske energije preostalih 25%. Obzirom da je dosadašnja integracija OIE provedena bez povećanja ukupne rezerve snage u sustavu, procjenjuje se da bi daljnja značajnija integracija OIE podrazumijevala potrebu povećanja i rezerve snage, što bi moglo značajno povećati troškove uravnoteženja OIE.

Pri analizi uravnoteženja cijelog sustava potrebno je imati na umu da na odstupanje sustava također utječe i odstupanje konzuma od plana. Prosječna godišnja apsolutna pogreška predviđanja konzuma u razdoblju 2007.-2016. kretala se od 1,8% do 2,2%. Podaci o odstupanjima ostvarenja od plana ostalih utjecajnih veličina u EES (ostalih proizvođača, ugovorenih razmjena itd.) nisu bili raspoloživi, pa je pretpostavljeno da su bila zanemariva.

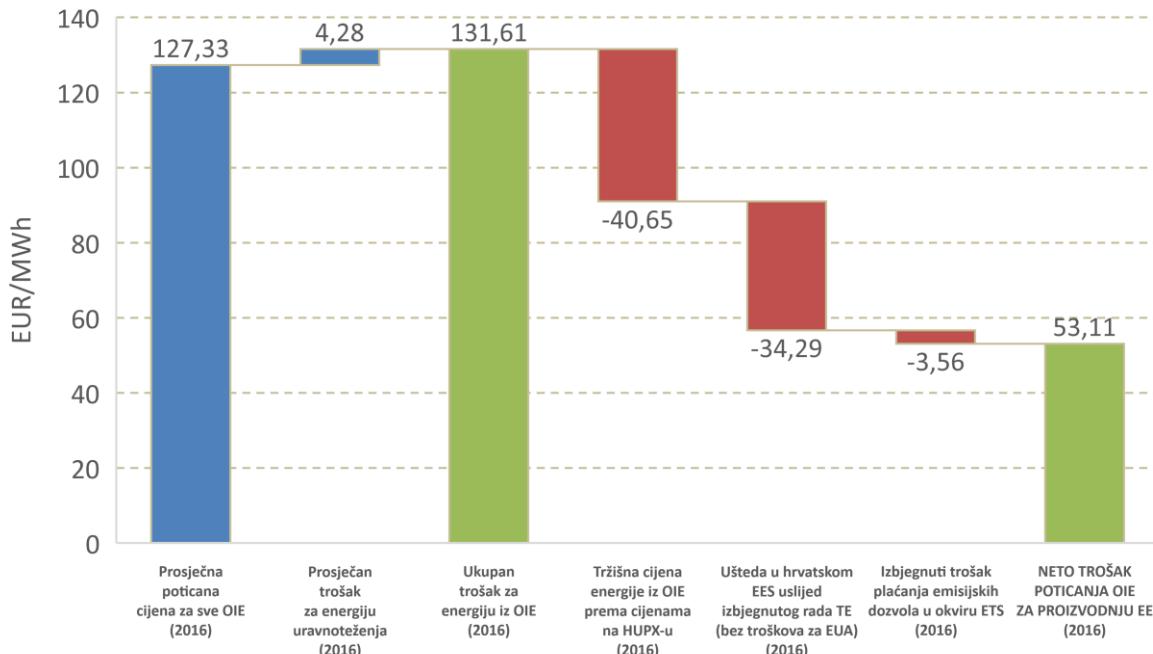
Konačno, uz porast instalirane snage OIE, prvenstveno VE očekuje se i porast troškova uravnoteženja EES. Tako bi **ukupni godišnji trošak uravnoteženja cijelog sustava (uzrokovan odstupanjima svih sudionika) uz pogrešku predviđanja proizvodnje VE od 5,4% i pri instaliranoj snazi VE od 744 MW iznosio oko 32 mil. EUR, dok za porastom instalirane snage VE na 2000 MW taj trošak približno linearno rastao do iznosa od oko 74 mil. EUR godišnje.**

#### **Rekapitulacija prosječnog troška poticanja OIE u Republici Hrvatskoj**

Ukupan trošak poticanja OIE u Republici Hrvatskoj, koji se sastoji od troškova u okviru sustava povlaštenih proizvođača i troškova integracije OIE, stavljen je u odnos prema ukupnim procijenjenim uštedama u sustavu te je tako proračunat neto trošak poticanja OIE u Republici Hrvatskoj u 2016.g. Pri tom su troškovi i uštede svedeni na nekoliko ključnih kategorija (ukupni trošak poticanja i dodatni trošak integracije na strani troškova, te tržišna vrijednost energije, izbjegnuti troškovi povećanja prosječne proizvodne cijene i izbjegnuti trošak kupovine emisijskih dozvola na strani ušteda).

**Ukupan trošak poticanja** proračunat je na temelju ukupno isplaćenih sredstava sukladno postojećim ugovorima o otkupu te on **u prosjeku iznosi 127,3 EUR/MWh.**

**Ukupni troškovi integracije OIE** (koje nisu snosila OIE postrojenja) u razdoblju 2015-2017.g. procijenjeni su na iznos 138,19 mil. kuna (18,4 mil. EUR), odnosno **u prosjeku 4,28 EUR/MWh energije iz OIE**. Ovaj je iznos uzet u rekapitulaciji sustava poticanja za 2016.g.



**Slika 4** Rekapitulacija sustava poticanja OIE za 2016.g. pod prepostavkama opisanim u pogl. 9.

**Tržišna valorizacija električne energije** proizvedene u OIE elektranama izvršena je prema cijenama ostvarenim na mađarskom tržištu HUPX-u (tržišta vrijednost isporučene energije). Za **2016.g. ona iznosi u prosjeku 40,65 EUR/kWh**.

U scenariju kada ne bi bilo postrojenja koja koriste OIE u sustavu poticaja, ekvivalentnu količinu energije trebalo bi proizvesti uglavnom u domaćim termoelektranama (uz prepostavku da se ne povećava ovisnost o uvozu). **Izbjegnuti trošak proizvodnje u domaćim elektranama** (i time izbjegnuti trošak povećanja prosječne proizvodne cijene) **iznosi 37,85 EUR/kWh energije iz OIE**. Od toga, **trošak izbjegnutog plaćanja emisijskih dozvola za 2016.g. iznosi 3,56 EUR/kWh**, sve svedeno na kWh iz OIE elektrana koje su i zaslužne za izbjegavanje ovih troškova.

**Analiza je pokazala da je prosječan trošak poticanja za sve OIE u Hrvatskoj u 2016. g. iznosi 131,6 EUR/MWh. Pri tom je neto trošak poticanja za sve OIE u prosjeku iznosi 53,1 EUR/MWh.**

Treba imati u vidu da se radi o prosječnom, po tehnologijama nediferenciranom trošku dok je raspon za pojedine tehnologije je velik (vjetar najmanji neto poticaj, sunce najveći neto poticaj).

U ovoj rekapitulaciji **nisu valorizirane sljedeće uštede** koje dodatno smanjuju neto poticaj:

- Izbjegnuti trošak šteta u okolišu i na zdravlje
- Doprinos sigurnosti opskrbe i diversifikaciji izvora
- Utjecaj na razvoj lokalne zajednice i zapošljavanje

Treba napomenuti da nisu valorizirani eventualni izbjegnuti/dodatni troškovi gubitaka u prijenosnoj i distribucijskoj mreži (učinak rada OIE može biti pozitivan ili negativan na gubitke u mreži, ovisno o konkretnom projektu) jer predmetno nije bilo moguće provesti u okviru ove analize.

# 1. UVOD

## O projektu

Sustav poticanja proizvodnje električne energije iz OIE u Republici Hrvatskoj implementiran je 2007.g. donošenjem propisa kojima je omogućen razvoj i investiranje u korištenje OIE. Kroz deset godina u razdoblju 2007-2016.g. u Republici Hrvatskoj je izgrađeno i integrirano u sustav poticaja 1288 postrojenja koja koriste OIE, ukupne instalirane snage 530,68 MW:

- 1219 sunčana elektrana (51,45 MW),
- 11 malih hidroelektrana (3,89 MW),
- 12 elektrana na biomasu (25,96 MW),
- 27 elektrana na biopljin (33,44 MW),
- 19 vjetroelektrana (417,95 MW),

Napominjemo da se gore navedene brojke odnose isključivo na elektrane kojima su do kraja 2016. isplaćena poticajna sredstva. Sam broj i snaga elektrana koje koriste OIE zavedenih u bazi povlaštenih proizvođača koju vodi HROTE krajem 2016. iznosi 1295 postrojenja ukupne snage 559,14 MW.

Navedene brojke kontinuirano rastu nakon 2016. jer je osim izgrađenih postrojenja krajem 2016. bilo još oko 100 postrojenja sa sklopljenim Ugovorima o otkupu koja još nisu puštena u pogon.

Politika poticanja OIE u Republici Hrvatskoj imala je snažno zakonodavno uporište, najprije u Direktivi 2001/77, a potom u Direktivi 2009/28 koje su postavile temelje politike OIE do 2010. odnosno 2020.g. Tada projektirani sustav poticanja OIE bio je zamišljen na način da se ublaže ključni rizici razvoja i implementacije projekata OIE: rizik cijene i rizik preuzimanja proizvedene energije. Obzirom na nezrelost tehnologija i brojne druge rizike s kojima su u počecima razvoja projekti OIE bili suočeni (tehnološke, prostorno-okolišne, resursne, financijske, zakonske...), ovaj se pristup pokazao učinkovitim u pogledu privlačenja investitora te motiviranja na pripremu i realizaciju projekata.

No, koliko god direktni energetski, ali i troškovni učinci sustava poticanja bili očiti (mjerljivi), teže dokumentativni učinci poput utjecaja na stvarne emisije u zrak ili makroekonomski učinci na gospodarstvo ostali su skriveni te time pobuđivali neutemeljene rasprave i mišljenja.

Europska Komisija je krajem studenog 2016. godine objavila novi paket energetskih propisa „Čista energija za svakog Europljanina“ tzv. Zimski paket koji sadrži prijedloge reformskih mjera u području energije usmjerenе prema ispunjavanju obveza EU proizašlih iz Pariškog sporazuma. Ovaj prijedlog sadrži reformske mjere kojima se između ostalih nastoji održati globalno vodstvo EU u području OIE što podrazumijeva i nadalje provođenje aktivne politike korištenja OIE u razdoblju do 2030.g. Stoga je nužno definirati prioritete i ciljeve politike OIE u Republici Hrvatskoj za iduću fazu razvoja OIE do 2030.g. Nužan preduvjet za idući fazu integracije OIE u Hrvatskoj je analiza dosadašnjih učinaka i iskustava, što je bila osnovna motivacija za izradu ovako obuhvatne studije.

Cilj ovog projektnog zadatka izrade je cjelovite i kompleksne energetske, ekonomske, makroekonomske, tehničke i okolišne analize dosadašnje izgradnje OIE u Republici Hrvatskoj koja bi trebala rezultirati

realnim pokazateljima učinaka nacionalnog sustava poticanja u gospodarstvu te služiti kao putokaz buduće politike integracije OIE u energetski sustav i gospodarstvo. Cilj ovog projektnog zadatka je i praćenje tehnološkog razvoja (status i cijena tehnologija) te ostalih elemenata koji definiraju proizvodnu cijenu energije iz OIE kako bi implementacija Zakona o obnovljivim izvorima energije i visokoučinkovitoj kogeneraciji bila ekonomski racionalna, a time i socijalno prihvatljiva, tehnološki suvremena te gospodarski poticajna za hrvatsko gospodarstvo.

Ključni odgovori na koja je u sklopu ove studije tražen odgovor su:

- Koliko je ukupno investirano u OIE u promatranom razdoblju 2007-2016.g.?
- Koliko je ukupno energije proizvedeno ili će biti proizvedeno iz OIE, po tehnologijama i ukupno?
- Kakvi su vanjski rizici za razvoj projekata OIE bili u proteklom razdoblju i u kojoj mjeri su ovi rizici imali utjecaja na projekte OIE?
- Koliko su iznosili troškovi za uravnoteženje OIE u promatranom razdoblju i koliki se troškovi mogu očekivati u budućnosti?
- Kakvi su rezultati planiranja proizvodnje električne energije iz OIE za dan unaprijed i kakve to reperkusije ima na buduće troškove uravnoteženja?
- Koliko su iznosile investicije u mrežnu infrastrukturu kao rezultat izgradnje OIE postrojenja?
- Kolike su stvarne emisije izbjegnute zbog korištenja OIE?
- Kakav je utjecaj na prosječnu proizvodnu cijenu električne energije imao razvoj OIE u Republici Hrvatskoj?
- Da li su OIE preplaćeni kroz sustav poticanja, odnosno kakav je odnos niveliranog troška proizvodnje u odnosu na visinu tarifa za pojedine OIE tehnologije?
- Kakva je percepcija rizika od strane investitora u OIE i kakve je to reperkusije imalo na ponderirani prosječni trošak kapitala (WACC), a potom i na trošak koji je za razvoj OIE imalo društvo u cjelini?
- Kakve je direktne i indirektne učinke u gospodarstvu imala politika poticanja OIE i kakav je učinak na nacionalni BDP?
- Kakve je direktne i indirektne učinke na otvaranje radnih mjesta i zapošljavanje imao razvoj OIE u razdoblju 2007-2016.?
- Konačno, kakve se preporuke mogu dati za iduće razdoblje?

Na ova i mnoga druga pitanja ponuđen je odgovor u okviru ove studije.

Konačno, treba istaknuti da je rad na analizama koje su prezentirane u nastavku u nekim dijelovima bio u velikoj mjeri limitiran dostupnošću podataka i njihovom kvalitetom odnosno vjerodostojnošću. U namjeri da se prebrodi nedostatak podataka Izrađivači su proveli opsežno anketiranje vlasnika OIE postrojenja u razdoblju srpanj-prosinac 2017.g. Iako su podaci za neke tehnologije bili od izuzetne koristi, u cjelini se anketiranje može smatrati polovično uspjelim, budući da za većinu postrojenja nisu prikupljeni ili nisu potvrđeni raspoloživi podaci, što je značajno utjecalo na nesigurnosti provedenih analiza.

Stoga se ovaj rad može smatrati polaznom osnovom i uvodom u stručne rasprave oko budućnosti OIE koje se nameće u bliskoj budućnosti, a koje će zasigurno uslijediti u sklopu pripreme izrade energetske strategije za razdoblje nakon 2020.g.

Podršku ovom projektu dali su prije svega Hrvatski operator prijenosnog sustava d.o.o. (HOPS) i Hrvatski operator tržišta energije d.o.o. (HROTE), kao dvije ključne institucije u implementaciji OIE u Republici Hrvatskoj. Direktnu podršku i interes za rezultate projekta pokazalo je Ministarstvo zaštite okoliša i energetike, kao i vlasnici OIE postrojenja, odnosno drugi zainteresirani za razvoj OIE u Republici Hrvatskoj.

Na izradi projektnog zadatka partnerski su radili Energetski institut Hrvoje Požar (EIHP) i Ekonomski institut Zagreb (EIZ) od čijih djelatnika je formiran zajednički projektni tim od ukupno 11 stručnjaka.

## Izvori podataka

Podaci korišteni u Analizi OIE dobiveni su od sljedećih subjekata:

- Hrvatski operator tržišta energije d.o.o. (HROTE):
  - podaci o postrojenju (ime, snaga, lokacija, tip, tarifni sustav i grupa, OMM, CAPEX i HR udio u CAPEX-u za NN 63/12)
  - podaci o nositelju projekta (ime, kontakti)
  - podaci o datumima pojedinih akata (PEES, Ugovor o priključenju, Ugovor o otkupu, stupanje na snagu ugovora, početak pokusnog rada za NN 63/12 i 133/13, stupanje u trajni pogon)
  - godišnji podaci (proizvodnja u pokusnom radu, trajnom pogonu, te naplaćeni rad u pokusnom u trajnom pogonu)
  - plan proizvodnje SE i VE (satno, razdoblje 5.2016.-2017.)
- Hrvatski operator prijenosnog sustava d.o.o. (HOPS):
  - troškovi infrastrukture za prihvat VE priključenih na prijenosnu mrežu RH
  - konzum – plan i ostvarenje (satno, razdoblje 2007.-2016.)
  - plan i ostvarenje proizvodnje VE (satno, razdoblje 2011.-2017.)
  - potražnja i realizacija sekundarne i tercijarne regulacije (energija za uravnoteženje i rezervirana snaga) te energija za sigurnost (satno, 2015. i 2016. godina), skupa s padajućim troškovima (godišnje, razdoblje 2008.-2016.)
  - troškovi uravnoteženja EKO bilančne grupe (mjesečno, razdoblje 4.-12.2017.)
  - plan i ostvarenje prekogranične razmjene električne energije (satno, razdoblje 2010.-2016.)
- HEP-Operator distribucijskog sustava d.o.o. (HEP ODS):
  - troškovi priključenja OIE priključenih na distribucijsku mrežu
  - proizvodnja SE (satno, razdoblje 2016.-2017.)
- Vlasnika postrojenja koja koriste OIE na temelju provedene Ankete:
  - EIHP dio - osnovni podaci, podaci o godišnjoj proizvodnji, vlastitoj potrošnji za rad postrojenja te prihodima, investicijskim troškovima te udjelu troškova podrijetlom iz Hrvatske, podaci o financiranju, podaci o operativnim godišnjim troškovima te udjelu troškova podrijetlom iz Hrvatske
  - EIZ dio - detaljna analiza investicijskih ulaganja po fazama razvoja projekta, finansijska ulaganja, prihodi, rashodi, porezi (ukupno oko 100 redaka za svaku godinu)
- Ministarstva zaštite okoliša i energetike (MZOE),
  - podaci iz Registra OIEiVUK

Detaljan opis, pregled statistike, izvršene korekcije, predobrade i procjenu uspješnosti provođenja anketiranja vlasnika OIE postrojenja prikazan je u Prilogu 2.

## **2. POLITIKE I IMPLEMENTACIJSKE MJERE ZA POTICANJE OBNOVLJIVIH IZVORA**

### Projektni zadatak:

U okviru ovoga poglavlja izvršit će se analiza te prikazati osnovne značajke politike poticanja i implementacije OIE kao i analiza izmjena i dopuna relevantnih propisa. Analiza će se izvršiti dinamički po godinama tako da će idućim poglavljima biti omogućena kvalitetna usporedba s energetskim, ekonomsko-financijskim, makroekonomskim, tehničkim i okolišnim pokazateljima razvoja i rada OIE u Republici Hrvatskoj.

### **Strateški okvir**

#### **EU dokumenti**

Republika Hrvatska krajem listopada 2001. godine počinje se pripremati, kao kandidat za članstvo u EU<sup>1</sup>, za provođenje direktiva Europskog Parlamenta i Vijeća Europske Unije (eng. EC Directives). Naredje u lipnju 2006. Republika Hrvatska zakonom potvrđuje članstvo u Energetskoj zajednici sukladno Ugovoru o Energetskoj zajednici (Atena, 25. listopada 2005.)

Osnovne directive vezane za korištenje i poticanje obnovljivih izvora energije i visokoučinkovite kogeneracije su sljedeće:

- Direktiva 2001/77/EZ o promicanju uporabe električne energije proizvedene iz obnovljivih izvora energije na unutrašnjem tržištu električne energije
- Direktiva 2004/8/EZ o promicanju kogeneracije na temelju potrošnje korisne energije na unutrašnjem tržištu energije koja dopunjuje i izmjenjuje Direktivu 92/42/EEZ
- Direktiva 2009/28/EZ o promicanju uporabe energije iz obnovljivih izvora energije i dopuni te naknadnom ukidanju Direktive 2001/77/EZ i Direktive 2003/30/EZ
- Direktiva 2013/18/EU od 13. svibnja 2013. o prilagodbi Direktive 2009/28/EZ Europskog parlamenta i Vijeća o promicanju uporabe energije iz obnovljivih izvora zbog pristupanja Republike Hrvatske EU

<sup>1</sup> U Luxembourgu je 29. listopada 2001. potpisani Sporazum o stabilizaciji i pridruživanju između Hrvatske i Europske zajednice i njezinih država članica.

Europski Parlament i Vijeće Europske Unije 27. listopada 2001.g. donose **Direktivu 2001/77/EZ o promicanju uporabe električne energije proizvedene iz obnovljivih izvora energije na unutrašnjem tržištu električne energije**. Navedenom direktivom se definiraju :

- osnovna načela sustava poticanja (eng. support schemes)
- jamstvo porijekla (eng. guarantee of origin)
- prioritet za preuzimanje proizvedene električne energije iz OIE u sustav distribucijskog operatora ili operatora prijenosa
- indikativni cilj Europske zajednice od 22% udjela proizvodnje električne energije iz OIE elektrana u odnosu na bruto električnu proizvodnju<sup>2</sup> do 2010. godine, koji je raspodijeljen po državama članicama
- preporuke za zakonske i administrativne promjene kojima bi se ostvarili bolji uvjeti za razvoj OIE projekata

Prema Direktivi 2001/77/EZ 22% električne energije proizvedene iz OIE u odnosu na bruto potrošnju električne energije do 2010. EUROSTAT definira bruto potrošnju električne energije kao ukupnu proizvodnju svih elektrana (na mreži i autonomnih) uvećanu za razliku uvoza i izvoza električne energije.

Europski Parlament i Vijeće Europske Unije 11. veljače 2004. donijeli su **Direktivu 2004/8/EZ o promicanju kogeneracije na temelju potrošnje korisne energije na unutrašnjem tržištu energije koja dopunjuje i izmjenjuje Direktivu 92/42/EEZ** s ciljem povećanja energetske učinkovitosti i povećanja sigurnosti opskrbe putem okvirnih načela promocije i razvoja visokoučinkovite kogeneracije kojom bi se štedjela primarna energija.

Navedenom direktivom se definiraju:

- kriteriji kojima se definira razina učinkovitosti
- jamstva porijekla za električnu energiju proizvedenu u visokoučinkovitim kogeneracijama
- analiza nacionalnih potencijala za visokoučinkovite kogeneracije
- osnovna načela sustava poticanja
- prioritet za preuzimanje proizvedene električne energije iz visokoučinkovite kogeneracije u sustav distribucijskog operatora ili operatora prijenosa
- preporuke za zakonske i administrativne promjene kojima bi se ostvarili bolji uvjeti za razvoj projekata visokoučinkovite kogeneracije
- učinkovitost kogeneracijskog postrojenja mora najmanje biti 75 % odnosno 80 %, ovisno o tipu postrojenja

Na razini Europske unije i država članica nije kvantificiran određeni cilj koji bi se morao ostvariti.

Europski Parlament i Vijeće Europske Unije 23. travnja 2009. donose **Direktivu 2009/28/EZ o promicanju uporabe energije iz obnovljivih izvora energije i dopuni te naknadnom ukidanju**

---

<sup>2</sup> Bruto električna proizvodnja jest ukupna proizvodnja električne energije (iz svih elektrana, uključujući i proizvodnju za vlastite potrebe) uvećana za razliku uvoza i izvoza električne energije.

**Direktive 2001/77/EZ i Direktive 2003/30/EZ** kojima se utvrđuje zajednički okvir za promicanje energije iz obnovljivih izvora.

Navedenom direktivom definiraju se:

- obavezni nacionalni ciljevi za 2020. godinu izraženi kao udio energije iz obnovljivih izvora u konačnoj bruto potrošnji energije i za udio energije iz obnovljivih izvora u prometu
- statistički prijenosi proizvodnje iz OIE među državama članicama
- zajednički projekti među državama članicama i zajednički projekti između država članica i trećih zemalja
- načelni okvir sustava poticanja korištenja OIE
- sustav jamstva podrijetla
- kriteriji održivosti za pogonska biogoriva i druga tekuća biogoriva
- pristup elektroenergetskoj mreži za energiju iz obnovljivih izvora.
- obaveza i način izrade Nacionalnih Akcijskih Planova za obnovljive izvore energije kojima se ukupni nacionalni cilj raspodjeljuje na udjele vezane za električne energiju, toplinsku/rashladnu energiju i transport.
- preporuke za zakonske i administrativne promjene kojima bi se ostvarili bolji uvjeti za razvoj projekata korištenja OIE
- prioritet za pripremu infrastrukture i za preuzimanje proizvedene električne energije iz OIE u sustav distribucijskog operatora ili operatora prijenosa

### ***Globalni cilj korištenja OIE za Republiku Hrvatsku***

Direktivom Vijeća 2013/18/EU od 13. svibnja 2013. o prilagodbi Direktive 2009/28/EZ Europskog parlamenta i Vijeća o promicanju uporabe energije iz obnovljivih izvora zbog pristupanja Republike Hrvatske Hrvatskoj je dodijeljen obvezujući udio od 20%, kako je i ispregovarano u predpristupnim pregovorima Republike Hrvatske s EU.

Udio je određen kao udio energije iz OIE u ukupnoj konačnoj potrošnji energije. Pri tome se ukupna konačna potrošnja definira kao zbroj ukupnih konačnih potrošnji:

- električne energije
- energije za grijanje i hlađenje
- energije za transport

Osim ovoga, definiran je i podsektorski cilj od 10% OIE u ukupnoj konačnoj potrošnji energije za transport.

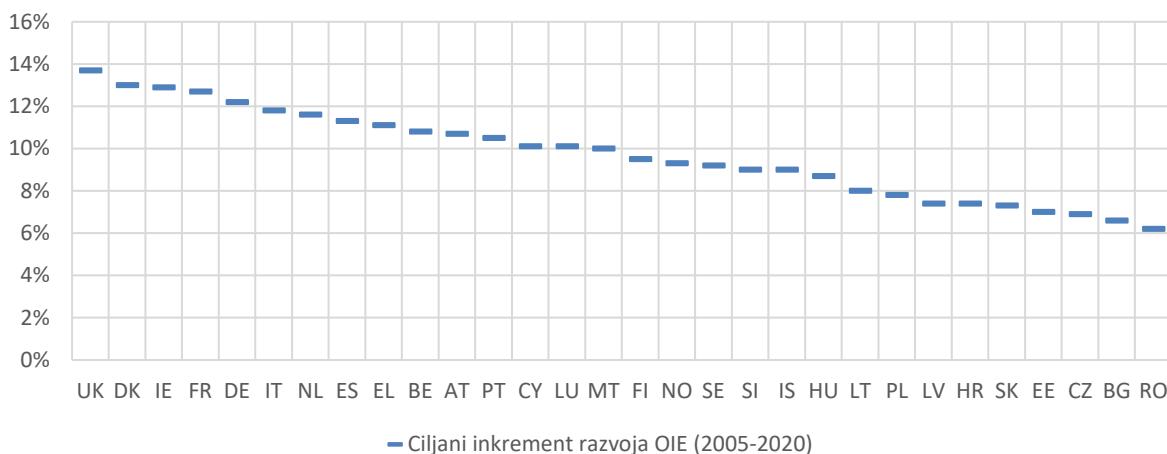
Sam pojam *ukupna konačna potrošnja* (eng. gross final consumption) uključuje svu krajnju potrošnju energije uvećanu za gubitke energije u prijenosu i distribuciji. Za izračun udjela električne energije, proizvodnja električne energije iz OIE obuhvaća proizvodnju iz svih obnovljivih izvora energije izuzev proizvodnje iz reverzibilnih hidroelektrana (proizvodnja iz prethodno pumpane vode).

Treba istaći da je naglasak Direktive 2009/28/EZ Europskog parlamenta i Vijeća o promicanju uporabe energije iz obnovljivih izvora više na inkrementalnom prirastu OIE nego na apsolutnim iznosima udjela

OIE u ukupnoj konačnoj potrošnji za 2020.g. Sve zemlje, neovisno koliki su udio OIE imale u baznoj 2005.g. dobjale su zadatku povećati svoj udio u 2020.g. Inkrementalno povećanje računato je na sljedeći način:

- 5,5% fiksnog povećanja za sve zemlje
- dodatno povećanje (rezidualni dio) kojim se izjednačava „napor“ u dosezanju ciljeva između zemalja EU, koje je ovisilo o raspoloživim resursima, relativnom odnosu GDP po glavi stanovnika i udjelu OIE u startnoj (referentnoj) 2005.g.

Za Republiku Hrvatsku dodatno povećanje (rezidualni dio) proračunat je na oko 2,4%, među najnižim u EU, pa ukupan ciljani prirost udjela OIE u ukupnoj konačnoj potrošnji energije koji je Republika Hrvatska obavezna ostvariti u razdoblju od referentne godine (2005.) do 2020.g. iznosi 7,4%.

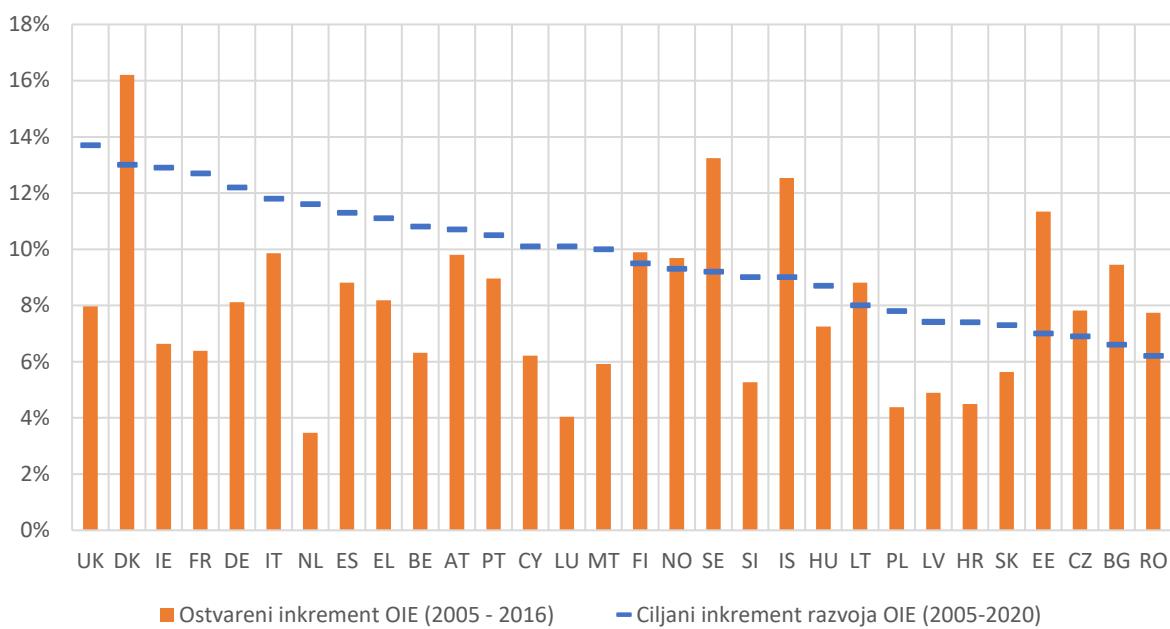


**Slika 2-1** Inkrementalni prirosti udjela OIE u ukupnoj konačnoj potrošnji energije za zemlje EU prema Direktivi 2009/28/EZ. Odnosi se na sve sektore ukupno (električne energije, toplina i hlađenje, transport)

2014.g. je u okviru međunarodnog projekta provedeno detaljno istraživanje i bilanciranje korištenja biomase za Republiku Hrvatsku sukladno EUROSTAT-ovoj metodologiji na temelju provedenih anketa koje je pokazalo znatno veće (oko 3 puta) korištenje tradicionalne biomase za grijanje od procjena do 2014.g. Slično se pokazalo i u drugim zemljama (BIH, Crna Gora, Makedonija, Moldavija, Bjelorusija...) a problem u bilanciranju biomase imale su i neke EU zemlje prije usvajanja EUROSTATOVE metodologije.

Imajući u vidu navedeno, iako praktički bez implikacija za sektor električne energije, ovom promjenom promijenio se i udio OIE u ukupnoj konačnoj potrošnji energije u referentnoj 2005.g. godini s 12,6% na 23,79%. Da li i kakve ova promjena ima implikacije na ciljeve, da li ih je potrebno korigirati ili ne (uz inkrementalni prirost od 7,4% na 31,2% ili eventualno i neku drugu vrijednost), pitanje je koje bi Ministarstvo nadležno za energetiku trebalo provjeriti s nadležnim tijelima EU.

Ukoliko se cilj politike korištenja OIE promatra u apsolutnom iznosu, Republika Hrvatska ispunila je ciljeve iz Direktive 2009/28/EZ za 2020.g. već u referentnoj 2005.g. No, ukoliko bi se napredak Republike Hrvatske promatrao kroz ciljani inkrement, što je logičniji pristup, Republika Hrvatska prema statistici koju vodi EUROSTAT još nije ispunila ciljeve iz Direktive 2009/28/EZ.



**Slika 2-2** Progres zemalja EU prema ciljevima promatranim kao inkrementalni prirast udjela OIE u ukupnoj konačnoj potrošnji energije u odnosu na 2005.g.

## Geneza kvantifikacije ciljeva u području OIE na razini Republike Hrvatske

U Hrvatskoj se obnovljivi izvori energije kao formalni pojam u energetskom zakonodavstvu spominju **2001. godine** u Zakonu o energiji (NN 68/2001) i Zakonu o tržištu električne energije (NN 68/2001). U istima se definira i pojam povlaštenog proizvođača, te se za korištenje obnovljivih izvora energije navodi da je u interesu Republike Hrvatske.

**2002. godine** donesena je Strategija energetskog razvijanja Republike Hrvatske (NN 38/2002) u kojoj su procijenjeni potencijali obnovljivih izvora energije:

- 3,0 TWh godišnje u novim velikim hidro elektranama
- male hidroelektrane maksimalno 177 MW
- sunčane elektrane – nije kvantificirano
- geotermalne elektrane: maksimalno 47,9 MWe
- vjetroelektrane: 400 MW
- biomasa i otpad: nije kvantificirano

**U ožujku 2004. Vlada RH** donosi Program provedbe Strategije energetskog razvijanja kojima Vlada RH nalaže:

- u 2004 donijeti tri pravilnika za OIE vezane za minimalni udio OIE, uvjete korištenja OIE i uvjete stjecanja statusa povlaštenog proizvođača
- uklanjanje administrativnih prepreka vezano za OIE projekte
- promicanje domaće industrije u sektoru OIE

Iste godine donosi se i novi Zakon o tržištu električne energije (NN 117/04) koji prepoznaje navedenu uredbu i u skladu s Direktivom 2001/77/EZ definira:

- status povlaštenog proizvođača električne energije koji se stječe sukladno budućem pravilniku
- pravo povlaštenog proizvođača na poticajnu cijenu, izuzev hidroelektrana snage veće od 10 MW
- naknade za poticanje koje prikupljaju opskrbljivači
- dužnost operatora prijenosnog i distribucijskog sustava da osigura preuzimanje ukupno proizvedene električne energije od povlaštenih proizvođača prema propisanim uvjetima

**U 2006. godini** na snagu stupa Zakon o potvrđivanju ugovora o Energetskoj Zajednici (NN 6/2006) čime se Republika Hrvatska obvezuje provoditi Direktivu 2001/77/EC. Obzirom da za Hrvatsku nije bio određen tzv. nacionalni cilj, određena je obaveza izrade Plana provedbe Direktive 2001/77/EC Europskog parlamenta i Vijeća od 27. rujna 2001. o promociji električne energije proizvedene iz obnovljivih izvora na unutarnjem tržištu električne energije u roku od godine dana.

Krajem srpnja 2006. izrađen je Strateški okvir za razvoj 2006 – 2013. kojim se

- nalaže promoviranje korištenja obnovljivih izvora energije i ekološki održivih izvora energije i
- korištenje energije sunca i vjetra kao jedan od načina za pokriće dijela rastućih energetskih potreba, posebno na obali i otocima. Mechanizme zbrinjavanja otpada, a posebno korištenje biomase, također je potrebno stavljati u službu proizvodnje energije.

**U srpnju 2007.** (s tri godine kašnjenja) na snagu stupaju pravilnici najavljeni Programom provedbe Strategije energetskog razvijanja.

Sljedeći dokument kojim se definiraju ciljevi i planovi za OIE jest Zelena Knjiga - Prilagodba i nadogradnja Strategije energetskog razvoja Republike Hrvatske (listopad 2008). Zelena knjiga definira sljedeće ciljeve za proizvodnju električne energije iz OIE postrojenja:

**Tablica 2-1 Potencijali (Strategija iz 2002) u usporedbi s ciljevima iz Zelene Knjige**

Obnovljivi izvori		Potencijal (Strat 2002)	2010	2020	2030
Biomasa i biopljin	MW	Nije kvantificirano	-	135	420
Vjetroelektrane	MW	400	129	1200	2000
Male hidroelektrane <sup>3</sup>	MW	177	30	75	120
Sunčane elektrane	MW	Nije kvantificirano	1,52	45,66	252,66

Godinu dana nakon Zelene Knjige Sabor RH sredinom **listopada 2009** donosi Strategiju energetskog razvoja Republike Hrvatske (NN 130/2009) pozivajući se pritom na obaveze preuzimanja obaveza proisteklih iz statusa kandidata za punopravno članstvo u EU. Drugim riječima, strategija mora uvažiti Direktivu 2009/28/EC o poticanju korištenja obnovljivih izvora energije.

Cilj od 20% udjela OIE u ukupnoj konačnoj potrošnji podijelio se na sektorske ciljeve:

- 35% električne energije iz OIE postrojenja (uključujući i velike hidroelektrane) u odnosu na ukupnu konačnu potrošnju električne energije
- 10% u transportu
- 20% za energiju grijanja/hlađenja

Izuvezši velike hidroelektrane (snage preko 10 MW) za ostvarivanje **cilja u 2020. godini** postavljeni su sljedeći ciljevi po tehnologijama:

**Tablica 2-2 Strategija iz 2009 u usporedbi s ciljevima iz Zelene Knjige**

Obnovljivi izvori	Zelena Knjiga (2008)	Strategija (2009)
Biomasa		85 MW
Biopljin	135 MW	2,6 PJ <sup>4</sup> (u svim sektorima)
Vjetroelektrane	1200 MW	1200 MW
Male hidroelektrane	270 GWh <sup>5</sup> (cca 75 MW)	100 MW
Sunčane elektrane	45,6 MW	Nije kvantificirano

<sup>3</sup> U *Zelenoj Knjizi - Prilagodba i nadogradnja Strategije energetskog razvoja Republike Hrvatske* definiraju 110 GWh za 2010, 270 GWh za 2020 i 430 GWh za 2020 je uz pretpostavku od oko 3500 FLH za mHE pretvoreno u MWh.

<sup>4</sup> U svim sektorima (električna energija, grijanje i hlađenje)

<sup>5</sup> Uz pretpostavku 3500 FLH za mHE to bi bile ukupne instalirane snage 31,43 MW u 2010, 77,14 MW za 2020, 122,86 MW za 2030.

Ulaskom u Europsku Uniju (1. srpanj 2013.) Republika Hrvatska preuzima obavezu izraditi Nacionalni akcijski plan za obnovljive izvore energije (NAP-OIE) do 2020. godine, što je i učinjeno u listopadu 2013. Ciljevi po tehnologijama definirani u NAP-OIE su se objavom novog Tarifnog sustava za OIEiVK (NN 133/13; na snazi od 1.1.2014) počeli koristiti kao ograničenja za sklapanje ugovora o otkupu električne energije.

**Tablica 2-3 NAP-OIE u usporedbi sa strategijom iz 2009 i ciljevima iz Zelene Knjige**

Obnovljivi izvori	Zelena Knjiga (2008)	Strategija (2009)	NAP-OIE (2013)
Biomasa	135 MW	85 MW	85 MW
Bioplín		2,6 PJ (u svim sektorima)	45 MW
Vjetroelektrane	1200 MW	<b>1200 MW</b>	<b>400 MW</b>
Male hidroelektrane	75 MW	100 MW	100 MW
Sunčane elektrane	45,6 MW	Nije kvantificirano	52 MW

Ciljevi po tehnologijama su bili uglavnom konstantni, osim za vjetroelektrane kojima se cilj (a ujedno i granica za ugovaranje otkupa električne energije od strane HROTE-a) smanjio za dvije trećine.

## Implementacija ciljeva kroz sustav poticanja OIE u Republici Hrvatskoj

Prvi sustav poticanja za proizvodnju električne energije iz OIE u Republici Hrvatskoj uveden je još 1994.g. temeljem odluke Upravnog odbora Hrvatske elektroprivrede o otkupu električne energije od tzv. nezavisnih proizvođača energije snage do 5 MW po cijenama koje su bile fiksirane kao postotak od planirane prodajne cijene električne energije (70-90%, ovisno o tehnologiji). Iako ograničen u pogledu ukupne snage predviđene za poticanje (ukupno 30 MW) ovaj je volontaristički sustav predstavljao prvi oblik poticanja OIE putem zajamčenih tarifa. OIE su tada još bile u tehnološki nezreloj fazi, ali je ovaj sustav ipak pokrenuo prve poduzetničke inicijative te je temeljem njega realizirano i nekoliko projekata.

Sustav poticanja za OIE zakonski je uveden 2007.g. donošenjem podzakonskih propisa kojima je na reguliranoj osnovi omogućeno uključivanje poduzetničkog sektora u implementaciju nacionalnog projekta obnovljivih izvora. Podzakonski propisi, detaljnije opisani u kasnijim poglavljima, omogućili su dobivanje energetskih dozvola, energetskih odobrenja, rješenja o statusu povlaštenosti te ugovaranje otkupa. Projekti OIE su time dobili mogućnost razvoja do razine prihvatljive za projektno financiranje.

Ključni elementi sustava poticanja u toj prvoj fazi opisani su u sljedećim podpoglavlјjima.

### Polazišna načela

Temeljna načela na kojima je građen sustav poticanja za OIE uveden 2007. godine proizašla su iz pripremnih analiza izrađenih u razdoblju 2002-2003.g. kao i tadašnje EU prakse. Načela su definirana kao okvir za izradu koncepta poticanja, a sve u cilju ograničenja troškova poticanja uz istovremeno zadovoljenje minimalnih preduvjeta za poduzetničko ulaganje te istovremeno i brigu o udovoljavanju

smjernicama EU politike u pogledu državnih potpora. Osnovna načela na kojima je zasnovan sustav poticanja obuhvaća sljedeće aspekte:

- **Javni proračunski novac nije uključen u mehanizam poticanja.** Po načelu „iz energetike za energetiku“, radi efikasnije alokacije finansijskih sredstava, definirano je da tijekovi novca neće uključivati državni proračun. Umjesto toga, određena je tvrtka u vlasništvu Republike Hrvatske za operatora sustava poticanja (Hrvatski neovisni operator sustava i tržišta d.o.o. odnosno kasnije Hrvatski operator tržišta energije d.o.o.) koji je zadužen za prikupljanje i distribuciju sredstava, te brigu oko njegova uravnoteženog rada. Načelo je implementirano kroz mehanizam prikupljanja i raspodjele naknade za poticanje OIE.
- **Pravednost.** Očekivane indirektne dobrobiti korištenja OIE su nacionalnog karaktera (zaštita okoliša, ispunjavanje međunarodnih obveza, sigurnost opskrbe, diversifikacija izvora) pa inkrementalne troškove solidarno snose svi kupci električne energije. Ovo načelo implementirano je kroz naknadu za poticanje OIE koju plaćaju svi kupci električne energije.
- **Stabilnost privređivanja u periodu otplate investicije (za projekte OIE tipično do 10 god.).** Iz investitorske pozicije, obzirom na rizik nove tehnologije, kao i druge indirektne ulagačke rizike, sustav poticanja potrebno je učiniti stabilnim a eventualne promjene predvidljivim. Retroaktivne promjene sustava u znatnoj mjeri utječu na investicijsku klimu što je potrebno izbjegići. Uvjeti privređivanja trebali bi biti stabilni u razdoblju otplate investicije, odnosno okvirno 10 godina (tako su definirane i poticane tarife). Ovo načelo implementirano je kroz garantirani otkup u razdoblju od 12 godina (kasnije produženo na 14 godina).
- **Minimalni troškovi uspostave sustava poticanja.** Sustav poticanja treba biti jednostavan i provediv, troškovno učinkovit te što je moguće jeftiniji za krajnjeg kupca. Ovo načelo implementirano je kroz:
  - Odabir sustava zajamčenih tarifa (Feed-in Tariffs ili FIT) kao sustava poticanja, budući se isti pokazao jednostavniji za uvođenje i operacionalizaciju u praksi, a time i jeftiniji s gledišta implementacijskih troškova u odnosu na alternativne sustave (kvota sustav, zeleni certifikati).
  - Planirani portfelj OIE tehnologija za poticanje u kojem su jeftinije tehnologije imale veće udjele a skuplje manje (do simboličnih 1 MW za sunčane fotonaponske elektrane).

No, načelo minimalnih troškova poticanja nije u cijelosti implementirano budući da u sustav poticanja nisu ugrađene dodatne mjere učinkovitosti s realnim potencijalom za uštede (stupnjevani FIT i sl.).

- **Transparentnost finansijskih tokova.** Inkrementalne troškove poticanja OIE snosi društvo u cjelini (kupci električne energije) pa je nužno osigurati transparentno i jasno izvještavanje o finansijskim tokovima prikupljenih sredstava poticanja. Ovo je načelo implementirano kroz godišnja javno objavljena izvješća HROTE te nadzor koji provodi HERA.
- **Provedivost u praksi u okviru postojećih institucija.** Povezano s gornjom točkom, kao i obzirom na višegodišnje iskustvo rada Hrvatske energetske regulatorne agencije (HERA) i operatora tržišta (tada HNOSIT, danas HROTE), definirano je da implementacijske institucije sustava poticanja budu ministarstvo zaduženo za energetiku, HERA i HROTE. Ovo je načelo implementirano te kod uspostave sustava poticanja nije osnovana nova institucija.

- **Minimalni troškovi administriranja sustava.** Transakcijski troškovi (neizravni troškovi koji ne idu na ime troškova poticanja proizvodnje električne energije) trebaju biti što manji. Sustav potpore zasnovan na kvotama, zelenim certifikatima, natječajima ili aukcijama za određene količine ili kapacitete OIE energije ocjenjen je kao skuplji u provedbenom smislu te je prioritet u tom pogledu dan sustavu zajamčenih tarifa.
- **Strukturirani model poticaja po pojedinim izvorima.** Diferenciranje tarifa po tehnologijama omogućava bolju prilagodbu zahtjevima te trenutnom tehnološkom statusu pojedinih OIE tehnologija. Time je omogućeno ravnomjernije poticanje svih OIE tehnologija. Implementirano je u potpunosti.
- **Načelo reguliranog profita.** Izračun tarifa trebao je biti izvršen obzirom na stvarni status pojedine OIE tehnologije odnosno njezine investicijske i operativne troškove, kao i trenutne uvjete na finansijskom tržištu. S druge strane nužno je izbjegći stvaranje ekstra profita na račun sredstava poticanja pa je visina tarifa određivana obzirom na ciljanu stopu povrata od 8% odnosno vrijeme povrata na razini oko 10 godina. Primjena ovog načela podrazumijeva i redovito ažuriranje visine poticanih tarifa kao i implementaciju mjera učinkovitosti u sustavu poticanja. Načelo nije u potpunosti implementirano budući da nije došlo do redovitog ažuriranja visine tarifa, posebno nakon inicijalnog uvođenja sustava poticanja.

## Institucionalno okruženje

Razvoj projekta OIE s investitorskog gledišta složen je zadatak u kojem uzajamno djeluju i isprepliću se propisi iz domene građenja, zaštite okoliša, uređenja prostora i energetike. Veliki broj institucija i tvrtki s javnim ovlastima sudjeluje u izdavanju dozvola, kako je prikazano na slici 2-3. Složenost administrativne procedure često se navodi kao jedna od ključnih barijera u razvoju OIE u Hrvatskoj. Hrvatska je ispunila (ili je na dobrom putu da ispunii) ciljeve u području OIE unatoč složenosti administrativnih procedura, no vrlo je vjerojatno da su složene administrativne procedure stvorile povećani trošak razvoja projekata a time i veću cijenu koju društvo plaća za poticanje OIE. Ocjenu stvarne složenosti administrativnih procedura moguće je dati na osnovu analize trajanja pojedinih faza administrativne procedure koju su prošli realizirani projekti u razdoblju 2007-2016. Analiza trajanja administrativne procedure po pojedinim tehnologijama OIE na temelju iskustva razvoja projekata u RH prikazana je u zasebnom poglavlju.

Intencija ovog dijela studije je da se sustavno prikažu značajke koncepta poticanja proizvodnje iz OIE kakav je uveden 2007.g. u Republici Hrvatskoj te je bio na snazi tijekom cijelog ovog razdoblja promatrana za praktički sve povlaštene proizvođače u sustavu poticanja, a ne izdvojeni detalji administrativne procedure. To uključuje uloge pojedinih subjekata, odnose među njima, organizacijske aspekte i osnovne finansijske i energetske tokove u okviru sustava poticanja. Slika 2-4 prikazuje osnovnu organizacijsku shemu i međusobne odnose između pojedinih subjekata u operativnoj fazi rada povlaštenih OIE proizvođača (ne uključuje sve subjekte već relevantne za OIE).

Sudionici sustava poticanja su proizvođači električne energije iz obnovljivih izvora (povlašteni proizvođači), Hrvatski operator tržišta energije (sa zakonskim ovlastima da osigura otkup električne energije od povlaštenih proizvođača), opskrbljivači (sa zakonskom obvezom da u svoju ponudu energije uvrste i određenu količinu energije iz obnovljivih izvora), kupci električne energije te operatori sustava (HOPS i HEP ODS). Odgovornosti pojedinih subjekata u kontekstu OIE, ukratko, su sljedeće:

- **Povlašteni proizvođač u sustavu poticanja** – proizvodi električnu energiju u postrojenju koje koristi OIE, za koje je ishodio potrebne dozvole, za koje održava tehničko-tehnološke

značajke postrojenja, te za koje u pogonskom smislu ispunjava zadane uvjete (učinkovito korištenje sirovine kod biomase)

- **Hrvatski operator tržišta energije (HROTE)** – upravlja mehanizmom za poticanje i razdoblju poticaja, prikuplja naknadu za poticanje OIE, otkupljuje energiju povlaštenih proizvođača, planira proizvodnju povlaštenih proizvođača u sustavu poticaja, vrši alokaciju obveze otkupa opskrbljivača, brine o uravnoteženosti prihodovne i rashodovne strane sustava poticanja, izvještava
- **Opskrbljivač** – pod zakonskom obvezom kupuje energiju iz OIE od HROTE proporcionalno svom udjelu na tržištu, prodaje energiju iz OIE krajnjim kupcima, naplaćuje naknadu za poticanje OIE krajnjim kupcima te plaća račun za naknadu koji je dobio od HROTE
- **Operator prijenosnog sustava (HOPS)** – određuje uvjete i upravlja priključkom povlaštenih proizvođača (i ostalih korisnika) na prijenosnu mrežu, preuzima energiju povlaštenih proizvođača priključenih na prijenosnu mrežu, vodi EES što uključuje nabavku energije uravnoteženja i energiju za gubitke u mreži, dostavlja HROTE obračunske podatke o preuzetoj električnoj energiji od povlaštenih proizvođača priključenih na prijenosnu mrežu, planira razvoj prijenosne mreže
- **Operator distribucijskog sustava (HEP ODS)** – određuje uvjete i upravlja priključkom povlaštenih proizvođača (i ostalih korisnika) na distribucijsku mrežu, vodi distribucijski sustav (u koordinaciji s operatorom prijenosnog sustava), dostavlja HROTE obračunske podatke o preuzetoj električnoj energiji od povlaštenih proizvođača priključenih na distribucijsku mrežu, preuzima energiju povlaštenih proizvođača priključenih na distribucijsku mrežu, planira razvoj distribucijske mreže
- **Krajnji kupac električne energije (fizička ili pravna osoba)** – plaća račun za električnu energiju u kojem je obračunata i naknada za poticanje OIE

Povlašteni proizvođači u sustavu poticanja isporučuju cijelokupno proizvedenu energiju u mrežu. Energiju fizički preuzima operator sustava (HOPS ili HEP ODS, ovisno o naponskoj razini) te se ona distribuira do krajnjih kupaca električne energije koji ju preuzimaju za podmirenje svojih potreba.

Finansijski tokovi u sustavu poticanja OIE se bitno razlikuju od fizičkih tokova energije. Za isporučenu energiju povlašteni proizvođači naplaćuju od HROTE poticanu cijenu (po kWh) čija visina je regulirana propisima. HROTE isplaćuje poticanu cijenu povlaštenim proizvođačima za što HROTE prikuplja sredstva iz nekoliko izvora:

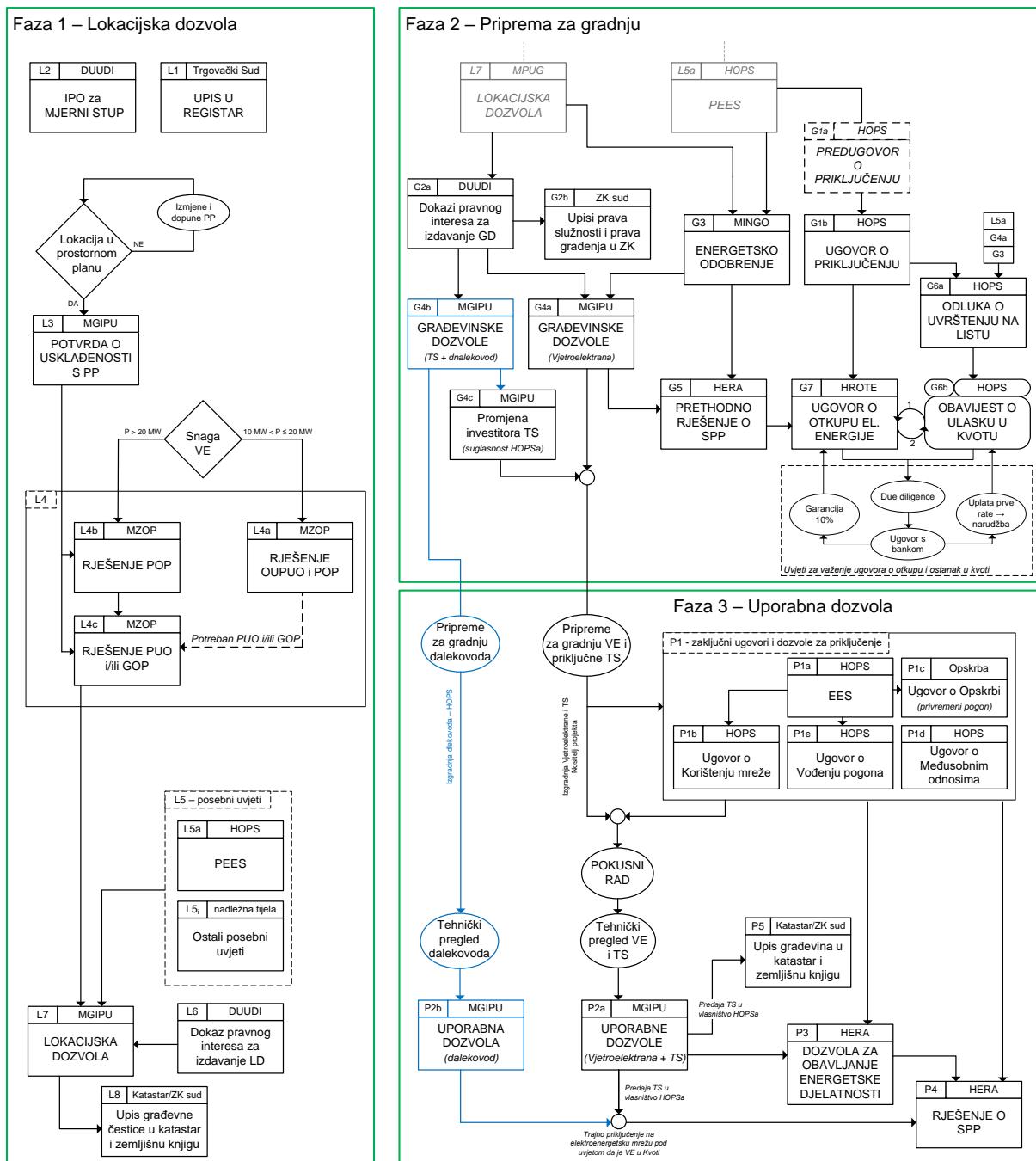
- temeljem obveze svakog opskrbljivača da preuzme pripadajući dio električne energije iz OIE, ovisno o njegovom udjelu u ukupnoj opskrbi, po reguliranoj cijeni (u razdoblju 2007-2016 kretala se u rasponu 0,2625-0,53 kn/kWh)
- iz naknade za poticanje OIE koja se naplaćuje od svih kupaca električne energije, koju za račun i potrebe HROTE od svojih kupaca naplaćuju opskrbljivači (u razdoblju 2007-2016 naknada se kretala u rasponu 0,005-0,035 kn/kWh)
- drugih potencijalnih izvora poput prihoda od prodaje certifikata o jamstvu podrijetla ili prihoda od članstva u EKO bilančnoj grupi (nije još operacionalizirano).

HROTE, dakle, prikuplja sredstva iz dva glavna izvora kako bi za isporučenu električnu energiju povlaštenih proizvođača mogao isplatiti poticanu cijenu. Osim poticane cijene, HROTE iz naknade za poticanje OIE podmiruje i troškove povezane s vođenjem sustava poticaja.

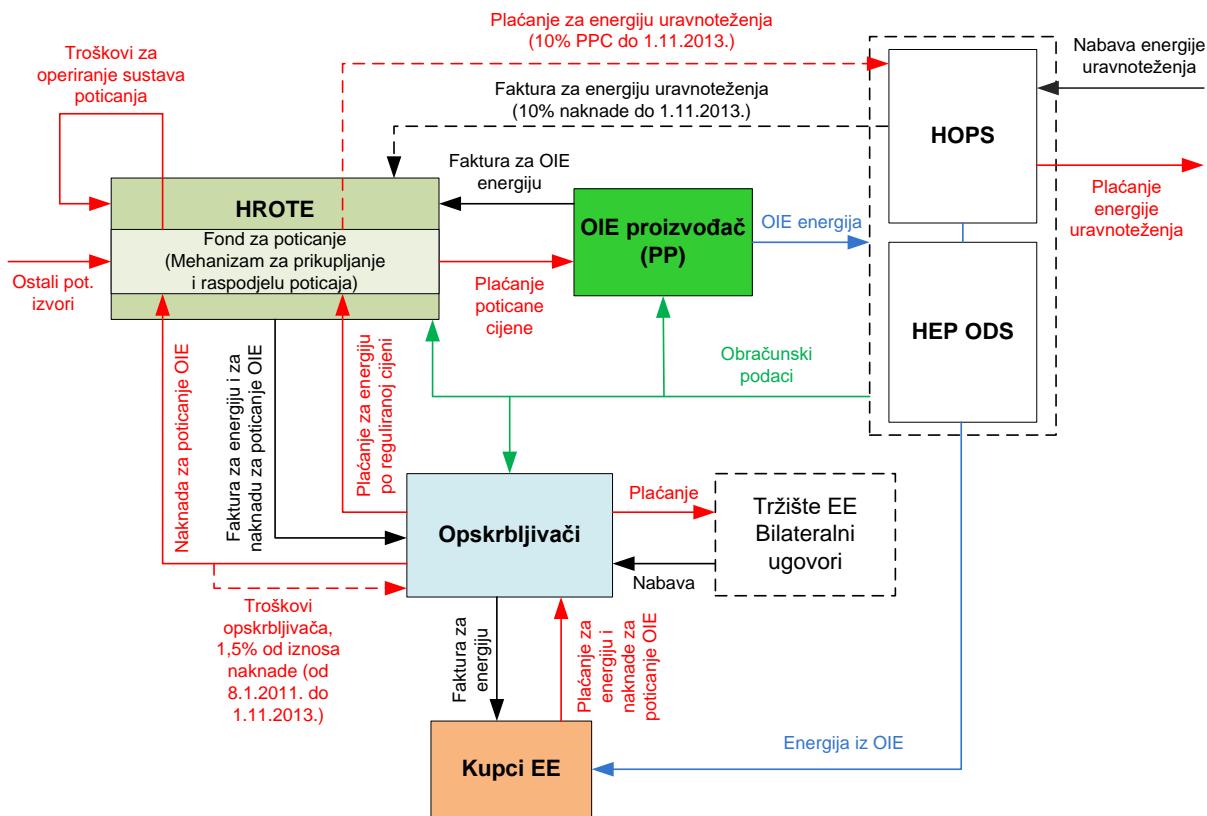
Opskrbljivač troškove za energiju naplaćuje krajnjim kupcima kojima kao dodatak u računu naplaćuje i naknadu za poticanje OIE. Kada kupci plate ukupan račun za energiju jedan dio koji odgovara naknadi za obnovljive izvore pomnoženoj s ukupnom potrošnjom, temeljem ugovora koji HROTE ima s opskrbljivačima, se prosljeđuje u HROTE na račun na kojem se skupljaju sredstva za poticanje. Dio sredstava koji se prikuplja s osnove naknade za poticanje OIE može se interpretirati i kao svojevrsna naknada za "zelenu" komponentu energije iz obnovljivih izvora.

Dio sredstava koja dolaze od prodaje obnovljive električne energije opskrbljivačima trebala bi odražavati tržišnu vrijednost električne energije. (Iako postoje mišljenja da bi ovaj dio zapravo trebao odražavati vrijednost koju na bazi izbjegnutih troškova energija iz OIE čini za elektroenergetski sustav – što najčešće vodi na vrijednosti veće od tržišne cijene – u pravilu se za vrijednost ovog dijela cijene energije iz OIE kao proxy uzima tržišna cijena).

Operatori sustava zaduženi su i za očitanja i dostavu mjerenih podataka o proizvodnji povlaštenih proizvođača HROTE kako bi ovaj na temelju toga mogao izvršiti kontrolu i u konačnici plaćanje. Pored toga, HOPS kao jednu od svojih temeljnih uloga ima i obvezu uravnotežiti elektroenergetski sustav (za što nabavlja energiju uravnoteženja) te je zbog značajki proizvodnje iz OIE s varijabilnom proizvodnjom teoretski izložen povećanim troškovima. Za ove troškove HOPS je iz naknade za poticanje OIE imao pravo na podmirenje u iznosu 10% prosječne prodajne cijene (PPC) za svaki kWh proizveden iz OIE i preuzet u elektroenergetsку mrežu, ali je ovaj prihod HOPS-a ukinut 2013.g. o čemu će biti više rečeno u poglavlju 8 Utjecaj na mrežu.



**Slika 2-3** Primjer administrativne procedure za vjetroelektrane u kojoj uzajamno djeluju i isprepliću se propisi iz domene građenja, zaštite okoliša, uređenja prostora i energetike. Navedeni su samo osnovni koraci. U okviru ovih, brojne su aktivnosti koje su preduvjet ishodenju pojedinih dozvola.



**Slika 2-4** *Institucionalno uređenje i odnosi subjekata u okviru sustava poticanja za OIE u Republici Hrvatskoj.*

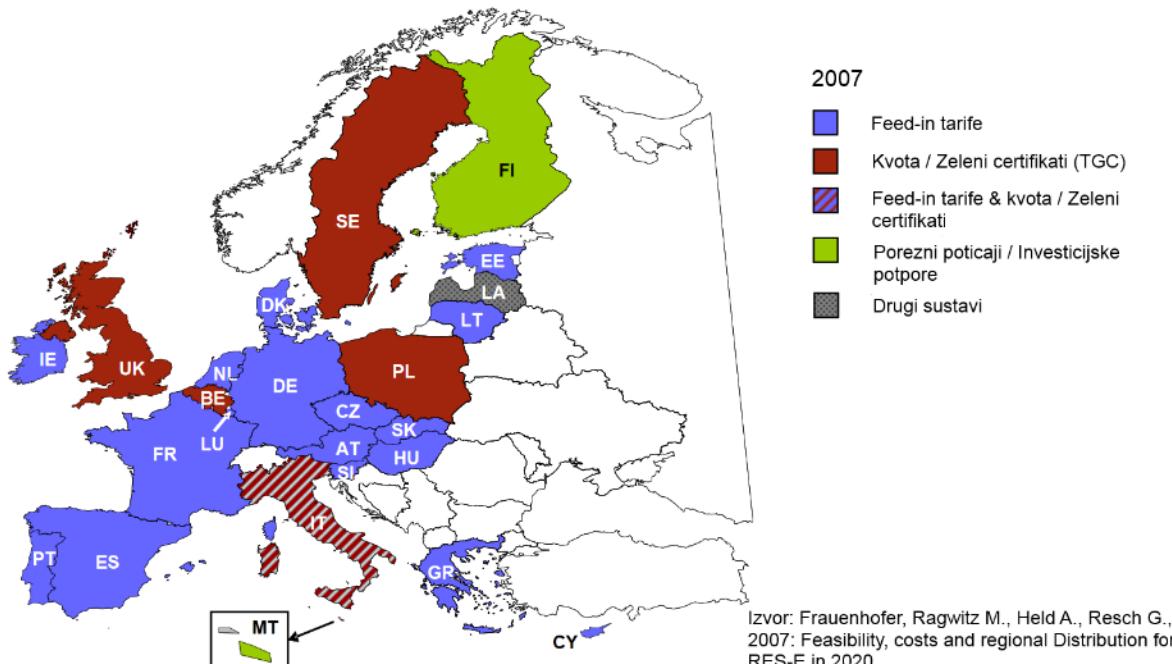
Sustav, kako je gore opisan, uveden je 2007.g. i u svojoj osnovi na snazi je praktički do danas uz promjene visine naknade za poticanje OIE, uvođenje planiranja proizvodnje za vjetroelektrane i sunčane elektrane te izmjenjene alokacije obveza za jedan dio opskrbljivača (HEP-Elektra i HEP Opskrba) za koje se od srpnja 2016 vrši dodjela planskih vrijednosti za dan unaprijed, dok je za ostale opskrbljivače na snazi originalni sustav prema kojem se alokacija obveze preuzimanja vrši na temelju ostvarenih količina električne energije iz prethodnog razdoblja (odnosno s vremenskim pomakom od 3 mjeseca).

### Sustav zajamčenih tarifa

U Republici Hrvatskoj kao sustav poticanja odabran je sustav zajamčenih tarifa (eng. feed-in system ili FIT) u kombinaciji s količinskim ograničenjem (eng. cap), bilo za poticanje ili za priključenje.

FIT sustav takav je sustav poticanja kojim se proizvođaču garantira otkup proizvedene energije po unaprijed definiranoj otkupnoj cijeni kroz određeno (višegodišnje) razdoblje. Kao takav, ovaj sustav poticanja je utjecao na smanjenje dvaju ključnih rizika razvoja projekata OIE: rizika plasmana energije i rizika cijene. U teoriji, projekti se realiziraju dok je niveliirani trošak proizvodnje manji od visine zajamčene tarife, čime se na cjenovnom principu ostvaruje ekonomska ravnoteža – a time određuje i broj projekata koji se u okviru danih uvjeta mogu realizirati, čime se određuje i količina proizvedene energije, odnosno veličina tržista. Sukladno tome, povećanjem ili smanjenjem FIT-a može se utjecati na veličinu tržista za OIE.

U vrijeme donošenja FIT sustava u Republici Hrvatskoj, FIT sustav je bio dominantni sustav poticanja u EU zbog svoje efikasnosti i efektivnosti, slika dolje, te je kao takav odabran kao sustav poticanja za inicijalnu fazu uvođenja OIE i u Republici Hrvatskoj. Specifičnost hrvatskog modela jest u kombiniranju FIT sustava s količinskim principom ili kvotama (maksimalnim količinama) do kojih se ugovaralo otkup ili sklanjanje ugovora o priključenju čime je narušen jedan od temeljnih elemenata FIT sustava da je ukupna realizacija određena ekonomskom ravnotežom „ponude“ (projekti u razvoju) i „potražnje“ (ponuđeni uvjeti). Drugim riječima, projekti se nisu realizirali isključivo po ekonomskom načelu uspješnosti nego i brzine/spretnosti/sposobnosti da se upadne u kvotu.



**Slika 2-5 Rasprostranjenost sustava poticanja OIE u EU u 2007.g.**

Ovakva hibridizacija FIT sustava kroz otvaranje investicijskog oportuniteta ali i ograničenje količine (kvote) za poticanje generirala je veliki interes investitora ali i „trku“ za ulaskom u kvotu te stoga potencijalno kompromitirala kvalitetu projekata. Stoga se već na teoretskoj razini može propitivati troškovna efikasnost sustava poticanja kakav je primijenjen u Republici Hrvatskoj. U kasnijim poglavljima detaljnije će se istražiti odnos niveliranog troška proizvodnje energije u odnosu na visinu FIT-a za pojedine tehnologije u uvjetima kako je FIT sustav primijenila Republika Hrvatska.

Zajamčene tarife (FIT) mogli su dobiti isključivo proizvođači koji su stekli status povlaštenog proizvođača, na temelju kojeg se aktivira Ugovor o otkupu električne energije.

Od srpnja 2007. do siječnja 2016, kada je Zakonom o obnovljivim izvorima i visokoučinkovitoj kogeneraciji ukinut zadnji tarifni sustav za OIEiK<sup>6</sup>, izmjenila su se tri tarifna sustava za OIEiK kojima je regulirana tarifna strana FIT sustava. Osnovne sličnosti i razlike među njima su sljedeće:

<sup>6</sup> Na snazi je ostala jedina zadnja izmjena i dopuna tarifnog sustava za OIEiK (NN 100/2015) objavljena u isto vrijeme kada i Zakon o obnovljivim izvorima energije, kojom se definiraju konačne kvote koje će se poticati po vrstama OIE.

- Grupna podjela tarifa prema snazi: sve do trećeg tarifnog sustava podjela je bila na snage do 1 MW uključivo i preko 1 MW. U trećem tarifnom sustavu granica se podigla na 5 MW.
- Podjela prema proizvodnji hidroelektrana: u prvom tarifnom sustavu podjela je bila samo za snage od 1 MW do 10 MW uključivo, u drugom za sve mHE do 10 MW, a u trećem je ukinuta.
- Ograničenje za ukupnu snagu sunčanih elektrana: U prvom tarifnom sustavu potiče se sve dok se ne dosegne 1 MW u Republici Hrvatskoj. U drugom tarifnom sustavu potiče se ukupno inicijalno 15 MW, i dodatno još 25 MW i to vezano samo za taj tarifni sustav. U trećem tarifnom sustavu potiče se ukupno 12 MW podijeljeno u tri grupe ukupne snage i odnosi se na taj tarifni sustav. Zaključno, u sva tri sustava bilo je moguće instalirati 53 MW sunčanih elektrana.
- Uvjeti za sklapanje i aktivaciju Ugovora o otkupu: Sukladno drugom Pravilniku o stjecanju statusa povlaštenog proizvođača električne energije (NN 88/12) prema kojem jednostavne građevine više ne ishode prethodno rješenje o stjecanju statusa povlaštenog proizvođača, i za sklapanje ugovora o otkupu s Operatorom tržišta više nije potrebno priložiti navedeno prethodno rješenje
- Dodatni „bonusi“ na tarifu: U drugom tarifnom sustavu može se ostvariti povišenje tarife do 15 % ovisno o lokalnom udjelu troškova u ukupnim investicijskim troškovima. Dodatno, u drugom i trećem tarifnom sustavu integrirane sunčane elektrane snage do 300 kW mogu povećati tarifu ukoliko se ujedno koristi i sustav grijanja sunčevim termo-kolektorima i/ili dizalicama topline (iz vode ili tla).
- Uvjeti za razdoblje između sklapanja i aktivacije ugovora o otkupu: Dodatni uvjeti vezani za navedeno razdoblje uvedeni su u drugom i trećem tarifnom sustavu s namjerom da se postrojenje izgradi „u rokovima koji su propisani u sustavu poticanja proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije“<sup>7</sup>. Namjera se počela provoditi obavezom ishodenja bankovne garancije u iznosu 10% procijenjenih investicijskih troškova za postrojenja snage preko 300 kW bez definiranog razdoblja u kojem se treba dostaviti garancija i kada se vraća. Prvom izmjenom rok je određen na tri mjeseca nakon sklapanja ugovora o otkupu, a kao uvjet za povrat garancije definiran je dokaz da je potrošeno 30 % planiranih investicijskih sredstava. U trećem tarifnom sustavu rok za predaju jamstva povećava se s tri na šest mjeseci od sklapanja ugovora o otkupu (i odnosi se samo na treći tarifni sustav). U drugoj izmjeni i dopuni trećeg tarifnog sustava rok za predaju povećava se sa šest na devet mjeseci od sklapanja ugovora o otkupu, da bi se u trećoj izmjeni i dopuni odustalo od bankovnih garancija i ubuduće i retroaktivno uključujući i drugi tarifni sustav.
- Dodatni uvjeti za grupe postrojenja biomase i bioplina: Drugim i trećim tarifnim sustavom osvrivanje tarife i sklapanje ugovora uvjetovano je ukupnom učinkovitošću postrojenja minimalnog iznosa 50 %. U drugom tarifnom sustavu navedeno se odnosilo samo na snage preko 300 kW, dok je u trećem navedeni kriteriji primijenjen na sva postrojenja koja koriste biomasu ili biopljin.

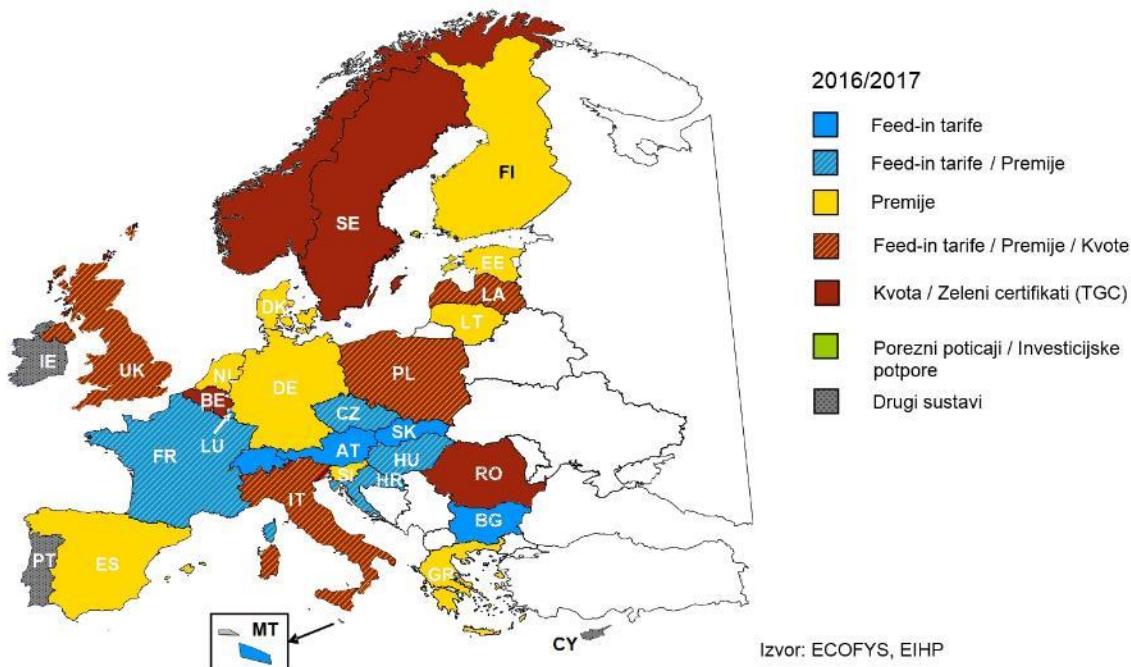
Konačno, treba reći da je kroz promatrano 10-godišnje razdoblje razvoja OIE evoluirao odnos prema integraciji OIE u energetska tržišta. Naime, razvoj tehnologije i generalno pad cijena, kao i sazrijevanje OIE industrije u cjelini omogućava njihovo veće približavanje tržištu. Nakon inicijalne faze razvoja OIE

---

<sup>7</sup> Takvi rokovi nisu izravno propisani. S druge strane, već je propisan rok trajanja prethodnog statusa povlaštenosti kao rok za izgradnju postrojenja. U tom smislu bankovne garancije zapravo teže ubrzavanju izgradnje.

kada je sustav zajamčenih tarifa odigrao ključnu ulogu i pogurao OIE iz prototipske faze prema komercijalizaciji, izlaganjem tržišnim principima nastoji se dodatno motivirati industriju da optimira proizvode i usluge te time spusti cijene i ostvari potpunu kompetitivnost s konvencionalnim izvorima energije. Slijedom navedenog, u zadnjim godinama dogodile su se znatne promjene u politici poticanja OIE, kao što pokazuje slika dolje, te su mnoge zemlje, uključujući i Hrvatsku, krenule u smjeru premijskih modela ili količinskih sustava poticanja (kvote i zeleni certifikati), odnosno neke od kombinacija.

Izlaganje OIE tržištu, odnosno postepeno smanjenje poticaja vidi se kao jedna od ključnih promjena kojoj se OIE u budućnosti moraju prilagoditi. Razvoj optimalnog modela poticanja korak je koji može osigurati novi zamah OIE u idućim godinama s jedne strane, uz istovremeno izbjegavanje dodatnog opterećenja krajnjih kupaca kroz povećane troškove poticanja s druge.



**Slika 2-6 Rasprostranjenost sustava poticanja OIE u EU u 2016/2017.g.**

## Trajanje poticaja

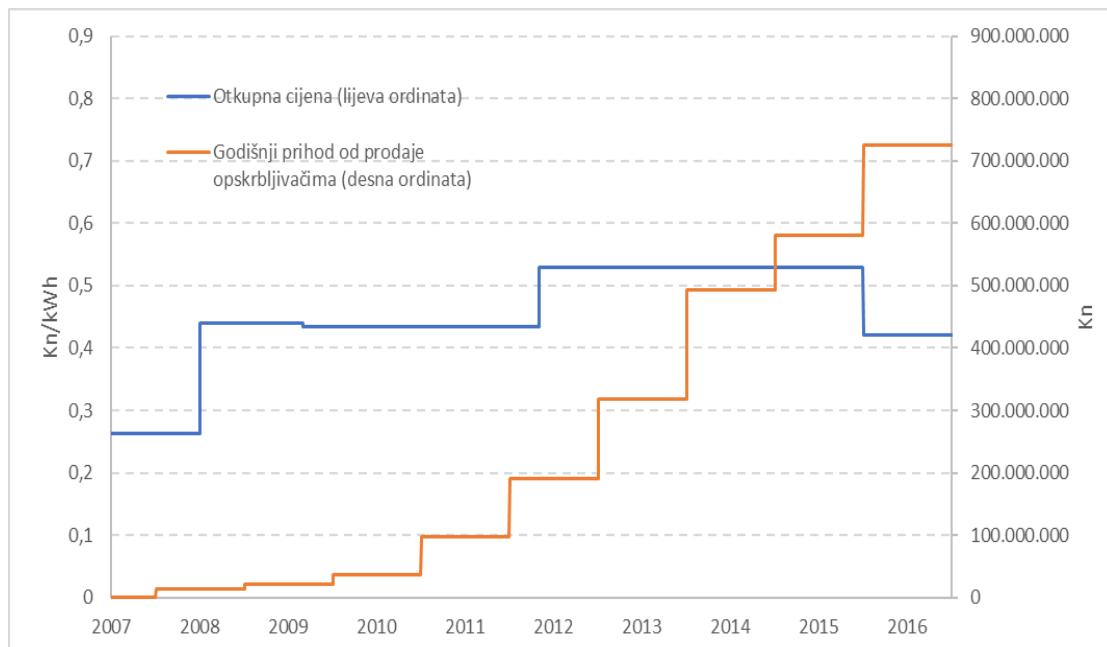
Kao **izravno poticanje** smatra se isplaćivanje zajamčene cijene (FIT-a) u roku trajanja ugovora o otkupu koji traje 12 godina u prvom tarifnom sustavu i 14 godina u drugom i trećem.

**Neizravnim poticanjem** može se smatrati status povlaštenosti kojim se osigurava preuzimanje ukupno proizvedene električne energije u mrežu što može biti dodatna pogodnost za OIE elektrane. To ne čini dodatnu pogodnost za elektrane koje su sklopile ugovor o otkupu prema prvom i drugom tarifnom sustavu jer se trajanje statusa poklapa s trajanjem ugovora (12, odnosno 14 godina), no u trećem Pravilniku o stjecanju statusa povlaštenog proizvođača električne energije trajanje povlaštenosti produžuje se na 25 godina. Dodatno, trećim pravilnikom omogućava se sudjelovanje u sustavu jamstava podrijetla pod uvjetom da u isto vrijeme nije na snazi ugovor o otkupu sa zajamčenom tarifom.

## Izvori i uspješnost financiranja sustava poticanja

Kao što je gore već spomenuto, sredstava za poticanje OIE HROTE je prikupljaо iz dva izvora:

- **prodaja električne energije opskrbljivačima** na temelju propisane obveze a sukladno u-djelu koji pojedini opskrbljivač ostvaruje na tržištu. Obveza otkupa definirana je trima tarifnim sustavima za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije (TS2007, TS2012 i TS2013) a potom i stupanjem na snagu Zakona OIEiVUK. Iznos otkupne cijene mijenjaо se kroz razdoblje 2007-2016.g. kako je prikazano slikom 2-7. Na istoj slici dinamički su prikazana i ukupna sredstva koja su kroz promatrano razdoblje prikupljena od prodaje električne energije iz OIE opskrbljivačima. Kumulativno, u razdoblju 2007-2016. radi se o 2.474.050.484,12 kuna.



**Slika 2-7** Kretanje otkupne cijene po kojoj su opskrbljivači otkupljivali električnu energiju iz OIE od HROTE te ukupna godišnja sredstva po ovoj osnovi u razdoblju 2007-2016.

Kumulativno, u promatranom razdoblju opskrbljivači u sastavu HEP grupe imali su oko 90% udjela u ukupnoj opskrbi kupaca u Republici Hrvatskoj pa su sukladno tome bili i daleko najveći kupac energije iz OIE. Udio opskrbljivača u sastavu HEP grupe u ukupnoj opskrbi je, međutim, u padu da bi u 2016.g. imali oko 85% udjela te sukladno tome i otkupili 85% električne energije proizvedene iz OIE.

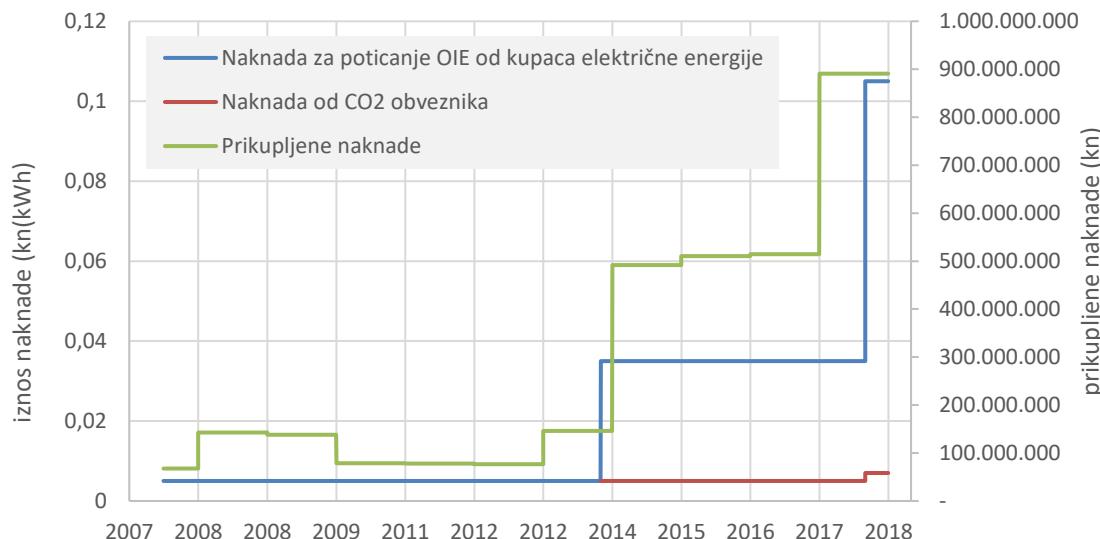
- **prikupljanje naknada od krajnjih kupaca**, posredstvom opskrbljivača. Naknade su bile definirane specifično po kWh potrošnje krajnjeg kupca i iznosile su za kategoriju kućanstvo:
  - 0,0089 kn/kWh sve do 2010.<sup>8</sup>

<sup>8</sup> Uredba o naknadama za poticanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije (NN 33/07, NN 155/08)

- 0,005 kn/kWh od 2010. do kraja listopada 2013.<sup>9</sup>
- 0,035 kn/kWh od studenog 2013. do kraja 2016., odnosno i dalje do rujna 2017<sup>10</sup>

U kategoriji CO2 obveznika, naknada se kretala:

- 0,0089 kn/kWh sve do 2010.
- 0,005 kn/kWh od 2010. do kraja listopada 2013.
- 0,005 kn/kWh od studenog 2013. do kraja 2016., odnosno i dalje do rujna 2017<sup>11</sup>



**Slika 2-8** Specifični iznosi naknada za poticanje OIE i ukupno prikupljeni iznosi po godinama

Treba istaći da je zbog usklađivanja obveza HROTE po sklopljenim ugovorima o otkupu naknada za poticanje OIE povećana na 0,105 kn/kWh za kategoriju kućanstava, odnosno na 0,007 kn/kWh za kategoriju CO2 obveznika od rujna 2017<sup>12</sup>.

Naknada za poticanje koju plaćaju kupci električne energije glavna je mjera poticanja u RH koja ima za cilj prikupljanje dostatnih sredstva za poticanje proizvodnje električne energije iz OIE, te posljedično povećanje udjela OIE i ispunjenje međunarodnih obveza. Logično je za pretpostaviti da je visina naknade za poticanje OIE, ili drugi poticaj sveden na kWh, koji plaća kupac električne energije za razvoj projekata OIE, u direktnoj vezi s ostvarenim udjelom OIE u pojedinim zemljama.

Do podataka svedenih na usporedivu razinu vrlo je teško doći, posebno jer se najčešće radi o kombinaciji mjera, različitim sustavima poticanja OIE, zemljama s različitim kupovnim moćima, udjelima potrošnje industrije i kućanstava, različitim obveznicima snošenja troškova poticanja OIE i sl. No ipak, određenu

<sup>9</sup> Uredba izmjeni Uredbe o naknadama za poticanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije (NN 155/09, NN 08/11, NN 144/11)

<sup>10</sup> Uredba o naknadama za poticanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije (NN 128/13)

<sup>11</sup> Uredba o naknadama za poticanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije (NN 128/13)

<sup>12</sup> Odluka o naknadi za obnovljive izvore energije i visokoučinkovitu kogeneraciju

statistiku podataka o strukturi cijena električne energije vodi Agencija za suradnju energetskih regulatora (ACER) na temelju koje je moguće napraviti indikativne usporedbe.

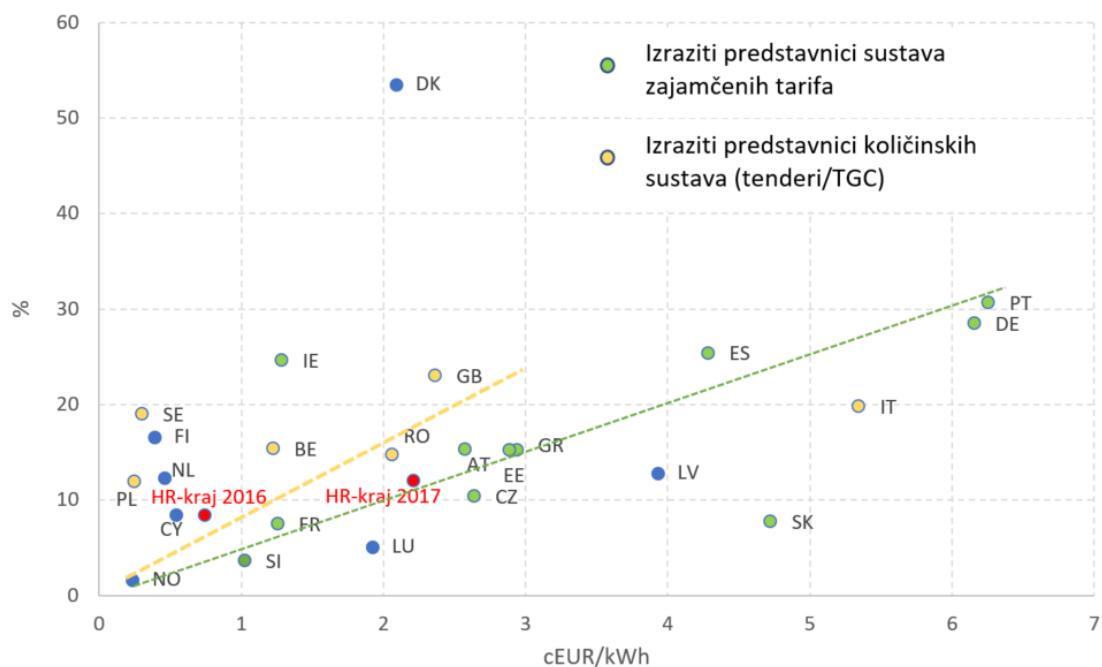
Na temelju dostupnih podataka i analize koju je proveo EIHP, proračunat je nominalni i realni, po kupovnoj moći indeksirani, trošak poticanja OIE za električnu energiju koji po kWh plaćaju kupci u kategoriji kućanstvo, Tablica 2-4. U Hrvatskoj je ovaj trošak ekvivalentan naknadi za poticanje OIE u kategoriji kućanstvo. Radi cjelovitosti dodan je i iznos naknade krajem 2017. g. (10,5 lp/kWh preračunato u cEUR/kWh).

**Tablica 2-4** *Trošak poticanja OIE sveden na kWh energije koju plaća kategorija kućanstvo za većinu zemalja EU. Trošak je proračunat za kućanstvo s prosječnom potrošnjom od 3500 kWh/god. Trošak poticanja OIE je sveden i na realnu vrijednost prema kupovnoj moći (PPP). Izvor: ACER/CEER, Annual report on the results of monitoring the internal electricity and gas markets in 2016, Electricity and gas retail markets volume, October 2017. Analitika EIHP.*

	Nominalni specifični trošak za poticanje OIE, cEUR/kWh	Realni specifični trošak za poticanje OIE, cEUR/kWh
Hrvatska (kraj 2017 )	1,40	2,21
Hrvatska (kraj 2016)	0,47	0,74
Slovenija	0,82	1,03
Austrija	2,81	2,58
Češka	1,70	2,64
Grčka	2,41	2,94
Rumunjska	0,98	2,06
Slovačka	3,23	4,72
Njemačka	6,35	6,15
Italija	5,15	5,34
Portugal	4,83	6,25
Poljska	0,13	0,25
Norveška	0,31	0,23
Finska	0,46	0,38
Luxembourg	2,20	1,91
Nizozemska	0,48	0,45
Švedska	0,38	0,30
Francuska	1,34	1,25
Velika Britanija	2,65	2,37
Estonija	2,07	2,89
Cipar	0,47	0,53

Irska	1,39	1,28
Danska	2,78	2,08
Latvija	2,56	3,92
Belgija	1,33	1,23
Španjolska	3,83	4,28

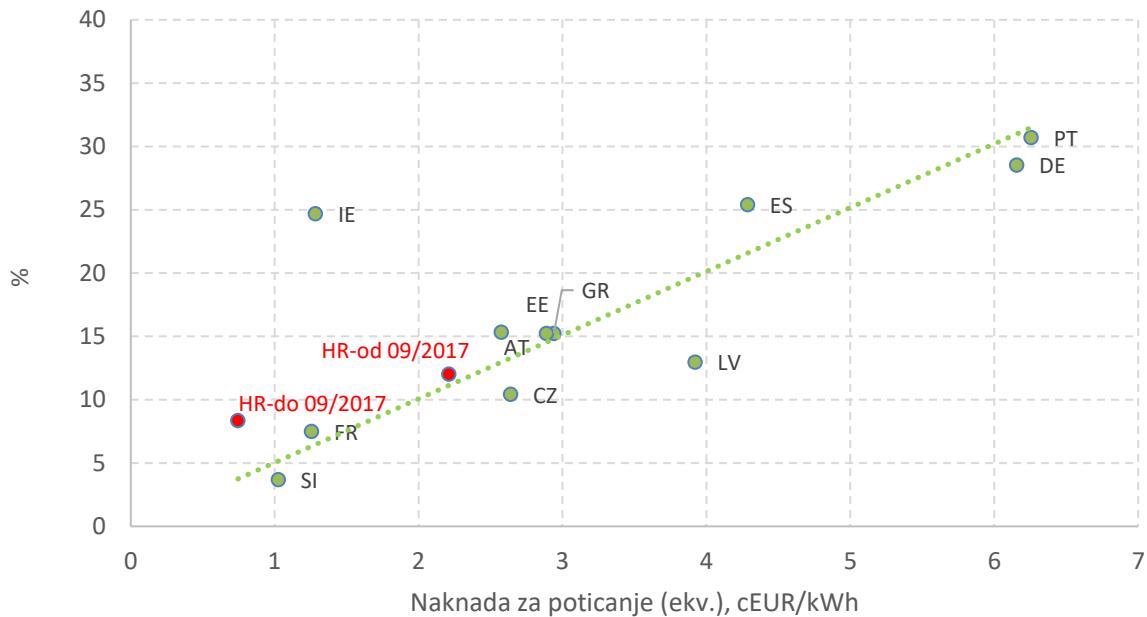
U drugom koraku, ovaj je specifični trošak stavljen u odnos ukupnog udjela OIE u ukupnoj konačnoj potrošnji električne energije krajem 2016.g., Slika 2-9. Na slici je za RH dodan i slučaj povećane naknade od rujna 2017.g. (10,5 lp/kWh) pri čemu je pretpostavljeno da će ova razina naknade biti dostatna za dio ugovorenih projekata koji još nisu realizirani.



**Slika 2-9** Odnos ukupnog udjela OIE u ukupnoj konačnoj potrošnji električne energije bez hidroelektrana (kao aproksimacija poticane proizvodnje iz OIE) u odnosu na visinu troškova/naknade za obnovljivu energiju koju snosi sektor kućanstva krajem 2016.g. Izvor: EUROSTAT, ACER<sup>13</sup>, analiza i obrada EIHP.

Na slici su različitim bojama diferencirane zemlje s dominantno sustavom zajamčenih tarifa u promatranoj razdoblju 2007-2016. odnosno dominantno zemlje s kolicičinskim sustavom poticanja (poput utrživih zelenih certifikata – TGC ili sustava tendera za kvote). Na slici dolje prikazane su samo zemlje s dominantno sustavom zajamčenih tarifa.

<sup>13</sup> ACER/CEER, Annual report on the results of monitoring the internal electricity and gas markets in 2016, Electricity and gas retail markets volume, October 2017, ([http://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202016%20-%20ELECTRICITY%20AND%20GAR%20RETAIL%20MARKETS.pdf](http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202016%20-%20ELECTRICITY%20AND%20GAR%20RETAIL%20MARKETS.pdf))



**Slika 2-10** *Odnos ukupnog udjela OIE u ukupnoj konačnoj potrošnji električne energije bez hidroelektrana u odnosu na visinu troškova/naknade za obnovljivu energiju koju snosi sektor kućanstva krajem 2016.g. u zemljama s dominantnim FIT sustavom (usporedivo s Hrvatskom). Izvor: EUROSTAT, ACER<sup>14</sup>, analiza i obrada EIHP.*

Iz slike se jasno može zaključiti:

- Hrvatska je krajem 2016.g. imala jednu od nižih naknada za poticanje OIE (3,5 lp/kWh, indeksirano prema kupovnoj moći 5,5 lp/kWh). Ovako niska razina naknade stvarala je izraziti deficit u sustavu poticanja te je ona povećana na 10,5 lp/kWh (indeksirano prema kupovnoj moći 16,5 lp/kWh). Procijenjeno je da bi ova viša razina naknade trebala biti dovoljna za podmirenje obveza do udjela od oko 12% u ukupnoj konačnoj potrošnji električne energije.
- Hrvatska je krajem 2016.g. osim relativno niske naknade imala i jedan od nižih udjela OIE (bez HE snage preko 10 MW) u ukupnoj konačnoj potrošnji (8,4%), usporediv s onim Češke, Slovačke i Francuske.
- sustavi sa zajamčenom tarifom mogu dovesti do veće realizacije ali je specifični trošak koji snose kupci u pravilu veći. Indikativno za ove sustave, u prosjeku, svaki cEUR/kWh dodatne naknade za poticanje implicira oko 5% povećanja udjela OIE u potrošnji električne energije.
- količinski sustavi poticanja (kvote/zeleni certifikati) ostvaruju usporedive rezultate ali uz niže troškove pa se indikativno za ove sustave može u prosjeku odrediti da svaki cEUR/kWh dodatne naknade za poticanje implicira oko 8% povećanja udjela OIE u potrošnji električne energije. Iz ovog gledišta količinski sustavi poticanja su se pokazali troškovno učinkovitijima od sustava sa zajamčenim tarifama.

<sup>14</sup> ACER/CEER, Annual report on the results of monitoring the internal electricity and gas markets in 2016, Electricity and gas retail markets volume, October 2017, ([http://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202016%20-%20ELECTRICITY%20AND%20GAR%20RETAIL%20MARKETS.pdf](http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202016%20-%20ELECTRICITY%20AND%20GAR%20RETAIL%20MARKETS.pdf))

Treba na kraju naglasiti da su prikazani rezultati povezani sa znatnim nesigurnostima koje proizlaze iz količine i kvalitete raspoloživih podataka a dodatno treba imati u vidu i sljedeće:

- naknada za poticanje ne uključuje sve poticaje za OIE, budući da je jedan dio poticaja došao i kroz oslobođanje od odgovornosti za uravnoteženje. Stvarni poticaj na nominalnoj razini je nešto veći nego što sugerira visina naknade za poticanje.
- cijena po kojoj su opskrbljivači otkupljivali energiju iz OIE je regulirana i nešto viša od tržišnih cijena ostvarenih u promatranom razdoblju. Pri tom, sama izgradnja OIE postrojenja imala je utjecaja na smanjenje tržišnih cijena što je opskrbljivačima omogućilo i nižu nabavnu cijenu pa to djelomično anulira prividno veći trošak kojem su bili izloženi opskrbljivači. Ovaj efekt je modeliran i detaljnije istražen u poglavlju 6 ove studije.
- nema dovoljno detaljnih informacija o svim elementima poticanja OIE koji su uključeni u analize koje je proveo ACER (Agencija za suradnju energetskih regulatora) pa su moguće razlike u pristupu od zemlje do zemlje što u konačnici može unijeti elemente pristranosti ili grešaka.

## **Status povlaštenosti**

Status povlaštenosti preduvjet je za aktivaciju ugovora o otkupu po zajamčenoj cijeni otkupa. Dodatno, status osigurava preuzimanje ukupno proizvedene električne energije u mrežu i omogućava korištenje sustava jamstva podrijetla električne energije u Republici Hrvatskoj (nakon listopada 2013.)

Trajanje statusa povlaštenosti mijenjano je u tri Pravilnika o stjecanju statusa povlaštenog proizvođača od 12 godina, zatim 14 godina i na kraju 25 godina.

Status povlaštenog proizvođača iz OIEiK stječe se u dva koraka, koja se u manjoj mjeri razlikuju u tri donesena Pravilnika o stjecanju statusa povlaštenog proizvođača.

Prvi korak jest ishođenje prethodnog rješenja o SPP pri kojem je potrebno dostaviti:

- energetsko odobrenje za izgradnju postrojenja od ministarstva nadležnog za energetiku,
- građevinsku dozvolu, kada je propisana obveza ishođenja građevinske dozvole,
- tehnički opis projektiranog postrojenja s opisom tehnološkog procesa i uvjetima korištenja postrojenja.

Drugi korak jest ishođenje Rješenja u statusu povlaštenog proizvođača na temelju zahtjeva kojemu se između ostalih prilažu:

- dozvola za obavljanje energetske djelatnosti proizvodnje električne energije, kada je propisana obveza ishođenja dozvole,
- pravomoćna uporabna dozvola, kada je propisana obveza ishođenja uporabne dozvole,
- ugovor o korištenju mreže,
- elaborat o ugrađenim mjernim uređajima sa shemom mjernih mjesta i načinom provedbe mjenjenja, te potvrdom o ispravnosti mjernih uređaja.

Drugim Pravilnikom o stjecanju statusa povlaštenog proizvođača ukida se obaveza ishođenja prethodnog rješenja i (konačnog) rješenja o stjecanju statusa za jednostavne građevine (sunčane elektrane) za koje se PEES od tada smatra jednakovrijednim kao i prethodni status, a pravo na trajno priključenje postrojenja na elektroenergetsku mrežu jednakovrijedno kao (konačno) rješenje o stjecanju statusa.

Sva tri pravilnika definiraju rok u kojem postrojenje treba biti izgrađeno u odnosu na dan ishodjenja Rješenja o prethodnom statusu povlaštenog proizvođača.

- prvi pravilnik definira rok od 2 godine do izgradnje s mogućnošću produljena za još jednu godinu
- drugi pravilnik definira rok od 2 godine za elektrane koje se priključuju na niski napon, 3 godine za 10 kV i 20 kV, te 4 godine za 30 kV i više.
- treći pravilnik definira rok od 1 godine za elektrane koje se priključuju na niski napon, 3 godine za 10 kV i 20 kV, te 4 godine za 30 kV i više. Izmjenama i dopunama dozvoljeno je za postrojenja priključena na napone od 10 kV i više produljiti rok za jednu godinu, a kasnije se mogućnost produljenja uvjetuje dokazom da je potrošeno 50 % ili više planiranih investicijskih troškova. Četvrtom izmjenom i dopunom moguće produljenje povećava se s jedne na dvije godine pod istim uvjetima.

### **Kvantitativni ciljevi poticanja (kvote za OIE)**

Sklapanje Ugovora o otkupu po zajamčenoj cijeni, kao izravni poticaj OIE elektranama, ograničeno je određenim kvotama.

Prve kvote određene su Uredbama o minimalnom udjelu električne energije proizvedene iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije čija se proizvodnja potiče. Do kraja 2010. godine granica za poticanje iznosila je 5,8 % u odnosu na ukupnu potrošnju električne energije, te se zatim podigla na 13,6 % do 2020.

Nakon izrade NAP-OIE-a u listopadu 2013, na snagu stupa treći tarifni sustav kojem sklapanje ugovora o otkupu više ne ograničava minimalni udio nego sektorski ciljevi iz NAP-OIE-a, kako slijedi:

**Tablica 2-5 Ciljevi za pojedine tehnologije iz NAP-OIE**

Obnovljivi izvori	NAP-OIE (2013)
Biomasa	85 MW
Bioplín	45 MW
Vjetroelektrane	<b>400 MW</b>
Male hidroelektrane	100 MW
Sunčane elektrane	52 MW

Paralelno sa stupanjem na snagu Zakona o obnovljivim izvorima energije (NN 100/2015) donosi se i zadnja izmjena TS2013 koji definira zadnje kvote za OIE koje mogu popuniti postrojenja koja su već u razvoju, kako slijedi:

**Tablica 2-6 Kvote za OIE tehnologije – TS2013 (NN 100/2015)**

Tehnologija za proizvodnju <b>obnovljive</b> energije	Kvota [MW]
Male hidroelektrane (snage do 10 MW)	35
Geotermalna	30
Vjetar	744
Biomasa (kruta biomasa uključuje biomasu iz šumarstva, poljoprivrede i otpada)	120
Bioplín (uključuje i deponijski plin i plin iz postrojenja za pročišćavanje otpadnih voda)	70

## Tretman topline kod kogeneracijskih postrojenja

Vezano za sustav poticanja, kogeneracijska postrojenja nisu postrojenja koja koriste obnovljive izvore energije, nego razna fosilna goriva. Kod kogeneracijskih postrojenja cilj je ostvariti visoku učinkovitost u pretvorbi primarne u korisnu električnu i toplinsku energiju. Postoje i kogeneracijska postrojenja na biomasu ili bioplín, no takva se radi većih prihoda opredjeljuju za OIE elektrane.

U prvom sustavu poticanja, stjecanje statusa povlaštenog proizvođača bilo je ograničeno na sljedećim minimalnim iznosima učinkovitosti:

- 80 % za kogeneracije koje koriste:
  - kombinirani proces plinske i parne turbine,
  - kondenzacijske parne turbine s oduzimanjem pare,
- 75 % za kogeneracije koje koriste
  - protutlačne parne turbine,

- plinske turbine s iskorištavanjem otpadne topline,
  - motore s unutarnjim izgaranjem,
  - mikroturbine,
  - Stirlingove motore,
  - gorivne celije,
  - parne strojeve,
  - organske Rankinove procese,
- 70 % za kogeneracije snage preko 35 MW

Tarife za kogeneracijska postrojenja određena su 4 razreda prema instaliranoj snazi, a iznos poticaja računao se na temelju proizvedene električne energije, podijeljeno (za svaki razred) i 2 tarife koje su se odnosile na razdoblje niže odnosno više dnevne tarifne stavke.

Ukoliko bi godišnja učinkovitost pala ispod minimalne, primjenio bi se koeficijent kojim se smanjuje naplativi iznos proizvedene električne energije. Koeficijent se određuje na temelju korisne topline i faktora ovisnog o korištenoj tehnologiji.

Drugim tarifnim sustavom ukidaju se tarifne stavke za višu i nižu dnevnu stavku i koristi se samo jedna tarifa koja se za snage veće od 30 kW izjednačuje s PPC, dok se u trećem sve tarifne stavke svode na RC<sup>15</sup>.

## **Tretman vlastite potrošnje električne energije u postrojenju i za vlastite potrebe**

Potrošnja električne energije u okviru samog postrojenja nije bila sagledana u prvom tarifnom sustavu, tako da je postrojenje moglo isporučivati svu proizvedenu energiju, a vlastitu potrošnju postrojenja „pokrivati“ iz mreže.

U zadnja dva tarifna sustava potiče se isključivo energija u kojoj nije ubrojena vlastita potrošnja. Drugim riječima, u postrojenju se obavezno mijere i proizvedena i potrošena energija, a poticaji se dobivaju za razliku između dvije.

Pored vlastite potrošnje u postrojenju, u trećem tarifnom sustavu definira se i opća potrošnja kao potrošnja električne energije u objektu u kojem je smješteno proizvodno postrojenje i/ili na koji je integrirano proizvodno postrojenje, a nije vlastita potrošnja.

U trećem tarifnom sustavu opća potrošnja je ujedno i uvjet za sklapanje ugovora o otkupu sa sunčanim elektranama snage do 300 kW. Za te slučajevе postrojenju se isplaćuju ukupni poticaji samo za opću potrošnju, dok se višak proizvodnje (koji ne konzumira objekt na kojemu je postrojenje) naplaćuje iznos prema 80% referentne cijene (RC).

---

<sup>15</sup> Referentna cijena električne energije (RC) je cijena jednaka iznosu važeće tarifne stavke za radnu energiju po jedinstvenoj dnevnoj tarifi za opskrbu električnom energijom u okviru univerzalne usluge, tarifni model Plavi čiji je iznos određen člankom 39. stavkom 2. točkom 1. Metodologijom za određivanje iznosa tarifnih stavki za opskrbu električnom energijom u okviru univerzalne usluge (»Narodne novine«, broj 116/2013), sukladno kojоj su opskrbljivači dužni otkupiti električnu energiju iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije od operatora tržista.

## Ostali elementi

### Sustav jamstva podrijetla

Sustav jamstva podrijetla uveden je u srpnju 2013-e Uredbom o uspostavi sustava jamstva podrijetla električne energije (NN 84/13). Sukladno tome, Pravilnik o stjecanju statusa povlaštenog proizvođača (NN 132/13) uvodi pravo povlaštenim proizvođačima da ili primaju zajamčenu tarifu prema ugovoru o otkupu ili da sudjeluju u sustavu jamstva podrijetla.

Samо jamstvo podrijetla može se smatrati vrijednosnim papirom kojim OIE elektrana pored prihoda od prodaje električne energije (na tržištu, izvan sustava poticanja) može steći dodatne prihode prodajom jamstva podrijetla.

### Indeksacija FIT-a

U prvom tarifnom sustavu sve su tarife bile korigirane za indeks cijena na malo za proizvodnju električne energije iz OIE.

Drugim tarifnim sustavom korigiraju se (sukladno indeksu inflacije) tarife **osim one koje su definirane PPC-om<sup>16</sup>**. PPC je definiran za sunčane elektrane snage preko 1 MW i obnovljive izvore koji se u praksi nisu niti koristili (vodik, tekuća biogoriva, ostale elektrane na obnovljive izvore).

Treći tarifni sustav definira da se visina poticajne cijene korigira svake godine primjenom Indeksa potrošačkih cijena, osim za referentne cijene (RC).

U prva dva tarifna sustava tarife za kogeneracijska postrojenja također se korigiraju uvažajući pritom i cijenu prirodnog plina i cijenu proizvodnje električne energije. U trećem tarifnom sustavu se za sva postrojenja koja imaju ugovor visina poticajne cijene korigira svake godine u odnosu na utvrđenu korigiranu poticajnu cijenu iz prethodne godine primjenom Indeksa potrošačkih cijena.

<sup>16</sup> Prosječna proizvodna cijena električne energije (PPC) – cijena proizvodnje električne energije za tarifne kupce iz kategorije kućanstva s jednotarifnim obračunom električne energije (Tarifni model: plavi).

## Inicijalni zakonski okvir

Obnovljivi izvori energije, pojam povlaštenog proizvođača i interes Republike Hrvatske za korištenje obnovljivih izvora energije definiran je još 2001. u Zakonu o energiji (NN 68/2001) i Zakonu o tržištu električne energije (NN 68/2001), te kasnije izmjeni i dopuni Zakona o energiji (NN 117/04) i Zakona o tržištu električne energije (NN 117/04) gdje se već definiraju okviri poticanja, prikupljanja naknada od strane operatora tržišta i sl.

Načela iz navedenih zakona primjenjena su u 2007. u podzakonskim aktima koji opisuju sve uvjete, postupke i ciljeve vezane za OIE i kogeneraciju kojima se nastoji ispuniti nacionalne ciljeve odnosno međunarodne obveze u ostvarenju energetsko-klimatskih ciljeva.

Podzakonski akti koji su se koristili za definiranje akata i postupaka u sustavu poticanja OIEiK su sljedeći:

- **Tarifni sustavi za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije:** Definiraju tarifne stavke, način i uvjete sklapanja ugovora o otkupu električne energije s operatorom tržišta, te maksimalne iznose ukupne snage pojedinih tehnologija.
- **Pravilnici o korištenju obnovljivih izvora energije i kogeneracije:** Definiraju način stjecanja i uvjete vezane za prethodno energetsko odobrenje (PEO) i energetsko odobrenje (EO). Pravilnik također definira i novi Register projekata i postrojenja za korištenje obnovljivih izvora energije i kogeneracije te povlaštenih proizvođača.
- **Pravilnici o stjecanju statusa povlaštenog proizvođača električne energije:** Pravilnikom se propisuju uvjeti za stjecanje i gubitak statusa povlaštenog proizvođača električne energije, prava i obveze povlaštenog proizvođača te nadzor nad radom povlaštenog proizvođača.
- Uredbe o minimalnom udjelu električne energije proizvedene iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije čija se proizvodnja potiče: propisuje se minimalni udio električne energije proizvedene iz postrojenja koja koriste obnovljive izvore energije i kogeneracijskih postrojenja čija se proizvodnja potiče, te određuju ciljevi Republike Hrvatske u proizvodnji električne energije iz postrojenja koja koriste obnovljive izvore energije i kogeneracijskih postrojenja.
- Uredbe o naknadama za poticanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije: određuje se način korištenja, visina, obračun, prikupljanje, raspodjela i plaćanje naknade za poticanje proizvodnje električne energije iz postrojenja koja koriste obnovljive izvore energije i kogeneracijskih postrojenja.

Ukoliko se gleda širi okvir, u smislu ukupne procedure koja se prolazi u razvoju projekta, na razvoj projekta primarno su utjecali i zakonski okviri vezani za:

- imovinsko pravne odnose i koncesije
- gradnju
- prostorno planiranje
- zaštitu okoliša i prirode
- jednostavne građevine
- priključak na elektroenergetski sustav

## Dinamička analiza izmjena propisa i njihovih učinaka

Analiza propisa može se podijeliti u tri grupe kako slijedi:

**Tablica 2-7 Grupe propisa u sustavu poticanja OIEiK**

Grupa	Propisi
Grupa 1	Tarifni sustav za proizvodnju električne energije iz OIEiK (NN 33/07) Pravilnik o stjecanju statusa povlaštenog proizvođača (NN 67/07) Pravilnik o korištenju obnovljivih izvora energije i kogeneracije (NN 67/07) Uredba o minimalnom udjelu električne energije proizvedene iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije čija se proizvodnja potiče (NN 033/2007)
Grupa 2	Tarifni sustav za proizvodnju električne energije iz OIEiK (NN 63/12) Pravilnik o stjecanju statusa povlaštenog proizvođača (NN 88/12) Pravilnik o korištenju obnovljivih izvora energije i kogeneracije (NN 88/12)
Grupa 3	Tarifni sustav za proizvodnju električne energije iz OIEiK (NN 133/13) Pravilnik o stjecanju statusa povlaštenog proizvođača (NN 132/13) NAP-OIE (1. srpanj 2013) Uredba o naknadi za poticanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije (NN 128/2013)

Osnovna prava i uvjeti u početnoj **prvoj grupi** propisa su sljedeći:

- svi projekti snage preko 30 kW moraju ishoditi PEO i EO
- svi projekti moraju ishoditi Rješenje o prethodnom statusu povlaštenog proizvođača i Rješenje o statusu povlaštenog proizvođača
- trajanje poticanja i trajanje statusa povlaštenosti su 12 godina
- za sunčane elektrane omogućeno je sklapanje ugovora sve dok ukupna snaga postrojenja sa statusom povlaštenog proizvođača ne dosegne 1 MW
- ukupna snaga koja se potiče definira se putem minimalnog udjela u ukupnoj potrošnji električne energije
- sva postrojenja moraju se izgraditi u roku od dvije godine nakon ishođenog rješenja o prethodnom statusu povlaštenog proizvođača, uz mogućnost produljenja na ukupno tri godine

- prodaje se ukupno proizvedena energija, a vlastita potrošnja postrojenja može se nabavljati iz mreže
- energija proizvedena u pokusnom radu ne donosi nikakav prihod postrojenju.

Nakon oko 5 godina druga **grupa propisa** donosi nove uvjete i pravila koji u određenim dijelovima otežavaju, a u nekima olakšavaju razvoj projekta:

**Povoljnosti za investitore:**

- za sva postrojenja ukida se ishođenje PEO-a
- za jednostavne građevine ukida se i EO kao uvjet za stjecanje statusa povlaštenosti
- za sve jednostavne građevine ukida se i ishođenje rješenja o prethodnom statusu povlaštenog proizvođača i rješenja o statusu povlaštenog proizvođača. Kao jednakovrijedni dokumenti za sklapanje i aktivaciju ugovora smatraju se PEES i Pravo na trajno korištenje mreže (ugovor o korištenju mreže kojega je za postrojenje sklopio s nadležnim operatorom sustava).
- uvodi se naplaćivanje proizvodnje u pokusnom radu u iznosu 60 % prosječne prodajne cijene električne energije
- omogućuje se povećanje prihoda za maksimalno 15% ovisno o udjelu lokalnih troškova u ukupnim investicijskim troškovima navedenim u studiji izvodljivosti
- uvodi se nova kvota od 15 MW za 2012-u godinu i dodatnih 25 MW za 2013-u godinu, i to i-sključivo za drugi tarifni sustav.
- uvode se dodatni pozitivni korekcijski faktori za sunčane elektrane (1) ukoliko se radi o integriranim postrojenjima i (2) ukoliko se na istom objektu koristi i sustav grijanja na obnovljive izvore energije (sunčani termalni kolektori ili dizalice topline)
- prema naponskim razinama priklučka redefiniraju se rokovi u kojima je potrebno izgraditi postrojenje nakon ishođenog prethodnog rješenja o SPP
- rok trajanja povlaštenosti i rok trajanja ugovora o otkupu produljuju se na 14 godina, dok tarifne stavke u pravilu opadaju.

**Nepovoljnosti za investitore:**

- Trajanje ugovora o otkupu (prije aktivacije) uvjetovano je za postrojenja snage preko 300 kW na način da se za tri mjeseca pred bankovna garancija u iznosu 10 % ukupnih investicija. Povrat garancije bio je definiran dokazom da je potrošeno 30 % planiranih investicijskih sredstava.
- Ukida se mogućnost naplate ukupne proizvedene energije od koje se sada oduzima vlastita potrošnja postrojenja
- Uvodi se kriterij za elektrane na biomasu i biopljin da moraju imati ukupnu učinkovitost pretvorbe energije minimalno 50 %. Ukoliko u nekoj godini nije postignuta propisana učinkovitost potrebno je vratiti novac u iznosu razlike ostvarene tarife i PPC tarife.

U odnosu na drugi tarifni sustav, bitne promjene u **trećoj grupi propisa** su sljedeće.

**Povoljnosti za investitore:**

- otvara se novih 12 MW kvote za sunčane elektrane
- status povlaštenosti povećava se na 25 godina, što nakon isteka 14-godišnjeg ugovora o otkupu ostavlja pravo na prvenstvo pri preuzimanje proizvedene energije i sudjelovanje u novo- uvedenom sustavu jamstva podrijetla.
- omogućava se produljenje roka trajanja definiranog u rješenju o prethodnom statusu povlaštenog proizvođača za jednu godinu ukoliko se dokaže da je potrošeno 50 % ili više sredstava u odnosu na ukupne planirane investicijske troškove. Naknadno je dodana mogućnost produženja za dvije godine uz iste uvjete.
- vezano za trajanja ugovora o otkupu (prije aktivacije), povećava se rok za dostavu 10% garancije na 6 pa na 9 mjeseci, da bi se na kraju retroaktivno potpuno ukinuo i za drugi i za treći tarifni sustav.
- ublažava se kriteriji za elektrane na biomasu kojima se tarifna stavka korigira ili u plus ili u minus ovisno o godišnjoj učinkovitosti
  - za proizvodna postrojenja koja postignu ukupnu godišnju učinkovitost manju od 45% korektivni koeficijent k iznosi 0,9
  - za proizvodna postrojenja koja postignu ukupnu godišnju učinkovitost veću od/uključujući 45%, a manju od/uključujući 50% korektivni koeficijent k iznosi 1
  - za proizvodna postrojenja koja postignu ukupnu godišnju učinkovitost veću od 50% korektivni koeficijent k iznosi 1,2.

**Promjene bez velikih implikacija:**

- sunčane elektrane snage do 300 kW moraju biti integrirane i ne prelaziti opću potrošnju u objektu na kojem su postavljenje jer su se mjesečni „viškovi“ naplaćivali po 80 % inicijalne tarifne stavke.
- za elektrane na biopljin ostaje kriterij vraćanja dijela prihoda (razlika između isplaćenih poticaja i poticaja prema RC) ukoliko je godišnja ukupna učinkovitost ispod 50 %.

**Nepovoljnosti za investitore:**

- uvodi se NAP-OIE kao kriterij ograničenja sklapanja ugovora o otkupu, što je bio negativni signal investitorima u vjetroelektrane jer se cilj smanjio s 1200 na 400 MW.

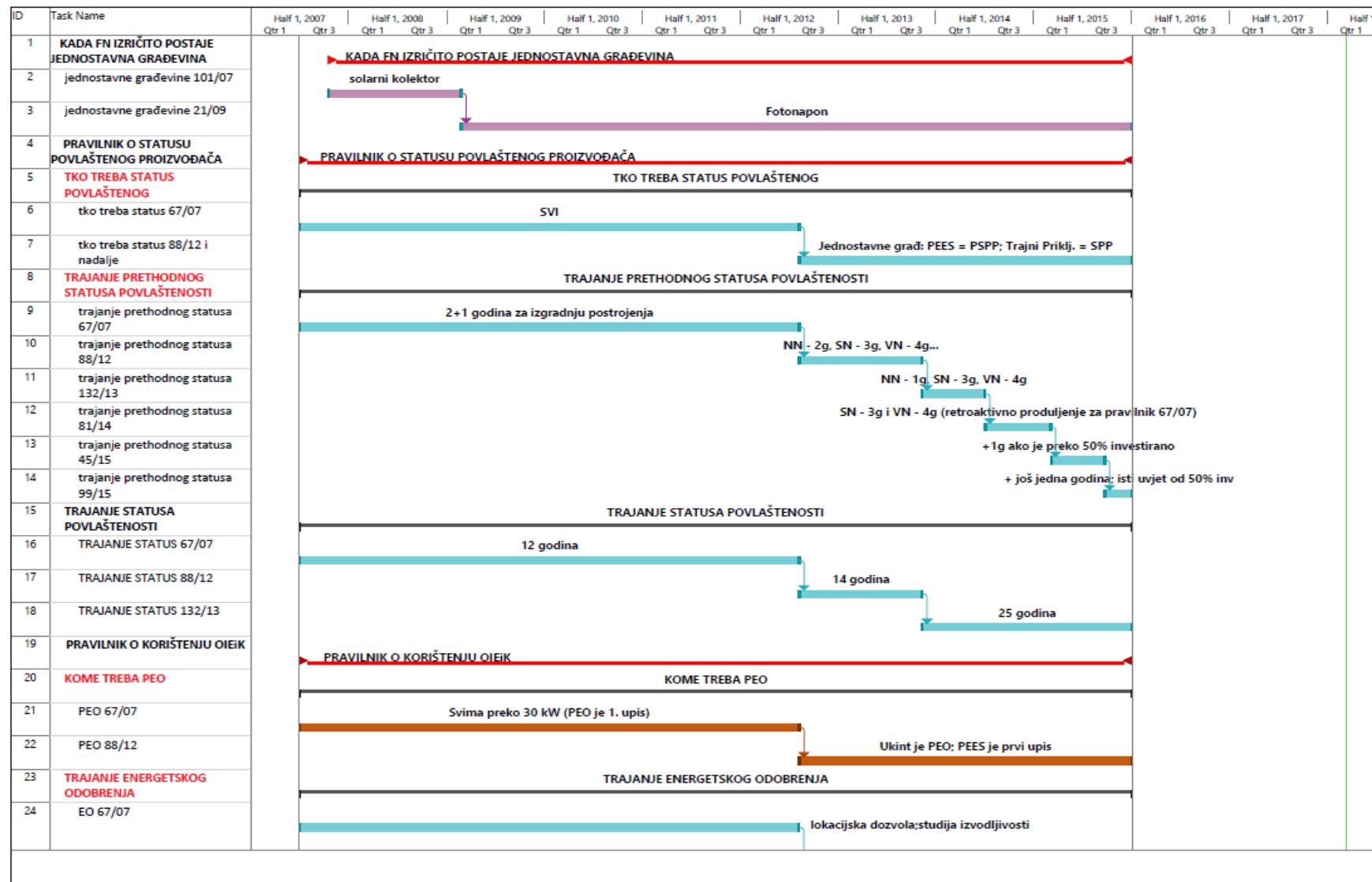
Pored navedenih grupa propisa HOPS je u veljači 2012. uveo dodatna ograničenja i uvjete vezane uz priključenje vjetroelektrana sukladno listi i kvoti koja je bila definirana **Kriterijima** za uvrštenje projekata vjetroelektrana na listu za priključenje na elektroenergetsku mrežu i **Postupovnikom** izdavanja prethodne elektroenergetske suglasnosti za vjetroelektrane. HOPS je zahtijevao da projekti koji su u Kvoti (za priključenje) u roku od 6 mjeseci dostave (između ostalog) Sklopljeni ugovor o kupoprodaji vjetroagregata za proizvodnju električne energije s potvrdom o plaćanju predujma odnosno prve rate narudžbe u iznosu od najmanje 10% pune cijene vjetroagregata, što je obzirom na postupak sklapanja

ugovora i financiranja opreme vjetroelektrane predstavljalo veliki pritisak na investitore u vjetroenergetici.

Navedeni HOPS-ovi dokumenti ukinuti su Uredbom o izmjenama i dopunama Zakona o tržištu električne energije (NN 102/2015).

U nastavku je prikazan gantogram kojim su prikazane bitne izmjene u propisima vezanim za sustav poticanja, Slika 2-11.

**Slika 2-11** Izmjene pojedinih odredbi u podzakonskim aktima vezanim za sustav poticanja OIE



ID	Task Name	Half 1, 2007 Qtr 1	Half 1, 2007 Qtr 3	Half 1, 2008 Qtr 1	Half 1, 2008 Qtr 3	Half 1, 2009 Qtr 1	Half 1, 2009 Qtr 3	Half 1, 2010 Qtr 1	Half 1, 2010 Qtr 3	Half 1, 2011 Qtr 1	Half 1, 2011 Qtr 3	Half 1, 2012 Qtr 1	Half 1, 2012 Qtr 3	Half 1, 2013 Qtr 1	Half 1, 2013 Qtr 3	Half 1, 2014 Qtr 1	Half 1, 2014 Qtr 3	Half 1, 2015 Qtr 1	Half 1, 2015 Qtr 3	Half 1, 2016 Qtr 1	Half 1, 2016 Qtr 3	Half 1, 2017 Qtr 1	Half 1, 2017 Qtr 3	Half 1, Qtr 1	
25	EO 88/12																								
26	Natječaj za zemljište i priključak (CEI)																								
27	Natječaj 67/07														nema										
28	Natječaj 88/12																								
29	TARIFNI SUSTAV ZA OIEIK																								
30	OGRANIČENJA SNAGE																								
31	TS 33/07																								
32	TS 67/12																								
33	TS 67/12 id1																								
34	TS 133/13																								
35	TS 100/2015																								
36	DOMAĆA KOMPONENTA																								
37	TS 33/07																								
38	TS 67/12																								
39	TS 133/13																								
40	POKUSNI RAD																								
41	TS 33/07																								
42	TS 67/12 i 133/13																								
43	TRAJANJE UGOVORA O OTKUPU																								
44	TS 33/07																								
45	TS 67/12 i 133/13																								
46	NAPLATA VLASTITE POTROŠNJE																								
47	TS 33/07																								
48	TS 67/12 i 133/13																								
49	INTEGRIRANE SUNČANE ELEKTRANE																								

ID	Task Name	Half 1, 2007 Qtr 1 Qtr 3	Half 1, 2008 Qtr 1 Qtr 3	Half 1, 2009 Qtr 1 Qtr 3	Half 1, 2010 Qtr 1 Qtr 3	Half 1, 2011 Qtr 1 Qtr 3	Half 1, 2012 Qtr 1 Qtr 3	Half 1, 2013 Qtr 1 Qtr 3	Half 1, 2014 Qtr 1 Qtr 3	Half 1, 2015 Qtr 1 Qtr 3	Half 1, 2016 Qtr 1 Qtr 3	Half 1, 2017 Qtr 1 Qtr 3	Half 1, Qtr 1
50	TS 33/07												
51	TS 67/12 i 133/13												
52	IZJAVA O CAPEX-u												
53	TS 33/07												
54	TS 67/12												
55	TS 133/13												
56	OVLATENI INSTALATERI ZA SE												
57	TS 33/07												
58	TS 67/12 i 133/13												
59	BANKOVNE GARANCije ZA P>300 kW (10% CAPEX-a)												
60	TS 33/07												
61	TS 63/12												
62	TS 121/12 (id1)												
63	TS 133/13 (id2)												
64	TS 20/14 (id4)												
65	TS 100/2015 (id 5)												
66	POTROŠNJA OIE ENERGIE ZA VLASTITE (OPĆE) POTREBE												
67	TS 33/07 i 63/12												
68	TS 133/13												
69	UVJETI ZA BIOMASU I BIOPLIN												
70	TS 33/07												
71	TS 67/12												
72	TS 133/13												
73	TKO PLAĆA URAVNOTEŽENJE												
74	TS 33/07 i 63/12												

ID	Task Name	Half 1, 2007 Qtr 1 Qtr 3	Half 1, 2008 Qtr 1 Qtr 3	Half 1, 2009 Qtr 1 Qtr 3	Half 1, 2010 Qtr 1 Qtr 3	Half 1, 2011 Qtr 1 Qtr 3	Half 1, 2012 Qtr 1 Qtr 3	Half 1, 2013 Qtr 1 Qtr 3	Half 1, 2014 Qtr 1 Qtr 3	Half 1, 2015 Qtr 1 Qtr 3	Half 1, 2016 Qtr 1 Qtr 3	Half 1, 2017 Qtr 1 Qtr 3	Half 1, Qtr 1
75	TS 133/13									nije navedeno u propisu			
76	UKUPNA OGRANIČENJA I INFORMACIJE ZA INVESTITORE												
77	UKUPNO OGRANIČENJE ZA SKLAPANJE UGOVORA O OTKUPU												
78	Minimalni udio OIE u naposrednoj potrošnji 33/07				5,8 % do 2010								
79	Minimalni udio OIE u naposrednoj potrošnji 88/11							13,6 % do 2020					
80	NAP - OIE								HE - 100 MW; SE - 52 MW; VE - 400 MW; BIOMASA - 125 MW; BIOPLIN - 85				
81	TS NN 100/15								mHE 35 MW; VE 744 MW; Biomasa 120 MW; Bioplín 70 MW				
82	HOPS Kvota za VE								400 MW Kvota za VE uz rigorozne uvjete za ostanak u kvoti (uplata prve rate za VA u roku od 6 mj)				
83	OSTALI SIGNALI INVESTITORIMA												
84	Zelena Knjiga				VE - 1200 MW; BIOMASA i BIOPLIN - 140 MW; SE - 45 MW; mHE - 100 MW								
85	Strategija energetskog razvoja energetike RH								BIOMASA - 85 MW; 2,6 PJ BIOPLINA; VE - 1200 MW; mHE - do 125 MW; SE - nejasno				
86	NAP-OIE								Biomasa - 85 MW; Bioplín 45 MW; VE - 400 MW; mHE 100 MW; SE 52 MW...				

## Analiza interesa za razvoj projekata

---

Reakcija investitora na navedene uvjete može se procijeniti prema podacima iz Registra OIEKPP o prijavama projekata (Prethodno energetsko odobrenje – PEO) i dalnjem razvoju (Energetsko odobrenje - EO<sup>17</sup>), te statusu povlaštenog proizvođača (SPP).

Potrebno je pritom uzeti u obzir vremenski odmak između PEO i EO, te EO i SPP koji se razlikuje i po pitanju tehnologije, snage i zauzeća prostora. Također, treba imati u vidu da i PEO i EO imaju svoj rok trajanja uvjetovan zahtjevom i/ili ishođenjem lokacijske dozvole u slučaju PEO, te ishođenjem dozvole za gradnju u slučaju EO.

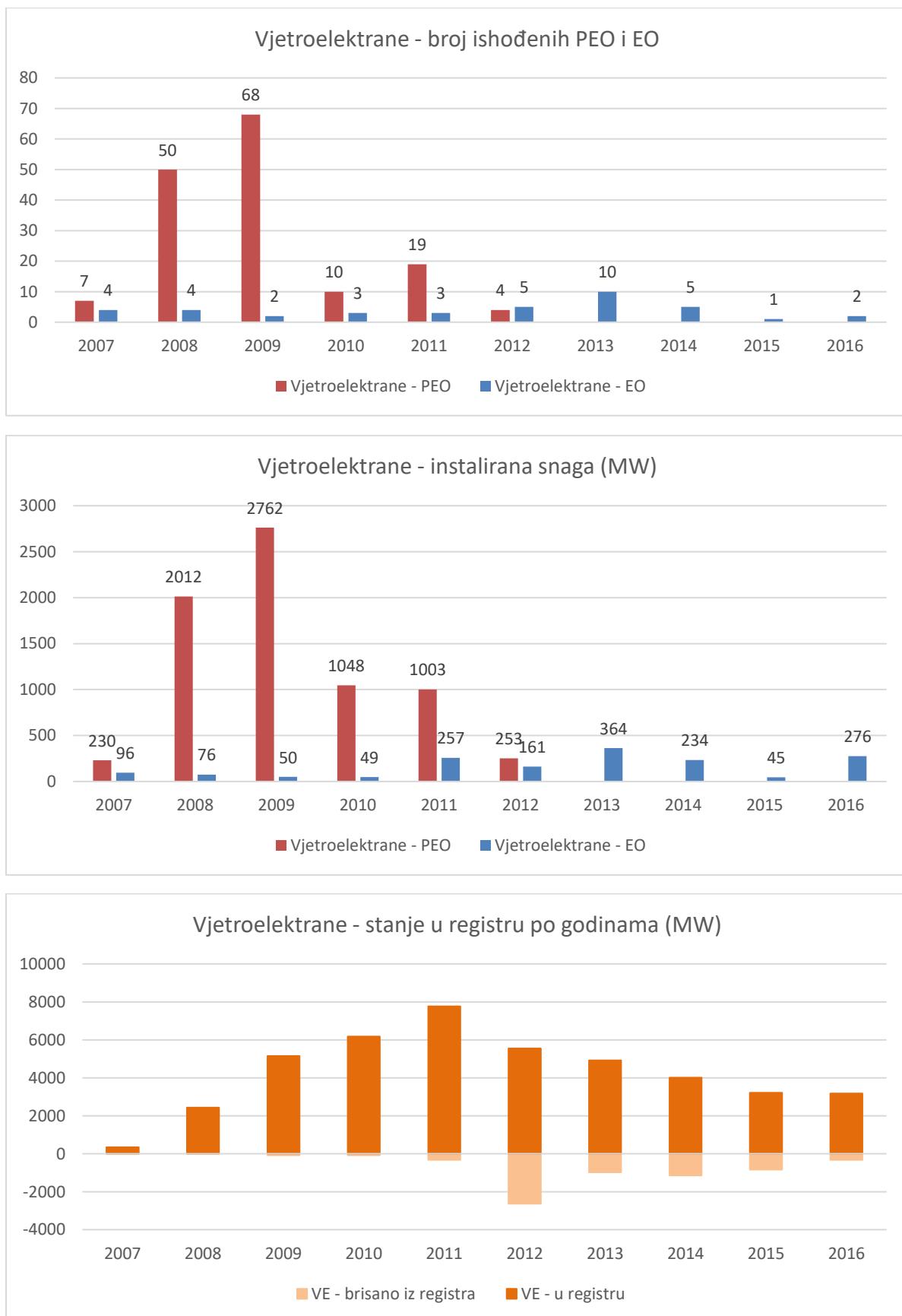
Nadalje, *Pravilnikom o korištenju obnovljivih izvora energije i kogeneracije (NN 088/2012; 9.8.2012)* ukida se ishođenje PEO-a (posebno uočljivo kod mHE), a kod jednostavnih građevina (u pravilu sunčane elektrane) ukida se i obaveza ishođenja EO.

Dodatno, *Pravilnikom o stjecanju statusa povlaštenog proizvođača električne energije (NN 88/2012: 9.8.2012)*, za jednostavne građevine određeno je da nisu obaveze steći SPP, nego je jednako važećim dokumentom definiran EES.

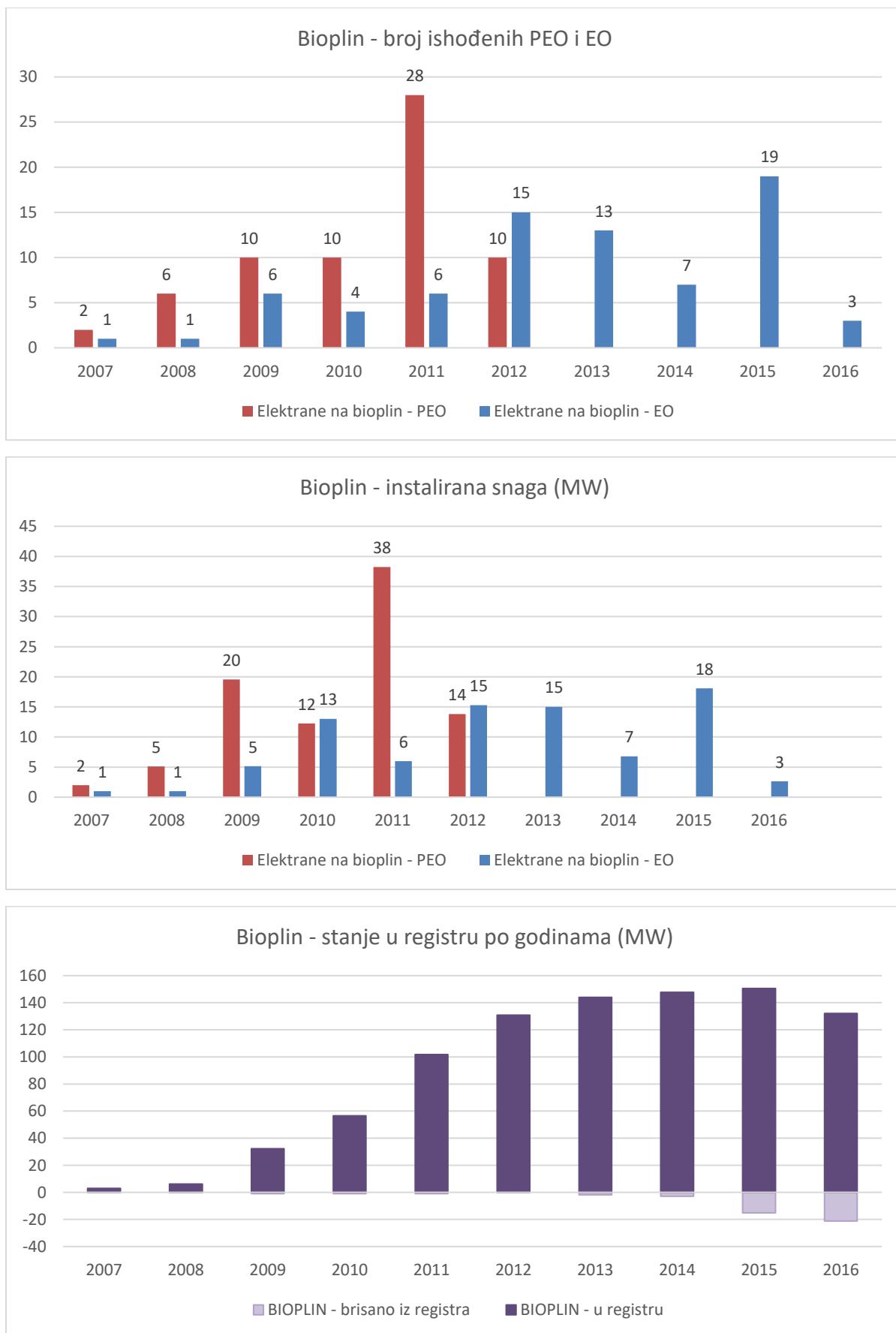
Sljedeći grafovi temelje se na podacima i Registra OIEVKPP.

---

<sup>17</sup> Energetsko odobrenje se može steći tek nakon lokacijske dozvole i preduvjet je za ishođenje dozvole za gradnju.



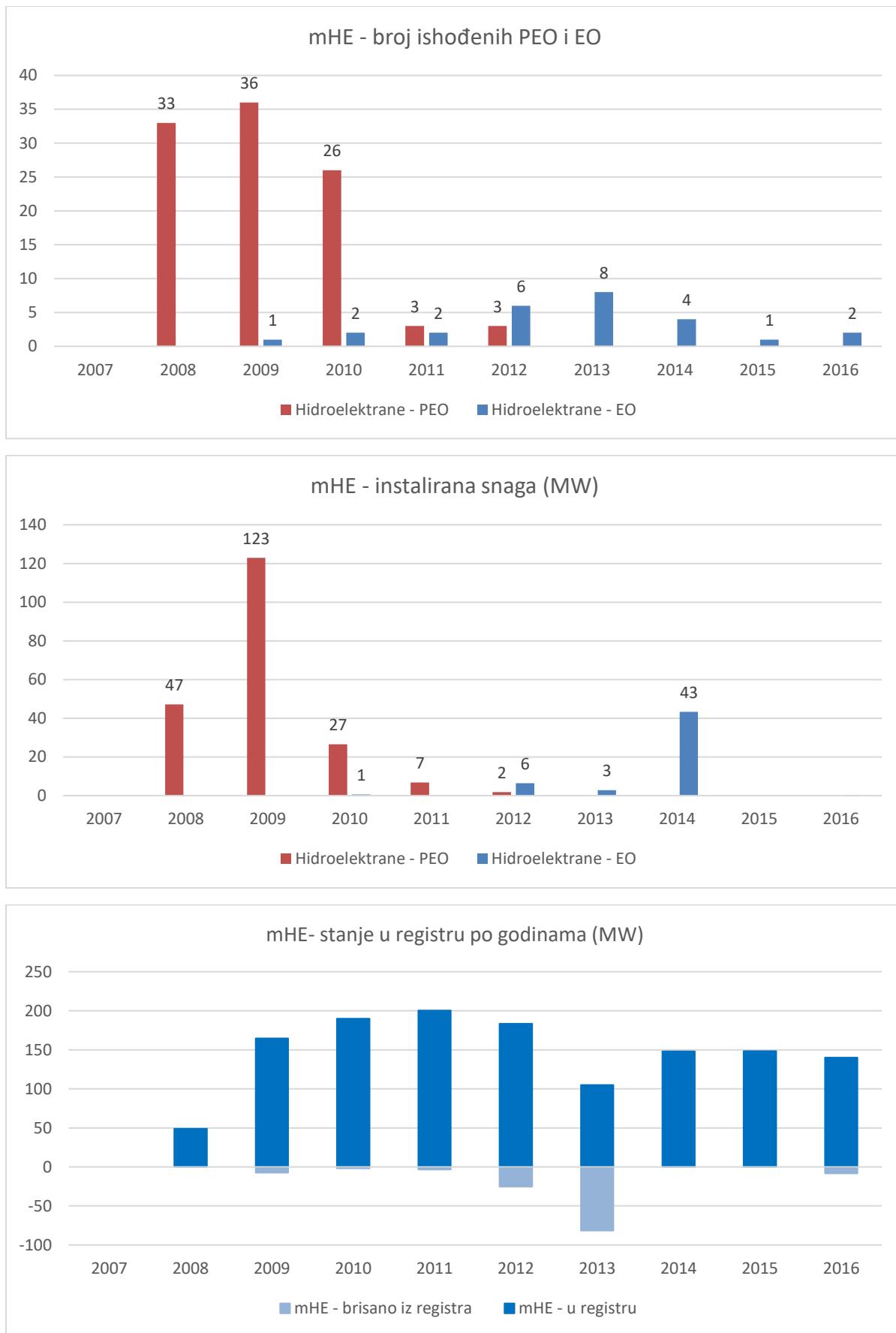
**Slika 2-12** Godišnji podaci iz Registra OIEiVKPP za vjetroelektrane



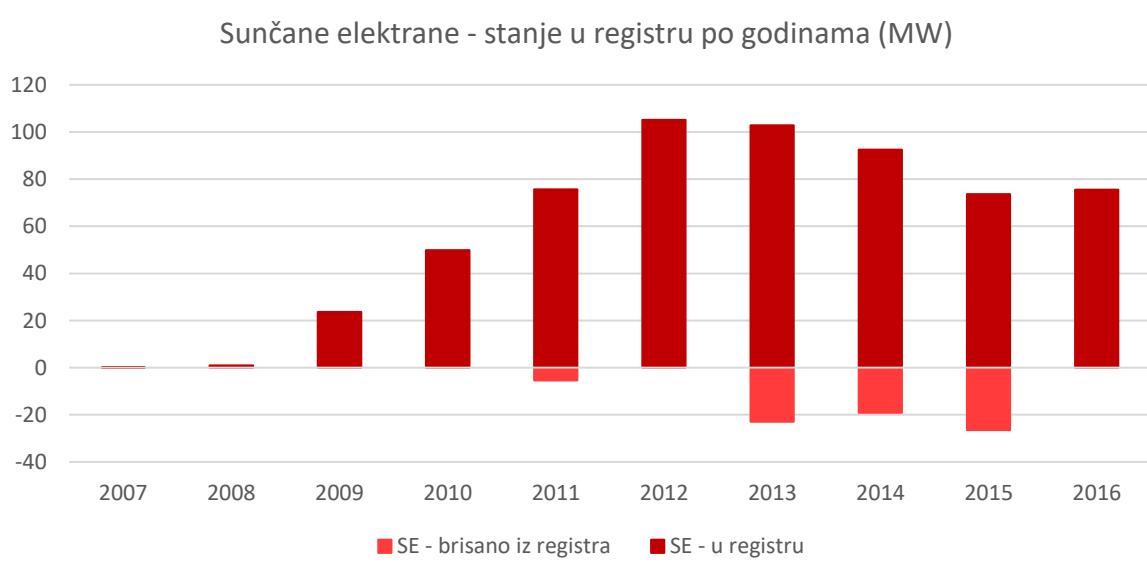
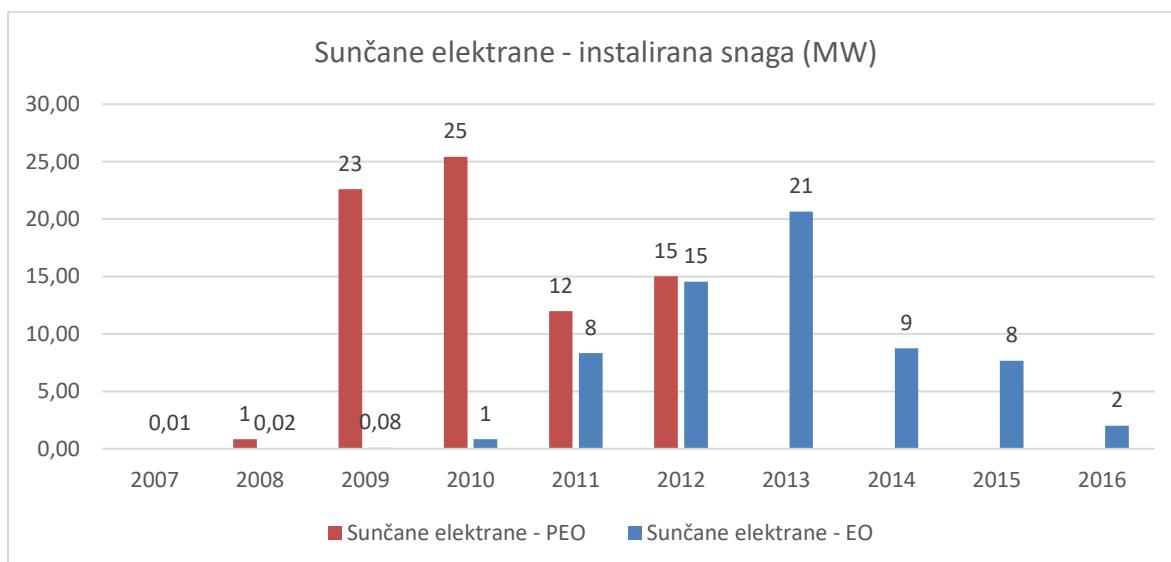
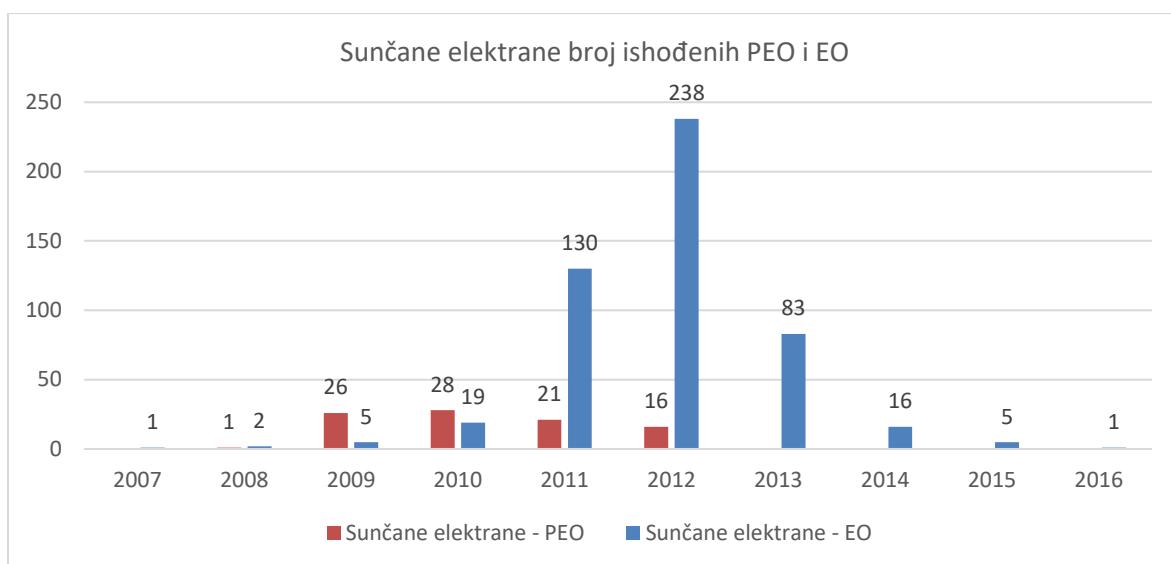
**Slika 2-13** Godišnji podaci iz Registra OIEiVKPP za elektrane na bioplant



**Slika 2-14** Godišnji podaci iz Registra OIEiVKPP za elektrane na biomasu



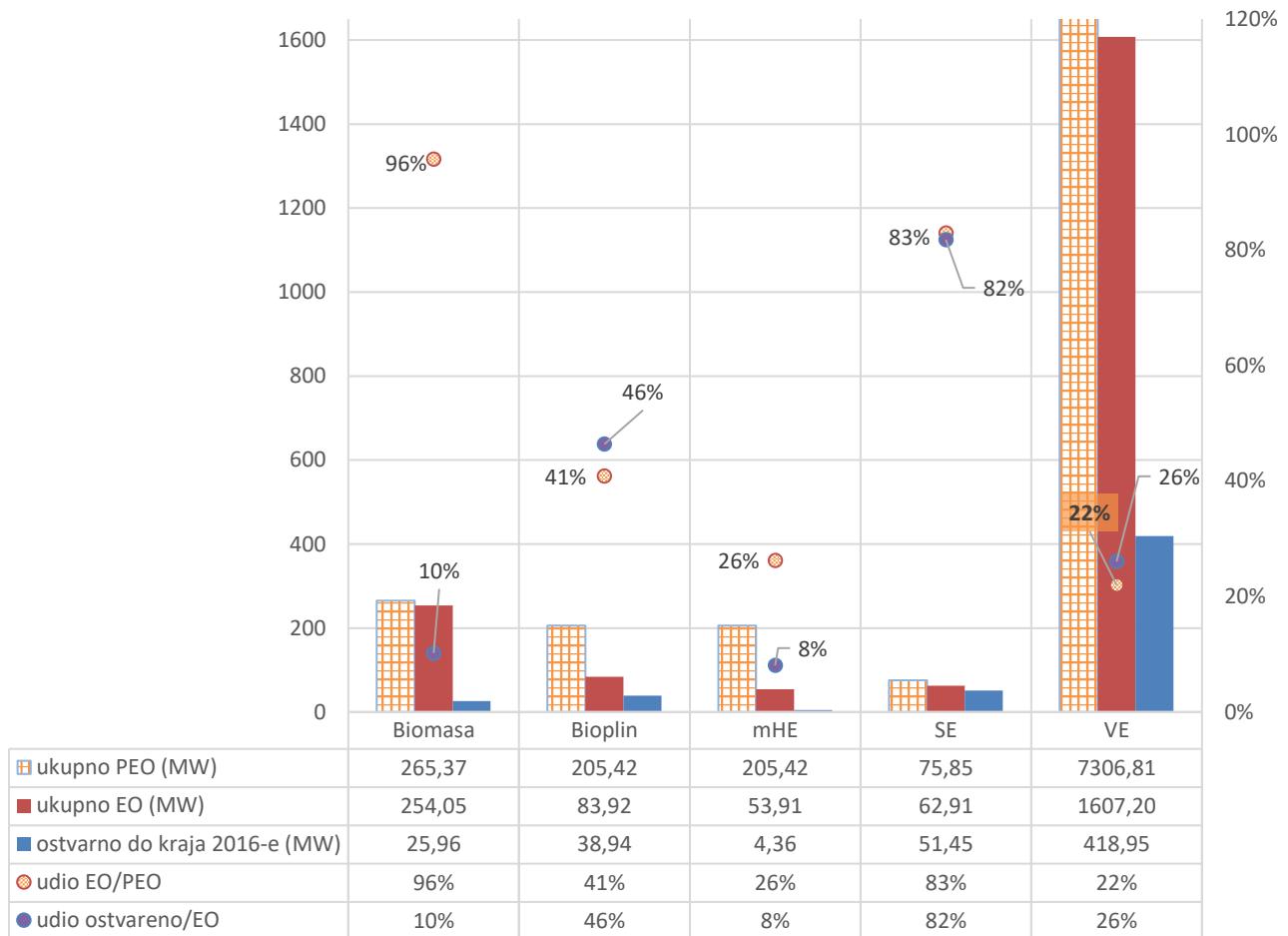
**Slika 2-15** Godišnji podaci iz Registra OIEiVKPP za male hidroelektrane



**Slika 2-16** Godišnji podaci iz Registra OIEivKPP za sunčane elektrane

Sljedeći graf načelno pokazuje statistiku realizacije projekta od ideje (PEO) preko razvoja (EO) do pogona.

Napominjemo da je od 8.9.2012. ukinut PEO, te da je za jednostavne građevine (u pravilu sunčane elektrane) ukinut i EO.



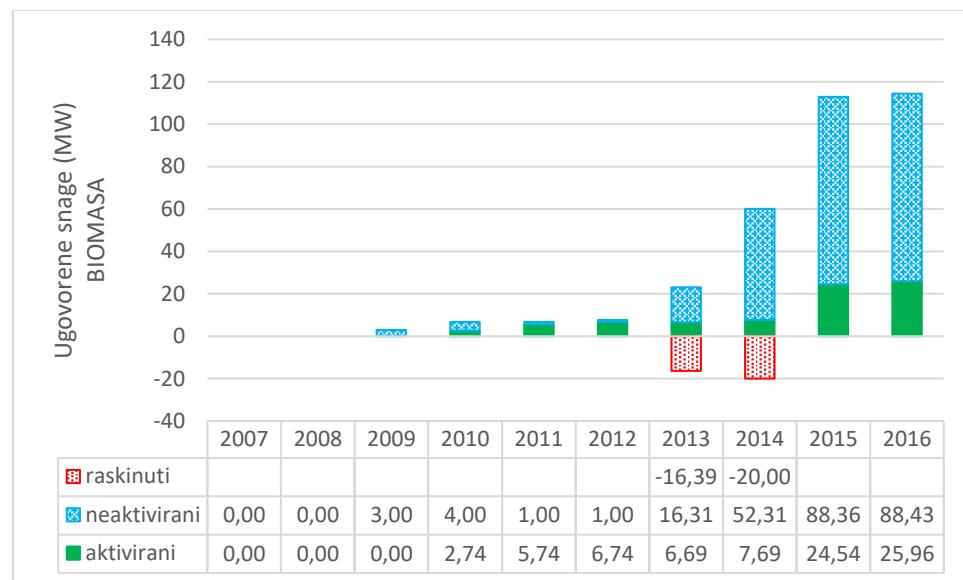
**Slika 2-17** Odnos ukupnih PEO, EO-a prema ostvarenim projektima na kraju 2016 (MW)

U grafu na slici 2-17 može se uočiti vrlo visok inicijalni interes za projekte vjetroelektrana u prvom tarifnom sustavu (7300 MW u ishodjenim PEO u prvom tarifnom sustavu), ali ujedno i slabo ostvarenje daljnog razvoja projekta (samo 22 % PEO, ili manje, napredovalo je do EO).

Vrlo visoko ostvarenje imaju sunčane elektrane (preko 80%), no treba uzeti u obzir da je nakon prvog tarifnog sustava ukinut PEO te da većina nije trebala EO.

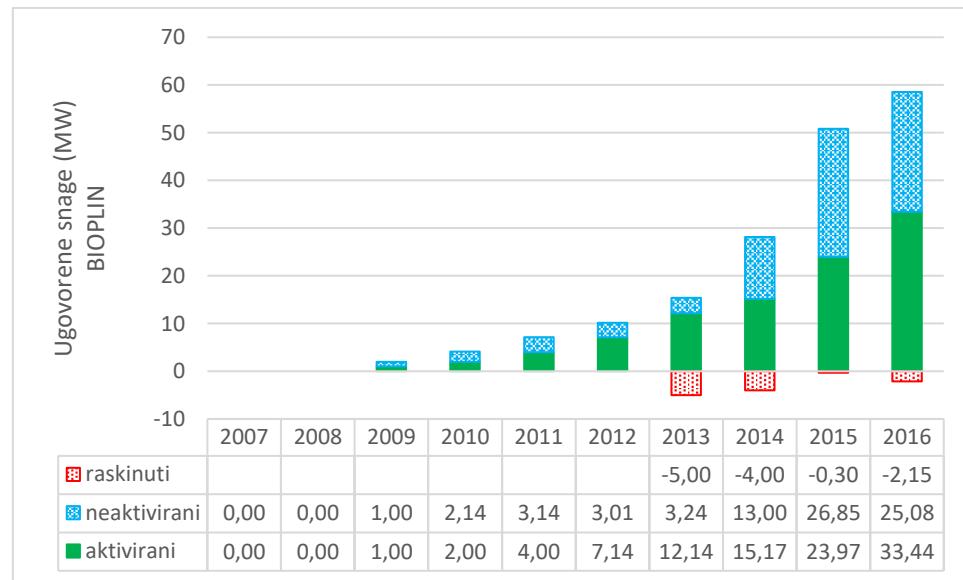
Ista ograda vezana za ukidanje PEO vrijedi i za ostale tehnologije. No, odnos ukupnih snaga projekata s EO i realiziranih projekata daje dobru indikaciju koja je vrlo niska kod projekata elektrana na biomasu i malih hidroelektrana.

Sljedeći grafovi prikazuju odnos snaga projekata u visokoj fazi razvoja (Ugovor o otkupu el. energije za koji je potrebno imati dozvolu za gradnju), ostvarenih projekata (u pogonu), te raskinutih ugovora o otkupu.



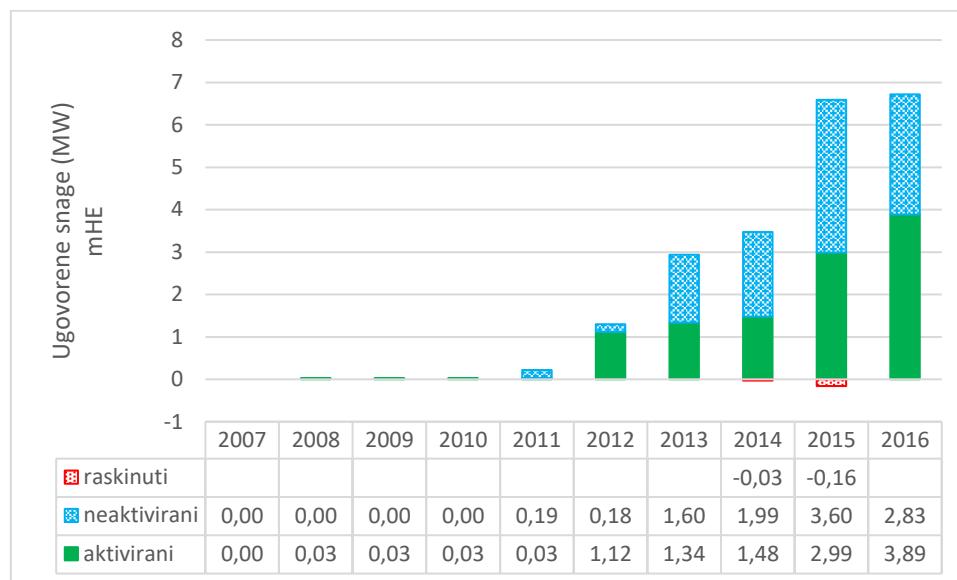
**Slika 2-18** Sklopljeni ugovori o otkupu s HROTE-om (aktivirani, neaktivirani i raskinuti) – elektrane na biomasu

Za elektrane na biomasu vidljivo je povećanje interesa do 2015. godine. Također je visok omjer broja ugovorenih i ostvarenih projekata elektrana na biomasu.



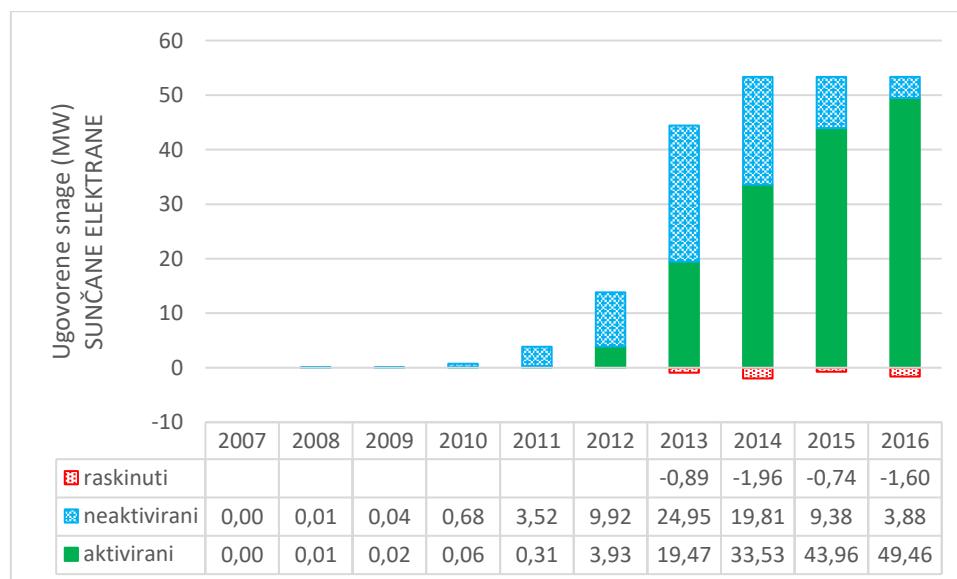
**Slika 2-19** Sklopljeni ugovori o otkupu s HROTE-om (aktivirani, neaktivirani i raskinuti) – elektrane na biopljin

Za elektrane na biopljin također se može ustanoviti povećanje interesa do 2015. godine, no bitno je manji omjer broja ugovorenih i ostvarenih projekata elektrana na biopljin u odnosu na elektrane na biomasu.



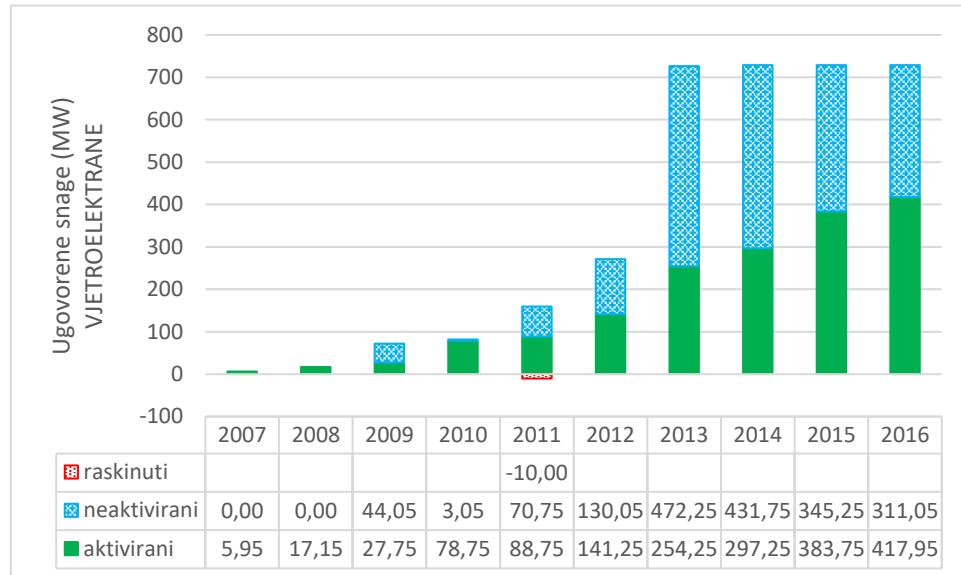
**Slika 2-20** Sklopljeni ugovori o otkupu s HROTE-om (aktivirani, neaktivirani i raskinuti) – male hidroelektrane

Interes za mHE relativno je nizak obzirom na izrazitu složenost i rizike razvoja u odnosu na potencijalnu profitabilnost ovih projekata.



**Slika 2-21** Sklopljeni ugovori o otkupu s HROTE-om (aktivirani, neaktivirani i raskinuti) – sunčane elektrane

Za sunčane elektrane evidentan je visok interes, kao i visok nivo ostvarenja projekata, prije svega uslijed specifičnog rješenja administrativne procedure po kojoj je ključni rizik bio povezan s kvotama za poticanje, no jednom nakon što bi se „upalo“ u kvotu, realizacija projekta je bila relativno jednostavna.



**Slika 2-22** Sklopljeni ugovori o otkupu s HROTE-om (aktivirani, neaktivirani i raskinuti) – vjetroelektrane

Kod vjetroelektrana je do vrhunca u ugovaranju otkupa došlo u ranijim godinama (2008-2012) te nakon toga, zbog ograničenih/ispunjениh kvota nije došlo do daljnog ugovaranja otkupa.

# Analiza vanjskih rizika razvoja OIE projekata u Republici Hrvatskoj za razdoblje 2007-2016

U prvom dijelu ovog poglavlja prikazan je pregled rizika s kojima se susreću projekti OIE u Republici Hrvatskoj. U drugom dijelu detaljnije su analizirani tzv. vanjski rizici za projekte OIE u Republici Hrvatskoj koji proizlaze iz okruženja u kojem se projekti razvijaju.

## Projektno-specifični i vanjski rizici razvoja projekata OIE

Svaki investicijski projekt, pa i onaj za korištenje OIE, zbog dugotrajnosti razvojne faze i neizvjesnosti budućih događaja, nosi u sebi rizike.

Rizik predstavlja mogućnost višestrukih i različitih ishoda koji proizlaze iz nekog djelovanja. Često se rizik identificira kao izloženost projekta na promjene otkupne cijene pa se OIE projekte ponekad tretira kao bez- ili nisko-rizične projekte s garantiranim povratom. No, iako je rizik cijene stvarno prisutan, takvo shvaćanje je usko jer rizik predstavlja vjerojatnost neželjenog ishoda, odnosno mogućnost nastupanja štetnog događaja u bilo kojoj fazi projektnog ciklusa i bilo kojoj domeni u koju zadire projekt. On podrazumijeva neizvjesnost u pogledu ishoda nekog događaja kada postoje dvije ili više oprečne mogućnosti s izravnim ili neizravnim utjecajem na uspjeh projekta. Rizike koji imaju utjecaj na proces razvoja i implementacije projekta OIE moguće je sagledati kao **projektne** rizike i kao **vanjske (eksterne)** rizike. Neki su izraženiji u fazi razvoja projekta, dok su drugi izraženiji u fazi izgradnje, odnosno pogona elektrane.

**Projektni rizici** su oni na koje projektno društvo može i nastoji utjecati kroz pripremu i razvoj projekta s implikacijama na cijeli životni ciklus projekta. Projektni rizici su specifični za svaku OIE tehnologiju iako su neke kategorije rizika slične. Rizici mogu imati različite i često paralelne forme:

- resursni rizici ili rizici sirovine, odnosno rizici koji proizlaze iz dostupnosti ili karakteristika raspoloživog resursa odnosno potrebne sirovine za pogon OIE postrojenja. Ovaj rizik spada u kategoriju ključnih rizika a u konačnici može imati implikacije na očekivane prihode ili na likvidnost projekta kroz varijabilnost u prihodima koja posljedično utječe na sposobnost podmirenja obveza.
- tehnoški rizici, odnosno rizici koji proizlaze iz primjene odabrane tehnologije. Tehnologije OIE su mahom u fazi vrlo intenzivnog i dinamičnog razvoja pa je iskustvo u primjeni kratko. Nezrelost nekih tehnologija (poput npr. rasplinjavanja biomase) može dovesti do značajnih pogonskih problema što u konačnici može dovesti do kompromitiranja projekta i značajnih gubitaka.
- tehnički rizici, odnosno rizici povezani sa sposobnošću odabrane tehnologije da ostvari planiranu proizvodnost i ostale pogonske parametre. U ovu kategoriju rizika spada i rizik raspoloživosti odnosno očekivane pogonske spremnosti kao i servisabilnosti (raspoloživosti rezervnih dijelova i pratećih usluga). Konačno, u tehničke rizike spadaju i rizici potencijalne eskalacije troškova (CAPEX, OPEX), rizici odabranog projektnog rješenja, rizici koji proizlaze iz ugovora s dobavljačima opreme i izvoditeljima, i dr.
- rizici financiranja, povezani sa sposobnošću projekta da dobije financiranje po uvjetima koji omogućavaju generiranje profita, uključujući i rizik kamatnih stopa (očekivanja kreditora i ulagača), vlastitog učešća (koliko će biti potrebno za zatvaranje finansijske konstrukcije), rizik

premije osiguranja, promjenjivosti ulaznih cijena sirovine i energenata, kao i rizik prihoda s naslova prodaje nusproizvoda ili drugih izvedenica. Konačno, u ovu kategoriju spadaju i rizici povezani s višom silom, propašću partnera u projektu ili trećih ugovornih strana prema kojima postoje potraživanja projektnog društva.

- okolišni i prostorno-planski rizici, odnosno rizici koji su povezani s lokacijskom dopustivošću i/ili utjecajem na okoliš planiranog projekta, kao i mogućnošću da zbog evidentiranih utjecaja na okoliš povrh onih procijenjenih u fazi razvoja OIE postrojenje bude izloženo ograničenju proizvodnje. U ovu kategoriju spadaju i rizici povezani s primijenjenom metodologijom procjene utjecaja na okoliš koja može izazvati sumnje ili naknadne reakcije određenih skupina, kao i eventualnu re-evaluaciju u slučaju da su na strani kreditora uključene finansijske institucije s definiranim specifičnim okolišnim zahtjevima.
- rizici javnog prihvaćanja, povezani s mogućnošću da razvoj projekta ili pogon postrojenja bude suočen s neprihvaćanjem od strane pojedinih skupina (nevladine organizacije i udruge), stručne i šire javnosti, okolnog stanovništva i sl. te stoga izložen potencijalnom neuspjehu razvoja projekta, ograničenju proizvodnje, gubitku prihoda ili reputacijskom riziku.

**Eksterni rizici** predstavljaju grupu rizika kojima je svaki projekt izložen a na koje projektno društvo svojim djelovanjem nema utjecaja. To su prije svega:

- političko-zakonodavni rizici, odnosno rizici koji su povezani sa strateškim opredjeljenjima, političkom voljom i zakonodavnim uvjetima. Unutar jednog zakonodavnog područja nije ih moguće ublažiti dodatnim ulaganjem. Rizik je povezan s mogućnošću da se uspješno završi postupak dobivanja dozvola te s retroaktivnim promjenama u zakonodavstvu koje utječu na već ishodjene dozvole i uvjete za realizaciju projekta.
- tržišni rizici, odnosno rizici promjene tarifne politike za OIE. Dugoročni ugovori na bazi FIT-a najčešće su viđeni kao dovoljna garancija za ovaj poseban rizik, no u tržišnim uvjetima poslovanja gdje prihod OIE elektrane više ovisi o uvjetima na tržištu energije ovaj rizik značajno raste.
- rizik tečajnih razlika
- rizik zemlje

Tablica dolje prikazuje strukturirani pregled osnovnih rizičnih kategorija i potkategorija za projekte OIE.

**Tablica 2-8** Pregled glavnih rizika kod razvoja projekata OIE.

Političko-zakonodavni rizici	Politička volja i rizik zemlje	Stabilnost zemlje i temeljnih ulagačkih vrijednosti
		Energetska i klimatska politika
		Međunarodne politike i sporazumi RH, posebno na EU planu
	Fiskalna politika	Porezna politika
		Državne potpore
		Naknade i ostala davanja
	Zakonodavni rizici	Administrativna procedura uključujući neodređenosti i preklapanja nadležnosti
		Trajanje postupaka
		Retroaktivnost propisa
		Efikasno sudstvo (zaštita prava)
	Rizik resursa ili sirovine	Raspoloživost resursa ili sirovine
Tehničko-tehnološki rizici	Tehnološki rizik	Zrelost tehnologije
	Tehnički rizik	Kvaliteta i sposobnost ostvarenja planiranih pogonskih parametara
		Pouzdanost tehnologije
		Dugoročna mogućnost servisiranja
		OPEX
	Projektni rizici	CAPEX
		Vremenski plan (provedivost i rokovi)
		Ugovori
		Kvaliteta projektnog rješenja
Socijalni rizici	Okolišni rizici	Utjecaj na okoliš i prirodu
		Lokalno zagađenje (zrak, voda, tlo...)
		Otpad u svim fazama

Ekonomski rizici	Prostorni rizici	Županijski i lokalni prostorni plan - uključivanje
		Kompeticija s drugim konzumentima prostora
		Ograničenja u svezi s provedbom prostorne politike
	Javno prihvaćanje	Prihvaćanje utjecaja i suživot s lokalnim stanovništvom
		Interesne skupine i udruge građana
		Raspoloživost lokalne radne snage s potrebnim vještinama
	Rizik financiranja	Trošak kapitala
		Izvori financiranja
		Potreбно уčešće u projektu
		Osiguranje
		Tečajne razlike
	Tržišni rizik	Cijena za nusproizvode ili izvedenice na strani prihoda
		Cijena za ulazne sirovine i ostale varijabilne troškove
		Rizik promjene tarifne politike i/ili uvođenja dodatnih nameta
	Ugovori	Ugovor za dobavu opreme i instalaciju, ugovor o građenju, ugovori o dobavi sirovine, ugovor o osiguranju, i dr.
		Ugovor o otkupu energije

Svrha i cilj analiza kroz ovaj projekat je izrada integralne analize sustava poticanja za OIE u Republici Hrvatskoj a time i okruženja za razvoj i realizaciju projekata koje na direktni ili indirektni način utječe na projekte. Stoga će se u nastavku detaljnije obraditi samo vanjski (eksterni) rizici na koje projektno društvo svojim razvojnim aktivnostima nema utjecaja bez obzira na motivaciju i spremnost na ulaganje a koji uključuje:

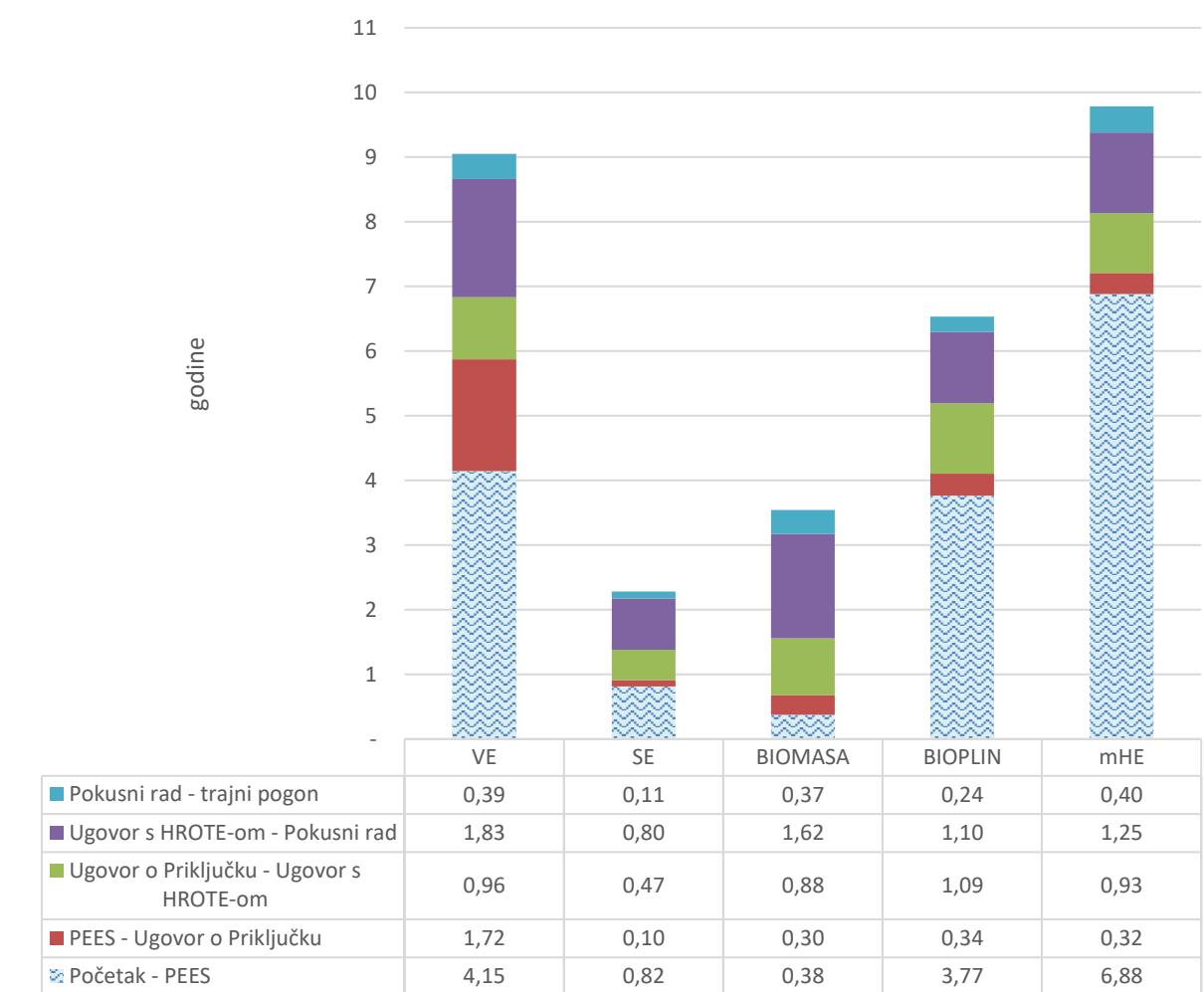
- analizu efikasnosti administrativno-zakonodavnog okruženja - trajanje razvoja projekata u Republici Hrvatskoj
- rizik promjene energetske strategije i zakonskog okruženja
- rizik zemlje (Country risk)
- rizik tečajnih razlika

Projektni rizici, specifični za pojedine OIE tehnologije, ostaju u domeni nositelja projekta. Njihovo ublažavanje je u velikoj mjeri moguće ulaganjem u kvalitetan razvoj projekata. Kao takvi, oni su predmet dubinskog snimanja pojedinih projekata u fazi preuzimanja ili pregovora o financiranju a manje predmetom sistemskih analiza koje se provode u okviru ovoga projekta te će u nastavku biti fokus samo na vanjskim rizicima kao što je gore i navedeno.

## Analiza efikasnosti administrativno-zakonodavnog okruženja – složnost i trajanje razvoja projekata u Republici Hrvatskoj

**Trajanje razvoja projekata od početka razvoja do pogona** dobiveno je na temelju podataka od HROTE-a<sup>18</sup> i podataka iz Anketa. U pravilu je iz Anketa korišten *datum početka razvoja projekta* i *datum ulaska u pokušni rad* (za TS 33/07), dok su ostali podaci uglavnom dostupni u podacima od HROTE-a.

Ukupni rezultati za pojedine tehnologije prikazani su u sljedećem grafu na slici 2-23:



**Slika 2-23** Prosječne vrijednosti trajanja dijelova procedura (u godinama)

<sup>18</sup> Vezano za datume HROTE je poslao dodatne podatke tako da se ova analiza trajanja etapi razvoja temelji na većem broju postrojenja nego ostale analize vezane za snage i proizvodnje.

**Tablica 2-9** Sumarno, trajanje ukupnog razvoja projekata pojedinih tehnologija je sljedeće (u godinama)

	početak – kraj	PEES – kraj
Vjetroelektrane	9,05	4,91
Sunčane elektrane	2,28	1,47
Biomasa	3,55	3,17
Bioplín	6,53	2,77
mHE	9,78	2,90

Iz gore prikazanih podataka i grafova uočava se vrlo dugo razdoblje između početka razvoja projekta i PEES za vjetroelektrane od oko 4 godine. Navedeno ukazuje da je prva razvojna faza, koja uključuje program mjerena, procjenu utjecaja projekta na okoliš gdje sama izrada studije utjecaja na okoliš traje oko jednu do dvije godine, dok sam postupak vrlo lako može trajati i preko 2 godine, te ishođenje prvih dozvola i suglasnosti vremenski vrlo dugotrajna, za što postoje objektivni razlozi. Stoga su projekti vjetroelektrana po prirodi ove tehnologije povezani s inicijalno nešto većim rizicima.

Još je to izrazitije kod malih hidroelektrana gdje razvojna faza traje čak oko 7 godina. U ovome slučaju ne radi se o specifičnim tehničkim ili okolišnim postupcima već prvenstveno o složenosti ishođenja dozvola. Ukoliko se u budućnosti želi potaknuti male hidroelektrane, nužna je intervencija i znatno pojednostavljenje ovog dijela administrativne procedure.

Konačno, u slučaju bioplinskih postrojenja, prosječno trajanje inicijalne faze je kao i kod vjetroelektrana oko 4 godine što se može ocijeniti izrazito dugim.

Projekti elektrana na biomasu i sunčane elektrane inicijalnu fazu prolazile su u znatno kraćem vremenu.

Trajanje zrele razvojne faze i gradnje (PEES-stupanje ugovora na snagu) je na razini od oko 3 godine za elektrane na bioplín, biomasu i male hidroelektrane što se može smatrati na gornjoj granici prihvatljivog trajanja zrele faze, imajući u vidu da ova faza uključuje detaljno projektiranje, ugovaranje opreme, ugovaranje financiranja, gradnju i puštanje u pogon. Za vjetroelektrane ova je faza još duža te iznosi oko 5 godina, što se može okarakterizirati vrlo dugim, a vjerojatno je rezultat politike kvota za priključenje, odnosno rješavanja problematike ulaska u kvote za priključenje. Sama gradnja i puštanje u pogon vjetroelektrana (do stupanja ugovora o otkupu na snagu) u pravilu traje 1-1,5 godina.

Treba istaći da su gore navedeni rezultati povezani s nesigurnostima uslijed relativno malog uzorka za koje su bili raspoloživi podaci. Radi boljeg dojma o reprezentativnosti trajanja pojedinih faza u sljedećim tablicama prikazan je broj uzoraka za pojedine dionice razvoja projekta, odnosno pripadajuće parove datuma početka i kraja.

**Tablica 2-10** Broj parova podataka za analizu trajanja projektnih etapa - vjetroelektrane

VE - Broj projekata	29									
	Datum početka razvoja	Datum PEES-a		Datum Ugovora o priključenju		Datum sklapanja Ugovora o otpisu		Datum početka pokusnog rada		Datum aktivacije Ugovora o otpisu
Broj pojedinačnih podataka		7	10	13	29	29	27	27	10	10
Broj ispravnih parova		7		9		25		10		9

**Tablica 2-11** Broj parova podataka za analizu trajanja projektnih etapa – sunčane elektrane

SE - Broj projekata	1231									
	Datum početka razvoja	Datum PEES-a		Datum Ugovora o priključenju		Datum sklapanja Ugovora o otpisu		Datum početka pokusnog rada		Datum aktivacije Ugovora o otpisu
Broj pojedinačnih podataka		253	1086	1086	1202	1202	1231	1231	1093	1093
Broj ispravnih parova		181		1045		1197		1089		1092

**Tablica 2-12** Broj parova podataka za analizu trajanja projektnih etapa –elektrane na biomasu

Biomasa - Broj projekata	59									
	Datum početka razvoja	Datum PEES-a		Datum Ugovora o priključenju		Datum sklapanja Ugovora o otpisu		Datum početka pokusnog rada		Datum aktivacije ugovora o otpisu
Broj pojedinačnih podataka		3	55	55	59	59	59	59	14	14
Broj ispravnih parova		1		50		59		14		14

**Tablica 2-13** Broj parova podataka za analizu trajanja projektnih etapa –elektrane na biopljin

Biopljin - Broj projekata	52										
	Datum početka razvoja	Datum PEES-a		Datum Ugovora o priključenju		Datum sklapanja Ugovora o ot-kupu		Datum početka pokusnog rada		Datum aktivacije Ugovora o ot-kupu	
Broj pojedinačnih podataka		7	43	43	52	52	52	52	25	25	33
Broj ispravnih parova		6		38		52		22		25	

**Tablica 2-14** Broj parova podataka za analizu trajanja projektnih etapa – male hidroelektrane

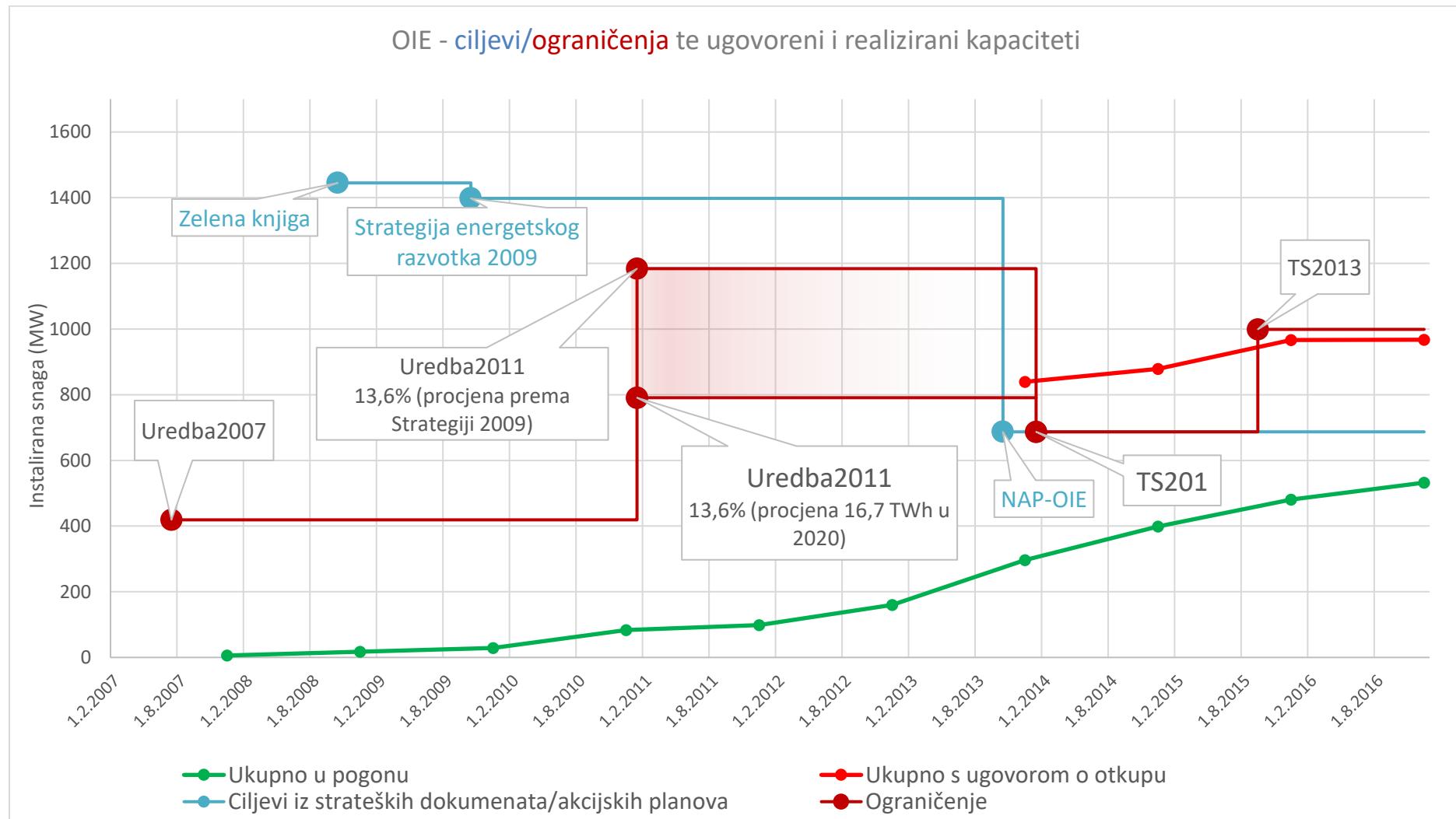
mHE - Broj projekata	17										
	Datum početka razvoja	Datum PEES-a		Datum Ugovora o priključenju		Datum sklapanja Ugovora o ot-kupu		Datum početka pokusnog rada		Datum aktivacije Ugovora o ot-kupu	
Broj pojedinačnih podataka		1	13	13	17	17	16	16	10	10	13
Broj ispravnih parova		1		12		16		9		10	

## Rizik promjene energetske strategije (politički rizik) i zakonskog okruženja

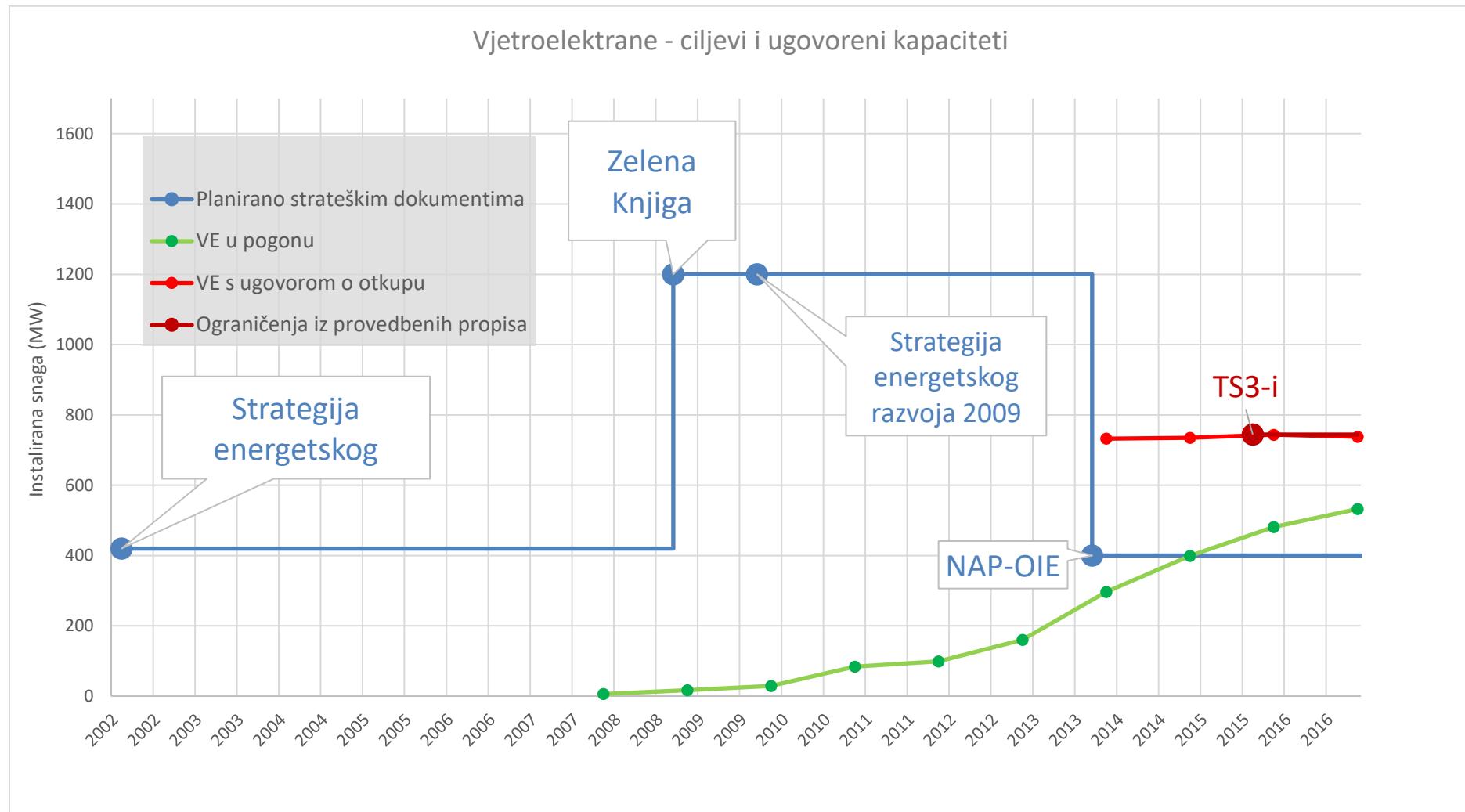
Od 2001. godine kada se Zakonom o energiji, Zakonom o tržištu električne energije te Strategijom energetskog razvijaju razvoj OIE, potrebni propisi doneseni su tek 2007. godine. U ukupnom razdoblju dogodile su se mnoge promjene kako u propisima za OIE, tako i u strateškim ciljevima i ograničenjima ukupne snage koja će se poticati.

Vezano za ukupne kapacitete OIE (slika 2-24) visoki ciljevi su postavljeni Zelenom Knjigom (1445 MW) u listopadu 2008 i Strategijom (1400 MW), no od početka 2011. minimalni udio ograničava ukupni kapacitet poticanih OIE postrojenja, a u listopadu 2013.g. NAP-OIE spušta ciljeve na 977 MW (rasподijeljeno po tehnologijama). Zadnjom izmjenom i dopunom trećeg tarifnog sustava ukupno ograničenje dodatno se spušta na 969 MW, no uz bitno drugačiji raspored snaga po tehnologijama.

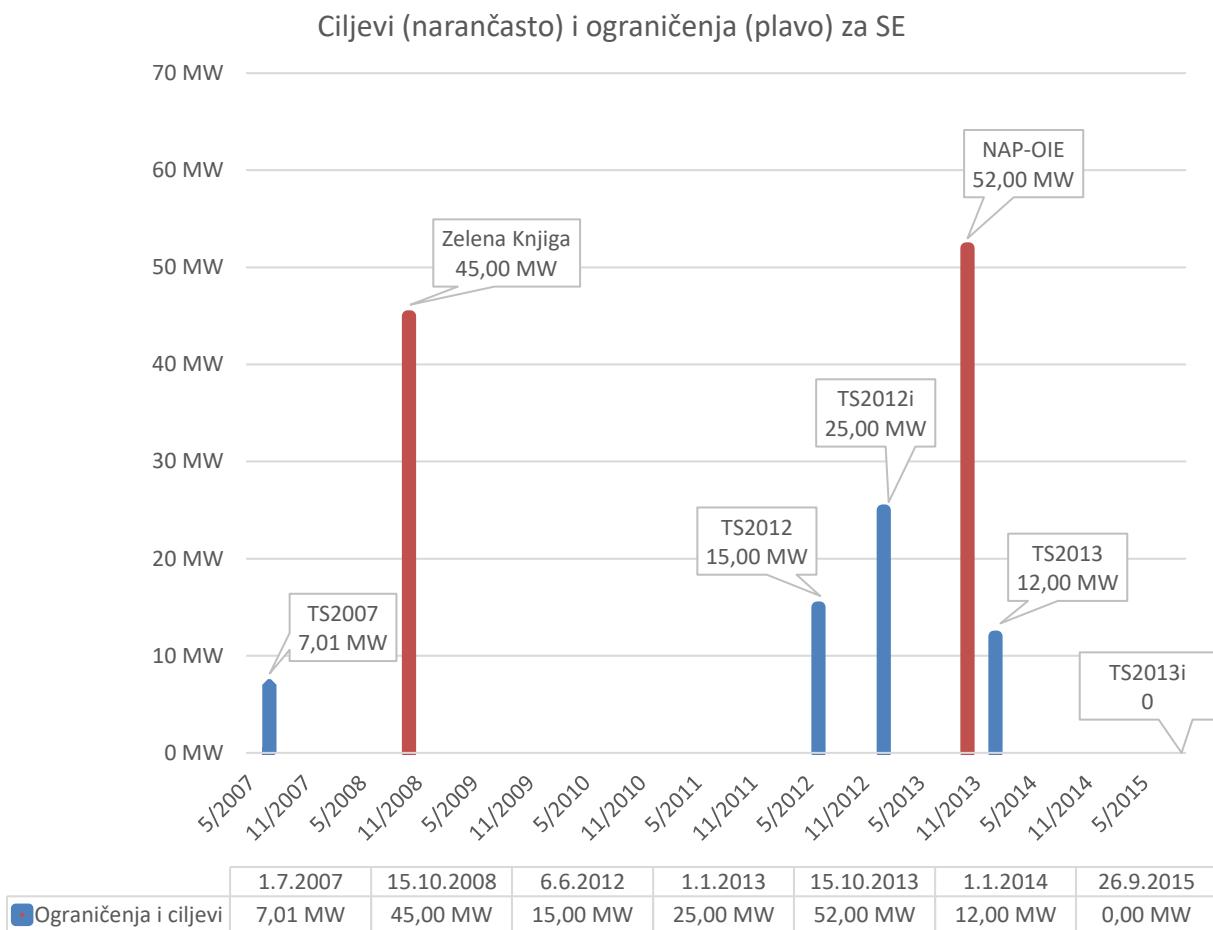
Usporedno su prikazani ciljevi i ograničenja za vjetroelektrane, slika 2-25, koji su se kretali u trostrukom rasponu od 400 MW do 1200 MW. Zanimljivo je uočiti da od kraja siječnja 2011.g. kapacitet za vjetroelektrane (1200 MW) nadilazi minimalni udio OIE za oko 200 MW. U 2013 godini NAP-OIE je uveo bitne razlike prvenstveno što se tiče udjela vjetroelektrana koji je pao s 1200 MW (ili cca 80% od minimalnog udjela – 800 MW) na 400 MW. Zadnjom izmjenom i promjenom tarifnog sustava iz 2013.g. određena je kvota za vjetroelektrane od 744 MW.



**Slika 2-24** Ciljevi iz strateških dokumenata, realizirani i ukupno ugovoreni kapaciteti s HROTE-om – svi OIE projekti (*ostvareni i s ugovorom*)



**Slika 2-25** Ciljevi iz strateških dokumenata i ukupno ugovoreni kapaciteti s HROTE-om (*svi i aktivirani*) - vjetroelektrane



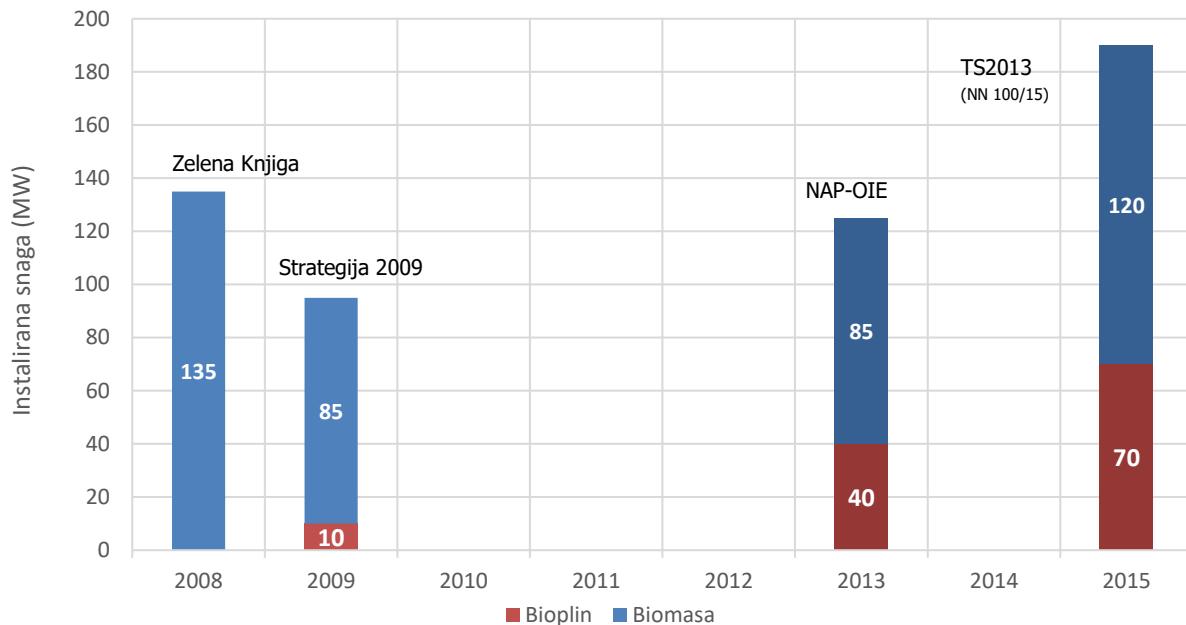
**Slika 2-26** Ciljevi iz strateških dokumenata i pojedinačna ograničenja po tarifnim sustavima za sunčane elektrane

U prvom tarifnom sustavu ograničenje za sklapanje ugovora o otkupu sa sunčanim elektranama bilo je ograničeno na sljedeći način:

„Operator tržišta sklapa ugovore o otkupu električne energije s povlaštenim proizvođačem električne energije iz postrojenja koja koriste sunčevu energiju **sve dok ukupno instalirana snaga svih postrojenja ovoga tipa, za koje je ishodeno rješenje o stjecanju statusu povlaštenog proizvođača električne energije, u Republici Hrvatskoj ne dosegne 1 MW.**“

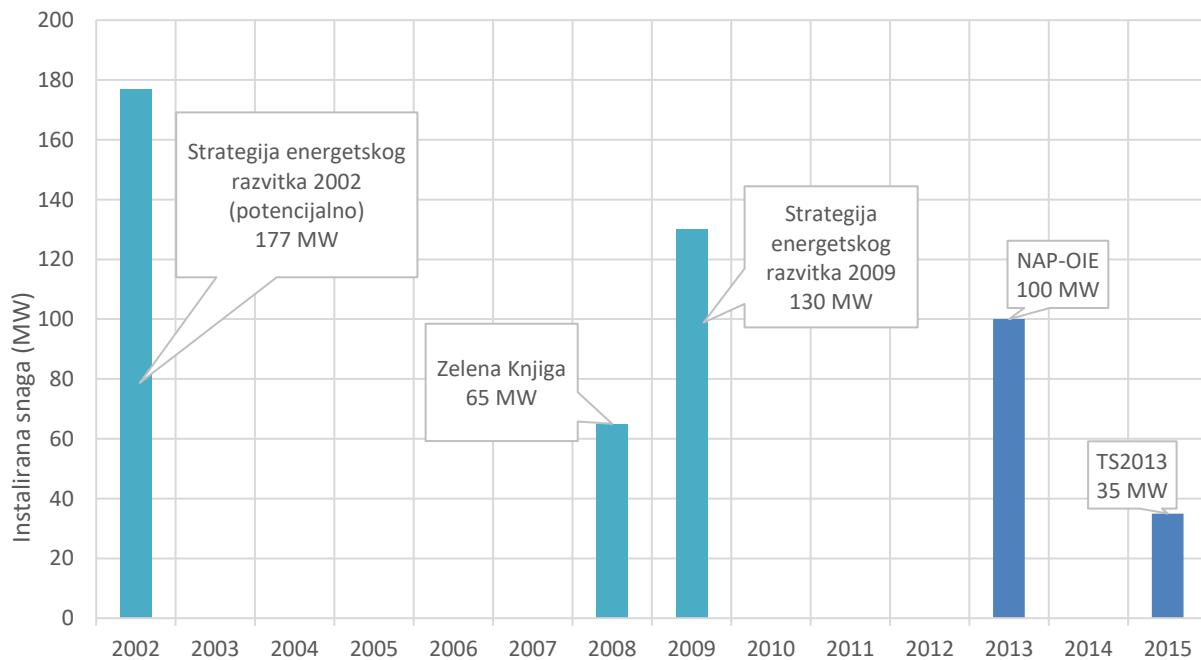
Drugim riječima, definiran je rok do trenutka kada je ukupno 1 MW sunčanih elektrana stekao rješenje o stjecanju statusa povlaštenog proizvođača. U tom roku nije bila ograničena snaga za ostale sunčane elektrane koje su stekle prethodni status povlaštenog proizvođača i sklopile ugovor o otkupu električne energije s HROTE-om.

Sva ograničenja u tarifnim sustavima odnose se isključivo na taj tarifni sustav (1 MW za TS2007, 15 MW za 2012 godinu u TS2012, 25 MW za 2013 godinu u TS2012-izmjene i 12 MW u TS2013).



**Slika 2-27** Ciljevi iz strateških dokumenata za elektrane na biomasu i biopljin

Za projekte biomase ciljevi i ograničenja su usklađeni, posebice kad se uzme u obzir da pojam biomasa često obuhvaća različite tipove biomase. Za razliku od biomase ograničenja (NAP-OIE i zadnja izmjena i dopuna TS2013) kod bioplina bitno nadmašuju ciljeve iz Strategije energetskog razvoja iz 2009.



**Slika 2-28** Ciljevi iz strateških dokumenata za elektrane na male hidroelektrane

Kod malih hidroelektrana ograničenje postavljeno NAP-OIE-om (100 MW), na koji se referira treći tarifni sustav, blizu je prosjeku ciljeva navedenih za mHE u Zelenoj Knjizi i Strategiji energetskog razvoja RH

iz 2009. No, u konačnoj kvoti definiranoj krajem rujna 2015 (TS2013, zadnja izmjena i promjena) za mHE je rezervirano 35 MW.

## Rizik zemlje (Country risk)

S investicijskog aspekta, rizici se najčešće klasificiraju u dvije osnovne skupine: opće i poslovne rizike. Dok su poslovni rizici generirani unutar poslovnog subjekta, odnosno njegovim poslovanjem, opći ili tzv. sistemski rizici generirani su izvan poslovnog subjekta čime su eksterni te na njihovu učestalost i intenzitet poslovni subjekti nemaju izravan utjecaj. Jedan od najznačajnijih sistemskih rizika jest rizik zemlje.

Rizik zemlje je skup rizika povezanih s ulaganjem na tržištu pojedine države. Ti rizici uključuju politički rizik, tečajni rizik, gospodarski rizik, rizik suverenosti odnosno snage države i njenih institucija te rizik prijenosa ili transfera kapitala, što je rizik da privatni kapital bude zamrznut vladinim akcijama. Premija za rizik zemlje je parametar koji se koristi za stvaranje uvida u dodatni rizik ulaganja u projekte u određenoj zemlji. Vrijednost premije za rizik zemlje ukazuje na makroekonomske čimbenike kao što su politička nestabilnost, nestabilnost tečajeva, neizgrađenost institucija i ekonomskih previranja. Općenito, premija rizika zemlje veća je za zemlje u razvoju nego u razvijenim zemljama.

Rizik zemlje posebno je bitan za zemlje/tržišta u razvoju odnosno tranzicijske zemlje koje u velikoj mjeri ovise o izravnim inozemnim ulaganjima. Pri tome, rizik zemlje izravno utječe na očekivane povrate investitora koji u zemljama s višim rizikom traže više povrate kao kompenzaciju za veću premiju rizika, čime se transakcijski troškovi investicijskih projekta, komparativno, povećavaju u zemljama s višim rizikom zemlje u odnosu na stabilna i razvijena tržišta.

Rizik zemlje, s investicijskog aspekta, izravno utječe na dvije izrazito bitne komponente: trošak duga (kamatnu stopu na kredite) i trošak (vlasničkog) kapitala (equity), pri čemu vrijednosti obje komponente rastu ako je rizik zemlje veći. Najveći problem sistemskog rizika zemlje leži u činjenici da se taj rizik, za razliku od nekih drugih sistemskih rizika odnosno njegovih komponenti (npr. Rizik deviznog tečaja) može kompenzirati sredstvima osiguranja (hedgingom) tek djelomično. Upravo zbog ove karakteristike taj rizik se ugrađuje u očekivanja finansijskih institucija i investitora čime se trošak implementacije projekta značajno povećava.

Obzirom na svoj kreditni rejting (koji je derivat, a time i proxy za, rizik zemlje) Hrvatska spada u zemlje nižeg kreditnog rejtinga (dapače, u razdoblju 2012. – 2016. investicijske ocjene „smeće“) odnosno višeg rizika. Komparativno, među zemljama EU u okruženju, Hrvatska ima daleko viši rizik (npr. gotovo dvostruko veći od Slovačke). Ova činjenica imala je i još uvijek ima izravne implikacije i na investicijske projekte OIE i to, kako je već navedeno, dvojako: kroz višu premiju rizika uključenu u trošak (vlasničkog) kapitala i više očekivane povrate privatnih investitora, te više kamatne stope na kredite. Obje komponente izravno utječu na viši ponderirani prosječni trošak kapitala (WACC-a) kao mjeru ukupnog prosječnog troška financiranja projekata OIE. Obzirom na recentne trendove zabilježene na finansijskom tržištu RH (pad kamatnih stopa), poboljšanje kreditnog rejtinga (Fitch Ratings: BB+, Moody's: Ba2, Standard & Poor's: BB+) sa stabilnim izgledima, poboljšanje makroekonomskih pokazatelja (pozitivan gospodarski rast, fiskalnu konsolidaciju, smanjenje vanjskog duga i smanjenje deficit-a) kratkoročno se može očekivati neznatno smanjenje negativnog utjecaja rizika zemlje, a time i WACC-a, u svim sektorima gospodarstva, pa tako i OIE. Međutim kao činjenica ostaju još uvijek prisutni volatilni faktori rizika zemlje i rizika sektora (OIE) koji će u srednjoročnom razdoblju imati značajan utjecaj na ukupan transakcijski trošak sustava OIE pri čemu će predznak ovisiti o smjeru trendova glavnih komponenti sistemskih rizika.

Detaljnije se ova problematika u kontekstu ponderiranog prosječnog troška kapitala projekata OIE diskutira u poglavljju 4 ove Studije.

## Rizik tečajnih razlika

Tečajni rizik (*engl. Exchange Rate Risk*), neizvjesnost vrijednosti domaće valute u odnosu na vrijednost strane valute zbog promjene deviznog tečaja.

Devizni tečaj se formira pod utjecajem ponude i potražnje na tržištu, te se definira u onoj točki gdje se potražnja i ponuda stranih sredstava plaćanja nalaze u ravnoteži. Devizni tečaj raste kada se poveća ponuda ili smanji potražnja stranih sredstava plaćanja, a opada u suprotnom slučaju. Postupak povećanja vrijednosti domaće valute u odnosu stranu naziva se aprecijacija, dok se postupak smanjena vrijednosti domaće valute u odnosu na stranu naziva deprecijacija. Oba pojma su reakcije koje se događaju specifično na deviznom tržištu. Deprecijacija stimulira povećanje izvoza, jer radi smanjena vrijednosti domaće valute više dobara se izvozi zbog povoljnije cijene. Aprecijacija, s druge strane, povećava cijenu izvoznih dobara što smanjuje izvoz, ali isto tako omogućuje povoljniju kupovinu stranih proizvoda što stimulira uvoz.

Pod utjecajem brojnih ekonomsko-političkih činilaca i neprestanih promjena ponude i potražnje za devizama, devizni tečaj podložan je učestalim fluktuacijama, koje dovode do odstupanja stvarne vrijednosti jedne (ugovorene) valute i druge valute, tj. one u kojoj se mora izvršiti plaćanje.

Budući da promjena tečaja može realno smanjiti ili uvećati odnos vrijednosti dviju valuta, a time i iznos ugovorene veličine obveza ili potraživanja (npr. iznosa otplate kredita, isplate osigurane svote i premije kod životnog osiguranja i sl.), prilikom zaključivanja ugovora o isplati osiguranja, kredita ili drugih oblika plaćanja, ugovorne strane često dogovaraju i valutnu klauzulu kojom se zaštićuju od tečajnog rizika; one time de facto fiksiraju odnos vrijednosti dviju valuta.

U svojoj suštini, tečajni rizik predstavlja neizvjesnost vrijednosti domaće valute u odnosu na vrijednost strane valute radi promjene deviznog tečaja. Pod utjecajem raznih ekonomsko i političkih činilaca te neprestanih promjena potražnje i ponude za devizama, devizni tečaj podložan je učestalim fluktuacijama koje potom dovode do odstupanja stvarne vrijednosti jedne (ugovorene) valute i druge valute (u kojoj se vrši isplaćivanje). To predstavlja visok rizik jer promjena tečaja na taj način može realno smanjiti ili uvećati odnos vrijednosti dviju valuta, a samim time i iznos ugovorene veličine obveza ili potraživanja (npr. iznosa otplate kredita). Upravo zbog toga je učestala navika da prilikom zaključivanja ugovora o isplati osiguranja, kredita ili drugih oblika plaćanja, ugovorne strane dogovaraju i valutnu klauzulu kako bi se zaštitili od tečajnog rizika. Pri tom se vrlo često tečajni rizik prebacuje s banke na klijenta.

Obzirom na gore elaborirane karakteristike rizika promjene deviznog tečaja razvidno je, a praksa to pokazuje, da navedeni rizik ima značajan utjecaj na projekte OIE u RH. Naime, obzirom na činjenicu postojanja dispariteta valuta u kojima su denominirani prihodi (HRK) povlaštenih proizvođača te troškovi opreme (većina iz uvoza i denominirana u EUR) te kreditnih obveza (najčešće s valutnom klauzulom u EUR) investitori u projekte OIE u RH izloženi su riziku promjene deviznog tečaja zbog kojeg nastaju tečajne razlike koje treba pokriti (npr. Disparitet tečaja HRK:EUR od trenutka potpisa ugovora o dobavi opreme i podmirenja nastale obveze) i valutnog dispariteta prihoda i obveza po kreditima iz kojih također nastaju tečajne razlike. Naravno, obzirom na specifičnost hrvatskom monetarnog sustava i gospodarstva u cjelini ovaj rizik nije ekskluzivan samo uza sektor OIE već gospodarstvo u cjelini, no to ne umanjuje činjenicu da zbog prisutnosti ovog rizika nastaju dodatni (transakcijski i operativni) troškovi pri implementaciji i upravljanju projektima OIE. Na tržištu postoje razrađeni i primjenjivi mehanizmi i financijski proizvodi zaštite (*eng. hedging*) od ovog rizika (paleta proizvoda koje nude riznice banaka i ostalih financijskih i osiguravajućih institucija) ali svi oni imaju svoju cijenu i, kako je navedeno, povećavaju transakcijski i operativni trošak implementacije projekata OIE.

## Zaključak

Početkom promatranog razdoblja (2007-2016.) tehnologije za korištenje OIE su na europskom pa tako i hrvatskom planu bile u fazi tehnološkog sazrijevanja, tržišno nekonkurentne, s vrlo ograničenim iskuštvom pogona. Međutim, zbog izdašnog a neiskorištenog resursa, kao i potencijalnog doprinosa europskoj energetskoj sigurnosti opskrbe i diversifikaciji energetskih izvora, zbog pozitivnog doprinosa zaštiti klime i okoliša te lokalnog zapošljavanja, OIE su kroz zajedničko dogovaranje na EU razini i usvajanje posebnih direktiva dobitile priliku ubrzanog razvoja i rasta. Ključni preduvjet njihova razvoja u takovoj situaciji bila je stabilna politička podrška i uvođenje poticajnih mjera.

Republika Hrvatska uvela je sustav poticanja za proizvodnju električne energije iz OIE 2007.g. donošnjem provedbenih podzakonskih akata. Odabrani sustav poticanja bio je sustav zajamčenih tarifa (FIT) što je bio najčešći izbor zemalja EU u početnoj fazi poticanja OIE. Analiza politika i implementacijskih mjera pokazala je sljedeće:

- Iako su ciljevi politike korištenja OIE bili definirani na početku promatranog razdoblja, strateški ciljevi su višekratno mijenjani tijekom promatranog razdoblja. Ciljevi postavljeni 2009.g. trebali su omogućiti RH da ispuni svoje međunarodne obveze po Direktivi 2009/28/EZ od 20% udjela OIE u ukupnoj konačnoj potrošnji energije. No, manji porast ukupne potrošnje električne energije od predviđenog inicirao je korekciju ciljeva a time i poticanih količina energije iz pojedinih izvora. Promjene u odnosu na inicijalno postavljene strateške ciljeve su bile pozitivne za biomasu, biopljin i sunčevu energiju a negativne za vjetar i male hidroelektrane.

Strateški ciljevi definiraju veličinu tržišta a time i ulagački okvir pa **promjenjivost ciljeva s investicijskog stanovišta predstavlja povećan rizik stabilnosti političke podrške razvoju obnovljivih izvora.**

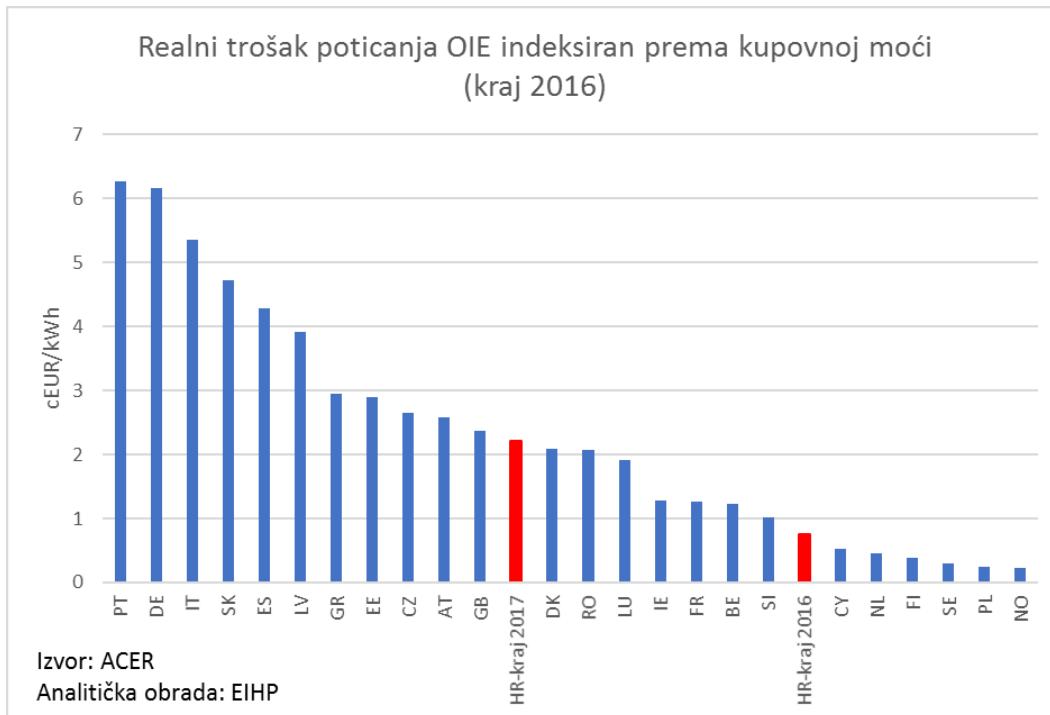
- Promjene strateških ciljeva nisu bile usklađene s realnim stanjem ugovorenih količina obnovljive energije, koje su rezultat provedbe implementacijskih mjera (propisa kojima se regulirala problematika OIE), pa je naknadnim izmjenama bilo potrebno poravnati ove neusklađenosti. Ovakva nekohherentnost strateških dokumenata i implementacijskih akata sugerira da **promjene nisu bile valjano tehnički i stručno utemeljene.**
- **Veliki broj izmjena implementacijskih akata** u drugom dijelu promatranog razdoblja (2012-2016.) značajno je usložio administrativnu proceduru te ju učinio manje prohodnom. Ukučna prolaznost mjerena brojem realiziranih projekata u odnosu na one koji su započeli projekte (ishodili PEO) iznosi od 2% za male hidroelektrane (realizirani projekti u odnosu na one koji su ishodili PEO), 6% za vjetroelektrane, 10% za elektrane na biomasu, 19% za elektrane na biopljin pa do 68% za sunčane elektrane koje imaju bolju prolaznost zbog specifičnosti procedure. To općenito predstavlja vrlo nisku razinu prolaznosti, posebno za tehnologije malih hidroelektrana. Niske razine prolaznosti impliciraju nisku efikasnost odnosno **visoki rizik prolaska administrativne procedure** ali i pokazuju da je konkurenčija projekata za ulazak u poticane kvote u svim OIE tehnologijama bila velika (minimalno dva puta veći interes od definiranih ciljeva). Percepcija visokog rizika prolaska administrativne procedure stvara nepovoljno okruženje, povećava očekivanja investitora te u konačnici povećava ukupno potrebna sredstva za poticanje OIE.
- Provedena analiza pokazala je da je sustav zajamčenih tarifa generirao višestruko veći interes za projekte OIE od strateških ciljeva ili međunarodnih obveza Republike Hrvatske, što se generalno

može ocijeniti pozitivnim kao pozitivan doprinos općoj poduzetničkoj klimi. Činjenica golemog interesa, međutim, u promatranom razdoblju nije imala za posljedicu **razvoj i pravovremenu dogradnju sustava poticanja za nove projekte** u smjeru troškovne učinkovitosti i u konačnici ušteda u sustavu poticanja.

- Provedena analiza pokazala je da se sustav zajamčenih tarifa pokazao **efikasnim u poticanju razvoja i izgradnje OIE postrojenja**, odnosno u konačnici i ispunjenju ciljeva. Analiza je, međutim, pokazala da je za ostvarenje sličnih učinaka izgradnje OIE u većini zemalja koje su usvojile neku varijantu sustava zajamčenih tarifa **specifični trošak poticanja, iskazan kroz povećanje cijene energije za krajnjeg kupca, veći u odnosu na alternativne** (količinske ili kvota sustave, poput sustava utrživih zelenih certifikata) ili sustave s dodatnim mjerama troškovne učinkovitosti.
- U odnosu na druge zemlje analizirane u ovoj studiji koje su primijenile sustav zajamčenih tarifa u razdoblju 2007-2016. **Republika Hrvatska je među boljim zemljama obzirom na omjer ukupnog troška i učinka (promatranog kao povećanje udjela OIE)**. U velikoj mjeri to je rezultat miksa obnovljivih izvora koji je realiziran u promatranom razdoblju budući da dominiraju vjetroelektrane koje u Republici Hrvatskoj imaju najnižu razinu poticaja.

Treba istaći da realizacija ostalih ugovorenih, a još nerealiziranih projekata iz razdoblja 2007-2016. može donekle promijeniti ovaj zaključak, budući da među projektima koji se tek trebaju realizirati dominiraju tehnologije s višim otkupnim cijenama (biomasa i biopljin).

- Nominalna **naknada za poticanje OIE** koju su plaćali kupci električne energije krajem 2016.g. iznosila je 0,035 kn/kWh, dok je indeksirana naknada za poticanje OIE prema realnoj kupovnoj moći iznosila 0,056 kn/kWh. Naknada je zbog deficit-a u sustavu poticanja u rujnu 2017.g. povećana na nominalno 0,105 kn/kWh, odnosno realno 0,166 kn/kWh. Usporedba s drugim zemljama u okviru raspoloživih podataka prikazana je na slici 2-29.



Slika 2-29 Realni trošak poticanja OIE indeksiran prema kupovnoj moći (kraj 2016)

- **Trajanje administrativne procedure je izrazito dugo u Republici Hrvatskoj** što je vrlo nepovoljno te povećava ukupno potrebna sredstva za poticanje OIE. Tako je od ideje do realizacije za sunčane elektrane u prosjeku bilo potrebno 2,3 g., za biomasu 3,6 g., biopljin 6,5 g., za vjetroelektrane 9 g. te za male hidroelektrane 10 g. Ova se statistika odnosi samo na realizirane projekte.

### **3. ENERGETSKI POKAZATELJI RADA OBNOVLJIVIH IZVORA**

**Projektni zadatak:**

Pod ovom točkom analizirala bi se proizvodnja energije iz OIE, po tehnologijama i ukupno, trendovi kroz promatrano razdoblje, pokazali specifični pokazatelji za pojedine tehnologije (ukupni sati rada, krivulje trajanja proizvodnje i sl.). Posebno bi se analizirala dinamika rada i karakteristike proizvodnje upravljivih i neupravljivih postrojenja koja koriste OIE.

### **Podatkovna osnova**

Izvor podataka na kojima se temelji većina analiza u ovom poglavlju je evidencijska baza podataka koju vodi Hrvatski operator tržišta energije d.o.o. (HROTE). Obzirom da se radi o analizama temeljenim na godišnjim podacima, sljedeća tablica prikazuje koliko je postrojenja (u broju i u snazi) dostupno za analizu.

**Tablica 3-1 Raspoloživi broj postrojenje-godina za analize.**

	Broj kalendarskih godina s proizvodnjom	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>SE</b>	Broj postrojenja	17	187	386	528	96	11	2	1	1	0
	Ukupne snage (MW)	6,24	10,10	14,10	15,51	3,62	0,25	0,04	0,01	0,01	0,00
<b>VE</b>	Broj postrojenja	1	2	3	5	3	1	2	1	1	1
	Ukupne snage (MW)	34,20	44,50	86,00	113,0	53,50	10,00	51,00	9,60	11,20	5,95
<b>BPlin</b>	Broj postrojenja	8	6	4	4	4	2	0	1	0	0
	Ukupne snage (MW)	8,50	8,80	7,04	6,00	3,14	2,00	0,00	1,00	0,00	0,00
<b>BMasa</b>	Broj postrojenja	2	6	1	0	2	1	1	0	0	0
	Ukupne snage (MW)	1,37	16,85	1,00	0,00	1,95	3,00	2,74	0,00	0,00	0,00
<b>mHE</b>	Broj postrojenja	3	2	2	1	1	0	0	0	2	0
	Ukupne snage (MW)	0,90	1,51	0,14	0,22	1,09	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00

Pojašnjenje: npr. za vjetroelektrane – 5 vjetroelektrana ima zabilježenu proizvodnju u 4 godine i ukupna snaga tih 5 vjetroelektrana je 113 MW. Ako bi se zbrojili redci dobio bi se ukupni iznosi na kraju 2016.

## Instalirani kapaciteti, proizvodnja energije i prihodi po tarifnim sustavima

U nastavku je za godišnja razdoblja od 2007.g. do kraja 2016.g. po tehnologijama prikazano:

- Tarife prema tri tarifna sustava (TS2007 NN 33/07, TS2012 NN 63/12 i TS2013 NN 133/13)
- Broj elektrana po godini i tarifnom sustavu
- Ukupna instalirana snaga po godini i tarifnom sustavu
- Ukupna proizvodnja energije po godini i tarifnom sustavu
- Ukupno isplaćeni poticaji po godini i tarifnom sustavu

**Treba imati u vidu da neke od elektrana koje su uzete u obzir mogu početi s pogonom tek nakon 2016. U tom slučaju njihova snaga nije pribrojena snazi postrojenja u pojedinim godinama.**

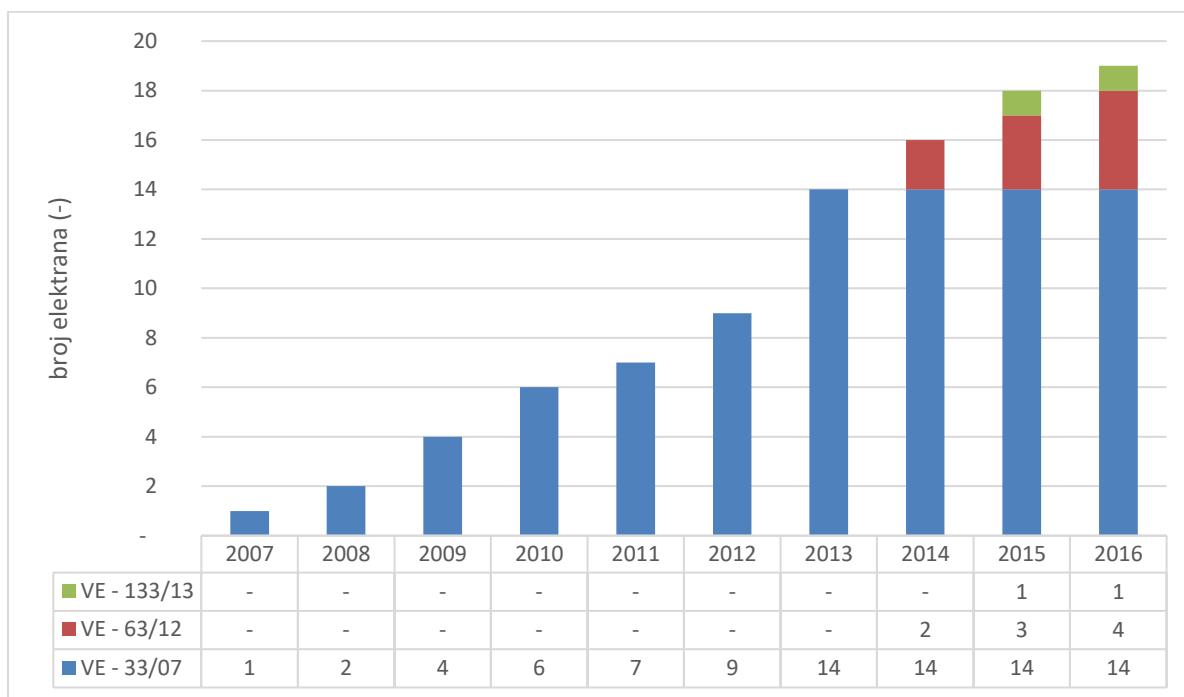
Napominjemo da su obzirom na preglednost grafova prikazane samo one tarife koje su zaista i bile korištene (tj. ugovoren je otkup). Nadalje, grafovi se temelji na podacima od HROTE-a do kraja 2016., što znači da se radi o snagama čija se proizvodnja poticala, odnosno prikazani su podaci za postrojenja koja su ušla u pogon. Za one koji su ušli prema TS2007 to znači ulazak u trajni pogon, dok za ostale dvije tarife (TS20012 i TS2013) to znači početak pokusnog rada.

Sve tarife u tarifnom sustavu TS2012 (izuzev onih koji se referiraju na referentnu cijenu) imaju maksimum ( $1,15 \times \text{minimum}$ ) koji se odnosi na dokazivanje lokalne komponente u investicijskim troškovima (100% lokalno → 15% više).

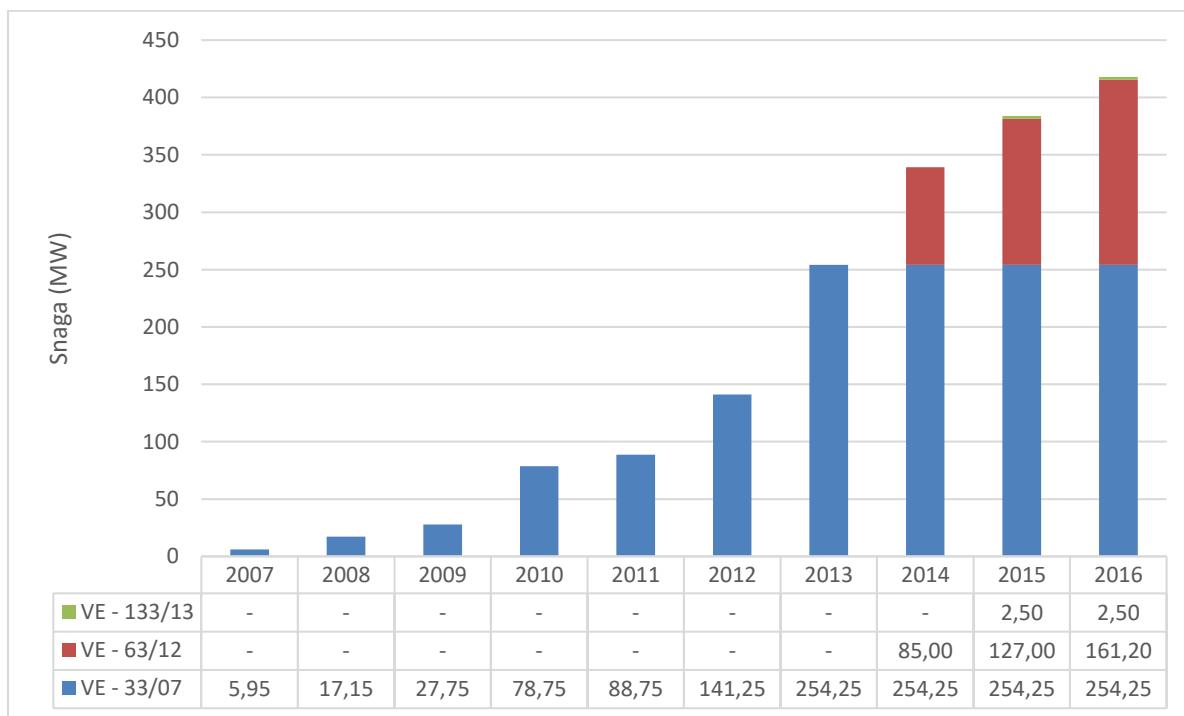
### VJETROELEKTRANE



**Slika 3-1 Vjetroelektrane – tarife po godinama i tarifnim sustavima (crtkano je maksimalni iznos)**

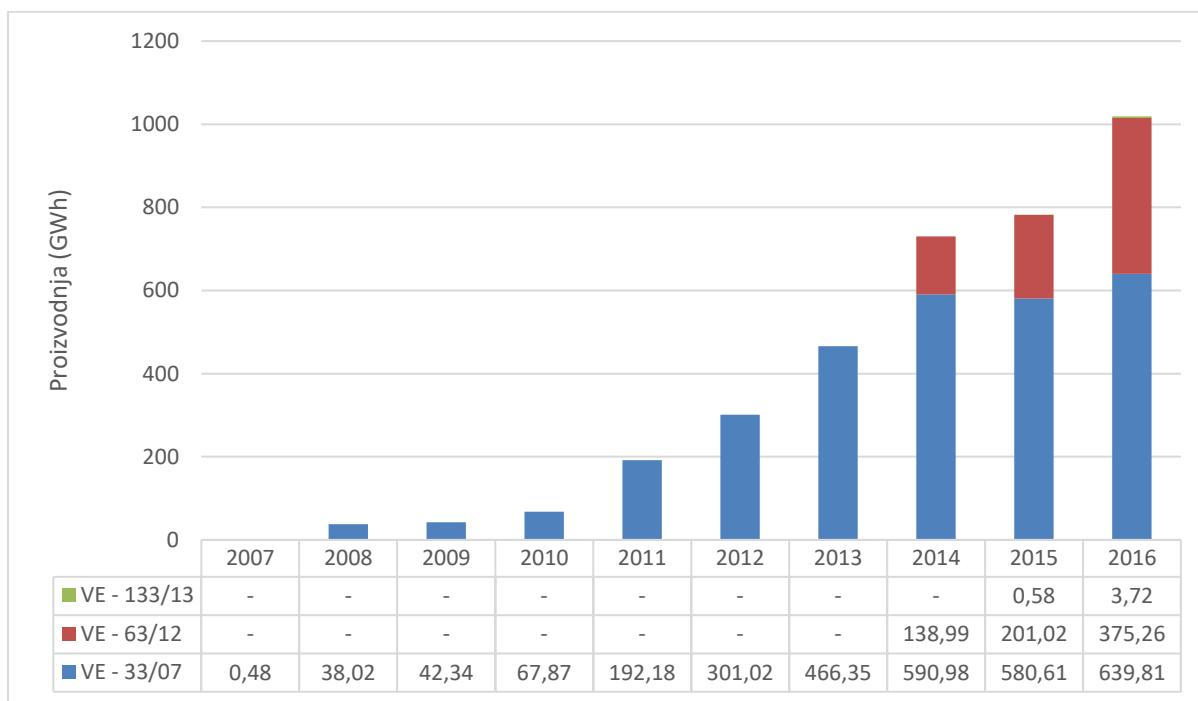


**Slika 3-2** *Vjetroelektrane – broj elektrana po tarifnim sustavima*

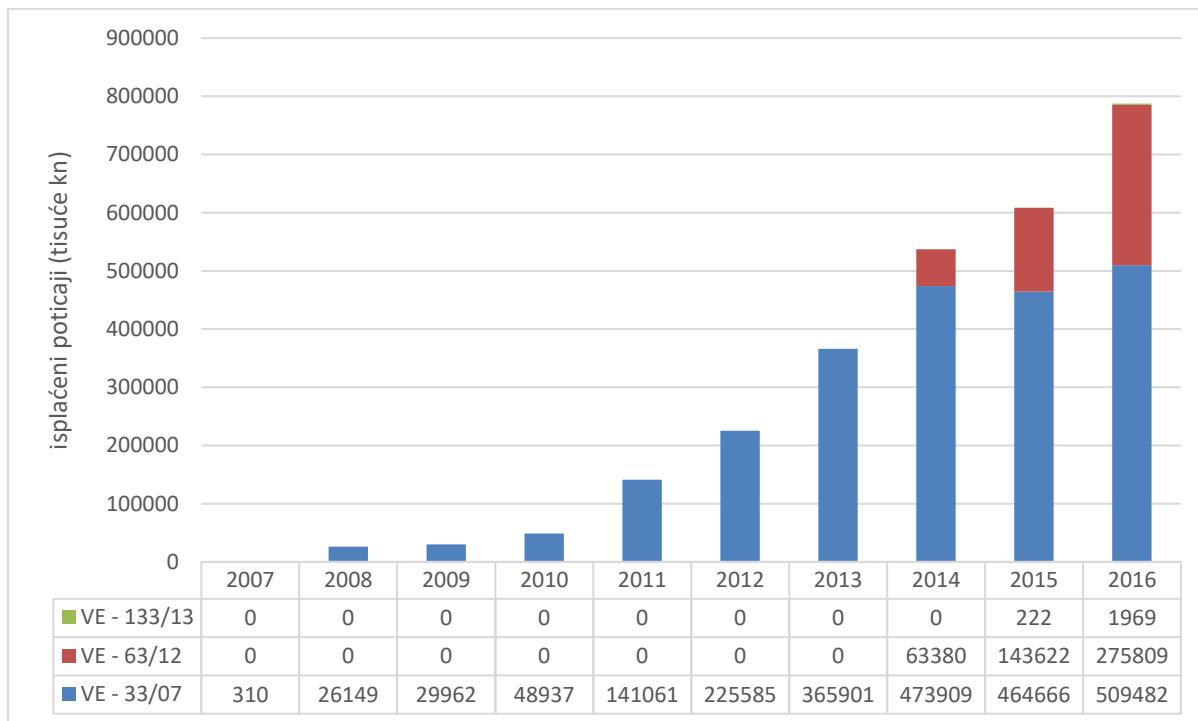


**Slika 3-3** *Vjetroelektrane – ukupna snaga elektrana po tarifnim sustavima*

Najveći broj i najviše snage realizirano je prema prvom tarifnom sustavu TS2007. Također, podaci pokazuju da su instalirane snage vjetroelektrana prema tarifnom sustavu 63/12 u prosjeku značajno veće u odnosu na snage prema tarifnom sustavu TS2007 (od 34 MW do 43MW) što je rezultat kako tehnološkog napretka tako i generalnog trenda razvoja sve većih projekata.



**Slika 3-4** *Vjetroelektrane – naplativa proizvodnja po tarifnim sustavima*



**Slika 3-5** *Vjetroelektrane – isplaćeni poticaji po tarifnim sustavima (tisuće kuna)*

Prosječna ostvarena poticana (otkupna) cijena (koja uključuje i nižu tarifu za vrijeme pokusnog rada) za vjetroelektrane (na temelju svih godina) iznosi:

- 0,783 kn/kWh za TS2007 (NN 33/07)
- 0,675 kn/kWh za TS2012 (NN 63/12)
- 0,510 kn/kWh za TS2013 (NN 133/13)

## BIOPLIN

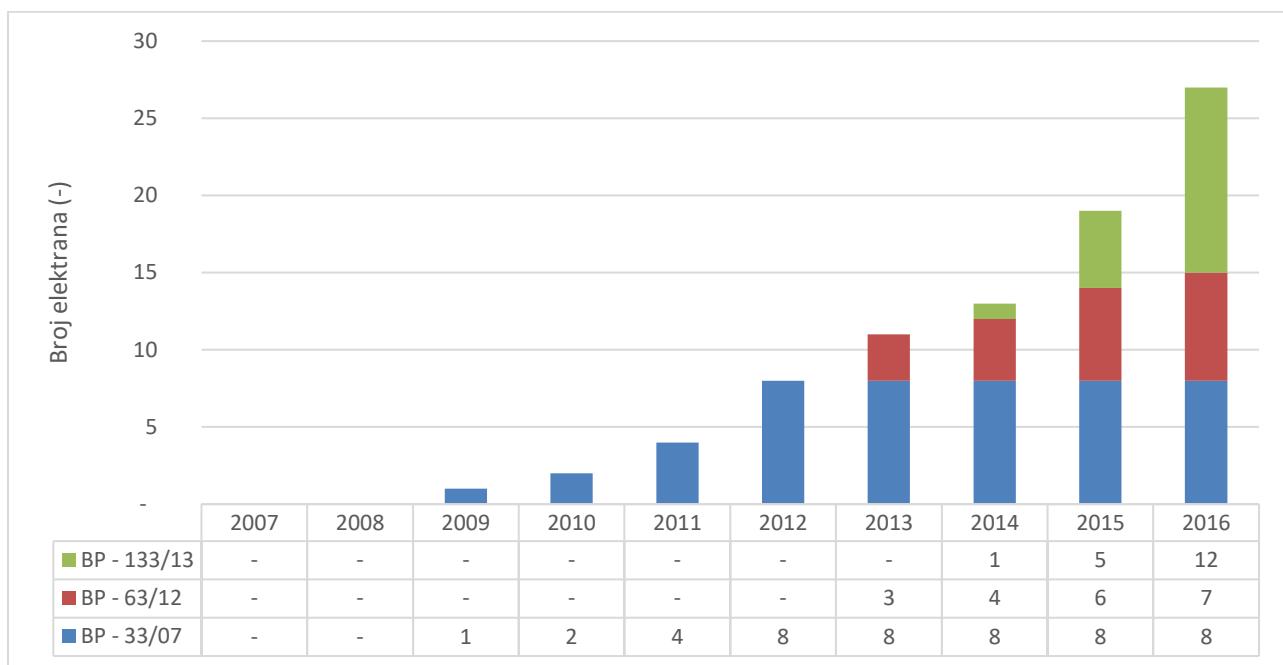


**Slika 3-6      Elektrane na biopljin – tarife po godinama i tarifnim sustavima (crtkano je maksimalni iznos)**

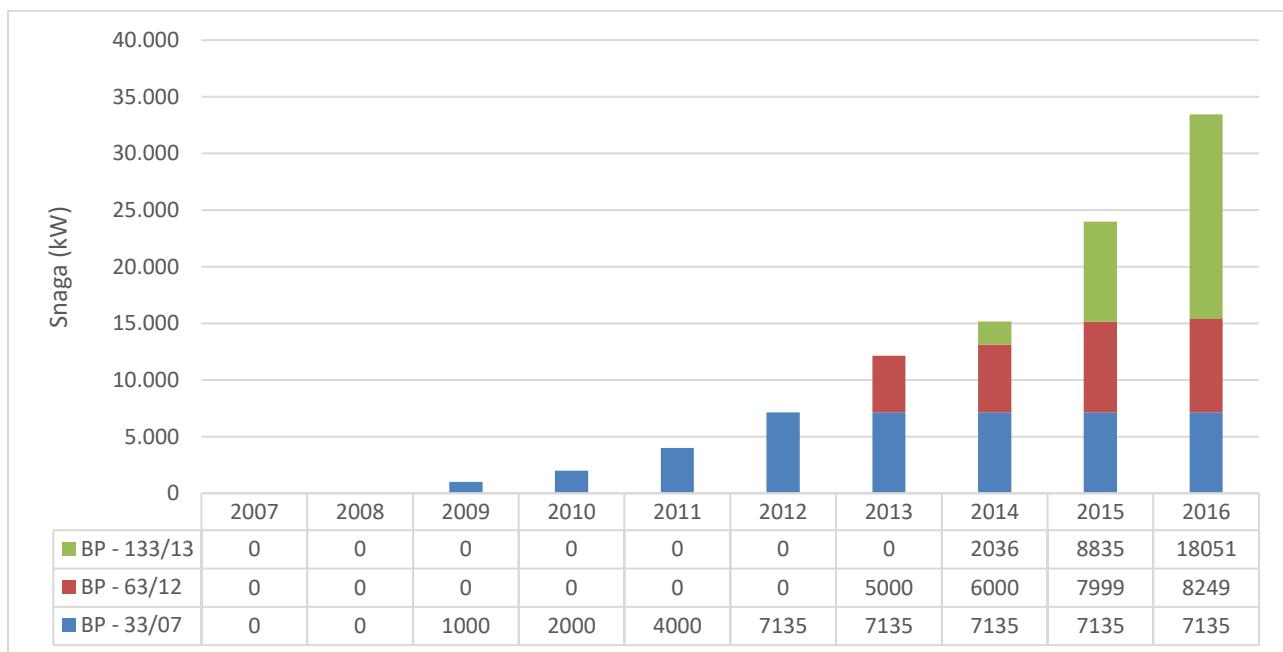
Prema tarifnim sustavima TS2012 i TS2013<sup>19</sup> elektrane na biopljin obavezne su imati ukupnu učinkovitost<sup>20</sup> preko 50%.

<sup>19</sup> U tarifnom sustavu navedenih 50% za ukupnu učinkovitost odnosi se samo na projektnu učinkovitost.

<sup>20</sup> Primarna energija / (električna energija + korisna toplinska energija)

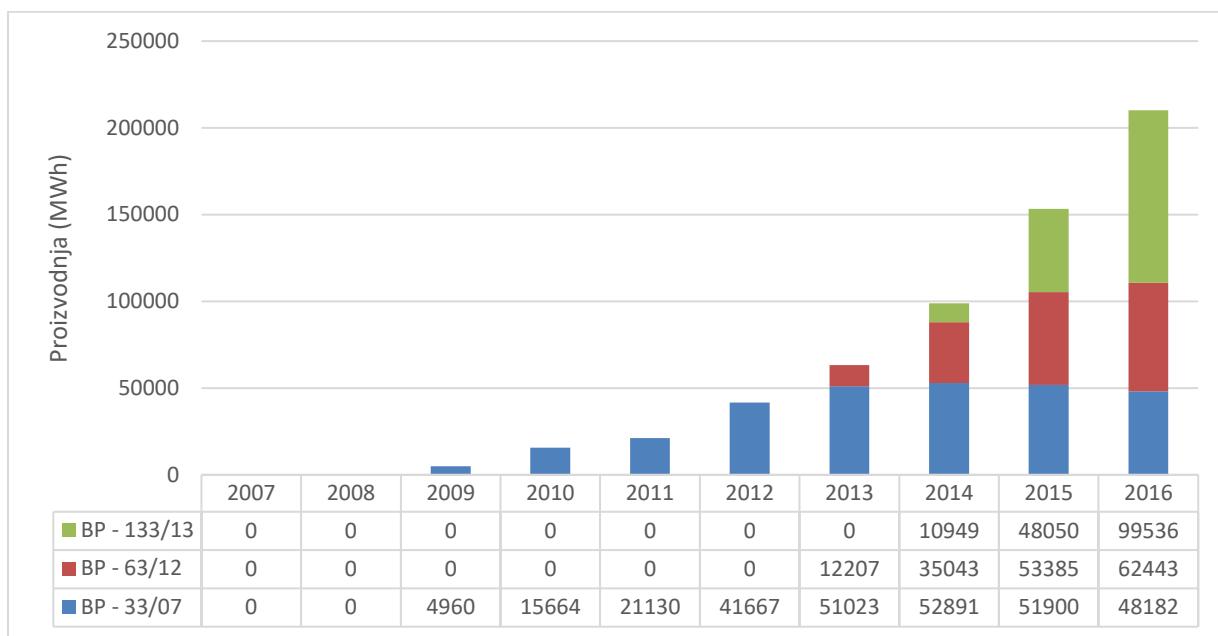


**Slika 3-7 Elektrane na bioplín – broj elektrana po tarifnim sustavima**

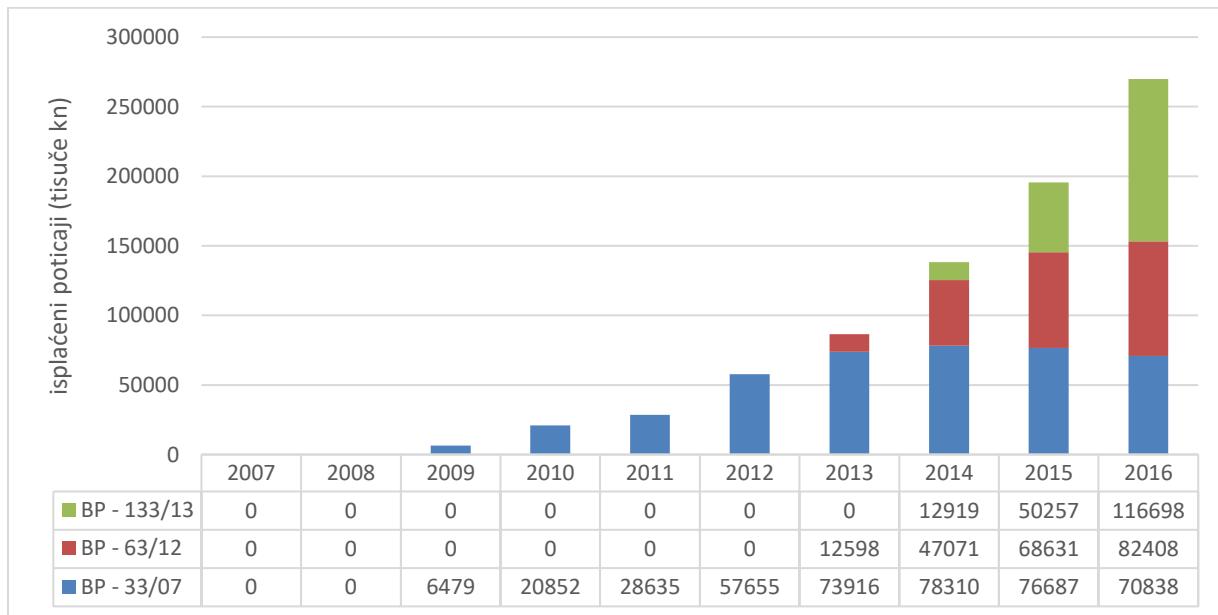


**Slika 3-8 Elektrane na bioplín – ukupna snaga elektrana po tarifnim sustavima**

Najveći broj postrojenja i instaliranih snaga bioplina ostvaren je u tarifnom sustavu TS2013, iako su tada tarife bile najniže.



**Slika 3-9 Elektrane na biopljin – naplativa proizvodnja po tarifnim sustavima**

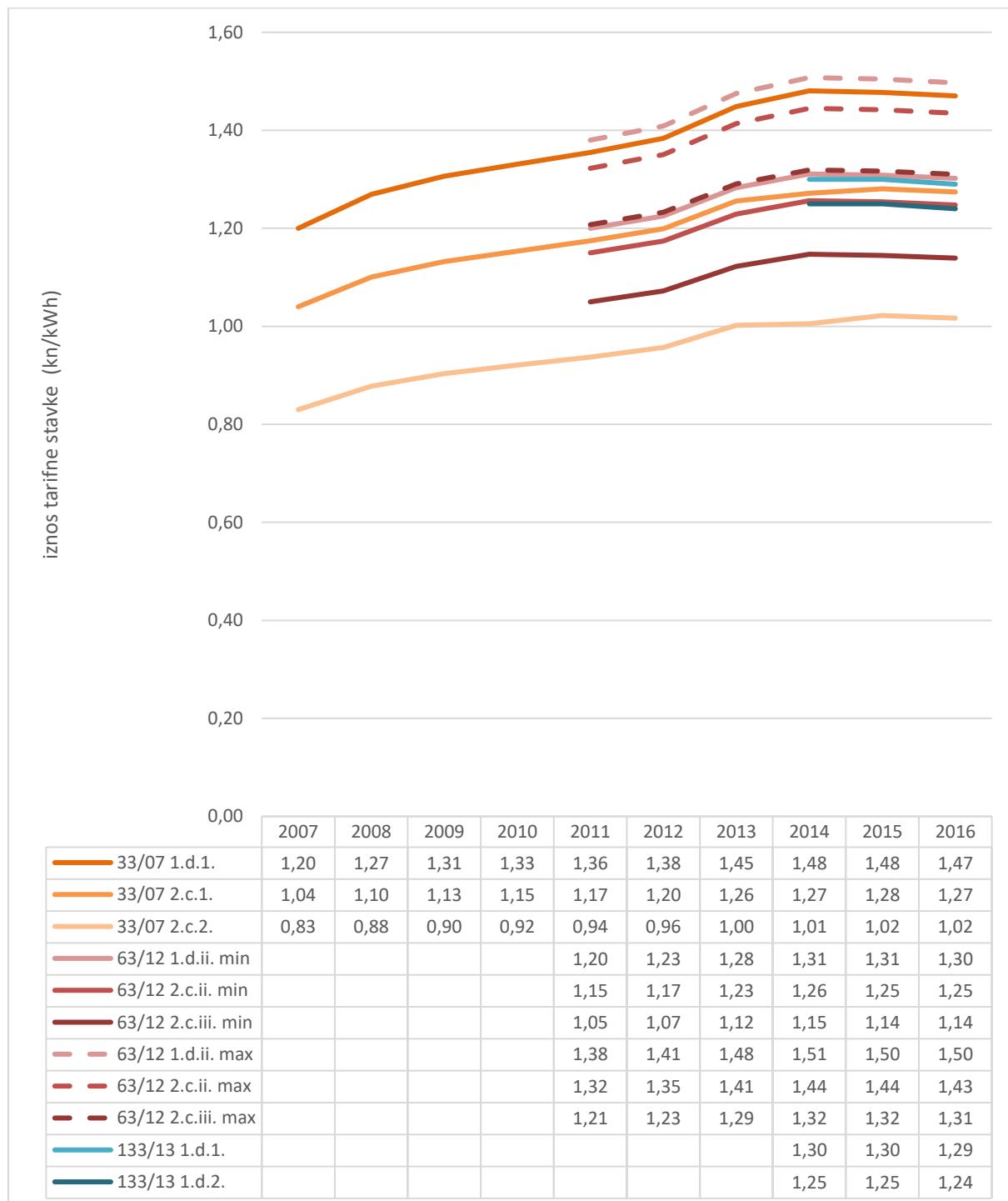


**Slika 3-10 Elektrane na biopljin – isplaćeni poticaji po tarifnim sustavima**

Prosječna ostvarena poticana (otkupna) cijena (koja ubraja i nižu tarifu za vrijeme pokusnog rada) za bioplinske elektrane (na temelju svih godina) iznosi:

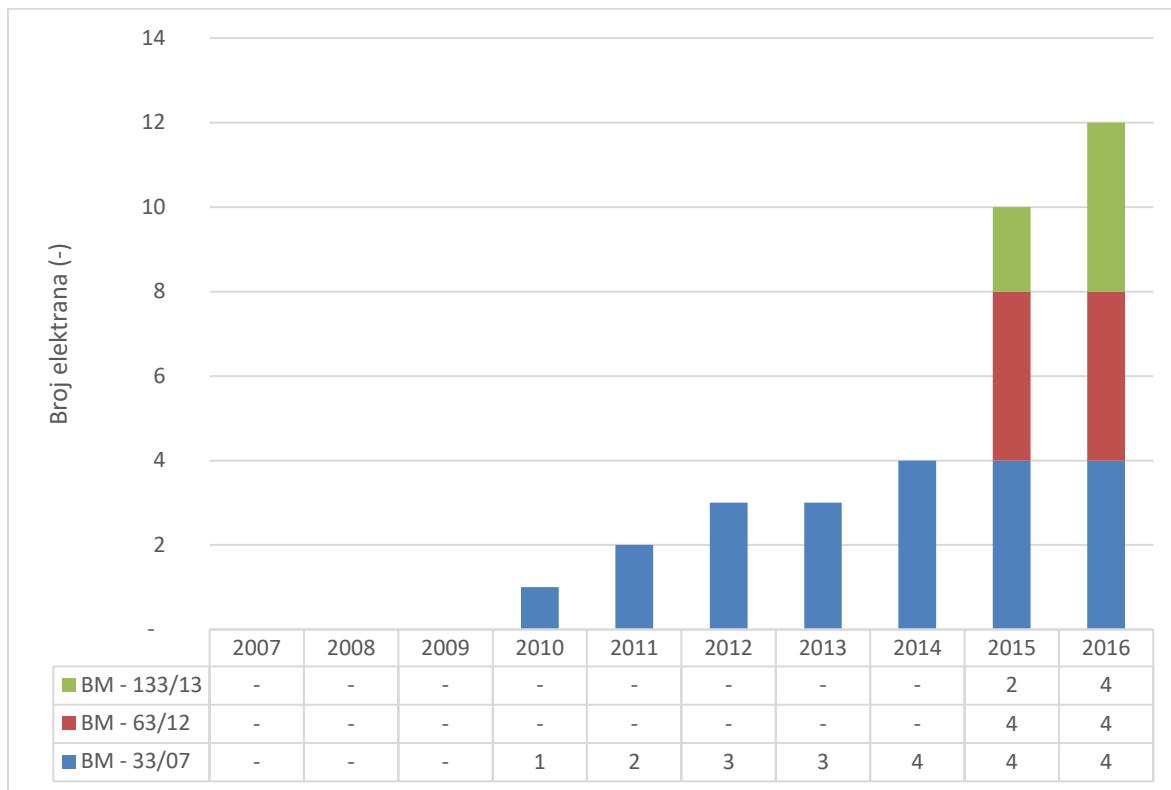
- 1,438 kn/kWh za TS2007 (NN 33/07)
- 1,292 kn/kWh za TS2012 (NN 63/12)
- 1,135 kn/kWh za TS2013 (NN 133/13)

## Biomasa

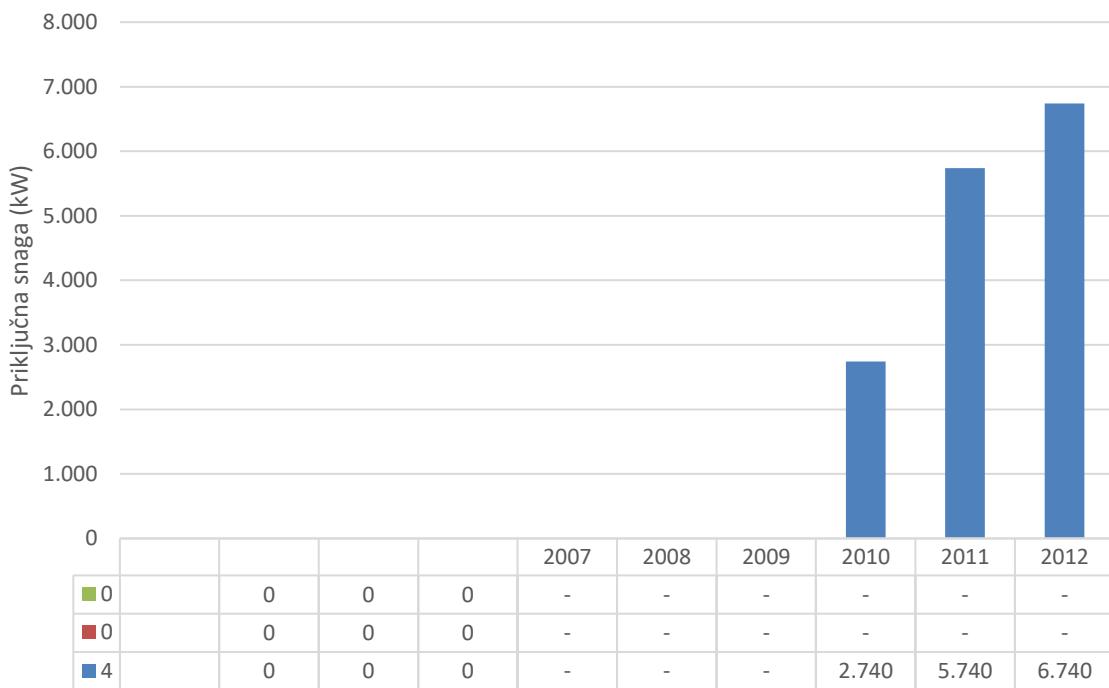


**Slika 3-11 Elektrane na biomasu – tarife po godinama i tarifnim sustavima (crtkano je maksimalni iznos)**

Prema tarifnom sustavu TS2012 elektrane na biomasu obavezne su imati ukupnu učinkovitost preko 50%, dok u tarifnom sustavu TS2013 iznos tarife ovisi o učinkovitosti (kreće se u rasponu od 0,9 do 1,2 za učinkovitosti od 45% ili manje do 50% ili više, nije prikazano u grafu), no učinkovitost prema projektu mora biti preko 50%.

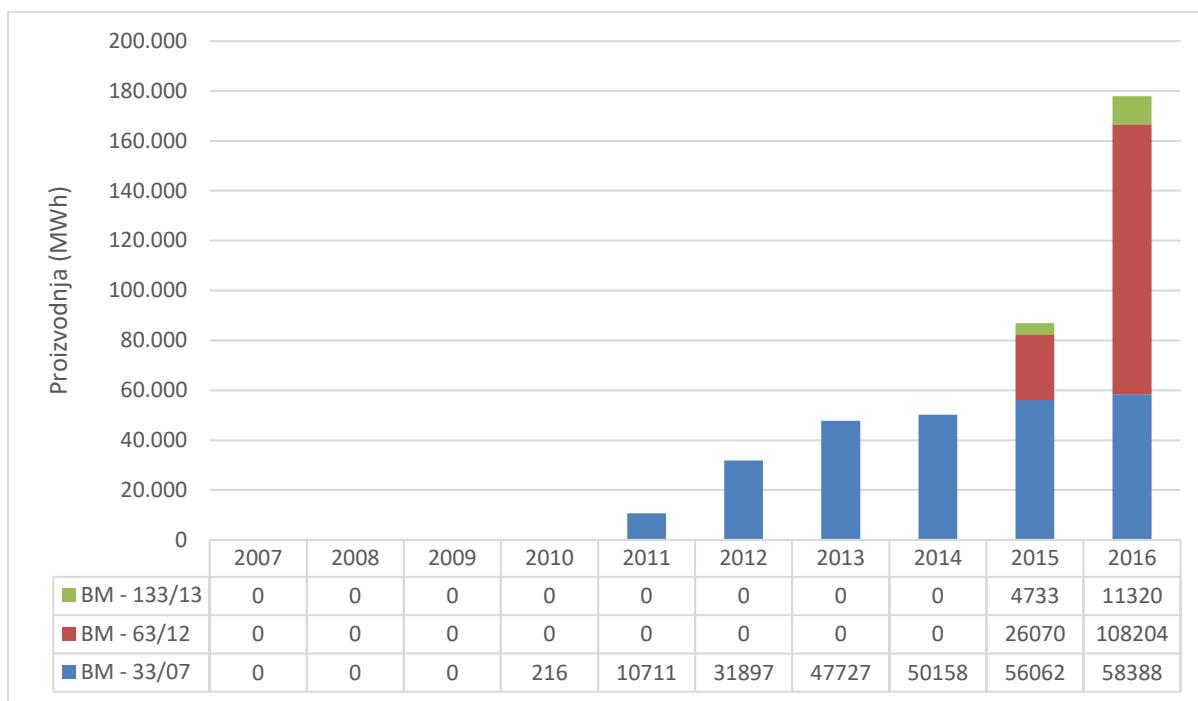


**Slika 3-12 Elektrane na biomasu – broj elektrana po tarifnim sustavima**

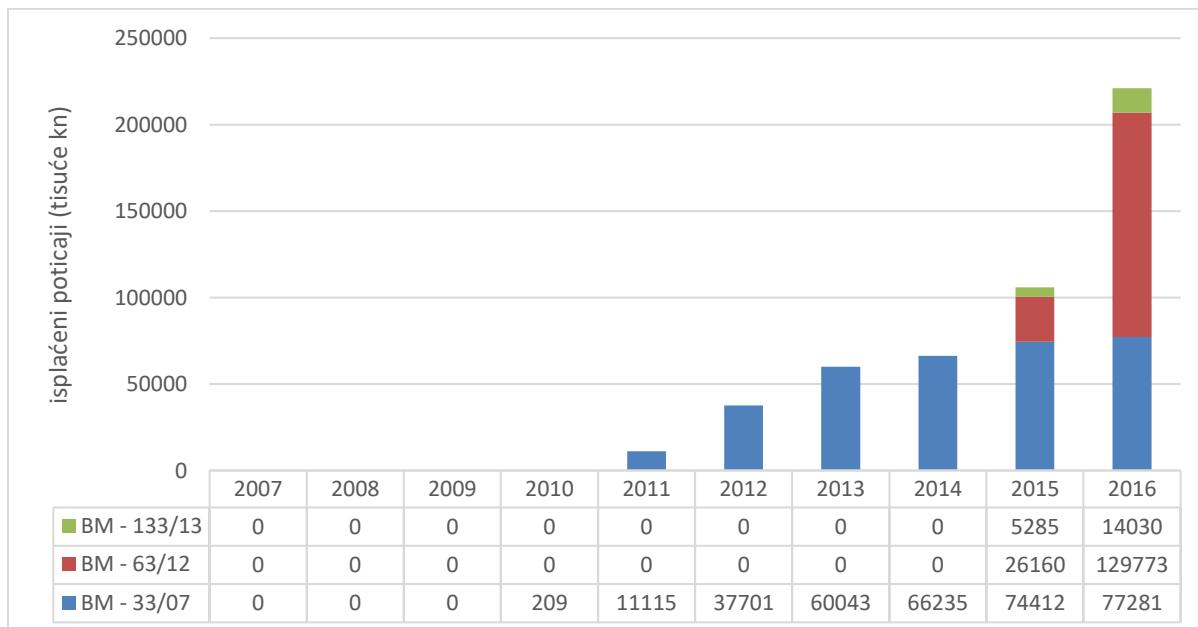


**Slika 3-13 Elektrane na biomasu – ukupna snaga elektrana po tarifnim sustavima**

Kod elektrana na biomasu, najviše snage instalirano je 2015. godine prema tarifnom sustavu TS2012.



**Slika 3-14 Elektrane na biomasu – naplativa proizvodnja po tarifnim sustavima**

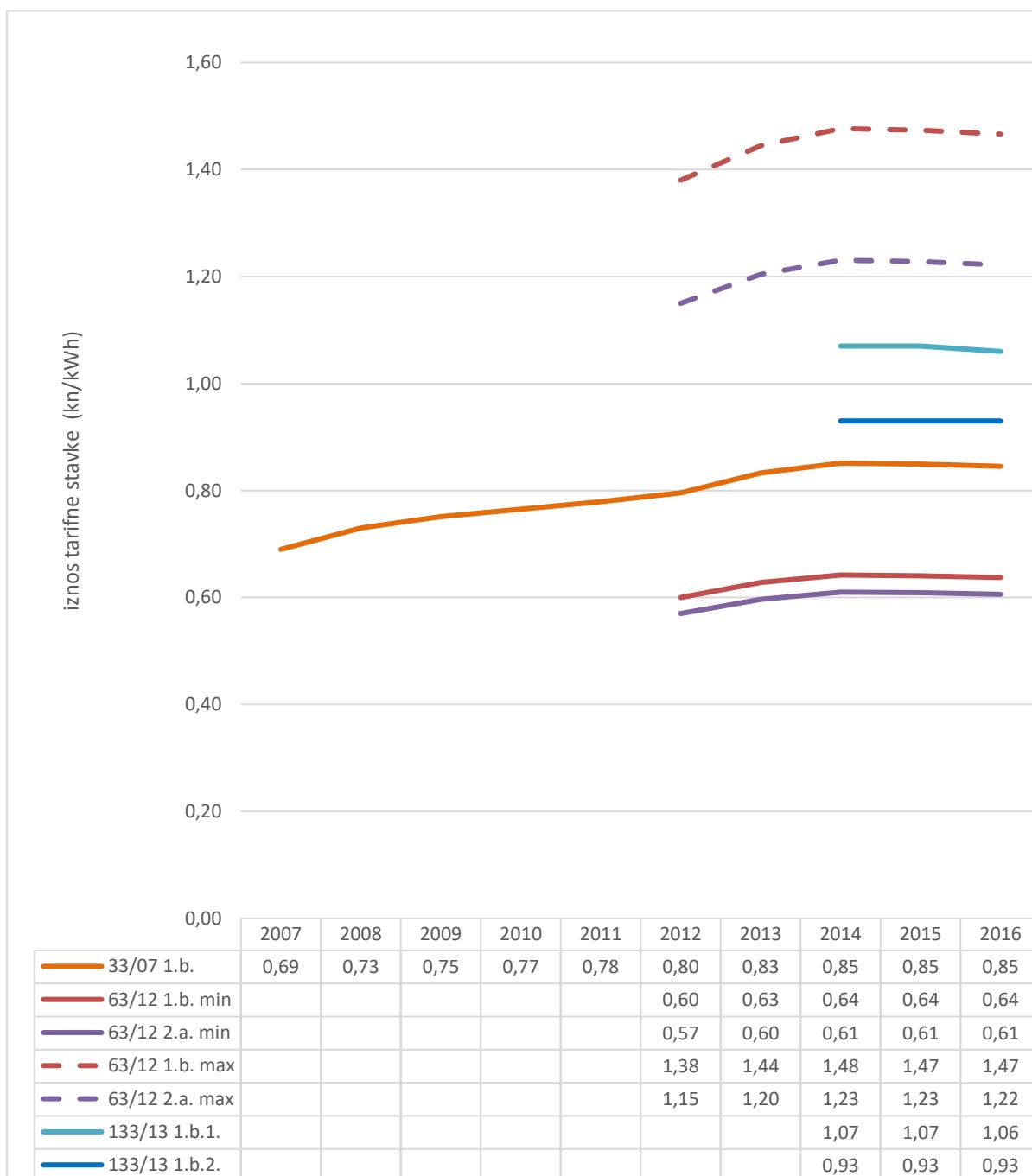


**Slika 3-15 Elektrane na biomasu – isplaćeni poticaji po tarifnim sustavima**

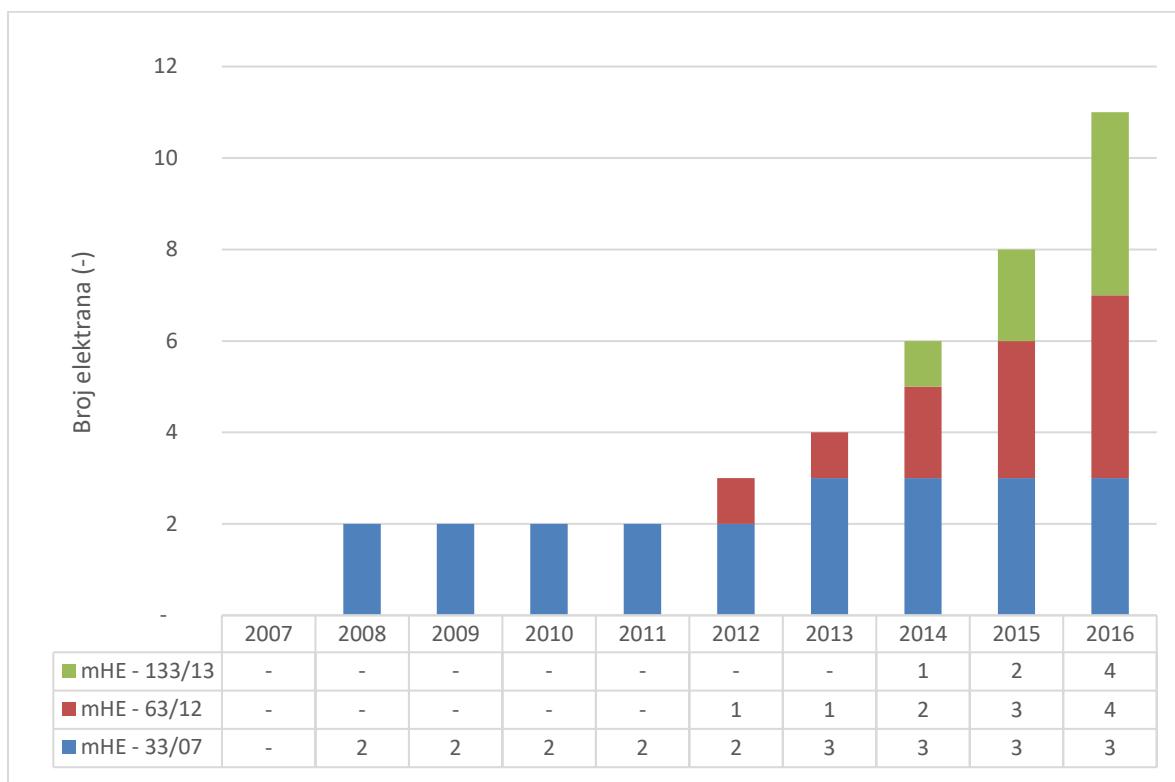
Prosječna ostvarena poticana (otkupna) cijena (koja ubraja i nižu tarifu za vrijeme pokusnog rada) za elektrane na biomasu (na temelju svih godina) iznosi::

- 1,282 kn/kWh za TS2007 (NN 33/07)
- 1,161 kn/kWh za TS2012 (NN 63/12)
- 1,203 kn/kWh za TS2013 (NN 133/13)

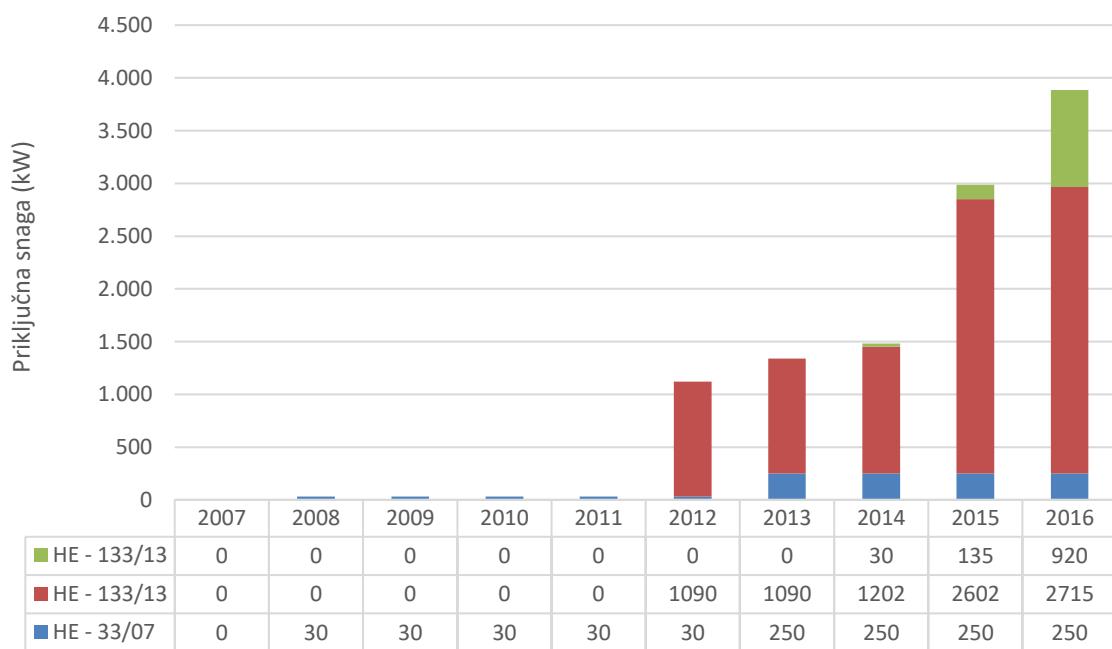
### MALE HIDROELEKTRANE



**Slika 3-16** **Male hidroelektrane** – tarife po godinama i tarifnim sustavima (crtkano je maksimalni iznos)

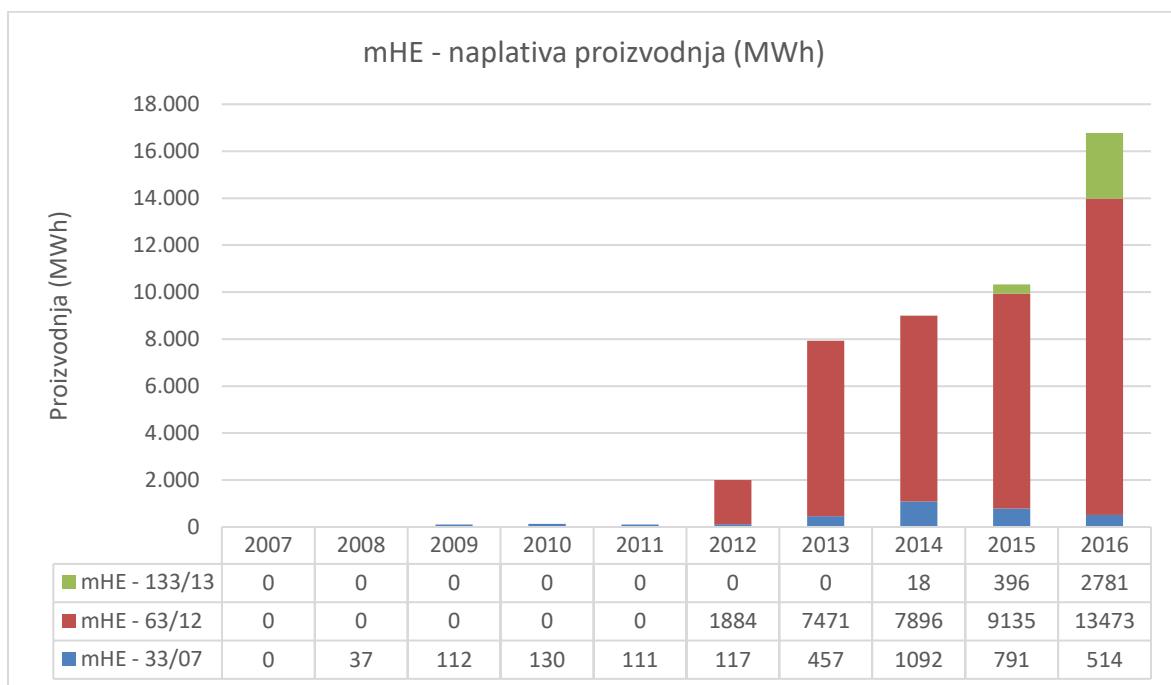


**Slika 3-17 Male hidroelektrane – broj elektrana po tarifnim sustavima**

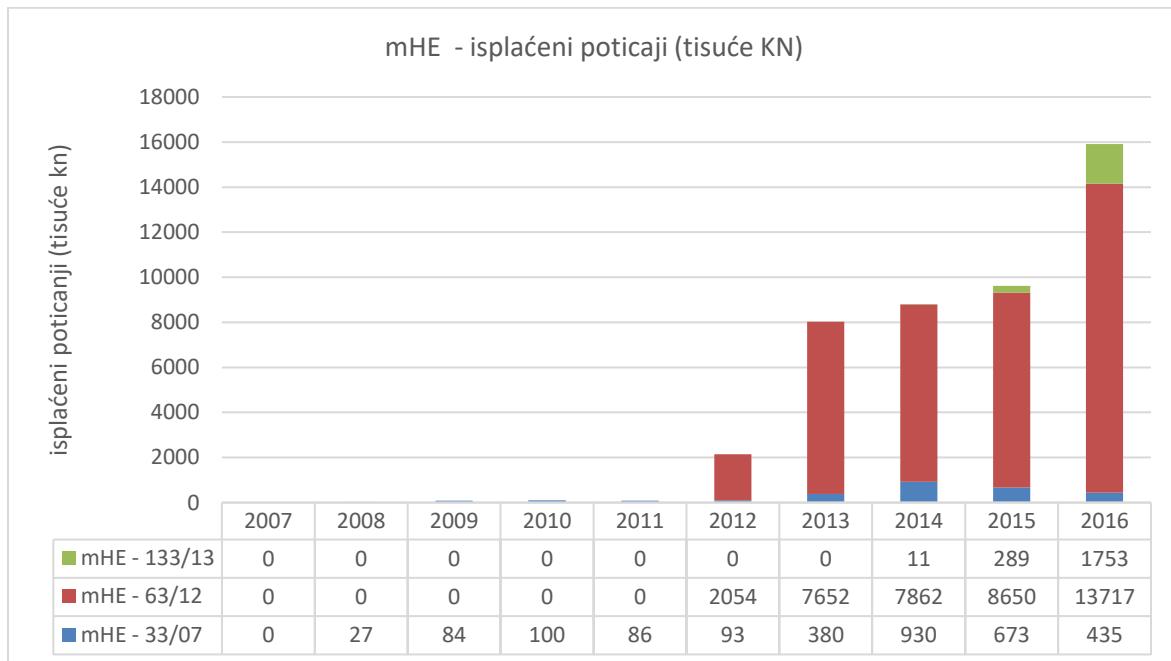


**Slika 3-18 Male hidroelektrane – ukupna snaga elektrana po tarifnim sustavima**

Unatoč tome što je u broj mHE u 2016 gotovo jednak u sva tri tarifna sustava, najviše instalirane snage (70%) realizirano je prema tarifnom sustavu TS2012.



**Slika 3-19 Male hidroelektrane – naplativa proizvodnja po tarifnim sustavima**



**Slika 3-20 Male hidroelektrane – isplaćeni poticaji po tarifnim sustavima**

Prosječna ostvarena poticana (otkupna) cijena (koja ubraja i nižu tarifu za vrijeme pokusnog rada) za male hidroelektrane (na temelju svih godina) iznosi:

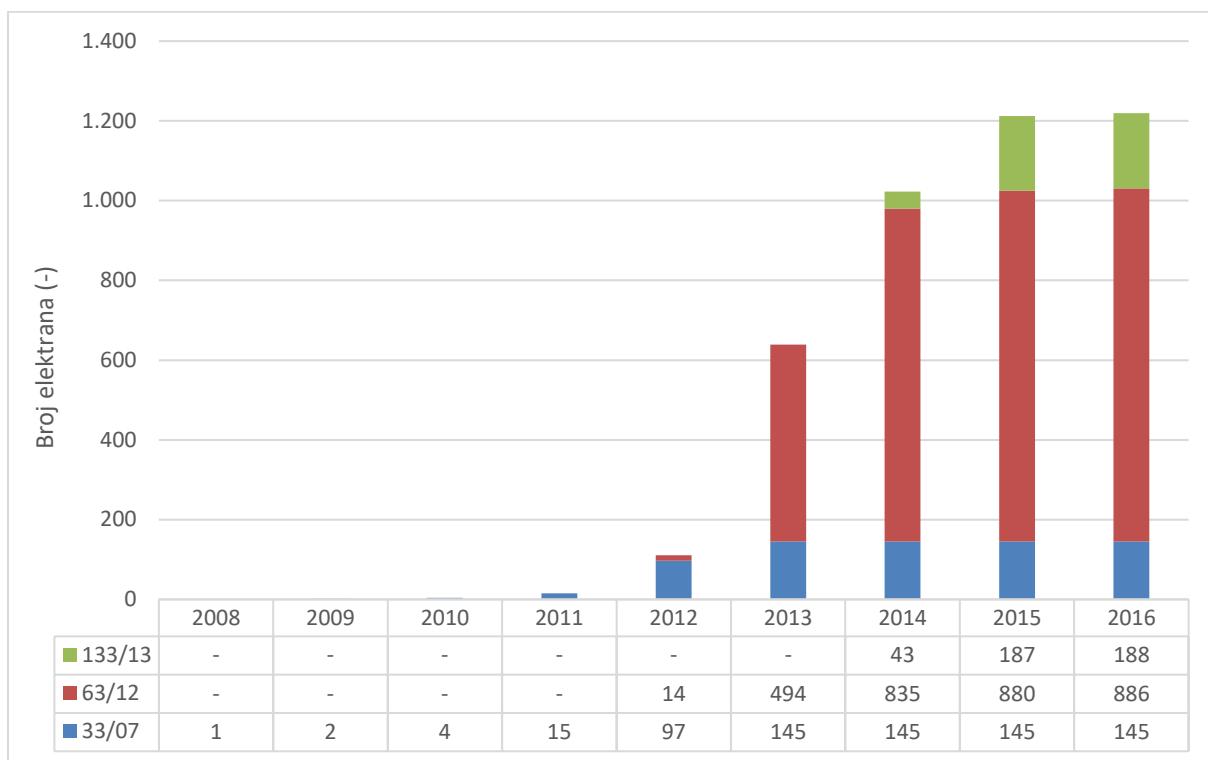
- 0,835 kn/kWh za TS2007 (NN 33/07)
- 1,002 kn/kWh za TS2012 (NN 63/12)
- 0,643 kn/kWh za TS2013 (NN 133/13)

**SUNČANE ELEKTRANE**

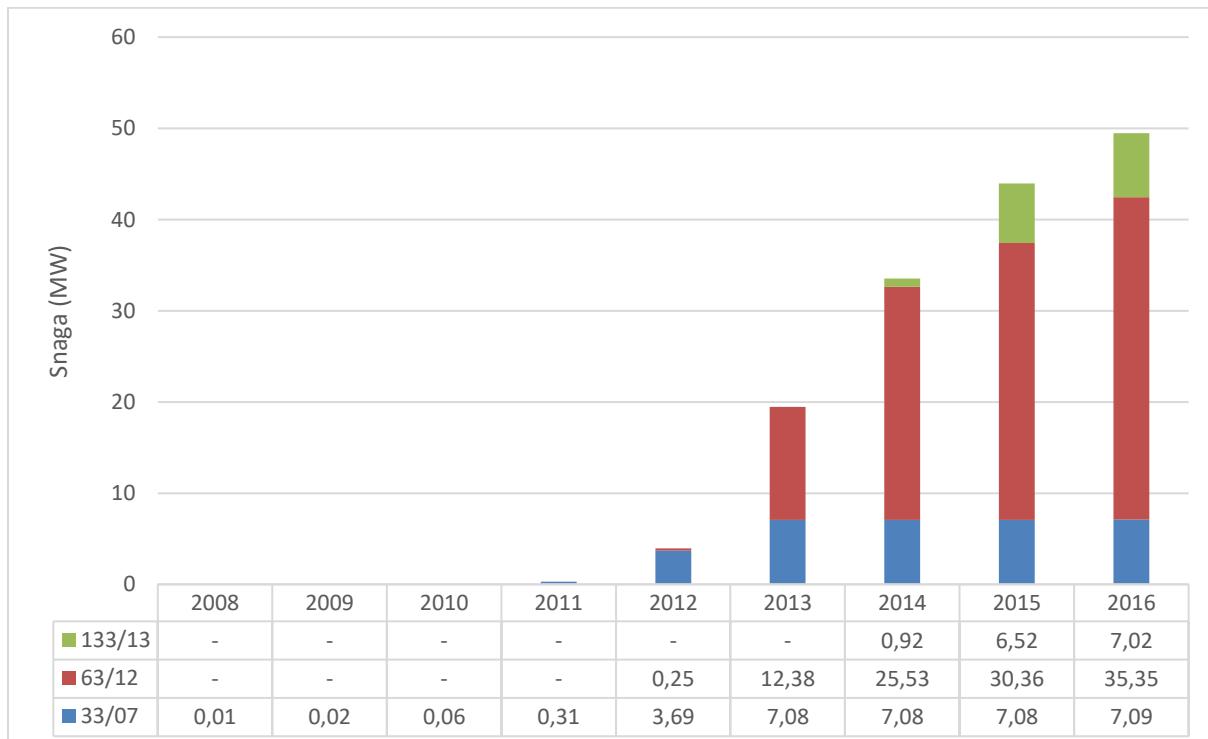
**Slika 3-21 Sunčane elektrane – tarife po godinama i tarifnim sustavima (crtkano je maksimalni iznos)**

U drugom tarifnom sustavu TS2012 sunčane elektrane, ovisno o snazi imaju korekcije poticajne cijene na temelju toga a) jesu li integrirane ili ne te b) imaju li toplinske kolektore ili ne. Iznos tarife može se još povećati vezano lokalnu komponentu u CAPEX-u (maksimalno 1,15 puta).

U trećem tarifnom sustavu TS2013 omogućeno je korištenje proizvedene energije nositelju projekta snage do 300 KW koji je ujedno i krajnji kupac („potrošnja na mjestu proizvodnje“), što je ujedno i uvjet za stjecanje poticaja.

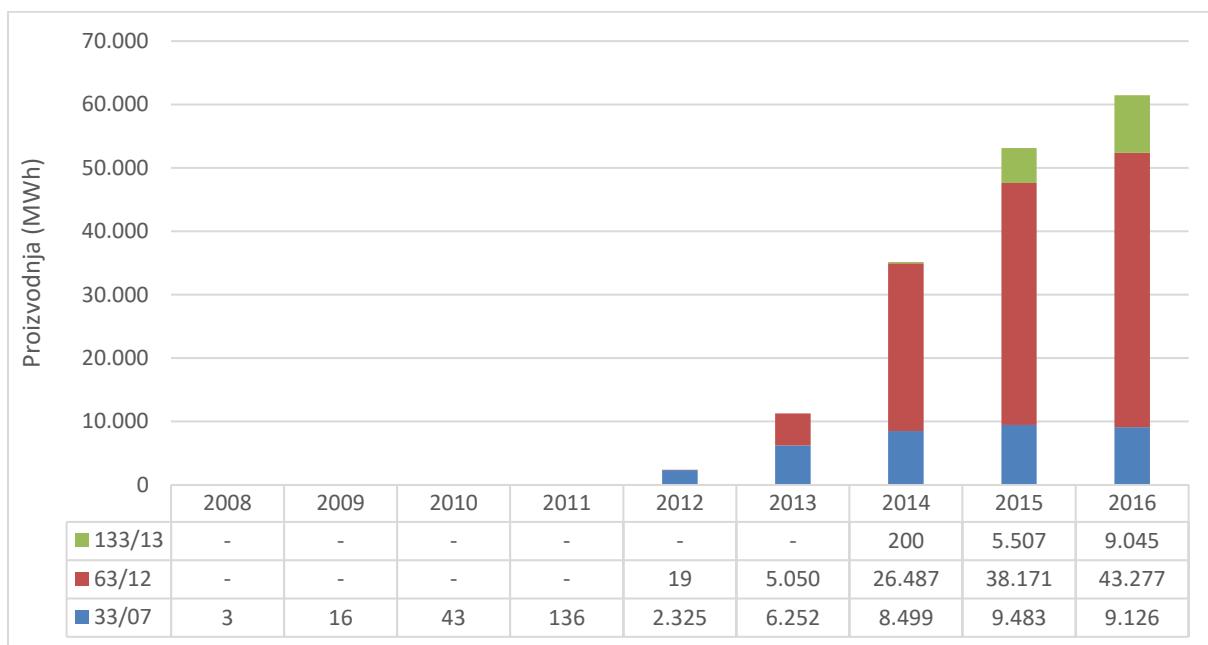


**Slika 3-22 Sunčane elektrane – broj elektrana po tarifnim sustavima**

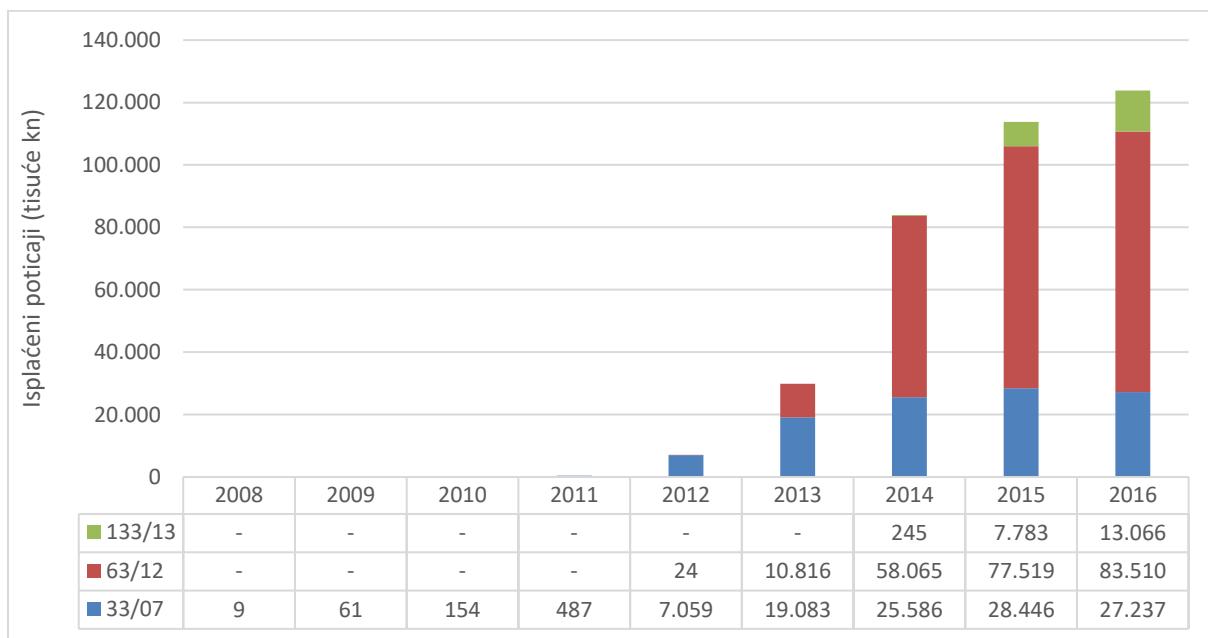


**Slika 3-23 Sunčane elektrane – ukupna snaga elektrana po tarifnim sustavima**

Najveći broj i najviše snage realizirano je prema tarifnom sustavu TS2012.



**Slika 3-24 Sunčane elektrane – naplativa proizvodnja po tarifnim sustavima**



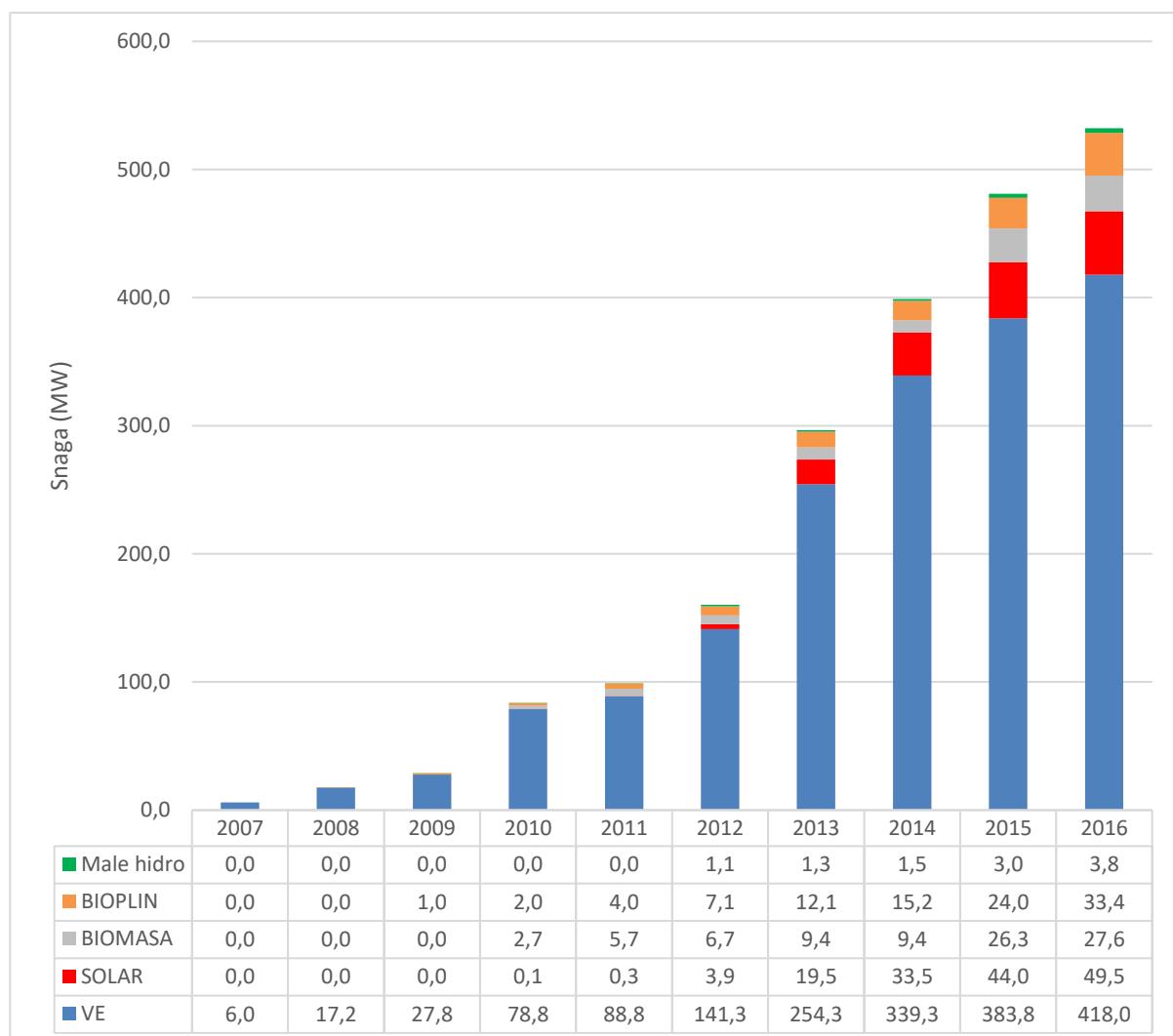
**Slika 3-25 Sunčane elektrane – isplaćeni poticaji po tarifnim sustavima**

Prosječna ostvarena poticana (otkupna) cijena (koja ubraja i nižu tarifu za vrijeme pokusnog rada) sunčane elektrane (na temelju svih godina) iznosi:

- 3,013 kn/kWh za TS2007 (NN 33/07)
- 2,035 kn/kWh za TS2012 (NN 63/12)
- 1,430 kn/kWh za TS2013 (NN 133/13)

## Usporedna analiza OIE tehnologija po godinama

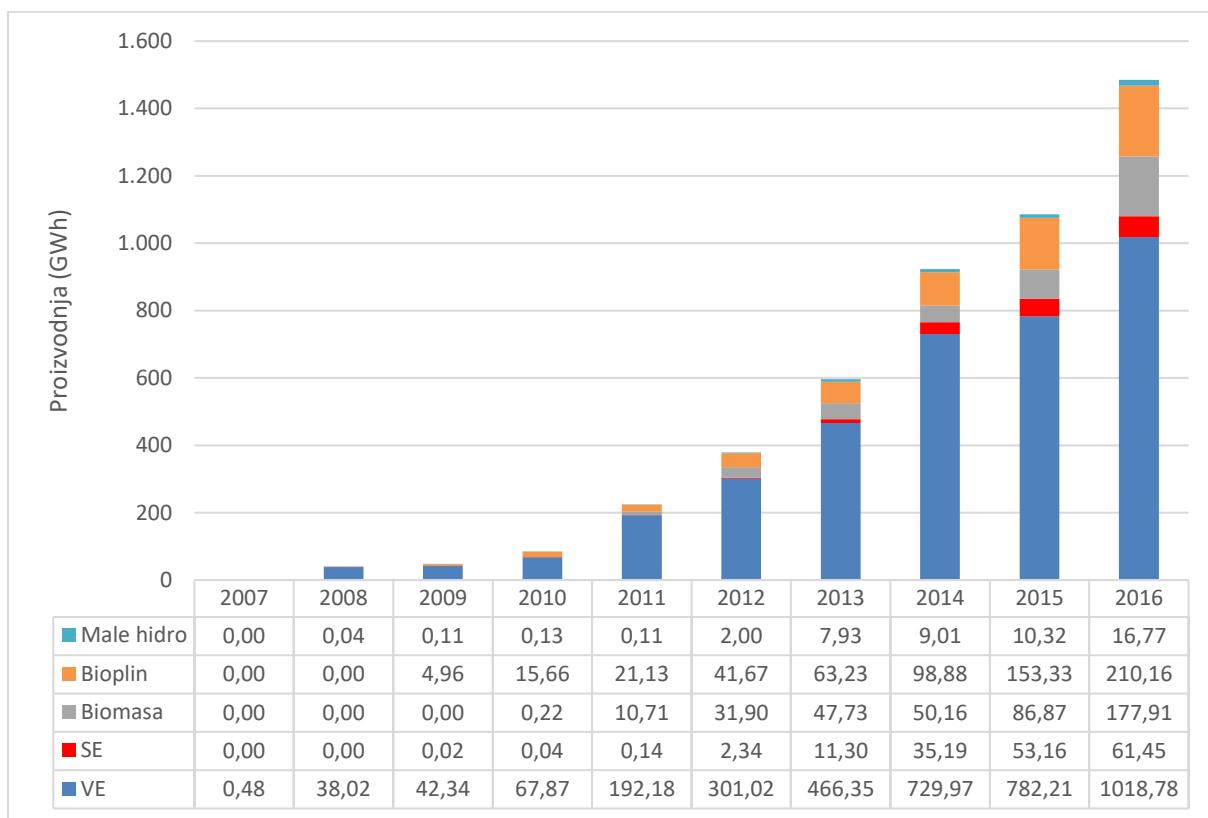
Sljedeći grafovi daju informaciju o omjeru snaga, proizvodnji i prihoda pojedinih tehnologija po godinama na temelju podataka iz baze podataka koju vodi HROTE.



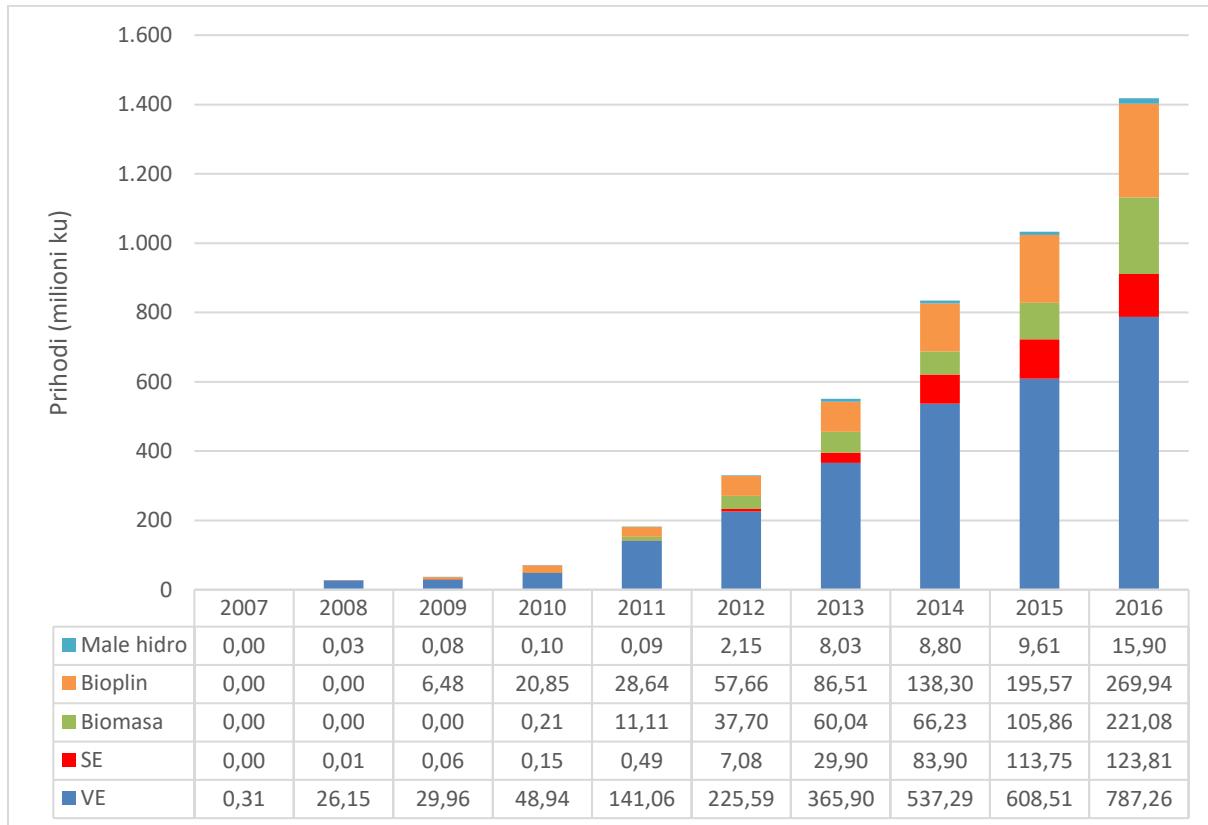
**Slika 3-26** Ukupne instalirane snage OIE po tehnologijama

**Napomena:** ovaj graf temelji se na podacima od HROTE-a do kraja 2016, što znači da se radi o snaga čija se proizvodnja poticala, odnosno o postrojenjima koja su ušla u pogon. Za one koji su ušli prema TS2007 to znači ulazak u stalni pogon, dok za ostale dvije tarife (TS2012 i TS2013) to znači početak pokusnog rada.

**Za elektrane koje imaju sklopljen ugovor o otkupu prema TS2007, HROTE ne evidentira (i ne isplaćuje poticaje) za energiju proizvedenu u pokusnom radu.**



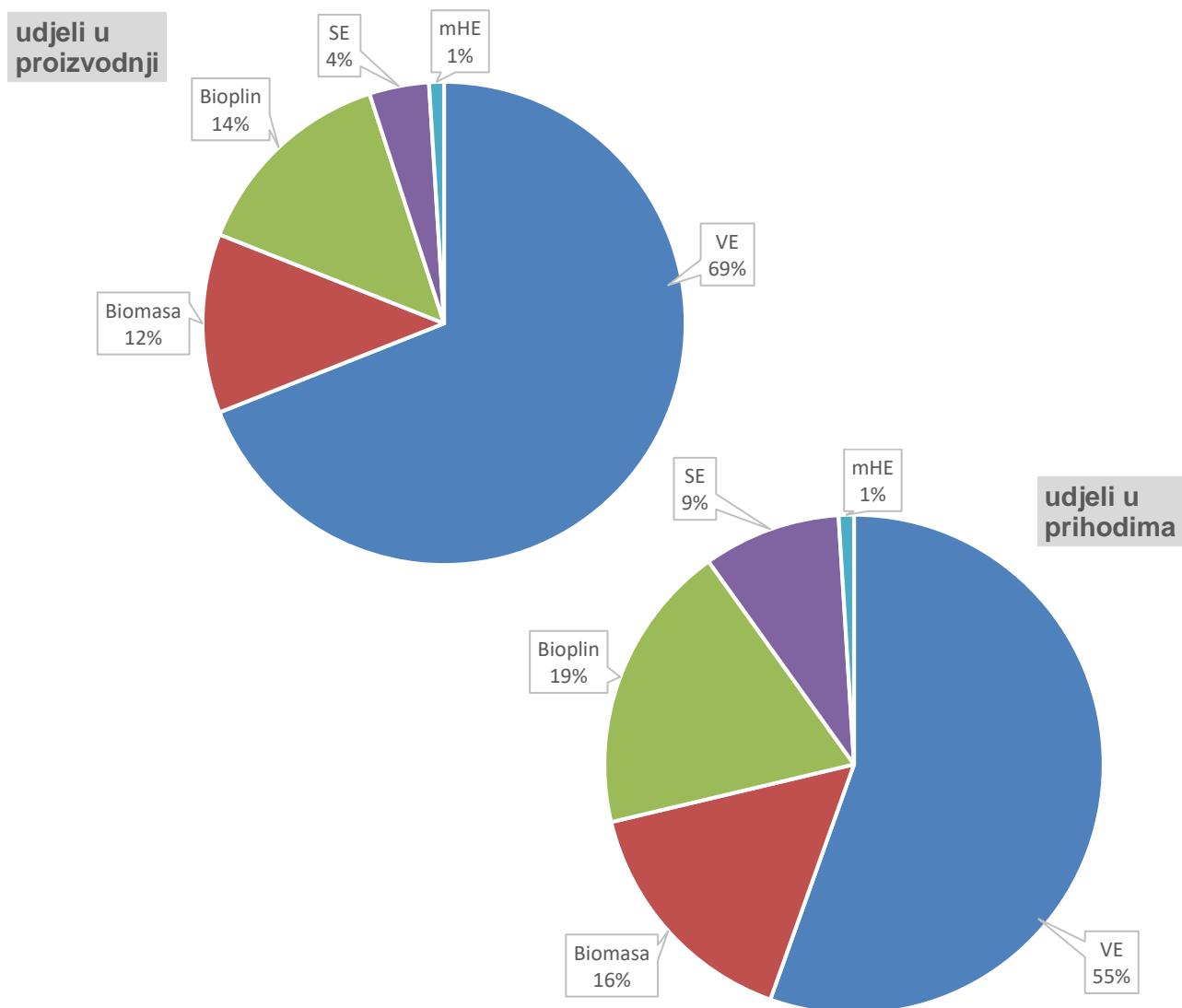
**Slika 3-27** Ukupna proizvodnja OIE po tehnologijama



**Slika 3-28** Ukupna isplaćena sredstva OIE postrojenjima po tehnologijama

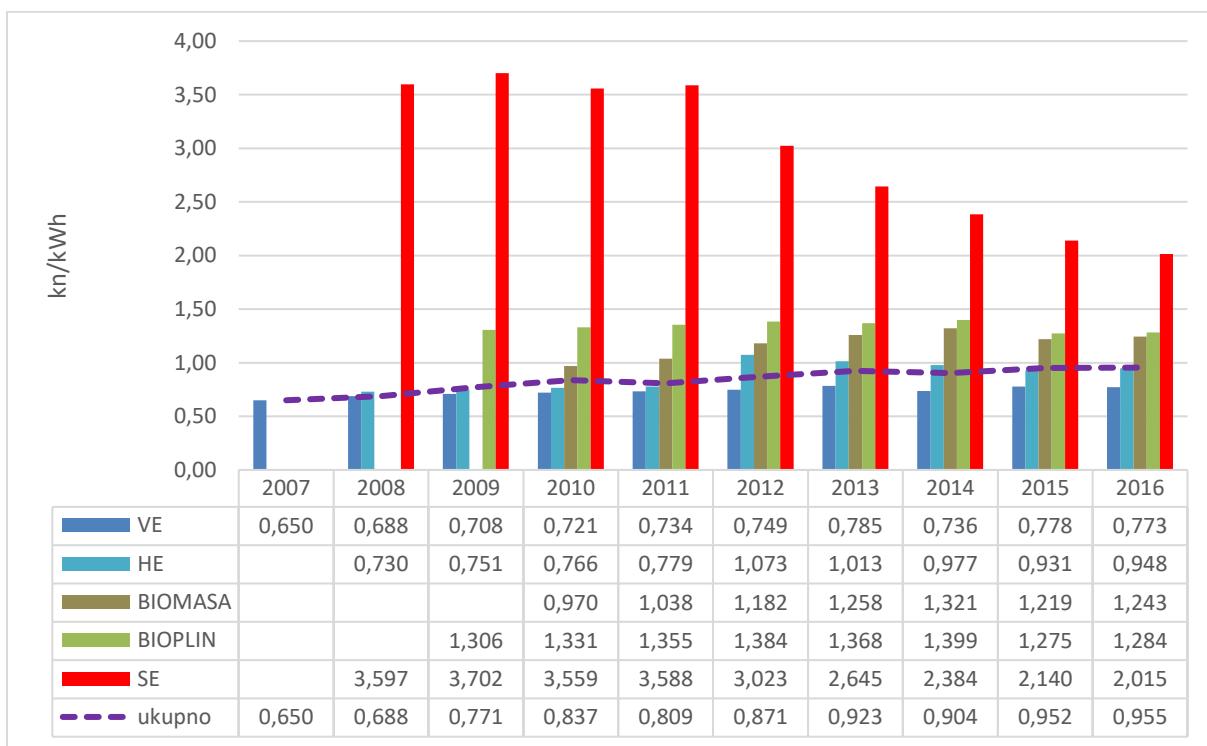
Dodatno udjeli pojedinih tehnologija u proizvodnji i prihodima od zajamčenih tarifa prikazani su i u dva sljedeća grafa na slici 3-29.

Iz prikazanog se zaključuje da omjer udjela prihoda i proizvedene energije manji od 1 samo za vjetrolektrane, dok je za sve ostale veći od 1, posebice za sunčane elektrane gdje omjer veći od 2.



**Slika 3-29** Usporedba proizvodnje i isplaćenih poticaja po tehnologijama OIE za 2016-u godinu

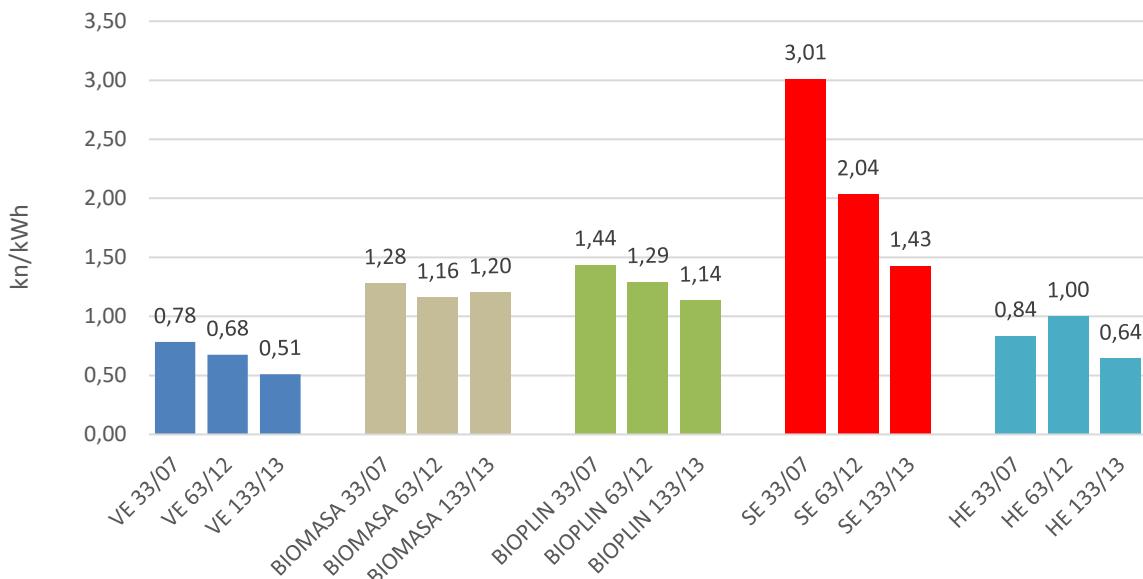
Na temelju podataka iz prethodnih tablica određeni su godišnji i 10-godišnji prosjeci otkupnih cijena po tehnologijama za sve navedene OIE.



**Slika 3-30** Usporedba **ostvarenih** tarifa za OIE po godinama (uključujući pokusni rad)

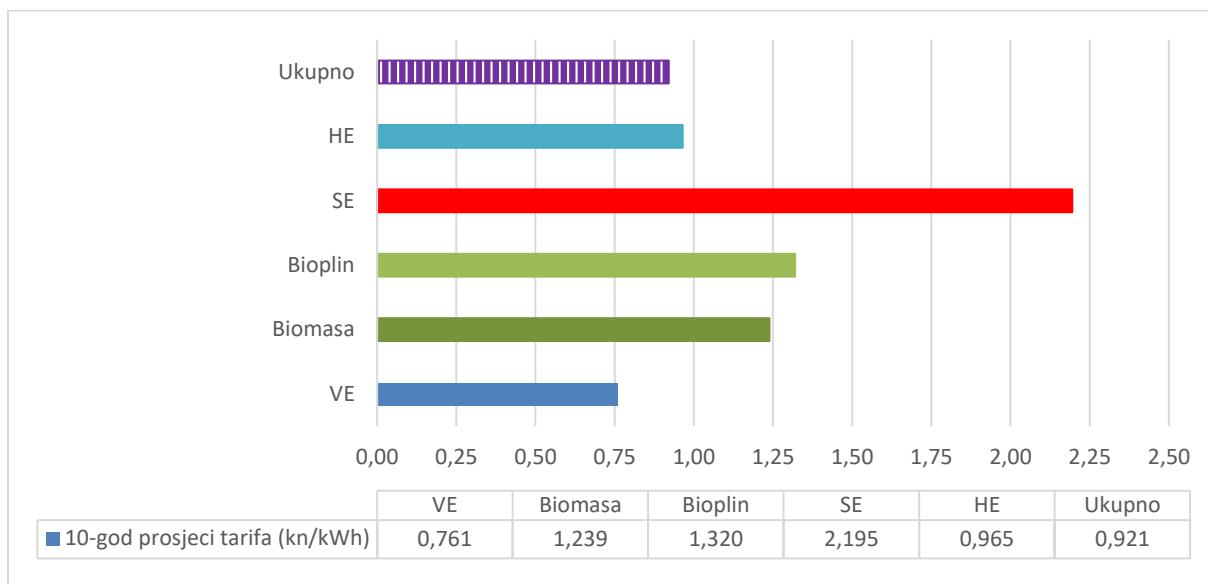
Zbog dominantnog udjela vjetroelektrana u među OIE elektranama koje se potiču, prosječna otkupna cijena koja se odnosi na sve tehnologije u pravilu prati otkupnu cijenu vjetroelektrana. Kod sunčanih elektrana evidentno je smanjivanje otkupne cijene od 2010. nadalje.

Ako se gledaju prosječne ostvarene poticane (otkopne) cijena u razdoblju od 10 godina po tarifnim sustavima dobivaju se sljedeći rezultati:



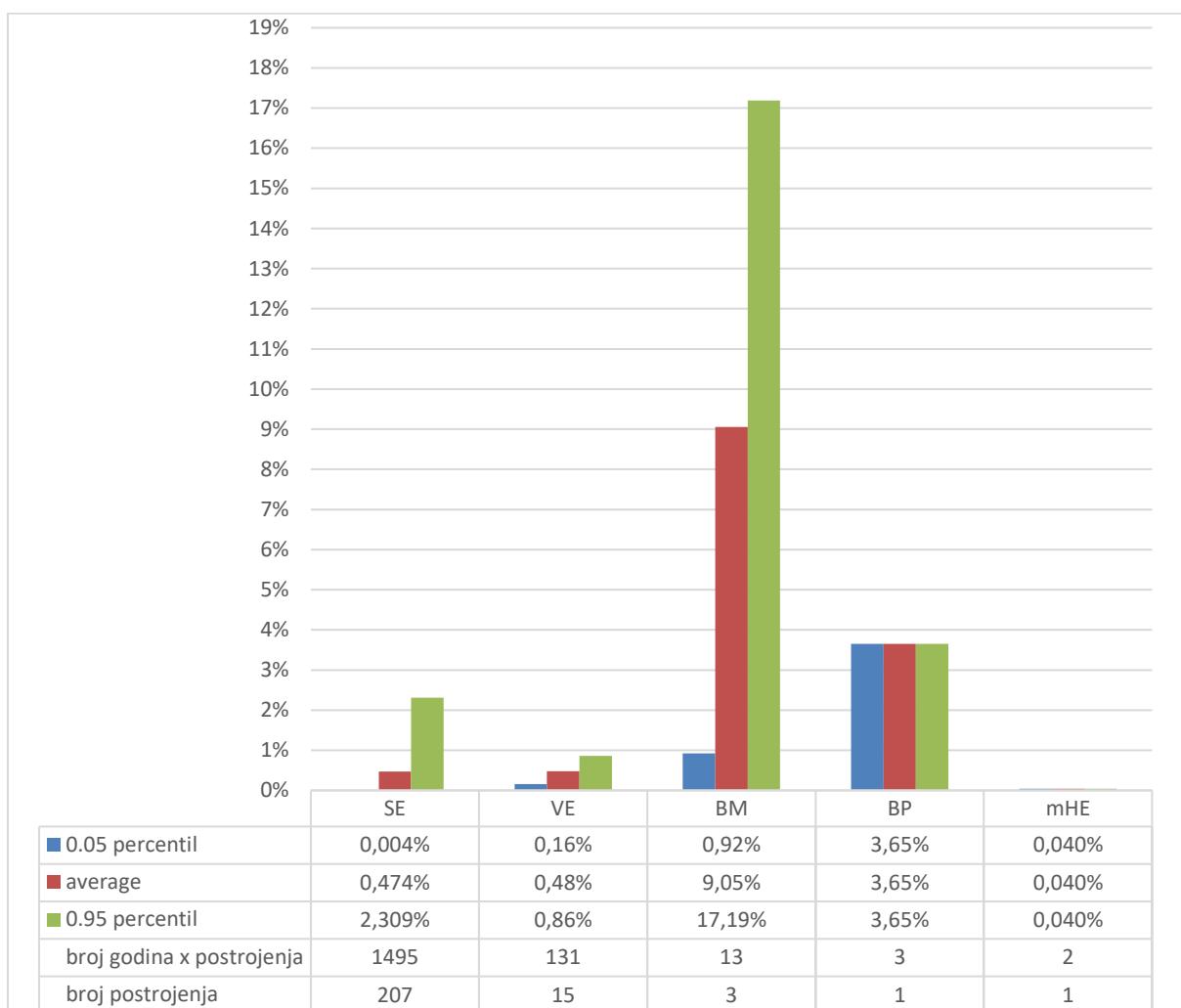
**Slika 3-31** Usporedba **ostvarenih** poticanih cijena za OIE u 10 godina (uključujući pokusni rad) po tarifnim sustavima po kojima je ugovoren otkup

Gledajući ukupno za 10 godina poticanja iznosi prosječnih otkupnih cijena su bili sljedeći:



**Slika 3-32** Usporedba **ostvarenih** (s pokusnim radom) poticanih cijena za OIE u razdoblju 2007 – 2016.

## Vlastita potrošnja po tehnologijama



**Slika 3-33 Vlastita potrošnja pojedinih tehnologija u odnosu na proizvedenu energiju**

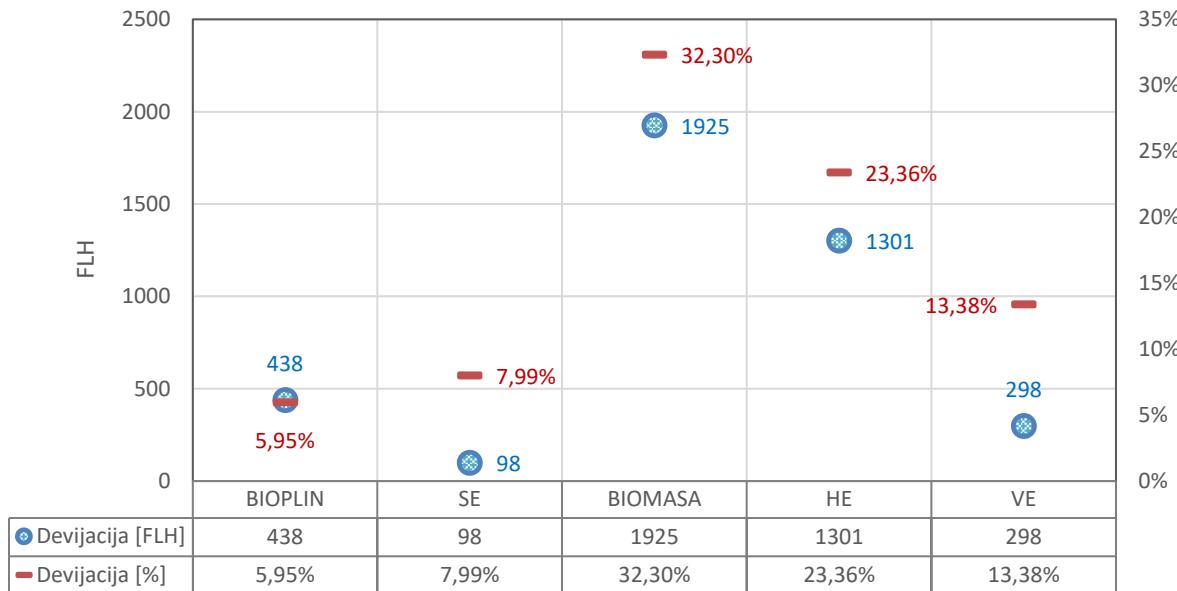
Prikazani graf temelji se na podacima iz Anketa.

Za svako postrojenje određena je prosječna vrijednost vlastite potrošnje u odnosu na naplativu proizvodnju i ti su podaci uzeti u za izračun gore prikazane statistike.

Elektrane na biomasu i biopljin imaju visoku vlastitu potrošnju što je posljedica pripreme goriva.

Viši postoci vlastite potrošnje kod sunčanih elektrana mogu se očekivati za sunčane elektrane s regulacijom smjera i nagiba fotonaponskih ploča.

## Godišnje devijacije proizvodnje po tipovima postrojenja



**Slika 3-34** Statistički pokazatelji devijacije godišnje proizvodnje na razini tehnologija

Za svaku godinu i tehnologiju određena je ukupna proizvodnja normalizirana ukupnom snagom, što je zapravo svođenje na ekvivalentne sate rada na punoj snazi (FLH). Standardne devijacije normaliziranih godišnjih proizvodnji prikazane su u absolutnom iznosu FLH i postotno u odnosu na višegodišnji prosjek<sup>21</sup>.

Statistika prikazana slici 3-34 temelji se na podacima od HROTE-a.

Kod bioplina i biomase kod kojih je primarni emergent ovisan prvenstveno o osiguranju/nabaci sirovine očekuje se manje odstupanje od prosječne proizvodnje. To jest slučaj kod bioplina, no veća odstupanja (32%) zabilježena su kod elektrana na biomasu. Iako elektrane na biomasu tehnološki smatrane stabilnim izvorom (što i jesu), iskustvo prvih godina rada pokazalo je da proizvodnja na godišnjoj razini elektrana na biomasu varira najviše, više i od postrojenja čija proizvodnja ovisi o vremenskim prilikama. Razlozi vjerojatno uključuju tehničke i netehničke uzroke (iznenadni remonti, profil proizvodnje prilagođen toplinskim potrebama, i dr.).

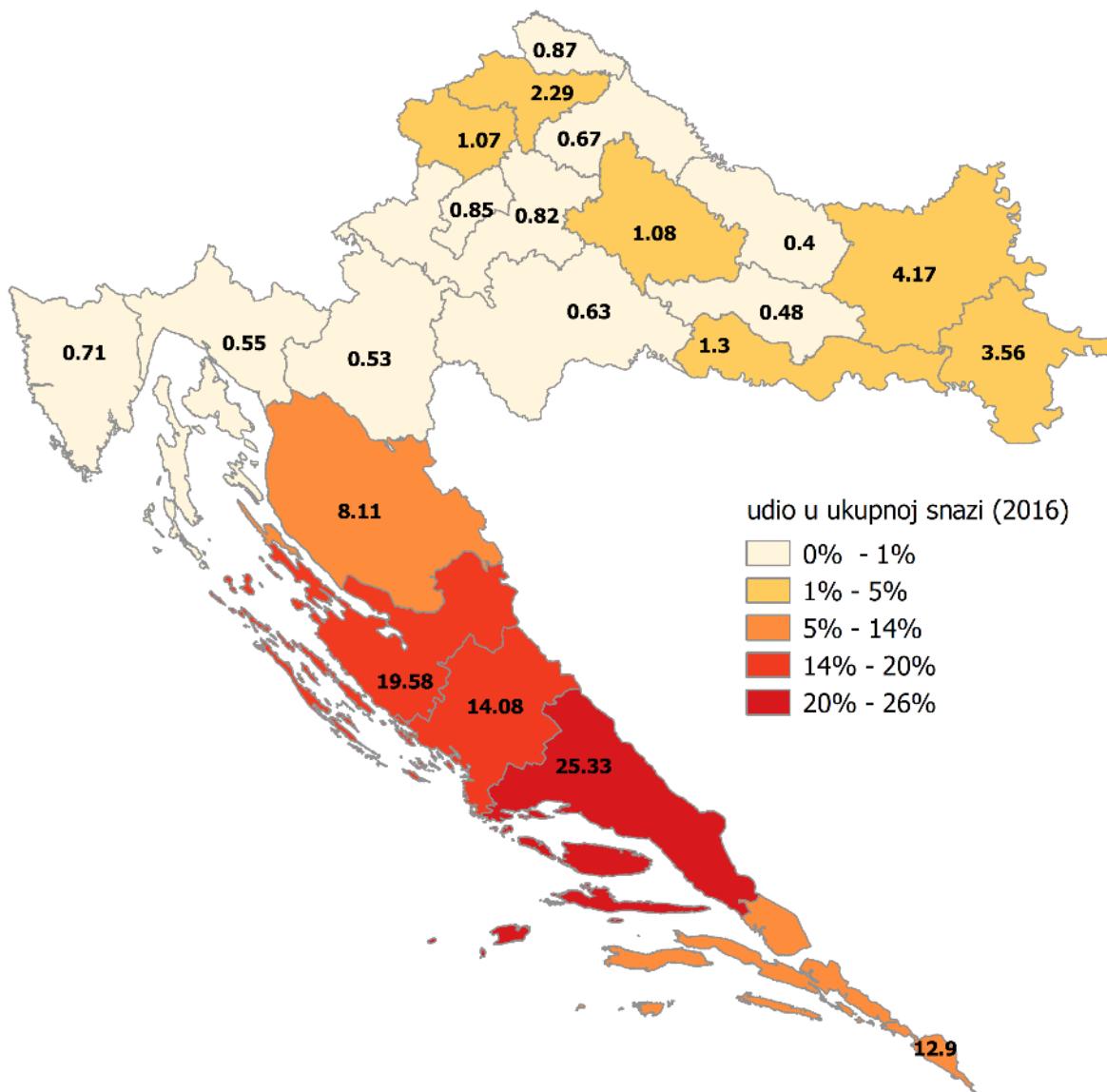
Kod postrojenja čija proizvodnja ovisi o vremenski i sezonski promjenjivom primarnom izvoru energije (protok, strujanje vjetra, solarna radijacija), najveća godišnja devijacija proizvodnje pokazala se kod malih hidroelektrana. Niže devijacije postižu se kod vjetroelektrana (13 %) i sunčanih elektrana (8 %) što pokazuje da je na godišnjoj razini raspoloživost sunčeva zračenja odnosno energije vjetra relativno stabilna.

<sup>21</sup> Postotak je određen kao omjer absolutnog iznosa i prosjeka godišnjih normaliziranih proizvodnji.

## Raspodjela snage, opterećenja i učinkovitosti rada OIE elektrana po županijama

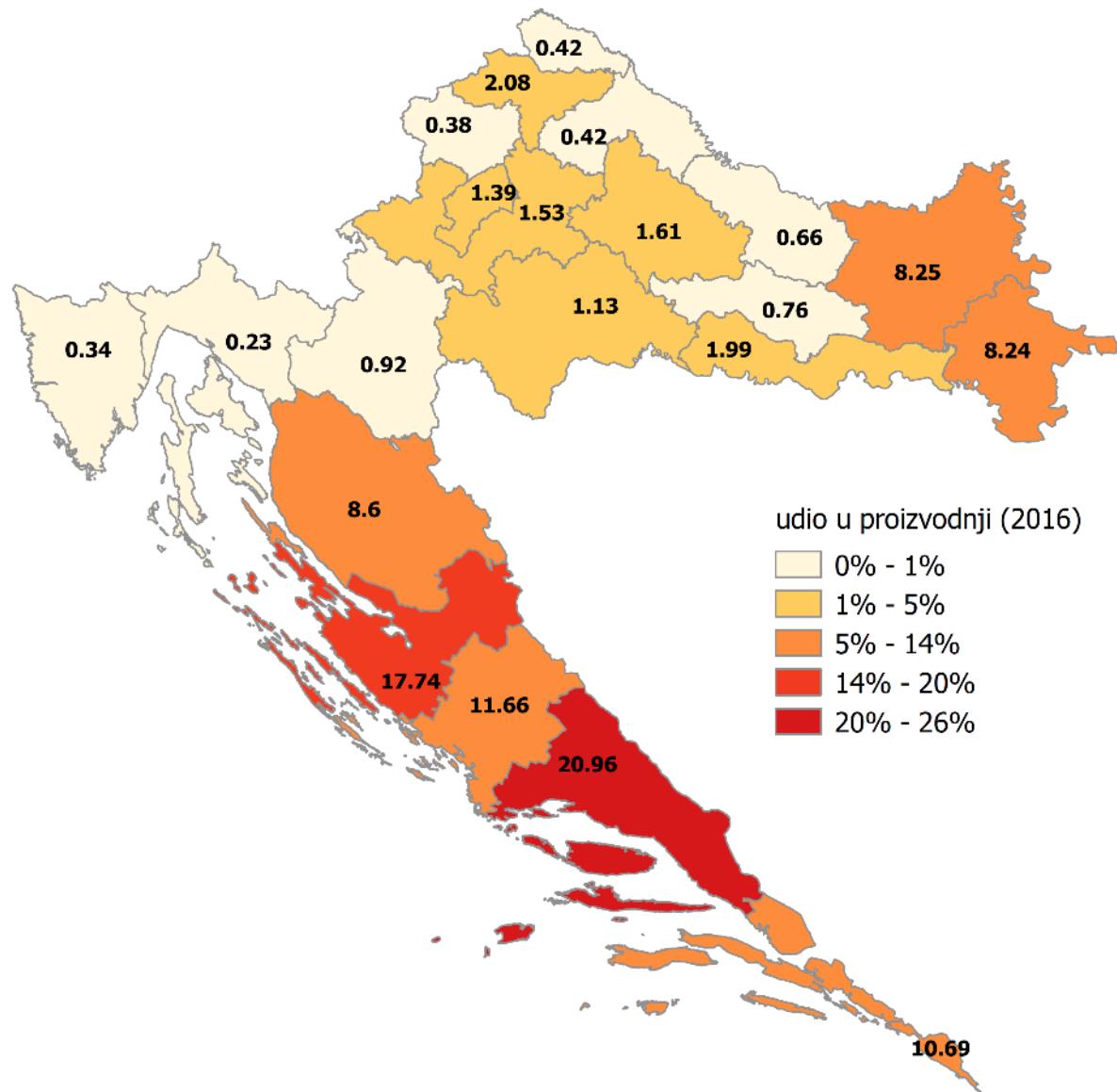
Dolje prikazane informacije temelje na podacima iz baze koju vodi HROTE.

Udjeli instalirane snage po županijama **za 2016. godinu** pokazuju da je najviše instalirane snage u primorskim županija, što je i očekivano obzirom na činjenicu da je u tom području, zbog povoljnih brzina vjetra, izgradnja vjetroelektrana najizglednija.



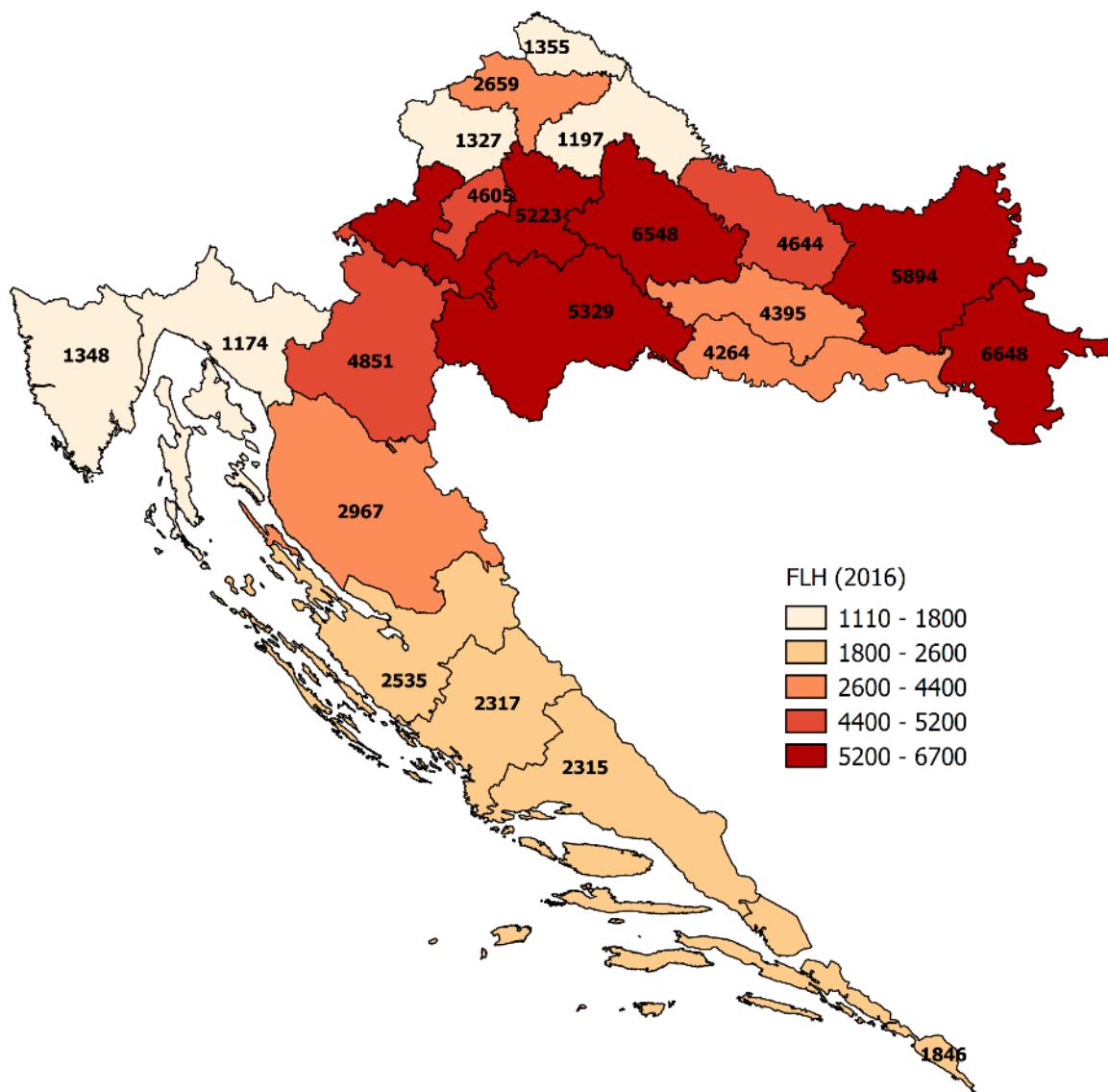
**Slika 3-35** *Udjeli instaliranih snaaga OIE elektrana po županijama za 2016. godinu*

Odnosi udjela proizvodnje po županijama **za 2016. godinu** u odnosu na instalirane snage ukazuju na učinkovitost miksa OIE elektrana različitih tehnologija. Npr. u Osječko-baranjskoj županiji udio proizvodnje je oko dvostruko veći od udjela instalirane snage jer dominiraju elektrane na biomasu i biopljin.



**Slika 3-36** Udjeli proizvodnje iz OIE elektrana po županijama za 2016. godinu

Učinkovitost miksa OIE elektrana po županijama za 2016-u godinu prikazana je na sljedećoj slici. Specifični FLH za pojedinu županiju ukazuje na učestalost tehnologija koje se koriste u pojedinoj županiji. FLH je definiran kao omjer ukupne cjelogodišnje proizvodnje i ukupne instalirane snage OIE postrojenja u toj županiji.



**Slika 3-37** FLH iz poticanih OIE elektrana po županijama za 2016. godinu

Rasponi od 2600 do 6700 FLH indiciraju da se radi o više vrsta tehnologija (SE, mHE, biomasa, biopljin), pri čemu viši rasponi ukazuju na veći udio elektrana na biomasu ili na biopljin, dok niži rasponi na veće korištenje sunčanih elektrana. Izuzetak navedenom načelu je Ličko-senjska županija u kojoj je u 2016. ostvarena izuzetno visoka proizvodnost iz udjelom dominantne energije iz vjetroelektrana.

Raspon od 1800 – 2600 FLH karakterističan je za vjetroelektrane. U Dubrovačko-neretvanskoj županiji u kojoj je najveći udio u snazi i proizvodnji ima VE, proizvodnost je izrazito niska.

FLH ispod 1800 svojstven je županijama s najvećim udjelom sunčanih elektrana u ukupnoj proizvodnji te županije.

**Tablica 3-2** Ukupne snage OIE elektrana po izvorima i županijama na kraju 2016. godine

	SE	VE	HE	Biomasa	Bioplín
Bjelovarsko-bilogorska	614,78	-	-	60,00	5.062,00
Brodsko-posavska	2.255,07	-	-	4.660,00	-
Dubrovačko-neretvanska	262,38	68.200,00	-	-	-
Grad Zagreb	1.491,24	-	-	-	3.000,00
Istarska	3.763,41	-	-	-	-
Karlovačka	196,18	-	2.625,00	-	-
Koprivničko-križevačka	559,40	-	-	-	2.999,00
Krapinsko-zagorska	5.667,09	-	-	-	-
Ličko-senjska	46,90	42.000,00	-	1.000,00	-
Međimurska	4.624,85	-	-	-	-
Osječko-baranjska	6.064,61	-	-	4.070,00	11.989,00
Požeško-slavonska	673,77	-	362,00	1.525,00	-
Primorsko-goranska	2.912,46	-	-	-	-
Sisačko-moslavačka	948,63	-	263,00	2.000,00	135,00
Splitsko-dalmatinska	2.447,15	132.000,00	-	-	-
Šibensko-kninska	944,27	73.800,00	-	-	-
Varaždinska	8.544,53	-	635,00	2.740,00	250,00
Virovitičko-podravska	1.118,00	-	-	-	1.000,00
Vukovarsko-srijemska	3.009,85	-	-	8.900,00	7.000,00
Zadarska	1.963,95	101.950,00	-	-	-
Zagrebačka	1.348,94	-	-	1.000,00	2.000,00

Iako se radi o područjima s manjim intenzitetom sunčevog zračenja, najviše instaliranih kapaciteta sunčanih elektrana locirano je u kontinentalnim županijama (Varaždinska, Osječko-baranjska i Krapinsko-zagorska).

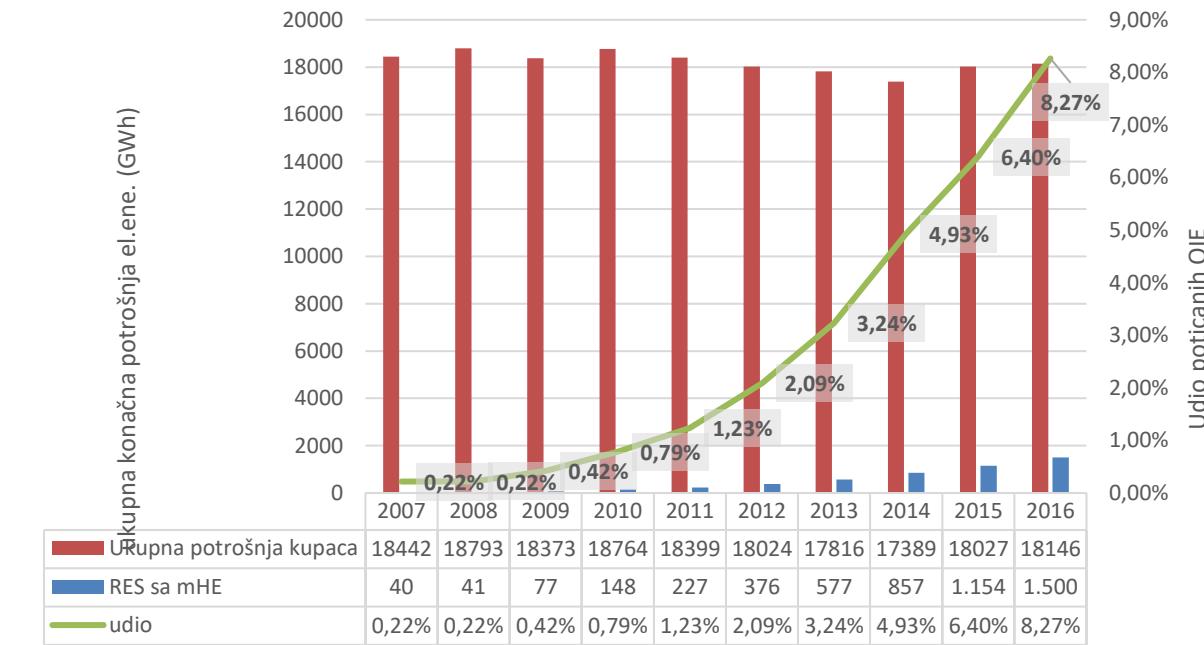
Instalirani kapaciteti vjetroelektrana su svi u priobalnim županijama, izuzev Istarske i Primorsko-goranske.

Kod malih hidroelektrana prednjači Karlovačka županija zahvaljujući prvenstveno maloj hidroelektrani u sklopu HE Lešće.

Ukupni kapacitet elektrana na biomasu i bioplín, sukladno raspoloživim resursima, prednjači u istočnim kontinentalnim županijama (Vukovarsko-srijemska, Osječko-baranjska i Brodsko-posavska).

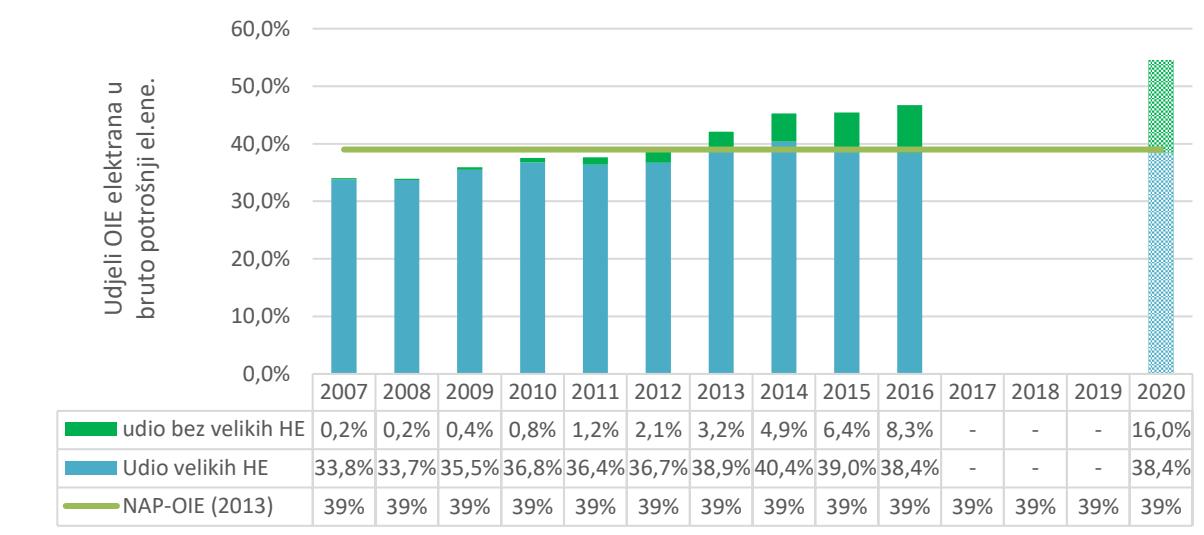
## Udio proizvodnje poticanih OIE u ukupnoj konačnoj potrošnji električne energije

Svi podaci na kojima se temelji analiza su preuzeti od EUROSTAT-a i normalizirani (za vjetroelektrane i hidroelektrane) prema metodologiji koja se koristi u EUROSTAT-u. Napominjemo da se podaci odnose isključivo na poticane OIE i ne uključuju poticane kogeneracije.



**Slika 3-38** Udio proizvodnje poticanih OIE u ukupnoj konačnoj potrošnji električne energije u HR

Vezano za ostvarivanje ciljeva zadanih prema Direktivi 2009/28/EZ, RH je u NAP-OIE zadala cilj u sektoru električne energije na 39 % udjela energije iz OIE u odnosu na ukupnu konačnu potrošnju električne energije. Na temelju podataka EUROSTAT-a može se zaključiti da velike hidroelektrane praktički zadovoljavaju zadani cilj.



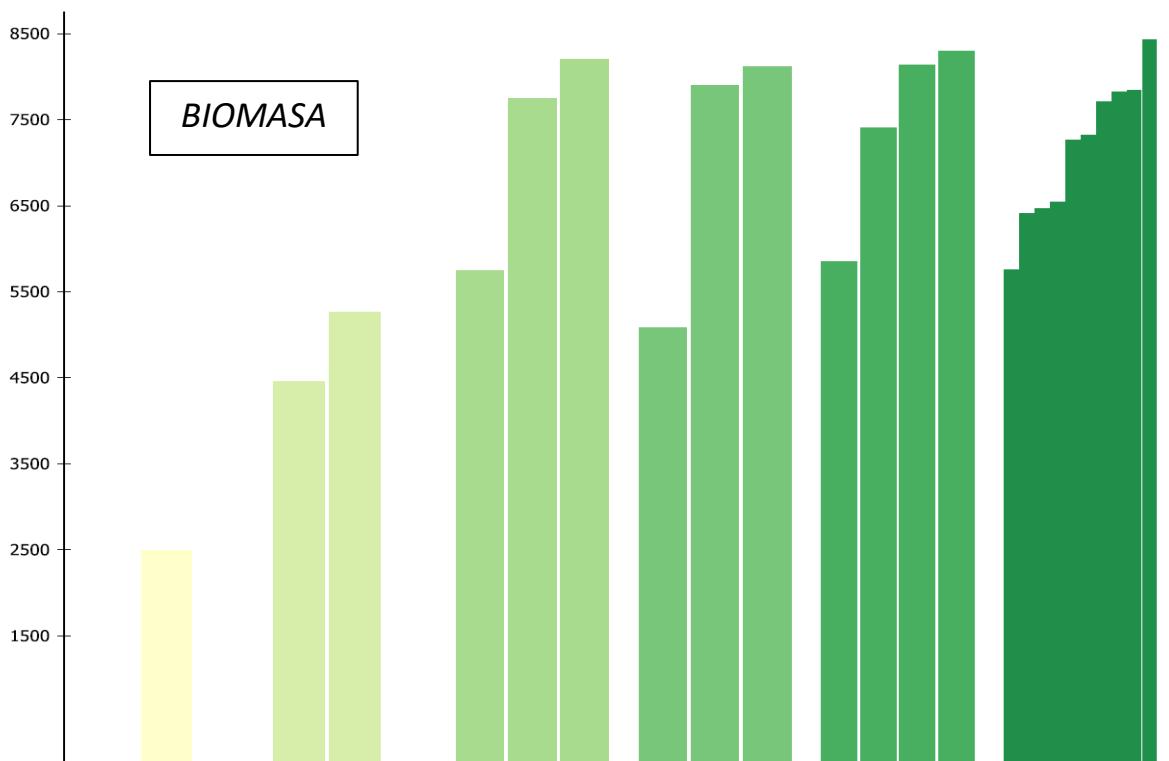
**Slika 3-39** Udio proizvodnje OIE u ukupnoj potrošnji električne energije u Hrvatskoj

## Ukupni sati rada i ekvivalentni sati nazivnog pogona

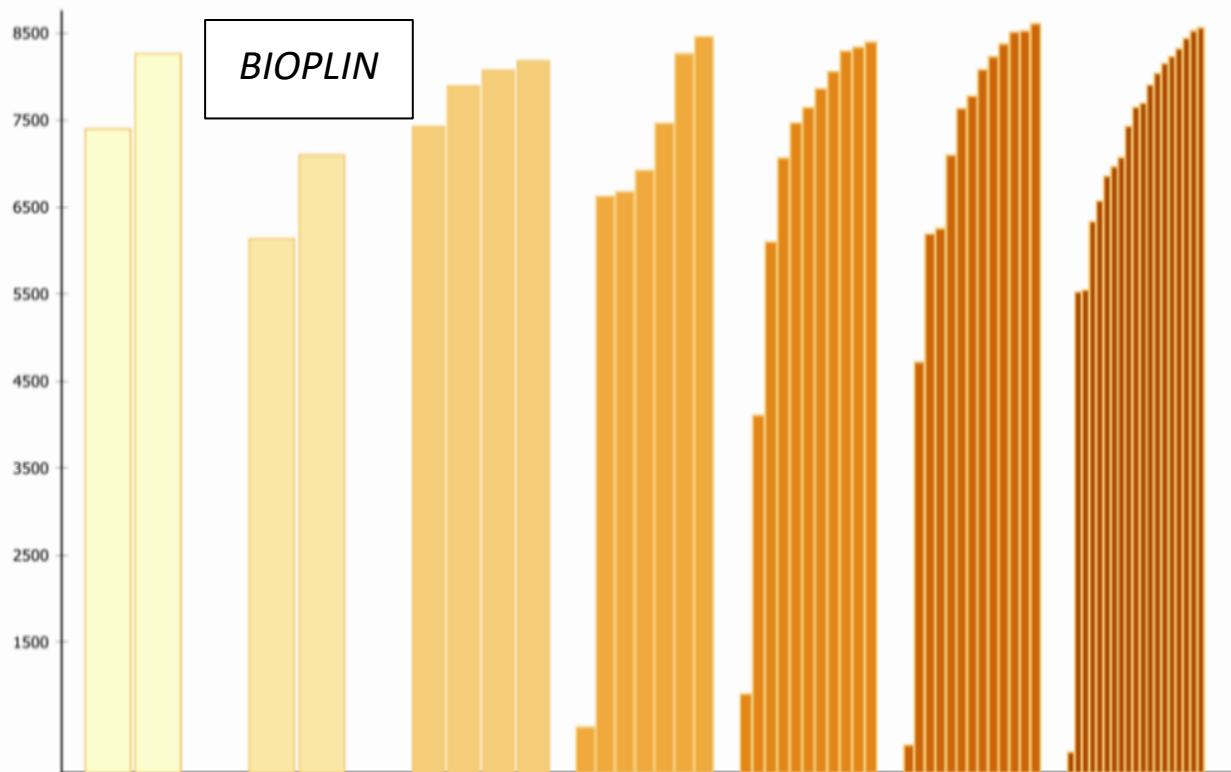
Na temelju podataka HROTE-a o snazi i proizvodnji može se izračunati statistika učinkovitosti elektrane izražena kao ekvivalentni godišnji broj sati rada na punoj snazi (*Full Load Hours – FLH*).

Podaci su izračunati za svaku tehnologiju uključujući svaku pojedinu punu godinu za svako postrojenje u pojedenoj kategoriji (tehnologiji).

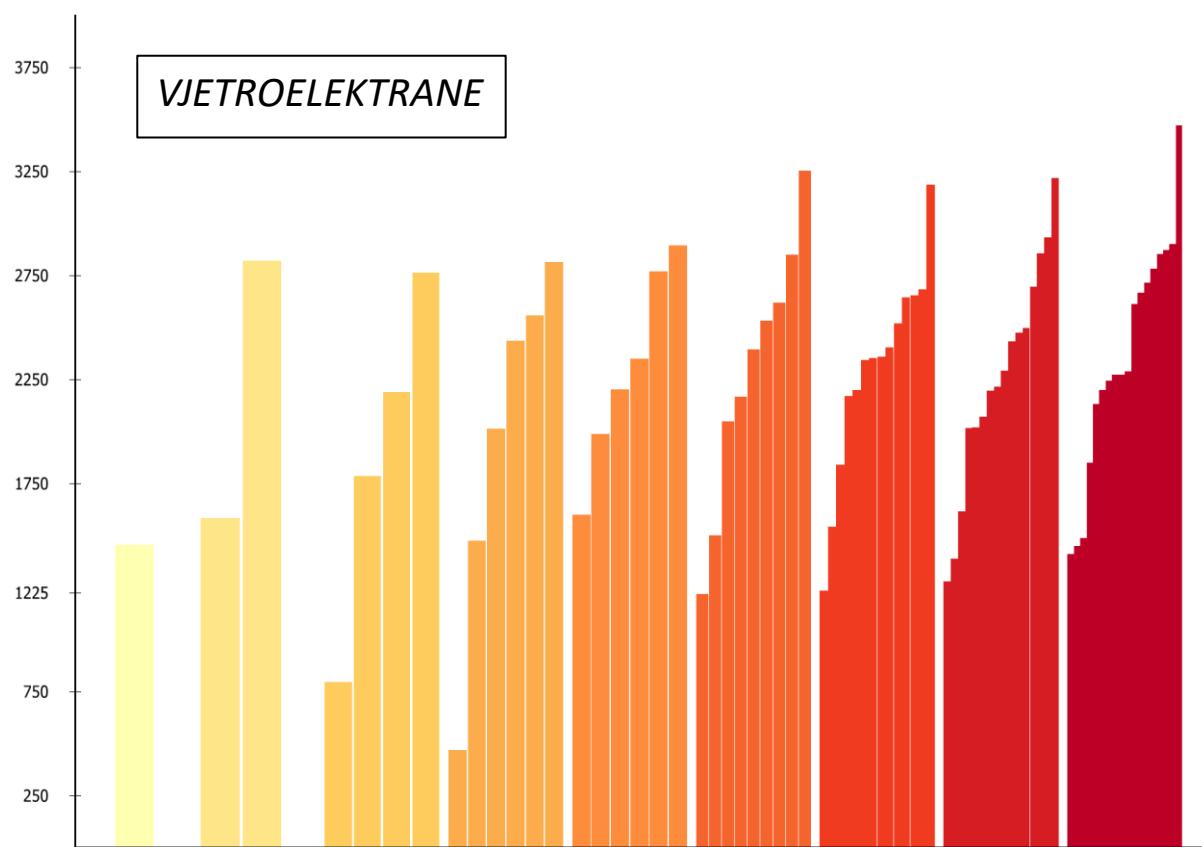
Prva godina pogona isključena je jer podatak o proizvodnji mora pokrivati punu godinu.



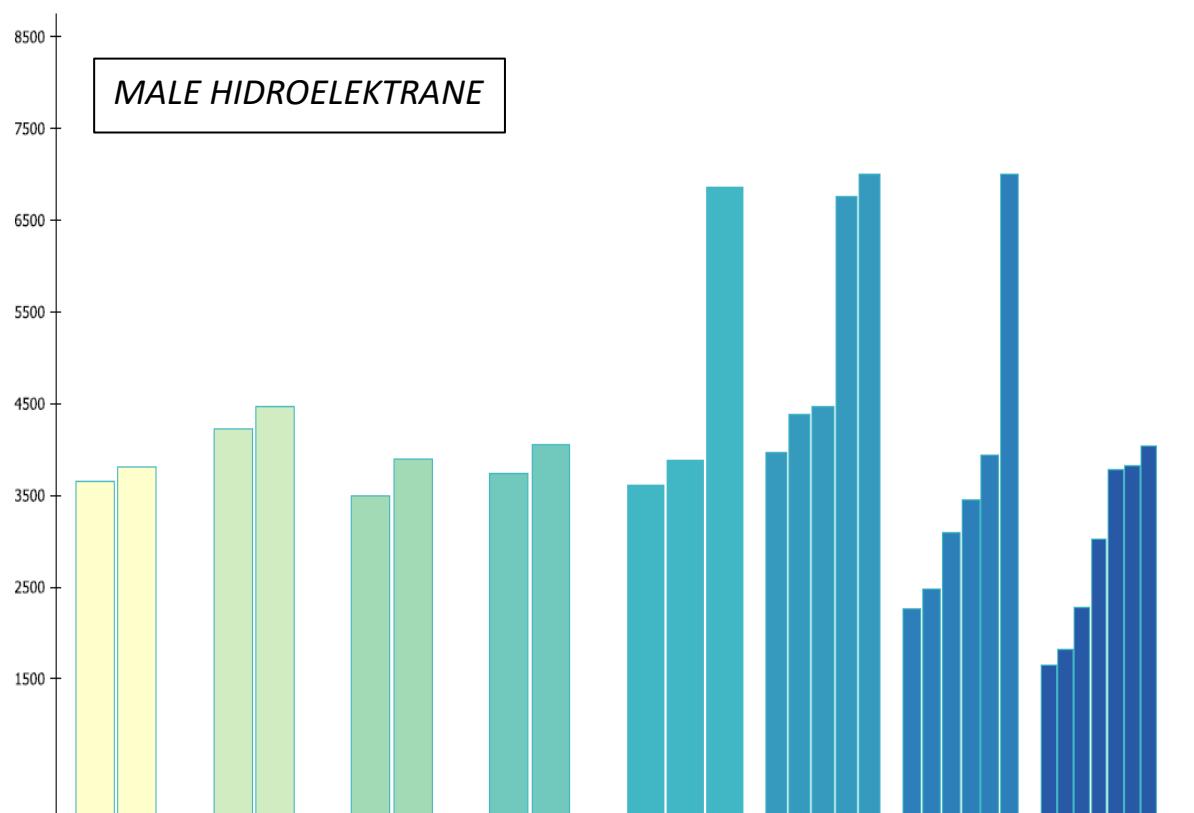
**Slika 3-40** Prosječni godišnji FLH za elektrane na biomasu



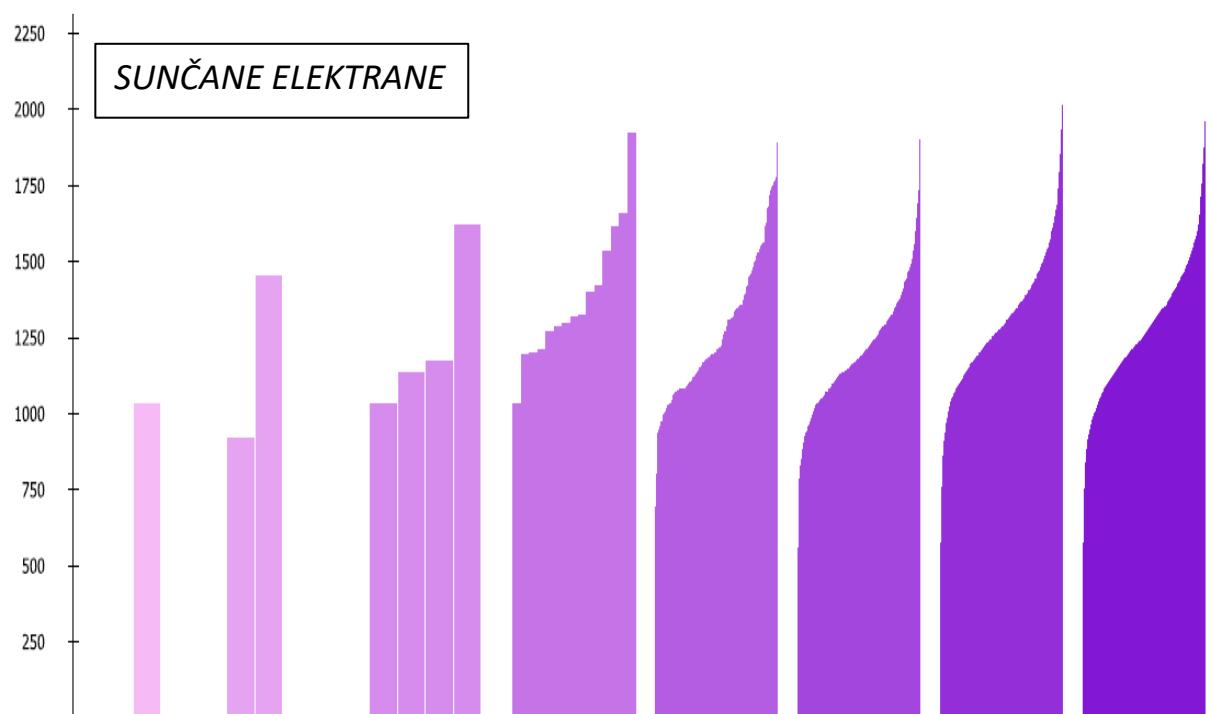
**Slika 3-41** Prosječni godišnji FLH za elektrane na biopljin



**Slika 3-42** Prosječni godišnji FLH za vjetroelektrane

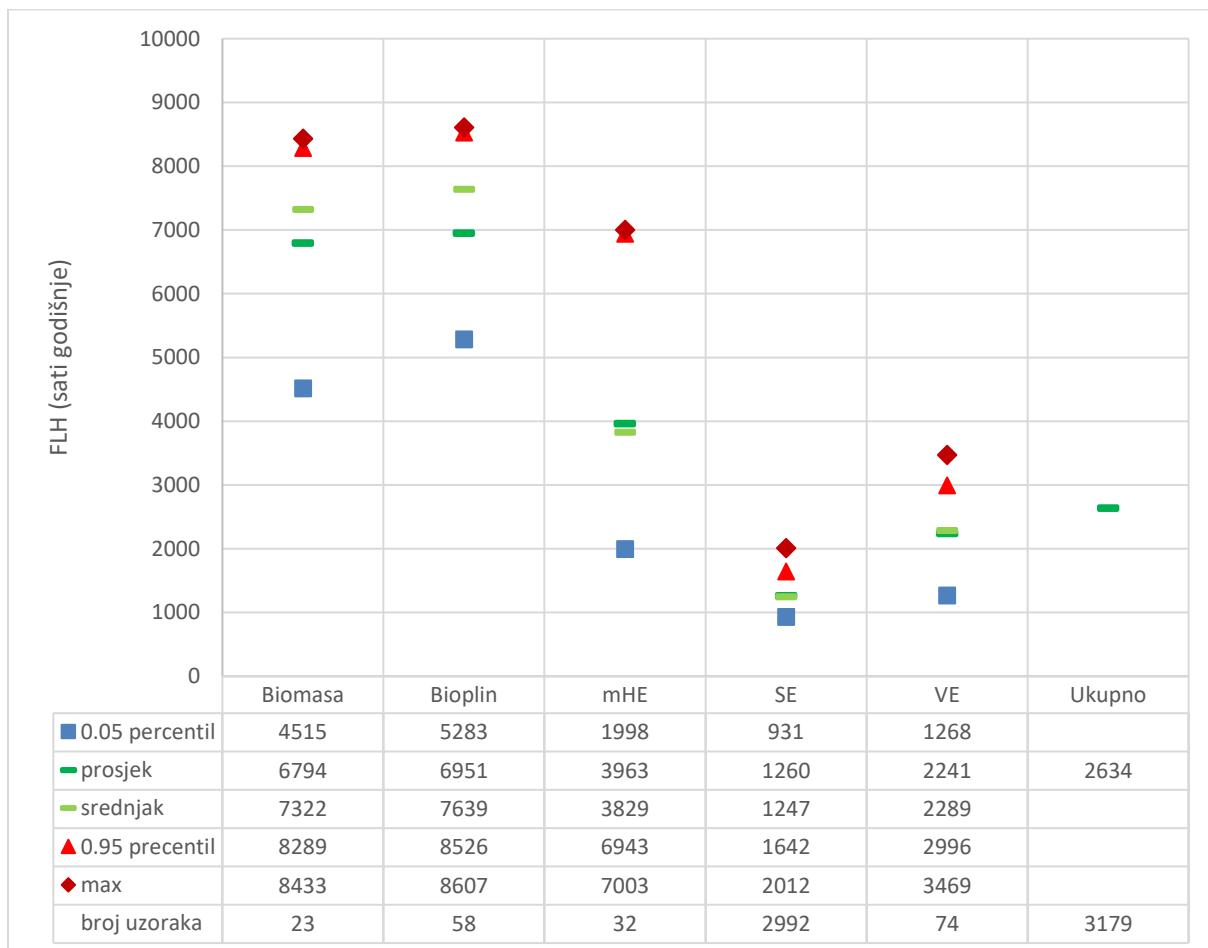


**Slika 3-43** Prosječni godišnji FLH za male hidroelektrane



**Slika 3-44** Prosječni godišnji FLH za sunčane elektrane

Na temelju podataka prikazanih u grafovima može se za svaku tehnologiju odrediti raspon ekvivalentnih sati rada u punom pogonu (FLH). Pri tome su (korištenjem percentila) izbačene neočekivano niske vrijednosti, Slika 3-45.



**Slika 3-45** Statistika ekvivalentnih sati rada u punom pogonu

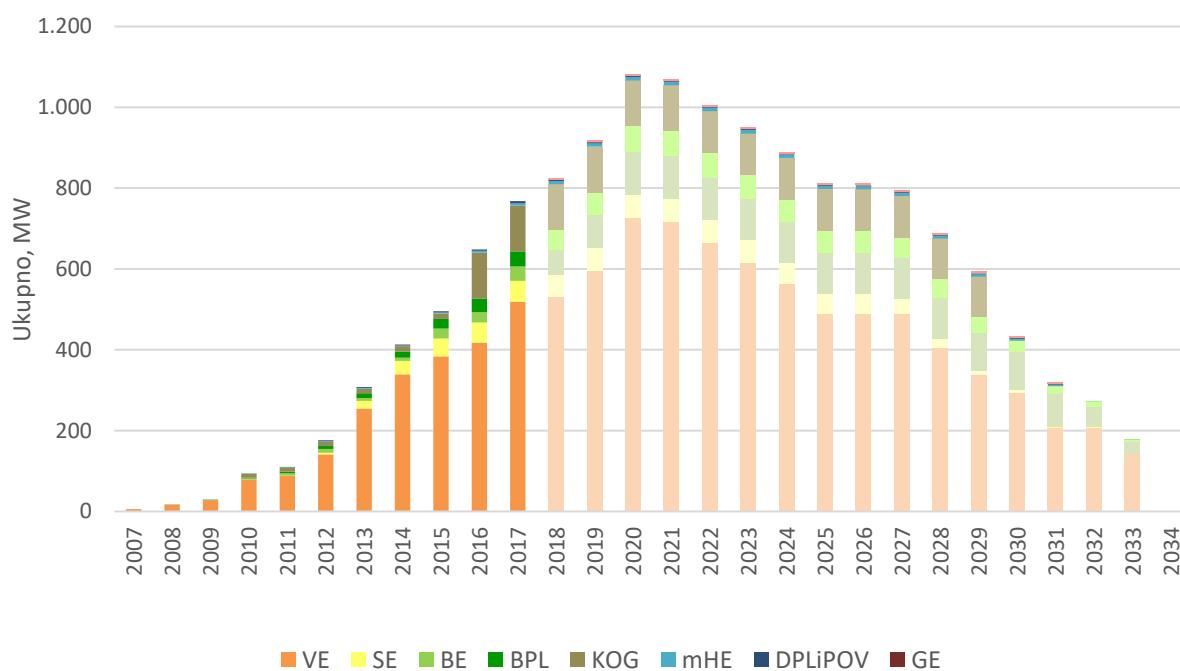
## Očekivani razvoj izgradnje OIE i potrebnih sredstava za poticanje

Krajem 2016.g. realizirano je tek oko 55% snage OIE za koju je ugovoren otkup u razdoblju 2007-2016. Kretanje izgradnje svih povlaštenih proizvođača (OIE i visokoučinkovita kogeneracija) pokazuje slika 3-46. Kako bi se procijenili integralni učinci izgradnje postrojenja za koja je ugovoren otkup izvršena je dinamička analiza čiji rezultati su prikazani na istoj slici. U ovom prikazu pretpostavljeno je da će se velika većina (praktički sva) postrojenja za koja je ugovoren otkup realizirati. Dinamika je napravljena na temelju procjene statusa pojedinih projekata koji još nisu dobili status povlaštenosti odnosno nisu ušli u sustav poticanja.

Slika 3-46 uključuje stvarne ostvarene podatke u 2017.g. koja predstavlja i početnu godinu promatranja. Iz slike se vidi da se rast instaliranih kapaciteta očekuje i u iduće 3 godine, zaključno s 2020.g. nakon koje bi izlaskom pojedinih postrojenja iz sustava poticanja ukupna snaga poticanih postrojenja trebala padati. Obzirom na trajanje ugovora o otkupu (14 godina) zadnja postrojenja bi iz sustava poticanja trebala izaći 2034.g.

Iz slike se također vidi da bi u ovakovom razvoju događaja najdominantniju ulogu u pogledu snage imale vjetroelektrane (oko 740 MW). Iako je prva vjetroelektrana već izašla iz sustava poticanja, njihov značajniji izlazak treba očekivati tek negdje iza 2024.g.

Dinamika svih povlaštenih proizvođača u FIT-u



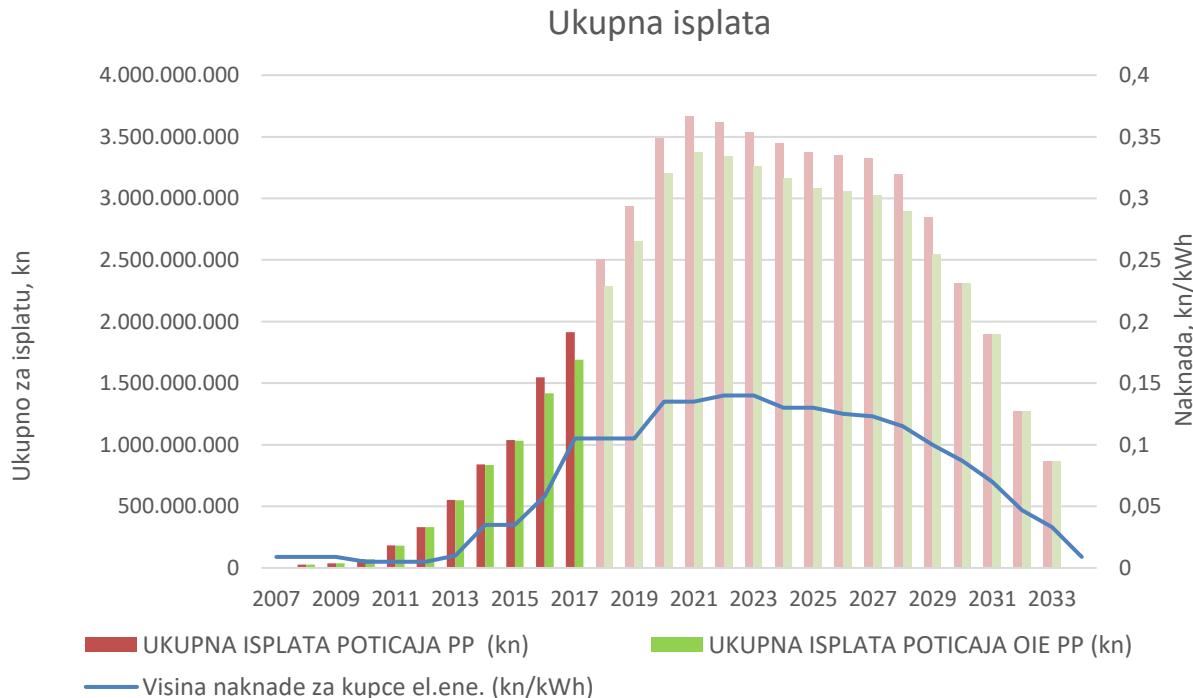
**Slika 3-46** Ostvarena i očekivana izgradnja preostalih postrojenja za koja je ugovoren otkup prema odredbama TS2007, TS2012 i TS2013. Slika pokazuje OIE i kogeneracijska postrojenja.

Razumno je očekivati da ovakvo kretanje instaliranih kapaciteta za posljedicu ima i potrebnu korekciju visine naknade za poticanje. Za slučaj ako bi se realizirala većina projekata izrađena je dinamička analiza potrebnih sredstava za isplatu povlaštenim proizvođačima i refleksije na naknadu za poticanje, sve pod sljedećim pretpostavkama:

- Naknadu za poticanje u velikoj mjeri će snositi kupci električne energije osim CO<sub>2</sub> obveznika koji će plaćati 20% naknade koju plaćaju ostali kupci;
- Opskrbljivači će u potpunosti biti oslobođeni obveze otkupa energije iz OIE po reguliranoj cijeni počev od 2020.g. Do onda, opskrbiljivači će samo djelomično otkupljivati energiju po reguliranoj cijeni a dio će se prodavati na tržištu.
- EKO bilančna grupa će početi s operativnim radom te će kao bilančno odgovorna strana snositi troškove za odstupanje od plana (u iznosu cca. 65 milijuna kuna)

Uz gore navedene pretpostavke simuliran je i hod naknade koji dovodi sustav poticanja u ravnotežu. Prema rezultatima ove simulacije, ukupna potrebna sredstva bi maksimum od oko 3,7 milijardi kuna godišnje dosegнуla u 2021.g. dok bi naknada maksimalnu vrijednost trebala ostvariti u 2022.g. (na razini od oko 0,14 kn/kWh). Nakon 2023.g. naknada za poticanje bi postepeno trebala padati sukladno izlasku OIE postrojenja iz sustava poticanja.

Treba napomenuti da su moguće i nešto drugačije dinamike vezane za naknadu za poticanje ali je bitno da kumulativno prikupljena sredstva budu u ravnoteži s obvezama po sklopljenim ugovorima o otkupu.



**Slika 3-47** Troškovi sustava poticanja za razdoblje 2007. - 2034. – potrebna ukupna sredstva i visina naknade za poticanje (ostvareno i projicirano).

**Kumulativni procijenjeni učinci** izgradnje elektrana koje koriste OIE, za koje je ugovoren otkup energije do uključivo 2016.g., uz pretpostavku daljnje izgradnje kao na slikama gore, bili bi:

- ukupna proizvodnja i u mrežu isporučena energija u elektranama koje koriste OIE bi iznosila **41,6 TWh** u razdoblju 2007-2034.g. ili oko 2,3 puta ukupna godišnja potrošnja električne energije Republike Hrvatske iz 2016.g.
- ukupno isplaćena sredstva poticanja iznosila bi oko **48,4 milijardi kuna** u razdoblju 2007-2034.g. (uračunato indeksiranje poticajne cijene sukladno odredbama tarifnih sustava).

## Zaključak

Republika Hrvatska ostvarila je značajan rast udjela OIE u razdoblju 2007-2016 kao posljedicu implementacije poticajnih mjera, da bi krajem 2016.g. dosegnula udio poticanih OIE u ukupnoj konačnoj potrošnji električne energije od oko 9%. Izgradnjom i preostalog portfelja OIE za koja je ugovoren otkup električne energije udio bi mogao porasti iznad 15%, ovisno o projektima koji će se realizirati.

Ukupno je krajem promatranog razdoblja (2016.g.) u sustavu poticanja bilo 532,3 MW elektrana koje koriste OIE, od čega:

- 3,8 MW malih hidroelektrana
- 33,4 MW elektrana na biopljin
- 27,6 MW elektrana na biomasu
- 49,5 MW sunčevih elektrana
- 418 MW vjetroelektrana

Sve OIE elektrane u sustavu poticanja u razdoblju 2007-2016. proizvele su oko 4,8 TWh električne energije.

Otkup energije iz OIE ugovoren je prema odredbama tri tarifna sustava (TS2007 prema NN 33/07, TS2012 prema NN 63/12 i TS2013 prema NN 133/13). Pri tom, obzirom na tarifni sustav po kojem je ugovoren otkup prosječna ostvarena otkupna cijena za vjetroelektrane, sunčeve elektrane i elektrane na biopljin pada s novijim generacijom tarifnog sustava dok za elektrane na biomasu i male hidroelektrane ostvarene prosječne cijene variraju (padaju pa rastu ili obrnuto).

Promatrano kroz godine, prosječna ostvarena otkupna cijena svih OIE raste te je krajem 2016. iznosila 0,955 kn/kWh s rasponom 0,773 kn/kWh za vjetroelektrane, 0,948 kn/kWh za male hidroelektrane, 1,243 kn/kWh za elektrane na biomasu, 1,284 kn/kWh za elektrane na biopljin te 2,015 kn/kWh za sunčeve elektrane. Prosječna ostvarena otkupna cijena u promatranom 10-godišnjem razdoblju 2007-2016. svih OIE iznosila je 0,921 kn/kWh.

Iako razvoj OIE nije geografski ujednačen, proizvodnja iz OIE (u 2016.g.) je prisutna u svim hrvatskim županijama što ukazuje na raznovrsnost miksa OIE elektrana različitih tehnologija. Ipak, vjetroelektrane dominiraju u priobalnim županijama, a elektrane na biomasu i biopljin u kontinentalnom dijelu Republike Hrvatske. Najviše instaliranog kapaciteta sunčanih elektrana nalazi se u kontinentalnom dijelu Hrvatske, usprkos nižem intenzitetu zračenja u odnosu na jug Hrvatske sugerirajući da razlika u raspoloživom resursu nije bila presudna za investicijske odluke.

Proizvodnost pojedinih tehnologija je unutar očekivanih vrijednosti osim kod elektrana na biopljin koje su u prosjeku radile oko 7000 ekvivalentnih sati nazivnog pogona što je nešto manje od očekivanog. Elektrane na biomasu su u zadnje četiri godine imale proizvodnost na razini 7200 sati u prosjeku, vjetroelektrane oko 2300 sati, male hidroelektrane oko 4000 sati a sunčane elektrane oko 1250 sati na godinu rada na ekvivalentnoj nazivnoj snazi. Najveću varijabilnost na godišnjoj razini pokazuju male hidroelektrane dok se kod vjetroelektrana primjećuje lagani trend rasta proizvodnosti kroz promatrano razdoblje.

Vlastita potrošnja elektrana u odnosu na isporučenu energiju varira od 0,04% za male hidroelektrane, 0,48% za sunčane elektrane i vjetroelektrane do 3,65% za elektrane na biopljin te 9,05% za elektrane na biomasu.

Dinamička analiza daljnje izgradnje OIE elektrana pokazuje da uz pretpostavku izgradnje velike većine preostalih elektrana za koje je ugovoren otkup do kraja 2016.g. ukupna snaga može doseći oko 970 MW u 2020.g. Za otkup energije iz ovih elektrana biti će potrebno osigurati oko 3,4 milijarde kuna u 2021.g. U ovome scenariju zadnje elektrane za koje je ugovoren otkup u razdoblju 2007-2016. biti će u sustavu poticanja do 2034.g.

Kumulativni procijenjeni učinci izgradnje elektrana koje koriste OIE, za koje je ugovoren otkup do uključivo 2016.g., uz pretpostavku da će doći do realizacije velike većine preostalih projekata, iznose ukupno 41,6 TWh proizvedene električne energije i 48,4 milijarde isplaćenih sredstava za otkup ove energije u razdoblju 2007-2034.g.

## 4. ANALIZA INVESTICIJA

### Projektni zadatak:

Ovo poglavlje prikazuje i komentira rezultate analize investicijskih (CAPEX) i operativnih troškova (OPEX) elektrana koje koriste OIE. Analiza prikazuje kretanje troškova na absolutnoj i relativnoj razini, te komentira strukturu istih ovisno o tipu tehnologije koja se analizira. Nadalje, daje se osvrt na odnos uvozne i domaće komponente kako u investicijskim, tako i u operativnim troškovima analiziranih elektrana koje koriste OIE, a ovisno o tipu tehnologije.

Rezultati analize prezentirane u ovom poglavlju informacijska su osnova za daljnje analize nivelliranog troška proizvodnje električne energije (LCOE), rezultati koje se obrađuju u idućem poglavlju ove Studije.

**VAŽNA INFORMACIJA:** Informacije, mišljenja, zaključci, prognoze i projekcije prikazane u ovom poglavlju Studije temelje se na podacima dobivenim anketiranjem investitora koji su razvijali projekte OIE u Hrvatskoj, HOPS d.o.o., HROTE d.o.o., javnim statistikama, ostalim javno dostupnim izvorima i tržišnim informacijama, u čiju se cjelebitost i točnost Energetski institut Hrvoje Požar (EIHP) pouzdaje, ali za koje ne jamči. Stoga su informacije, mišljenja, zaključci, prognoze i projekcije prikazani u ovom poglavlju studije podložni promjenama ovisno o promjenama izvora informacija, kao i o promjenama koje su se dogodile od trenutka pisanja teksta do stvarnog čitanja.

## Informacijska osnova

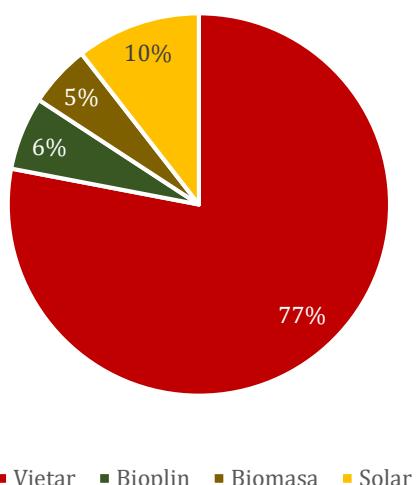
Za potrebe analize kapitalnih (investicijskih) troškova (eng. Capital EXpenditure; CAPEX) i operativnih troškova (eng. Operational EXpenditure; OPEX) poslovanja postrojenja koja koriste OIE korišteni su podaci o iznosima i strukturi troškova investicije i poslovanja dobiveni anketiranjem vlasnika postrojenja koja koriste OIE. Kako je diskutirano u prethodnim poglavljima (posebno poglavlju 1 ove Studije) proces prikupljanja podataka anketiranjem ukazao je na objektivne imitacije u pogledu kvantitete i kvalitete dobivenih podataka, a koje su direktno utjecale na veličinu analiziranog uzorka. Problematika prikupljanja kredibilnih podataka od povlaštenih proizvođača ukazuje na činjenicu da je za bilo koji oblik planiranja, provedbe i praćenja politika OIE od presudne važnosti kvalitetna informacijska osnova koja mora biti institucionalizirana, a trenutno je, najblaže rečeno, deficitarna. Proces prikupljanja podataka od poslovnih subjekata u ulozi povlaštenog proizvođača električne energije u potpunosti se temelji na volontaričkim osnovama i benevolentnosti poslovnog subjekta.

Iz navedenih razloga, skup podataka koji se mogu smatrati vjerodostojnjima i u većoj mjeri potpunima, ograničen je. Inicijalnim logičkim provjerama podataka dobivenih anketiranjem utvrđene su nekonzistentnosti i nehomogenosti među podacima te su individualiziranim slučajevima podaci dodatno komunicirani i razjašnjavani s vlasnicima OIE postrojenja.

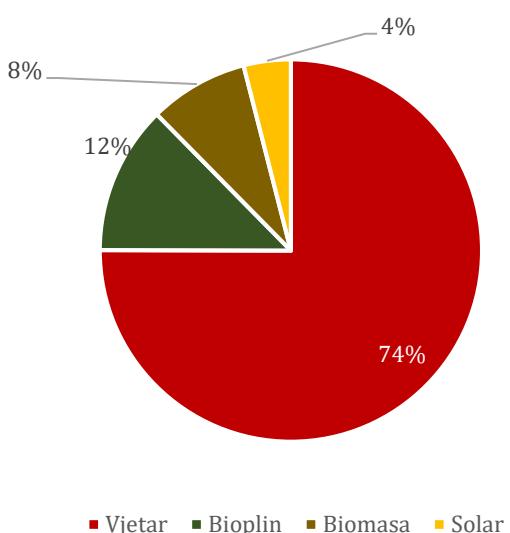
Gledano po tehnologijama, ovaj dio analize fokusiran je na četiri vrste tehnologija OIE:

- Vjetroelektrane
- Fotonaponske sustave, koji su razdvojeni na:
  - „Male“ sustave do 300 kW instalirane snage
  - „Velike“ sustave preko 300 kW instalirane snage
- Postrojenja koja koriste biomasi, i
- Postrojenja koja koriste bioplinske elektrane

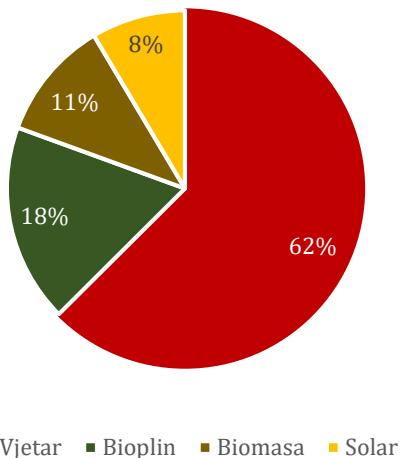
Fokus na navedene tehnologije praktičnog je razloga. Naime, u navedene četiri tehnologije OIE u RH instalirano je preko 99% ukupno instaliranog kapaciteta OIE u razdoblju 2007. – 2016., od čega na vjetroelektrane, bioplinske elektrane i elektrane koje koriste biomasu otpada 88% ukupno instaliranih proizvodnih kapaciteta. Idućim grafičkim prikazima dan je pregled strukture razmatranih tehnologija u ukupnoj strukturi postrojenja koja koriste OIE, a temeljeno na instaliranoj snazi, proizvodnji i prihodima ostvarenim s naslova povlaštenog proizvođača.



**Slika 4-1** Udio odabranih tehnologija OIE u ukupno instaliranoj snazi



**Slika 4-2** Udio odabranih tehnologija OIE u ukupno ostvarenoj proizvodnji



**Slika 4-3** Udio odabranih tehnologija OIE u ukupno ostvarenim prihodima

Obzirom na navedene indikatore, ali i činjenicu da su prema svojoj strukturi (kvalitativnoj i kvantitativnoj), podaci zaprimljeni anketiranjem ocijenjeni kao najvjerojatniji, fokus analize stavljen je upravo na navedene tehnologije. Iduća tablica prikazuje strukturu uzorka obrađenih podataka korištenih u analizi investicija i troškova, a obzirom na odabranu tehnologiju.

**Tablica 4-1** Struktura podataka u uzorku korištenom za analizu investicija

	Vjetroelektrane	Fotonaponski sustavi		Biomasa	Bioplín
		do 300 kW	više od 300 kW		
<b>Obrađeno u uzorku</b>	<b>13</b>	<b>10</b>	<b>8</b>	<b>10</b>	<b>12</b>
<b>U odnosu na ukupan broj elektrana u kategoriji</b>	<b>81%</b>	<b>1%</b>	<b>1%</b>	<b>77%</b>	<b>44%</b>
U odnosu na ukupno instaliranu snagu u kategoriji	68%	1%	14%	93%	58%
<b>U odnosu na ukupano ostvarenu proizvodnju u kategoriji</b>	<b>62%</b>	<b>5%</b>	<b>17%</b>	<b>89%</b>	<b>73%</b>

Kako se može iščitati u kategoriji vjetroelektrana analizom je obuhvaćeno ukupno 13 vjetroelektrana što je 81% ukupnog broja vjetroelektrana u RH, a navedene predstavljaju 68% ukupno instaliranog kapaciteta vjetroelektrana u RH, odnosno 62% ukupne proizvodnje. U kategorijama biomase i bioplina, analizirani uzorak pokriva 77% odnosno 44% ukupnog broja elektrana, na koje otpada 93% odnosno 58% ukupno instaliranog kapaciteta, a koje proizvode 89% odnosno 73% ukupno ostvarene proizvodnje u danoj kategoriji.

Obzirom na specifičnost fotonapona kao tehnologije, gdje u investicijskom smislu postoji izrazito velika disperzija u smislu velike zastupljenosti „malih“ postrojenja i ukupnog broja od 1233 fotonaponske elektrane, ali i obzirom na potpunost i kvalitetu zaprimljenih podataka, uzorak je u slučaju fotonapona formiran na drugačiji način.

Naime, u kategoriji „velikih“ fotonaponskih sustava (preko 300 kW) zaprimljeno je ukupno 8 valjanih anketnih upitnika za koje je utvrđeno da su podaci kredibilni te su isti obrađeni i analizirani. S druge pak strane, u kategoriji „malih“ fotonaponskih sustava, obzirom na visoku disperziranost uzorka i nisku kvalitetu zaprimljenih podataka, na podacima koji su verificirani kao kredibilni napravljena je, statističkim metodama, integracija podataka s ciljem dobivanja „prosječnog“ postrojenja za svaki od tarifnih sustava koji su na snazi bili u razdoblju 2007. – 2016. Na taj način kreiran je uzorak od 10 „prosječnih“ projekata koji reprezentiraju, svaki za jedan, tarifne sustave i grupe postrojenja unutar istih, a kako slijedi:

- 33|07 grupa postrojenja 1a1
- 33|07 grupa postrojenja 1a2
- 33|07 grupa postrojenja 1a3
- 63|12 grupa postrojenja 1a1
- 63|12 grupa postrojenja 1a2
- 63|12 grupa postrojenja 1a3
- 133|13 grupa postrojenja 1a1
- 133|13 grupa postrojenja 1a2
- 133|13 grupa postrojenja 1a3
- 133|13 grupa postrojenja 1a4

Obzirom da analizirani uzorak u velikoj mjeri odražava zastupljenost u ukupnom sustavu OIE, kako prema instaliranoj snazi, proizvodnji (primjera radi, uzorak 13 analiziranih vjetroelektrana pokriva 53% ukupno ostvarene proizvodnje OIE u RH) tako i po ostvarenim prihodima, isti se može smatrati reprezentativnim.

## Financijski pokazatelji investicija

Kako je detaljno prikazano u idućem poglavljiju, u RH je u razdoblju između 2007. i 2016. godine u OIE investirano ukupno preko 5,1 milijardi kn (oko 680 milijuna EUR). Od toga, 73% ukupne investicijske aktivnosti dogodio se u tri godine – 2013. – 2015. pri čemu većina tih investicija otpada na vjetroelektrane i elektrane koje koriste biopljin.

U nastavku se daje pregled iznosa i strukture kapitalnih i operativnih troškova elektrana koje koriste OIE u četiri fokusne tehnologije/izvora OIE: vjetar, sunce, biomasa i biopljin.

## Kapitalni (investicijski) troškovi - CAPEX

Idućom tablicom da je se komparativni pregled specifičnog (po kW instalirane snage) investicijskog (CAPEX) troška izraženog u EUR, za četiri tehnologije OIE za projekte realizirane u RH.

**Tablica 4-2 Specifični investicijski trošak (CAPEX u EUR/kW) realiziranih projekta OIE u RH**

Investicijski trošak (CAPEX) (EUR/kW)	Vjetroelek- trane	Fotonaponski sustavi		Bio- masa	Biop- lin
		do 300 kW	više od 300 kW		
Min		1.199	1.503	1.160	3.125
<b>Prosjek</b>		<b>1.556</b>	<b>1.965</b>	<b>1.549</b>	<b>4.910</b>
Max		1.750	3.461	2.838	5.281

Usporedbom s podacima međunarodne agencije za obnovljive izvore energije (IRENA) može se zaključiti da su investicijski troškovi OIE projekata iz analizirane četiri tehnološke skupine, realizirani u RH, u potpunosti u skladu s rasponom ostvarenih investicijskih troškova OIE projekta realiziranih u regiji jugoistočne Europe (SEE), ali i globalno. Iduća tablica daje pregled investicijskih troškova za SEE regiju i globalno, a kako ih objavljuje IRENA.

**Tablica 4-3 Specifični investicijski trošak (CAPEX u EUR/kW) realiziranih projekta u SEE regiji i glo-  
balno**

Tehnologija	CAPEX	
	SEE prosjek	Globalni prosjek
		EUR/kW
Fotonapon	1.231 - 1.403	1.150 - 3.310
Vjetar	1.451 - 1.836	1.230 - 2.560
Hidro	482 - 8.000	440 - 7.040
Biomasa i bioplín	1.935 - 6.723	1.716 - 6.160
Geotermalna	6.470 - 7.470	4.400 - 8.800

**Izvor: IRENA, 2017**

### Vjetroelektrane

Temeljeno na uzorku od 13 (od ukupno 16) vjetroelektrana na koje otpada preko 60% ukupne proizvodnje vjetroelektrana u RH, ukupna investicijska aktivnost od (2009. – 2016. – razbolje u kojem cijeli uzorak VE ulazi u pogon) na razini je od 432,8 mil EUR (CAPEX), od toga je u prosjeku 27% do 44% utrošeno na robe i usluge s podrjetljom u RH dok je u slučaju jedne VE iz uzorka taj iznos na razini 93%.

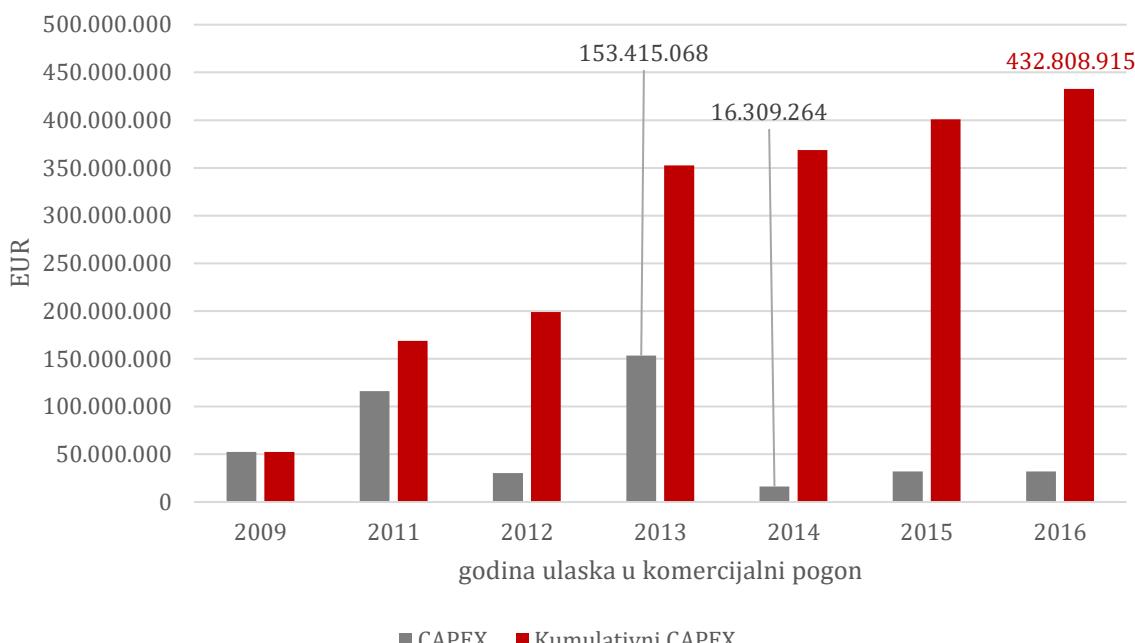
Skrećemo pozornost da se rezultati analize, pa tako i dijela koji se odnosi na udio domaće komponente u investicijskim troškovima, temelji na podacima koje je izrađivač dobio od povlaštenih proizvođača, a u koje se izrađivač pouzdaje, no za njih ne jamči.

Karakteristike vjetroelektrana (iz analiziranog uzorka) s investicijskog aspekta prikazane su idućom tablicom.

**Tablica 4-4 Tehničke i investicijske karakteristike vjetroelektrana iz analiziranog uzorka**

	Snaga MW	Proizvodnja (prosječna) MWh	Prosječni FLH h/god.	CAPEX ukupno EUR	CAPEX s podrijetlom u HR EUR	Udio HR CAPEX u total CAPEX %	CAPEX po MW EUR/MW	CAPEX po MWh EUR/MWh
<b>TOTAL</b>	<b>282,8</b>	<b>634.855</b>	<b>29.618</b>	<b>432.808.915</b>	<b>160.657.607</b>			
Min	9	18.212	1.330	11.517.748	4.178.748	27%	1.199.765	490
<b>Prosjek</b>	<b>21,8</b>	<b>48.835</b>	<b>2.278</b>	<b>33.292.993</b>	<b>13.388.134</b>	<b>44%</b>	<b>1.556.383</b>	<b>713</b>
Max	43	90.808	3.279	59.496.024	30.812.000	93%	1.750.935	1.250

Trinaest vjetroelektrana iz analiziranog uzorka u pogon je ušlo u razdoblju od 2009. – 2013. godine. Kako je ranije spomenuto, implementacija navedenih 13 projekata rezultirala je kumulativnom investicijom od 432,8 milijuna EUR, pri čemu je vrhunac investicijskog ciklusa ostvaren 2013. godine kada su u pogon ušle 4 vjetroelektrane čija je ukupna investicija bila na razini od 153,4 milijuna EUR-a. Dinamika investicija u vjetroelektrane iz analiziranog uzorka prikazana je sljedećom slikom.

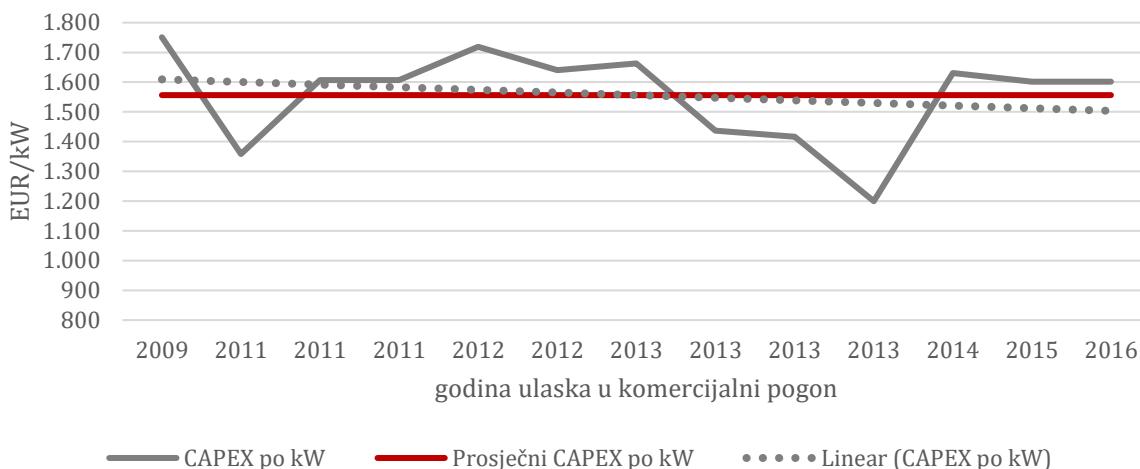


**Slika 4-4 Investicije u vjetroelektrane po godinama ulaska postrojenja u pogon**

Analizira se dinamičko kretanje specifičnog investicijskog troška (EUR/kW) u razdoblju u kojem 13 analiziranih vjetroelektrana ulazi u pogon, zamjetan je blagi pad specifičnog investicijskog troška. Cikličnost u kretanju razmatranog troška praktički je potpuno podudarna s cikličnošću kretanja cijena opreme (vjetroagregata) na svjetskom tržištu koji su pogonjeni s dva ključna faktora. Prvi je knjiga narudžbi i pomak u fazi vremena ulaska u pogon u odnosu na vrijeme narudžbe. Naime, trenutna cijena vjetroagregata na svjetskom tržištu izravno je korelirana s potražnjom za vjetroagregatima odnosno bukiranosti knjiga narudžbe. Tako se može dogoditi, i dogodilo se ranije u prošlosti, da je trenutna (spot) cijena

vjetroagregata na dan puštanja vjetroelektrane u pogon niža no što je bila u trenutku naručivanja vjetroagregata (što može biti i dvije do tri godine ranije) obzirom da je potražnja manja ili je zbog tehnološkog napretka predmetni vjetroagregat „zastario“ pa se prodaje uz diskont. Drugi je faktor tehnološki napredak i s njim povezan trošak istraživanja i razvoja. Naime, na tržištu vjetroagregata uočen je trend da, suprotno teoriji, tehnološki napredak ne dovodi do pada cijene tehnologije već ju nerijetko, zbog (u cijenu novog vjetroagregata) ugrađenog troška razvoja, ostavlja nepromijenjenom u odnosu na agregate prethodne generacije. Ponekad su cijene novih generacija vjetroagregata čak i više u odnosu na prošle generacije, pri čemu, unaprijeđene tehničke performanse (gledano specifično) ne amortiziraju u potpunosti višu (ili nepromijenjenu) cijenu.

Obzirom da je, na relativnoj razini, najdominantnija komponenta u strukturi CAPEX-a vjetroelektrane trošak opreme (agregata i s njim povezane opreme) efekti kretanja na globalnom tržištu opreme izravno se preljevaju i u RH. Uvezši u obzir i ostale eksterne čimbenike (rizik zemlje, valutni rizik i sl. koji izravno utječe na troškove zaduženja, garancija i transakcijskih troškova), promatrano na razini razdoblja, nije moguće uočiti značajniji trend pada specifičnog investicijskog troška, barem ne na uzorku od 13 vjetroelektrana (koje čine 81% ukupnog broja vjetroelektrana u RH). Dinamički prikaz kretanja specifičnog investicijskog troška na analiziranom uzorku u razdoblju ulaska vjetroelektrana u pogon, dan je na idućoj slici.

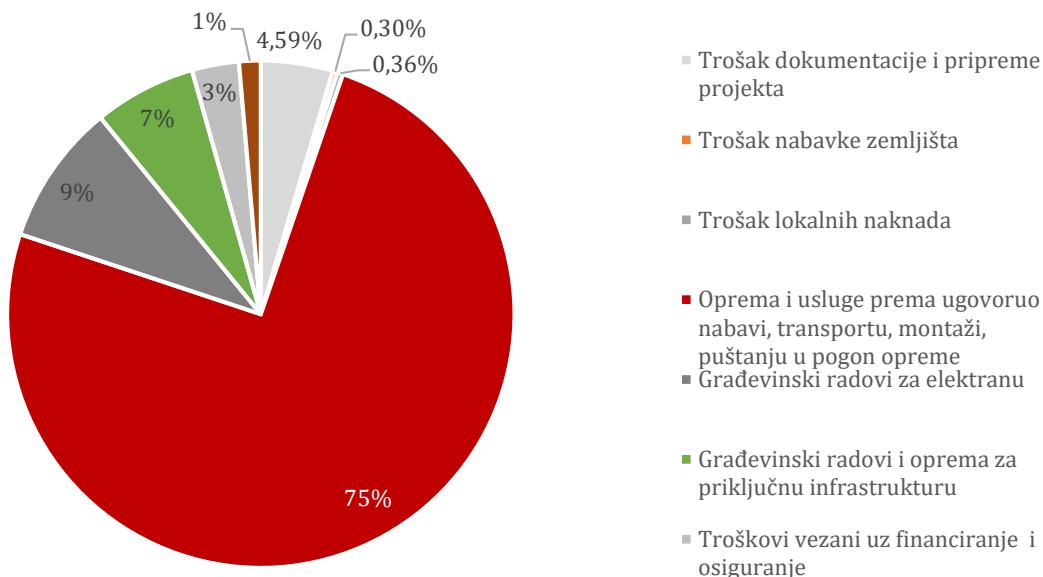


**Slika 4-5** Specifični investicijski trošak (EUR/kW) po godinama ulaska vjetroelektrana u pogon

U strukturi kapitalne investicije, kako ukazuju podaci iz uzorka, sa 75% dominiraju troškovi vezani uz isporuku i montažu opreme (vjetroagregati), dok je udio građevinskih radova relativno nizak u odnosu na neke druge tehnologije OIE (kogeneracije na biomasu/biopljin i/ili hidroelektrane). Osim u slučaju jedne vjetroelektrane, veći dio opreme vjetroelektrana proizведен je u inozemstvu te uvezen u RH, međutim cijeli niz popratnih roba i usluga koje se direktno ili indirektno ugrađuju u vjetroelektrane s podrijetлом je na teritoriju RH. Posljedica je to, između ostalog, ranog (1999.) razvoja projekta vjetroelektrana gdje je kroz dugi niz godina razvoja projekata, obzirom na potražnju za specifičnim znanjima, robama i uslugama, stvoren fundus znanja i baza dobavljača. Podaci iz anketa ukazuju na činjenicu da je prosječno trajanje razvoja projekta vjetroelektrane iznimno dugih 10 godina, dok je u nekim slučajevima na uzorku od 13 vjetroelektrana zabilježeno da je projekt razvijan punih 12 godina. S finansijskog aspekta, a podaci tome govore u prilog (npr. Trošak razvoja projekta kao sastavni dio CAPEX, kod nekih projekta), dug period razvoja projekta (koji je u mnogočemu posljedica administrativno – regulatornih ograničenja) dovodi do direktnih i indirektnih povećanja kapitalne investicije i transakcijskih troškova

projekta, što se u konačnici negativno odražava na finansijske performanse projekta i povrate investitorima, ali i na sustav u cjelini.

Struktura CAPEX-a za 13 analiziranih vjetroelektrana iz uzorka prikazana je na idućoj slici.



**Slika 4-6 Struktura investicijskih troškova (CAPEX) 13 vjetroelektrana**

### Fotonaponski sustavi

Kako je ranije navedeno, iz objektivnih razloga vezanih za podatkovnu osnovu analize, fotonaponski sustavi razdijeljeni su u dvije kategorije: „male“ sustave (do 300 kW) prema grupama postrojenja iz tarifnih sustava, te „velike“ sustave (njih 8 s kredibilnim podacima) od preko 300 kW, pri čemu svi imaju manje od 1000 kW.

Analiza investicijskih i operativnih troškova, jednako kao i ekonomsko – finansijska analiza fotonaponskih sustava ukazala je da ove dvije skupine postrojenja imaju fundamentalno različite investicijske logike, ali i potrebe. Naime, dok su „mal“ sustavi u pravilu decentralizirana postrojena većina kojih su razvijeni od strane fizičkih osoba i financirani u velikoj mjeri (obzirom na niži apsolutni investicijski trošak) vlastitim sredstvima pri čemu prihodi najčešće služe kao dopuna kućnih budžeta i metoda snižavanja troškova kućanstva, veliki sustavi su centralizirani (i tehnički i vlasnički), financirani velikom polugom (visokim udjelom duga u ukupnoj finansijskoj konstrukciji, kod mnogih i 100%) pri čemu su strukture troškova (CAPEX i OPEX) formirane i optimirane za maksimizaciju lukrativne investicijske prilike.

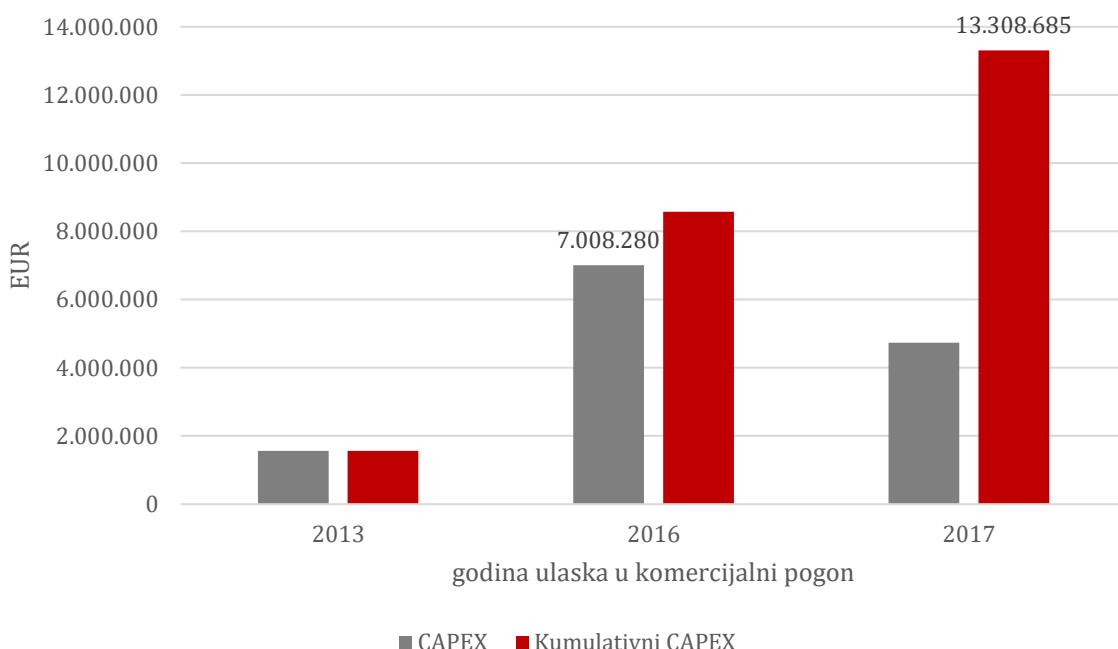
Kada analiziramo „velike“ fotonaponske sustave, uzorkom od osam postrojenja (na koje otpada 17% ukupne proizvodnje iz ukupno 1233 postrojenja) za zamijetiti je da je većina postrojenja ušla u pogon 2016. odnosno 2017. godine.

Investicijski gledano, radi se o postrojenjima u koja je kumulativno investirano 13,3 milijuna EUR, pri čemu je prosječni specifični CAPEX bio na razini od 1.663 EUR/kW te je, u prosjeku, 81% (raspon od 67% do 85%) ukupnog investicijskog troška s podrijetlom na teritoriju RH. Presjek glavnih investicijskih, ali i tehničkih karakteristika uzorka velikih fotonaponskih sustava prikazan je idućom tablicom.

**Tablica 4-5 Tehničke i investicijske karakteristike velikih fotonaponskih sustava iz analiziranog uzorka**

	Snaga MW	Proizvodnja (prosječna) MWh	Prosječni FLH h/god	CAPEX EUR	CAPEX HR EUR	Udio HR CAPEX u total CAPEX %	CAPEX po MW	CAPEX po MWh
							EUR/MW	EUR/MWh
<b>TOTAL</b>	<b>7,985</b>	<b>9.358</b>	<b>9.377</b>	<b>13.308.685</b>	<b>10.695.328</b>	<b>67%</b>		
Min	0,996	660	661	1.469.571	1.192.704	67%	1.472.516	1.160
<b>Prosjek</b>	<b>0,998</b>	<b>1.170</b>	<b>1.172</b>	<b>1.663.586</b>	<b>1.336.916</b>	<b>81%</b>	<b>1.666.666</b>	<b>1.549</b>
Max	0,999	1.530	1.531	1.874.243	1.518.846	85%	1.876.120	2.838

Prema podacima iz anketa, na analiziranom uzorku od 8 velikih fotonaponskih sustava, gotovo više od 50% kumulativa investicijske aktivnosti (na razini od 13,3 milijuna EUR) ostvareno je 2016. godini. Idućom slikom daje se pregled dinamičkog razvoja investicijske aktivnosti u velike fotonaponske sustave iz analiziranog uzorka.



**Slika 4-7 Investicije u velike fotonaponske sustave po godinama ulaska postrojenja u pogon**

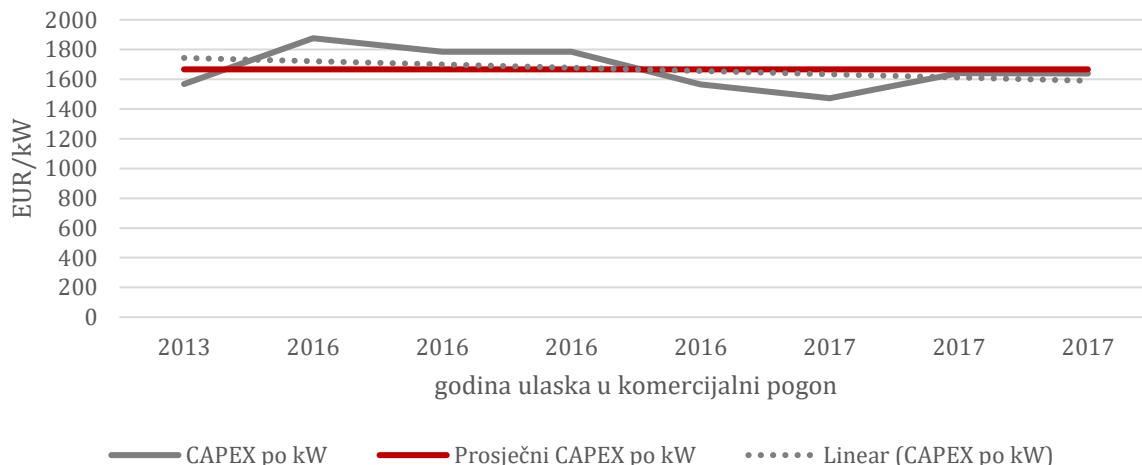
Kako je ranije objašnjeno, zbog velikog broja disperziranih malih fotonaponskih sustava, a i zbog kvalitete i potpunosti zaprimljenih podataka, izvršena je aproksimacija presjeka investicijske aktivnosti na način da su za svaku grupu postrojenja kroz evoluciju tarifnih sustava formirani „prosječni“ projekti koji reprezentiraju svaki od tarifnih sustava. Tim pristupom moguće je izvršiti ekonomsko – financijsku analizu „prosječnog“ projekta, njegove rentabilnosti i niveliranog troška proizvedene električne energije, no razmatranje evolucije i dinamike investicijske aktivnosti te njenog kumulativna obzirom na vrijeme ulaska u pogon nije moguće.

Kako je razvidno iz iduće tablice, prosječan investicijski trošak malih fotonaponskih sustava viši je od onog velikih sustava, pri čemu se maksimalni investicijski trošak zabilježen uzorkom kreće do 3.461 EUR/kW. U projektu, 68% ukupnog investicijskog troška, prema podacima iz anketa, s podrijetlom je na teritoriju RH, dok se u nekim slučajevima taj udio penje i do 83%.

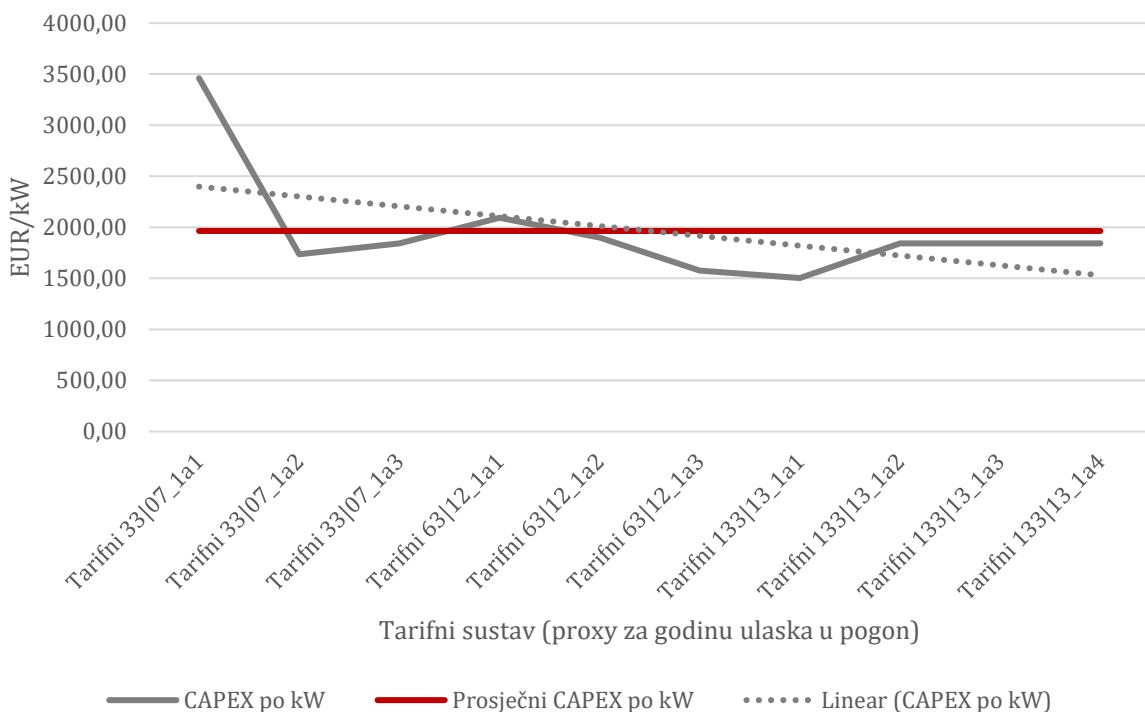
**Tablica 4-6 Tehničke i investicijske karakteristike malih fotonaponskih sustava iz analiziranog uzorka**

	Snaga MW	Proizvodnja (prosječna) MWh	Prosječni FLH h/god	CAPEX EUR	CAPEX HR EUR	Udio HR CAPEX u total CAPEX %	CAPEX po MW	CAPEX po MWh
							EUR/kW	EUR/MWh
<b>TOTAL</b>	<b>701,79</b>	<b>867</b>	<b>12.973</b>	<b>1.250.762</b>	<b>11.927.041</b>			
Min	3,44	5	1.177	6.343	1.192.704	42%	1.503	1.077
<b>Prosjek</b>	<b>70,2</b>	<b>87</b>	<b>1.297</b>	<b>125.076</b>	<b>1.192.704</b>	<b>68%</b>	<b>1.965</b>	<b>1.528</b>
Max	213,36	258	1.495	393.392	1.192.704	83%	3.461	2.782

Podaci iz uzorka velikih fotonaponskih sustava ukazuju na blagi pad specifičnog investicijskog troška (EUR/kW) pri čemu na umu valja imati činjenicu da je više od 90% postrojenja iz uzorka u pogon ušlo 2016. i 2017. godine, a tek jedno 2013. godine. Obzirom na navedeno, izrazito strma krivulja učenja koja je globalno zabilježena kod ove tehnologije nije zamjetana na ovom uzorku, ali se čak i u ograničenom razdoblju za koje postoje podaci uočava trend koji je globalno prisutan – pad investicijskih troškova.

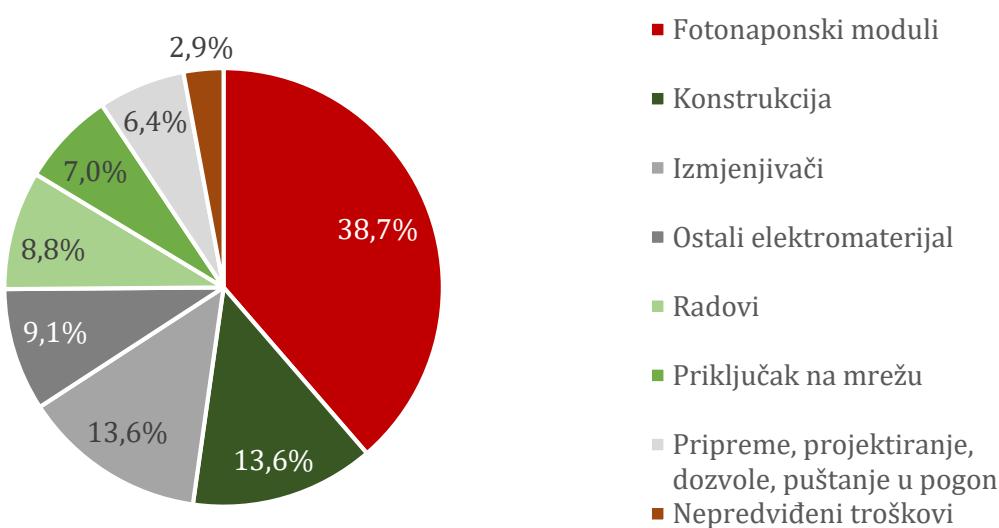
**Slika 4-8 Specifični investicijski trošak (EUR/kW) po godinama ulaska velikih fotonaponskih sustava u pogon**

Idućom je slikom prikazano kretanje specifičnog investicijskog troška malih fotonaponskih sustava obzirom na tarifni sustav – element koji, obzirom na specifičnost ovih sustava koja je ranije elaborirana predstavlja *proxy* za vrijeme ulaska u pogon. Kao što je razvidno, kod malih fotonaponskih sustava, ako se tarifni sustav po kojem ostvaruju feed – in tarifu smatra aproksimacijom njihova ulaska u sustav, globalni trend pada specifičnih investicijskih troškova fotonaponskih sustava je evidentan. Tako je specifični investicijski trošak koji je prevladavao kod projekta koji su u sustav ulazili s prvim tarifnim sustavom iz 2007. godine više nego dvostruko veći od specifičnih investicijskih troškova s kraja razmatranog razdoblja.



**Slika 4-9** Specifični investicijski trošak (EUR/kW) malih fotonaponskih sustava obzirom na tarifni sustav (kao proxy za vrijeme ulaska u pogon)

Kod velikih fotonaponskih sustava u strukturi investicijskog troška, očekivano, veliki dio otpada na opremu dok su, komparativno, ostali troškovi (rada, priključka na mrežu i sl.) manje zastupljeni nego kod drugih tehnologija OIE. Kod malih fotonaponskih sustava, koji su u velikoj mjeri standardizirani i ugrađuju se po principu „ključ u ruke“, struktura investicijskog troška je još jednostavnija i u suštini se svodi na dominantan trošak opreme, manji udio radova i pripreme projekta. Sljedećom slikom prikazana je struktura investicijskog troška za velike fotonaponske sustave, dok za male, obzirom na njihove specifičnosti, ti podaci nisu ni zaprimljeni.

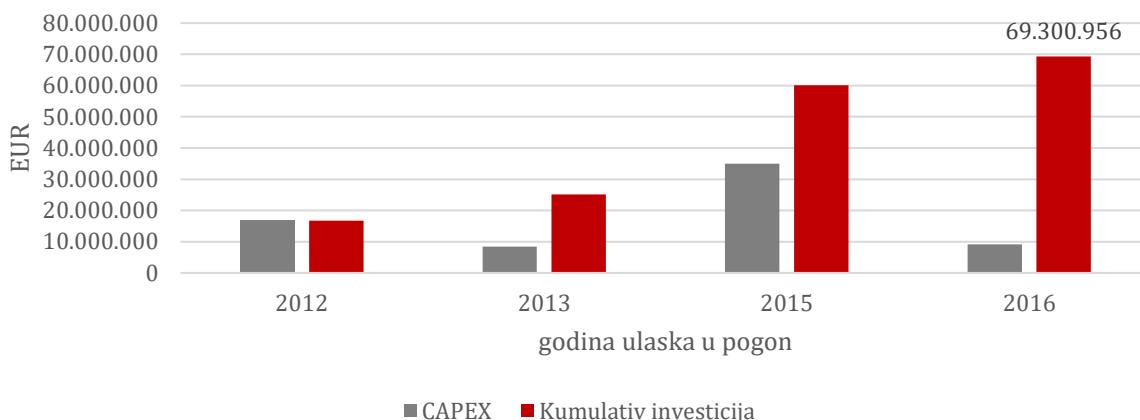


**Slika 4-10** Struktura investicijskih troškova (CAPEX) 8 velikih fotonaponskih sustava u uzorku

## Bioplin

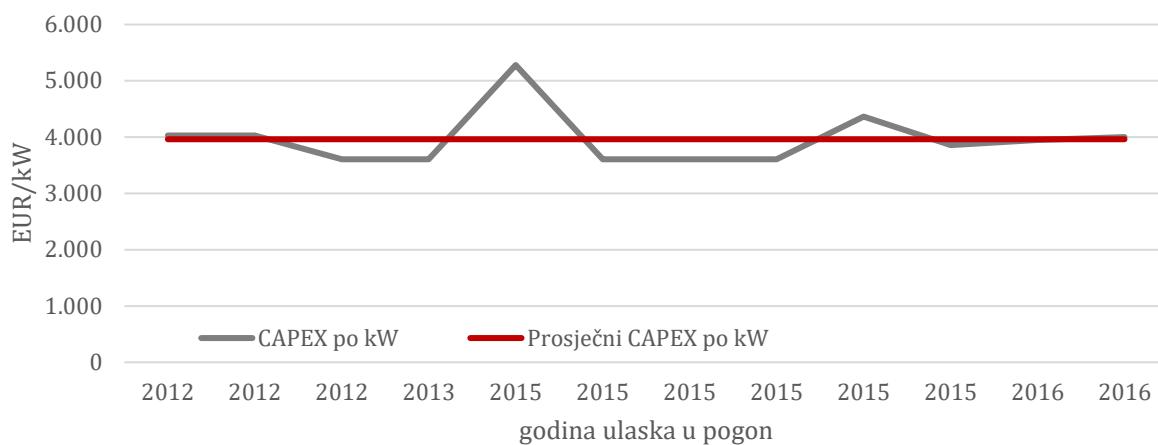
U slučaju bioplinskih postrojenja kapitalni investicijski troškovi kreću se u rasponu od 3,6 do 5,2 milijuna EUR po MW instalirane snage, pri čemu je prosječan investicijski trošak, na uzorku od 12 operativnih postrojenja u RH na razini od 3,9 milijuna EUR po MW.

Prema podacima iz uzorka od 12 bioplinskih postrojenja, u RH je do 2016. godine investirano ukupno 69,3 milijuna EUR pri čemu je vrhunac investicijske aktivnosti zabilježen 2015. godine. Zanimljivo je, ali očekivano (obzirom na karakteristiku samog postrojenja), da je u prosjeku 79% ukupnih realiziranih investicijskih troškova u bioplinska postrojenja s podrijetlom na teritoriju RH. Posljedica je to visokog udjela građevinskih radova te same pripreme projekta u ukupnoj strukturi investicijskog troška. Upravo zbog te činjenice, zabilježeni su slučajevi gdje je ukupan investicijski trošak realiziran u RH niži od prosjeka zabilježenog u EU, a kao posljedica jeftinije radne snage i općenito povoljnijih građevinskih radova. Sljedećom slikom dan je dinamički prikaz investicijske aktivnosti u bioplinska postrojenja u razdoblju od 2012. do 2016. godine u kojem su postrojenja iz uzorka ulazila u pogon.



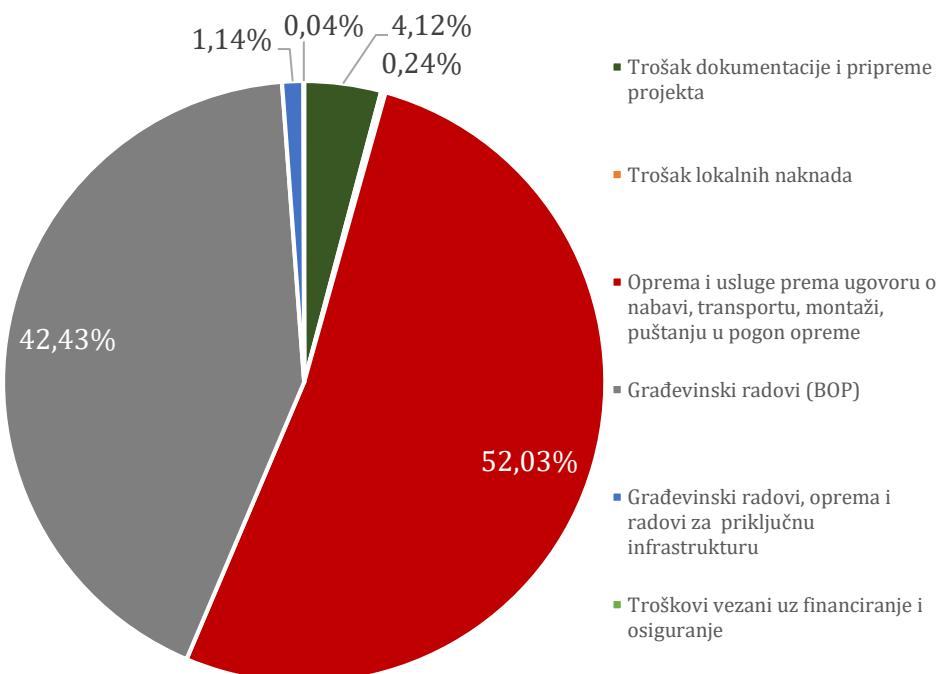
**Slika 4-11** *Investicije u bioplinska postrojenja po godinama ulaska postrojenja u pogon*

Obzirom da se radi o suštinski zreloj tehnologiji kod koje nema prevelikog napretka u smislu krivulje učenja zabilježene kod npr. vjetroelektrana ili fotonaponskih sustava, specifični investicijski trošak bioplinskih postrojenja je kroz vrijeme, na uzorku od 12 implementiranih projekata u RH, praktički nepromijenjen. Eventualne oscilacije najčešće su uvjetovane specifičnostima pojedinih projekata u smislu tehnološkog optimiranja, smještaja u prostor ili integracije postrojenja u širi kontekst poslovanja subjekta u matičnoj djelatnosti, a manje su posljedica oscilacija u cijeni tehnologije.



**Slika 4-12** Specifični investicijski trošak (EUR/kW) bioplinskih postrojenja obzirom na godinu ulaska u pogon

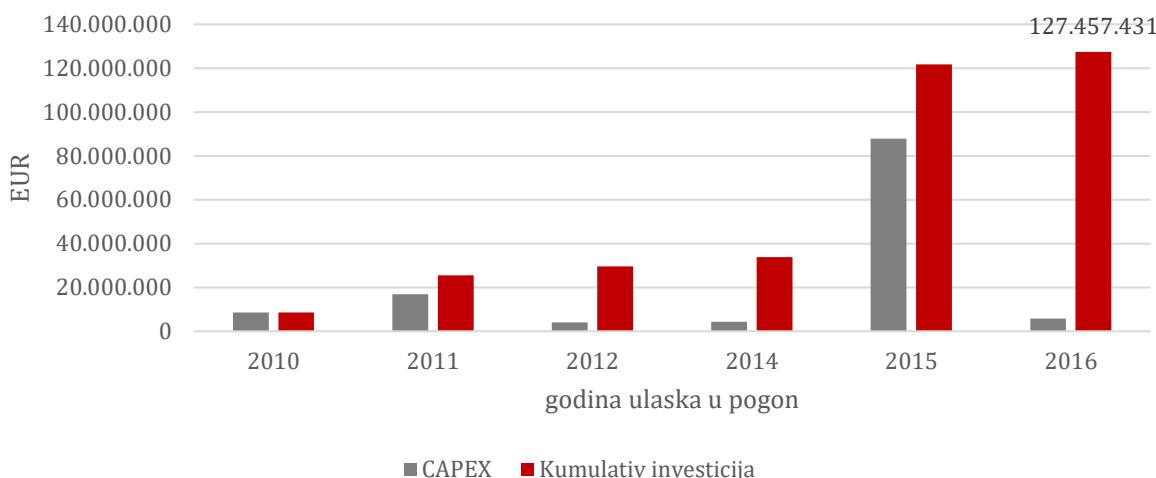
Kako je već komentirano, a kao što prikazuje iduća slika, u strukturi prosječnog investicijskog troška u slučaju bioplinskih postrojenja, malo više od 50% čini trošak opreme (dio koje se proizvodi u RH) dok visokih 42% čini trošak građevinskih radova na samom postrojenju. Obzirom na tehničke specifičnosti i uobičajene lokacije postrojenja (blizu mreže i konzuma električne energije) trošak priključka u relativnom je smislu nizak.



**Slika 4-13** Struktura investicijskih troškova (CAPEX) 12 bioplinskih postrojenja u uzorku

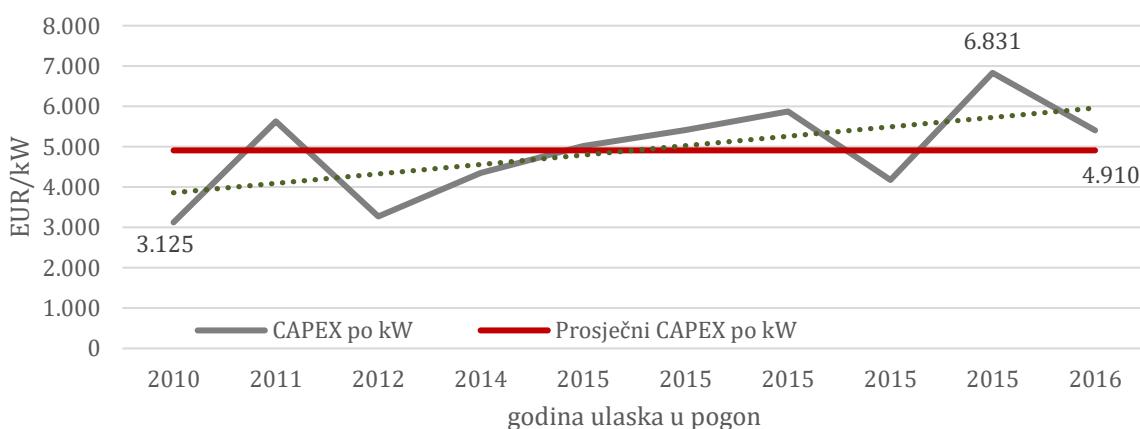
## Biomasa

Na uzorku od 10 postrojenja koja koriste biomasu, a koji je manji od uzorka za biopljin, kumulativno je u razdoblju 2010. – 2016. u kojem su postrojenja ulazila u pogon, zabilježena gotovo dvostruko veća investicijska aktivnost koja je rezultirala s 127,5 milijuna investicija u cijelokupnom razdoblju. Obzirom na karakteristike tehnologije i činjenicu da i u RH (tradicionalno) postoje proizvođači opreme koja se koristi u ovakvim postrojenjima, udio lokalne komponente u ukupnom investicijskom trošku na visokih je 83%. Iduća slika prikazuje dinamiku investicijske aktivnosti postrojenja koja koriste biomasu, iz analiziranog uzorka, a obzirom na godinu njihova ulaska u pogon.



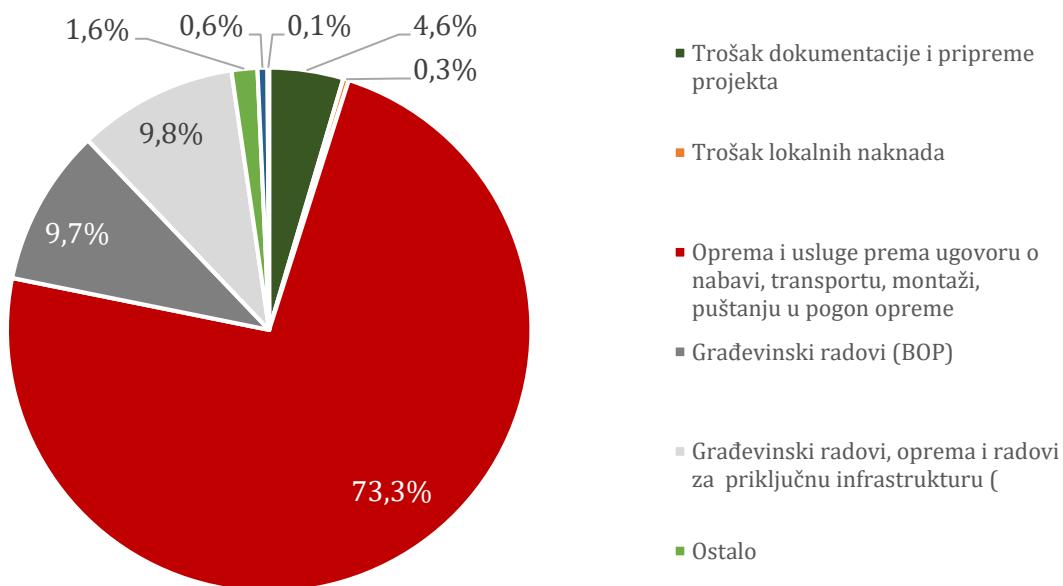
**Slika 4-14** Investicije u postrojenja koja koriste biomasu po godinama ulaska postrojenja u pogon

Podaci prikupljeni anketama pokazuju da je u razdoblju 2010. – 2016. došlo do relativnog porasta specifičnog investicijskog troška postrojenja na biomasu. Općenito, specifični investicijski troškovi kretali su se u razmatranom razdoblju između 3.125 EUR/kW i 6.831 EUR/kW pri čemu je prosječan specifični investicijski trošak na razini od 4.910 EUR/kW. Postrojenja koja koriste biomasu izrazito su projektno specifična čime konfiguracija postrojenja, njegovo optimiranje i odabrana tehnologija izravno utječe na ukupan investicijski trošak. Sljedećom slikom daje se prikaz dinamičkog kretanja specifičnog investicijskog troška postrojenja koja koriste biomasu, a ovisno o godini ulaska u pogon.



**Slika 4-15** Specifični investicijski trošak (EUR/kW) postrojenja koja koriste biomasu obzirom na godinu ulaska u pogon

U strukturi ukupnog investicijskog troška postrojenja koja koriste biomasu, prema podacima iz analiziranog uzorka, dominantan udio (73%) otpada na troškove opreme, njenog transporta, montaže i puštanja u pogon. Slijede ga građevinski radovi na postrojenju i priključnoj infrastrukturi s udjelom od gotovo 20% (kumulativno) u ukupnoj investiciji. Sljedećom slikom daje se detaljan uvid u strukturu kapitalnih troškova postrojenja koja koriste biomasu.



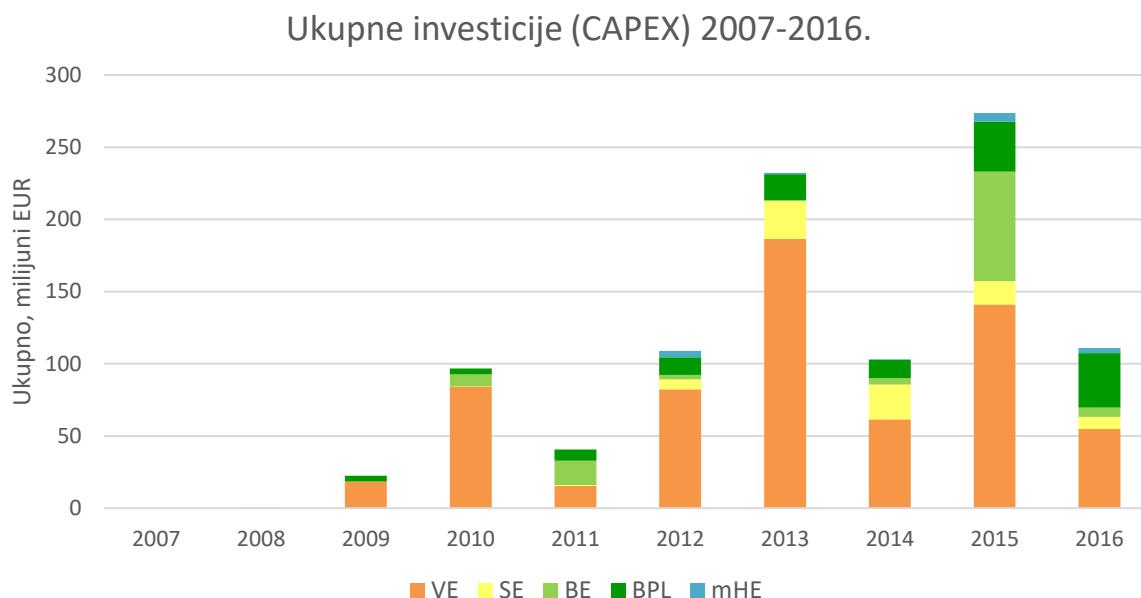
**Slika 4-16** Struktura investicijskih troškova (CAPEX) 10 postrojenja u uzorku koja koriste biomasu

### Procjena kumulativnih kapitalnih troškova za ukupnu izgradnju

Dinamička procjena ukupnih investicija u OIE u razdoblju 2007-2016. izvršena je na temelju gore prikazanih analiza za pojedine tehnologije. Budući da su iste bile temeljene na podacima raspoloživog uzorka, u ovome je poglavlju izvršeno poopćavanje na ukupnu izgradnju postrojenja koja koriste OIE, svedenih na godinu ulaska u pogon.

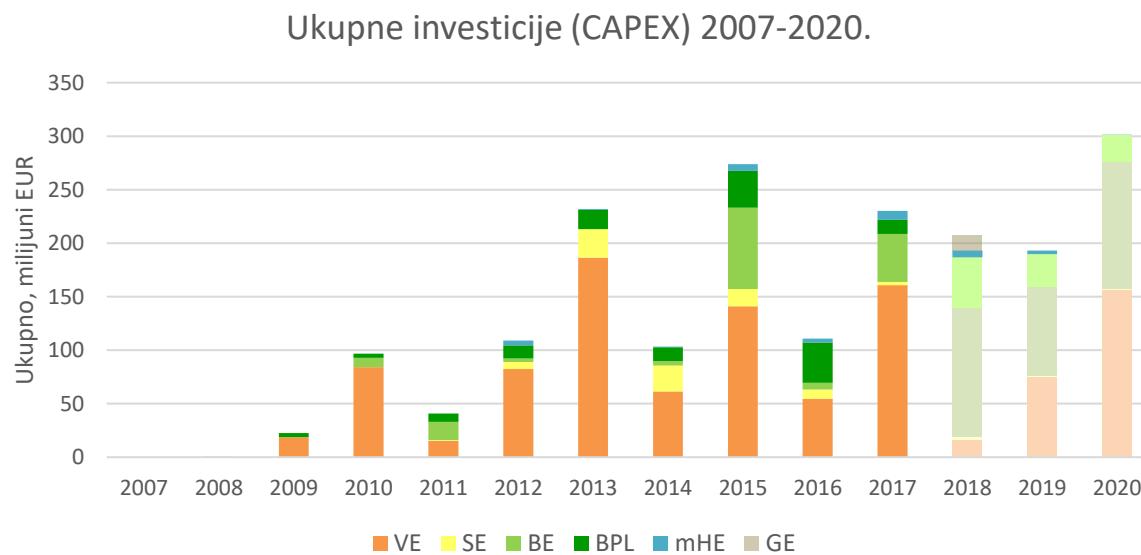
Treba naglasiti da je svođenjem kapitalnih troškova na godinu ulaska u pogon zanemarena činjenica da se ukupne investicije za svaki projekt najčešće događaju u dužem razdoblju od nekoliko godine (sama gradnja može trajati 2-3 godine, a razdoblje razvoja, kao što je pokazano u poglavlju 2 najčešće traje i znatno duže). Ovaj efekt nije bilo moguće obuhvatiti na kvalitetan način iz raspoloživih podataka, no jasno je da bi njegovim uključivanjem kumulativni kapitalni troškovi imali ujednačeniji rast do 2013.g. a nakon toga manje varirale od godine do godine, odnosno bile ujednačenije.

Konačno, valja ukazati i na nesigurnost koja proizlazi iz poopćavanja, no autori su mišljenja da prikaz kumulativnih investicija ne bi bio cijelovit bez ovakve procjene.



**Slika 4-17** Procjena ukupne investicije u postrojenja koja koriste OIE po godinama ulaska u pogon. Odnosi se na sva postrojenja u sustavu poticanja do kraja 2016.g.

No, ne treba zaboraviti da u razdoblju do 2016.g. nisu realizirani svi projekti za koje je ugovoren otkup. Imajući u vidu procjene iz poglavlja 3 (Slika 3-46), izgradnja a time i kapitalni troškovi (investicije) će se događati u razdoblju nakon 2016., odnosno sve do 2020.g. Uz ovakve procjene, kao i prepostavku realizacije velike većine preostalih projekata za koje je ugovoren otkup, ukupni kapitalni troškovi mogli bi se kretati kao na idućoj slici (opet svedeno na godinu ulaska u pogon).



**Slika 4-18** Procjena ukupne investicije u postrojenja koja koriste OIE po godinama ulaska u pogon za razdoblje do 2020.g. Odnosi se na sva postrojenja u sustavu poticanja za koja je ugovoren otkup do kraja 2016.g. uz prepostavku da će se velika većina preostalih izgraditi do 2020.g.

## Operativni troškovi - OPEX

Apsolutnim iznosom i svojom strukturom operativni troškovi, koji uključuju sve troškove potrebne za kontinuiran rad i održavanje postrojenja (bez troška financiranja i amortizacije postrojenja), izrazito variraju među tehnologijama OIE i uvjetovani su tehničkim karakteristikama proizvodnog procesa.

Kako je prikazano idućom tablicom, očekivano (obzirom na tehnološke specifikacije), najviši specifični OPEX (EUR/kW) bilježe bioplinska postrojenja i postrojenja koje koriste biomasu, dok najniži OPEX ostvaruje fotonapon. Obzirom da postrojenja na biopljin i biomasu u svom tehnološkom procesu izrazito ovise o sirovini, taj trošak u strukturi OPEX-a je najviši i istovremeno, na relativnoj razini, utječe na činjenicu da su dvije navedene tehnologije, u komparativnom smislu, operativno skuplje od ostalih analiziranih tehnologija. Također, za zamijetiti je da u slučaju bioplina i biomase OPEX iskazuje velike varijacije između najnižeg i najvišeg zabilježenog OPEX-a u uzorku. Navedeno je posljedica troška (jedinične cijene) sirovine koja može uvelike varirati u ovisnosti o operativnom modelu postrojenja: niži trošak ostvaruju postrojenja integrirana u širi poslovni proces (bioplinska postrojenja u sklopu poljoprivrednih ili industrijskih procesa/subjekata i postrojenja integrirana u npr.drvno-prerađivačku industrijsku aktivnost) od postrojenja koja su implementirana kao „greenfield“ investicije i s operativne strane su izložena kretanjima tržišnih cijena sirovine.

**Tablica 4-7** Specifični operativni trošak (OPEX u EUR/kW) realiziranih projekta OIE iz obrađenog uzorka

Operativni trošak (OPEX) (EUR/kW/god)	Vjetroelektrane	Fotonaponski sustavi		Biomasa	Biopljin
		do 300 kW	više od 300 kW		
Min	22,5	8,7	10,3	550,2	403,8
<b>Prosjek</b>	<b>90,9</b>	<b>32,9</b>	<b>56,5</b>	<b>929,3</b>	<b>789,6</b>
Max	145,2	54,8	84,7	1.195,3	1.052,2

Najniži OPEX, očekivano, bilježe mali fotonaponski sustavi obzirom da se u velikoj mjeri radi o potpuno autonomnim i automatiziranim sustavima koji u smislu održavanja iziskuju tek trošak povremenog čišćenja, redovnih pregleda i osiguranja.

Analiziraju li se operativni troškovi zabilježeni u uzorku analiziranih postrojenja s onima koje publiciraju međunarodne agencije, za zamijetiti je da je OPEX iskazan u postrojenjima RH ugrubo u rasponu međunarodnih benchmarka, ali na višoj granici. Posljedica je to lokalno uvjetovanih čimbenika kao što je tržište sirovina u slučaju bioplina i biomase (gdje zbog visoke potražnje u kratkom roku, na ograničenom tržištu, može doći do drastičnog porasta cijene (sekundarne) sirovine), tržište specifičnih (tehnoloških) znanja bitnih za održavanje (koje je u slučaju RH limitirano pa se dio mora „uvoziti“ s razvijenih tržišta što povećava cijenu održavanja) i lokalno uvjetovanih troškova kao što su naknade (centralnoj državi i lokalnoj upravi) i rizik zemlje koji je ugrađen u dio troškova (financijske naknade, osiguranje i sl.).

### Struktura OPEX-a - Vjetroelektrane

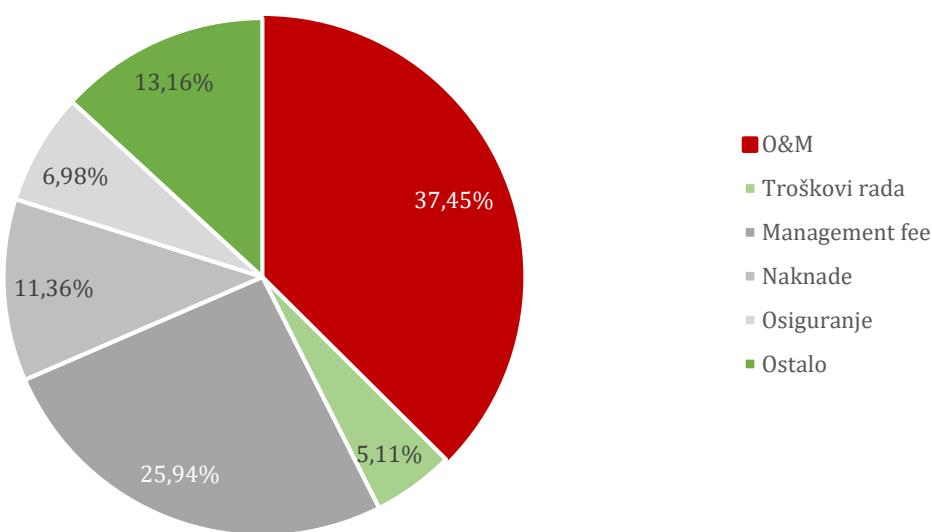
Prema podacima iz anketa, 13 vjetroelektrana u RH u dosadašnjem je poslovanju generiralo operativni trošak reda veličine 22,5 milijuna EUR godišnje od čega je, u prosjeku, 88% realizirano s podrijetlom roba i usluga na teritoriju RH. U smislu proizvodnosti, OPEX se kreće u rasponu od 12 do 57 EUR/MWh godišnje, što je u širem rasponu (na gornjoj granici) ostvarenja na razini EU.

**Tablica 4-8** Specifični operativni trošak (OPEX) vjetroelektrana u RH iz analiziranog uzorka

	OPEX	OPEX HR	Udio HR OPEX u total OPEX	OPEX	OPEX
	EUR/god	EUR/god	%	EUR/MW/god	EUR/MWh/god
<b>TOTAL</b>	<b>22.541.840</b>	<b>19.339.805</b>			
Min	501.638	501.823	57%	22.501	12
<b>Prosjek</b>	<b>1.733.988</b>	<b>1.487.677</b>	<b>88%</b>	<b>90.915</b>	<b>40</b>
Max	3.746.883	2.614.755	100%	145.264	57

U strukturi OPEX-a kod analiziranih 13 vjetroelektrana dominantan udio od 37% imaju troškovi pogona i održavanja (O&M). Radi se o trošku koji je u praksi definiran dugoročnim ugovorom s dobavljačem opreme. Upravo iz tog razloga navedeni trošak u apsolutnom iznosu, pa tako i njegov relativan udio u strukturi OPEX-a, može varirati od projekta do projekta. Štoviše, obzirom da servisni paketi različitih dobavljača opreme uključuju različiti obujam usluge i jamstva, te variraju u vremenu trajanja i odnosima fiksnih i varijabilnih troškova, iste je iznimno nezahvalno komparirati.

Relativno gledajući, drugi najzastupljeniji segment OPEX-a, u prosjeku na razini uzorka 13 analiziranih vjetroelektrana, s 26% udjela u ukupnom OPEX-u je naknada za upravljanje odnosno management fee. Ovaj podatak valja gledati s posebnom pozornosti obzirom da se suštinski radi o naknadi koja se plaća vlasniku vjetroelektrane (SPV-u – društvu posebne namjene – koje upravlja vjetroelektranom), a koja se u slučaju projekta u inozemnom vlasništvu najčešće isplaćuje maticnoj (holding) kompaniji koja je formalni vlasnik SPV-a. Ovo je zanimljivo iz razloga što se, barem dio ove naknade, u suštini može smatrati isplaćenom dobiti (prošlog razdoblja odnosno povratom na uloženo) koja je legitimno prikazana kao (stvaran) trošak i time u konačnici narušava sliku profitabilnosti projekta (na način da povećava operativne troškove i umanjuje dobit). Stoga, u razmatranju ukupne profitabilnosti vjetroelektrana ovu činjenicu valja imati na umu. Obzirom na svoje tehničke karakteristike (visoka razina autonomije i automatizacije) udio troškova rada (obzirom na mali broj operativno zaposlenog osoblja) na razini je od tek ca. 5% ukupnog OPEX-a, dok su troškovi za naknade (centralnoj državi i JLPRS) obzirom na veličinu prosječnog projekta i (visoku) proizvodnost i prihode, u strukturi OPEX-a na značajnih 11%. Idućom slikom prikazana je detaljna struktura OPEX-a 13 vjetroelektrana iz analiziranog uzorka.



**Slika 4-19** Struktura operativnih troškova (OPEX) 13 vjetroelektrana iz analiziranog uzorka

### Struktura OPEX-a – Fotonaponske elektrane

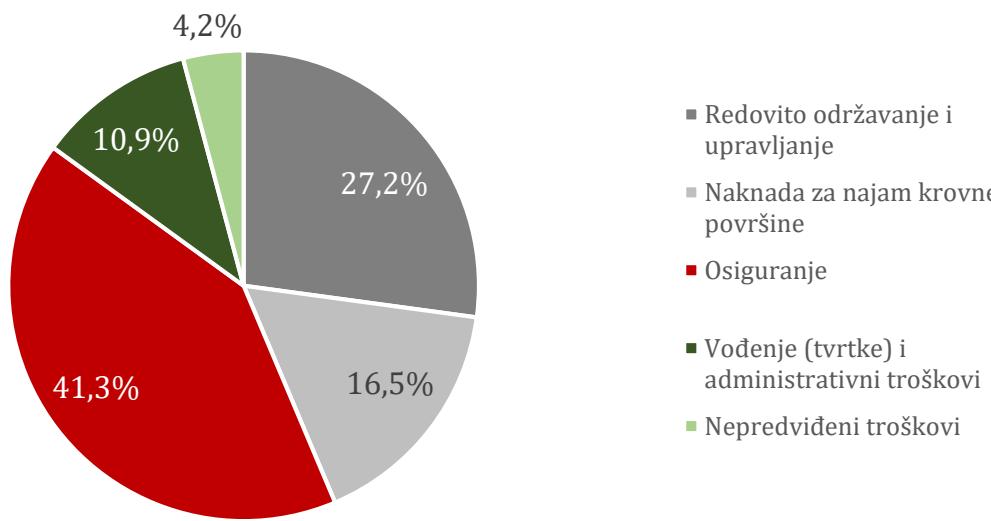
Uzveši u obzir specifičnosti fotonaponskih sustava u RH i problematiku prikupljanja kredibilnih podataka, a kako je ranije elaborirano, struktura i iznosi OEPX-a u slučaju fotonaponskih sustava analizirani su za velike sustave i strukturalno uprosječeni na cijelom skupu podataka. Fotonaponski sustavi, relativno gledajući, imaju najniži operativni trošak od svih tehnologija OIE, pri čemu mali sustavi, očekivano i logički, imaju OPEX niži od velikih sustava. Razlog navedenome je visoka razina autonomije i automatizacije zbog koje upravljanje sustavom (u smislu radne intenzivnosti) praktički ne postoji, a održavanje se svodi na redovna čišćenja, održavanje okoliša (kod velikih sustava) redovne pregledе i izmjene promjenjivih dijelova opreme. Kod velikih sustava OPEX se na specifičnoj razini kreće na razini od 10 do 84 EUR/kW s prosjekom od 56 EUR/kW. Zanimljivo je da je, u prosjeku, čak 96% roba i usluga korištenih u održavanju sustava, prema podacima iz anketa, s podrijetlom na teritoriju RH. Navedeni podatak odgovara iskustvenoj situaciji na terenu, a posljedica je velikog interesa i broja (malih) instaliranih diversificiranih sustava zbog koji se razvilo popratno tržiste roba i usluga (instalatera) koji opskrbuju potrebe korisnika i održavaju sustave. Iduća tablica daje pregled osnovnih karakteristika OPEX-a za velike sustave.

**Tablica 4-9** Specifični operativni trošak (OPEX) velikih fotonaponskih sustava u RH iz analiziranog uzorka

	OPEX	OPEX HR	Udio HR OPEX u total OPEX	OPEX	OPEX
	EUR/god	EUR/god	%	EUR/MW/god	EUR/MWh/god
<b>TOTAL</b>	<b>451.515</b>	<b>464.937</b>			
Min	10.335	10.335	92%	10.345	8
<b>Prosjek</b>	<b>56.439</b>	<b>58.117</b>	<b>96%</b>	<b>56.547</b>	<b>53</b>
Max	84.693	84.693	100%	84.777	92

U apsolutnom iznosu, operativni troškovi malih sustava izrazito su niski i svode se na red veličine 8 do 54 EUR/kW godišnje s prosjekom na 32 EUR/kW godišnje.

Analizira li se agregirana struktura OPEX-a malih i velikih sustava, kako je prikazano idućom slikom, zamjetno je da je dominantan udio u strukturi ukupnog OPEX-a na trošku osiguranja (45%), a tek nakon njega s upola manjim udjelom sudjeluje trošak redovnog održavanja i upravljanja elektranom. Podatak o visokom udjelu troška osiguranja, premda iznenađujući, logičan je obzirom na tehničke specifičnosti tehnologije. Naime, većina sustava je autonomna i fizički ne nadzirana te podložna eksternim rizicima (vremenskim uvjetima i sl.) koji mogu rezultirati lomom stroja koji je u mnogim slučajevima nepopravljiv već zahtjeva potpunu izmjenu panela (kao najskupljeg dijela instalacije). Stoga je logično da su troškovi osiguranja relativno visoki, ali zbog niskih ostalih troškova OPEX-a specifično gledajući najznačajniji.



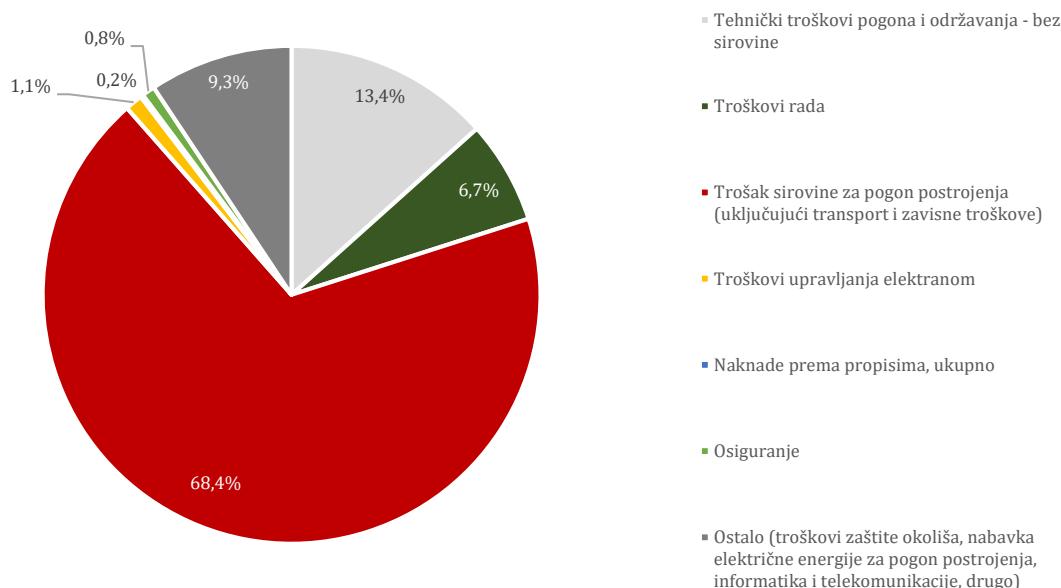
**Slika 4-20 Struktura operativnih troškova (OPEX) fotonaponskih sustava iz analiziranog uzorka**

Zanimljivo je da je, kao i slučaju vjetroelektrana, kod velikog broja velikih fotonaponskih sustava zamjećen izrazito visok udio troška naknade za upravljanje (kod nekih čak i do 63% ukupnog OPEX-a), stoga postoji opravdan razlog troškove iskazane u navedenoj kategoriji, odnosno barem jedan njihov dio, smatrati oblikom isplaćene dobiti/prihoda prošlog razdoblja. Kao i slučaju vjetroelektrana, uz navedene troškove, veliki sustavi koji ih iskazuju niske su profitabilnosti (više – od – realnog nивелiranog troška proizvodnje u odnosu na poticajnu cijenu) koja je u realnosti, po investitora, viša – u nekim slučajevima između 11 i 20%. Navedeno ukazuje na činjenicu da uz dane investicijske troškove postoji određena razina fleksibilnosti na strani operativnih troškova, odnosno da feed – in tarifa može biti korigirana na niže obzirom na tehnološki napredak i pad opće razine troškova tehnologije.

### Struktura OPEX-a – Bioplinska postrojenja

U strukturi operativnih troškova bioplinskih postrojenja iz analiziranog uzorka, kako je već navedeno, najveći udio (68%) otpada na troškove sirovina, dok su tehnički troškovi pogona i održavanja (bez troška sirovine) na razini od 13%, a značajan udio (u odnosu na ostale tehnologije OIE) imaju i troškovi rada (7%) obzirom na visoku radnu intenzivnost proizvodnog procesa i velik broj (komparativno) zaposlenih. Vrlo visok udio, obzirom na navedene specifičnosti, OPEX-a kod bioplinskih postrojenja iskazan je kao roba i usluga s podrijetlom na teritoriju RH – čak 87% u prosjeku analiziranog uzorka. Obzirom na

izrazitu osjetljivost na projektnoj razini, a koja proizlazi iz optimizacije rada bioplinskog postrojenja u smislu njegove oslonjenosti na matičnu djelatnost – već komentirani efekt odnosa greenfield investicija i proširenja poljoprivredno prerađivačke matične djelatnosti investitora.

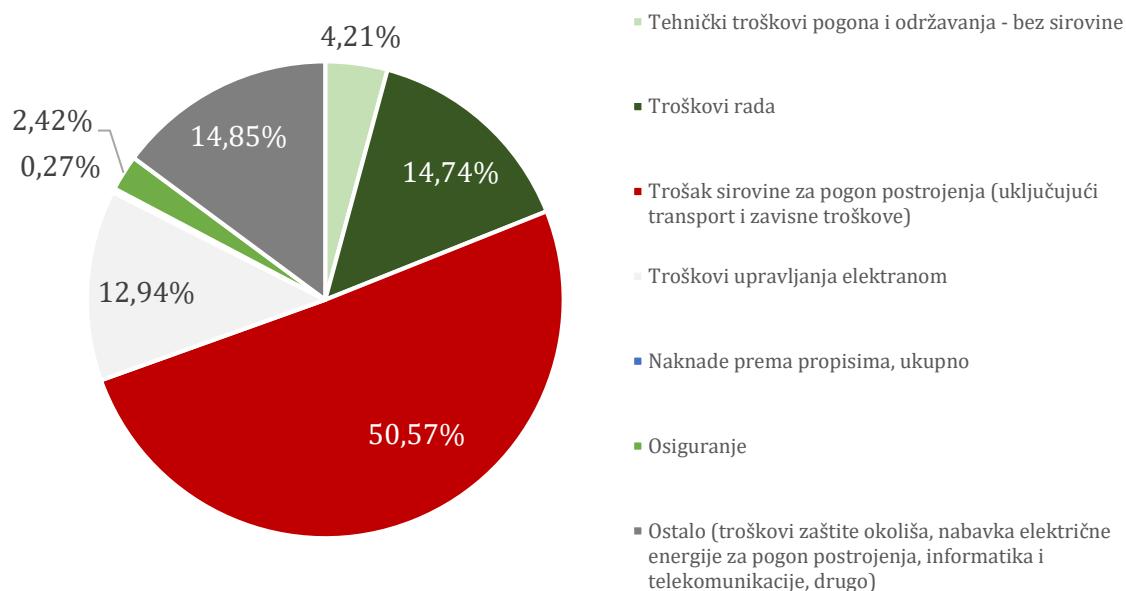


**Slika 4-21 Struktura operativnih troškova (OPEX) bioplinskih postrojenja iz analiziranog uzorka**

Analizom podataka, ali i iskustvom u radu s projektima bioplinskih postrojenja, može se generalizirati da u slučajevima u kojima je bioplinsko postrojenje nadogradnja matične djelatnosti koja postrojenje opskrbljuje sirovim javlja se efekt transferrnih cijena sirovine kojim se finansijska optimizacija vrši na razini grupe povezanih društava. To drugim riječima znači da se kod takvih slučajeva postrojenju naplaćuju viši – od – tržišnih jedinični troškovi sirovine koji predstavljaju prihode matičnog društva čime postrojenje iskazuje rubnu i/ili izrazito nisku profitabilnost, koja je u realnosti znatno viša, no profitabilnost se u tim slučajevima optimira na razini sinergijskih učinaka grupe, a ne zasebnog subjekta.

### Struktura OPEX-a – Postrojenja koja koriste biomasu

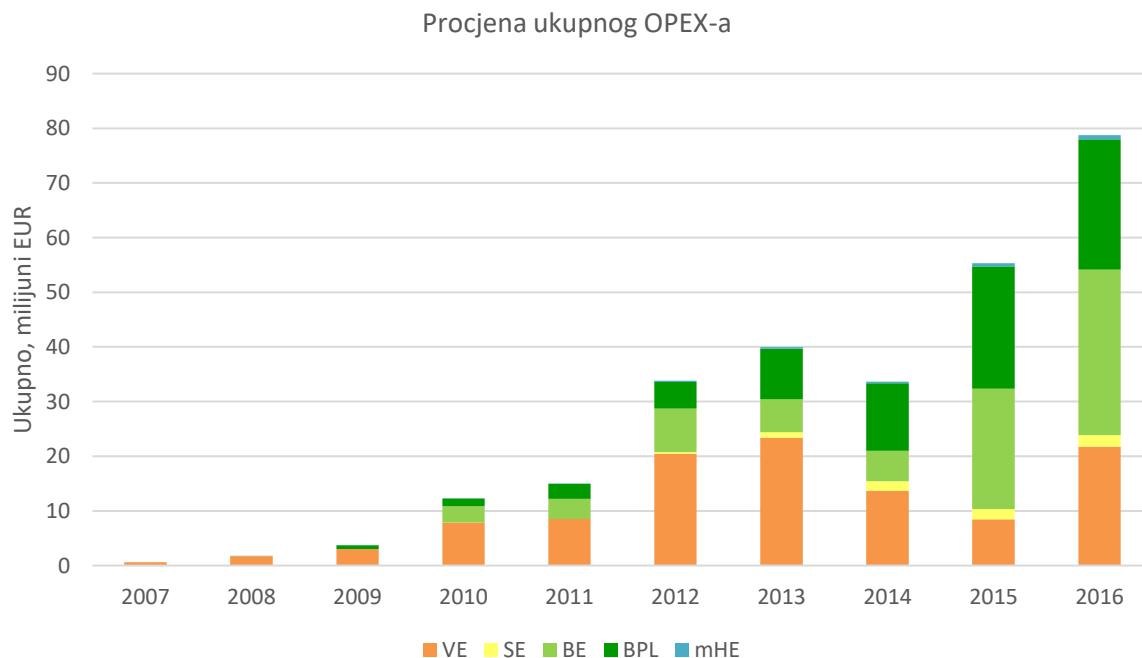
Kao što je ranije komentirano, postrojenja koja koriste biomasu u operativno – finansijskom smislu slijede logiku bioplinskih postrojenja. Kao i kod bioplinskih postrojenja, dominantan udio u ukupnom OPEX-u otpada na trošak sirovine koji je na relativnoj razini od 51%, a sa po 15% slijede ga troškovi tehničkog upravljanja i rada, obzirom da je navedena skupina postrojenja također radno intenzivna. Kao i u slučaju bioplena, udio roba i usluga s podrijetlom na teritoriju RH koji sudjeluju u ukupnom OPEX-u izrazito je visok – 79%. U smislu profitabilnosti odnosno utjecaja OPEX-a na istu, bolje performanse pokazuju postrojenja koja kao izvor (većeg dijela) sirovine koriste matičnu djelatnost i/ili dugoročne ugovore vezane za drvno – prerađivačku industriju. Sljedećom slikom daje se pregled strukture operativnih troškova postrojenja koja koriste biomasu iskazana kao prosjek struktura podataka dobivenih anketiranjem.



**Slika 4-22** Struktura operativnih troškova (OPEX) postrojenja iz analiziranog uzorka koja koriste biomasu

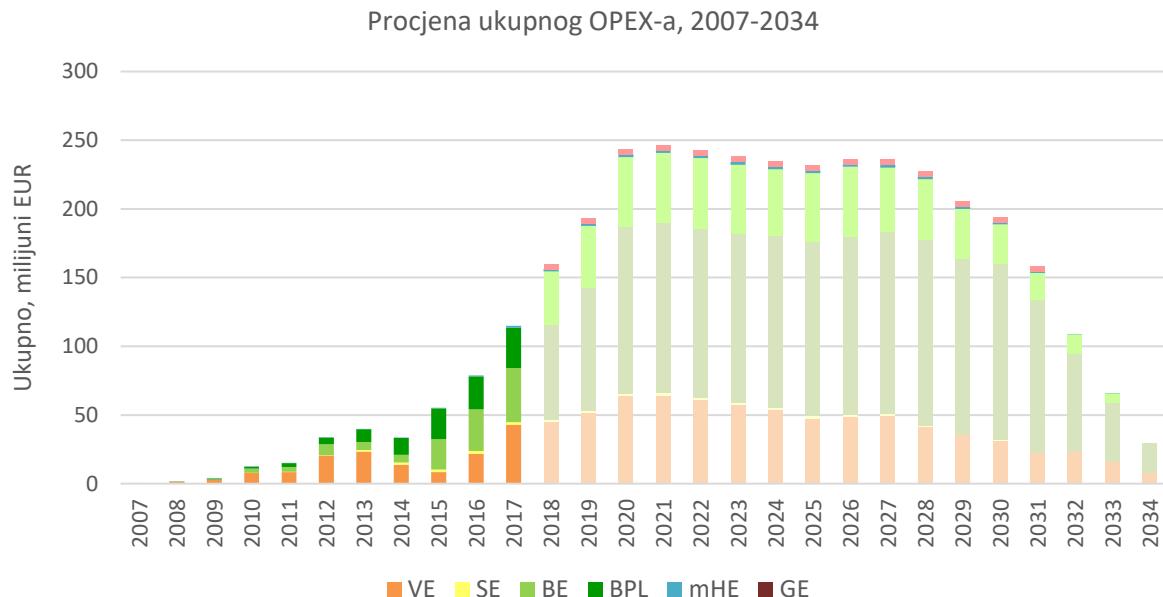
### Procjena kumulativnih operativnih troškova

Kao i kod kapitalnih troškova, u ovome dijelu, na temelju analize strukture OPEX-a za pojedine tehnologije, izvršena je procjena ukupnih kumulativnih operativnih troškova za cijeli uzorak elektrana koje koriste OIE i koje su puštene u pogon do kraja 2016.g.



**Slika 4-23** Procjena ukupnih operativnih troškova (OPEX) svih OIE postrojenja do kraja 2016.g.

Konačno, budući da se očekuje i daljnja izgradnja elektrana u razdoblju do 2020.g., ali i njihov pogon u okviru sustava poticanja sve do 2034.g. (kada bi i zadnje postrojenje trebalo izaći iz sustava poticanja), izvršena je dinamička analiza ukupnih godišnjih troškova održavanja za cijelo razdoblje 2007-2034.



**Slika 4-24** Procjena ukupnih operativnih troškova (OPEX) svih OIE postrojenja do kraja 2034.g. Odnosi se na sva postrojenja u sustavu poticanja za koja je ugovoren otkup do kraja 2016.g. uz pretpostavku da će se velika većina preostalih neizgrađenih postrojenja izgraditi do 2020.g.

## Zaključci

Analiza investicijskih i operativnih troškova uzorka koji prema tehnologijama čine vjetroelektrane, fotonaponski sustavi, bioplinska postrojenja i postrojenja koja koriste biomasu, ukazuje na sljedeće:

- Za potrebe analize kapitalnih (investicijskih) i operativnih troškova poslovanja postrojenja koja koriste OIE korišteni su podaci o iznosima i strukturi troškova investicije i poslovanja dobiveni anketiranjem vlasnika postrojenja koja koriste OIE. Proces prikupljanja podataka anketiranjem ukazao je na **objektivne imitacije u pogledu kvantitete i kvalitete dobivenih podataka**, a koje su direktno utjecale na veličinu analiziranog uzorka. **Problematika prikupljanja kredibilnih podataka od povlaštenih proizvođača ukazuje na činjenicu da je za bilo koji oblik planiranja, provedbe i praćenja politika OIE od presudne važnosti kvalitetna informacijska osnova koja mora biti institucionalizirana, a trenutno je, najblaže rečeno, deficitaran.**
- U razdoblju **između 2007. i 2016. godine u OIE investirano je ukupno preko 5,1 milijadi kn (oko 680 milijuna EUR)**. Od toga, **73% ukupne investicijske aktivnosti dogodilo se u tri godine – 2013. – 2015.** pri čemu većina tih investicija otpada na vjetroelektrane i elektrane koje koriste biopljin.
- Usporednom s podacima Međunarodne agencije za obnovljive izvore energije (IRENA) **može se zaključiti da su investicijski troškovi OIE projekata iz analizirane četiri tehnološke skupine, realizirani u RH, u potpunosti u skladu s rasponom ostvarenih investicijskih troškova OIE projekta realiziranih u regiji jugoistočne Europe (SEE), ali i globalno.**
- **Vjetroelektrane su kapitalno najintenzivniji projekti**, koji su se u RH počeli razvijati među prvima (1999.), a **razdoblje razvoja je bilo najduže (prosječno 10 godina)** u komparaciji s ostalim tehnologijama OIE.
- **Ukupna investicijska aktivnost vjetroelektrana (2009. – 2016. – razbolje u kojem cijeli uzorak VE ulazi u pogon) na razini je od 432,8 mil EUR (CAPEX), od toga je u prosjeku 27% do 44% utrošeno na robe i usluge s podrijetlom u RH** dok je u slučaju jedne VE iz uzorka taj iznos na razini 93%.
- U strukturi kapitalne investicije vjetroelektrana, kako ukazuju podaci iz uzorka, sa 75% dominiraju troškovi vezani uz isporuku i montažu opreme (vjetroagregati), dok je udio građevinskih radova relativno nizak u odnosu na neke druge tehnologije OIE (kogeneracije na biomasu/biopljin i/ili hidroelektrane).
- Analiza investicijskih i operativnih troškova, jednako kao i ekonomsko – financijska analiza fotonaponskih sustava ukazala je da ove dvije skupine postrojenja imaju fundamentalno različite investicijske logike, ali i potrebe. Naime, dok su „mali“ sustavi u pravilu decentralizirana postrojena većina kojih su razvijena od strane fizičkih osoba i financirani u velikoj mjeri (obzirom na niži apsolutni investicijski trošak) vlastitim sredstvima pri čemu prihodi najčešće služe kao dopuna kućnih budžeta i metoda snižavanja troškova kućanstva, veliki sustavi su centralizirani (i tehnički i vlasnički), financirani velikom polugom (visokim udjelom duga u ukupnoj finansijskoj konstrukciji, kod mnogih i 100%) pri čemu su strukture troškova (CAPEX i OPEX) formirane i optimizirane za maksimizaciju lukrativne investicijske prilike
- **Investicijska aktivnost u slučaju velikih fotonaponskih sustava bila je na razini 13,3 milijuna EUR**, pri čemu je prosječni specifični CAPEX bio na razini od 1.663 EUR/kW te je, u prosjeku, **81% (raspon od 67% do 85%) ukupnog investicijskog troška s podrijetlom**

**na teritoriju RH.** Prema podacima iz anketa, na analiziranom uzorku od 8 velikih fotonaponskih sustava, gotovo više od 50% kumulativa investicijske aktivnosti (na razini od 13,3 milijuna EUR) ostvareno je 2016. godini

- **Prosječan investicijski trošak malih fotonaponskih sustava viši je od onog velikih sustava,** pri čemu se maksimalni investicijski trošak zabilježen uzorkom kreće do 3.461 EUR/kW. U prosjeku, **68% ukupnog investicijskog troška, prema podacima iz anketa, s podrijetlom je na teritoriju RH**, dok se u nekim slučajevima taj udio penje i do 83%.
- **Kod malih fotonaponskih sustava**, ako se tarifni sustav po kojem ostvaruju feed – in tarifu smatra aproksimacijom njihova ulaska u sustav, **globalni trend pada specifičnih investicijskih troškova fotonaponskih sustava je evidentan**. Tako je specifični investicijski trošak koji je prevladavao kod projekta koji su u sustav ulazili s prvim tarifnim sustavom iz 2007. godine više nego dvostruko veći od specifičnih investicijskih troškova s kraja razmatranog razdoblja
- **Prema podacima iz uzorka od 12 bioplinskih postrojenja, u RH je do 2016. godine investirano ukupno 69,3 milijuna EUR** pri čemu je **vrhunac investicijske aktivnosti zabilježen 2015. godine**. Zanimljivo je, ali očekivano (obzirom na karakteristiku samog postrojenja), da je **u prosjeku 79% ukupnih realiziranih investicijskih troškova u bioplinska postrojenja s podrijetlom na teritoriju RH**. Posljedica je to visokog udjela građevinskih radova te same pripreme projekta u ukupnoj strukturi investicijskog troška
- Na uzorku od **10 postrojenja koja koriste biomasu**, a koji je manji od uzorka za bioplinsku, **kumulativno je u razdoblju 2010. – 2016. u kojem su postrojenja ulazila u pogon, zabilježena gotovo dvostruko veća investicijska aktivnost koja je rezultirala s 127,5 milijuna EUR** investicija u cijelokupnom razdoblju
- **Najviši specifični OPEX (EUR/kW) bilježe bioplinska postrojenja i postrojenja koja koriste biomasu, dok najniži OPEX ostvaruje fotonapon**
- Analiza OPEX-a ukazala je da u slučaju vjetroelektrana te velikih fotonaponskih sustava veliki udjel u ukupnom OPEX-u otpada na naknadu za upravljanje postrojenjem. Ovaj podatak valja gledati s posebnom pozornosti obzirom da se suštinski radi o naknadi koja se plaća vlasniku postrojenja (SPV-u – društvu posebne namjene – koje upravlja vjetroelektranom odnosno velikim fotonaponskim sustavom), a koja se u slučaju projekta u inozemnom vlasništvu najčešće isplaćuje matičnoj (holding) kompaniji koja je formalni vlasnik SPV-a. Ovo je zanimljivo iz razloga što se, barem dio ove naknade, u suštini može smatrati isplaćenom dobiti (prošlog razdoblja odnosno povratom na uloženo) koja je legitimno prikazana kao (stvaran) trošak i time u konačnici narušava sliku profitabilnosti projekta (na način da povećava operativne troškove i umanjuje dobit). Stoga, u razmatranju ukupne profitabilnosti postrojenja ovu činjenicu valja imati na umu.
- Također, analiza OPEX-a pokazala je da se kod postrojenja koja koriste biomasu i bioplinskih postrojenja javljaju se situacije u kojima je bioplinsko postrojenje odnosno postrojenja na biomasu nadogradnja matične djelatnosti koja postrojenje opskrbљuje sirovinom pa se javlja efekt transfernih cijena sirovine kojim se financijska optimizacija vrši na razini grupe povezanih društava. To drugim riječima znači da se kod takvih slučajeva postrojenju naplaćuju viši – od – tržišnih jedinični troškovi sirovine koji predstavljaju prihode matičnog društva čime postrojenje iskazuje rubnu i/ili izrazito nisku profitabilnost, koja je u realnosti znatno viša, no profitabilnost se u tim slučajevima optimira na razini sinergijskih učinaka grupe, a ne zasebnog subjekta

## **5. ANALIZA CIJENA PROIZVODNJE I POTICAJA**

### Projektni zadatak:

Na temelju podataka obrađenih u prethodnoj fazi, razvijen je detaljan LCOE model (Levelised Cost of Electricity) za svaku od tehnologija OIE te se investicijskim pristupom računa cijena nužna za pokrivanje troška proizvodnje za svaku od tehnologija. Na temelju ovoga izvršiti će se komparativna analiza i usporedba LCOE metodom utvrđene proizvodne cijene i isplaćenih poticajnih cijena, dinamički po godinama i vrstama tehnologije OIE, kako bi se utvrdilo u kojoj mjeri poticaji odražavaju stvarne troškove

Kao nastavak na analizu investicijskih (CAPEX) i operativnih (OPEX) troškova prema raspoloživim podacima iz anketa, a kako je detaljno elaborirano u prethodnom poglavlju, u idućem analitičkom koraku čiji se rezultati predstavljaju u ovom poglavlju razvijen je detaljan finansijski model koji je kalibriran zasebno za svaki od analiziranih projekta. Model se temelji na metodologiji diskontiranih novačenih tokova (DCF) i analizira razdoblje od (maksimalno) 14 godina koliko maksimalno traje razdoblje statusa povlaštenog proizvođača. Model omogućuje analizu novčanih tokova svakog od analiziranih projekta, te izračun pokazatelja finansijske održivosti, ekonomičnosti i isplativosti pojedinog projekta, ali i niveliranog prosječnog troška proizvodnje električne energije koji omogućuje usporedbu i skaliranje različitih tehnologija OIE obzirom na troškovnu učinkovitost.

U poglavlju se daje pregled kretanja prosječnog ponderiranog troška kapitala (WACC-a), njegovih sastavnica, te se daje pogled na budućnost i očekivani trend razvoja u kratkoročnom razdoblju. Nadalje, daje se pregled dinamike i trendova LCOE po analiziranim tehnologijama i stavlja se u odnos prosječna poticajna cijena koju su kao otkupnu cijenu ostvarivala analizirana postrojenja s LCOE-om. Konstruirana je agregirana krivulja prosječnog ponderiranog LCOE i feed – in tarife (FiT) koju su analizirana postrojenja ostvarivala u razdoblju za koje su podaci raspoloživi, a shodno godini ulaska u pogon.

Finalno, daje se pregled recentnih iskustava premijskih odnosno aukcijskih sustava poticanja te simulacija izračuna maksimalne referentne cijene odnosno proizvodnog troška električne energije prema tehnologijama OIE za Hrvatsku u 2018. godini, a uzimajući u obzir dominantne trendove kretanja investicijskih i operativnih troškova po tehnologijama koji su skalirani i lokalizirani za uvjete na tržištu RH.

# Nivelirani trošak proizvodnje električne energije - LCOE

## Definicija LCOE

Niveliran trošak proizvodnje električne energije (eng. LCOE – *Levized cost of energy*) je ekomska procjena ukupnog troška izgradnje i poslovanja postrojenja za proizvodnju električne energije tijekom razdoblja vrednovanja projekta podijeljena s ukupno proizvedenom količinom električne energije. LCOE predstavlja minimalnu cijenu po kojoj električna energija mora biti prodana kako bi projekt pokrio sve svoje troškove, tijekom razdoblja vrednovanja projekta.

Formula za izračun LCOE je sljedeća:

$$LCOE = \frac{\text{ukupni troškovi tijekom razdoblja vrednovanja}}{\text{ukupno proizvedena električna energija tijekom razdoblja vrednovanja}} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

u kojoj simboli predstavljaju sljedeće:

$I_t$  – investicijsko ulaganje u izgradnju postrojenja

$M_t$  – operativni troškovi poslovanja i troškovi održavanja postrojenja

$F_t$  – trošak sirovine

$E_t$  – količina proizvedene električne energije

$r$  – diskontna stopa

$n$  – razdoblje vrednovanja projekta

LCOE omogućava usporedbu troškovne učinkovitosti postrojenja OIE koji koriste različite tehnologije i njihovu usporedbu s konvencionalnim proizvodnim kapacitetima.

## Ulagni podaci u izračun LCOE

Kao i slučaju analize CAPEX-a i OPEX-a OIE postrojenja, za potrebe izračuna i analize LCOE korišteni su podaci o iznosima i strukturi troškova investicije i poslovanja dobiveni anketiranjem vlasnika postrojenja koja koriste OIE. Kako je ranije diskutirano, proces prikupljanja podataka anketiranjem ukazao je na objektivne imitacije u pogledu kvantitete i kvalitete dobivenih podataka, a koje su direktno utjecale na veličinu analiziranog uzorka. Ponavljamo da, problematika prikupljanja kredibilnih podataka od povlaštenih proizvođača ukazuje na činjenicu da je za bilo koji oblik planiranja, provedbe i praćenja politika OIE od presudne važnosti kvalitetna informacijska osnova koja mora biti institucionalizirana, a trenutno je, najblaže rečeno, deficitarna. Proces prikupljanja podataka od poslovnih subjekata u ulozi povlaštenog proizvođača električne energije u potpunosti se temelji na volontarističkim osnovama i benevolentnosti poslovnog subjekta.

Iz navedenih razloga, skup podataka koji se mogu smatrati vjerodostojnjima i u većoj mjeri potpunima, ograničen je. Inicijalnim logičkim provjerama podataka dobivenih anketiranjem utvrđene su nekonzistentnosti i nehomogenosti među podacima te su individualiziranim slučajevima podaci dodatno komunicirani i razjašnjavani s vlasnicima OIE postrojenja.

Gledano po tehnologijama, ovaj dio analize fokusiran je četiri vrste tehnologija OIE:

- Vjetroelektrane
- Fotonaponske sustave, koji su razdvojeni na:
  - „male“ sustave do 300 kW instalirane snage
  - „velike“ sustave preko 300 kW instalirane snage
- Postrojenja koja koriste biomasu, i
- Postrojenja koja koriste bioplín

Fokus na navedene tehnologije praktičnog je razloga. Naime, u navedene četiri tehnologije OIE u RH instalirano je preko 99% ukupno instaliranog kapaciteta OIE u razdoblju 2007. – 2016., od čega na vjetroelektrane, bioplinske elektrane i elektrane koje koriste biomasu otpada 88% ukupno instaliranih proizvodnih kapaciteta. Idućim grafičkim prikazima dan je pregled strukture razmatranih tehnologija u ukupnoj strukturi postrojenja koja koriste OIE, a temeljno na instaliranoj snazi, proizvodnji i prihodima ostvarenim s naslova povlaštenog proizvođača.

Podatkovna osnova zaprimljena iz anketa detaljno je analizirana, provjerama su u nekim slučajevima utvrđene nekonzistentnosti i/ili nelogičnosti koje su dodatno komunicirani s investitorima te usklaćeni

Kreiran je custom – made model diskontiranih novčanih tokova (DCF) koji je individualiziran za svaku od grupe postrojenja ovisno o tehnologiji, a kako bi se analizirala finansijska održivost i ekomska rentabilnost projekta te iz iste izračunao LCOE.

Modela je kalibriran na ekonomski životni vijek projekta (razdoblje efektuiranja): 14 godina – primarni interes je analiza performansi u razdoblju poticanja, te se ovim pristupom otklanja velik broj pretpostavki koje treba uvesti u model ukoliko se modelira i razdoblje nakon isteka statusa povlaštenog proizvođača (npr. Prodajna cijena ELEN, razina prodaje u odnosu na proizvodnju, rast operativnih troškova, dekomisija i sl.). Za razdoblje za koje postoje podaci korišteni su dobiveni podaci o proizvodnji svakog pojedinog OIE postrojenja, dok je za preostalo vrijeme do 14. godine korištena konstanta na razini prosjeka proizvodnje za koji postoje podaci.

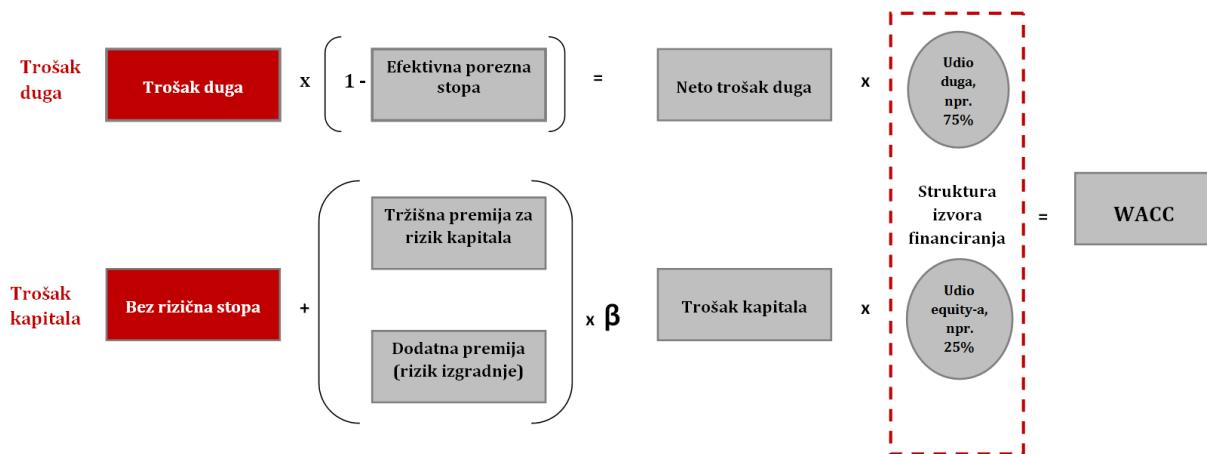
Za formiranje prihoda korištena je prosječna feed – in tarifa, sukladno podacima dobivenim iz anketa i prekloppljenih s podacima HROTE d.o.o.

Operativni troškovi temeljeni su na podacima iz anketa, za godine za koje su podaci dostavljeni, dok je za preostali dio razdoblja od 14. godina pretpostavljena konstanta prosjeka raspoloživih podataka. Rezultati modelski dobivenih prihoda komparirani su sa stvarnim podacima o prihodima iz baze HROTE-a, te je odstupanje na razini od  $\pm 1 - 4\%$  što potvrđuje plauzibilnost pristupa.

Amortizacija dugova modelirana je temeljem podataka o trošku duga (kamatnoj stopi) i ročnosti zaduženja dobivenih iz anketa.

Kao diskontna stopa korištena za diskontiranje novčanih tokova pojedine VE korišten je ponderirani prosječan trošak kapitala (WACC) koji je primjenom Capital Asset Pricing Modela (CAPM) izračunat za svaku pojedinu VE.

Ponderirani prosječni trošak kapitala (WACC) nakon poreza - predstavlja vrijednosne udjele svake komponente kapitala u ukupnoj strukturi kapitala poduzeća. Povezan je sa izvorima financiranja koji se koriste u realizaciji investicijskog projekta.



Prepostavke CAPM modela:

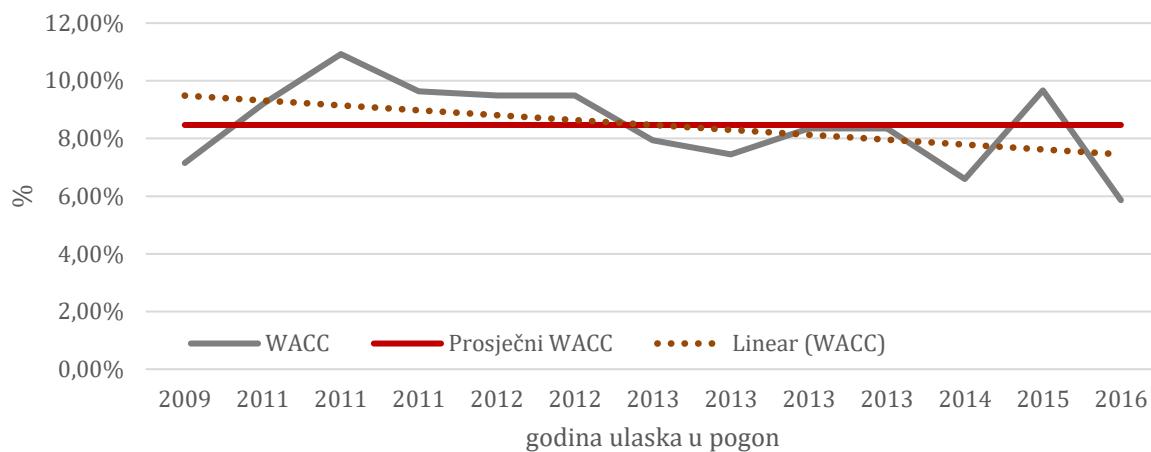
- Trošak duga: ponderirani prosjek trošak zaduženja pojedine VE – prema podacima iz anketa
- Trošak kapitala: bez rizična stopa (prinos na dugoročne obveznice RH) – prosjek razdoblja 5%
- Premija rizika na razini 7% što uključuje tržišnu premiju i specifičnu premiju razvoja projekata OIE
- Beta koeficijent: 2 – prema prosjeku korelacije kretanja cijena dionica elektroenergetskih i *clean tech* kompanija

## Implikacije vanjskih rizika na financiranje projekata

Kako je navedeno, jedna od ključnih modelskih prepostavki je ona o razini WACC kao diskontne stope kojom se diskontiraju neto novčani tokovi projekta odnosno buduće razdoblje u izračunu LCOE-a.

WACC izravno ovisi o eksternim faktorima, primarno dva: trošku kapitala (u koji je indirektno uključen rizik zemlje) i rizik zemlje koji direktno utječe na trošak vlasničkog kapitala (equity). Kod oba faktora njihov rast, koji je mjera kompenzacije i mitigacije rizika povezanih s percepcijom rizika zemlje i objekta investiranja, izravno povećava WACC čime se smanjuje profitabilnost projekata odnosno povećava njihov LCOE. Upravo iz tog razloga analiziran je prosjek proračunatih WACC-ova i to dinamički kroz razdoblje u kojima su postrojenja iz uzorka ulazila u pogon. Objektivno, rizik zemlje je u slučaju RH, jednakako kao i svih zemalja u regiji JIE, značajno izražen, posebno u prvom dijelu analiziranog razdoblja koje je uslijedilo neposredno po začetku globalne finansijske krize. Preljevanje krize na RH, padom kreditnog rejtinga, došlo je do rasta rizika zemlje koji su izravno odraženi u trošku kapitala (duga) ali i vlasničkog kapitala obzirom da percepcija rizika kod investitora raste pa se kompenzacija istoga uključuje kroz viša očekivanja u vidu povrata.

Kako prikazuje iduća slika, prosječan WACC u trendu je pada i to sa gotovo 12% 2011. godine na 6% u 2016. godini.

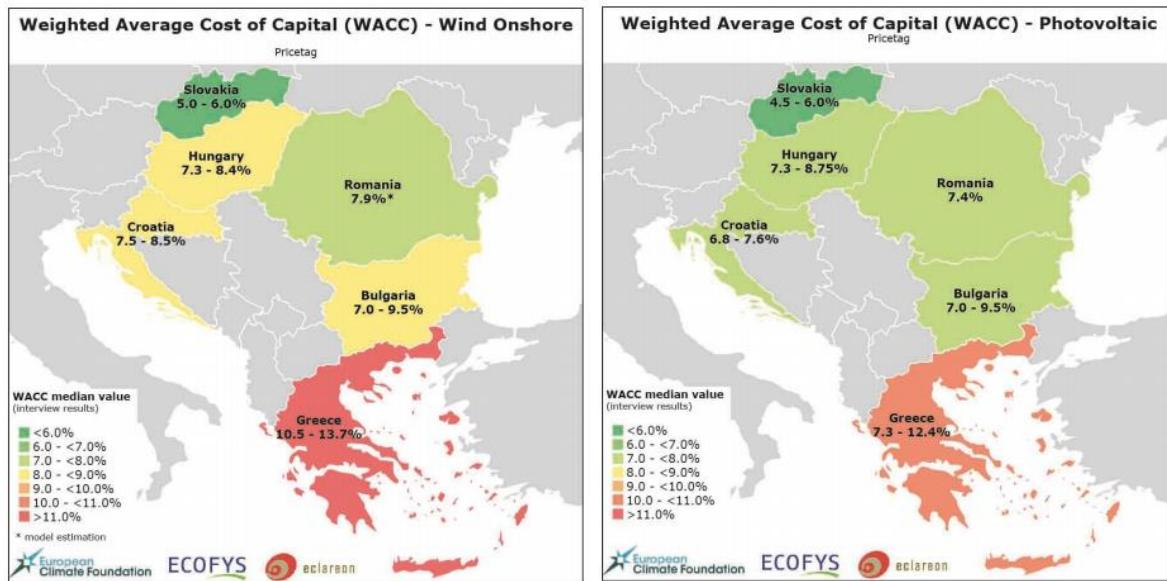


**Slika 5-1** Trend kretanja WACC kroz razdoblje 2009. – 2016.

Bez obzira na evidentan trend pada WACC kroz analizirano razdoblje, ostaje činjenica da su eksterni faktori u vidu rizika zemlje, regulatornog rizika (generiranog konstantnim i nepredvidivim promjenama zakonodavno – regulatornog okvira sektora) te troška kapitala (duga) koji je, između ostaloga, izravna posljedica rizika zemlje utjecao na komparativno visoku cijenu duga i vlasničkog kapitala koji se prelio na profitabilnost projekata i više tražene povrate na strani investitora, a time i neposredno na LCOE.

Rezultati analize temeljeni na podacima prikupljenim anketama povlaštenih proizvođača u sustavu poticaja u potpunosti su podudarni s rezultatima analize koje su proveli Ecofys i Eclarion, temeljenoj na potpuno usporedivoj metodologiji, a objavljeni u studiji „*Mapping the cost of capital for wind and solar energy in South Eastern European Member States*“<sup>22</sup>.

Idućom slikom prikazuju se vrijednosti prosječnog ponderiranog troška kapitala (WACC) za vjetroelektrane i fotonaponske sustave u zemljama jugoistočne Europe, a prema nalazima iz studije Ecofysa.



<sup>22</sup> <https://www.ecofys.com/files/files/ecofys-eclareon-2016-wacc-wind-pv-south-east-europe.pdf>

**Slika 5-2** WACC za projekte vjetroelektrana i fotonaponskih elektrana u zemljama jugoistočne Europe, izvor: EcoFys

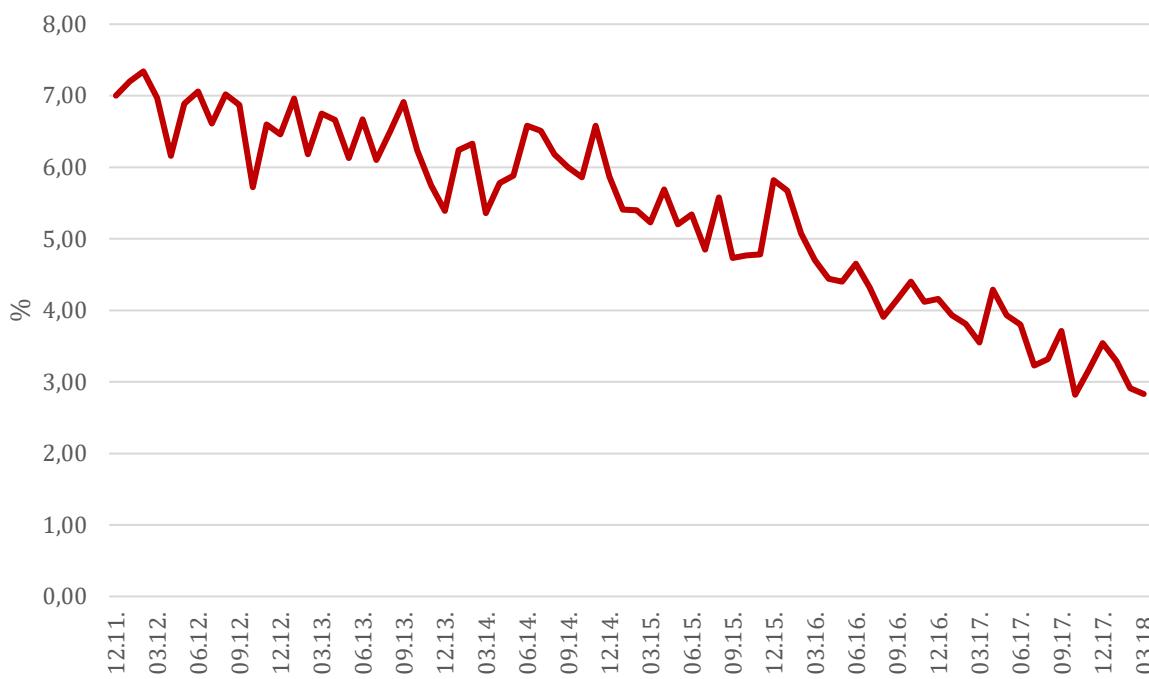
Iz prikaza je vidljivo da je prema Ecofysovom istraživanju prosječan WACC za vjetroelektrane na razini 7,5 do 8,5%, dok je za fotonaponske sustave on na razini od 6,8 do 7,6%. Navedeni nalaz u potpunosti je u skladu s rezultatima analiza na podacima dobivenim iz anketa, pri čemu su isti podaci korisni za razumijevanje diskrepancije u vrijednostima WACC-a među navedenim tehnologijama OIE. Naime, analiziraju li se podaci o strukturi financiranja i iznosima ukupnih investicijskih troškova za projekte iz navedene dvije grupe tehnologija, razvidno je da je manji WACC evidentiran kod fotonaponskih sustava posljedica nešto nižeg troška duga. Fotonaponski sustavi u većoj su mjeri, naime, implementirani (a time i financirani) u kasnijem dijelu razmatranog razdoblja analize kada su i prosječne kamatne stope na zaduženja bile niže u odnosu na raniji dio razdoblja. S druge pak strane nešto niži troškovi duga, koji posljedično utječu i na nešto niži WACC, posljedica su činjenice da su ukupni investicijski troškovi, ali i s projektima povezani rizici, kod velikih fotonaponskih sustava značajno manji nego kod projekta vjetroelektrana, dok su kod malih fotonaponskih sustava strukture financiranja takve da dominantan udio imaju vlastita sredstva vlasnika postrojenja što značajno smanjuje rizike plasmana, a time i kamatne stope.

Iz iduće je slike razvidno je, prema istraživanju Ecofysa, da je u razdoblju 2014. – 2016. zabilježen trend pada WACC projekta vjetroelektrana u svim analiziranim zemljama jugoistočne Europe, od čega je taj pad najznačajniji bio upravo u Hrvatskoj. Na identičan trend, a kako je prikazano na slici 5-1, ukazuju i rezultati analiza podataka dobivenih iz anketa.



**Slika 5-3** Trend kretanja prosječnog WACC za projekte vjetroelektrana u razdoblju 2014. – 2016. u zemljama jugoistočne Europe, izvor: EcoFys

Ovakav rezultat dvije neovisne analize, usporedivih metodologija, nije iznenađujuća uzmu li se u obzir trendovi kretanja glavnih sastavnica WACC-a u RH – troška vlasničkog kapitala (equity) i troška duga (kamatnih stopa na dugoročne kredite). Na strani troška duga, prema podacima HNB<sup>23</sup>-a, kamatne stope (prikazane na idućoj slici) kreditnih institucija na kunske kredite nefinancijskim društvima s valutnom klauzulom (novi poslovi), u sustavnom su padu u razdoblju 2011. do 2016., pri čemu je pad značajno izražen od početka 2015. godine. Tako kamatne stope na dugoročne kredite s valutnom klauzulom u eurima, veći od 7,5 milijuna kuna (najčešći oblik dugoročnog zaduženja kod projekta OIE, prema podacima iz anketa) padaju s preko 7% u 2011. na 3,5% na kraju 2016. godine. U obzir valja uzeti da su kamatne stope na dugoročne kredite, kao posljedica globalne finansijske krize, prije 2011. godine bili na još višim razinama od dolje prikazanih.

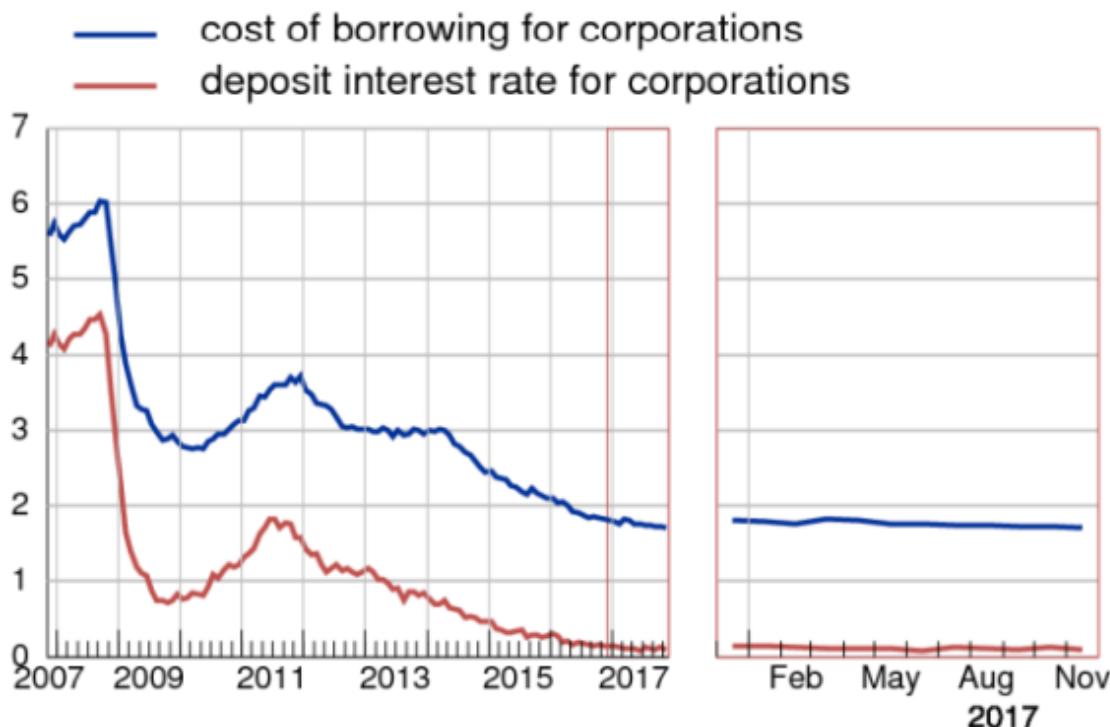


**Slika 5-4** Vagani mjesecni prosjeci kamatnih stopa kreditnih institucija na kunske kredite veće od 7,5 milijuna kn nefinancijskim društvima s valutnom klauzulom (novi poslovi) vezanom na euro, izvor: HNB

Obzirom na činjenicu da je u strukturi financiranja investicija u projekte OIE, prema podacima iz anketa, kod (investicijski) „velikih“ projekata dominantnu ulogu imao dug s prosječnih 70% iznosa ukupne investicije, a rasponom od 65% - 80% kod nekih projekata, pad kamatnih stopa imao je mjerljiv utjecaj na trend pada WACC-a. Pad kamatnih stopa u velikoj je mjeri bio posljedica kretanja na europskom međubankarskom tržištu i politici kvantitativnog otpuštanja (niskih kamatnih stopa) Europske centralne banke (ECB) obzirom da je hrvatski bankarski sustav usko vezan i ovisan o kretanjima na europskom međubankarskom tržištu kao izvoru sredstava za svoje plasmane. Pored toga u razmatranom razdoblju došlo je do rasta, time i pojeftinjenja, depozita banaka kao izvora za kreditne plasmane što je imalo

<sup>23</sup> <https://www.hnb.hr/statistika/statisticki-podaci/financijski-sektor/druge-monetaryne-financijske-institucije/kreditne-institucije/kamatne-stope>

pozitivan učinak na kretanje kamatnih stopa na kredite. Trend kretanja kamatnih stopa na kredite po duzećima u EU prikazan je idućom slikom iz koje je vidljiva korelacija trendova zabilježenih u RH i onih na tržištu EU.



**Slika 5-5** Kamatne stope banaka na nove kredite tvrtkama (pravnim osobama) u Euro zoni, izvor: ECB<sup>24</sup>

Usporedbom dvije prethodno prikazane slike uočljivo je da premda hrvatsko tržište prati trend kretanja kamatnih stopa u EU na relativnoj razini, u apsolutnom iznosu kamatne stope u RH su na višoj razini od onih zabilježenih u Euro zoni. Izravna je to posljedica rizika zemlje (country risk) koji proizlazi iz kombinacije niza faktora od visoke zaduženosti RH, fiskalne politike, političke stabilnosti do stabilnosti regulatornog okvira i vladavine prava. S pogledom na budućnost, nezahvalno je prognozirati kretanje kamatnih stopa u bliskoj do srednjoročnoj budućnosti obzirom da će one uvelike ovisiti o eksternim faktorima – prvenstveno kretanjima na međubankarskom tržištu i politici ECB-a o kojima je RH, kao malo i otvoreno gospodarstvo, uvelike izloženo. Činjenica jest da politika niskih kamatnih stopa na razini EU neće moći trajati zauvijek, te da postoje naznake da vrijeme politike niskih kamatnih stopa dolazi svojem kraju, točan trenutak promjene smjera trenda nezahvalno je prognozirati. Navedeno će nedvojbeno imati izravan utjecaj na kreditno tržište u RH, a time i na WACC svih budućih projekta OIE koji će svoje investicije financirati na domaćem finansijskom tržištu. Ono što je razvidno jest činjenica da do potpune implementacije nužno potrebnih strukturnih reformi u gospodarstvu RH rizik države i dalje ostaje među najvišima u EU zemljama u okruženju čime je za očekivati da će i dalje postojati disparitet apsolutnog iznosa kamatnih stopa u RH i onoga u zemljama Euro zone. Obzirom na fiskalnu konsolidaciju i smanjenje vanjskog duga zabilježenih u prvom kvartalu 2018. godine kreditni rejting RH poboljšan je i u većini izvješća relevantnih agencija za kreditni rejting on dobiva stabilan izgled za buduće razdoblje, ukupan rizik kompenziran je tek u manjoj mjeri.

<sup>24</sup> <https://www.ecb.europa.eu/press/pdf/mfi/mir1711.pdf?75d979235949e5fef6754687f01b69bf>

S druge strane, gledano kroz analizirano razdoblje jedna od komponenti ukupnog troška vlasničkog kapitala, kao druge komponente WACC-a – bez rizična kamatna stopa (za koju se kao proxy koristi prinos (troška/kamata) na 10 godišnje državne obveznice) u kontinuiranom je padu. Kako je vidljivo iz iduće slike uslijed fiskalne konsolidacije i kretanja na međunarodnom tržištu prinosi na 10 godišnje obveznice RH pale su sa gotovo 8% u 2009. godini na 4% u 2016. godini kao posljednjoj razmatranog razdoblja.



**Slika 5-6** Kretanje prinosa na 10 godišnje obveznice RH, izvor: MFIN RH, TradingEconomics<sup>25</sup>

Uz pretpostavku nastavka, u prvom kvartalu 2018. godine zabilježenog, pozitivnog trenda kretanja hrvatskog gospodarstva, daljnje fiskalne konsolidacije i daljnje smanjenja vanjskog tuga, te posljedično poboljšanja kreditnog rejtinga RH, u prošlom razdoblju zabilježen trend pada bez rizične kamatne stope (prinosa na državne obveznice), može se očekivati i u budućem, barem kratkoročnom razdoblju. U prilog tome govori i kratkoročna projekcija trenda prema konsenzusu analitičara kako je prikazano idućom slikom.

<sup>25</sup> <https://tradingeconomics.com/croatia/government-bond-yield>

## CROATIA GOVERNMENT BOND 10Y



**Slika 5-7** Kratkoročna projekcija kretanje prinosa na 10 godišnje obveznice RH, izvor: TradingEconomics<sup>26</sup>

Druga sastavnica ukupnog troška vlasničkog kapitala (equity), a koja ima presudan utjecaj na iznos troška vlasničkog kapitala jest premija rizika. Premija rizika kompozit je premije rizika zemlje (investiranja u pojedinu državu) i sektorske premije rizika, u slučaju projekta OIE premije rizika na sektor OIE u cjelini.

Premija za rizik zemlje je parametar koji se koristi za stvaranje uvida u dodatni rizik ulaganja u projekte u određenoj zemlji. Vrijednost premije za rizik zemlje ukazuje na makroekonomski čimbenike kao što su politička nestabilnost, nestabilnih tečajeva i ekonomskih previranja. Općenito, premija rizika zemlje veća je za zemlje u razvoju nego u razvijenim zemljama. Kao najkredibilniji izvor podataka o premiji rizika zemlje u praksi se najčešće koristi baza<sup>27</sup> podataka profesora Aswatha Damodarana sa američkog sveučilišta NYU Stern. On izračunava premiju rizika zemlje tako što množi tzv. Default spread (mjeru vjerojatnosti bankrota neke države) sa relativnom volatilnosti tržišta dionica za dano tržište. Za tržišta u razvoju korišten je prosječan default spread od 1,34 (procjenjuje se usporedbom indeksa dioničkog tržišta s indeksom javnih obveznica na tržištima u razvoju). Ovo se dodaje na 6,0% premije rizika za zrela tržišta (npr. Njemačka i Sjedinjene Američke Države, temeljene na rejtingu zemlje na S&P 500). Podaci o vrijednostima premija rizika za odabrane zemlje regije jugoistočne Europe prikazane su idućom tablicom.

**Tablica 5-1** Premija rizika zemlje, Izvor: baza podataka prof. Damodarana

Zemlja	Premija rizika zemlje
Bugarska	3.0%
Grčka	15.7%
<b>Hrvatska</b>	<b>4.7%</b>
Mađarska	3.9%
Rumunjska	3.5%

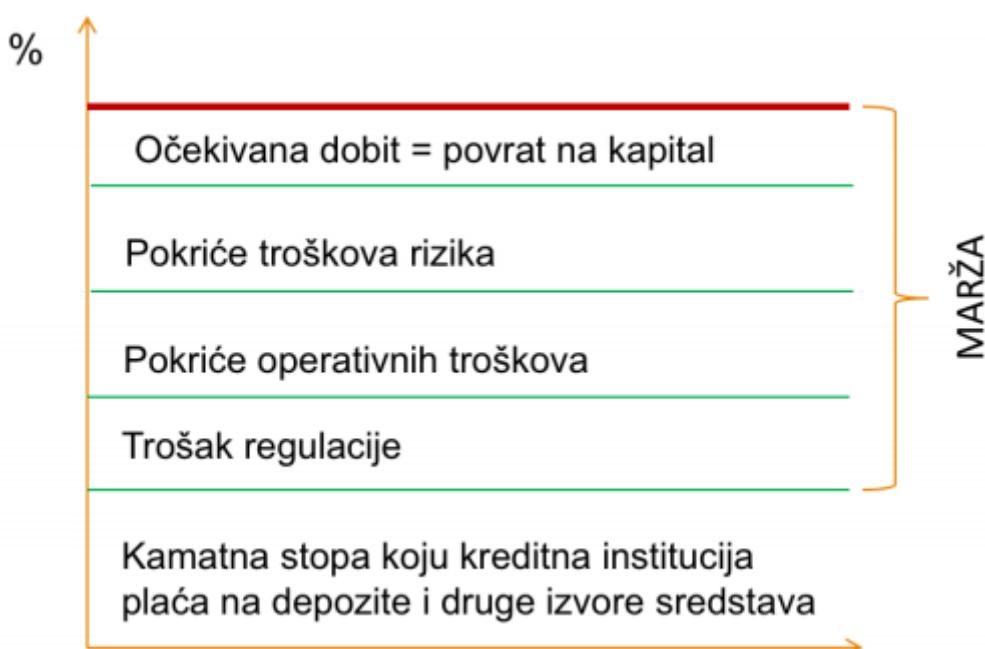
<sup>26</sup> <https://tradingeconomics.com/croatia/government-bond-yield/forecast>

<sup>27</sup> [http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New\\_Home\\_Page/datafile/ctryprem.html](http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html)

Slovačka	1.3%
----------	------

Iz vrijednosti prikazanih u tablici razvidno je da RH s 4,7% ima drugu najvišu premiju rizika među razmatranim zemljama u okruženju. Ukratko, u odnosu na razvijena tržišta (npr. Njemačka) investitor koji svoj projekt želi realizirati u RH na svoj očekivani povrat mora dodati dodatnih 4,7 postotnih bodova kao kompenzaciju za rizik zemlje, što direktno poskupljuje trošak vlasničkog kapitala, a time izravno povećava WACC.

Ovdje valja još jednom naglasiti dodatnu implikaciju rizika zemlje koja nije vezana uz trošak vlasničkog kapitala, već uz trošak duga, što ima izravan utjecaj na visinu WACC-a. Naime, cijena duga (kapitala) odnosno kamatna stopa kompozit je kamatne stope koju finansijska (kreditna) institucija plaća na depozite i druge izvore sredstava i kamatne marže. Pri tome, kako je prikazano na idućoj slici, kamatna marža se sastoji od četiri komponente, jedna od kojih, izrazito bitna, je i pokriće (premija) troškova rizika.



**Slika 5-8** Sastavni elementi kamatne stope, izvor: HUB Analiza br. 62<sup>28</sup>

Troškovi rizika koji se pokrivaju iz kamatne marže, a koji izravno utječu na ukupnu visinu kamatne stope, uz tržišne rizike, uključuju i rizike zemlje, koje banke pokrivaju finansijskih izvedenica (oblika osiguranja) kao što su zamjene za kreditni rizik (*eng. Credit Default Swap*) čija je cijena, time trošak banaka za pokriće viši, što je rizik zemlje veći (odnosno kreditni rejting zemlje niži). Stoga, rizik zemlje, kao sistemska, a eksterni oblik rizika, ima dvojak izravan utjecaj na WACC – kroz povećanu premiju rizika troška vlasničkog kapitala i višu kamatnu stopu na dug, što u značajno mjeri povećava trošak projekta OIE, ali i sustava u cjelini.

Međutim, osim premije na rizik zemlje ukupnu premiju rizika sačinjava i dodatni, sektorski rizik – u ovom slučaju premija rizika na ulaganje u OIE. Ova specifična mjeru rizika odražava anticipaciju rizika od

<sup>28</sup> [http://www.hub.hr/sites/default/files/ha62\\_kamatna\\_marza\\_final.pdf](http://www.hub.hr/sites/default/files/ha62_kamatna_marza_final.pdf)

strane investitora prema specifičnom sektoru i investiranju u isti u pojedinoj državi. Prema ranije spominjanoj studiji Ecofysa, rizik sektora za RH, kako je prikazano idućom tablicom, iznosi izrazito visokih 10,3% i komparativno je najviši je među analiziranim zemljama regije jugoistočne Europa.

**Tablica 5-2 Dodatna premija za rizik sektora obnovljivih izvora energije (trošak kapitala), izvor: EcoFys**

Country	Country risk premium	Cost of equity Wind onshore (median value and range)	Cost of equity Solar PV (median value and range)	Additional RE risk premium Wind onshore	Additional RE risk premium Solar PV
Bulgaria	3.0%	10% (6.5%-10.7%)	10% (6.5%-10.7%)	6.5%	6.5%
Croatia	4.7%	15% (12%-15%)	15% (12%-15%)	10.3%	10.3%
Greece	15.7%	14% (11.5%-17.5%)	12.5% (11%-14%)	-1.7%	-3.2%
Hungary	3.9%	10% (6%-15%)	10% (6%-13.8%)	6.1%	6.1%
Romania	3.5%	10%	10%	6.5%	6.5%
Slovak Republic	1.3%	6%	6%	4.7%	4.7%

Tablica pokazuje da je za većinu zemalja trošak kapitala za ulaganje u OIE veći od premija rizika za zemlju. To znači da ulaganje u OIE smatra se riskantnijim u usporedbi s prosječnom investicijom u tim zemljama. Slovačka pokazuje nešto nižu premiju (4,7%), dok Grčka pokazuje negativni rezultat: -1,7% za projekte vjetroelektrana i -3,2% za fotonaponske sustave. To znači da se u Grčkoj, ulaganja u OIE smatraju sigurnijom od prosječnih ulaganja u druge sektore. Ovdje valja istaknuti, što je i zaključak Ecofysove studije, da je izrazito visoka dodatna premija rizika za OIE u Hrvatskoj vjerojatno preveličana obzirom na ionako visok trošak vlasničkog kapitala.

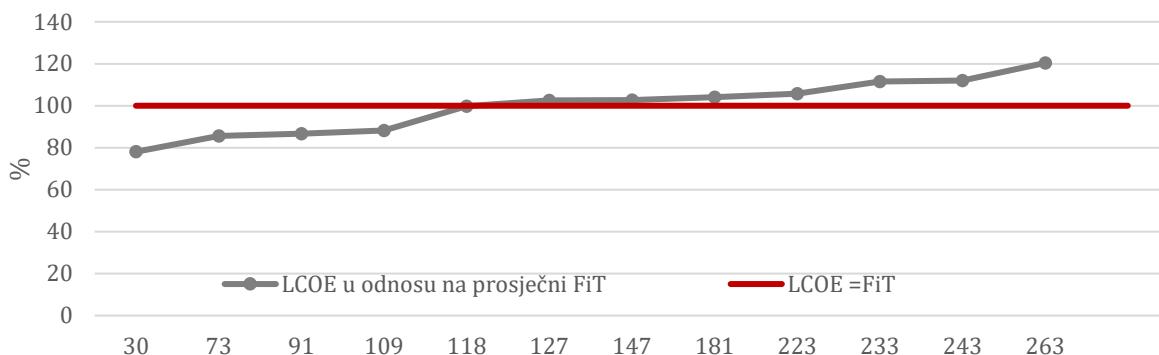
Realno, ta premija rizika vjerojatno jest niža u RH međutim činjenica jest da veliki broj investitora u OIE (posebno „velike“ i investicijski značajne i zahtjevne projekte) u sektoru OIE u RH percipira visoki rizik. Manjak sustavnosti vođenja politike, nejasni strateški ciljevi, neostvareni akcijski planovi i učestale te prije sve nagle promjene regulatornog okvira u kombinaciji s nesigurnostima na strani upravljanja visinom naknade za poticanje OIE kod investitora stvaraju percepciju povećane rizičnosti. Isto, čak i u većoj mjeri (obzirom na konzervativni profil i pristup) prisutno je kod finansijskih institucija. Navedeno, u kombinaciji s ionako visokim rizikom zemlje i posljedično traženom premijom za kompenzaciju iste, a koja ovisi o eksternim čimbenicima i na koju investitori, ali i finansijske institucije nemaju izravan utjecaj, značajno podiže trošak financiranja, traženi povrat na privatnu investiciju, a time i WACC te posljedično trošak cijelog sustava OIE. Bez jasne i transparentne politike upravljanja sektorom OIE, kao i dalnjih napora na poboljšanju onoga što se skupno naziva investicijskom klimom, dakle svih eksternih čimbenika gospodarstva koji izravno utječu na bankabilnost projekata, teško je za očekivati, barem u skorijoj budućnosti, smanjenje WACC-a projekata OIE u RH, a time i ukupnih troškova sustava i društva u cjelini.

## LCOE za pojedine tehnologije OIE

### Vjetroelektrane

Iduća slika prikazuje kretanje proračunatog LCOE za vjetroelektrane u odnosu na kumulativ instalirane snage. Pokazatelj je izražen kao postotni odnos LCOE i poticajne otkupne cijene električne energije

(100% indicira da je LCOE u 14 godišnjem razdoblju na razini prosječne poticajne cijene, projekti s pokazateljem manjim od 100% imali su LCOE niži od otkupne cijene i ostvarili „profitabilnost“, dok su oni s pokazateljem višim od 100% ostvarili prosječan LCOE viši od prosječne poticajne cijene te time bili „nerentabilni“).



**Slika 5-9** LCOE projekata vjetroelektrana u odnosu na kumulativ instalirane snage

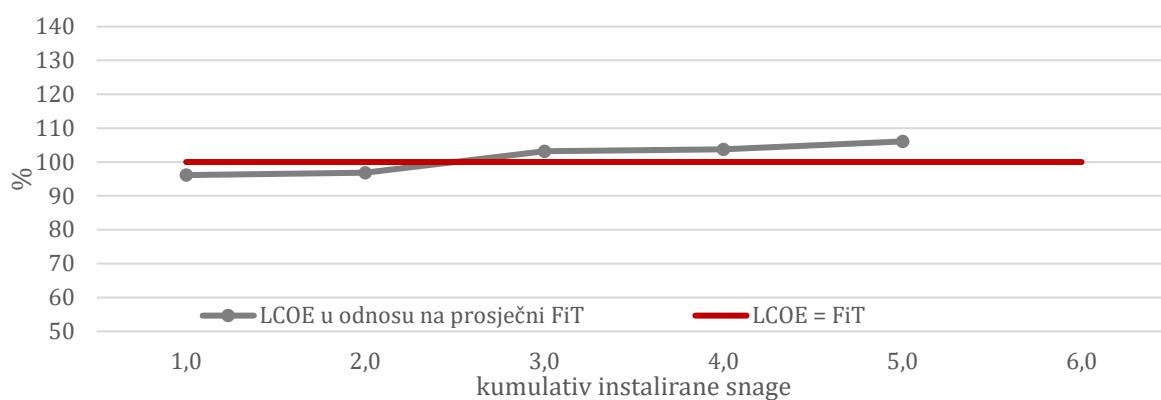
Iz prikaza je od ukupnog uzorka isključena jedna elektrana koja se obzirom na rezultat, a koji je posljedica projektnih specifičnosti te elektrane, može smatrati *outlierom* skupa.

Rezultati ukazuju da je većina vjetroelektrana koncentrirana oko razine od 100% (LCOE jednak isplaćenoj poticajnoj cijeni) što indicira na ograničenu profitabilnost. Samo u slučaju 4 elektrane iz uzorka evidentna je razumna profitabilnost u rasponu od 5 do 20% (odnosa prosječnog troška proizvodnje i isplaćene poticajne otkupne cijene). Rezultat je moguće interpretirati kao posljedicu dobro prilagođene razine poticajne cijene u odnosu na ukupan prosječni proizvodni trošak u ekonomskom životnom vijeku elektrane. No, na umu valja imati činjenicu koja je uočena analizom strukture OPEX-a (i komentirana u pripadajućem poglavlju), a to je da je dio elektrana iz uzorka iskazivao izrazito visoke udjele troškova upravljanja što direktno utječe na smanjenu profitabilnost, ali je u suštini oblik zadržane dobiti isplaćene vlasniku postrojenja.

### Fotonaponski sustavi

#### Veliki fotonaponski sustavi

Istim pristupom ako i u slučaju vjetroelektrana, za velike fotonaponske sustave iz uzorka izračunat je LCOE izražen ako postotni udio u odnosu na prosječno ostvarenu poticajnu otkupnu cijenu električne energije. Kretanje LCOE u odnosu na kumulativ instalirane snage u 6 analiziranih postrojenja (2 iz ukupnog uzorka isključuju se istom analogijom kao i slučaju jednog postrojenja u kategoriji vjetroelektrane) prikazano je idućom slikom.

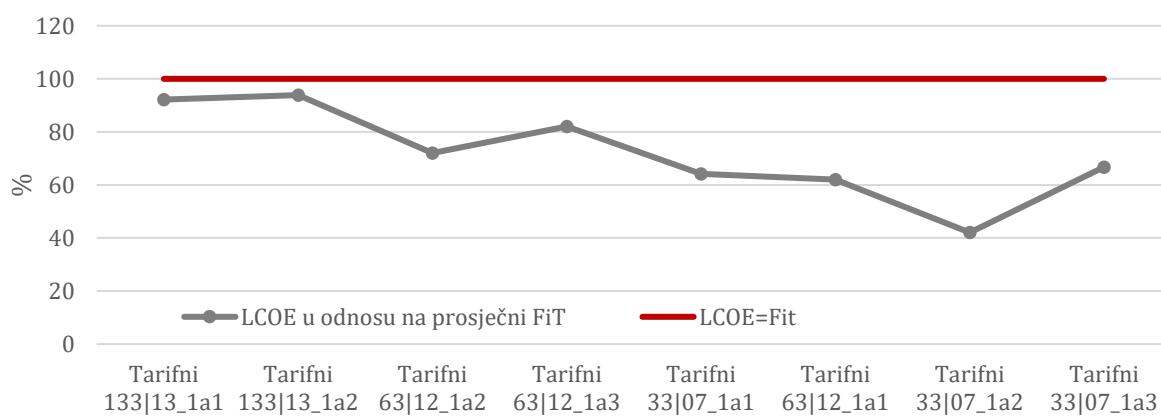


**Slika 5-10** LCOE projekata **velikih fotonaponskih sustava** u odnosu na kumulativ instalirane snage

Iz prikaza je razvidno da je većina elektrana iz uzorka svojim LCOE vrlo blizu isplaćene poticajne cijene, no, kao i u slučaju vjetroelektrana, na umu valja imati činjenicu koja je uočena analizom strukture OPEX-a (i komentirana u pripadajućem poglavlju), a to je da je dio elektrana iz uzorka iskazivao izrazito visoke udjele troškova upravljanja što direktno utječe na smanjenu profitabilnost, ali je u suštini oblik zadržane dobiti isplaćene vlasniku postrojenja.

### Mali fotonaponski sustavi

Kako je elaborirano u prethodnom poglavlju, zbog specifične problematike podatkovne osnove malih fotonaponskih sustava oni su stratificirani u 10 zasebnih skupina koje predstavljaju prosječan projekt svake grupe postrojenja svakog tarifnog sustava. Idućom slikom prikazuje se odnos LCOE iskazanog kao postotni udio u odnosu na isplaćenu poticajnu cijenu (FiT).



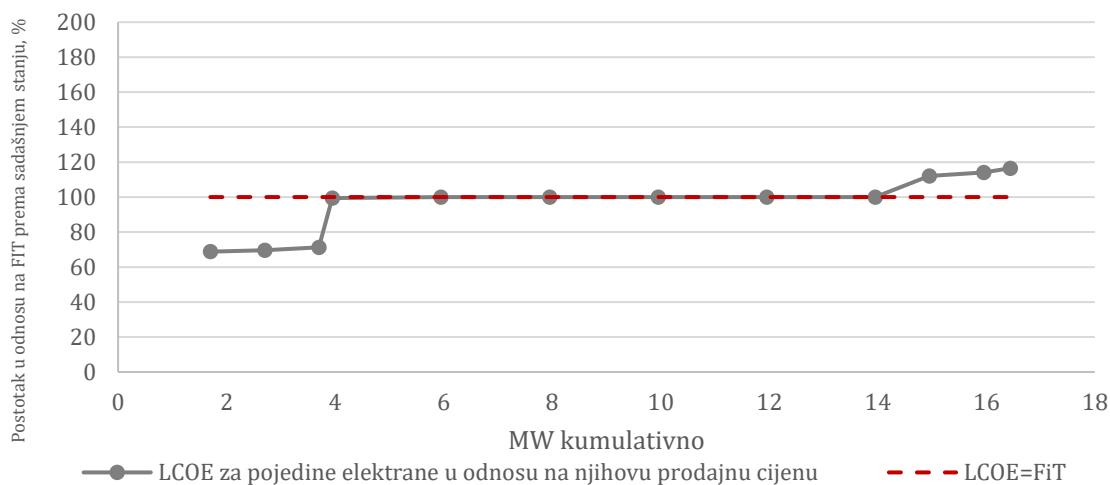
**Slika 5-11** LCOE projekata **malih fotonaponskih sustava** u odnosu na kumulativ instalirane snage

Rezultati ukazuju na činjenicu da je LCOE prosječnog postrojenja iz svake grupe postrojenja svakog tarifnog sustava bio niži od feed – in tarife odnosno isplaćene poticajne cijene. To ukazuje na činjenicu da su ova postrojenja, mjereno odnosom prosječnog nivelliranog troška proizvodnje i isplaćene poticajne cijene kao jediničnog prihoda, ostvarivale izrazitu profitabilnost. Navedeno ukazuje na činjenicu da je razina poticajnih cijena, u prosjeku, bila previsoka za „potrebe“ malih fotonaponskih sustava obzirom

na njihov proizvodni trošak što je direktna posljedica neprilagođivanja sustava i iznosa poticaja padu investicijskih troškova koji je karakterizirao ovu tehnologiju.

### ***Bioplinska postrojenja i biomasa***

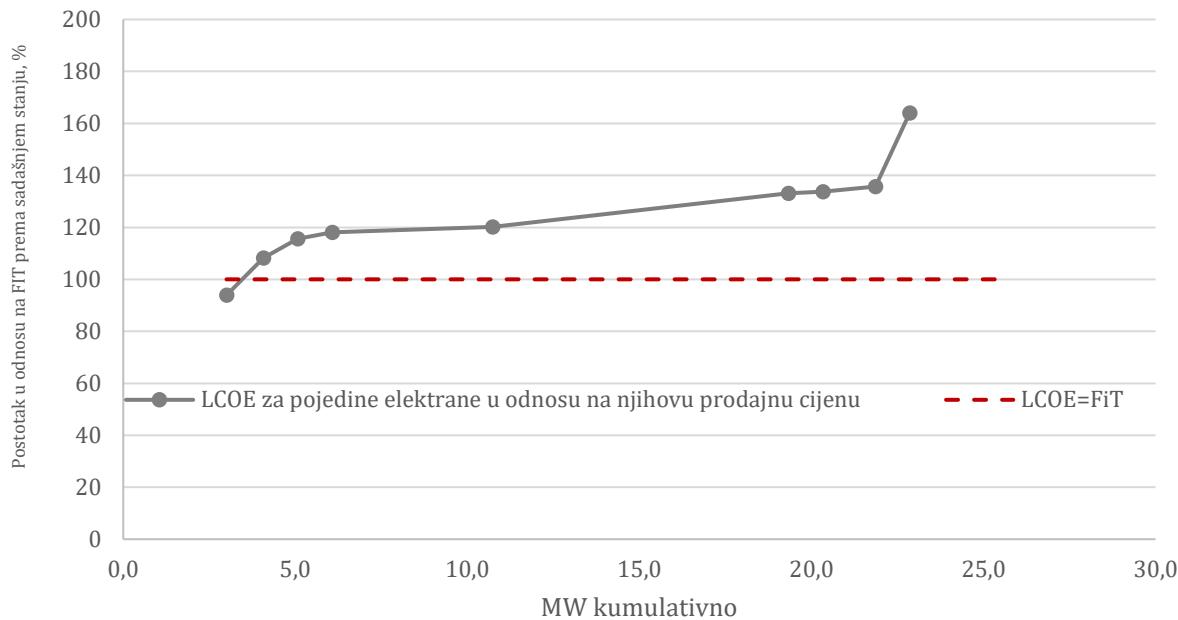
Bioplinska postrojenja i postrojenja koja koriste biomasu specifična su obzirom na činjenicu da prihodju s naslova proizvodnje topline i električne energije. Pri tome, gotovo je nemoguće razdvojiti CAPEX i OPEX na dijelove koji se odnose na proizvodnju topline odnosno električne energije. Povrh navedenoga, činjenica je da prihodi od proizvodnje topline u многим slučajevima nisu financijski valjano evidentirani, odnosno valorizirani. Stoga, postoji opravdana doza rezerve u analizi rezultata odnosa LCOE i ostvarenih prihoda s naslova prosječne poticajne cijene, a kako je prikazano idućim grafičkim prikazima.



**Slika 5-12 LCOE projekata *bioplinskih* postrojenja u odnosu na kumulativ instalirane snage**

Slika 5-12 ukazuje na gotovo uniformnu distribuciju skupa na elektrane koje su na rubu profitabilnosti, one koje se pokazuju profitabilnima te one neprofitabilne. Ovdje skrećemo pozornost na činjenicu da je u analiziranom skupu visoka zastupljenost postrojenja koja su vezana na širi kontekst djelatnosti u smislu da su nadoveza na matično poslovanje u sektorima poljoprivredne odnosno prerađivačke proizvodnje. Time se optimiranje ekonomike svodi na optimiranje na razini povezanih društava, a kroz sustav transfernih cijena sirovine što može neka postrojenja prikazati nerealno neprofitabilnima (ili rubno profitabilnima), a da ista dio prihoda transferiraju matičnim društvima kroz (nerealno) više troškove sirovina i ukupnih operativnih troškova.

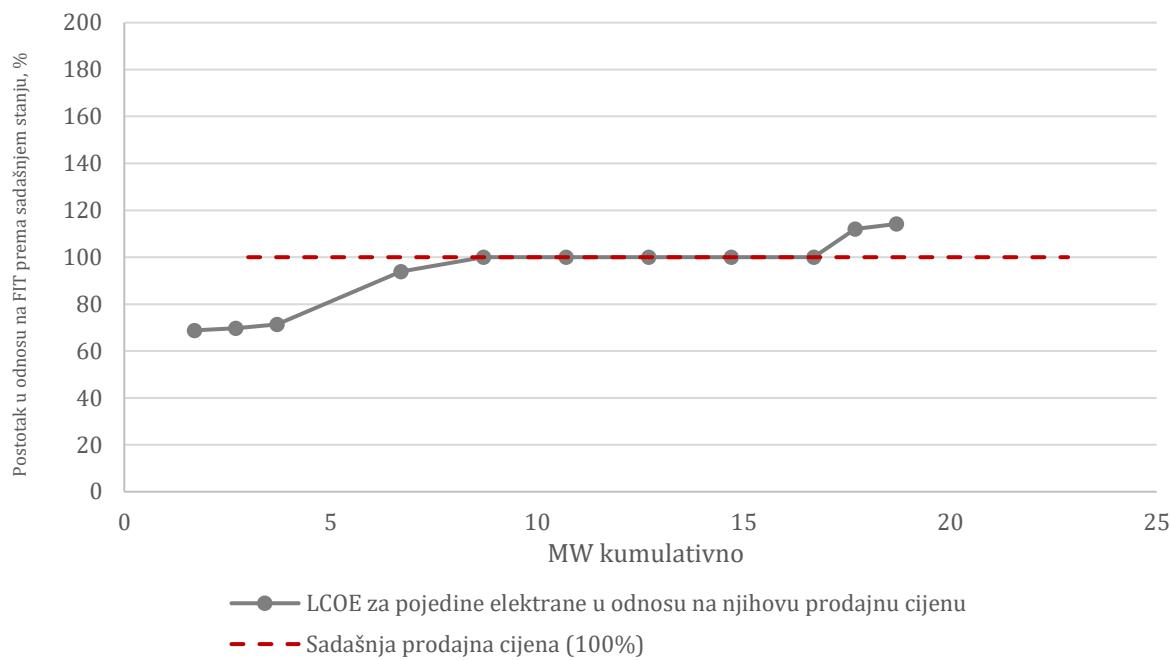
Iduća slika prikazuje kretanje relativnog LCOE kod postrojenja koja koriste biomasu.



**Slika 5-13** *LCOE projekata postrojenja koja koriste **biomasu** u odnosu na kumulativne instalirane snage*

Razvidno je da prema zaprimljenim podacima gotovo niti jedno postrojenje nije profitabilno odnosno da generira LCOE znatno viši od poticajne cijene s čijeg naslova prihoduje. Djelomično je to problem koji proizlazi iz kogeneracijske prirode tehničkog optimiranja i rada elektrana i problematike kapitalnih i operativnih rashoda, ali i prihoda, ostvarenih s naslova proizvodnje topline. No, nedvojbeno stoji da je profitabilnost ovih postrojenja, a kako je i komentirano u prethodnom dijelu ovog poglavlja, vrlo rubna i diskutabilna.

Obzirom da alokacija troškova sirovine na dio koji se odnosi na toplinu i dio koji se odnosi na električnu energiju unosi nesigurnost u proračun, konstruiran je graf koji uključuje krivulju nивелираниh troškova proizvodnje električne energije za postrojenja koja prihode ostvaruju samo s naslova prodaje električne energije.



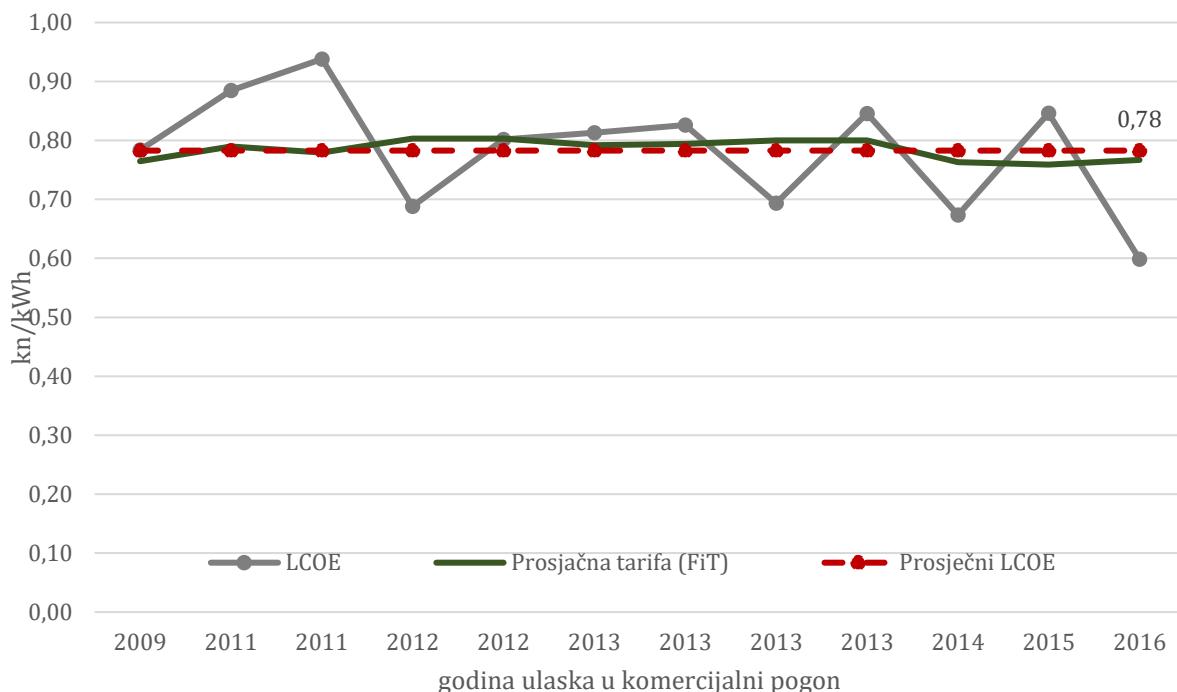
**Slika 5-14** *LCOE elektrana na **biomasu i bioplin** u Republici Hrvatskoj bez prihoda od prodaje topline*

I u ovome slučaju promatrana postrojenja su grafički prikazana prema rastućem nizu vrijednosti proračunatog indeksiranog iznosa vrijednosti niveliranog troška proizvodnje električne energije. Sada svega četiri promatrana postrojenja ostvaruju nivelirani trošak proizvodnje viši od prosječne prodajne cijene električne energije. Dva postrojenja imaju nešto viši nivelirani trošak proizvodnje od prosječne prodajne cijene, pa se, kao što je već spomenuto, njihova ekomska opravdanost vjerojatno može objasniti sinergijskim učinkom unutar šireg poslovnog konteksta u kojem su postrojenja izgrađena i u pogonu.

## Trendovi LCOE u razdoblju 2009.-2016.

### Vjetroelektrane

Idućom se slikom daje dinamički pregled kretanja LCOE (u apsolutnom iznosu) i ostvarene poticajne cijene (feed – in tarife – FiT) za projekte vjetroelektrana iz analiziranog uzorka, u razdoblju za koje su podaci raspoloživi (2009. – 2016.).

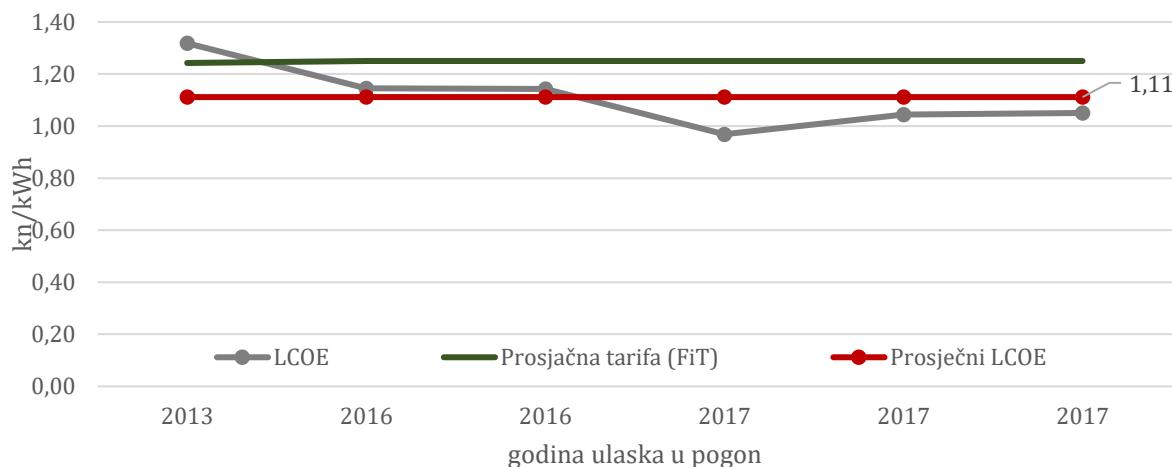


**Slika 5-15** Dinamičko kretanje LCOE i feed – in tarife vjetroelektrana u razdoblju 2009. – 2016.

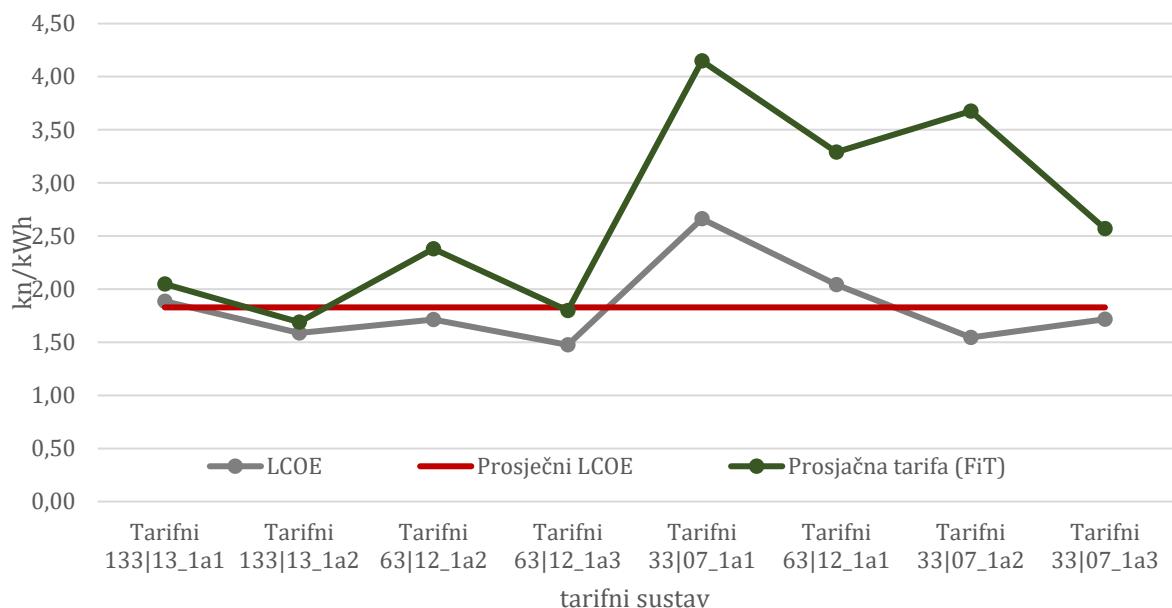
Iz slike je vidljivo da je prosječan LCOE razdoblja od 0,78 kn/kWh praktički na razini ostvarene poticajne cijene, te da postoji blago prisutan trend pada LCOE kroz razdoblje.

### Fotonaponske elektrane

Iz idućeg dva grafička evidentno je da je kroz analizirano razdoblje prosječni LCOE bio niži od prosječne poticajne cijene, a LCOE u trendu pada (kao odraz pada investicijskih troškova karakterističnih za ovu tehnologiju) pri čemu su kod malih sustava uočljive oscilacije koje su posljedica tarifnih sustava u svakom od razdoblja. Generalizirati se može da su činjenicom neusklađenosti poticajnih cijena poticaja i nivelliranih troškova proizvodnje u obje kategorije postrojenja otvorene mogućnosti generiranja viših – od – prosječnih povrata na uložena sredstva odnosno kolokvijalno da su postrojenja u ovoj skupini „preplaćena“ kada se u odnos stave isplaćene poticajne cijene i nivellirani troškovi proizvodnje.



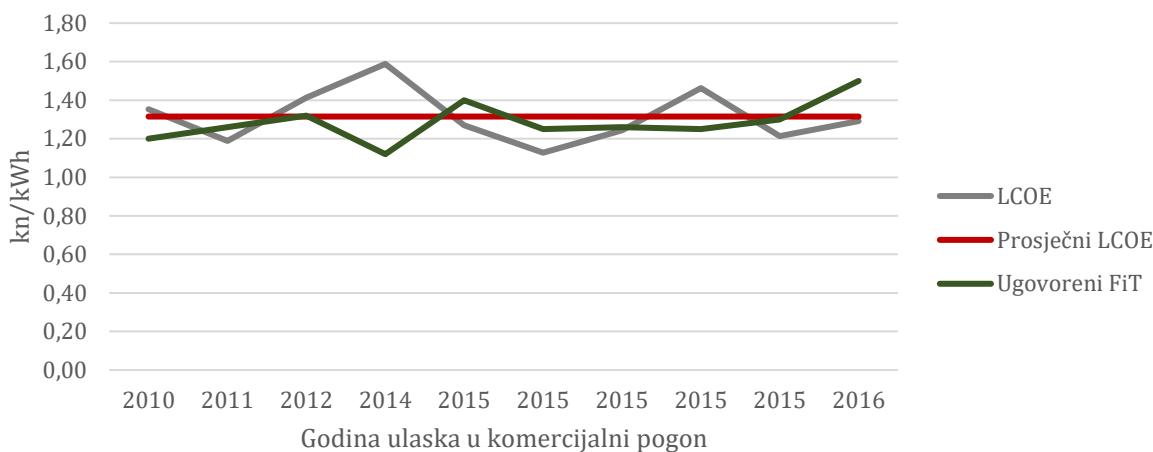
**Slika 5-16** Dinamičko kretanje LCOE i feed – in tarife **velikih fotonaponskih** sustava u razdoblju 2013. – 2016.



**Slika 5-17** Dinamičko kretanje LCOE i feed – in tarife **malih fotonaponskih** prema tarifnim sustavima

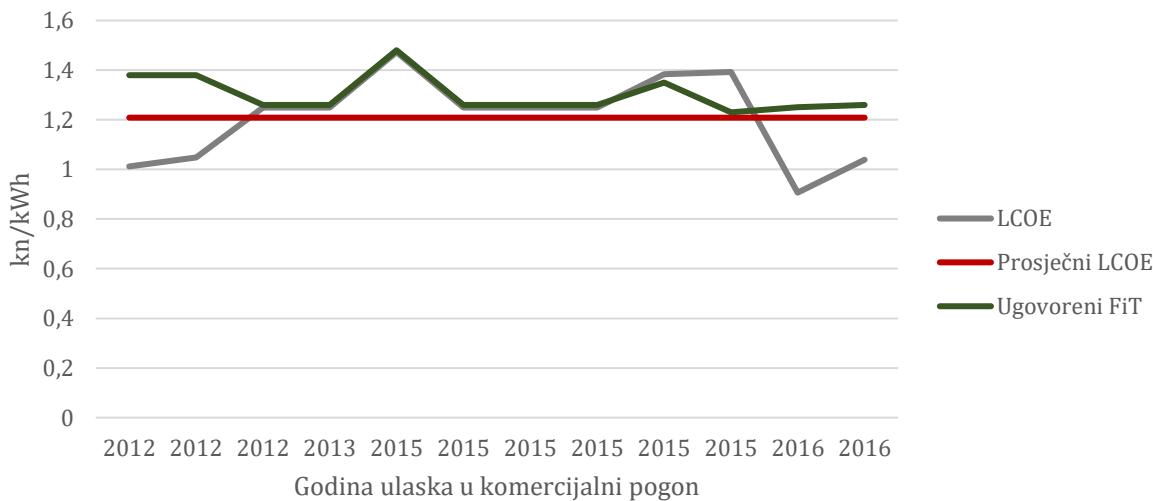
### Postrojenja koja koriste biomasu

Rezultati dinamičke analize kretanja LCOE i ostvarene feed – in tarife postrojenja koja koriste biomasu za razdoblje 2010. – 2016. potvrđuju ranije iznesene nalaze o vrlo niskoj profitabilnosti navedenih postrojenja. Naime, razvidno je da u gotovo cijelom razdoblju LCOE postrojenja na biomasu koja su ulazila u pogon bio viši od feed – in tarife koju su ostvarivala, a posljedično je i prosječni LCOE razdoblja bio viši od poticajne cijene. Naravno, ponovno valja naglasiti problematiku razdvajanja kapitalnih i operativnih troškova te prihoda ovih postrojenja s naslova proizvodnje topline koji do određene mjere mogu iskriviti rezultat i sliku profitabilnosti.



**Slika 5-18** Dinamičko kretanje LCOE i feed – in tarife postrojenja koja koriste **biomasu** u razdoblju 2010. – 2016.

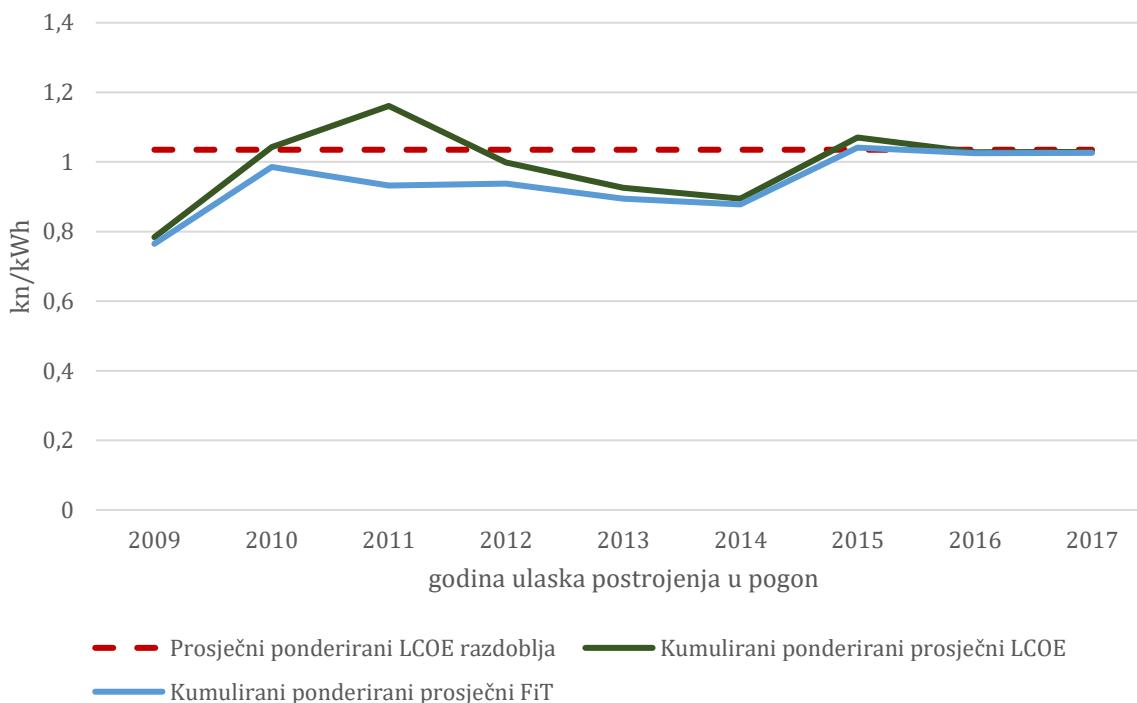
Kao i slučaju biomase, dinamička analiza kretanja LCOE i ostvarene feed – in tarife u razdoblju 2012. – 2016. za projekte bioplina govori u prilog ranijim nalazima. Naime, razina ugovorenih feed – in tarifa isplaćenih bioplinskim postrojenjima usko prati kretanje LCOE, odnosno *vice versa*, što generira limitiranu profitabilnost postrojenja, ali i otvara pitanje da li je navedeno posljedica „pogođene“ politike poticanja u vidu razine poticajne cijene koja u prosjeku pokriva nivellirani trošak proizvodnje, ili su pak postrojenja (posebno ona koja su vezana na širu djelatnost povezanih društava) optimirala svoju ekonomiku kroz sustav transfernih cijena. Svakako ostaje činjenica da je kroz analizirano razdoblje ugovorenna poticajna cijena bila neznatno viša od prosječnog LCOE.



**Slika 5-19** Dinamičko kretanje LCOE i feed – in tarife **bioplinskih** postrojenja u razdoblju 2012. – 2016.

## Agregirana LCOE krivulja za OIE u sustavu poticanja

Finalno, temeljeno na rezultatima finansijske analize i izračuna LCOE za svaku od elektrana iz uzorka (anketa) odnosno skupina postrojenja (fotonaponski sustavi) konstruirana je kumulativna krivulja ponderiranog prosječnog niveliranog troška proizvodnje električne energije (LCOE) koja je stavljena u odnos s ponderiranom prosječnom feed – in tarifom (FiT). Kumulativna krivulja koja se prikazuje dinamički za godine analiziranog razdoblja za koje postoje podaci (2009. – 2016.) prikazana je na idućoj slici.



**Slika 5-20** *Dinamičko kretanje kumulativnog ponderiranog prosječnog LCOE i feed – in tarife (FiT) OIE postrojenja u razdoblju 2009. – 2016.*

Metodološki, ponderirani prosječni LCOE i FiT za svaku od godina izračunati su kao kvocijent umnoška proračunatog LCOE odnosno FiT-a i proizvodnje za svako pojedino postrojenje koje je u pogon ušlo u predmetnoj godini i ukupne proizvodnje u danoj godini. Kod interpretacije rezultata na umu valja imati činjenicu da se radi o limitiranom setu podatka koji u velikoj mjeri ovisi o ulaznim podacima dobivenim od vlasnika postrojenja. Iz prikaza je razvidno da je prosječni ponderirani FiT koji su analizirana postrojenja iz uzorka ostvarila u velikoj mjeri stabilan kroz cijelo prikazano razdoblje (kreće se u uskom intervalu između malo manje od 0,8 kn/kWh i 1 kn/kWh). U drugoj polovici prikazanog razdoblja (nakon 2014.) dolazi do porasta FiT-a što je posljedica ulaska u pogon većeg broja fotonaponski sustava koji kao takvi imaju više FiT. Jednako tako, iz prikaza je razvidno da prosječni ponderirani LCOE usko prati (i iznosom i trendom) prosječni ponderirani FiT, uz iznimku razdoblja 2010. – 2012. godina. Ovo izrazito odstupanje LCOE-a u odnosu na FiT koji se zamjećuje u navedenom razdoblju izravna je posljedica ulaska u pogon većeg broja postrojenja koja koriste biomasu i bioplinskih postrojenja kod kojih je, kako je u ranijim poglavljima detaljno objašnjeno, zamjetno veliko odstupanje LCOE-a od FiT-a koji je jednim dijelom posljedica, već diskutirane, problematike toplinske energije i ostalih ranije elaboriranih čimbenika. Kako je ranije navedeno, uzmu li se u obzir čimbenici koji su objektivno utjecali na proračunati LCOE svakog od analiziranih projekata iz svake od skupina tehnologija, realno je da je agregirani LCOE bio na nešto nižoj apsolutnoj razini od one koju indiciraju rezultati proračuna temeljeni na podacima vlasnika postrojenja, te da se dinamički kretao vrlo usko uz prosječni ponderirani FiT odnosno prosječnu otkupnu cijenu energije iz postrojenja koja koriste OIE.

## Kalkulacija maksimalne referentne vrijednosti i maksimalne zajamčene otkupne cijene

Zakon o obnovljivim izvorima energije (NN 100/15, 123/16, 131/17) i pripadajući podzakonski akt u prijedlogu (Pravilnik o korištenju obnovljivih izvora energije i visokoučinkovite kogeneracije) definirali su način izračuna tzv. maksimalne referentne cijene i maksimalne zajamčene cijene u okviru sustava poticanja OIE koji je uveden 2015.g.

Maksimalna referentna cijena (MRC) je podatak objavljen u natječaju za dobivanje tržišne premije koji predstavlja najveću (dopušteno) vrijednost ponuđene referentne cijene ponuditelja. MRC predstavlja izračunate vrijednosti maksimalnih ukupnih godišnjih troškova proizvodnje električne energije iz referentnog proizvodnog postrojenja određene grupe, a računa se na temelju regulirane metodologije i specifičnih parametara za pojedine grupe postrojenja. MRC se može promatrati kao nивелиrani trošak proizvodnje energije iz referentnog postrojenja.

Na sličan način, maksimalna zajamčena otkupna cijena (MZOC) je podatak objavljen u natječaju za poticanje zajamčenom otkupnom cijenom koji predstavlja najveću (dopušteno) vrijednost ponuđene cijene ponuditelja. MZOC se određuju kao iznos koji odgovara nivelirom troškovima proizvodnje električne energije referentnog postrojenja određene grupe (za postrojenja do 30 kW) čija se izgradnja potiče ugovorom o otkupu električne energije zajamčenom otkupnom cijenom.

U nastavku ovog poglavlja izvršen je proračun maksimalne referentne cijene i maksimalne zajamčene tarife na temelju analiza provedenih u poglavljima 4 i 5 kao i statusa tehnologije početkom 2018.g. Proračun je proveden sukladno klasifikaciji pojedinih grupa postrojenja koja koriste OIE prema prijedlogu Pravilnika o korištenju obnovljivih izvora energije i visokoučinkovite kogeneracije.

Budući da je projektnim zadatkom traženo da se svi troškovi trebaju temeljiti na analizama o planiranim i realiziranim projektima u Republici Hrvatskoj ali i Europskoj uniji, u nastavku je izvršen i pregled iskustava provedenih aukcija za dodjelu potpora projektima OIE u nekim državama EU kao benchmark izračunima za prilike u Republici Hrvatskoj.

### ***Zakonske osnove metodologije za izračun maksimalne referentne vrijednosti i maksimalne zajamčene otkupne cijene u Republici Hrvatskoj***

Osnova za metodologiju izračuna maksimalnih referentnih vrijednosti i zajamčenih cijena čine odredbe Zakona o obnovljivim izvorima energije (NN 100/15, 123/16, 131/17) i prijedloga Pravilnika o korištenju obnovljivih izvora energije i visokoučinkovite kogeneracije od 22.7.2016.g.

Maksimalne referentne vrijednosti koriste se kod natječaja za tržišnu premiju ili natječaja za zajamčenu otkupnu cijenu ako se radi o postrojenjima instalirane snage do 30 kW.

Maksimalne referentne vrijednosti određuju se kao iznos u kn/MWh koji odgovara proizvodnim troškovima (PT) električne energije po jedinici proizvodnje električne energije referentnog postrojenja iz pojedine grupe proizvodnih postrojenja čija se izgradnja potiče ugovorom o tržišnoj premiji ili zajamčenom otkupnom cijenom.

Prema Zakonu o OIEiVK, operator tržišta je obavezan jednom godišnje odrediti proizvodne troškove za svaku grupu postrojenja za koju prema očekivanoj uredbi kojom se utvrđuju kvote za poticanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije i visokoučinkovitih kogeneracijskih postrojenja.

Prema zadnjem prijedlogu Pravilnika o korištenju obnovljivih izvora energije i visokoučinkovite kogeneracije iz srpnja 2016., u oba natječaja (za tržišnu premiju i zajamčenu otkupnu cijenu) izračun proizvodnih troškova (tj. maksimalne referentne cijene) provodi operator tržišta sukladno sljedećoj metodologiji:

$$PT = T_{inv} + T_{op} + T_{gor} - P_{top}$$

Gdje su:

$PT$	proizvodni troškovi električne energije u jednoj godini	kn/MWh
$T_{inv}$	investicijski troškovi	kn/MWh
$T_{op}$	operativni troškovi (bez troškova goriva)	kn/MWh
$T_{gor}$	troškovi goriva	kn/MWh
$P_{top}$	vrijednost proizvedene toplinske energije	kn/MWh

Pri tome se investicijski troškovi određuju prema izrazu:

$$T_{inv} = \frac{Inv}{FLH} \cdot \frac{WACC \cdot (1 + WACC)^n}{(1 + WACC)^n - 1}$$

Gdje su:

$Inv$	ukupni investicijski troškovi po jedinici snage <sup>29</sup>	kn/MW
$FLH$	godišnji ekvivalentni sati rada postrojenja (Full Load Hours)	h
$WACC$	ponderirana prosječna stopa povrata na kapital	%

Ponderirana prosječna stopa povrata na kapital definirana je na temelju udjela vlastitog financiranja u investicijskim troškovima (*equity*), tražene stope povrata na vlastito ulaganje (*return on equity*) i kamatne stope na pozajmljena sredstva (*r*):

$$WACC = eq \cdot roe + (1 - eq) \cdot r$$

Nadalje, operativni troškovi su definirani kao omjer specifičnih godišnjih operativnih troškova <sup>30</sup>(*Op*) i godišnjih ekvivalentnih sati rada postrojenja (*FLH*)

<sup>29</sup> Investicijski troškovi obuhvaćaju: troškove razvoja projekta, nabavu zemljišta ili troškove povezane s ostvarivanjem prava gradnje, troškove projektne dokumentacije, troškove elaborata potrebnih za pripremu gradnje i gradnju, građevinske radove, nabavu opreme, troškove priključenja na javnu energetsku infrastrukturu i drugu infrastrukturu, troškove osiguranja financijske konstrukcije, troškove stručnih i ostalih usluga potrebnih za pripremu, izgradnju i puštanje u pogon proizvodnog postrojenja.

<sup>30</sup> Operativni troškovi obuhvaćaju: troškove održavanja pogona; troškove upravljanja proizvodnim postrojenjem, troškove plaća zaposlenih, troškove administracije i osiguranja, troškove svih naknada; troškove održavanja opreme te stručnih i ostalih usluga potrebnih za rad proizvodnih postrojenja.

$$T_{op} = \frac{Op}{FLH}$$

Troškovi goriva određuju se ovisno o električnoj učinkovitosti postrojenja:

$$T_{gor} = \frac{Gor}{E_\mu}$$

Gdje su:

$Gor$	troškovi goriva po jedinici donje energetske vrijednosti	kn/MWh
$E_\mu$	električna učinkovitost postrojenja	%

Eventualni prihodi od korištenja topline nastale u proizvodnji električne energije određuju se kao na temelju obračunske vrijednosti toplinske energije ( $V_{top}$ ; kn/MWh) i omjera toplinske ( $H_\mu$ ) i električne učinkovitosti:

$$P_{top} = \frac{V_{top} \cdot H_\mu}{E_\mu}$$

Prijedlogom Pravilnika o korištenju obnovljivih izvora energije i visokoučinkovite kogeneracije definiran je i koreksijski faktor ( $k$ ) o ostvarenoj učinkovitosti za kogeneracijska postrojenja na OIE u prethodnoj godini kojim se korigira visina tržišne premije u tekućoj godini. Novi propisi na EU razini (za sada u prijedlogu) definiraju uvjete održivosti i minimalne učinkovitosti postrojenja na OIE (biomasa) kako bi postrojenja uopće imala mogućnost dobiti potporu. Iako se ove odredbe odnose samo na veća postrojenja, u izračunu maksimalne referentne cijene i maksimalne zajamčene tarife koreksijski faktor **nije uzet u obzir** obzirom na nesigurnosti povezane s poticanjem manje učinkovitih postrojenja. Koreksijski faktor ( $k=1,3$  ili drugi) potrebno je naknadno primijeniti na proračunati i dolje prikazani iznos premije.

## **Pregled iskustava i ostvarenih poticajnih cijena na aukcijama za OIE u zemljama EU**

U ovom poglavlju dan je pregled tarifa koje su ostvarene na natječajima u nekoliko zemalja EU. Sadržaj poglavlja temelji se na publikacijama iz projekta Europskog istraživačkog projekta o natječajima za obnovljive izvore energije – AURES. Konkretnе publikacije navedene su u popisu literature [19] - [25].

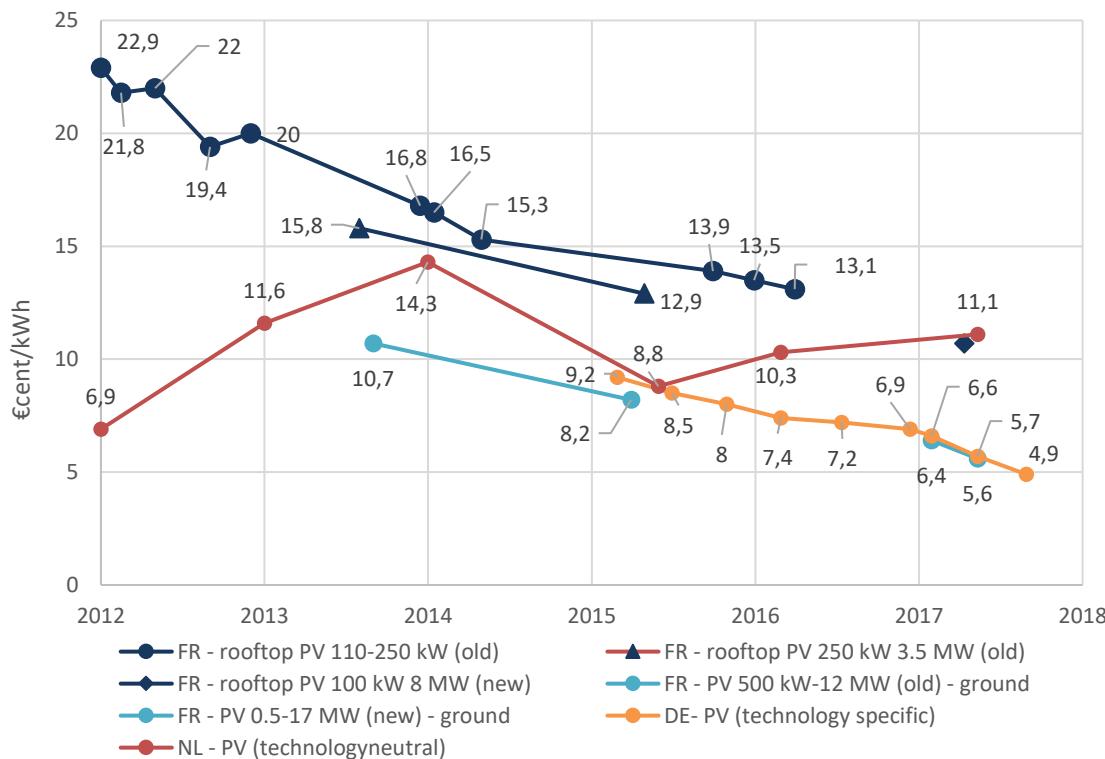
U svim slučajevima razvidan je pad cijena iz godine u godinu, uzrokovani prvenstveno smanjenjem cijena opreme. No, pored pada cijena opreme, rezultati na tenderima ovise i o uvjetima i zahtjevima koji se propisuju na tenderu:

- 1) Odnosi li se natječaj na jednu ili više lokacija. Većinom se natječaji odnose na više lokacija, izuzetak su velike offshore vjetroelektrane kada se natječaj provodi za jednu elektranu.
- 2) Je li u natječaju definirana posebna grupa postrojenja po tehnologiji i/ili rasponu snaga?
- 3) Kako je postavljena kvota – prema mogućnosti priključenja u nekoj regiji, kao ukupna kvota snage (posebno po grupama postrojenja ili za više tipova OIE elektrana zajedno), prema ukupno raspoloživim novčanim sredstvima...
- 4) Duljini trajanja poticanja
- 5) Specifičnim uvjetima prijave na natječaj (je li postavljena maksimalna cijena, mora li projekt biti u određenoj fazi razvoja, koja je maksimalna snaga pojedinog projekta...)
- 6) Kako se ocjenjuje ponuda (samo cijena ili ima više kriterija)
- 7) Koliki je period dozvoljen za realizaciju projekta nakon sklapanja ugovora
- 8) Koje su posljedice raskidanja ugovora o potporama potpisanih nakon natječaja i/ili kašnjenja u realizaciji projekta (sustav bankovnih garancija/jamstava, smanjenje iznosa i/ili trajanja potpora...)
- 9) Raspodjela odgovornosti i troškova u razvoju projekta i infrastrukture – koliko (angažmanom i troškovno) sudjeluju javna tijela u pripremi prostornih planova, rješavanja pitanja oko utjecaja na okoliš i prirodu, kako se dijele troškovi priključka na mrežu, kako se rješavaju imovinsko-pravna pitanja itd.
- 10) Koja cijena se ugovara (iz ponude (pay-as-bid), maksimalna cijena ostvarena na natječaju, prosječna cijena ostvarena na natječaju...)
- 11) Koliko često se provede natječaji
- 12) Postoji li lista čekanja ako neki projekti odustanu

U nastavku su prikazani rezultati i specifičnosti provedenih javnih natječaja za dodjelu potpora za pojedine OIE tehnologije.

## Sunčane elektrane

Slika dolje prikazuje rezultate tendera u zadnjih nekoliko godina za sunčane elektrane u Francuskoj, Njemačkoj i Nizozemskoj.



**Slika 5-21** Cijene ostvarene na tenderima za sunčane elektrane

Razlike između provedenih tendera za sunčane elektrane su sljedeće:

**Tablica 5-3** Karakteristike natječaja za sunčane elektrane u Francuskoj, Njemačkoj i Nizozemskoj; izvor: projekt AURES

	Francuska (FR)	Njemačka (DE)	Nizozemska (NL)
Za što je aukcija	Snaga	Snaga	Snaga
Za više ili jedno postrojenje	više	više	više
Tehnološki određeno	DA: Sunčane elektrane	DA: Neintegrirane sunčane elektrane	NE: <b>Svi tipovi OIE elektrana</b>
Ograničenje volumena	Ukupna snaga	Ukupna snaga	Ukupni troškovi poticanja
Učestalost aukcija	5 aukcija u 2011/2012 i 3 aukcije u 2013/2014	3 puta godišnje	Jednom godišnje
Pojedinačna snaga projekta	100 – 250 kW	0,1 – 10 MW	Nema granice
Tip poticanja	FIT	Klizna premija	Klizna premija
Trajanje poticanja	20 godina	20 godina	15 godina maksimalno

Način nuđenja	Statični	Statični	Dinamični
Kriteriji	Iznos + drugi kriteriji	Iznos	Iznos i vrijeme prijave
Ugovoreni iznos	Prema ponudi	Prema ponudi	Prema ponudi
Ograničen iznos	DA	DA	DA
Zrelost projekta	Visoka	Srednja	Visoka
Rok za izgradnju	18 mj	18 + 6 mjeseci	3-4 godine ovisno o tehnologiji
Penali za rok izgradnje	Smanjenje roka trajanja poticaja na 50%	Stupnjevano od 0,3 do 50 €/MWh ovisno o duljini kašnjenja	Isključenje iz sustava poticanja

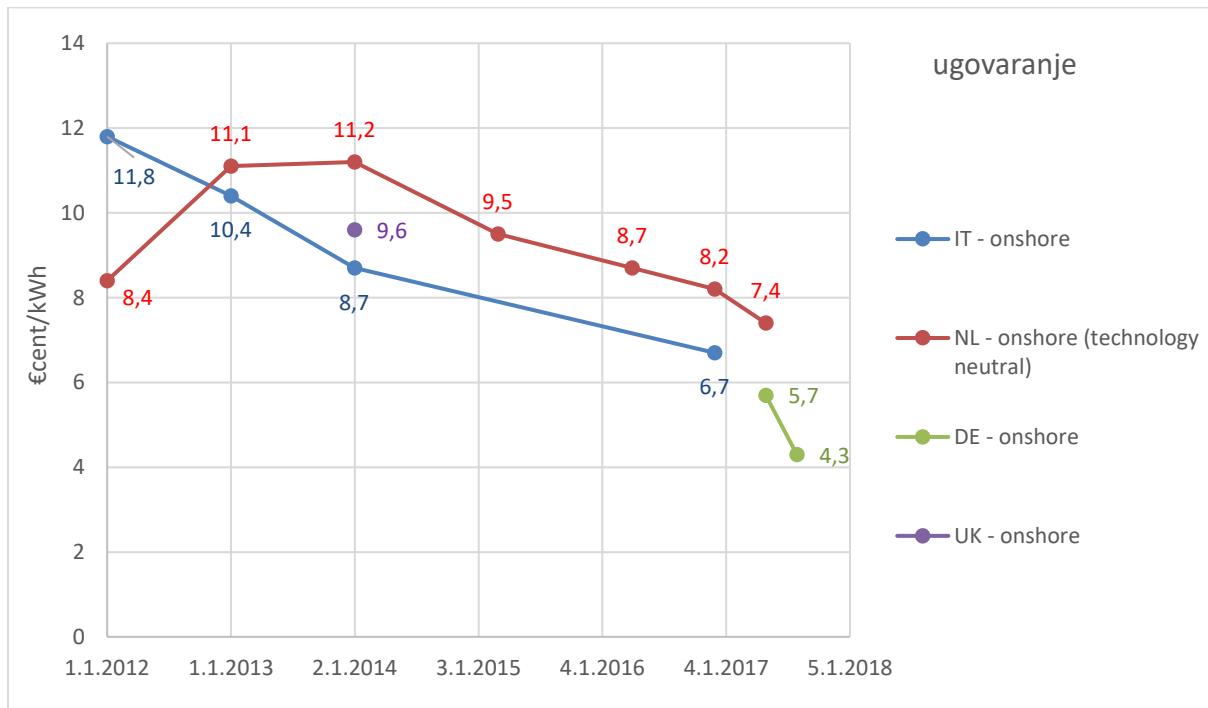
U svim slučajevima minimalni iznos koji se jamči ugovorom je onaj koji je naveden u ponudi. Kod FIT sustava to je fiksno, no kod kliznih premija energija se prodaje na tržištu, a premijom se doplaćuje razlika između ugovorene i tržišne cijene. Nadalje, u poticanju s kliznom premijom u slučajevima kada je cijena ostvarena na tržištu veća od ugovorene, elektrana ostvaruje dodatne prihode.

Kod statičnog načina nuđenja definira se maksimalni prihvatljivi iznos (cijene energije) i prihvata se sve ispod. Kod dinamičnog nuđenja, kao što je slučaj u Nizozemskoj, natječaj se provodi u više etapa dok se ne ostvari ukupni volumen definiran na natječaju. U slučaju Nizozemske ukupni volumen određen je predviđenim troškovima za potpore. Svaka etapa natječaja ima svoju maksimalnu cijenu (ceiling price). Ako se u prvoj etapi ne popuni zahtijevani volumen, u sljedećim etapama se podiže maksimalna cijena. Na taj način se nositeljima projekata dozvoljava strategija sudjelovanja, odnosno da li ići na prvu etapu natječaja s nižom iznosom, ili procijeniti da u prvoj etapi neće popuniti volumen, tj. da će uslijediti sljedeća etapa u kojoj će se moći ponuditi viši iznos.

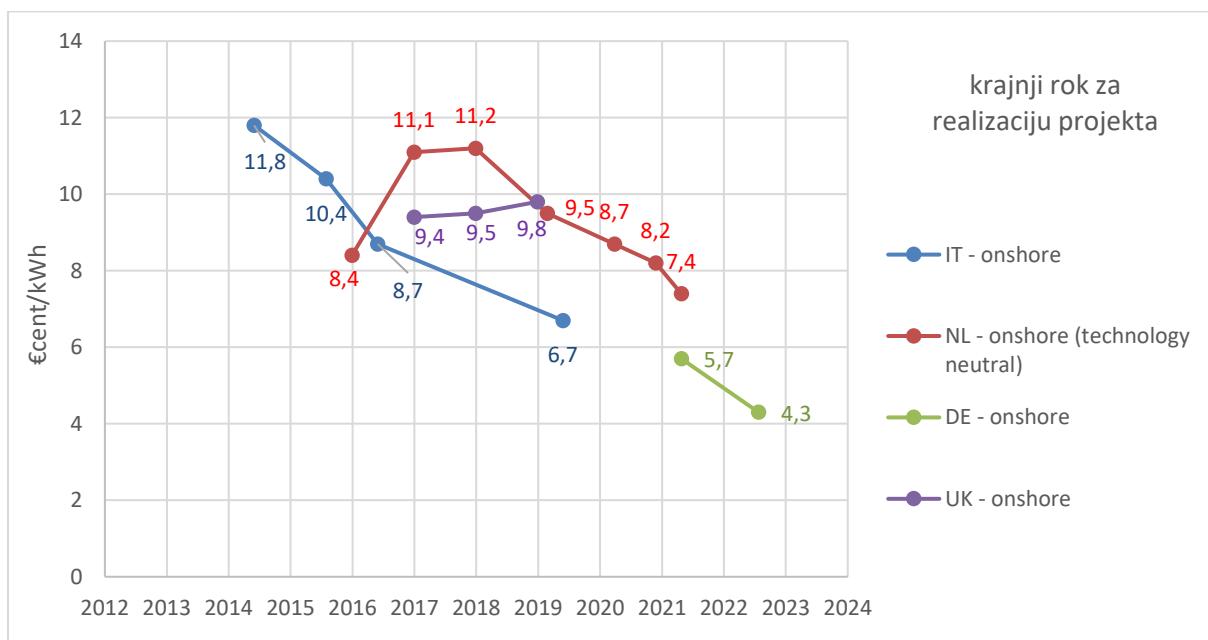
Zrelost projekta se određuje prema napretku u administrativnim procedurama (provedena procjena utjecaja na okoliš, građevinska dozvola...).

### Vjetroelektrane – onshore

Slike u nastavku prikazuju rezultate tendera u zadnjih nekoliko godina za onshore i offshore vjetroelektrane u Njemačkoj, Nizozemskoj, Italiji i Ujedinjenom Kraljevstvu.



**Slika 5-22** Cijene ostvarene na tenderima za onshore vjetroelektrane pri ugovaranju



**Slika 5-23** Rokovi u kojima trebaju biti ostvareni projekti onshore vjetroelektrana navedeni u slici iznad

Razlike između provedenih tendera za onshore vjetroelektrane su sljedeće:

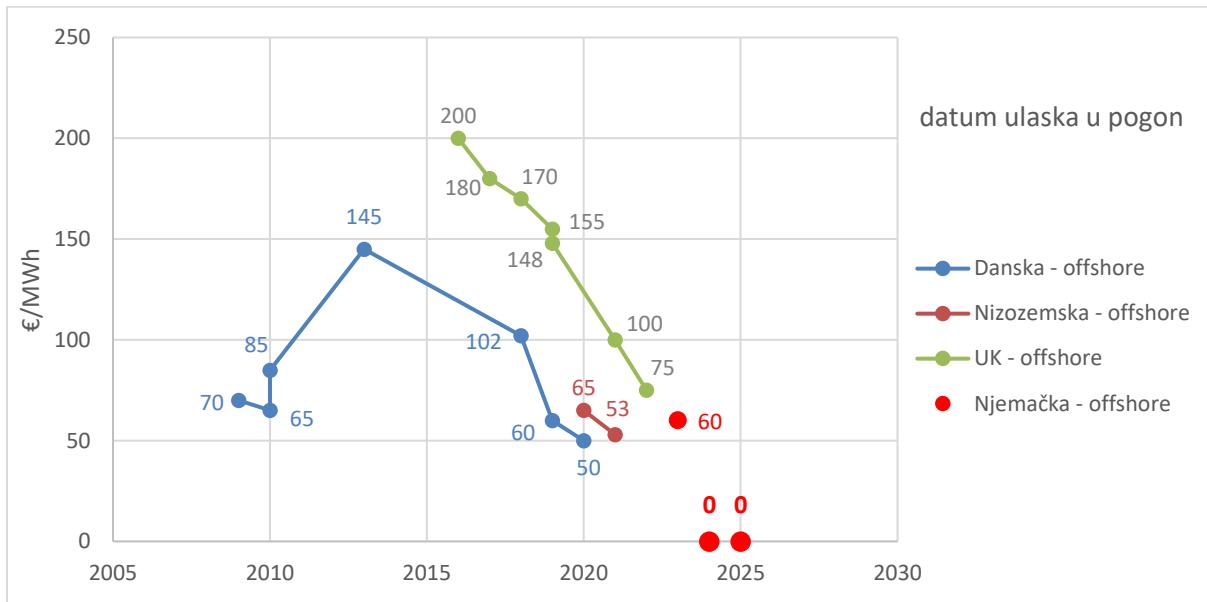
**Tablica 5-4 Karakteristike natječaja za sunčane elektrane u Italiji, Ujedinjenom Kraljevstvu, Njemačkoj i Nizozemskoj; izvor: Aures**

	Italija (IT)	Ujedinjeno Kraljevstvo (UK)	Njemačka (DE)	Nizozemska (NL)
Aukcija za:	Snagu (MW)	Snagu (MW)	Snagu (MW)	Snagu (MW)
Za više ili jedno postrojenje	više	više	više	više
Tehnološki određeno	DA: vjetar onshore	Djelomično; tri grupe prema zrelosti tehnologije (1. grupa)	DA: vjetar onshore	<b>NE: Svi tipovi OIE elektrana</b>
Ograničenje volumena	Ukupna snaga	Ukupni troškovi poticanja	Ukupna snaga	Ukupni troškovi poticanja
Učestalost aukcija	Jednom godišnje	1 – 2 puta godišnje	3 puta godišnje	Jednom godišnje
Pojedinačna snaga projekta	Nema	> 5 MW	0,1 – 10 MW	Nema granice
Tip poticanja	Klizna premija	CfD <sup>31</sup>	Klizna premija	Klizna premija
Trajanje poticanja	25 godina	15 godina	20 godina	15 godina maksimalno
Način nuđenja	Statični	Statično	Statični	Dinamični
Kriteriji	Iznos	Iznos	Iznos	Iznos i vrijeme prijave
Ugovoreni iznos	Prema ponudi	Prema ponudi	Prema ponudi	Prema ponudi
Ograničen maksimalni iznos	DA, i min i maks po tehnologijama	Ujednačeno (najviša ugovarena cijena) <sup>32</sup>	DA	DA
Zrelost projekta	Visoka	Visoka	Srednja	Visoka
Rok za izgradnju	16 mjeseci	6 – 24 mjeseca, ovisno o ponudi	4,5 godine	3-4 godine ovisno o tehnologiji
Penali za rok izgradnje	0,5% po mjesecu kašnjenja, nakon 24 mjeseca prekid ugovora i gubitak jamstva	Ugovor se ne primjenjuje 13 mj.	Stupnjevano od 0,3 do 50 €/MWh ovisno o duljini kašnjenja ili povlačenju	Isključenje iz sustava poticanja

<sup>31</sup> CfD (Contract for Difference), a za svaku elektranu se isplaćuje iznos od cijene ostvarene na tržištu do ugovorene cijene (klizna premija). Za razliku od klizne premije, ukoliko se na tržištu ostvari cijena na veća od ugovorene, nositelj projekta mora vratiti iznos.

<sup>32</sup> Clearing price – kada se ostvari željena količina na aukciji, svima koji su prihvaćeni isplaćuje se ukupan iznos koji odgovara iznosu iz ponude s najvećim iznosom.

### Vjetroelektrane - offshore



**Slika 5-24** Rokovi u kojima trebaju biti ostvareni projekti offshore vjetroelektrana navedeni u slici iznad

Razlike između provedenih tendera za offshore vjetroelektrane su sljedeće:

**Tablica 5-5** Karakteristike natječaja za offshore vjetroelektrane u Danskoj, Ujedinjenom Kraljevstvu, Njemačkoj i Nizozemskoj; izvor: Aures

	Danska (DK)	Ujedinjeno Kraljevstvo (UK)	Njemačka (DE)	Nizozemska (NL)
Za što je aukcija	Snaga	Snaga	Snaga	Snaga
Za više ili jedno postrojenje	Više za plitko more, pojedinačno za duboko more (nearshore)	više	više	pojedinačno za offshore
Tehnološki određeno	DA	Djelomično; tri grupe prema zrelosti tehnologije (2. grupa)	DA	NE: Svi tipovi OIE elektrana
Ograničenje volumena	Ukupna snaga	Ukupni troškovi poticanja	Ukupna snaga	Ukupni troškovi poticanja
Učestalost aukcija	7 natječaja od 2004.	1 – 2 puta godišnje	3 puta godišnje	Jednom godišnje

Pojedinačna snaga projekta	Nema granice	> 5 MW	0,1 – 10 MW	Nema granice
Tip poticanja	Klizna premija	CfD	Klizna premija	Klizna premija
Trajanje poticanja	15 godina	15 godina	20 godina	15 godina maksimalno
Način nuđenja	Statično	Statično	Statični	Dinamični
Kriteriji	Prva: više kriterije + pretkvalifikacija  Druga: iznos + pretkvalifikacija	Iznos	Iznos	Iznos i vrijeme prijave
Ugovoreni iznos	Prema ponudi	Prema ponudi	Prema ponudi	Prema ponudi
Ograničen maksimalni iznos	Da – za priobalne Ne – za duboko more	Ujednačeno (najviša ugovarena cijena) <sup>33</sup>	DA	DA
Zrelost projekta	Visoka	Visoka	Srednja	Visoka
Rok za izgradnju	Oko 32 mjeseca	6 – 24 mjeseca, ovisno o ponudi	4,5 godine	3-4 godine ovisno o tehnologiji
Penali za rok izgradnje	Bankovna jamstva (kasnije uvedeno)	Ugovor se ne primjenjuje 13 mj.	Stupnjevano od 0,3 do 50 €/MWh ovisno o duljini kašnjenja ili povlačenju	Isključenje iz sustava poticanja

## Biomasa i bioplín

Natječaji za izgradnju novih kapaciteta u grupi elektrana na biomasu i bioplín rjeđe su od natječaja za vjetroelektrane i sunčane elektrane.

Za primjer cijena ostvarenih u Njemačkoj dane su cijene ostvarene u dva tendera u 2017. godini. U srpnju je ugovoren 150 MW s prosječnom cijenom od 149 €/MWh (samo biomasa), a u rujnu je ugovoren 27,5 MW s prosječnom cijenom 142 €/MWh (biomasa i bioplín).

<sup>33</sup> Najviša ugovorenica cijena (clearing price) – kada se ostvari željena količina (volumen) na aukciji, svima koji su prihvaćeni isplaćuje se ukupan iznos koji odgovara iznosu iz ponude s najvećim iznosom.

## Zaključci vezani za karakteristike natječaja

**Tablica 5-6** Elementi natječaja bitni za formiranje cijene i odaziv ponuditelja

Tip natječaja	Zatvorene ponude u natječajima s jednom etapom (statični natječaj) su prevladavajući. Natječaji s više etapa u kojima je cilj ostvariti određen volumen putem jedne ili više (dinamični natječaji) rjeđe se koriste.
Učestalost natječaja	Za nositelje projekata povoljnije je provođenje natječaja u ustaljenim rokovima jer su tada poznati vremenski okviri za pripremu dokumentacije. Sami rokovi (svakih x mjeseci) trebali bi ovisiti o složenosti projekata, što je pak usko vezano uz tehnologiju.
Maksimalna cijena	Maksimalnom cijena ograničava se trošak krajnjih kupaca potreban za poticanje, no u isto vrijeme maksimalna cijena mora biti dobro procijenjena kako bi se projekti bili dovoljno isplativi.
Volumen natječaja	Ako se volumen natječaja (npr. ukupna snaga) postavi ispod realno ostvarivog obzirom na <i>pipeline</i> projekata potiče se veća konkurenca, što u pravilu dovodi do sniženja ponuđenih iznosa.
Ocjena ponude	Najčešće se koristi samo jedan kriteriji povezan za ponuđeni iznos, što je najučinkovitije za spuštanje troškova poticanja. Višekriterijske ocjene ponude nisu toliko učinkovite po pitanju snižavanja troškova poticanja, no mogu pridonijeti boljem prihvaćanju od strane javnosti i lokalnom razvoju ekonomije.
Određivanje iznosa u ugovorima	Najčešće se koristi jednostavno načelo da se ugovor o potpori sklapa prema iznosu koji bio u ponudi (pay-as-bid). Korištenje jedinstvene cijene (uniform price) može se odnositi i na maksimalni iznos prihvaćene ponude (ceiling price) ili prosječne cijene prihvaćenih ponuda.
Vrsta potpore (ugovora)	U pravilu se sklapaju dugoročni ugovori s premijama. Duljina roka (tipično 15 – 25 godina) utječe na bankabilnost projekta.  U razigranim tržištima u najčešće se sklapaju ugovori s kliznom premijom (sliding premium) kojom se pokriva razlika između ugovorenog iznosa i cijene ostvarene na tržištu. Ukoliko je tržišta cijena veća od ugovorene, projekt ostvaruje dodatne prihode.  Druga najčešća vrsta potpore su Ugovori za razliku (CfD – Contract for difference) koji funkcioniraju slično kao i klizna premija, no ukoliko je tržišta cijena veća od ugovorene, projekt mora te iznose vratiti instituciji koja mu isplaćuje premije.
Pred-kvalifikacijski uvjeti	Pred-kvalifikacijski uvjeti koriste se za prihvaćanje „ozbiljnih“ projekata kao bi se povećala vjerojatnost njihovog ostvarenja. Ozbiljnost se dokazuje posjedovanje određenih dozvola i odobrenja (npr. ugovor o priključenju, građevinska dozvola, pozitivno provedena studija utjecaja na okoliš, uvrštenost u prostorni plan...), što s jedne strane predstavlja dodatni trošak i rizik za investitore.

	Preporuča se stoga maksimalno racionalizirati i međusobno uskladiti procedure u kojima se stječu dozvole i odobrenja, kao bi se smanjili troškovi postizanja „ozbiljnosti“ projekta. Time su u konačnici opravdava zahtijevanje više „ozbiljnosti“ projekta koji imaju veći stupanj realizacije u odnosu na manje ozbiljne projekte koji prolaze natječaj.
Ograničenja na pojedinačnu snagu i/ili lokaciju	Ograničenje snage pojedinog projekta može potaknuti investicije s relativno malim troškovima čime se umanjuje centralizacija tržišta, no pri tome postoji rizik smanjenja konkurenčije, tj. rizik ostvarivanja viših cijena poticanja.  Ograničenja za lokaciju (regiju) mogu same po sebi povećati geografsku rasprostranjenost projekta i/ili približiti elektrane centrima potrošnje i/ili postojećoj mrežnoj infrastrukturni.
Obaveze i rokovi realizacije projekta	Kako bi se čim više osigurala realizacija projekta, pored pred-kvalifikacijskih uvjeta uvode se i određene obaveze na način da se definiraju rokovi za realizaciju projekta, te penali ukoliko realizacija projekta kasni ili se projekt ne realizira.  Kao penalizacija najčešće se koriste bankovna jamstva i/ili smanjivanja ugovorenog iznosa poticaja i/ili skraćivanja roka poticanja. Pri tome je poželjno uvažiti u kojem je omjeru kašnjenje vezano za investitora ili za okolnosti izvan utjecaja investitora.  Dugački rokovi za realizaciju projekta mogu također dovesti do nižih iznosa u ponudama jer se pretpostavlja da će se sniziti cijene oprema.  Potrebno je naći optimalni balans između pred-kvalifikacijskih uvjeta i obaveza (koje se penaliziraju)
Mogućnost odustajanja prije početka izgradnje	Uvođenje mogućnosti odustajanja ( <b>opt-out</b> ) uvela je Njemačka u namjeri da se smanjenjem rizika vezanih za plaćanje penala popuni volumen natječaja, ali ujedno i snize cijene.  U Njemačkoj prolazak na natječaju (za vjetrolektrane) osigurava prvenstveno kvalificiranost da se ostvari priključak na mrežu i sudjelovanje na tržištu, no investitor ima pravo odustajanja od realizacije po relativno niskoj cijeni (30 €/kW).

### **Izračun maksimalne referentne vrijednosti i maksimalne zajamčene otkupne cijene za Republiku Hrvatsku u 2018.g.**

Obzirom na zahtjeve projektnog zadatka, a temeljem metodologije propisane nacrtom Pravilnika o korištenju obnovljivih izvora energije i visokoučinkovite kogeneracije konkretno opisane u Dijelu šestom, poticanje tržišnom premijom i zajamčenom otkupnom cijenom, napravljen je izračun proizvodnog troška odnosno maksimalne referentne vrijednosti koja predstavlja maksimalnu zajamčenu otkupnu cijenu električne energije iz OIE u RH, i to za 2018. godinu.

Kako je navedeno ranije u ovom poglavlju, sukladno metodologiji definiranoj prijedlogom Pravilnika, izračun proizvodnog troška napravljen je sukladno analitičkom okviru kako slijedi:

$$PT = T_{inv} + T_{op} + T_{gor} - P_{top}$$

Gdje su:

$PT$	proizvodni troškovi električne energije u jednoj godini	kn/MWh
$T_{inv}$	investicijski troškovi	kn/MWh
$T_{op}$	operativni troškovi (bez troškova goriva)	kn/MWh
$T_{gor}$	troškovi goriva	kn/MWh
$P_{top}$	vrijednost proizvedene toplinske energije	kn/MWh

Pri tome se investicijski troškovi određuju prema izrazu:

$$T_{inv} = \frac{Inv}{FLH} \cdot \frac{WACC \cdot (1 + WACC)^n}{(1 + WACC)^n - 1}$$

Gdje su:

$Inv$	ukupni investicijski troškovi po jedinici snage <sup>34</sup>	kn/MW
$FLH$	godišnji ekvivalentni sati rada postrojenja (Full Load Hours)	h
$WACC$	ponderirana prosječna stopa povrata na kapital	%

Ponderirana prosječna stopa povrata na kapital definirana je na temelju udjela vlastitog financiranja u investicijskim troškovima (*equity*), tražene stope povrata na vlastito ulaganje (*return on equity*) i kamatne stope na pozajmljena sredstva (*r*):

$$WACC = eq \cdot roe + (1 - eq) \cdot r$$

Nadalje, operativni troškovi su definirani kao omjer specifičnih godišnjih operativnih troškova <sup>35</sup>( $Op$ ) i godišnjih ekvivalentnih sati rada postrojenja ( $FLH$ )

$$T_{op} = \frac{Op}{FLH}$$

Troškovi goriva određuju se ovisno o električnoj učinkovitosti postrojenja:

<sup>34</sup> Investicijski troškovi obuhvaćaju: troškove razvoja projekta, nabavu zemljišta ili troškove povezane s ostvarivanjem prava gradnje, troškove projektne dokumentacije, troškove elaborata potrebnih za pripremu gradnje i gradnju, građevinske radove, nabavu opreme, troškove priključenja na javnu energetsku infrastrukturu i drugu infrastrukturu, troškove osiguranja financijske konstrukcije, troškove stručnih i ostalih usluga potrebnih za pripremu, izgradnju i puštanje u pogon proizvodnog postrojenja.

<sup>35</sup> Operativni troškovi obuhvaćaju: troškove održavanja pogona; troškove upravljanja proizvodnim postrojenjem, troškove plaća zaposlenih, troškove administracije i osiguranja, troškove svih naknada; troškove održavanja opreme te stručnih i ostalih usluga potrebnih za rad proizvodnih postrojenja.

$$T_{gor} = \frac{Gor}{E_\mu}$$

Gdje su:

<i>Gor</i>	troškovi goriva po jedinici donje energetske vrijednosti	kn/MWh
<i>E<sub>μ</sub></i>	električna učinkovitosti postrojenja	%

Eventualni prihodi od korištenja topline nastale u proizvodnji električne energije određuju se kao na temelju obračunske vrijednosti toplinske energije ( $V_{top}$ ; kn/MWh) i omjera toplinske ( $H_\mu$ ) i električne učinkovitosti:

$$P_{top} = \frac{V_{top} \cdot H_\mu}{E_\mu}$$

Prijedlogom Pravilnika o korištenju obnovljivih izvora energije i visokoučinkovite kogeneracije definiran je i koreksijski faktor ( $k$ ) o ostvarenoj učinkovitosti za kogeneracijska postrojenja na OIE u prethodnoj godini kojim se korigira visina tržišne premije u tekućoj godini. Ovaj faktor, obzirom na velik broj nepoznаницa nije uzet u obzir prilikom izračuna proizvodnih troškova.

Također, ovdje valja naglasiti da izračunom **nisu** obuhvaćene sljedeće vrste postrojenja:

- elektrane na tekuća biogoriva instalirane snage do uključivo 500 kW
- elektrane na tekuća biogoriva instalirane snage veće od 500 kW
- postrojenja na aerotermalnu energiju
- postrojenja na energiju mora
- postrojenja na hidrotermalnu energiju
- postrojenja na ostale nespecificirane obnovljive izvore energije

(koje prijedlog Pravilnika prepoznaje) obzirom da se radi o (u velikoj mjeri) ne-komercijalnim/eksperimentalnim tehnologijama za koje se tijekom 2018. godine ne očekuje iskaz interesa, a sukladno odredbama prijedloga Pravilnika Operatoru tržišta se za takve ostavlja diskrecijska mogućnost izostavljanja

Iduća tablica daje sažeti pregled za izračun korištenih ulaznih podataka, jednako kao i rezultata proračuna u vidu proizvodnog troška koji predstavlja maksimalnu zajamčenu otkupnu cijenu električne energije iz OIE u RH za 2018. godinu.

**Tablica 5-7** Pregled korištenih ulaznih podataka i rezultata izračuna proizvodnog troška (maksimalne referentne cijene) prema tehnologijama OIE za RH u 2018. godini

Tehnologija	Tip poticaja	PT kn/MWh	PT EUR/MWh	Tinv kn/MWh	Inv EUR/kW	Inv kn/MW	FLH h/god	WACC %	eq %	roe %	r %	n god	Topt kn/MWh	Opt kn/MW	Tgor kn/MWh	Gor kn/MWh	E $\mu$ %	Ptop kn/MWh	Vtop kn/MWh	H $\mu$ %
Suncane elektrane instalirane snage do uključivo 10 kW	FIT	1,339	178.5	1298.8	1,800	13,500,000	1,250	6.2%	30%	10%	4.5%	12	40	50,000	0	0	14%	0	0	0%
Suncane elektrane instalirane snage veće od 10 kW do uključivo 30 kW	FIT	978	130.4	938.0	1,300	9,750,000	1,250	6.2%	30%	10%	4.5%	12	40	50,000	0	0	14%	0	0	0%
Suncane elektrane instalirane snage veće od 30 kW do uključivo 500 kW	Premija	890	118.6	793.7	1,100	8,250,000	1,250	6.2%	30%	10%	4.5%	12	96	120,000	0	0	14%	0	0	0%
Suncane elektrane instalirane snage veće od 500 kW do uključivo 10 MW	Premija	779	103.9	683.5	900	6,750,000	1,250	7.1%	30%	12%	5.0%	12	96	120,000	0	0	14%	0	0	0%
Suncane elektrane instalirane snage veće od 10 MW	Premija	704	93.8	607.6	800	6,000,000	1,250	7.1%	30%	12%	5.0%	12	96	120,000	0	0	14%	0	0	0%
Hidroelektrane instalirane snage do uključivo 30 kW	FIT	994	132.5	967.6	4,000	30,000,000	3,800	6.5%	30%	10%	5.0%	12	26	100,000	0	0	43%	0	0	0%
Hidroelektrane instalirane snage veće od 30 kW do uključivo 500 kW	Premija	897	119.7	874.4	3,500	26,250,000	3,800	7.1%	30%	12%	5.0%	12	23	87,500	0	0	43%	0	0	0%
Hidroelektrane instalirane snage veće od 500 kW do uključivo 10 MW	Premija	769	102.6	749.5	3,000	22,500,000	3,800	7.1%	30%	12%	5.0%	12	20	75,000	0	0	43%	0	0	0%
Hidroelektrane instalirane snage veće od 10 MW	Premija	692	92.3	674.5	2,700	20,250,000	3,800	7.1%	30%	12%	5.0%	12	18	67,500	0	0	43%	0	0	0%
Vjetroelektrane instalirane snage do uključivo 30 kW	FIT	1,339	178.6	1139.2	1,800	13,500,000	1,500	7.1%	30%	12%	5.0%	12	200	300,000	0	0	17%	0	0	0%
Vjetroelektrane instalirane snage veće od 30 kW	Premija	585	78.1	406.8	1,200	9,000,000	2,800	7.1%	30%	12%	5.0%	12	179	500,000	0	0	32%	0	0	0%
Elektrane na biomasu instalirane snage do uključivo 30 kW	FIT	2,154	287.2	497.2	4,300	32,250,000	7,800	6.2%	30%	10%	4.5%	12	64	500,000	1714.29	600	35%	121	170	25%
Elektrane na biomasu instalirane snage veće od 30 kW do uključivo 500 kW	Premija	1,858	247.7	486.8	4,000	30,000,000	7,800	7.1%	30%	12%	5.0%	12	64	500,000	1428.57	500	35%	121	170	25%
Elektrane na biomasu instalirane snage veće od 500 kW do uključivo 2 MW	Premija	1,843	245.8	486.8	4,000	30,000,000	7,800	7.1%	30%	12%	5.0%	12	192	1,500,000	1285.71	450	35%	121	170	25%
Elektrane na biomasu instalirane snage veće od 2 MW do uključivo 5 MW	Premija	1,804	240.6	462.5	3,800	28,500,000	7,800	7.1%	30%	12%	5.0%	12	321	2,500,000	1142.86	400	35%	121	170	25%
Elektrane na biomasu instalirane snage veće od 5 MW	Premija	1,775	236.6	426.0	3,500	26,250,000	7,800	7.1%	30%	12%	5.0%	12	385	3,000,000	1085.71	380	35%	121	170	25%
Geotermalne elektrane	Premija	971	129.5	610.3	4,500	33,750,000	7,000	7.1%	30%	12%	5.0%	12	482	3,375,000	0	0	35%	121	170	25%

S troškovne strane dva su ključna parametra koji utječu na rezultat – visinu proizvodnog troška koji predstavlja maksimalnu eferentnu cijenu: investicijski trošak te operativni trošak svakog pojedinog postrojenja. Investicijski i operativni troškovi po tehnologijama, korišteni kao ulazni podaci za izračuna, a kako je prikazano gornjom tablicom, određeni su ekspertnom procjenom koja je rezultat komparativne analize i ekstrapolacije recentnih podataka vodećih međunarodnih organizacija – IRENA<sup>36</sup> – Međunarodna agencija za obnovljive izvore energije i IEA<sup>37</sup> – Međunarodna energetska agencija te lokalizacije za tržišne uvjete u Hrvatskoj (primarno u segmentu operativnih troškova), a koja se temelji na podacima iz anketa i iskustvu autora. Kod formiranja prosječnih investicijskih troškova u obzir su uzeta iskustva nedavno realiziranih projekta na tržištu RH jednako kao i očekivani trendovi razvoja tehnologije i posljedične promjene investicijskih troškova.

Prema nalazima IRENA-em tri su glavna pokretača smanjenja troškova za obnovljivu energiju: 1) poboljšanja tehnologije; 2) konkurentna nabava; i 3) velika baza iskusnih, međunarodno aktivnih projektnih developera. Povjesno gledano, poboljšanja tehnologije bila su od vitalnog značaja za povećanje performansi i smanjenja investicijskih troškova koji su (pored industrijalizacije sektora i ekonomije obujma) učinili konkurentnima tehnologije fotonaponskih sustova i vjetroelektrana. Konkurentna nabava - usred globalizacije tržišta obnovljivih izvora energije - pojavila se nedavno kao još jedan ključni pokretač. Uz to dolazi i pojava velike baze iskusnih srednjih i velikih projekata, aktivno tražeći nova tržišta širom svijeta. Kombinacija tih čimbenika sve više utječe na smanjenje investicijskih i operativnih troškova OIE, s učincima koji će daljnje povećati tijekom 2018. i kasnije. Kontinuirana tehnološka inovacija ostaje konstanta na tržištu obnovljivih izvora energije. Doista, u današnjem razdoblju s niskom troškovima opreme, sve veće značenje bit će tehnološke inovacije koje otključavaju učinkovitost proizvodnje, kao i opreme za proizvodnju električne energije - u smislu poboljšanja izvedbe ili smanjenja troškova. Veće vjetroturbine s većim područjima zahvata omogućuju već danas potpuno komercijalnu veću proizvodnju iz iste količine raspoloživog resursa. Podaci u stvarnom vremenu (*real time data*) i "big data" poboljšavaju predviđanja održavanja i smanjuju troškove rada i održavanja (O & M). To su samo neki primjeri kontinuiranog povećanja broja inovativnih rješenja koji dovode do smanjenja investicijskih i operativnih troškova, otvaraju mogućnost poboljšanja performansi i smanjenja troškova održavanja. Tehnološka poboljšanja stoga ostaju ključni dio potencijala smanjenja troškova za obnovljivu energiju. Istodobno, zrelost i dokazane performanse tehnologija obnovljivih izvora iz operativnih projekata sada smanjuju projektni rizik, značajno smanjujući troškove kapitala. Ovi su trendovi dio veće dinamike u sektoru proizvodnje električne energije što potiče brzu tranziciju na način na koji sektor funkcioniira. U mnogim dijelovima svijeta, tehnologije obnovljivih izvora sada nude najniži trošak proizvodnje nove energije. Rezultati nedavnih aukcija obnovljivih izvora - za projekte koji će biti implementirani u nadaljećim godinama - potvrđuju da će se smanjenje troškova nastaviti do 2020. i kasnije. Osim IRENA baze podataka o troškovima OIE, koja sadrži podatke o troškovima projekta za oko 15 000 projekata, IRENA je izradila bazu podataka o rezultatima dražbi i drugim konkurentnim procesima nabave za oko 7 000 projekata. Usporedba rezultata ove dvije baze podataka, budući da cijena aukcija nije nužno izravno usporediva s izračunom LCOE, pruža neke važne uvide u vjerojatno kretanje troškova obnovljivih izvora energije u sljedećih nekoliko godina. Rezultati indiciraju očit i siguran smjer smanjenja investicijskih i operativnih troškova kod većine, a posebno za današnje uvjete zrelih, tehnologija OIE.

U segmentu ulaznih podataka koji se odnose na proizvodnost i učinkovitost pojedinih tehnologija za koje je napravljen izračun u obzir su uzete resursne karakteristike koje prevladavaju u RH (vjeter i sunce) te tehnološki napredak prisutan kod svih razmatranih tehnologija, a koji omogućuje veću proizvodnost u

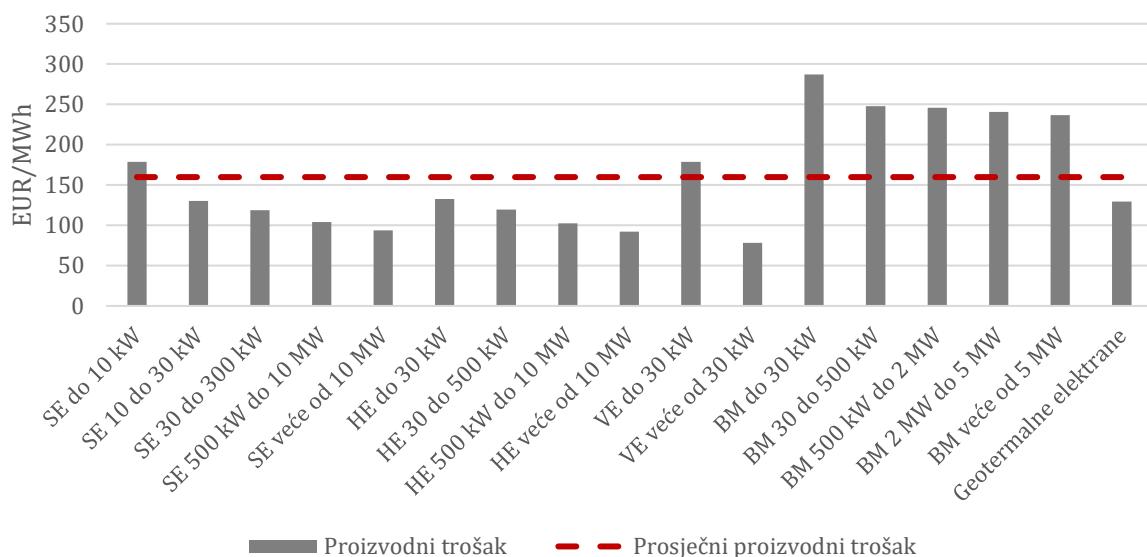
<sup>36</sup> [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA\\_2017\\_Power\\_Costs\\_2018.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf)

<sup>37</sup> Publikacija *Energy Technology Perspectives*, 2017

smislu borja radnih sati i generalnu učinkovitost pretvorbe energije. Tehnološke karakteristike i očekivani tehnološki napredak skaliran je na realno ostvarivu razinu komercijalnih tehnoloških uvjeta koja se može postići na tržištu u ovom trenutku odnosno kratkoročnom razdoblju.

U segmentu operativnih troškova, jednako kao i WACC-a odnosno prosječno ponderiranog troška kapitala tj. stope povrata na kapital, vrijednosti su u potpunosti lokalizirane. Naime, temeljem iskustava, ali i podataka dobivenih anketama (u koje se izrađivači pouzduju ali za koje ne jamče) određeni su za tržište RH realno ostvarivi npr. troškovi goriva za postrojenja u grupama tehnologija koje koriste sirovinsku bazu za svoj rad. Troškovi pogona i održavanja skalirani su na realno ostvarive obzirom na iskustva operativnih elektrana u RH i trend kretanja u budućnosti obzirom na tehnološki napredak. Jednako tako, za sastavnice WACC-a u uzete se u obzir one specifične za uvjete HR tržišta zajedno s očekivanim trendovima njihovog kretanja u bliskoj budućnosti, a kako je detaljno elaborirano u dijelu poglavlja koje diskutira WACC njegovo povjesno kretanje i očekivani trend kretanja njegovih sastavnica u HR.

Rezultati proračuna proizvodnih troškova (na 12 godišnje razdoblje) kao maksimalne referentne cijene, prema metodologiji prijedloga Pravilnika, a temeljeni na ulaznim podacima prezentiranim u prethodnoj tablici, prikazani su idućom slikom.



**Slika 5-25** Rezultat proračuna proizvodnih troškova koji predstavljaju maksimalnu referentnu cijenu za RH u 2018. godini

## 6. ANALIZA UTJECAJA NA SMANJENJE EMISIJE STAKLENIČKIH PLINOVA

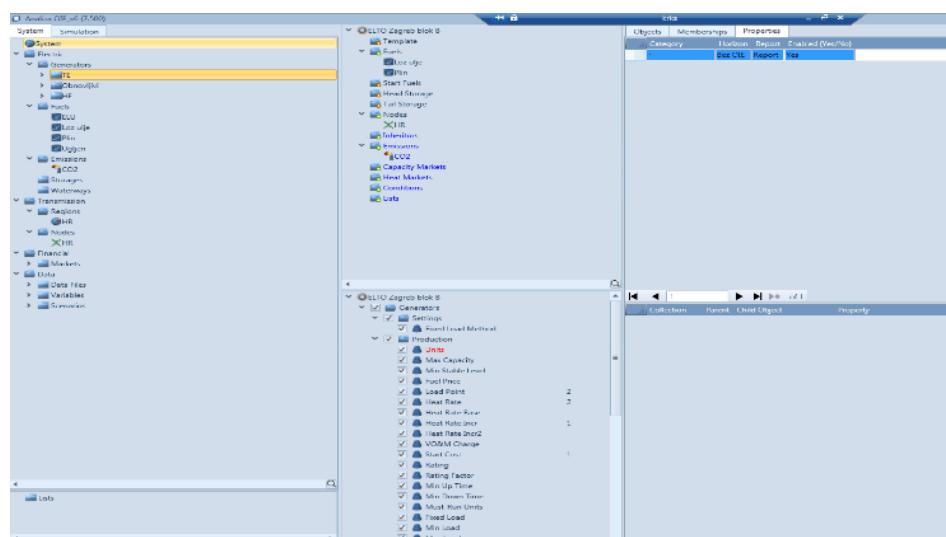
### Projektni zadatak:

Dinamičkom analizom rada pojedinih proizvodnih jedinica u EES u promatranom razdoblju od deset godina, a ovisno o satnoj strukturi proizvodnje iz OIE u promatranom razdoblju izračunale bi se stvarne izbjegnute emisije stakleničkih plinova. Proračun bi se izvršio specijaliziranim programskim paketom Plexos. Postojeće satne ostvarene proizvodnje svih jedinica u sustavu osim OIE postavile bi se kao minimalne proizvodnje te bi se simulacijom stvarna proizvodnja OIE nadomjestila konvencionalnim jedinicama, prema njihovim tehničkim karakteristikama. Na temelju ovoga bi se izračunale i stvarne izbjegnute emisije stakleničkih plinova zbog rada postrojenja koja koriste OIE.

Za ovaj tip proračuna koji predstavlja najtočniji i vjerodostojan način određivanja izbjegnutih emisija od ulaznih podataka nužni su satni podaci o proizvodnji svih jedinica za promatrano razdoblje (deset godina uključujući i 2016 g.) te tehnički podaci za elektrane u sustavu.

## Metodologija i prepostavke

U poglavlju 6 analiziran je utjecaj korištenja obnovljivih izvora energije u elektroenergetskom sustavu Republike Hrvatske na smanjenje emisije stakleničkih plinova. Za analizu je korišten programski alat PLEXOS, optimizacijski i simulacijski alat koji koristi najmoderneje matematičke optimizacijske metode. PLEXOS sučelje prikazano je na slici:



Slika 6-1 PLEXOS sučelje

Za potrebe projektnog zadatka u PLEXOS su se unijeli podaci o ostvarenoj proizvodnji svih proizvodnih jedinica u zadnjih 10 godina, od 2007. – 2016., dobiveni od Naručitelja. Pomoću tih podataka prikazana je dinamika rada i ostvarene emisije elektroenergetskog sustava Republike Hrvatske.

Korišteni podaci dobiveni su od Hrvatskog operatora prijenosnog sustava (HOPS) i Hrvatskog operatora distribucijskog sustava (HEP ODS). Ti podaci sadrže satne proizvodnje svih jedinica u navedenom razdoblju, pri čemu su proizvodna postrojenja podijeljena na jedinice spojene na prijenosnu mrežu:

- hidroelektrane,
- termoelektrane,
- vjetroelektrane,

te jedinice spojene na distribucijsku mrežu – solari, vjetroelektrane, elektrane na biomasu, male hidroelektrane, itd., agregirane u jednu skupinu podataka.

Svi navedeni podaci korišteni su u sklopu prethodno razvijenog PLEXOS modela koji sadrži dodatne podatke o hrvatskom elektroenergetskom sustavu potrebne za što točniju simulaciju i izračun izbjegnutih emisija, poput navedenih:

- broj jedinica,
- maksimalna snaga na generatoru,
- tehnički minimum,
- broj sati neplaniranog održavanja godišnje,
- tip goriva,
- faktor CO<sub>2</sub> emisija,

itd.

Za simulaciju rada sustava u hipotetskom slučaju kada ne bi bilo obnovljivih izvora energije bili su potrebni i povijesni podaci o cijenama goriva, tj. plina, lož ulja i ugljena, korištenih u termoelektranama. Budući da ti podaci nisu dobiveni od Naručitelja, oni su nadomješteni prepostavkama.

Koristile su se iduće prepostavke:

- za cijenu ugljena korišteni su podaci British Petroleum-a za razdoblje od 2007. do 2016. godine<sup>38</sup>
- za cijenu plina korišteni su podaci International Energy Agency (IEA)<sup>39</sup>
- za cijene lož ulja i ekstra lakog lož ulja korišteni su podaci Energy Information Administration (EIA)<sup>40</sup>

Podaci o ostvarenoj proizvodnji dobiveni od Naručitelja u PLEXOS modelu su definirani kao *fixed load*. Ovakav unos podataka koristi se kako bi se postiglo fiksno, predodređeno dispečiranje promatranih jedinica, tj. kako bi u ovom slučaju jedinice ostvarile proizvodnju po željenom, povijesnom uzorku. Na taj način se simulira već ostvaren rad sustava u promatranom razdoblju. Rezultati proizvedenih emisija u tom slučaju su analizirani u scenariju pod nazivom **Ostvarenje**.

<sup>38</sup> BP Statistical Review of World Energy 2017, [www.quandl.com/data/BP/COAL\\_PRICES-Coal-Prices](http://www.quandl.com/data/BP/COAL_PRICES-Coal-Prices)

<sup>39</sup> IEA Statistics Natural Gas Information 2017, [www.iea.org/statistics/relateddatabases/naturalgasinformation](http://www.iea.org/statistics/relateddatabases/naturalgasinformation)

<sup>40</sup> [www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=EMA\\_EPPR\\_PWG\\_NUS\\_DPG&f=M](http://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=EMA_EPPR_PWG_NUS_DPG&f=M)

Za usporedbu je zatim napravljena analiza rada sustava kada jedinica koje koriste obnovljive izvore energije ne bi bilo te je rezultat takve analize predstavljen u scenariju **Bez OIE**. Izračunata je količina emisija koje bi onda proizvele preostale postojeće jedinice. Kako bi se rezultati mogli usporediti, ostvarene proizvodnje u oba scenarija (s i bez OIE) moraju biti jednake:

$$\text{Gen}_{\text{Ostvarenje}} = \text{Gen}_{\text{BezOIE}}$$

To jest, proizvodnju obnovljivih jedinica u prvom scenariju, Ostvarenje, preostale jedinice moraju nadoknaditi u drugom scenariju, Bez OIE.

Taj drugi scenarij modeliran je na idući način:

- postojeće ostvarene satne proizvodnje termoelektrana u sustavu postavljene su kao minimalne proizvodnje;
- protočne hidroelektrane fiksirane su po ostvarenju dobivenom od Naručitelja u promatranom razdoblju;
- akumulacijske hidroelektrane ograničene su na ostvarenu dnevnu proizvodnju, kako bi model mogao njihovu proizvodnju optimirati unutar dnevno (maksimalna dnevna proizvodnja jednaka ostvarenoj iz dobivenih podataka).

Time se stvarna proizvodnja obnovljivih izvora energije optimalno nadomjesti preostalim, konvencionalnim jedinicama, prema njihovim već poznatim tehničkim karakteristikama i troškovima rada te je tako stvorena mogućnost za analizu i usporedbu izbjegnutih emisije stakleničkih plinova, u okviru poznate proizvedene energije po različitim tehnologijama u razdoblju od 2007.-2016. godine.

U potpoglavlju *Usporedba emisija CO<sub>2</sub>* prikazani su iznosi ostvarenog smanjenja emisija stakleničkih plinova korištenjem obnovljivih izvora energije.

Dodatno je napravljen i scenarij u kojem je uvedena mogućnost uvoza i izvoza energije na vanjsko tržište te je prikazan rad s ostvarenom potrošnjom sustava u promatranom razdoblju, vanjskim tržištem, a bez obnovljivih izvora energije koji se onda moraju nadoknaditi povećanom proizvodnjom postojećih jedinica i uvozom. Kao primjer tržišta uzeta je HUPX burza (engl. *Hungarian Power Exchange*). Uvjet u ovom scenariju je da je potrošnja sustava jednaka s obnovljivih izvorima energije i bez njih:

$$\text{Load}_{\text{SOIE}} = \text{Load}_{\text{BezOIE}}$$

Ovaj scenarij je u rezultatima predstavljen pod nazivom **Tržište**. Cijene na vanjskom tržištu su modelirane iz povijesnih podataka s HUPX burze<sup>41</sup>. HUPX je aktiviran od 27. listopada 2010. godine te su za razdoblje od tog datuma na službenim stranicama dostupne satne cijene. U ovom scenariju je uključena stvarna ostvarena potrošnja od 2007. do 2016. godine dobivena od Naručitelja. Promatrano razdoblje smanjeno je na razdoblje od 2011. do 2016. godine, kada je tržište bilo u punom pogonu.

<sup>41</sup> <https://www.hupx.hu/en/Pages/hupx.aspx?remsession=1>

## Rezultati

---

### *Scenarij Ostvarenje*

U prvom scenariju promatrana je ostvarena proizvodnja električne energije u razdoblju od 2007.-2016. godine iz termoelektrana, hidroelektrana i obnovljivih izvora energije te odgovarajuća proizvodnja emisija u tom razdoblju. Ostvarena proizvodnja je simulirana u PLEXOS-u na temelju dobivenih podataka Naručitelja o proizvodnji. Pomoću PLEXOS-a se zatim na temelju tih podataka i ulaznih podataka o proizvodnji emisija CO<sub>2</sub> pojedinih goriva može prikazati ostvarena proizvodnja tih emisija. Ulazni podatak za izračun količine ostvarenih emisija iz termoelektrana su podaci o emisijskim faktorima pojedinih goriva. Ti faktori prikazani su u donjoj tablici:

**Tablica 6-1** Emisijski faktor goriva

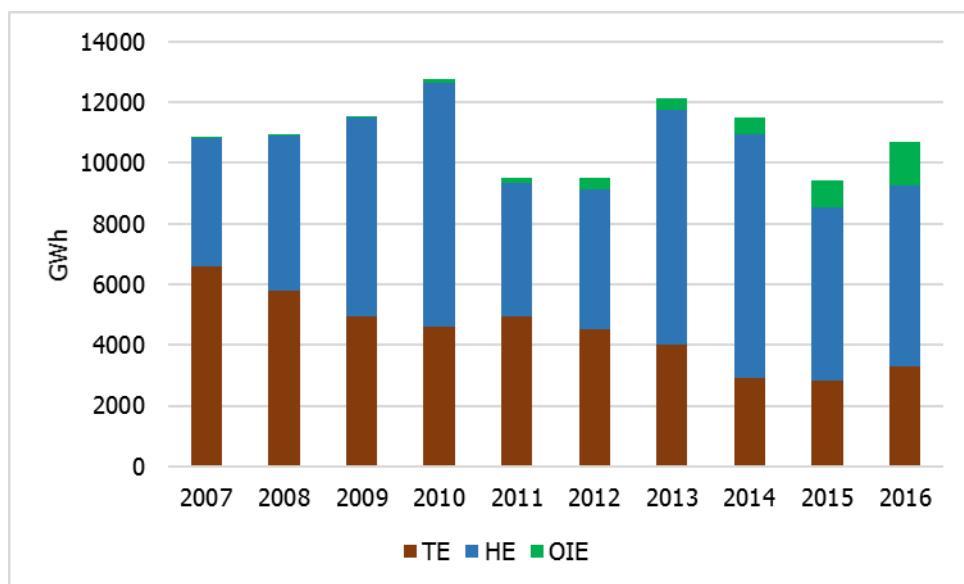
Gorivo	kg/GJ
ELU	73,31
Lož ulje	76,58
Plin	55,80
Ugljen	92,69

U prvom scenariju nije bila potrebna optimizacija već je PLEXOS korišten samo kako bi se usporedili dobiveni podaci o ostvarenim emisijama s ostalim scenarijima. Ostvarena proizvodnja električne energije prikazana je u idućoj tablici:

**Tablica 6-2** Ostvarena proizvodnja od 2007.-2016. godine (GWh) - Ostvarenje

	TE	HE
2007	6596	4218
2008	5798	5120
2009	4929	6580
2010	4599	8049
2011	4926	4411
2012	4541	4587
2013	3998	7756
2014	2909	8052
2015	2843	5702
2016	3275	5973

Vidljivo je da udio obnovljivih izvora energije u proizvodnji kontinuirano raste od 2007. godine. Proizvodnja hidroelektrana ovisi o hidrologiji pojedine godine. Proizvodnja kroz godine grafički je prikazana na slici:



**Slika 6-2** Proizvodnja u promatranom razdoblju po pojedinim tehnologijama – scenarij Ostvarenje

Proizvodnja emisija CO<sub>2</sub> na godišnjoj razini prikazana je u tablici:

**Tablica 6-3** Proizvedene emisije u scenariju Ostvarenje

	Tone CO <sub>2</sub>
2007	6352018
2008	5356098
2009	4421683
2010	3571021
2011	3891817
2012	3545276
2013	3244577
2014	2561870
2015	2547646
2016	2896152

### **Scenarij Bez OIE**

U drugom scenariju proizvodnja iz obnovljivih izvora energije nadomještena je proizvodnjom iz ostalih jedinica. PLEXOS je tu proizvodnju optimirao s obzirom na isplativost i zadovoljenje tehničkih karakteristika, uz uvjete da akumulacijske hidroelektrane mogu maksimalno proizvesti koliko su povjesno proizvele (uz dnevnu optimizaciju), protočne hidroelektrane moraju proizvesti isto kao i u prvom scenariju, a termoelektrane minimalno moraju proizvesti koliko su i u prvom scenariju, uz mogućnost povećanja ovisno o tehničkim karakteristikama. Ograničenja su postavljena radi što vjernijeg prikaza rada sustava u kojem su svi vanjski uvjeti jednaki, a potrebno je samo nadomjestiti udio obnovljivih izvora energije. Dodatno, ograničenja postavljena na hidroelektrane uvedena su zbog nedostatka podataka o protocima, ali i zbog činjenice da bi bila nerealna situacija u kojoj bi u drugom scenariju proizvodnja hidroelektrana izuzetno porasla, ako se smatra da su protoci i vođenje sustava jednaki.

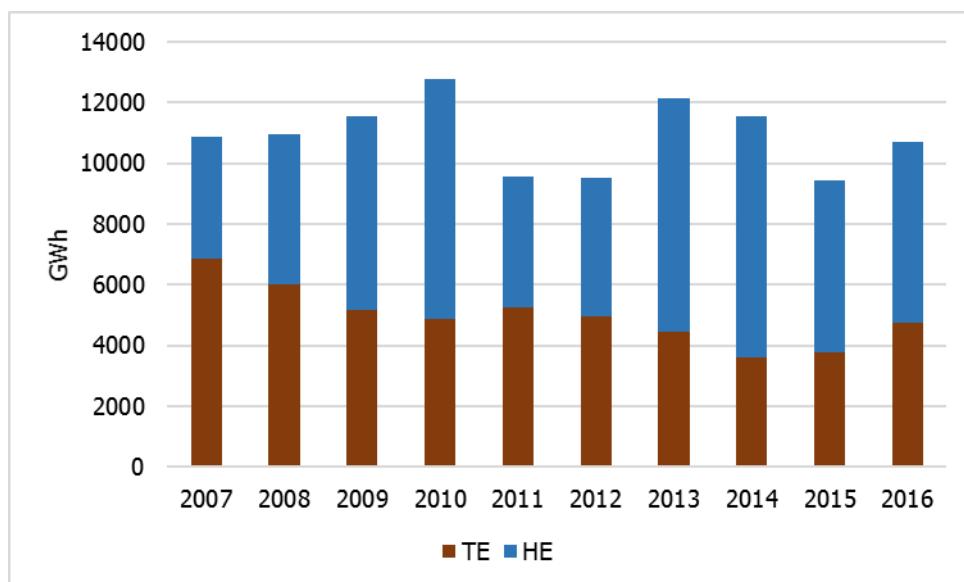
U ovom scenariju je potrošnja jednaka proizvodnji iz prvog scenarija i nema mogućnosti uvoza energije. Proizvodnja elektrana u ovom scenariju prikazana je u tablici:

**Tablica 6-4 Ostvarena proizvodnja od 2007.-2016. godine (GWh) – Bez OIE**

	<b>TE</b>	<b>HE</b>
2007	6841	4015
2008	6030	4928
2009	5184	6375
2010	4850	7913
2011	5383	4307
2012	4960	4578
2013	4465	7755
2014	3599	8052
2015	3772	5702
2016	4732	5973

S obzirom na ograničenja, razliku u proizvodnji koja je nastala zbog nedostatka obnovljivih izvora energije nadomjestile su termoelektrane.

Grafički prikaz proizvodnje po tehnologijama u promatranom razdoblju prikazan je na slici:



**Slika 6-3** Proizvodnja u promatranom razdoblju po pojedinim tehnologijama – scenarij Bez OIE

Povećanje proizvodnje termoelektrana je osim o tehničkim karakteristikama, ovisno i o cijeni goriva. S obzirom na nedostupnost podataka o cijeni goriva, oni su nadomješteni na temelju pretpostavki opisanih u metodologiji. Goriva u pitanju su ugljen, plin i ulje. Cijene su detaljnije prikazane u tablici:

**Tablica 6-5** Cijene goriva

	Ugljen (€/GJ)	Plin (€/GJ)	Ekstra lako lož ulje (€/GJ)	Lož ulje (€/GJ)
2007	2,21	7,98	7,49	5,50
2008	3,44	10,96	9,68	7,70
2009	1,73	10,09	7,32	5,30
2010	2,39	7,02	9,74	7,70
2011	2,98	8,62	12,75	10,80
2012	2,46	10,52	14,52	13,50
2013	2,10	9,61	13,02	11,00
2014	1,94	9,86	11,70	9,70
2015	1,74	7,98	6,82	4,80
2016	1,85	6,11	5,11	3,10

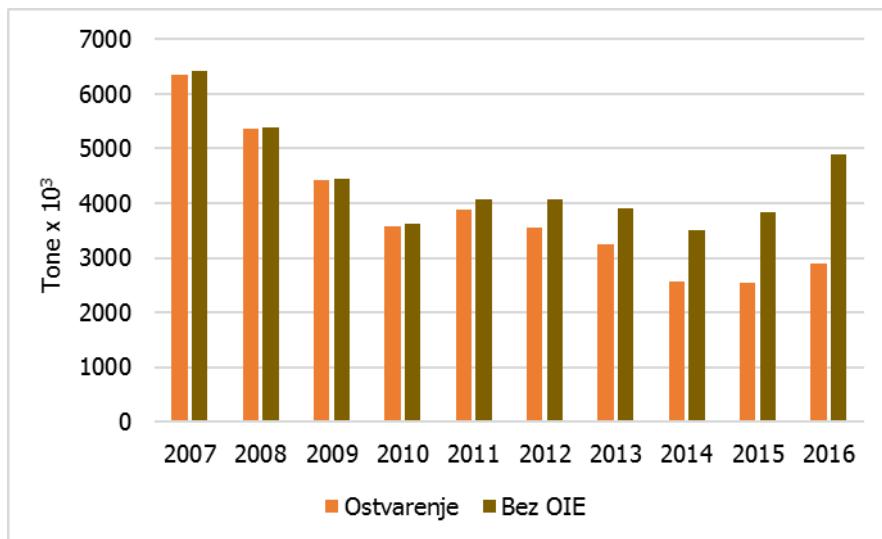
## ***Usporedba emisija CO<sub>2</sub>***

U ovom poglavlju prikazana je usporedba emisija CO<sub>2</sub> proizvedenih u oba scenarija, i količina izbjegnutih emisija korištenjem obnovljivih izvora energije za proizvodnju električne energije. Količina proizvedenih emisija prikazana je u tablici te na slici:

**Tablica 6-6** *Količina proizvedenih emisija CO<sub>2</sub> (tone x 10<sup>3</sup>)*

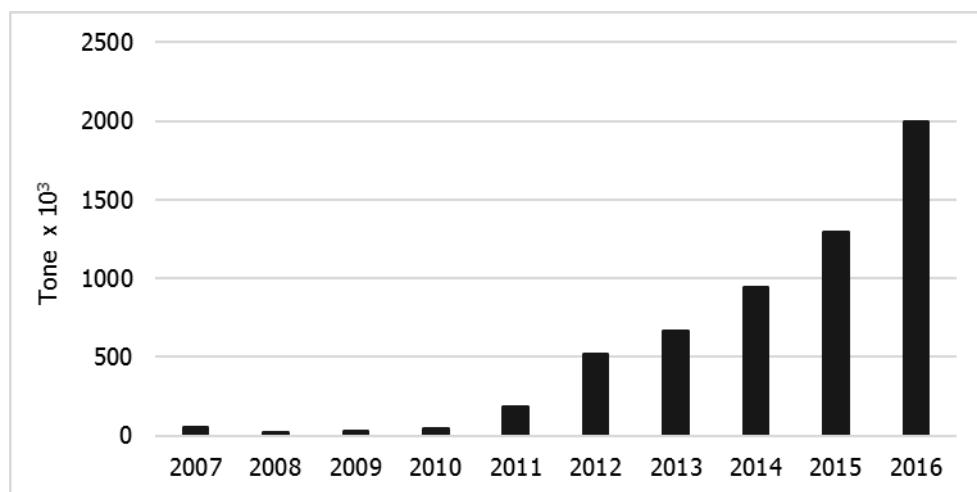
	<b>Ostvarenje</b>	<b>Bez OIE</b>
2007	6352	6409
2008	5356	5379
2009	4422	4455
2010	3571	3614
2011	3892	4076
2012	3545	4066
2013	3245	3914
2014	2562	3503
2015	2548	3846
2016	2896	4892

Grafički prikaz proizvedenih emisija u dva osnovna scenarija prikazan je na donjoj slici:



**Slika 6-4** *Ostvarene emisije u scenarijima Ostvarenje i Bez OIE*

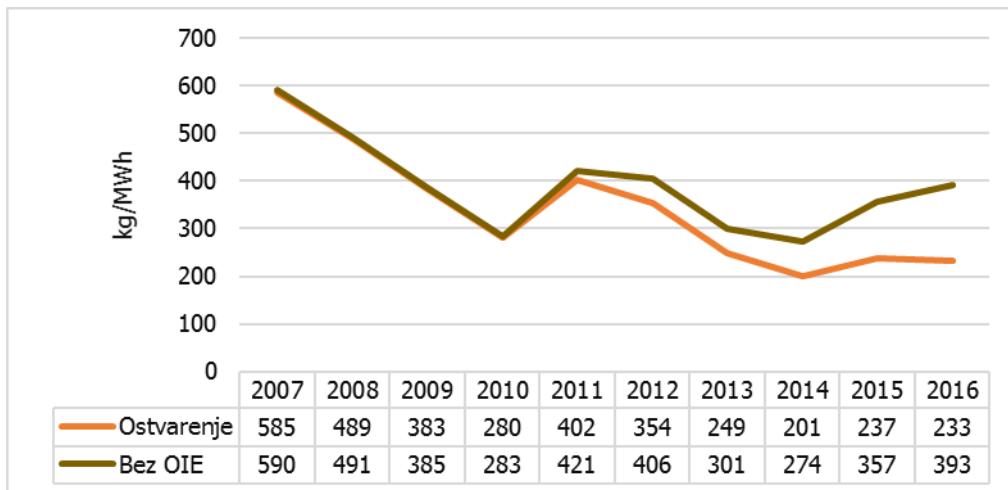
Vidljivo je da je u prvim godinama promatranog razdoblja količina emisija približno jednaka, a povećava se pri kraju promatranog razdoblja kada je i povećana proizvodnja obnovljivih izvora energije, odnosno povećana proizvodnja termoelektrana u drugom scenariju. Razina emisija između pojedinih godina je između ostalog ovisna i o radu industrije te i o hidrologiji pojedinih godina, tj. činjenici da hidroelektrane u sušnim godinama manje proizvode, što nadoknađuju termoelektrane koje tada proizvode povećane emisije CO<sub>2</sub>. Slikovit prikaz izbjegnutih emisija vidljiv je na slici:



**Slika 6-5** Izbjegnute emisije CO<sub>2</sub> u promatranom razdoblju

Slika prikazuje razliku proizvedenih emisija između promatranih scenarija. U desetogodišnjem promatranom razdoblju, ukupna količina izbjegnutih emisija CO<sub>2</sub> penje se na  $5776 \times 10^3$  tona.

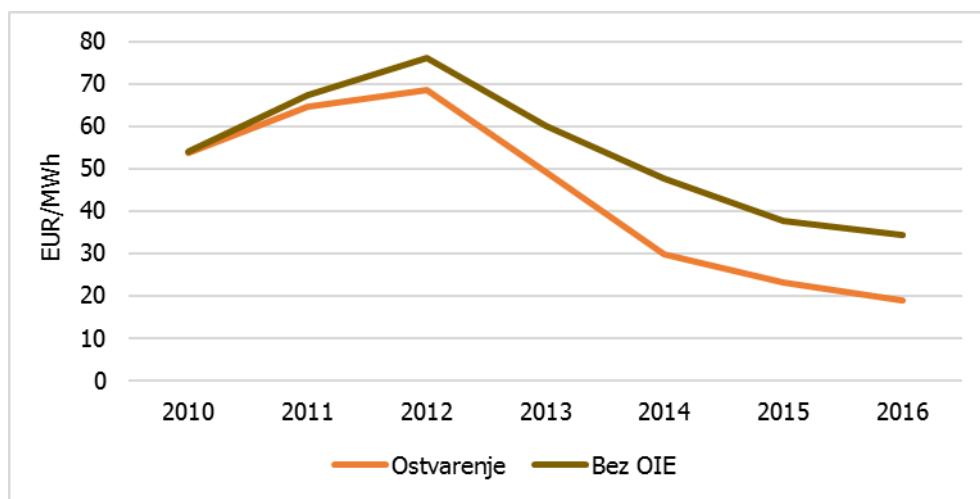
Uz ukupnu razliku proizvedenih emisija, zanimljivo je promotriti i specifičnu proizvodnju emisija, tj. proizvedenu količinu emisija po MWh ukupno proizvedene energije. Ta specifična proizvodnja emisija CO<sub>2</sub> prikazana je na idućoj slici:



**Slika 6-6** Specifična proizvodnja emisija CO<sub>2</sub> u promatranom razdoblju

U posljednjoj promatranoj godini, kada je proizvodnja obnovljivih izvora energije bila najveća u promatranom razdoblju, što su onda u drugom scenariju morale nadoknaditi termoelektrane, razlika u specifičnoj proizvodnji emisija CO<sub>2</sub> je čak 160 kg/MWh.

Zanimljivo je promotriti i prosječan trošak proizvodnje. S obzirom na to da se u prvom scenariju smatra da obnovljivi izvori imaju trošak proizvodnje nula, a u oba scenarija je proizvodnja jednaka, u scenariju Bez OIE prosječan trošak proizvodnje zbog povećane proizvodnje termoelektrana raste, naravno pri kraju promatranog razdoblja kada i moraju više proizvoditi kako bi zadovoljile postavljeni uvjet o jednakoj proizvodnji. Ta usporedba prikazana je na donjoj slici:



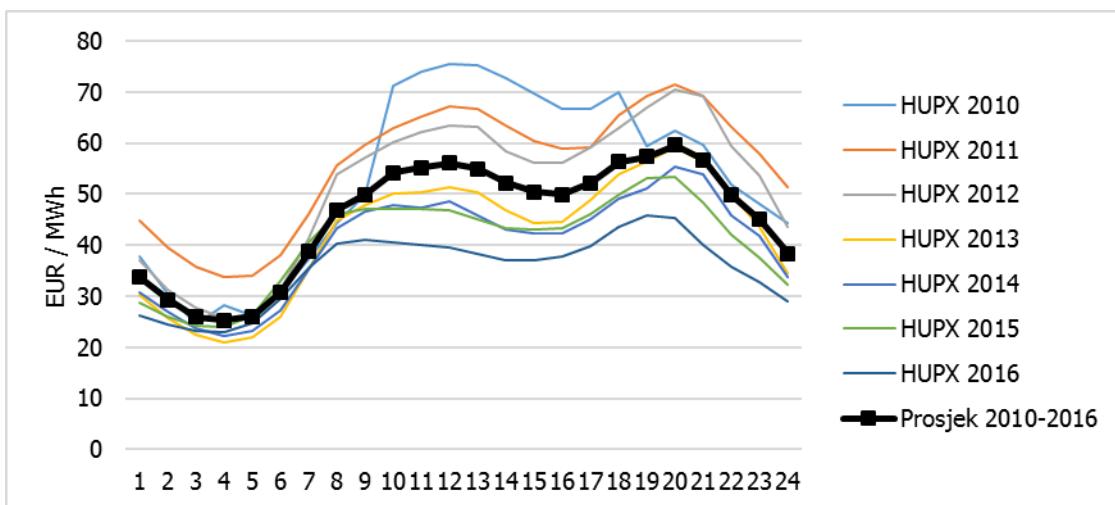
**Slika 6-7** Usporedba prosječnog troška proizvodnje u oba scenarija

Razlika tog prosječnog troška se na kraju promatranog razdoblja penje na čak 15 EUR/MWh.

## Dodatni scenarij: Tržište

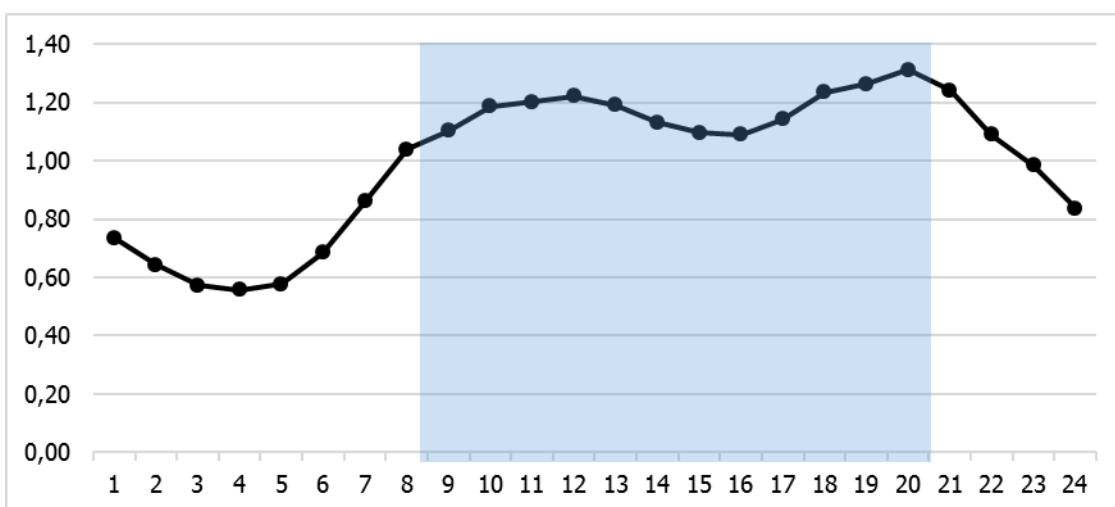
U posljednjem scenariju analiziran je rad sustava kada bi u situaciji u kojoj nema obnovljivih izvora energije postojalo vanjsko tržište s kojeg bi se dodatna energija mogla uvoziti i na njega izvoziti. S obzirom na to da je u ovom slučaju svu potrebnu energiju moguće uvesti, promatrana je potrošnja ukupnog sustava, a već spomenut uvjet je da ta ista potrošnja mora biti zadovoljena.

Za potrebe ovog scenarija modelirano je tržište s podacima s HUPX burze. Preuzete su satne cijene od početka rada te burze, dakle 27 listopada 2010. godine. Iz tih cijena je izračunata prosječna cijena za svaku pojedinu godinu, a zatim i za promatrano razdoblje te su izračunati koeficijenti koji se unose u model. Računaju se satni i mjesecni koeficijenti, s time da se mjesecni koeficijenti razlikuju za razdoblje tjedna i razdoblje vikenda. Cijena u određenom satu se dobiva kao umnožak prosječne cijene, koeficijenta za taj sat i mjesecnog koeficijenta koji odgovara tom danu. Kretanje cijena na HUPX burzi u cijelom razdoblju prikazano je na slici:



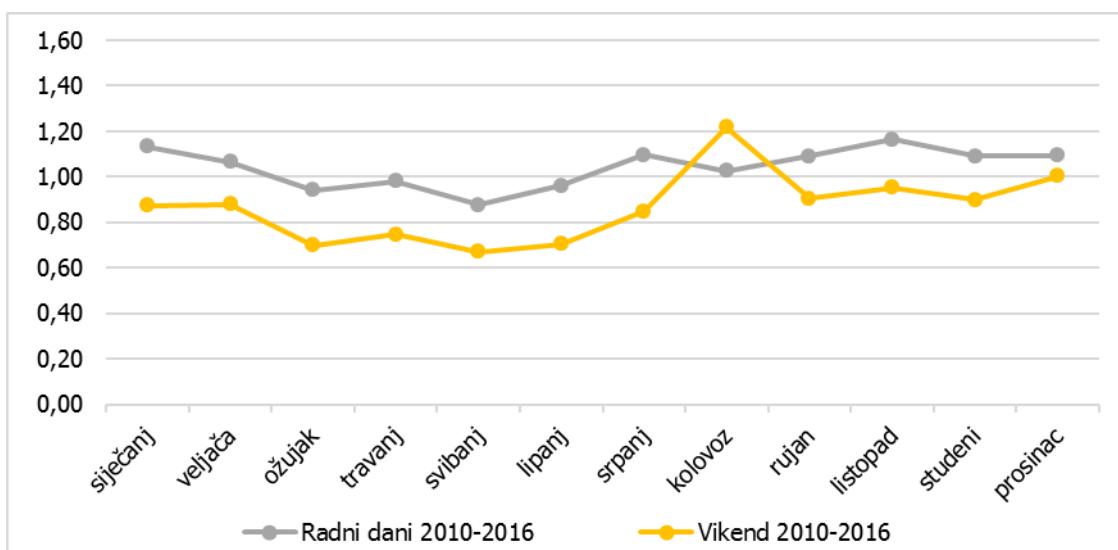
**Slika 6-8** Kretanje cijena na burzi HUPX od 2007. do 2016. godine

Satni koeficijenti prikazani su na donjoj slici:



**Slika 6-9** Prosječni satni koeficijenti na HUPX burzi

Mjesečni koeficijenti za radne dane i vikende prikazani su na donjoj slici:



**Slika 6-10** Prosječni mjesečni koeficijenti na HUPX burzi

Budući da je prvi scenarij, Ostvarenje, zapravo scenarij u kojem je tržište postojalo te je razlika između ostvarene proizvodnje i potrošnje sustava ostvarena putem uvoza, u scenariju Tržište analizirala se samo mogućnost u kojoj nema obnovljivih izvora energije te je takav usporediv s prvim scenarijem.

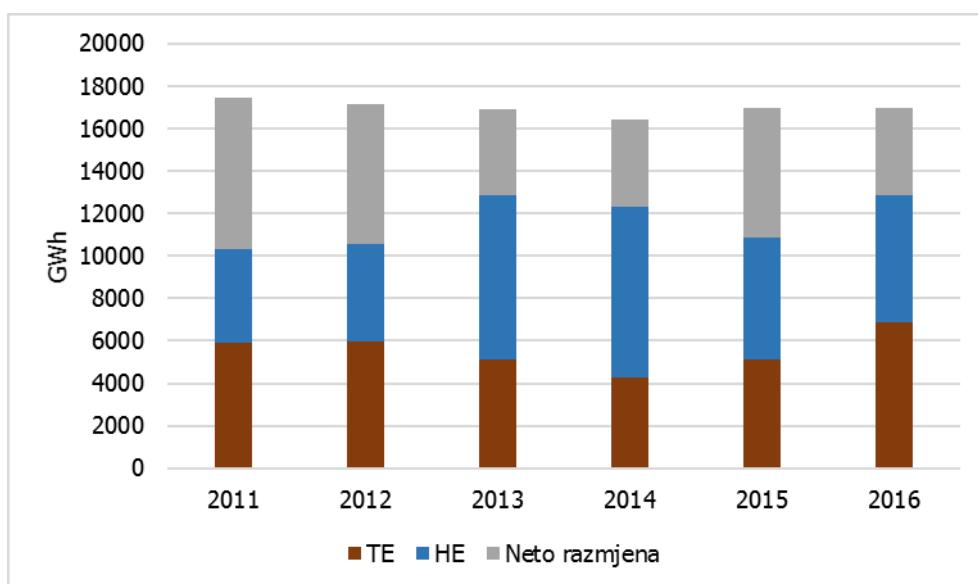
Proizvodnja, potrošnja te razlika između uvoza i izvoza (neto razmjena) prikazani su u donjoj tablici.

**Tablica 6-7** Proizvodnja i neto razmjena u scenariju Tržište (GWh)

	TE	HE	Neto razmjena	Potrošnja
2011	5931	4411	7078	17420
2012	5961	4587	6604	17152
2013	5094	7756	4081	16931
2014	4268	8054	4084	16406
2015	5145	5703	6105	16953
2016	6852	5973	4142	16967

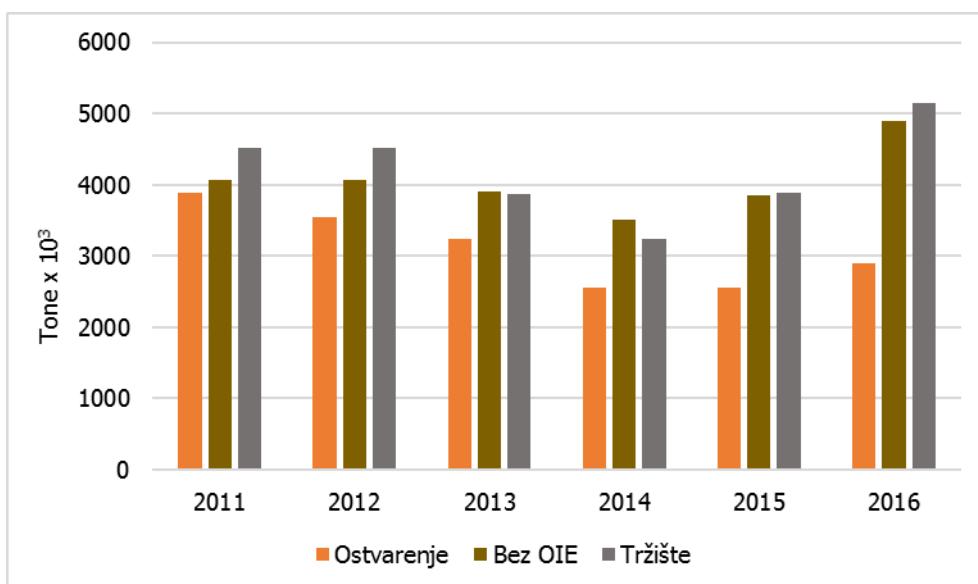
U ovom scenariju promatrano je razdoblje od 2011.-2016. godine s obzirom da je 2011. godina prva godina u kojoj je od prvog siječnja postojala mogućnost kupnje energije na HUPX burzi. Bitno je spomenuti i da su u dodatnom scenariju ostavljena ograničenja na minimalnu proizvodnju termoelektrana, fiksiranu proizvodnju protočnih hidroelektrana i maksimalnu dnevnu proizvodnju akumulacijskih hidroelektrana. Ograničenja su i u ovom slučaju ostavljena radi što vjernijeg prikaza rada sustava s obzirom na povijesni rad sustava.

Grafički prikaz proizvodnje po tehnologijama uz neto razmjenu prikazan je na donjoj slici:



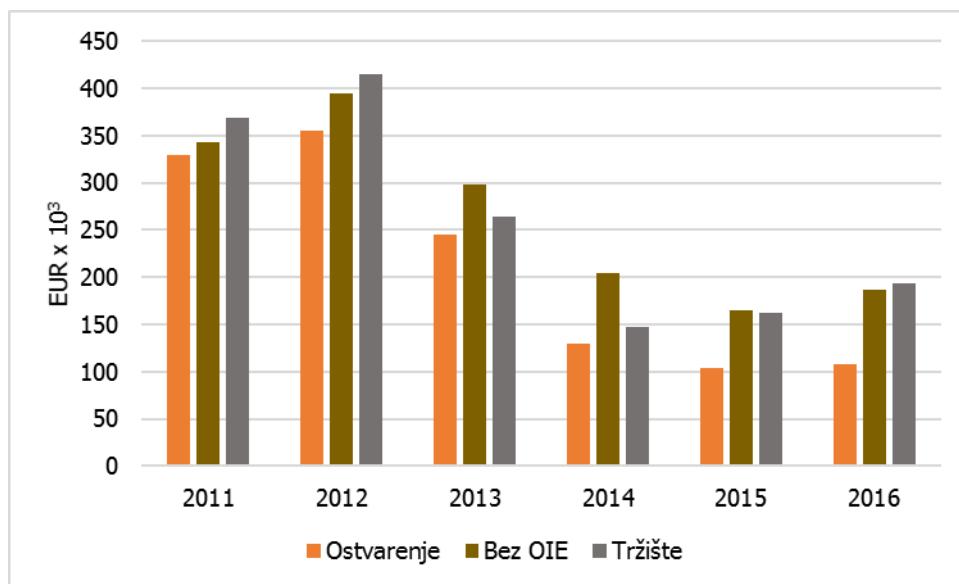
**Slika 6-11** Proizvodnja i uvoz u scenariju Tržište za razdoblje od 2011. do 2016. godine

U scenariju Tržište omogućen je uvoz, ali i izvoz energije te se radi te mogućnosti, uz manjak proizvodnje obnovljivih izvora energije, u svim promatranim godinama povećava proizvodnja termoelektrana u usporedbi s scenarijem Ostvarenje. U usporedbi s scenarijem Bez OIE, proizvodnja termoelektrana varira s obzirom na cijene na tržištu i cijene goriva. Rezultati proizvedenih emisija u različitim scenarijima su usporedivi upravo zato jer scenarij Ostvarenje i scenarij Bez OIE zapravo prikazuju rad sustava s/bez obnovljivih izvora energije gdje je ostatak do ukupne potrošnje pokriven uvozom, a razlike koje su mogle nastati u modelu su posljedica korištenja samo jednog tržišta u tom modelu te povijesnih cijena s tog tržišta što ne mora odgovarati mogućoj bilateralnoj trgovini i trgovini na drugim tržištima koja se u stvarnosti odvijala kroz promatrano razdoblje. Emisije CO<sub>2</sub> izračunate su na jednak način kao i u prva dva scenarija te su prikazane na donjoj slici.



**Slika 6-12** Usporedba ostvarenih emisija u sva tri scenarija

Uz povećanu proizvodnju termoelektrana, povećavaju se i troškovi za gorivo. Trošak goriva je veći u scenariju Tržište u svakoj promatranoj godini u usporedbi s osnovnim scenarijem Ostvarenje, što je izravna posljedica nedostatka energije proizvedene iz obnovljivih izvora koja se onda nadoknađuje na druge načine, dok u usporedbi s scenarijem Bez OIE u određenim godinama varira, kao posljedica cijena na vanjskom tržištu i cijene goriva.



**Slika 6-13** Usporedba troška goriva u scenarijima

## Zaključci

Udio obnovljivih izvora energije u posljednjih je deset godina u stalnom rastu, što se izravno odražava na količinu izbjegnutih emisija CO<sub>2</sub> u sustavu, izbjegnutih upravo radi povećane proizvodnje električne energije iz tih izvora.

Ovo poglavlje studije analizira utjecaj obnovljivih izvora energije na smanjenje emisija CO<sub>2</sub> u razdoblju od posljednjih deset godina kada se počelo događati postupno povećanje udjela obnovljivih izvora energije u proizvodnom miksnu Republike Hrvatske. Promotrena su dva izolirana scenarija, Ostvarenje koji prikazuje situaciju kakva je bila, i Bez OIE, u kojem se analizira rad sustava bez mogućnosti proizvodnje iz obnovljivih izvora. Uz ta dva osnovna scenarija prikazan je i scenarij Tržište u kojem je uvedeno vanjsko tržište i mogućnost razmjene energije.

Promatraljući elektroenergetski sustav Republike Hrvatske u razdoblju od proteklih deset godina, da nije bilo obnovljivih izvora energije, uz hidroelektrane koje su vrlo ovisne o hidrologiji, proizvodnju obnovljivih izvora najviše bi nadoknađivale termoelektrane. Budući da su termoelektrane najveći proizvođači CO<sub>2</sub>, povećana proizvodnja povlači povećane emisije CO<sub>2</sub>.

Simulacijom rada sustava u kojem ne bi postojala mogućnost proizvodnje iz obnovljivih izvora energije, dokazano je da se **rad termoelektrana postupno kroz godine povećava**, da bi se u zadnjoj promatranoj godini gotovo udvostručio. To izravno utječe na povećane emisije CO<sub>2</sub>, koje u skladu s navedenim očekivanjima rastu kroz godine. Usporedbom rezultata scenarija Bez OIE s osnovnim scenarijem Ostvarenje prikazano je da su **u posljednjih deset godina izbjegnute emisije CO<sub>2</sub> u količini od čak 5766 x 10<sup>3</sup> tona**.

Modelom je također prikazano koliko **u scenariju Bez OIE povećava** količina proizvedenih emisija CO<sub>2</sub> po MWh ukupno proizvedene energije – **specifična proizvodnja emisija**, koja se u posljednjoj godini promatranog razdoblja penje na 393 kg/MWh, što u usporedbi s scenarijem Ostvarenje čini **razliku od 160 kg/MWh**.

Osim izravnog utjecaja na emisije, razlika u scenarijima je prisutna i kod troška proizvodnje. Uz trošak proizvodnje obnovljivih izvora energije koji je nula, trošak proizvodnje radi povećane proizvodnje termoelektrana kako bi se u oba scenarija zadovoljio uvjet iste proizvodnje raste u scenariju Bez OIE u godinama u kojima postoji nedostatak energije proizvedene obnovljivim izvorima. **Taj trošak je u scenariju Bez OIE u posljednjoj promatranoj godini za čak 15 EUR/MWh veći** od osnovnog scenarija Ostvarenje.

U scenariju Tržište modelirano je vanjsko tržište uz pomoć povijesnih satnih cijena na odabranoj burzi (HUPX), te je omogućena razmjena energije. Rezultati simulacije u ovom scenariju, ovog puta u razdoblju od 2011. do 2016. godine, prikazuju značajan uvoz energije kako bi se zadovoljila potrošnja, no i povećan rad termoelektrana koji time i u ovom scenariju utječe na povećane emisije CO<sub>2</sub>.

## **7. ANALIZA UTJECAJA NA GOSPODARSTVO I ZAPOŠLJAVANJE REPUBLIKE HRVATSKE**

### **Projektni zadatak:**

Input-output metodom (otvoreni model i input-output model sa zatvorenom osobnom potrošnjom, srođan JEDI/NREL modelu) analizirat će se ekonomski učinak izgradnje OIE postrojenja na razini Republike Hrvatske, pri čemu će se pojedinačno obuhvatiti svi tipovi postrojenja koja koriste OIE. Modelska će se procijeniti za uložena finansijska sredstva koliki je efekt na zapošljavanje (nova radna mjesta), utjecaj na plaće zaposlenih, prihod državnog proračuna, utjecaj na uvoz i utjecaj na GDP.

Imajući u vidu različitost utjecaja u periodu kad se poduzima investicija u postrojenja, odnosno u razdoblju kad postrojenje radi procijenit će se specifični multiplikatori za različite vrste postrojenja odvojeno za učinke putem kanala investicija, te kanala intermedijarne potrošnje. Otvoreni input-output model kvantificira indirektne učinke na dobavljače investicijskih dobara i intermedijarnih dobara i usluga. Model zatvoren osobnom potrošnjom dodatno kvantificira inducirane učinke za zaposlenost, poreze i GDP, a koji su rezultat porasta dohotka sektora kućanstva induciranoj izravnim i neizravnim učincima investicija u postrojenja.

Input-output model koji obuhvaća postojeće tehnološke veze između različitih gospodarskih sektora je jedini učinkoviti pristup analizi makroekonomskog utjecaja OIE na gospodarstvo Republike Hrvatske (u užem smislu na stvaranje dodane vrijednosti odnosno generiranja komponente rasta BDP-a), no ovaj pristup je u velikoj mjeri limitiran dostupnošću potrebnih ulaznih podataka. Ovdje u prvom redu mislimo na dostupnost multiplikatora za pojedine segmente agregirane ponude i potražnje BDP-a RH i njihove vjerodostojnosti. Osim službeno objavljenih podataka DZS-a iz tablica ponude i uporabe koje su raspoložive za 2010. godinu, koristit će se podaci o strukturi investicija i intermedijarne potrošnje iz anketnog istraživanja, kao i noviji dostupni podaci za ažuriranje input-output koeficijenata.

Stoga je u ovome dijelu projektnog zadatka točnost rezultata bitno ovisna o mogućnosti da se izrade pouzdani multiplikatori za pojedine segmente gospodarstva, a temeljem prikupljenih kvalitetnih anketnih podataka o strukturnim obilježjima investicija i intermedijarne potrošnje OIE postrojenja.

Očekivani rezultati analize su multiplikativni učinci investicija i rada OIE postrojenja na ostale sektore nacionalnog gospodarstva.

## Uvod

Sektor energetike ima značajnu ulogu u svakom gospodarstvu budući osigurava dostupnost energije koja se koristi u svim proizvodnim procesima, te ima važnu ulogu u osiguranju blagostanja stanovništva i omogućuje upotrebu raznih uređaja koji unaprjeđuju kvalitetu života stanovništva. Brzi rast potražnje za energijom u drugoj polovini prošlog stoljeća uz ograničenu dostupnost tradicionalnih energetskih izvora ukazao je na neodrživost takvog modela razvoja. Nastavak takvih trendova doveo bi do poremećaja u opskrbi, porasta opće razine cijena, te ugrozio stanje okoliša.

EU je donijela energetsku strategiju kojom se nastoji osigurati sigurna, cjenovno dostupna i ekološki prihvatljiva energija koja se temelji na ciljevima iz sljedećih područja:

- sigurnost opskrbe;
- konkurentnost, te
- održivost.

Prema strategiji Europa bi trebala postati održivo, niskougljično i ekološki prihvatljivo gospodarstvo. Mjere unutar energetske strategije odnose se na brojna područja i mjere kojima se povećava cjelokupna energetska učinkovitost, a važno mjesto u cjelokupnoj strategiji ima usmjerenost na razvoj postrojenja temeljenih na obnovljivim izvorima energije. Osim zaštite okoliša, usmjerenost na razvitak suvremenih tehnologija za korištenje obnovljivih izvora energije može utjecati na kreiranje nove dodane vrijednosti, otvaranje novih radnih mjesta temeljenih na suvremenim znanjima i vještinama i općenito osigurati preduvjete dugoročnog ekonomskog razvijatka.

Osnovni ciljevi EU-a u pogledu unapređenja energetske učinkovitosti do 2020 prikazani su u tablici **7-1**.

**Tablica 7-1** *Strateški ciljevi Europske unije na području energetike*

	Do 2020.	Do 2030	Do 2050
Smanjenje stakleničkih plinova	20 % u usporedbi s 1990.	40% u usporedbi s 1990	80-85 % u usporedbi s 1990
Udio energije iz obnovljivih izvora	20 %	27%	
Povećanje energetske učinkovitosti	20%	27-30%	

Izvor: EU

Sektor energetike jedan je od najznačajnijih proizvodnih sektora u kojem je u EU zaposleno oko 2,2 milijuna osoba, aktivno 90.000 poduzeća i generira prosječno oko 2% bruto dodane vrijednosti (BDV). Promjene cijena energije utječu značajno na standard kućanstava budući energetski proizvodi čine oko 6% prosječnih izdataka kućanstava u EU, dok se učinak promjene cijena dodatno multiplicira budući energija čini značajan input mnogih djelatnosti. Zahtjev za povećanjem udjela energije iz obnovljivih izvora predstavlja jednu od ključnih mjera europske energetske politike usmjerene na stvaranje preduvjeta za dugoročno održiv rast. Imajući u vidu komparativne cijene opreme i operativnih troškova, proizvođači energije iz obnovljivih izvora još uvijek nisu cjenovno konkurentni u usporedbi s tradicionalnim

izvorima energije, iako se unapređenjem učinkovitosti takvih tehnologija uz snižavanje cijena opreme, njihova cjenovna konkurentnost poboljšava. Ulaganja u korištenje obnovljivih izvora energije ne treba razmatrati isključivo sa stajališta finansijske isplativosti, već ona podupiru i ostvarenje društvenih koristi za cijelu zajednicu.

Predmet istraživanja ovog dijela Studije je izračun multiplikativnih gospodarskih učinaka koji su vezani uz izgradnju i rad OIE postrojenja. Kako bi se kvantificirali multiplikativni učinci izgradnje OIE postrojenja u Hrvatskoj, primjenjena je input-output metoda, te su ekonomski učinci kvantificirani posebno za različite tipove postrojenja koja koriste OIE. Cilj je utvrditi koliki je utjecaj uloženih finansijskih sredstava u takva postrojenja na zapošljavanje (nova radna mjesta), utjecaj na bruto dodanu vrijednost i uvoz. Imajući u vidu različitost utjecaja u razdoblju kad se poduzima investicija u postrojenja, odnosno tijekom razdoblja operativnog rada postrojenja, specifični multiplikatori za različite vrste postrojenja procijenjeni su odvojeno za učinke putem kanala investicija, te kanala intermedijarne potrošnje. Primjenjena je tehnika analize otvorenog i zatvorenog I-O modela. Otvoreni input-output model kvantificira indirektne učinke na dobavljače investicijskih dobara i intermedijarnih dobara i usluga. Model zatvoren osobnom potrošnjom dodatno, uz indirektne učinke, kvantificira i inducirane učinke, a koji su rezultat rasta dohotka sektora kućanstva induciranog izravnim i neizravnim učincima investicija u postrojenja.

# Metodološka osnovica za procjenu učinaka postrojenja koja koriste obnovljive izvore energije na gospodarstvo i zapošljavanje

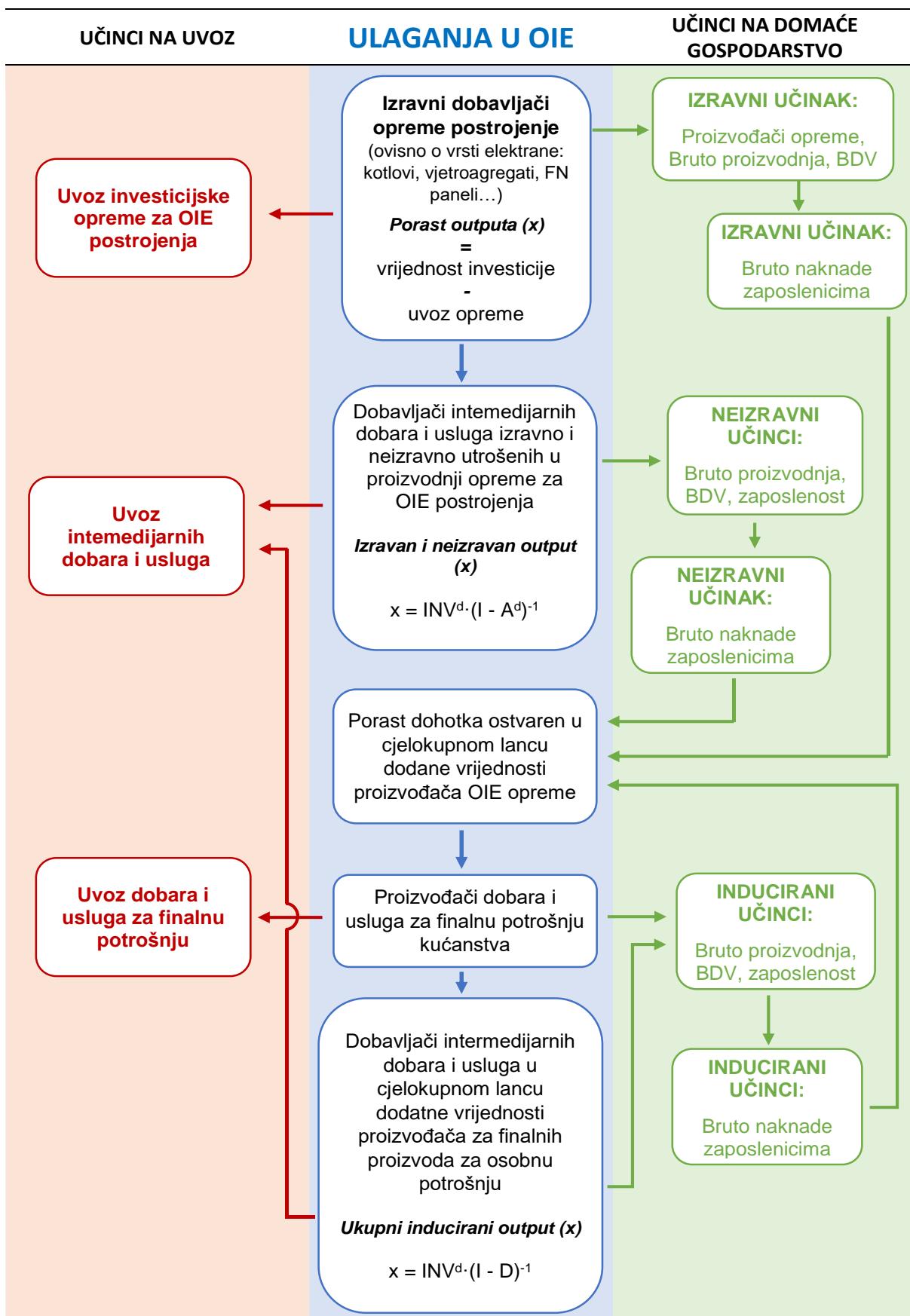
Razvoj tehnologija za proizvodnju energije iz obnovljivih izvora, osim koristi iskazanih u novčanom iskazu koji ostvaruje sam investitor, utječe i na ostvarenje koristi za ostale domaće proizvođače budući kanalom potražnje doprinosi gospodarskoj aktivnosti i zaposlenosti u povezanim sektorima. U ekonomskoj literaturi postoje različiti načini za vrednovanje ukupnih učinaka obnovljivih izvora na ostatak gospodarstva, a dominantna je upotreba upravo input-output modela. Nositelji ekonomске politike zainteresirani su za ukupne ekonomске učinke poticaja obnovljivim izvorima energije koji nadilaze ocjenu profitabilnosti samo sa stajališta privatnog investitora. Odluka o specifičnim potporama za pojedine tipove postrojenja koja koriste obnovljive izvore energije često ovisi o intenzitetu neizravnih učinaka takvih projekata na ostatak gospodarstva i ukupno povećanje zaposlenosti u nacionalnom gospodarstvu koje može biti inducirano investicijama u obnovljive izvore energije.

## Rasprostiranje neizravnih učinaka putem kanala investicija i potražnje za intermedijarnim dobrima i uslugama

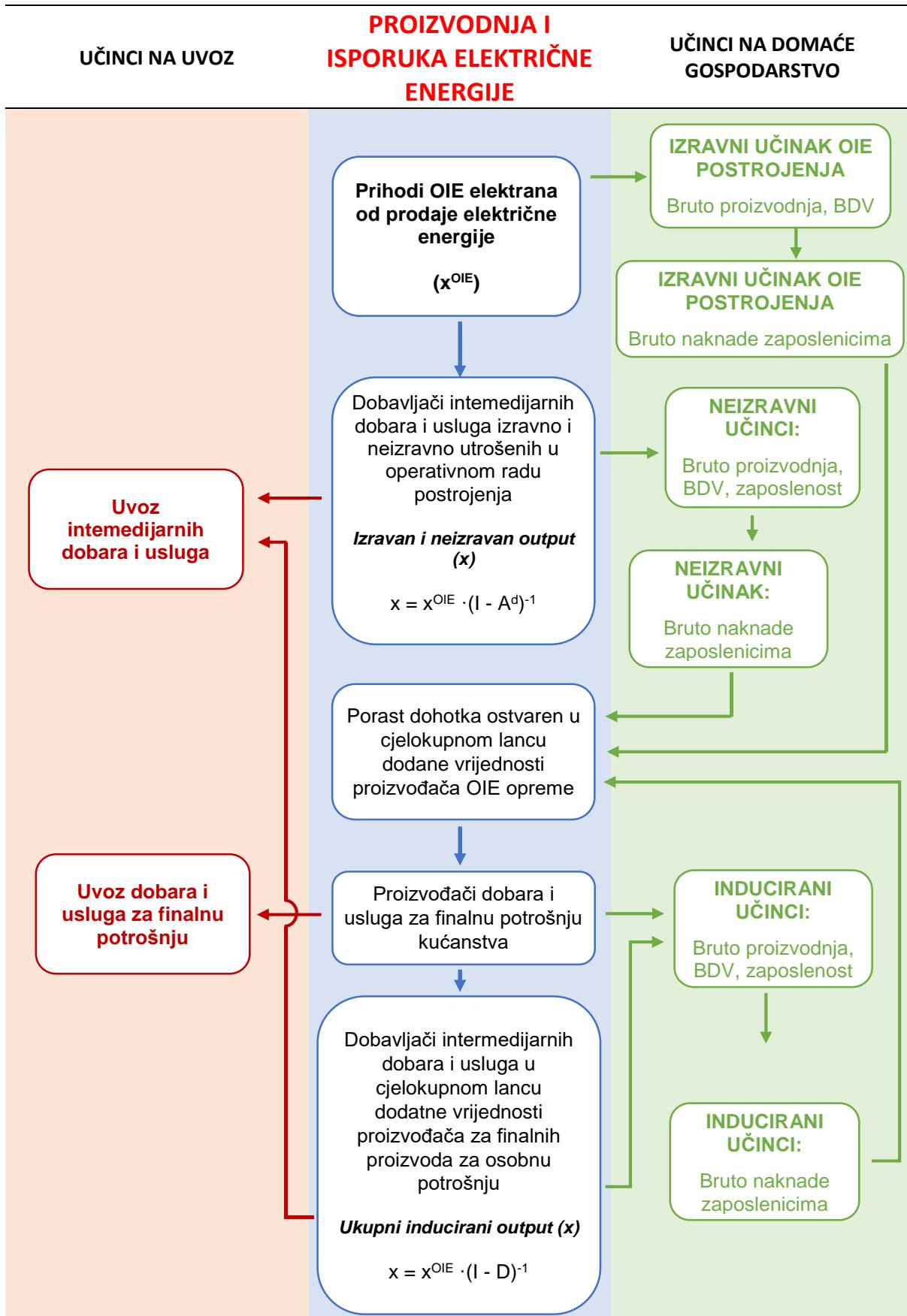
Procjena ukupnih učinaka na proizvodnju i zaposlenost u nacionalnom gospodarstvu, a koji su inducirani ulaganjima u obnovljive izvore energije može se razdvojiti u dvije analitičke kategorije: faza izgradnje, odnosno operativnog rada postrojenja. Kanali kojima se učinci rasprostiru na ostale sektore su:

- širenje multiplikativnih učinaka na nacionalno gospodarstvo putem **kanala investicija** – iskuju se u razdoblju izgradnje energetskog postrojenja, a u analitičkom smislu ovakva ulaganja znače porast finalne potražnje, te priliku ukupnom domaćem gospodarstvu da uključivanjem u lanac dodane vrijednosti u proizvodnji investicijske opreme poveća razinu gospodarskih aktivnosti i zaposlenosti;
- širenje multiplikativnih učinaka na nacionalno gospodarstvo putem **kanala potražnje za intermedijarnim dobrima i uslugama** potrebnim za redovan rad energetskih postrojenja tijekom njihovog životnog vijeka. Za razliku od kanala investicija u kojem su učinci obično jednokratni i vezani uz period u kojem je investicija poduzeta, održavanje instalirane opreme i nabavka potrebnih intermedijarnih dobara i usluga doprinosi porastu potražnje za proizvodima izravnih i neizravnih dobavljača tijekom cijelog razdoblja u kojem je postrojenje aktivno.

Širenje multiplikativnih učinaka ulaganja u obnovljive izvore energije putem navedenih specifičnih kanala širenja prikazano je slikama 7-1 do 7-2.



**Slika 7-1** Širenje množstvenih učinaka ulaganja u obnovljive izvore energije - **kanal investicija** aktiviran samo u razdoblju investiranja



**Slika 7-2 Širenje množiljkativnih učinaka ulaganja u obnovljive izvore energije - kanal intermedijarne potrošnje aktivan u cjelokupnom razdoblju operativnog rada elektrane**

## Mjerenje učinaka u bruto i neto iskazu

Sa stajališta potreba formuliranja poticajnih mjera države, osim aspekata zaštite okoliša i energetske neovisnosti, bitno je i rangiranje tipova postrojenja za korištenje obnovljivih izvora energije prema očekivanim pozitivnim učincima takvih investicija na domaće gospodarstvo. Najčešće su iznosi raspoloživih potpora<sup>42</sup> ograničeni, te bi uz ostale iste uvjete, država intenzivnije poticati ulaganja upravo u kategoriju investicija kod koje su pozitivni multiplikativni učinci veći u odnosu na druge tipe elektrana. Neizravni učinci ovise o brojnim strukturnim karakteristikama nekog gospodarstva, a koje su vezane uz specifične uvjete poslovanja u energetskom sektoru, ali i ukupnom gospodarstvu.

U teorijskom slučaju analiza učinaka investicija u obnovljive izvore energije može se temeljiti na rezultatima iskazanima prema različitim konceptima:

- a) Bruto učinci obuhvaćaju promjenu zaposlenosti, odnosno dohotka koji je induciran porastom finalne potražnje vezane za ulaganja u energetski obnovljive izvore energije. Prema konceptu mjerena u bruto iskazu nisu uključeni eventualni negativni učinci poput istiskivanja alternativnih proizvođača energije ili eventualnih negativnih učinaka na druge sektore. Ukoliko se državna potpora ulaganjima financira povećanjem poreza ili naknada koje plaća sektor kućanstva to može umanjiti agregatnu potražnju za dobrima i uslugama ostalih sektora, a što je zanemareno u mjerenu očekivanih učinaka u bruto iskazu;
- b) Neto učinci alternativnih projekata prikazuju razlike u zaposlenosti, odnosno dohotku koji je procijenjen za alternativne kategorije kao rezultat porasta finalne potražnje za proizvodima određenog sektora. Porast potražnje za energijom u terminima isporučene energije mjerene u kWh ima različite učinke na zaposlenost i dohodak ukoliko je zadovoljen porastom proizvodnje alternativnih postrojenja.
- c) Neto učinci za oportunitetni trošak prikazuju razliku u zaposlenosti, odnosno dohotku koji je stvoren za zadan porast finalne potražnje pojedine tehnologije, a uključuje i učinke oportunitetnih troškova vezanih uz financiranje projekta (primjerice porast poreza ili drugih naknada kojima se smanjuje raspoloživi dohodak, a time i finalna potražnje kućanstava).

Pored pozitivnih učinaka putem širenja multiplikativnih učinaka putem kanala investicija i potražnje za intermedijarnim dobrima, postoje i određeni negativni učinci na pojedine segmente gospodarstva te bi učinke u određenim slučajevima bilo bolje promatrati u neto iskazu. Primjerice, ako je zemlja proizvođač pojedine „tradicionalne“ energetske sirovine, poput uljena ili plina, tada u izračun ukupnih učinaka valja uključiti i smanjenje aktivnosti u tim djelatnostima, a koje su rezultat povećane orientacije na obnovljive izvore energije, odnosno usmjeriti analizu na neto učinke na dohodak i zaposlenost. U slučaju hrvatskog gospodarstva značajan dio električne energije dolazi iz uvoza, te valja očekivati da su negativni učinci na domaće proizvođače koji koriste tradicionalne izvore energije ograničeni. Povećanje udjela energije iz obnovljivih izvora utječe primarno na smanjenje uvoza, a učinak na domeće proizvođače energije je manjeg intenziteta. Ovo se istraživanje, kao prvo takve vrste za hrvatsko gospodarstvo zadržava se na kvantifikaciji neizravnih učinaka u bruto iskazu.

<sup>42</sup> Termin potpore u ovom dijelu Studije obuhvaća razne vrste poticaja kojima država može dati potporu provođenju investicija – od subvencija za pojedine kategorije troškova, sustava zajamčenih cijena proizvođača do sustava premija.

## Izravni, neizravni i inducirani učinci

Na razini pojedinog poduzeća, ključna varijabla od interesa za investitora je ocjena razine profitabilnosti projekta, dok su eventualni indirektni učinci poput povećanja zaposlenosti ili rasta poreznih prihoda sporedne varijable. S druge strane, tijela državne uprave pri ocjeni alternativnih programa poticanja obnovljivih izvora energije, najčešće vode računa i o postojanju socio-ekonomskih učinaka vezanim za trenutni ili dugoročni porast zaposlenosti, dohotka i poreznih prihoda. Različiti projekti koji pripadaju skupini obnovljivih izvora energije rezultiraju različitim socio-ekonomskim učincima iz brojnih razloga. Tako se primjerice broj induciranih radnih mjesta po jedinici investicije razlikuje zbog varijabilne radne intenzivnosti pojedinih kategorija obnovljivih izvora energije, različite uvozne zavisnosti o uvoznoj opremi, te različitoj razini produktivnosti kod pojedinih kategorija proizvođača opreme za obnovljive izvore energije.

U analizi socio-ekonomskih učinaka različitih kategorija investicija u obnovljive izvore energije potrebno je razlikovati sljedeće kategorije učinaka:

- Izravni učinci: obuhvaćaju dodatnu zaposlenost, odnosno dohodak, u sektorima koji proizvode dobra i usluge za potrebe zadovoljavanja dodatne finalne potražnje. Potrebno je razlikovati izravne učinke u razdoblju kad je investicija poduzeta od izravnih učinaka za vrijeme redovnog rada postrojenja tijekom njegovog životnog vijeka. U slučaju investicija u obnovljive izvore energije porast potražnje izravno se odnosi na porast proizvodnje, dohotka i zaposlenosti u nominalnom sektoru koji isporučuje investicijsko dobro investitoru (primjerice proizvođač peći u slučaju investicije u elektranu na biomasu). Ovaj učinak je jednokratan i odnosi se na vrijeme izgradnje postrojenja. Za vrijeme rada postrojenja tijekom njegovog životnog vijeka izravan učinak obuhvaća bruto dodanu vrijednost i zaposlenost samih energetskih pogona.
- Neizravni učinci: obuhvaćaju neizravnu zaposlenost, odnosno dohodak, drugih sektora koji povećavaju razinu proizvodnje kako bi isporučili intermedijарne inpute potrebne za proizvodnju u sektoru koji izravno isporučuje output za potrebe finalne potražnje (svi izravni i neizravni dobavljači u lancu dodane vrijednosti). U razdoblju provođenja investicije, neizravni učinci obuhvaćaju dobavljače intermedijarnih inputa koji se ugrađuju u samo investicijsko dobro. Na primjeru investicije u elektranu na biomasu, neizravni učinci obuhvaćaju cijeli lanac dobavljača intermedijarnih proizvoda koji su ugrađeni u peć koju proizvođač isporučuje investitoru. Neizravni učinci šire se u više krugova, tako proizvođač peći najprije kupuje potrebne inpute od svojih dobavljača (primjerice željezo, kontrolne instrumente, energiju...), a svaki od tih dobavljača, ovisno o tehnologiji koju primjenjuje u vlastitim proizvodnim procesima, također nabavlja potrebne inpute od drugih domaćih i inozemnih dobavljača, a koji opet u sljedećem krugu širenja učinaka pozitivno utječu na isporuke ostalih jedinica. Neizravni učinci u toku redovnog rada energetskih postrojenja odnose se na porast potražnje za intermedijarnim dobrima i uslugama koje se koriste u energetskim postrojenjima, ponovno uključujući cjelokupni lanac dodane vrijednosti svih izravnih i neizravnih dobavljača. Intenzitet potražnje za intermedijarnim dobrima i uslugama koji su potrebni za rad i održavanje postrojenja tijekom roka trajanja postrojenja značajno se razlikuju. Dok je u pojedinim kategorijama obnovljivih izvora energije tijekom redovnog poslovanja potrebno relativno malo inputa vezanim uglavnom uz održavanje opreme, u drugim kategorijama potrebe za intermedijarnim inputima obuhvaćaju i nabavku sirovinske osnovice.
- Inducirani učinci: obuhvaćaju induciranu zaposlenost, odnosno dohodak koji ostvaruju proizvođači dobara i usluga namijenjenih potrošnji kućanstava, a koja je inducirana rastom zapos-

lenosti i dohotka u sektorima koji izravno i neizravno isporučuju proizvode za potrebe obnovljivih izvora energije. Porast zaposlenosti u sektoru proizvodnje peći (ali i cijelom lancu izravnih i neizravnih dobavljača) podrazumijeva rast plaća i agregatnog dohotka kućanstava u nacionalnom gospodarstvu. U skladu s temeljnim makroekonomskim postavkama, porast dohotka kućanstava inducira dodatnu osobnu potrošnju, a time i rast outputa sektora koji isporučuju dobra i usluge kućanstvima.

## Alternativni metodološki pristupi u mjerenu ukupnih učinaka ulaganja

Metodološki pristupi za procjenu ukupnih učinaka na gospodarsku aktivnost i zaposlenost mogu se kvalificirati u sljedeće skupine:

1. Analiza specifičnog projekta
2. Analiza razlika u scenarijima programa državnih potpora u razvoju energetskog sektora
3. Identifikacija sektora „obnovljivi izvori energije“ u input-output tablici
4. Analiza ukupnih socio-ekonomskih učinaka alternativnih projekata

Analizom podataka specifičnog projekta koji su prikupljeni anketom ili dobiveni od određene jedinice koja poduzima investiciju, a koja se smatra reprezentativnom mogu se jednostavno kvantificirati izravni učinci tog projekta u terminima ostvarenog (ili očekivanog) dohotka, odnosno zaposlenosti. Ovakav pristup zahtjeva raspoloživost konkretnih podataka o referentnom projektu, strukturi troškova, radnoj intenzivnosti projekta te uvoznom sadržaju koji je ugrađen u projekt. Prednost ovog pristupa sastoji se u relativno detaljnim podacima koji su dostupni za kvantifikaciju izravnih učinaka svakog projekta. Nedostatak pristupa je nemogućnost mjerjenja neizravnih učinaka. Ipak, izravnim učincima mogu se pridružiti indirektni i inducirani učinci dobiveni iz standardnih input-output tablica, a kvaliteta procjene ukupnih učinaka ovisi o kvaliteti i detaljnosti službenih input-output tablica.

Drugi pristup analizi učinaka svojstven je u tzv. ex-ante evaluacijama nekog programa u kojima se utvrđuju prednosti i nedostaci svakog scenarija u ukupnom skupu mogućih scenarija. Ukupni učinci pojedinih scenarija također se procjenjuju korištenjem input output tablice, a zbog različite strukture izdataka koji su svojstveni određenim programima i ukupni učinci alternativnih scenarija se razlikuju. Usporedbom razlike između pozitivnih učinaka određenog programa koji se subvencionira iz proračuna, te negativnih učinaka vezanih uz smanjenje potrošnje kućanstava (zbog porasta poreza kojima se sufinanciraju takvi programi) mogu se kvantificirati neto gospodarski učinci za pojedine alternativne scenarije. Ovakav pristup je pogodan za općenitiju valorizaciju ukupnog energetskog sektora, a omogućuje i ocjenu neto učinka na način da prepostavlja neutralnost programa na proračun (državne potpore zahitjevaju rast poreznog opterećenja, odnosno smanjenje raspoloživog dohotka kućanstava).

Treći pristup podrazumijeva identifikaciju sektora „obnovljivi izvori energije“ iz dostupnih statističkih podataka o poslovanju poduzetnika vezanih za taj sektor. Sektor obuhvaća ne samo proizvođače električne energije koji koriste obnovljive izvore, već sve povezane sektore koji proizvode OIE opremu, odnosno pružaju usluge razviti takvih projekata, te proizvode intermedijarne inute potrebne tijekom operativnog rada postrojenja. Preduvjet za ovaku vrstu analize je raspoloživost detaljnih input-output tablica koje omogućuju identifikaciju točno određenih kategorija proizvođača, a koji pripadaju OIE sektoru. U slučaju raspoloživosti I-O tablica na agregiranoj razini ovakav pristup nije moguće primijeniti. Najčešće su svi proizvođači električne energije, uključujući postrojenja na obnovljive i tradicionalne izvore, svrstani unutar istog sektora u službenim input-output tablicama. Također proizvođači opreme za

potrebe obnovljivih izvora energije svrstani su u različite sektore nacionalnog gospodarstva ovisno o karakteristikama tehnoloških procesa korištenih u proizvodnji zajedno s ostalim proizvođačima (primjerice sektor proizvodnje strojeva i uređaja koji proizvodi opremu za obnovljive izvore energije, ali i cijeli niz heterogenih skupina opreme).

U četvrtom pristupu uspoređuju se ekonomski učinci (utjecaj na BDV i zaposlenost) alternativnih projekata svedenih na usporedivu razinu outputa električne energije, odnosno investicije u monetarnom iskazu (učinci po kWh energije, odnosno po investiranom milijunu EUR ili neke druge valute). U ovom pristupu izravni se učinci preuzimaju iz projektne dokumentacije koja obično ima detaljno razrađenu strukturu troškova i potreba za inputom rada, a indirektni i inducirani učinci se ocjenjuju temeljem multiplikatora iz službenih input output tablica. Tim pristupom moguće je rangirati alternativne projekte sa stajališta ukupnih učinaka na nacionalno gospodarstvo, a što je posebice značajno imajući u vidu da je za njihovu provedbu najčešće potrebna državna potpora. Rezultate je moguće iskazati i u neto iskazu uz pretpostavku da troškovi subvencioniranja zahtijevaju povećanje poreza, odnosno smanjenje raspoloživog dohotka kućanstava, a time i smanjenje osobne potrošnje kao jedne od sastavnica finalne potražnje.

U brojnim istraživanjima, procjena se temelji na specifičnim anketama. Ovakva izravna metoda ima određene prednosti pred korištenjem prosječnih vrijednosti dobivenih iz sekundarnih izvora, a koje se odnose na agregirane vrijednosti brojnih projekata različitih karakteristika. Posebno dizajniranim istraživanjem mogu se ciljati specifične vrste investicije upravo onih kategorija čiji se učinci analiziraju (primjerice pogon točno određene kategorije i kapaciteta) za razliku od korištenja prosječnih vrijednosti za sektor. Izravno istraživanje može obuhvatiti i pojedine tehničke aspekte koji inače nisu obuhvaćeni u sekundarnim izvorima, a mogu biti korisni za valorizaciju ukupnih učinaka. Takvi dodatni podaci su primjerice protoka vremena od odluke za pokretanje investicije i puštanja pogona u rad ili očekivani vijek trajanja postrojenja. Ciljanim istraživanjem mogu se identificirati i strukturne karakteristike potreba za inputom rada, a koje posljedično određuju i razinu produktivnosti i dohotka zaposlenih. Nedostatak ovakvih izravnih anketa vezan je primarno uz potrebu za raspolaganjem materijalnih i kadrovskih resursa za njihovo provođenje, kao i ograničenu mogućnost procjene neizravnih i induciranih učinaka.

U nekim zemljama raspoloživi su podaci koji opisuju očekivane troškove, proizvodnju i potrebnu radnu snagu za pojedine tipske projekte određene izborom tehnološkog rješenja i veličine. Ovакви podaci mogu se koristiti kao aproksimacija izravnih učinaka, te se u kombinaciji s input-output tablicom mogu dobiti relativno pouzdane procjene ukupnih očekivanih socio-ekonomskih učinaka za pojedine vrste projekata.

Izračun socio-ekonomskih učinaka investicija u obnovljive izvore energije može se aproksimirati i samo korištenjem input-output tablice (ukoliko nisu dostupni dodatni izvori), a koja za određeno gospodarstvo detaljno prikazuje međusektorske veze, distribuciju agregatne ponude pojedine kategorije proizvoda na komponente finalne potražnje i potrebe za inputom radne snage. Međutim, razina detaljnosti i periodika objavljivanja input-output tablica u velikoj mjeri određuju i pouzdanost ocjene socio-ekonomskih učinaka. Redovito ažuriranje input-output tablica posebice je važno imajući u vidu značajne promjene u tehnološkim rješenjima postrojenja koja koriste obnovljive izvore energije, a što utječe na njihovu cijenu i učinkovitost. Drugi problem vezan uz upotrebu input-output tablica odnosi se na razinu detaljnosti i mogućnost identifikacije proizvođača OIE koji nisu identificirani kao zaseban sektor u skladu s preporučenom razinom diseminacije input-output tablica (najčešće na razini 65 proizvodna sektora).

## Standardna metodologija input-output analize

Većina gore navedenih metoda procjene ukupnih učinaka temelji se na primjeni input-output modela, te je u ovom dijelu dan kratki prikaz standardne input-output analize. Input-output analiza praktična je makroekonomkska analiza kojom se ispituju i utvrđuju međuovisnosti svih proizvodnih sektora nacionalnog gospodarstva. Tvorcem snažnog analitičkog alata za analizu međusektorskih odnosa u gospodarstvu neke zemlje smatra se Wassily Leontief<sup>43</sup>, a koji je kao preteče svom radu isticao Françoisa Quesenaya<sup>44</sup> i Karla Marxa<sup>45</sup> (Babić, 1990). Statističko-informacijska osnova input-output analize je input-output tablica. U input-output tablici proizvodni je sustav gospodarstva raščlanjen na određeni broj proizvodnih sektora te je prikazan tijek roba i usluga među proizvodnim sektorima. Uredbom Europske unije propisano je da se za svako nacionalno gospodarstvo input-output tablice trebaju izrađivati svakih pet godina (European Parliament, 2013).

Osnovna jednadžba u input-output modelu kojom je prikazana ovisnost međusektorskih tijekova na ukupnu proizvodnju svakog sektora glasi (Miller i Blair, 2009):

$$X_i = \sum_{j=1}^n X_{ij} + Y_i = \sum_{j=1}^n a_{ij}X_j + Y_i \quad (1)$$

pri čemu je  $X_i$  vrijednost ukupne proizvodnje sektora  $i$ ,  $X_{ij}$  predstavlja output sektora  $i$  koji se koristi kao intermedijarni input u sektoru  $j$ ,  $Y_i$  je finalna potrošnja sektora  $i$ , a  $a_{ij} = \frac{X_{ij}}{X_j}$  je tehnički koeficijent koji prikazuje dio proizvoda sektora  $i$  koji je potreban sektoru  $j$  za proizvodnju jedne jedinice njegovog proizvoda,  $i, j = 1, \dots, n$ .

U matričnom se obliku rješenje sustava jednadžbi (1) može se prikazati kao:

$$X = (I - A)^{-1}Y \quad (2)$$

pri čemu je  $X$  vektor stupac ukupne proizvodnje,  $A$  matrica tehničkih koeficijenata, a  $Y$  vektor stupac finalne potrošnje. Matrica  $(I - A)^{-1}$  naziva se Leontief-ova inverzna matrica ili matrični multiplikator, a njeni elementi  $\alpha_{ij}$  prikazuju razinu proizvodnje sektora  $i$  uvjetovanu jednom jedinicom finalne potražnje sektora  $j$ .

Input-output model koristi se za kvantificiranje izravnih, neizravnih i induciranih učinaka pojedinog sektora gospodarstva na cijelokupno gospodarstvo neke zemlje. Uglavnom se koristi za procjenu učinaka finalne potrošnje na output, bruto dodanu vrijednost (BDV) i na zaposlenost. Razlikuju se dvije vrste input-output modela. Otvoreni input-output model, u kojem se finalna potrošnja smatra egzogenom varijablom, koristi se za analizu izravnih i neizravnih učinaka. Pokazatelji kojima se izravni i neizravni učinci određuju nazivaju se multiplikatori tipa I i za njihov izračun koristi se Leontief-ova inverzna matrica  $(I - A)^{-1}$ . Zatvorenim input-output modelom, u kojemu pojedine komponente finalne potrošnje ovise o ostalim varijablama modela, analiziraju se izravni, neizravni i inducirani učinci. Pokazatelji koji uključuju izravne, neizravne i inducirane učinke nazivaju se multiplikatori tipa II. Za izračun multiplikatora tipa II ključna je matrica  $\bar{A}$ , proširena matrica tehničkih koeficijenata  $A$  dodatnim retkom koji predstavlja koeficijente za naknade zaposlenicima i dodatnim stupcem čiji su elementi koeficijenti inputa za osobnu

<sup>43</sup> Wassily Leontief (1906.-1999.), tvorac suvremene input-outputne analize. Izradio prve input-outputne tablice za gospodarstvo SAD-a za 1919. i 1929. godinu, a 1973. godine dobio Nobelovu nagradu za ekonomiju

<sup>44</sup> Francois Quesenay (1694.-1774.), konstruirao prvu input-output tablicu francuskog gospodarstva (Tableau économique) dezagregiranu na tri sektora: poljoprivredu, industriju i potrošnju vlastele

<sup>45</sup> Karl Marx (1818.-1883.), nacionalno gospodarstvo dezagregirao na sredstva za proizvodnju i sredstva za potrošnju

potrošnju. Matrica  $\bar{L} = (I - \bar{A}) = \begin{bmatrix} \bar{L}_{11} & \bar{L}_{12} \\ \bar{L}_{21} & \bar{L}_{22} \end{bmatrix}$  osim izravnih i neizravnih učinaka, ukazuje i na inducirane učinke. Kada je interes usmjeren samo na izračun izravnih, neizravnih i induciranih učinaka originalnih  $n$  sektora, koristi se matrica  $\bar{L}_{11}$ . Ukupni učinak pojedinog sektora jednak je zbroju izravnog, neizravnog i induciranog učinka. (McLennan, 2006), (Burrows i Botha, 2013)

Važnost potrebe za istraživanjima o procjeni izravnih, neizravnih i induciranih učinaka pojedinog sektora na nacionalno gospodarstvo primjenom input-output analize očituje se u utvrđivanju instrumenata i mjera ekonomске politike koje je potrebno poduzeti glede unapređenja ekonomskog položaja pojedinih sektora, a time i njihove konkurentnosti i utjecaja na što veći stupanj materijalnog blagostanja društva.

Nakon procjene ukupnog učinka na ukupnu proizvodnju, prema (2), moguće je procijeniti ukupne učinke na BDV i zaposlenost. Ukupni se učinci na BDV računaju prema:

$$\bar{VA} = V \cdot \bar{L}_{11} \cdot Y \quad (3)$$

Matrica  $V$  je dijagonalna matrica čiji su elementi na glavnoj dijagonali koeficijenti dodane vrijednosti koji prikazuju udjele dodane vrijednosti u outputu svakog sektora gospodarstva, dok se prema

$$\bar{EM} = E \cdot \bar{L}_{11} \cdot Y \quad (4)$$

računaju ukupni učinci na zaposlenost. Elementi na glavnoj dijagonali dijagonalne matrice  $E$ , koeficijenti zaposlenosti, prikazuju udio broja zaposlenih u outputu pojedinog sektora.

## Pregled rezultata dosadašnjih istraživanja neizravnih i induciranih učinaka obnovljivih izvora energije na gospodarstva drugih zemalja

Proizvodnja električne energije iz ugljena se u periodu od 2008. godine do 2012. godine u SAD-u smanjila za 24%, dok je proizvodnja električne energije iz prirodnog plina porasla za 39%, proizvodnja električne energije iz vjetra za 154% i proizvodnja električne energije iz solarne energije za 400%. Primjenom input-output modela autori Haerer i Pratson (2015) analizirali su utjecaj promjena u proizvodnji električne energije iz ugljena u proizvodnju električne energije iz prirodnog plina, vjetra i sunca na zapošljavanje. U promatranom razdoblju procijenjen je gubitak od 49 000 radnih mjesta u industriji ugljena, odnosno 12% na nacionalnoj razini, dok je u istom promatranom razdoblju u industrijama prirodnog plina, vjetra i solarne energije zaposlenost porasla za gotovo 175 000 radnih mjesta, odnosno 21%.

Potaknuti što većim razvojem i izgradnjom vjetroelektrana u SAD-u, autori Brown et al. (2012) proveli su analizu utjecaja izgradnje vjetroelektrana na ekonomski rast i razvoj. Analizirana je vjetrovita regija SAD-a koja je obuhvaćala 12 država, u periodu od 2000. godine do 2008. godine. Uzimajući u obzir čimbenike koji utječu na položaj vjetroturbine, u analiziranoj regiji zabilježen je ukupni porast dohotka od oko 11 000 dolara i porast radnih mjesta od 0.5 po MW od kapaciteta izgrađenih vjetroelektrana u promatranom razdoblju.

Na temelju istraživanja provedenog za Norrbotten u Švedskoj ([Ejdemo i Söderholm](#) 2015), utvrđeno je da će ulaganja u vjetroelektrane poticati regionalni razvoj i zapošljavanje. Zabilježeno je da će učinci na stope zaposlenosti biti pozitivni s multiplikatorom zaposlenosti od 1.4 tijekom radne faze izgradnje vjetroelektrana.

Briga za okoliš i svijest za ublažavanje klimatskih promjena doveli su do primjene tehnologija obnovljivih izvora energije u nekoliko zemalja. Društveno-gospodarske koristi koje donose tehnologije obnovljivih izvora energije, posebice na stopu zaposlenosti, analizirane su za slučaj Brazila u radu Simas i Pacca

(2014). Procijenjen je broj radnih mjeseta generiranih u proizvodnji, izgradnji, održavanju i upravljanju vjetroelektranama, broj neizravno generiranih radnih mjeseta kroz opskrbu materijalom za proizvodnju vjetroagregata i izgradnju vjetroelektrana te je procijenjen broj radnih mjeseta u okviru projekata vjetroelektrana. Rezultati istraživanja ukazuju da se za svaku instaliranu snagu od 1 MW između izgradnje vjetroelektrane i prve godine rada vjetroelektrane generira 13.5 radnih mjeseta godišnje i 24.5 radnih mjeseta godišnje kroz vijek trajanja vjetroelektrana.

Primarna strategija smanjenja globalne emisije ugljika jest transformacija energetskog sektora u pogledu povećanja energetske učinkovitosti i korištenja obnovljivih izvora energije. Prelaskom na korištenje energije smanjene emisije ugljika, smanjuje se uporabe fosilnih goriva, što utječe i na gubitak radnih mjeseta u industriji fosilnih goriva. [Garrett-Peltier](#) (2017) je u svom radu prezentirao metodu stvaranja industrija čiste energije pomoću input-output tablica što omogućuje vrednovanje javne i privatne potrošnje čiste energije uspoređujući je s učinkom trošenja fosilnih goriva. Analizirajući zapošljavanje u kratkoročnom i srednjoročnom razdoblju, od potrošnje 1 milijuna dolara fosilnih goriva u prosjeku se generira 2.65 radnih mjeseta s punim radnim vremenom, dok će isti iznos potrošnje generirati 7.49 u obnovljivim izvorima energije, a u energetskoj učinkovitosti otvoriti 7.72 radnih mjeseta. Dakle, svaki milijun dolara promjene potrošnje iz smeđe u zelenu energiju stvara povećanje od 5 radnih mjesata.

Ulaganja u zaštitu okoliša (tzv. zelene investicije), među ostalim ekonomskim koristima, povećavaju zaposlenost i poboljšavaju kvalitetu okoliša kroz smanjenje emisija stakleničkih plinova i drugih štetnih tvari. U radu Belegri-Roboli et al. (2010) input-output analizom procijenjen je doprinos zelenih investicija u terminu zaposlenosti na gospodarstvo Grčke za razdoblje 2010-2020. Rezultati provedene analize indiciraju da će milijun eura investicija generirati 24.75 radnih mjeseta u punom radnom vremenu. Također je zabilježeno da zelene investicije u prosjeku godišnje otvaraju 743 00 radnih mjeseta s punim radnim vremenom.

Solarna energija smatra se jednom od najperspektivnijih izvora čiste energije posebice u zemljama u kojima su sunčeva zračenja visoka. Cilj rada Calde's et al. (2009) bio je, između ostalog, procijeniti socio-ekonomske učinke povećanja instalirane snage solarne elektrane na zaposlenost u Španjolskoj. Rezultati provedene analize ukazuju da će izgradnja i rad solarne elektrane od 500 MW generirati 108 992 radnih mjeseta, dakle 7.2 puta više radnih mjeseta u odnosu na dvije solarne elektrane s 50 i 17 MW instalirane snage koje su trenutno u pogonu.

Zabrinutost zbog energetske sigurnosti, zdravlja okoliša i gospodarskog razvoja potiče sve veći interes u potrazi za alternativnim izvorima zaliha goriva. Drvna biomasa jedan je od alternativnih izvora energije jer je obnovljiv i može smanjiti emisije stakleničkih plinova. Da bi ispitali ekonomske učinke korištenja drvene biomase za dobivanje bioenergije u Mississippiju, autori Perez-Verdin et al. (2008) primijenili su input-output analizu. Kvantificirali su ekonomske učinke na gospodarstvo Mississippija sljedećih triju skupina: (1) nabava drva, utovar i transport, (2) proizvodnja električne energije iz drvenaste biomase te (3) izgradnja i rad postrojenja bio goriva. Nabava drva, utovara i transporta stvorit će značajan broj radnih mjeseta, a time i potaknuti razvoj ruralnog gospodarstva (multiplikator zaposlenosti tipa I 2.92, multiplikator dodane vrijednosti tipa I 2.62). U izgradnji i radu postrojenja multiplikator zaposlenosti tipa I iznosio je 1.93, dok je multiplikator dodane vrijednosti tipa I iznosio 2.27. Multiplikator zaposlenosti tipa I proizvodnje električne energije iz drvenaste biomase iznosio 2.25, a dodane vrijednosti 2.33. Obzirom na veliki šumski potencijal koji će privući više investicija u tu regiju, očekuje se povećanje multiplikativnih učinaka.

S ciljem promicanja korištenja obnovljivih izvora energije, u ovom slučaju biomase, autori Madlener i Koller (2006) su proveli istraživanje o učincima unapređenja bioenergetskih sustava na gospodarstvo austrijske pokrajine Vorarlberg u periodu od 1993. godine do 2005. godine. Rezultati input-output analize koji se odnose na dodanu vrijednost i zaposlenost, ukazuju da su ukupne investicije potaknule bruto

dodanu vrijednost od 92.9 milijuna eura i 1 580 zaposlenih na godišnjoj razini, te da je na milijun eura subvencioniranih od strane pokrajine Vorarlberg generirano 5.6 milijuna eura dodane vrijednosti i 91 radno mjesto na godišnjoj razini.

Poticanje implementacije tehnologija obnovljivih izvora energije ključan je dio vladinih strategija za sprečavanje klimatskih promjena kao i povećanja udjela električne energije proizvedene iz obnovljivih izvora. Temeljen na input-output pristupu, potencijal za stvaranje radnih mjeseta svake tehnologije obnovljivih izvora energije u Velikoj Britaniji bio je, u radu Oliveira et al. (2014), projiciran za 2020. godinu. Utvrđeno je da ukoliko svaka tehnologija obnovljivih izvora energije dosegne unaprijed definiranu instaliranu snagu do 2020. godine, izravno i neizravno će se generirati 95 999 radnih mjeseta. Analiza je pokazala i da će većina radnih mjeseta biti generirana u montaži novih postrojenja. Stoga će veliki dio radnih mjeseta biti privremen, za razliku od stalnih poslova povezanih s održavanjem.

## **Metodološki pristup za mjerjenje neizravnih i induciranih učinaka postrojenja na obnovljive izvore energije na hrvatsko gospodarstvo**

Zbog mogućnosti korištenja prednosti izravnog istraživanja temeljem ankete i dostupnih input-output tablica u ovoj Studiji se empirijski dio analize temelji na kombiniranom pristupu. Izravni učinci procijenjeni su temeljem posebno dizajniranog anketnog istraživanja prilagođenog za pojedine kategorije OIE proizvođača. Upitnici sadrže opće podatke o poslovanju poduzetnika koji proizvode električnu energiju korištenjem obnovljivim izvorima energije, tehničke pokazatelje o veličini pogona i godišnjoj proizvodnje, te određeni skup finansijskih indikatora (upitnik za jedan karakterističan tip postrojenja u prilogu Studije). Dodatno je od poduzetnika zatražen prikaz detaljne strukture investicija za pojedine kategorije proizvođača prema kategorijama proizvoda ugrađenih u postrojenje, te procjeni domaćeg i uvoznog porijekla takvih proizvoda. U razdoblju investiranja u izgradnju postrojenja, nabavke investicijskih dobara od domaćih proizvođača povećavaju gospodarsku aktivnost i zaposlenost te čine izravne učinke na domaće gospodarstvu u dijelu koji se odnosi na kanal investicija. Izravni učinci se dalje multipliciraju i na ostale domaće proizvođače uključene u lanac dodane vrijednosti proizvodnje investicijske opreme, a ukupan učinak koji obuhvaća ukupnu bruto dodanu vrijednost i zaposlenost induciranoj investicijama u obnovljive izvore energije izračunati su temeljem standardnog input-output modela (jednadžbe 1-4).

Osim finansijskih podataka o strukturi investicija, upitnik također sadrži i podatke o prihodima i intermedijarnoj potrošnji proizvođača energije (izravni učinci u kanalu intermedijarne potrošnje), kao i strukturi godišnjih operativnih troškova za rad postrojenja po karakterističnim proizvodima i uslugama (prvi krug širenja indirektnih učinaka u kanalu intermedijarne potrošnje). Ukupni indirektni i inducirani učinci u cijelokupnom lancu dodane vrijednosti proizvođača energije na obnovljive izvore procijenjeni su temeljem standardne input-output metodologije.

Obrasci kojima se prikupljaju podaci izravno od proizvođača energije temeljene na obnovljivim izvorima prilagođeni su karakteristikama pojedinih kategorija proizvođača. Temeljem reprezentativnog uzorka ulazni podaci, ali i procijenjeni učinci bit će analizirani zasebno po kategorijama OIE postrojenja:

- vjetroelektrane
- elektrane koje koriste energiju sunca
- elektrane na biomasu
- elektrane na biopljin
- male hidroelektrane

Sumarno se metodološki okvir i izvori podataka za procjenu pojedinih kanala širenja multiplikativnih učinaka mogu sažeti u tablici 7-2.

**Tablica 7-2** *Pregled metodoloških rješenja, izvora podataka i ocjenjenih varijabli za izravne, neizravne i inducirane učinke ulaganja u postrojenja na obnovljive izvore energije*

Ocjena varijabli	BDV i zaposlenost			
Tehnički pokazatelji	Ukupno izgrađeni kapacitet i godišnja proizvodnja u kWh			
Finansijski pokazatelji	Ukupna vrijednost investicije te ukupni prihodi od proizvedene energije			
<b>I) Kanal investicija</b>				
	Izravan učinak	Neizravan učinak	Inducirani učinak	Ukupan učinak
Metodologija	Izravni output, BDV i zaposlenost domaćih proizvođača čini vrijednost investicije koja je zadovoljena proizvodima i usluga domaćih proizvođača	Otvoreni input-output model	Zatvoreni input-output model	Zbroj izravnog, neizravnog i induciranih učinaka
Izvor podataka	Anketa provedena na reprezentativnom uzorku postrojenja koja koriste obnovljive izvore energije  Podaci iz HROTE baze o kapacitetima, proizvodnji, ostvarenim poticajima i troškovima izgradnje OIE postrojenja	Input-output tablica	Input-output tablica (proširena matrica A)	
Način iskazivanja rezultata	a) Ukupno inducirana BDV i zaposlenost po investicije vrijednosti 1 mil. Eura			
<b>II) Kanal intermedijarne potražnje</b>				
	Izravan učinak	Neizravan učinak	Inducirani učinak	Ukupan učinak
Metodologija		Prvi krug širenja: output, BDV i zaposlenost		

	Izravan output, BDV i zaposlenost kod proizvođača električne energije temeljene na obnovljivim izvorima energije	domaćih proizvođača čini vrijednost intermedijarnih inputa koja je OIE isporučena od strane domaćih proizvođača  <i>Ostali krugovi širenja:</i> Otvoreni input-output model	Zatvoreni input-output model	Zbroj izravnog, neizravnog i induciranih učinka
Izvor podataka	Anketa provedena na reprezentativnom uzorku postrojenja koja koriste obnovljive izvore energije  Podaci iz HROTE baze o kapacitetima, proizvodnji, ostvarenim poticajima i troškovima izgradnje OIE postrojenja	<i>Prvi krug širenja:</i> Anketa provedena na reprezentativnom uzorku postrojenja koja koriste obnovljive izvore energije  <i>Ostali krugovi širenja:</i> Input-output tablica	Input-output tablica (proširena matrica A)	
Način iskazivanja rezultata	a) Ukupno inducirana BDV i zaposlenost po ostvarenom prihodu od prodaje električne energije vrijednosti 1 mil. Eura, prosječno godišnje			

Izvor: Sistematisacija autora

Rezultati navedeni u tablici **7-2** iskazani su u nastavku za svaku kategoriju proizvođača obnovljivih izvora energije zasebno, odnosno na razini ukupnog gospodarstva korištenjem podataka o ukupnoj proizvodnji obnovljivih izvora energije u Hrvatskoj. Osim podataka koji prikazuju izravne, neizravne i inducirane učinke za sve proizvođače, input-output analiza daje uvid i u intenzitet učinaka po sektorima nacionalnog gospodarstva, a koji proizlazi iz međusektorskih veza proizvođača OIE i ostalih domaćih poduzetnika. Razina iskazivanja rezultata po gospodarskim sektorima i vrstama postrojenja (u prilogu) prikazana je u tablici 7-3.

**Tablica 7-3 Razina iskazivanja rezultata po sektorima nacionalnog gospodarstva**

Oznaka KPD skupine	Naziv sektora po KPD skupinama
A	Proizvodi poljoprivrede, šumarstva i ribarstva
B	Proizvodi rudarstva i vađenja
C	Proizvodi prerađivačke industrije
<i>Od čega: C24_C25</i>	<i>Osnovni metali i gotovi metalni proizvodi, osim strojeva i opreme</i>
<i>C26_C27</i>	<i>Računala, elektronski i optički proizvodi, te električna oprema</i>
<i>C28</i>	<i>Strojevi i uređaji, d. n.</i>
D	Električna energija, plin, para i klimatizacija
E	Opskrba vodom, uklanjanje otpadnih voda, gospodarenje otpadom i sanacija okoliša
F	Građevinarstvo
G, H	Trgovina na veliko i malo; prijevoz i skladištenje
I	Usluge pružanja smještaja, te pripreme i usluživanja hrane i pića
J	Informacijske i komunikacijske usluge
K	Financijske usluge i usluge osiguranja
L	Usluge poslovanja nekretninama
M, N	Stručne, znanstvene, administrativne i pomoćne usluge
O, P, Q	Javna uprava, obrazovanje, zdravstvo
R, S, T, U	Ostale usluge

Izvor: KPD klasifikacija: [http://narodne-novine.nn.hr/clanci/sluzbeni/2008\\_09\\_108\\_3198.html](http://narodne-novine.nn.hr/clanci/sluzbeni/2008_09_108_3198.html)

## Rezultati

Ovo poglavlje sadrži prikaz rezultata procjene multiplikativnih učinaka prema metodologiji opisanoj u prethodnom poglavlju. Osnovni tekst poglavlja sadrži usporedbu ključnih pokazatelja za različite vrste postrojenja, dok se detaljniji podaci za svako postrojenje, kao i učinci raščlanjeni na pojedine sektore nalaze u Prilogu 2.

U tablici 7-4 prikazani su multiplikatori BDV i zaposlenost tipa I i multiplikatori BDV i zaposlenost tipa II za sva analizirana OIE postrojenja – vjetroelektrane, elektrane koje koriste energiju sunca, elektrane na biomasu, elektrane na biopljin te male hidroelektrane. Multiplikativni učinci različitih vrsta postrojenja razlikuju se ovisno o tehničkoj strukturi investicijske opreme ugrađene u postrojenje. Valja naglasiti da multiplikator izračunat prema standardnoj input-output metodologiji (Tablica 7-4) treba interpretirati na način koliko je ukupno ostvareno učinaka u ukupnom gospodarstvu na jedinicu investicije isporučene od strane domaćeg proizvođača. S druge strane, učinci ukupnih investicija na domaće gospodarstvo (Tablica 7-5) dodatno uključuju i aspekt porijekla investicijske opreme (domaće ili uvozno porijeklo). Za pojedine kategorije investicija multiplikator outputa, BDV i zaposlenosti može biti visok, ali valja imati na umu da je multiplikator efektivan samo na onaj dio investicije koji je domaćeg porijekla. U slučaju da se značajan dio investicije odnosi na opremu inozemnog porijekla, usprkos visokom multiplikatoru domaće proizvodnje procijenjeni učinci ukupnih investicija na domaće gospodarstvo mogu biti relativno niski.

Multiplikatori su iskazani u terminima ukupnih induciranih učinaka po jedinici izravnih učinaka (BDV i zaposlenost) domaćih proizvođača. Analizirajući kanal investicija, najveći multiplikator BDV tipa I detektiran je za elektrane na biopljin (1,88), dok se najmanja vrijednost analiziranog multiplikatora pripisuje vjetroelektranama s vrijednošću 1,72. To znači da se na 1 EUR bruto dodane vrijednosti koju ostvari izravan dobavljač investicijske opreme u ukupnom gospodarstvu ostvari još dodatnih 0,88 EUR (kod investicija u bioplinska postrojenja) bruto dodane vrijednosti kod jedinica uključenih u proizvodni lanac izravnih isporučitelja investicijske opreme. Obzirom na učinak inducirane osobne potrošnje, multiplikatori BDV tipa II svih OIE postrojenja bilježe veće vrijednosti u odnosu na vrijednosti multiplikatora BDV tipa I. Slično kao i u slučaju multiplikatora BDV tipa I, najveći multiplikator BDV tipa II pripisuje se elektranama na biopljin (2,80), a najmanji vjetroelektranama (2,65). Općenito se može zaključiti da u pogledu ukupnog multiplikatora tipa II za BDV postoji relativno uzak raspon vrijednosti po vrstama postrojenja, te da se na 1 EUR BDV izravnog dobavljača investicijske opreme u ukupnom domaćem gospodarstvu ostvari još dodatnih 1,65 do 2,8 EUR. Multiplikatori zaposlenosti nešto su niži u odnosu na multiplikatore BDV, te se na 1 zaposlenika izravnog dobavljača investicijske opreme u ostalim jedinicama uključenima u lanac dodane vrijednosti, zaposli još od 1,2 do 1,8 osoba.

Za razliku od multiplikativnih učinaka u kanalu investicija, multiplikativni učinci u kanalu intermedijarne potrošnje značajno se razlikuju. Multiplikatori u ovom kanalu odražavaju intenzitet povezanosti proizvodnih procesa energetskih postrojenja tijekom redovnog operativnog rada i ostalih domaćih proizvođača. Pojedine vrste postrojenja poput elektrana na sunce, vjetra i hidroelektrana ne zahtijevaju veći obujam intermedijarnih inputa tijekom redovnog poslovanja, te imaju izrazito plitak lanac dodane vrijednosti koji obuhvaća tek ograničeni opseg usluga redovnog održavanja ili usluga osiguranja postrojenja. Druge pak vrste postrojenja, poput onih na biomasu ili biopljin, u redovnom radu koriste sirovine koji isporučuju ostali domaći proizvođači, te su njihovi multiplikativni učinci visoki. S aspekta kanala intermedijarne potrošnje, elektrane na biomasu bilježe najveći multiplikator BDV tipa I (4,56) i najveći multiplikator BDV tipa II (6,33), dok elektrane koje koriste energiju sunca bilježe najmanji multiplikator BDV tipa I (1,02) kao i najmanji multiplikator BDV tipa II (1,03).

Kod elektrana koje koriste energiju sunca zabilježen je najveći multiplikator zaposlenosti tipa I kroz kanal investicija. Kako kroz kanal intermedijarne potrošnje nema izravno zaposlenih u elektranama koje koriste energiju sunca, multiplikator zaposlenosti tipa I i tipa II nema smisla određivati. Uzimajući u obzir preostala OIE postrojenja, kroz kanal intermedijarne potrošnje najveći multiplikator zaposlenosti i tipa I (12,27) i tipa II (18,51) ostvaruju vjetroelektrane.

**Tablica 7-4 Usporedba multiplikatora tipa I i tipa II za OIE postrojenja**

	Vjetroelektrane		Sunčane elektrane		Biomasa		Bioplín		Male hidroelektrane	
	Kanal inver- sticija	Kanal in- termed. potrošnje								
<b>Multiplikator tipa I</b>										
BDV	1,72	1,26	1,76	1,02	1,82	4,56	1,88	3,82	1,85	1,08
Zaposlenost	1,52	12,27	1,80	–	1,66	4,24	1,57	4,89	1,52	1,42
<b>Multiplikator tipa II</b>										
BDV	2,65	1,38	2,67	1,03	2,74	6,34	2,80	4,67	2,74	1,12
Zaposlenost	2,34	18,51	2,83	–	2,54	5,36	2,30	5,73	2,24	1,65

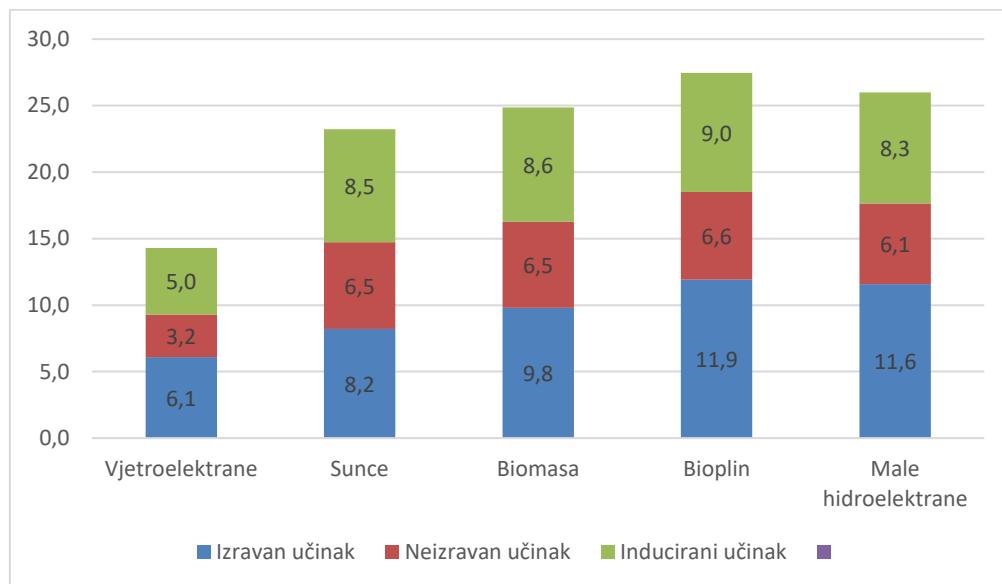
**Tablica 7-5 Kanal investicija, učinci na 1 milijun EUR vrijednosti ukupnih investicija**

	Vjetroelektrane	Sunčane elektrane	Bio-masa	Bioplín	Male hidroelektrane
<b>Bruto domaći proizvod u tisućama EURA</b>					
Izravan učinak	130.0	238.4	217.1	240.9	235.9
Neizravan učinak	94.2	181.0	178.1	212.9	200.6
Inducirani učinak	120.5	216.9	199.9	220.3	210.7
Ukupan učinak	344.6	636.3	595.1	674.1	647.3
<b>Broj zaposlenih u terminima godišnjeg inputa rada</b>					
Izravan učinak	6.1	8.2	9.8	11.9	11.6
Neizravan učinak	3.2	6.5	6.5	6.6	6.1
Inducirani učinak	5.0	8.5	8.6	9.0	8.3
Ukupan učinak	14.3	23.2	24.9	27.5	26.0

Tablica 7-5 prikazuje rasprostiranje izravnih, neizravnih i induciranih učinaka u terminima bruto domaćeg proizvoda i broja zaposlenih na 1 milijun EUR ukupnih investicija u promatranom razdoblju do 2016. godine. Valja napomenuti da za razliku od multiplikativnih učinaka koji mjeru samo omjer između ukupne BDV ili zaposlenosti po jediničnoj vrijednosti koju ostvari domaći proizvođač, intenzitet iskazan po vrijednosti investicija, u velikoj je mjeri ovisan o domaćih dobavljača u ukupnoj vrijednosti investicije. Iako su multiplikatori investicija podjednaki (Tablica 7-4), učinci iskazani po vrijednosti investicija značajno se razlikuju iz razloga što je udio domaćih dobavljača bitno različit za pojedine kategorije postrojenja, te multiplikator djeluje samo na dio vrijednosti investicije koji isporuči domaći proizvođač.

Najveći ukupni učinak na bruto domaći proizvod od 674 tisuće EUR (na ukupnu vrijednost investicije od 1 milijun EUR) ostvarile su elektrane na bioplín. Ulaganja u bioplinska postrojenja imaju gotovo 2 puta veći učinak na bruto domaći proizvod u usporedbi s ulaganjima u vjetroelektrane. Niski multiplikativni učinci vjetroelektrana rezultat su nižeg udjela domaćih dobavljača u ukupnoj vrijednosti investicije. Odstupanja bruto domaćeg proizvoda koji su ostvarile elektrane koje koriste sunce, elektrane na biomasu te male hidroelektrane u odnosu na bruto domaći proizvod ostvaren putem elektrana na bioplín nisu

značajna, te se u domaćem gospodarstvu ostvari BDV-a od 60-65% vrijednosti ukupne investicije. Elektrane na biopljin su putem kanala investicija generirale neizravno više od 15 zaposlenih u terminima godišnjeg inputa rada (na 1 milijun EUR investicije), slično kao i elektrane koje koriste sunce te elektrane na biomasu. Male hidroelektrane su ukupno generirale 26 zaposlenih, a vjetroelektrane 14 zaposlenih u terminima godišnjeg inputa rada.



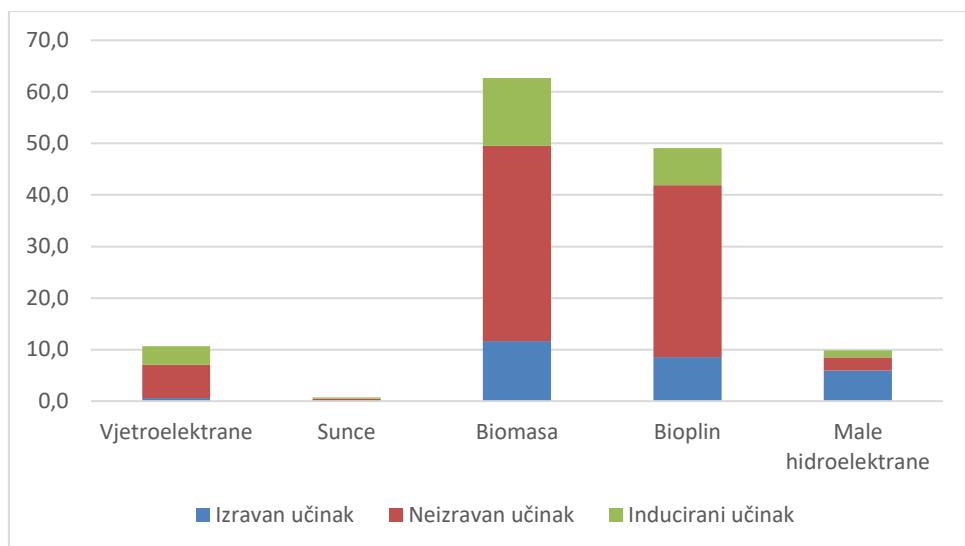
**Slika 7-3** Broj zaposlenih inducirani ulaganjem u OIE postrojenja vrijednosti 1 milijun EUR

Na slici 7-3 je prikazana struktura izravnog, neizravnog i induciranog učinka za broj zaposlenih na 1 milijun Eura ukupnih investicija za sve vrste analiziranih OIE postrojenja.

**Tablica 7-6** Kanal intermedijarne potrošnje, ukupni učinci na 1 milijun Eura vrijednosti proizvodnje

	Vjetroelektrane	Sunčane elektrane	Bio-masa	Bioplín	Male hidroelektrane
<b>Bruto domaći proizvod u tisućama EURA</b>					
Izravan učinak	739,1	973,6	188,9	215,8	916,3
Neizravan učinak	193,3	17,5	671,5	608,0	73,3
Inducirani učinak	91,0	7,4	336,5	183,5	35,3
Ukupan učinak	1023,3	998,6	1197,0	1007,3	1025,0
<b>Broj zaposlenih u terminima godišnjeg inputa rada</b>					
Izravan učinak	0,6	0,0	11,7	8,6	6,0
Neizravan učinak	6,5	0,5	37,8	33,3	2,5
Inducirani učinak	3,6	0,3	13,1	7,2	1,4
Ukupan učinak	10,7	0,7	62,7	49,1	9,8

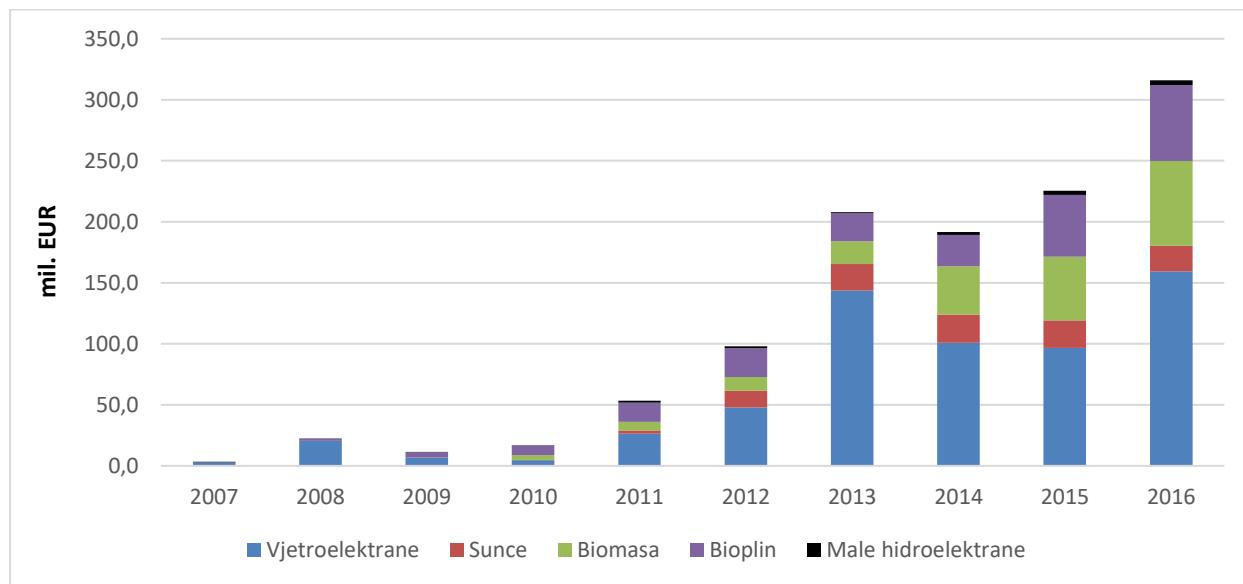
Ukupni učinci na bruto domaći proizvod na 1 milijun EUR vrijednosti proizvodnje putem kanala intermedijarne potrošnje većeg su intenziteta nego ukupni učinci ostvareni putem kanala investicija (Tablica 7-6). U slučaju vjetroelektrana, fotonaponskih sustava i hidroelektrana, udio intermedijarne potrošnje je nizak, te se u terminima nacionalnih računa, vrijednost proizvodnje (odnosno prihoda od prodaje električne energije po poticajnim cijenama) gotovo u potpunosti odražava kao izravno generirana bruto dodana vrijednost. Međutim, neizravni i inducirani učinci su kod ovih kategorija postrojenja praktički zanemarivi. Za razliku od navedenih postrojenja, izravan učinak na BDV u postrojenjima na biomasu i bioplín je nizak (zbog troškova sirovina), ali su njihove međusektorske veze s ostatkom gospodarstva (primarno poljoprivredno-prehrambenom industrijom) relativno intenzivne, te se ostvaruju razmjerno značajni neizravni i inducirani učinci. Elektrane na biomasu i bioplín neizravno su putem kanala intermedijarne potrošnje generirale 51, odnosno 40 zaposlenih u terminima godišnjeg inputa rada, što je 2,5 puta u slučaju elektrana na biomasu, odnosno u slučaju elektrana na bioplín 1,8 puta više od broja zaposlenih neizravno generiranih putem kanala investicija.



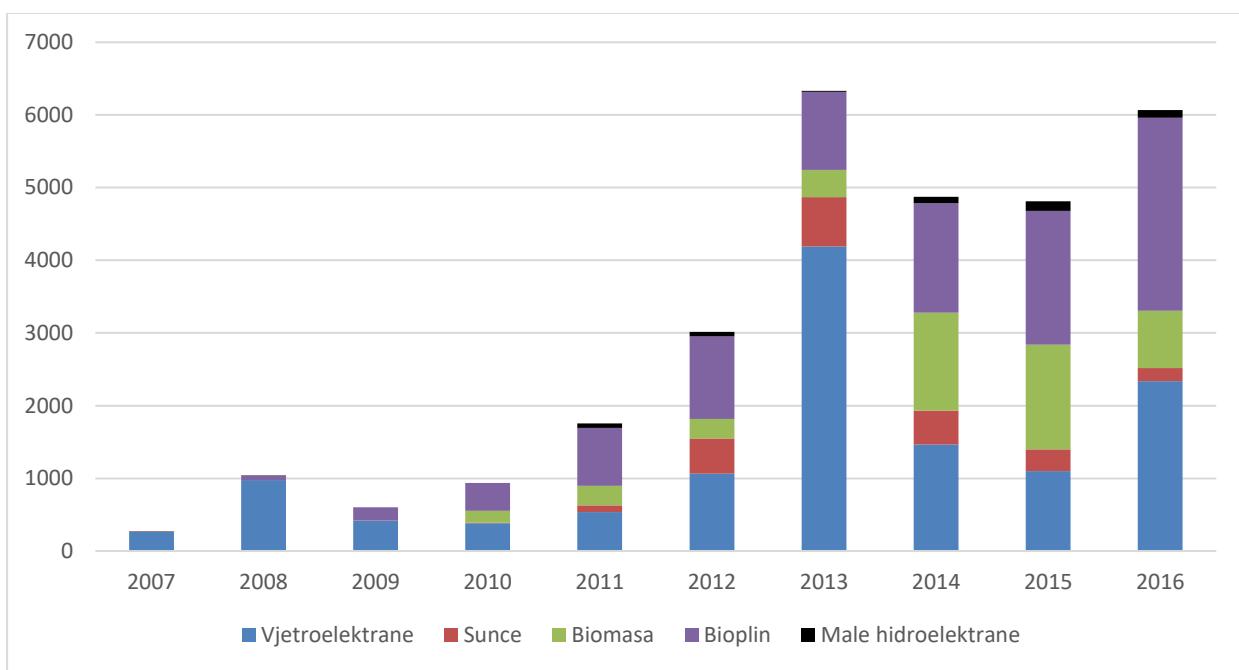
**Slika 7-4** *Ukupni učinci na broj zaposlenih u kanalu intermedijarne potrošnje iskazani po 1 milijun EUR vrijednosti proizvodnje*

Na slici 7-4 prikazana je struktura izravnog, neizravnog i induciranih učinaka za broj zaposlenih na 1 milijun Eura vrijednosti proizvodnje za sve vrste analiziranih OIE postrojenja.

Imajući u vidu dinamiku izgradnje postrojenja, ostvarenu razinu proizvodnje, te procijenjene učinke na 1 mil. EUR, ukupne učinke po godinama možemo prikazati slikama 7-5 i 7-6, a obuhvaćeni su sintetički učinci oba kanala širenja multiplikativnih učinaka – kanal investicija i kanal intermedijarne potrošnje. Valja naglasiti da je projekcija ukupnih učinaka po godinama podložna određenim greškama procjene budući se rezultati o strukturi investicija i intermedijarnih troškova za određeni skup postrojenja koja su sudjelovali u anketi projicira na ukupne vrijednosti za sva postrojenja. Time se implicitno prepostavlja da je struktura ulaganja i troškova ostalih jedinica podjednaka prosječnim vrijednostima za pojedine skupine postrojenja koja su bila obuhvaćena anketom. Ipak, ovakav pristup omogućuje donošenje okvirne ocjene o ukupnoj razini i dinamici rasprostiranja učinaka OIE investicija.



**Slika 7-5** *Ukupni učinci na BDV po vrstama OIE postrojenja, u mil. EUR, ukupni inducirani učinci*



**Slika 7-6** Ukupni učinci na zaposlenost po vrstama OIE postrojenja, ukupni inducirani učinci

U prilogu 2 su u tablicama za svako postrojenje detaljno prikazani učinci na 1 milijun Eura ukupnih investicija i proizvodnje po sektorima nacionalnog gospodarstva. Nazivi pojedinih sektora navedeni su u tablici 7-3.

## Zaključci

---

Multiplikativni učinci različitih vrsta postrojenja razlikuju se ovisno o tehničkoj strukturi investicijske opreme ugrađene u postrojenje.

Analizirajući kanal investicija, najveći multiplikator BDV tipa I detektiran je za elektrane na biopljin (1,88), dok se najmanja vrijednost analiziranog multiplikatora pripisuje vjetroelektranama s vrijednošću 1,72.

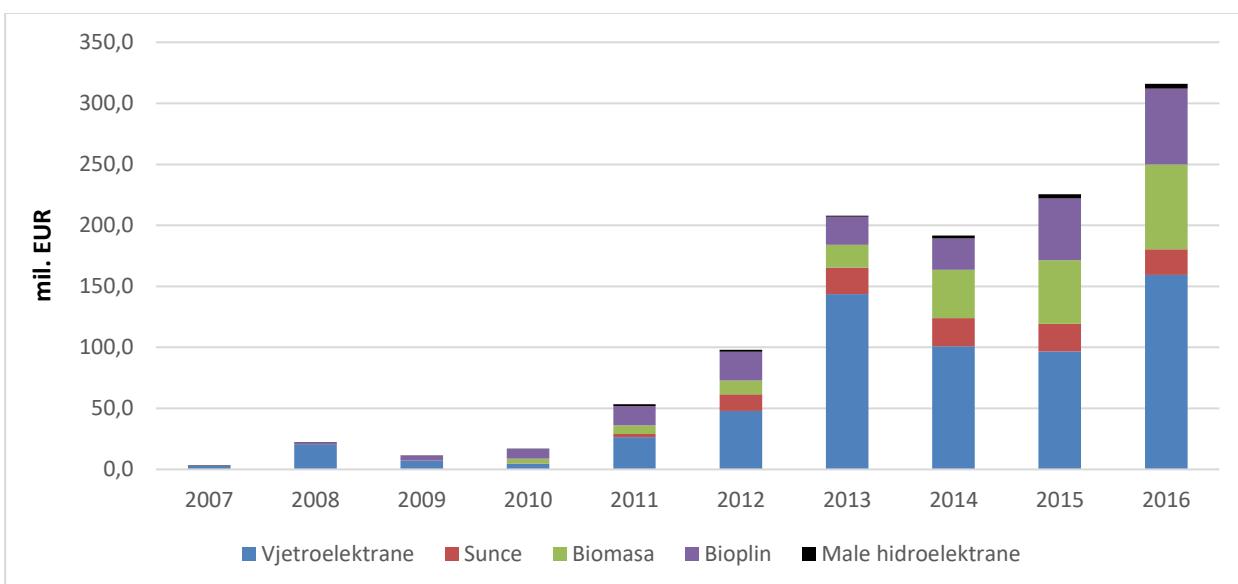
Obzirom na učinak inducirane osobne potrošnje, multiplikatori BDV tipa II svih OIE postrojenja bilježe veće vrijednosti u odnosu na vrijednosti multiplikatora BDV tipa I. Slično kao i u slučaju multiplikatora BDV tipa I, najveći multiplikator BDV tipa II pripisuje se elektranama na biopljin (2,80), a najmanji vjetroelektranama (2,65).

Multiplikatori zaposlenosti nešto su niži u odnosu na multiplikatore BDV, te se na 1 zaposlenika izravnog dobavljača investicijske opreme u ostalim jedinicama uključenima u lanac dodane vrijednosti, zaposli još od 1,2 do 1,8 osoba.

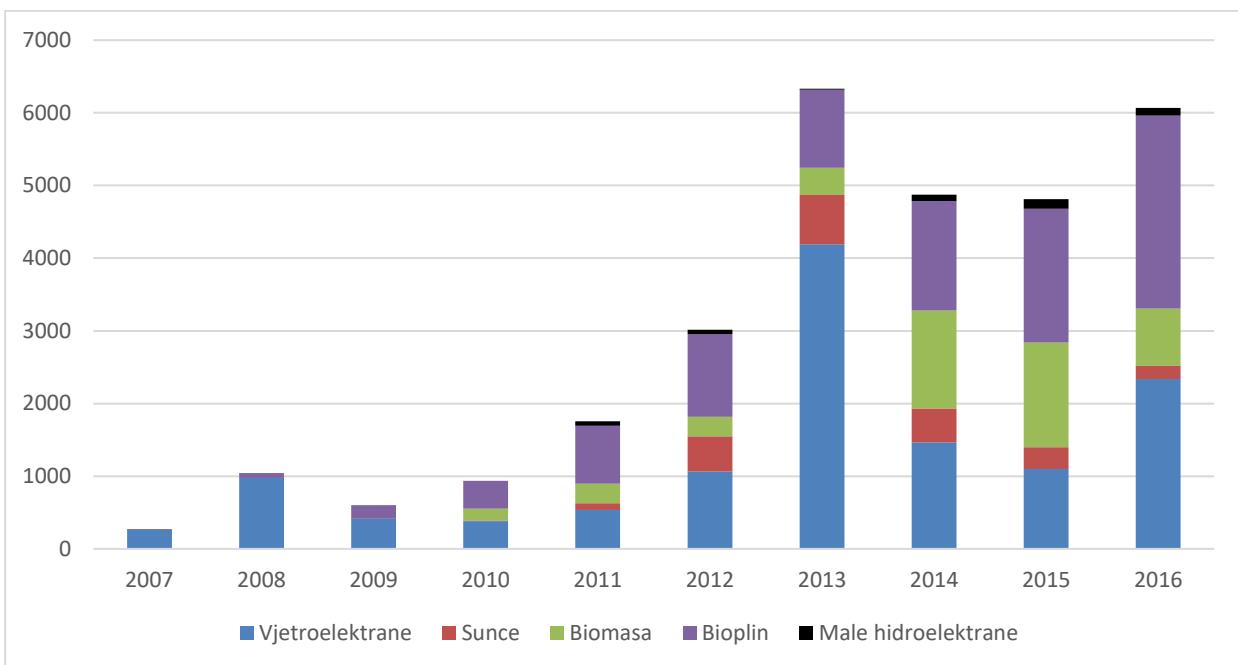
Za razliku od multiplikativnih učinaka u kanalu investicija, multiplikativni učinci u kanalu intermedijarne potrošnje značajno se razlikuju. Multiplikatori u ovom kanalu odražavaju intenzitet povezanosti proizvodnih procesa energetskih postrojenja tijekom redovnog operativnog rada i ostalih domaćih proizvođača. Pojedine vrste postrojenja poput elektrana na sunce, vjetra i hidroelektrana ne zahtijevaju veći obujam intermedijarnih inputa tijekom redovnog poslovanja, te imaju izrazito plitak lanac dodane vrijednosti koji obuhvaća tek ograničeni opseg usluga redovnog održavanja ili usluga osiguranja postrojenja. Druge pak vrste postrojenja, poput onih na biomasu ili biopljin, u redovnom radu koriste sirovine koji isporučuju ostali domaći proizvođači, te su njihovi multiplikativni učinci visoki. S aspekta kanala intermedijarne potrošnje, elektrane na biomasu bilježe najveći multiplikator BDV tipa I (4,56) i najveći multiplikator BDV tipa II (6,33), dok elektrane koje koriste energiju sunca bilježe najmanji multiplikator BDV tipa I (1,02) kao i najmanji multiplikator BDV tipa II (1,03).

Kod elektrana koje koriste energiju sunca zabilježen je najveći multiplikator zaposlenosti tipa I kroz kanal investicija. Kako kroz kanal intermedijarne potrošnje nema izravno zaposlenih u elektranama koje koriste energiju sunca, multiplikator zaposlenosti tipa I i tipa II nema smisla određivati. Uzimajući u obzir preostala OIE postrojenja, kroz kanal intermedijarne potrošnje najveći multiplikator zaposlenosti i tipa I (12,27) i tipa II (18,51) ostvaruju vjetroelektrane.

Imajući u vidu dinamiku izgradnje postrojenja, ostvarenu razinu proizvodnje, te procijenjene učinke na 1 mil. EUR, ukupne učinke po godinama prikazani su slikama dolje, a obuhvaćeni su sintetički učinci oba kanala širenja multiplikativnih učinaka – kanal investicija i kanal intermedijarne potrošnje. Valja naglasiti da je projekcija ukupnih učinaka po godinama podložna određenim greškama procjene budući se rezultati o strukturi investicija i intermedijarnih troškova za određeni skup postrojenja koja su sudjelovali u anketi projicira na ukupne vrijednosti za sva postrojenja. Time se implicitno pretpostavlja da je struktura ulaganja i troškova ostalih jedinica podjednaka prosječnim vrijednostima za pojedine skupine postrojenja koja su bila obuhvaćena anketom. Ipak, ovakav pristup omogućuje donošenje okvirne ocjene o ukupnoj razini i dinamici rasprostiranja učinaka OIE investicija.



**Slika 7-7** Ukupni učinci na BDV po vrstama OIE postrojenja, u mil. EUR, ukupni inducirani učinci



**Slika 7-8** Ukupni učinci na zaposlenost po vrstama OIE postrojenja, ukupni inducirani učinci

## 8. UTJECAJ NA MREŽU

U poglavlju su analizirani troškovi priključenja elektrana PPuSP-a (povlašteni proizvođač u sustavu poticaja) na elektroenergetsku mrežu (troškovi priključka i troškovi stvaranja tehničkih uvjeta u mreži), provedena je analiza odstupanja planova od ostvarenja (konzum, prekogranična razmjena električne energije, proizvodnja VE i SE), te su detaljno analizirane potražnja i realizacija sekundarne i tercijarne regulacije za uravnoteženje sustava zajedno sa pripadnim troškovima. Faktorom korelacije je ustavljena povezanost između odstupanja konzuma i VE s jedne strane i aktivacije energije uravnoteženja sustava s druge strane. Na kraju je dana procjena potrebne regulacijske snage i energije za potrebe uravnoteženja OIE u buduće.

### Analiza cjelokupne mrežne infrastrukture izgrađene za prihvat svih OIE

Sukladno Pravilniku o naknadi za priključenje na elektroenergetsку mrežu i za povećanje priključne snage (NN, br. 28/06) koji je bio na snazi u vremenskom periodu koji obrađuje ova studija, a koji je prestao važiti 1. siječnja 2018. godine stupanjem na snagu Metodologije utvrđivanja naknade za priključenje na elektroenergetsku mrežu novih korisnika mreže i za povećanje priključne snage postojećih korisnika mreže (NN, br. 51/17), naknada za priključenje namijenjena je financiranju izgradnje priključka i stvaranju dijela tehničkih uvjeta u mreži.

Pri tome, izgradnja priključka obuhvaća **Error! Reference source not found.]**:

- a) izradu elaborata optimalnoga tehničkog rješenja izgradnje priključka, osim za priključenje na niskonaponsku i srednjénaponsku mrežu,
- b) izradu potrebne investicijsko-tehničke dokumentacije,
- c) stjecanje prava građenja i prava služnosti za korištenje priključka,
- d) ishodište potrebnih dozvola za građenje priključka,
- e) izvođenje građevinskih radova, s potrebnim materijalom i opremom,
- f) izvođenje elektromontažnih radova, s potrebnim materijalom i opremom,
- g) opremanje obračunskoga mjernog mjesta mjernom opremom (osim za proizvođača),
- h) potrebna ispitivanja i
- i) priključenje na mrežu.

U trenutku završetka izrade ove studije (početak 2018.) u Hrvatskoj je bilo ukupno izgrađeno 20 VE, od čega ih je 14 priključeno na prijenosnu, a 6 na distribucijsku mrežu. 19 VE je u redovnom pogonu, a 1 u probnom pogonu. Podaci o troškovima priključka prikupljeni su za svih 14 VE na prijenosnoj mreži, ukupne instalirane snage 520,35 MW. Stvarni troškovi priključka 14 vjetroelektrana priključenih na 110 kV naponsku razinu iznose 215.173.086,37 kn i u cijelosti su ih snosili proizvođači. **To podrazumijeva prosječni trošak priključka VE na prijenosnu mrežu u iznosu od 414 kn/kW.**

Troškovi priključka na distribucijsku mrežu prikupljeni su za 1655 elektrana (manji dio tih elektrana nije u sustavu poticaja) ukupne priključne snage 188.924 kW i ukupno su iznosili 108.696.195 kn. **To daje prosječni trošak priključka elektrana na distribucijsku mrežu u iznosu od 575 kn/kW.** U ovim podacima nisu obuhvaćene elektrane priključene na distribucijsku mrežu prije 2000. godine (30 kom, 85,7 MW).

Osim troškova priključka, dakle od postrojenja elektrane do postojeće mreže, postoje i troškovi pojačanja postojeće mreže koji se nazivaju „stvaranje tehničkih uvjeta u mreži“. To predstavlja izgradnju novih dijelova mreže i/ili rekonstrukciju postojećih dijelova mreže, radi korištenja mreže u okviru odobrenе priključne snage, a financira se dijelom iz naknade za priključenje i dijelom iz naknade za korištenje mreže. Pored navedenog, stvaranje tehničkih uvjeta u mreži podrazumijeva i dogradnju sustava za mjerjenje i za zaštitu, te procesnog sustava i telekomunikacija u mreži, potrebnih za pogon mreže nakon priključenja građevine proizvođača ili kupca na mrežu. Obveznik plaćanja stvarnih troškova stvaranja tehničkih uvjeta u mreži razlikuje se prema tome na koju naponsku razinu se priključuje proizvodno postrojenje. Tako u slučaju priključenja na niskonaponsku i srednjenačinsku mrežu proizvođač u cijelosti financira stvaranje tehničkih uvjeta u mreži, dok se u slučaju priključenja na visokonaponsku mrežu udio proizvođača u financiranju stvaranja tehničkih uvjeta u mreži utvrđuje prema načelima navedenim u **Error! Reference source not found.**].

Za tri vjetroelektrane priključene na 110 kV prijenosnu mrežu trošak stvaranja tehničkih uvjeta u mreži (STUM) u cijelosti je pripao proizvođaču u iznosu 7.146.952,00 kn, dok su za dvije vjetroelektrane također priključene na 110 kV prijenosnu mrežu trošak stvaranja tehničkih uvjeta u mreži podijelili operator prijenosnog sustava u iznosu od 7.285.261,71 kn i proizvođač u iznosu od 4.475.173,71 kn, kako je prikazano u sljedećoj tablici. Za ostalih 9 VE nije postojao trošak stvaranja tehničkih uvjeta u mreži.

**Tablica 8-1** Trošak priključka i trošak stvaranja tehničkih uvjeta u mreži za VE priključene na prijenosnu mrežu

Broj VE	TROŠAK PRIKLJUČKA [kn, bez PDV-a]	TROŠKOVI STUM - HOPS [kn, bez PDV-a]	TROŠKOVI STUM - PROIZVOĐAČ [kn, bez PDV-a]
3	47.400.656,65 kn	- kn	7.146.952,00 kn
2	30.225.283,28 kn	7.285.261,71 kn	4.475.173,71 kn
9	137.547.146,44 kn	- kn	- kn
<b>UKUPNO: 14</b>	<b>215.173.086,37 kn</b>	<b>7.285.261,71 kn</b>	<b>11.622.125,71 kn</b>

Pri tome je bitno napomenuti da tehničke uvjete i troškove priključenja građevine proizvođača na srednjenačinsku ili visokonačinsku mrežu operator distribucijskog sustava ili operator prijenosnog sustava utvrđuje na temelju elaborata optimalnoga tehničkog rješenja priključenja čiji trošak izrade također u cijelosti plaća proizvođač.

Temeljem dosadašnjih analiza i studija, te desetogodišnjih planova razvoja prijenosne mreže pod ingencijom HOPS-a **Error! Reference source not found.**], može se konstatirati da izgradnja VE snage 744 MW (postojeće vjetroelektrane + vjetroelektrane s Ugovorom o priključenju na prijenosnu i distribucijsku mrežu + vjetroelektrane s Ugovorom s HROTE-om) neće zahtijevati veće investicije u razvoj i izgradnju, te revitalizaciju prijenosne mreže. Izgradnja VE ukupne snage do okvirno 1000 MW neće tražiti velika dodatna ulaganja u pojačanja i revitalizaciju prijenosne mreže, no ista bi značajno narasla u slučaju izgradnje VE ukupne snage veće od 1000 MW radi stvaranja tzv. „zonskih priključaka“ i nužnih pojačanja mreže 400 kV.

Također, potrebno je napomenuti da je hrvatski EES jedan od najpovezanijih elektroenergetskih sustava u Europi s ukupno oko 15.000 MVA instalirane snage prekograničnih vodova. U tom smislu su velike

mogućnosti prekogranične razmjene električne energije, te sudjelovanja na budućem očekivanom regionalnom mehanizmu uravnoteženja i općenito tržištu električne energije.

Eventualni troškovi zagušenja i redispečiranja nisu obrađeni u ovom poglavlju već su dio tržišnih analiza provedenih u poglavlju 6.

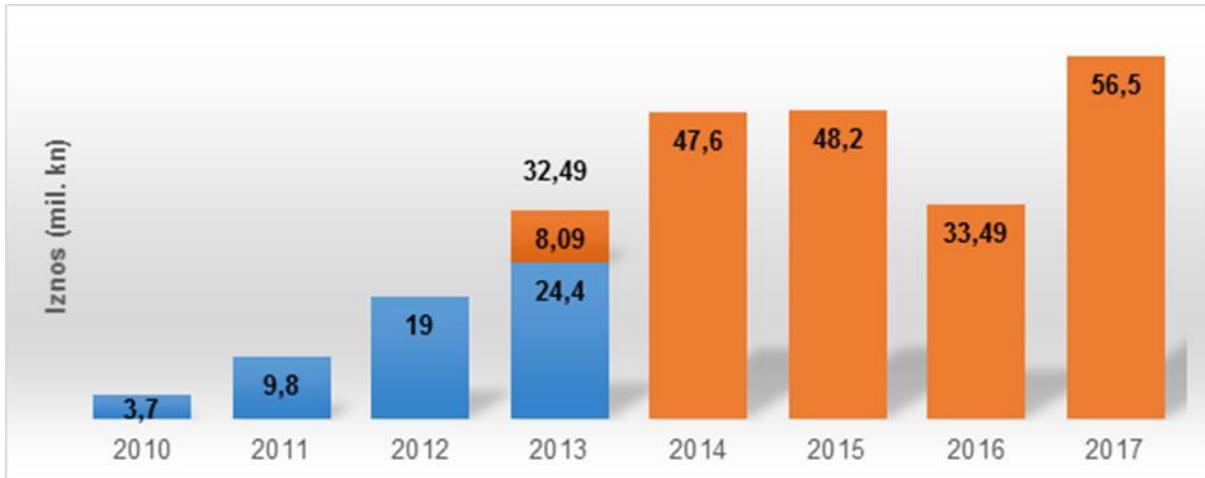
## Troškovi pomoćnih usluga sustava

Prema Zakonu o tržištu električne energije (NN, br. 120/12, 14/14, 102/15) HOPS je između ostalog dužan održavati frekvenciju sustava, obavljati kontinuirano uravnoteženje sustava prema tržišnim načelima te načelima transparentnosti i nepristranosti, kao i nabavljanje pomoćne usluge u prijenosnom sustavu prema načelima razvidnosti i nepristranosti. Uslugu održavanja frekvencije u sustavu HOPS provodi nabavljanjem pomoćnih usluga od korisnika mreže, odnosno korištenjem primarne, sekundarne i tercijarne regulacije proizvodnih jedinica. Primarna regulacija služi isključivo za regulaciju frekvencije te je prema Mrežnim pravilima ova usluga obvezna i to bez finansijske kompenzacije pružateljima ove usluge. U slučaju pojave viška ili manjka električne energije u elektroenergetskom sustavu HOPS mora uravnotežiti sustav za što nabavlja pomoćnu uslugu sekundarne i tercijarne regulacije. Usluga sekundarne i tercijarne regulacije koristi se za regulaciju frekvencije i snage razmjene, odnosno za uravnoteženje sustava u slučaju kada postoji odstupanje ostvarenih od planiranih vrijednosti (regulacijska pogreška elektroenergetskog sustava). Primarna regulacija se jedina u pravom smislu riječi koristi za regulaciju frekvencije, regulaciju snage razmjene i uravnoteženje sustava. Osnovna zadaća sekundarne i tercijarne regulacije je oslobođanje primarne i sekundarne regulacije u skladu s Mrežnim pravilima i s tim u svezi preuzimaju funkciju primarne odnosno sekundarne regulacije. U nastavku se analizira ukupni trošak po osnovu usluga sustava, dok se potražnja, realizacija i trošak sekundarne i tercijarne energije obrađuje u zasebnom poglavlju.

Sukladno važećim Pravilima o uravnoteženju elektroenergetskog sustava (NN, br. 133/06, 135/11) opskrbljivači koji nisu u obvezi javne usluge opskrbe plaćaju energiju uravnoteženja temeljem svog odstupanja od ugovorenih rasporeda, dok povlašteni proizvođači koji su u sustavu poticaja (PPuSP) nisu direktno odgovorni za svoje odstupanje, već je za trošak njihovog uravnoteženja (bio) nadležan Operator tržišta (HROTE). Za razliku od opskrbljivača koji nisu u obvezi javne usluge opskrbe, trošak uravnoteženja PPuSP-a izračunavao se paušalno temeljem ukupno proizvedene i isporučene električne energije PPuSP-a. Tako je HROTE je do 1. studenog 2013. godine plaćao trošak za uravnoteženje PPuSP-a koji se određivao kao umnožak ukupno proizvedene i isporučene električne energije PPuSP-a i jedinične cijene za pokrivanje troškova uravnoteženja PPuSP-a koja je određena Metodologijom za određivanje cijena za obračun električne energije uravnoteženja subjektima odgovornim za odstupanje (NN, br. 121/13, 82/14, 132/14) te iznosi 10% vrijednosti tarifne stavke za radnu energiju po jedinstvenoj dnevnoj tarifi za opskrbu električnom energijom u okviru univerzalne usluge, tarifni model Plavi (10 % od 0,53 kn/kWh, bez PDV-a). Drugim riječima, budući da PPuSP nemaju nikakvu obvezu predviđanja vlastite proizvodnje, tako nije bilo ni mjerena stvarnog odstupanja od ugovorenih rasporeda.

HROTE je na temelju podataka o ostvarenoj proizvodnji PPuSP, nakon što mu ih prethodno dostave HOPS i HEP-ODS, izračunavao mjesечne troškove uravnoteženja PPuSP te ih plaćao HOPS-u iz naknada za poticanje proizvodnje električne energije iz OIEIK. Vlada Republike Hrvatske je na sjednici održanoj 17. listopada 2013. godine donijela Uredbu o naknadi za poticanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije (NN, br. 128/13) kojom je ukinula dotadašnju praksu, te sukladno članku 6 predmetne Uredbe izričito propisala da se sredstva naknade za poticanje ne mogu koristiti za plaćanje troškova uravnoteženja nastalih zbog odstupanja u vrijednostima planirane i proizvedene električne energije u proizvodnim postrojenjima proizvođača u sustavu poticanja proizvodnje električne energije, osim za proizvodna postrojenja čija se proizvodnja koristi za opću potrošnju objekta na kojemu

je integrirano proizvodno postrojenje. Na slici 8-1 prikazani su procijenjeni godišnji troškovi za uravnoteženje PPuSP (plavom bojom su označeni troškovi koje je platio HROTE, a narančastom bojom troškovi koje je platio HOPS).



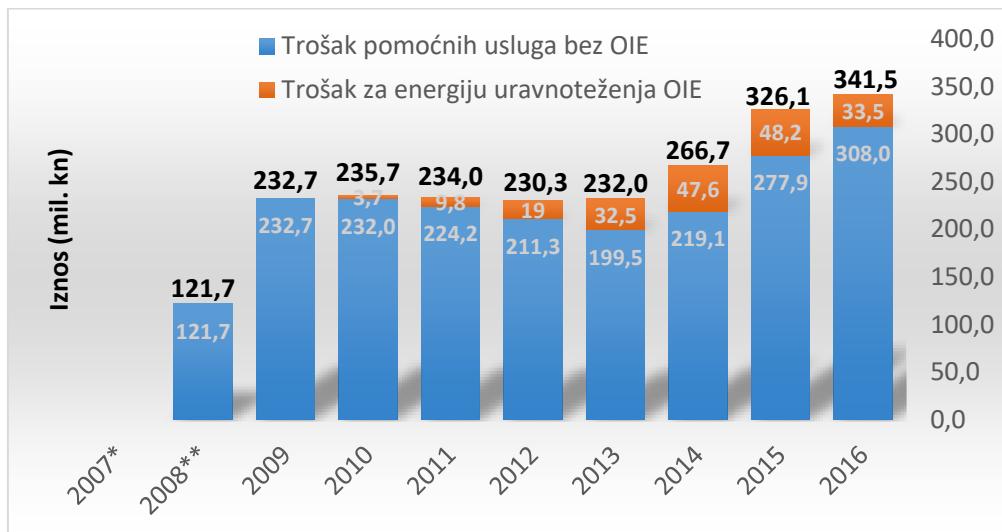
**Slika 8-1** *Ukupni procijenjeni trošak energije uravnoteženja OIE*

Navedena Uredba onemogućila je dotadašnji način financiranja troškova uravnoteženja PPuSP, ali istodobno nije odredila alternativni način prikupljanja sredstava za podmirenje tih troškova. Zbog toga od 1. studenog 2013. godine HROTE više ne plaća iznos potreban za uravnoteženje PPuSP-a te su u poslovanju HOPS-a smanjeni prihodi od energije uravnoteženja na korisničkoj strani uravnoteženja. Iznos koji je HROTE plaćao za uravnoteženje PPuSP-a konstantno je rastao povećanjem broja PPuSP, te bi u 2013. godini dosegnuo gotovo 32,5 milijuna kuna (do listopada je plaćeno 24,4 milijuna kuna) da nije donesena predmetna Uredba i obustavljeni plaćanje troška uravnoteženja PPuSP-a za studeni i prosinac 2013. godine. Na taj način nastao je dodatni problem u integraciji povlaštenih proizvođača u sustav, jer je ukinut dotadašnji princip pokrivanja pripadnog troška uravnoteženja, a i do tada necjeloviti mehanizam uravnoteženja se dodatno poremetio. Povrh toga, obzirom na značajne iznose sredstava koji su se do tada uplaćivali na ime pokrivanja troškova uravnoteženja PPuSP, ovakvo stanje predstavlja i veliki finansijski problem HOPS-u koji i dalje ima stvarni trošak za uravnoteženje odstupanja PPuSP kojeg je dužan platiti pružateljima usluge, odnosno proizvođačima. Procjenjuje se da je HOPS od studenog 2013. godine do konca 2017. godine platio na ime troška uravnoteženja OIE gotovo 194 milijuna kuna, dok je HROTE podmirio troškove uravnoteženja OIE u periodu 2010. – listopad 2013. u iznosu od 56,9 milijuna kuna.

HOPS je pomoćne usluge nabavljao isključivo od HEP-Proizvodnje, temeljem bilateralnih ugovora unutar kojih su bile definirane i cijene pružanja pojedinih pomoćnih usluga.

Na slici 8-2 prikazani su ukupni troškovi za sve pomoćne usluge u sustavu. S obzirom na količinu instalirane snage OIE, u proteklom razdoblju HOPS nije ugovarao dodatnu rezervu snage samo zbog uravnoteženja OIE. Drugim riječima, količina rezerve snage korištena za potrebe uravnoteženja ostalih dionika bila je dovoljna i za uravnoteženje OIE. Stoga je na slici 8-2 narančastom bojom prikazan samo trošak za energiju uravnoteženja OIE. Uspoređujući iznose sa slike 8-1 koje je HROTE plaćao na ime troška uravnoteženja za PPuSP s ukupnim troškovima svih pomoćnih usluga u EES Hrvatske može se zaključiti da se udio plaćenih troškova uravnoteženja PPuSP u ukupnim troškovima svih pomoćnih usluga

u EES Hrvatske kretao u rasponu od 1,6% 2010. godine do 10,5% 2013. godine (ako se gleda koliko je uplaćeno do listopada 2013. godine, odnosno procjena je oko 14% za cijelu 2013. godinu). Naravno, navedeni udio je rastao s porastom instalirane snage PPuSP.



\* Nije ugovorenog; \*\* Obračunava se polovina godine

**Slika 8-2** *Ukupni troškovi svih pomoćnih usluga u EES Hrvatske*

Potrebno je napomenuti da se izmjenama i dopunama zakona, odnosno novim Zakonom o OIEiVUK (NN, br. 100/15, 123/16, 131/17) koji je stupio na snagu 1. siječnja 2016. godine, uvodi model bilančnih grupa, s posebnim statusom tzv. EKO bilančne grupe. PPuSP su članovi, a voditelj EKO bilančne grupe je HROTE koji ima obvezu planiranja proizvodnje električne energije za EKO bilančnu grupu temeljem dostavljenih podataka članova EKO bilančne grupe. Troškove nastale obračunom energije uravnuteženja EKO bilančne grupe podmiruje HROTE iz:

- sredstava za isplatu poticaja iz članka 37. Zakona o OIEiVUK (NN, br. 100/15, 123/16) i
- mjesечne naknade koju plaćaju članovi EKO bilančne grupe čija priključna snaga proizvodnog postrojenja prelazi 30 kW.

Početak rada EKO bilančne grupe bio je predviđen za 1. siječnja 2018. godine, ali je odgođen za 1. siječnja 2019. godine temeljem izmjena i dopuna Zakona o OIEiVUK (NN, br. 100/15, 123/16, 131/17), što je ponovno zakomplikiralo uspostavu cjelovitog i održivog mehanizma uravnuteženja EES u Hrvatskoj.

Prema službenim podacima HOPS-a trošak uravnuteženja sustava koji se po Metodologiji za određivanje cijena za obračun električne energije uravnuteženja (NN 71/16, 112/16) pridjeljuje bilančnim grupama (dakle, ne ukupni trošak uravnuteženja, nego ukupna energija uravnuteženja + 20% ukupne snage rezerve) za period travanj-prosinac 2017. godine (tj. od stupanja na snagu izmjena i dopuna Pravila o uravnuteženju elektroenergetskog sustava do kraja 2017. godine) iznosi 121,6 mil. kn, od čega se iznos od 45,2 mil. kn (37%) odnosi na EKO bilančnu grupu. **To bi podrazumijevalo da bi prema novim propisima trošak uravnuteženja EKO bilančne grupe za cijelu 2017. godinu iznosio oko 56,5 mil.kn.**

## Analiza odstupanja konzuma od plana

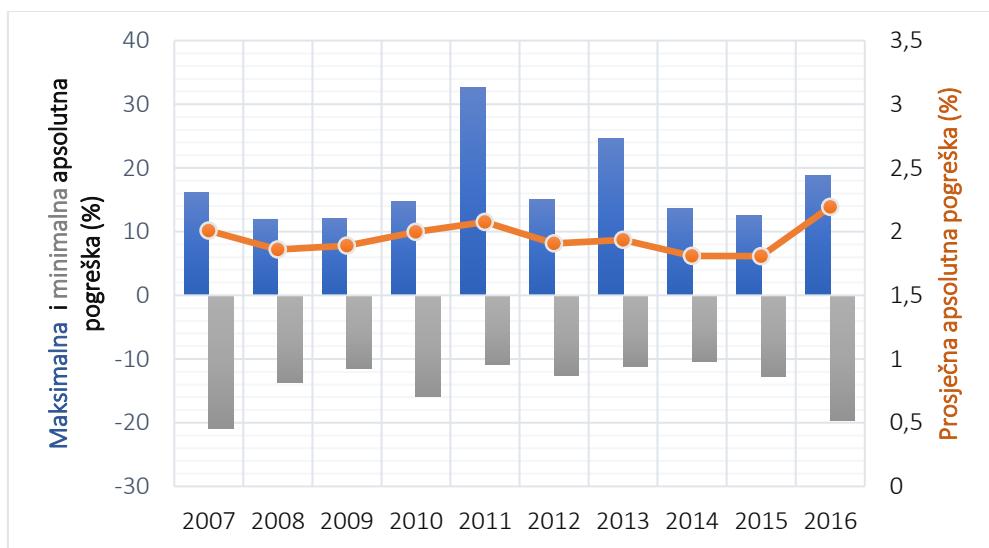
Neravnotežu unutar EES osim intermitentnih izvora električne energije poput vjetroelektrana i sunčanih elektrana, uzrokuju i pogreške u planiranju konzuma. Isto se unutar HOPS-a izvodi satno za dan unaprijed, osim za dane vikenda kada se prognoza za cijeli vikend vrši zadnji radni dan koji prethodi vikendu. Svi opskrbljivači bi trebali planirati konzum kojeg oni opskrbljuju, te kao subjekti odgovorni za odstupanje te svoje planove dostavljati HOPS-u koji ih onda sumira i definira plan konzuma cijelog sustava.

Za potrebe ove studije od strane HOPS-a dostavljeni su podaci o satnim planovima i ostvarenju konzuma u razdoblju 2007.-2016. godina. U navedenom periodu najviša ukupna potrošnja ostvarena je daleke 2008. godine, gotovo 17,8 GWh, kako je prikazano u sljedećoj tablici.

**Tablica 8-2 Ostvareni ukupni konzum Hrvatske u razdoblju 2007.-2016.**

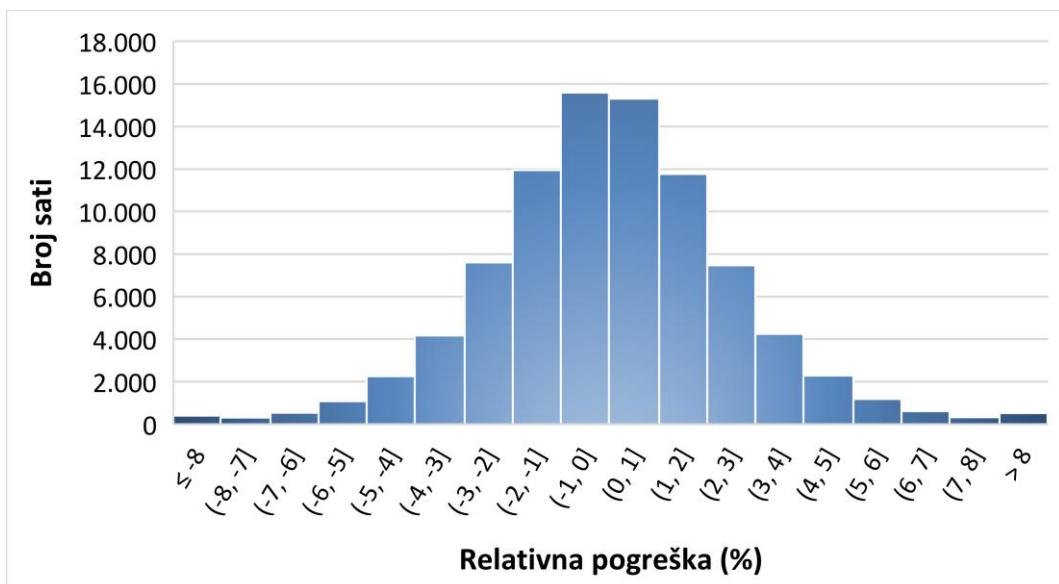
Godina	Ukupno (MWh)	Maksimalno satno opterećenje (MWh/h)	Minimalno satno opterećenje (MWh/h)
2007	17.278.423,92	3.098,33	1.143,25
2008	17.788.104,23	3.009,09	1.182,16
2009	17.526.366,18	3.120,26	1.151,43
2010	17.631.526,07	3.118,09	1.112,94
2011	17.420.877,20	2.970,08	1.168,27
2012	17.153.094,05	3.193,39	1.112,31
2013	16.931.840,89	2.812,79	1.101,35
2014	16.407.721,19	2.974,10	1.102,15
2015	16.954.309,13	2.950,06	1.156,64
2016	16.968.391,59	2.817,94	1.097,91

Prosječna godišnja absolutna pogreška planiranja konzuma u navedenom vremenskom horizontu kretala se od 1,8% do 2,2%, pri čemu su zabilježeni ekstremi od 32,6% (satni plan veći od satnog ostvarenja konzuma) i -20,1% (plan manji od ostvarenja), kako je prikazano na slici 8-3.



**Slika 8-3** Maksimalna, minimalna i prosječna apsolutna pogreška planiranja konzuma u razdoblju 2007.-2016.

Ukupna energija koja je bila potrebna za uravnoteženje odstupanja konzuma od plana u razdoblju 2007.-2016. iznosila je 1.714 GWh prema dolje (prognoza je bila veća od ostvarenja pa bi trebalo smanjiti proizvodnju generatora koji sudjeluju u P/f regulaciji), te 1.660 GWh prema gore (prognoza je bila manja od ostvarenja pa bi trebalo povećavati proizvodnju generatora koji sudjeluju u P/f regulaciji). Čak 35% planiranih vrijednosti konzuma su bile unutar pogreške od  $\pm 1\%$ , kako je prikazano na slici 8-4. Ostali pokazatelji kvalitete planiranja konzuma prikazani su u tablici 8-3.



**Slika 8-4** Distribucija relativnih pogrešaka planiranja konzuma Hrvatske u razdoblju 2007.-2016.

**Tablica 8-3 Pokazatelji kvalitete planiranja konzuma**

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Ukupno
<i>Maksimalno odstupanje od plana - prognoza manja od ostvarenja (MWh/h)</i>	420	258	247	287	279	310	243	216	268	456	456
<i>Maksimalno odstupanje od plana - prognoza veća od ostvarenja (MWh/h)</i>	318	219	258	308	518	261	272	258	279	247	518
<i>Maksimalno odstupanje od plana (% ostvarenog konzuma)</i>	20,9	13,7	12,1	15,9	32,6	15,0	24,7	13,6	12,7	19,6	32,6
<i>Prosječna apsolutna vrijednost odstupanja (MWh/h)</i>	40,2	38,1	38,2	40,0	41,1	37,7	37,9	34,1	35,3	42,5	38,5
<i>Prosječna apsolutna vrijednost odstupanja (% ostvarenog konzuma)</i>	2,0	1,9	1,9	2,0	2,1	1,9	1,9	1,8	1,8	2,2	1,9
<i>Energija za uravnoteženje - prognoza manja od ostvarenja (GWh)</i>	164	159	150	175	136	179	190	143	157	206	1660
<i>Energija za uravnoteženje - prognoza veća od ostvarenja (GWh)</i>	188	175	185	176	224	152	142	156	152	167	1714

## Analiza plana i ostvarenja proizvodnje OIE

Budući da prema dosadašnjim zakonskim rješenjima PPuSP nisu bili u obvezi predviđati proizvodnju električne energije, HOPS je od 2011. godine samoinicijativno započeo s predviđanjem proizvodnje vjetroelektrana. Prognoza proizvodnje VE u promatranom razdoblju provodila se za dan unaprijed, a od uvođenja prognoze HOPS ju je kontinuirano unaprjeđivao. U tablici 8-4 prikazane su HOPS-ove prosječne godišnje absolutne pogreške planiranja proizvodnje VE u odnosu na instaliranu snagu. Napredak u točnosti predviđanja je više nego očit, sa 12% u 2012. godini na manje od 8% u 2016. godini.

Na slici 8-5 prikazane su relativne satne pogreške prognoze proizvodnje VE od strane HOPS-a, odnosno razlika između prognozirane i ostvarene satne proizvodnje svih VE. Maksimalna pozitivna pogreška prognoze proizvodnje VE (prognoza veća od ostvarenja) iznosila je 219,4 MWh/h, dok je maksimalna negativna pogreška prognoze proizvodnje VE (prognoza manja od ostvarenja) iznosila -253,9 MWh/h.

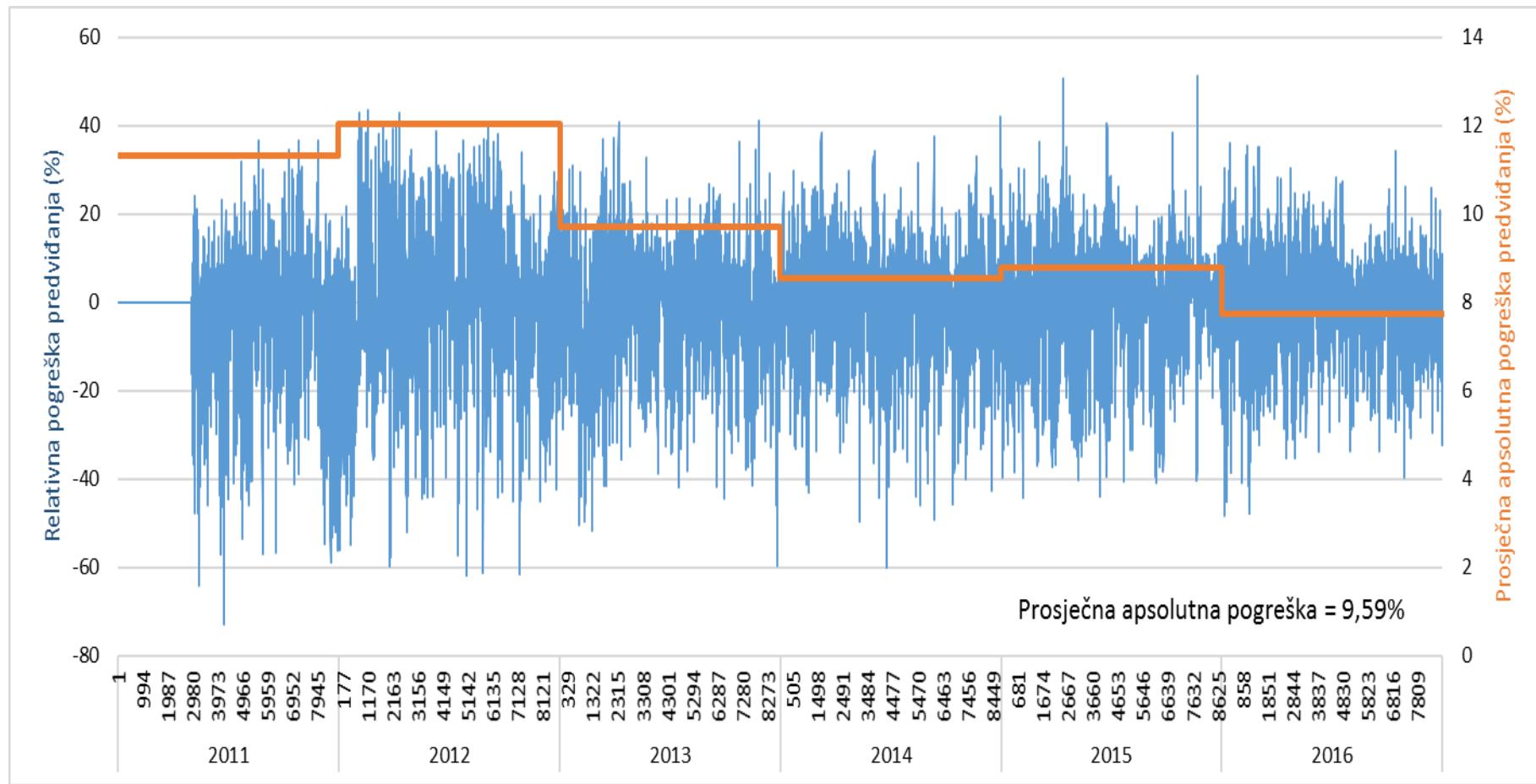
Slika 8-6 prikazuje potrebne energije uravnoteženja VE nastale zbog odstupanja proizvodnje VE od HOPS-ovog plana. Kako se sa slike vidi, potrebne energije uravnoteženja su rasle s porastom ukupno instalirane snage VE.

**Tablica 8-4 Prosječna absolutna pogreška planiranja proizvodnje VE od strane HOPS-a**

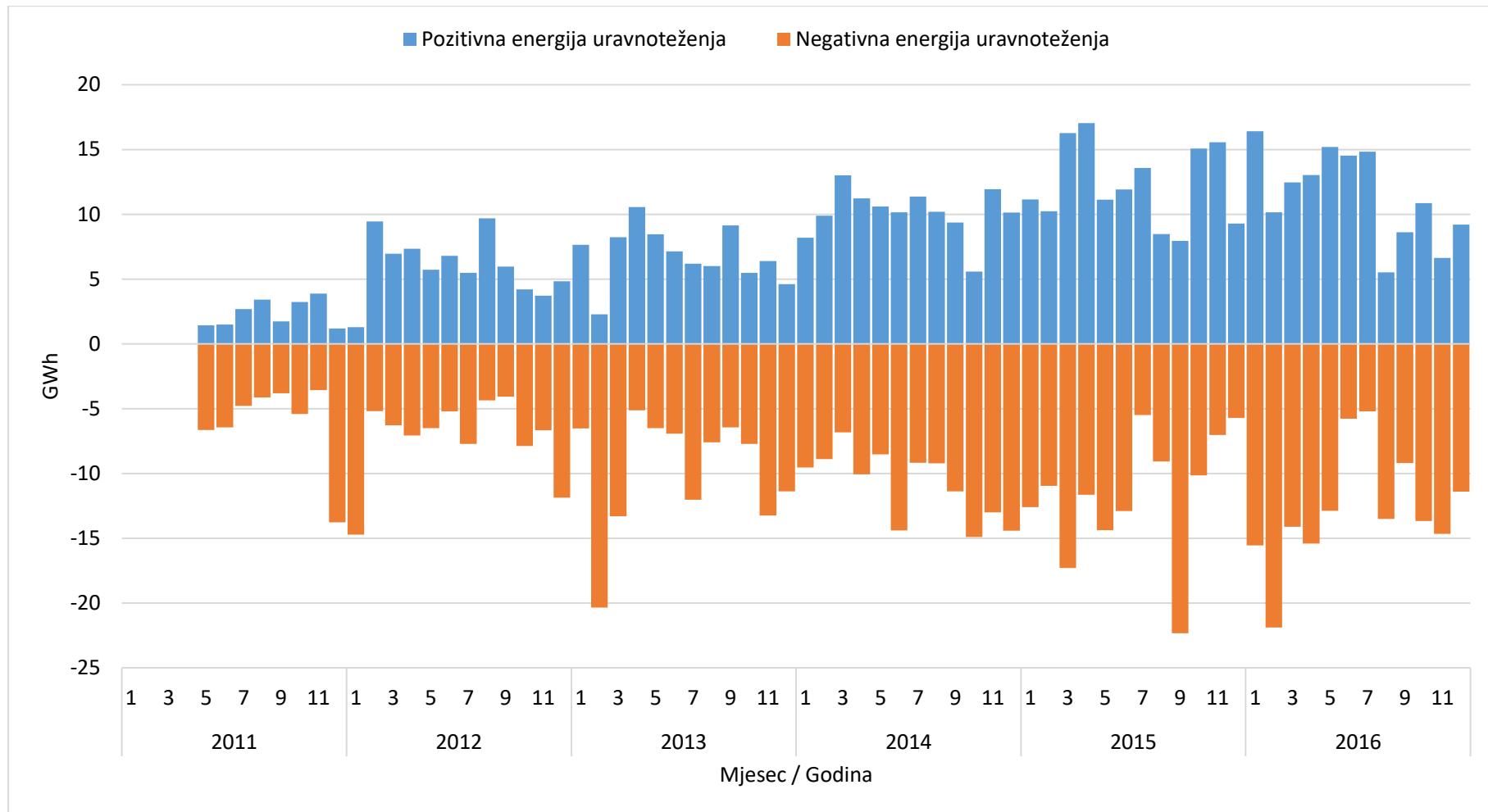
Godina	Prosječna absolutna pogreška (%)
2011	11,33
2012	12,04
2013	9,71
2014	8,53
2015	8,78
2016	7,73
<b>Ukupno</b>	<b>9,59</b>

HROTE je, kao budući voditelj EKO bilančne grupe koji ima obvezu planiranja proizvodnje OIE, od svibnja 2016. godine također uveo satno planiranje proizvodnje VE te od srpnja iste godine satno planiranje proizvodnje SE, kao dva najdominantnija OIE koji ujedno imaju i najteže predvidivu proizvodnju. U intermitentne OIE pored VE i SE još se ubrajaju i male hidroelektrane, ali je njihova ukupno instalirana snaga u ovom trenutku puno manja nego kod druga dva spomenuta izvora. Za planiranje proizvodnje ostalih OIE koriste se od strane vlasnika elektrana dostavljeni planovi proizvodnje za dan unaprijed budući da je njihova proizvodnja lako upravljiva i u svakom trenutku lako predvidiva.

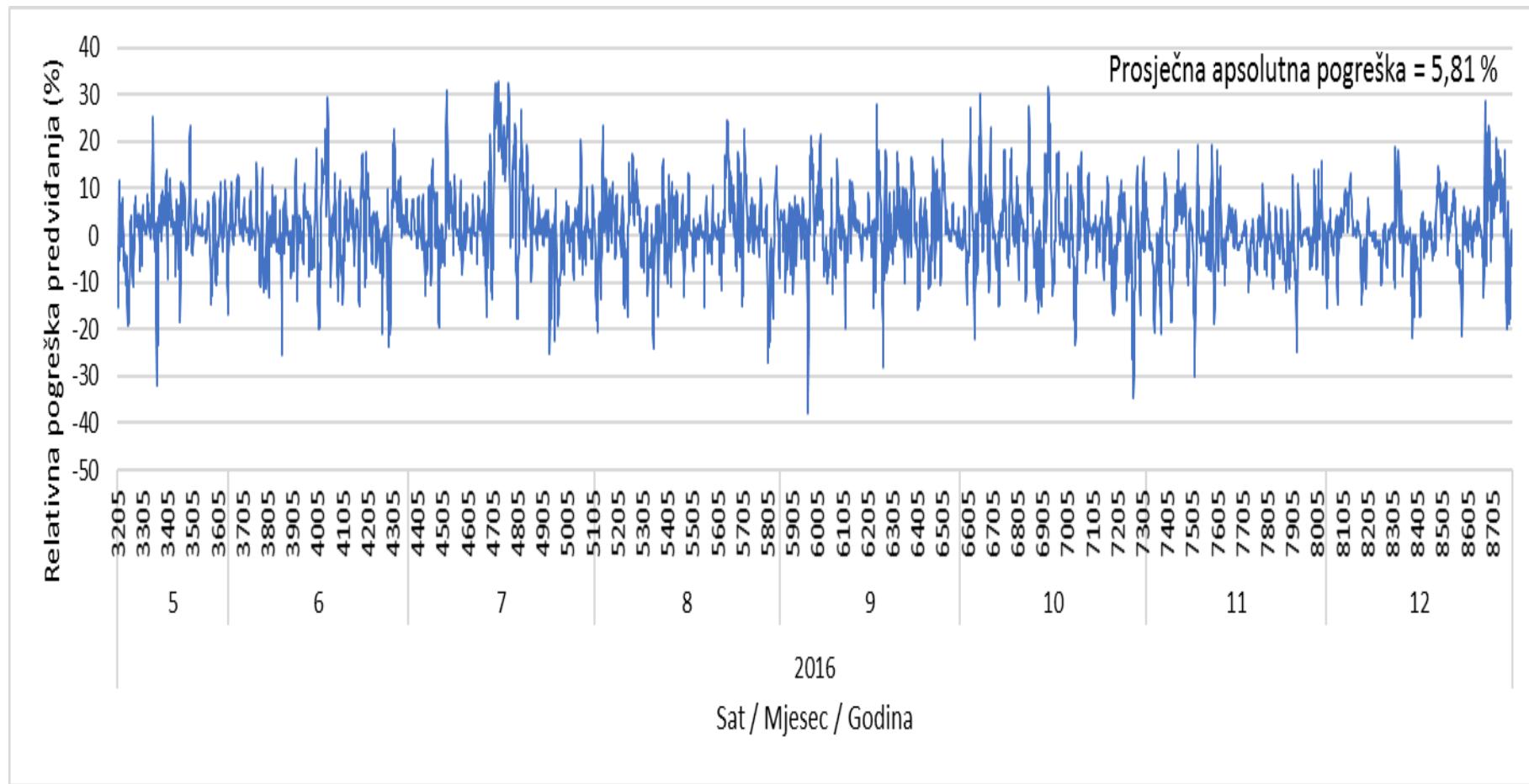
Prosječna HROTE-ova absolutna pogreška proizvodnje VE od uvođenja sustava predviđanja do kraja 2016. godine iznosila je 5,81% u odnosu na instaliranu snagu, dok je za predviđanje proizvodnje SE absolutna pogreška iznosila 6,66%. Na slikama 8-7 i 8-8 prikazane su relativne satne pogreške planiranja proizvodnje VE i SE od strane HROTE-a.



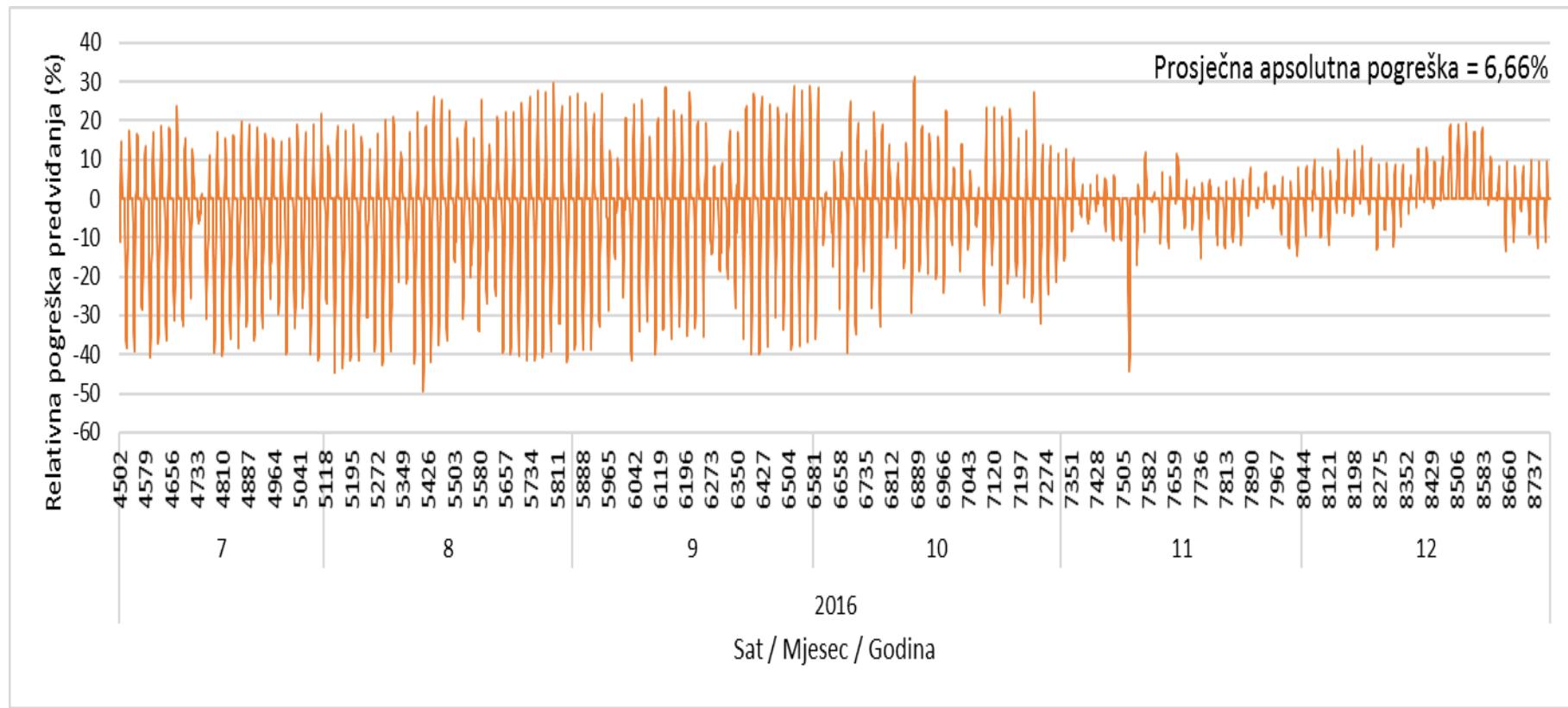
Slika 8-5 Relativna satna pogreška planiranja proizvodnje VE od strane HOPS-a



Slika 8-6 Pozitivna i negativna mješevna energija uravnoteženja VE pri planiranju proizvodnje VE od strane HOPS-a

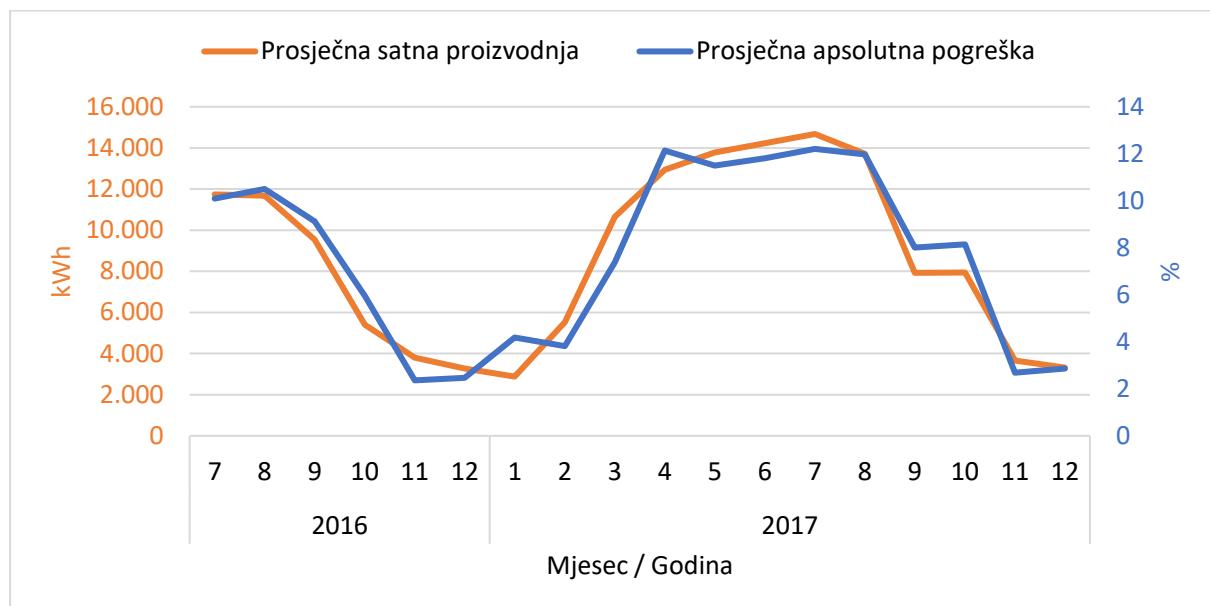


**Slika 8-7** Relativna satna pogreška predviđanja proizvodnje VE od strane HROTE-a



**Slika 8-8 Relativna satna pogreška predviđanja proizvodnje SE od strane HROTE-a**

HROTE-ova prosječna apsolutna pogreška predviđanja proizvodnje SE u 2016. i 2017. godini kretala se od 2,36% do 12,2%. Viši iznosi karakteristični su za ljetne mjesecе kada je i veća proizvodnja SE, kao što je prikazano na sljedećoj slici.



**Slika 8-9** Prosječna satna proizvodnja SE i prosječna apsolutna pogreška planiranja proizvodnje SE na mjesечноj razini od strane HROTE-a

Iako 2017. godina izlazi izvan horizonta koji obrađuje ova studija spomenimo još da HROTE-ova prosječna apsolutna pogreška planiranja proizvodnje VE za cijelu 2017. godinu iznosi 5,98%, a za SE 7,87%. U isto vrijeme HOPS-ova prosječna apsolutna pogreška planiranja proizvodnje VE iznosi 6,87%.

Potrebno je napomenuti da su se za izračun pogrešaka predviđanja VE i SE od strane HROTE-a koristili podaci o planiranim satnim proizvodnjama VE i SE objavljeni na službenim internetskim stranicama HROTE-a, dok su ostvarenje i instalirana snaga VE uzeti iz dostavljenih podataka od strane HOPS-a, odnosno za SE podaci dostavljeni od strane HEP-ODS-a.

## Analiza planirane i ostvarene prekogranične razmjene električne energije

Prema pravilima rada ENTSO-E svaki operator prijenosnog sustava odgovoran je za raspoloživost, aktivaciju i pružanje dostačne primarne i sekundarne rezerve kako bi razmjene svog kontrolnog područja mogao održavati unutar planiranih vrijednosti. Čitava interkonekcija podijeljena je na kontrolne bokove koji se sastoje od jednog ili više kontrolnih područja. UCTE (sada ENTSO-E) Priručnik za vođenje pogona, kao i nova ENTSO-E Mrežna pravila za uravnoveženje u interkonekciji propisuju da kontrolni blok mora biti u stanju održavati razmjene sa susjednim kontrolnim blokovima unutar programiranih (planiranih) vrijednosti. Unutar kontrolnog bloka kojeg čine Slovenija (ELES), Hrvatska (HOPS) i BiH (NOS BiH) regulacija snage i frekvencije organizirana je tako da je za sekundarnu regulaciju odgovorno svako kontrolno područje zasebno, dok voditelj kontrolnog bloka (ELES) poravnava razmjene sa susjednim kontrolnim blokovima nastale ukupnim odstupanjima kontrolnih područja, odnosno bloka u cjelini.

Sekundarna regulacija kontrolnog područja aktivira se prema kriteriju da ukupna greška kontrolnog područja (ACE) bude nula. Greška kontrolnog područja računa se kao suma pogrešaka regulacije snage ( $\Delta P$ , razlika između mjerenih razmjena između kontrolnih područja i planiranih razmjena) i pogrešaka regulacije frekvencije ( $K \times \Delta f$ ). Sekundarna regulacija mora se aktivirati najkasnije 30 sekundi nakon poremećaja, te završiti djelovanje u razdoblju do 15 minuta kada se frekvencija treba ustabiliti, odnosno razmjene dovesti unutar planiranih vrijednosti. Priručnik propisuje formulu za raspon minimalno potrebne sekundarne regulacije potrebne za izravnavanje varijacija u potrošnji, ovisno o maksimalnom opterećenju sustava, koja za EES RH iznosi do  $\pm 83$  MW (izračunato temeljem povijesnog maksimuma vršnog opterećenja u iznosu od 3200 MW). Potrebna rezerva sekundarne regulacije u cilju uravnoveženja proizvodnje intermitetnih izvora energije poput VE i SE nije propisana.

Vezano za tercijarnu rezervu propisano je da ona mora biti dostačna za nadomještanje proizvodnje najveće proizvodne jedinice unutar kontrolnog područja, a aktivirati se mora trenutno kada je iskorištena rezerva sekundarne regulacije u cilju njenog oslobođanja. Tercijarnu rezervu operatori prijenosnih sustava uglavnom aktiviraju ručno (usmenim nalogom).

Neplanirana odstupanja razmjena između kontrolnih područja kao posljedica nepredvidivih događaja i ograničenosti rada sekundarnih regulatora, poravnavaju se programima kompenzacije. Svaki operator prijenosnog sustava zadužen je za pojedino kontrolno područje unutar kontrolnog bloka vrši obračun razmjena, te se usuglašavaju međusobna odstupanja u odnosu na programirane vrijednosti (unutar bloka SLO-HR-BiH isto se čini na tjednoj razini što je standardno kompenzacisko razdoblje). Programima kompenzacije električna energija se razmjenjuje u idućem vremenskom razdoblju ovisno o tarifnom periodu unutar kojih su nastala odstupanja, s ciljem međusobnih poravnavanja (električna energija se predaje susjednom kontrolnom području ako je promatrano područje u proteklom razdoblju bilo u manjku i obratno, količine razmjena se pri tom određuju točno prema tarifnim razdobljima kada su nastala odstupanja). Definirana su četiri tarifna razdoblja (HHT1, HHT2, HT i NT), pri čemu se razlikuju zimski i ljetni period, te radni dani i vikend. Financijska kompenzacija odstupanja kontrolnih područja za sad nije propisana, stoga se kompenzacija vrši u električnoj energiji.

Kako je ranije rečeno, regulacija snage i frekvencije unutar kontrolnog bloka kojem pripada RH organizirana je decentralizirano pluralistički, što znači da je svako regulacijsko područje (Hrvatska, Slovenija, Bosna i Hercegovina) odgovorno za sebe, dok regulaciju bloka provodi njen voditelj (ELES) koristeći vlastite resurse. Voditelj bloka također promatra odstupanja svakog regulacijskog područja, te upozorava Operatore prijenosnih sustava ukoliko trenutne razmjene nisu u skladu s programiranim vrijednostima.

Rezerva primarne regulacije unutar sustava ovisi o broju, veličini i radnim točkama (trenutnom angažmanu) generatora koji su u pogonu u promatranom trenutku. Svi agregati konvencionalnih elektrana opremljeni su regulatorima brzine vrtnje, te je unutar EES RH uobičajeno na raspolaganju imati dostatnu rezervu primarne regulacije. S aspekta poravnanja varijabilne proizvodnje VE primarna regulacija nije od posebnog značaja budući da su varijacije VE u sekundnom području neznatne.

Sekundarna regulacija snage i frekvencije unutar EES organizirana je hijerarhijski, pri čemu je na najvišoj razini sekundarni regulator u NDC koji proračunava ukupnu promjenu snage proizvodnje potrebne za minimiziranje greške kontrolnog područja. U skladu s UCTE Priručnikom o vođenju pogona sekundarni regulator izlazni signal daje ovisno o odstupanjima razmjena od programiranih vrijednosti, te devijacija frekvencije. Signal iz sekundarnog regulatora dalje se raspoređuje na elektrane uključene u sekundarnu regulaciju, te njene aggregate.

Centralni sekundarni regulator ne prima signal od voditelja kontrolnog bloka, već je ulazni signal određen greškom regulacijskog područja koja se proračunava iz mjerena frekvencije u regulacijskom području i mjerena snaga razmjene na sljedeći način:

$$RGP = KB \times \Delta f + \Delta P_{raz}$$

gdje su  $\Delta f$  odstupanja frekvencije od postavne vrijednosti, KB regulacijska konstanta područja, a  $\Delta P_{raz}$  odstupanja ukupne snage razmjene sa susjednim kontrolnim područjima.

Regulacijska konstanta područja određuje se od strane ENTSO-E jednom godišnje, a obično se postavlja na nešto višu vrijednost od proračunate kako djelovanje sekundarne regulacije ne bi bilo protivno djelovanju primarne regulacije u susjednom kontrolnom području.

Potrebni iznos rezerve sekundarne regulacije od strane HOPS-a izračunava se na satnoj razini ovisno o opterećenju EES, a temeljem formule UCTE (ENTSO-E). Potrebne rezerve propisane su posebno za pozitivni iznos (regulacija na gore) i negativan iznos (regulacija na dolje), pri čemu se traže simetrične rezerve u oba smjera. Potrebni satni iznosi rezerve snage za sekundarnu regulacijsku u Hrvatskoj posljednjih godina kretali su se oko iznosa  $\pm 35$  MW do  $\pm 75$  MW.

Elektrane u vlasništvu HEP - Proizvodnje, odnosno njihovi agregati, uključeni u sustav sekundarne regulacije su HE Vinodol, HE Senj i HE Zakučac.

U HE Vinodol postoji tri agregata s maksimalnim regulacijskim opsegom 0 MW – 30 MW po agregatu, dok je maksimalan regulacijski opseg koristeći sva tri agregata 90 MW.

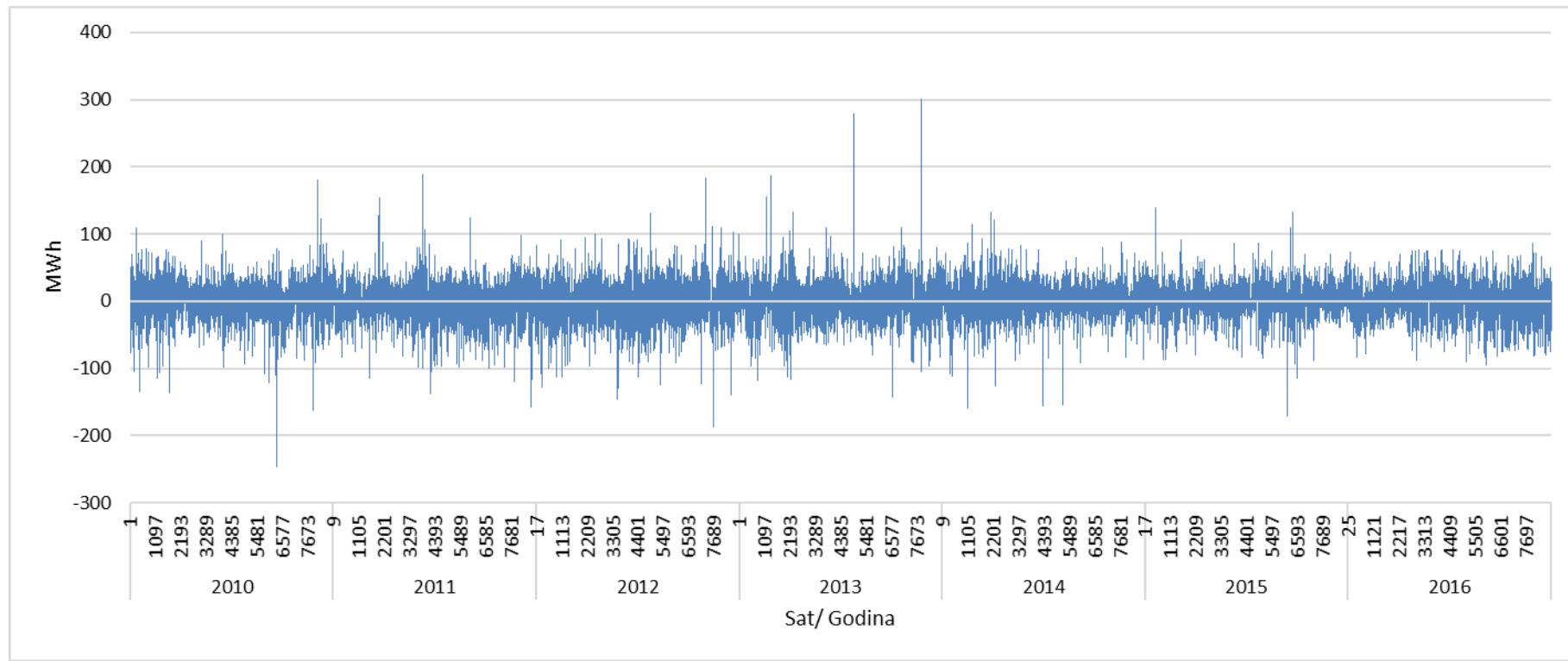
Unutar HE Senj postoji tri agregata, od kojih svaki ima opseg regulacije između 36 MW i 70 MW, što daje ukupan maksimalni opseg regulacije od 72 MW (manji od zbroja pojedinačnih agregata zbog hidromehaničkih ograničenja).

Četiri agregata HE Zakučac također mogu biti uključena u automatsku sekundarnu regulaciju pri čemu novi agregati G1 i G2 imaju regulacijski opseg između 63 MW i 144 MW, a G3 i G4 između 85 MW i 137 MW, što daje ukupan maksimalan regulacijski opseg od 266 MW ( $\pm 133$  MW u slučaju rada sva četiri agregata s radnim točkama na sredini regulacijskog područja).

Tercijarna regulacija unutar EES RH aktivira se ručno, a rezerva ovisi o broju, vrsti i angažmanu aggregata u pogonu u promatranom trenutku. Maksimalno raspoloživa tercijarna regulacija prema gore u promatranom je trenutku određena trenutnim angažmanom generatora u pogonu i razlikom do njegove maksimalne snage. Maksimalno raspoloživa tercijarna regulacija prema dolje određena je razlikom između trenutnog angažmana generatora i njegovog tehničkog minimuma. Sporazumom operatora prijenosnih sustava Hrvatske, Slovenije i BiH o zajedničkom dijeljenju tercijarne rezerve za sigurnost definirani su novi iznosi potrebne tercijarne regulacije koje osigurava HOPS, i to 256 MW na gore i 51 MW na dolje.

Uvid u kvalitetu pružanja pomoćnih usluga sustavu u pogledu sekundarne i tercijarne regulacije, te uvid u mogućnosti uravnoteženja sustava (pa tako i uz veću integraciju OIE), daju nam podaci o prekograničnim odstupanjima, odnosno podaci o razlikama između programiranih (planiranih) vrijednosti razmjena sa susjednim kontrolnim područjima i ostvarenih prekograničnih razmjena.

Zabilježena odstupanja prekograničnih razmjena od planova s uključenom energijom koja se razmjenjuje kroz program kompenzacije (uključena u planirani raspored) za period 2010.-2016. prikazan je na slici 8-10. Odstupanje s pozitivnim predznakom znači da je unutar EES RH nedostajalo električne energije za pokrivanje potrošnje (ostvarenje potrošnje veće od plana), dok odstupanja s negativnim predznakom znači da je u EES RH bilo viška energije za pokrivanje potrošnje (plan potrošnje je bio veći od ostvarenja).



**Slika 8-10** Odstupanja prekograničnih razmjena s kompenzacijom od plana (2010.-2016.)

Analizom satnih odstupanja prekograničnih razmjena s kompenzacijom dobivaju se pokazatelji bitni za ocjenu raspoloživosti pomoćnih usluga i mogućnosti uravnoteženja EES RH prikazane u sljedećoj tablici.

**Tablica 8-5 Pokazatelji godišnjih odstupanja prekograničnih razmjena od plana**

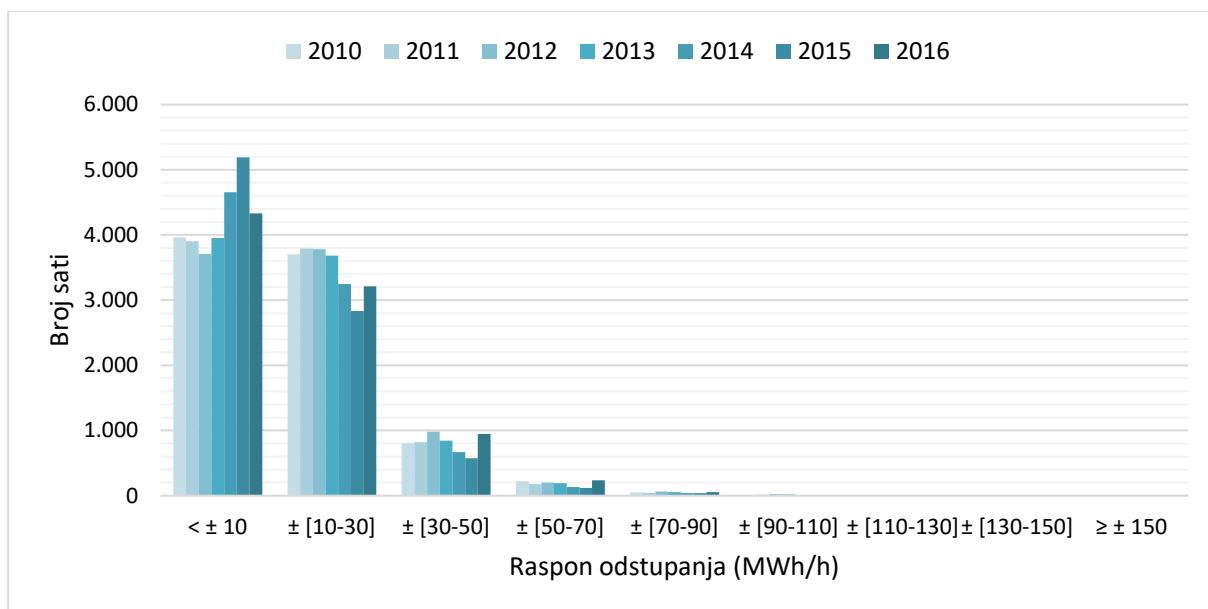
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Maksimalno odstupanje na dolje (MWh/h)*	180,388	188,536	184,716	300,674	132,473	140,247	86,700
Maksimalno odstupanje na gore (MWh/h)**	247,461	157,830	188,485	142,682	159,256	171,991	96,260
Prosječna apsolutna vrijednost odstupanja (MWh/h)	15,24	15,28	16,53	15,60	13,23	11,84	14,95
Suma svih satnih odstupanja (MWh)***	3.776,16	-2.835,92	2.285,81	3.675,58	-2.551,00	477,65	-8.315,96
Broj sati s odstupanjem $\pm 10$ MWh/h	3963	3901	3707	3951	4657	5189	4331
Broj sati s odstupanjem $\pm 10 - 30$ MWh/h	3704	3791	3780	3682	3247	2834	3212
Broj sati s odstupanjem $\pm 30 - 50$ MWh/h	803	821	982	847	669	574	947
Broj sati s odstupanjem $\pm 50 - 70$ MWh/h	219	178	202	191	132	116	236
Broj sati s odstupanjem $\pm 70 - 90$ MWh/h	47	43	65	52	39	37	56
Broj sati s odstupanjem $\pm 90 - 110$ MWh/h	12	16	26	21	3	3	2
Broj sati s odstupanjem $\pm 110 - 130$ MWh/h	6	6	11	7	7	2	0
Broj sati s odstupanjem $\pm 130 - 150$ MWh/h	3	1	6	2	3	3	0
Broj sati s odstupanjem $\pm 150$ MWh/h	3	3	5	7	3	2	0

\* nedostajalo energije

\*\* postojao višak energije \*\*\* negativan predznak označava višak energije

(plan veći od ostvarenja)

Slika 8-11 pokazuje broj sati u pojedinom apsolutnom rasponu odstupanja prekograničnih razmjena iz tablice 8-5. Najveće odstupanje na dolje kad je nedostajalo energije doseglo je iznos od 301 MWh/h u 2013. godini, dok je najmanje odstupanje iznosilo 88 MWh/h zabilježeno u 2016. godini. S druge strane, najveće zabilježeno odstupanje prema gore kada je postojao višak energije iznosilo je 247 MWh/h u 2010. godini, a najmanje 96 MWh/h u 2016. godini. Odstupanja apsolutnog iznosa većeg od 90 MWh/h dogodila su se u ukupno 48 sati 2012. godine (najviše), te u svega 2 sata 2016. godine (najmanje). Također, odstupanja manja od  $\pm 30$  MWh/h zbilja su se u 85% i više vremena u svakoj godini. Ukoliko zanemarimo najveća odstupanja u 1 % vremena godišnje, maksimalna odstupanja u preostalih 99% vremena iznosila su od 59 MWh/h (2015. godine) do 76 MWh/h (2012. godine).



**Slika 8-11** Broj sati pojedinih raspona ostvarenih odstupanja prekograničnih razmjena s kompenzacijom od planiranih odstupanja

Pružanje pomoćnih usluga u pogledu raspoloživosti regulacijske rezerve i isporuke energije u regulaciji HOPS je počeo pratiti i registrirati sredinom 2014. godine. Do tada je HOPS plaćao HEP-Proizvodnji paušalni iznos za sve pomoćne usluge, ne prateći njihovu pojedinačnu realizaciju. Analize provedene unutar **Error! Reference source not found.**] ukazale su na kontinuirani manjak potrebne sekundarne rezerve u sustavu u spomenutom razdoblju kada su se pomoćne usluge između HOPS-a i HEP-Proizvodnje plaćale paušalno te se nije pratila njihova stvarna realizacija. To je s aspekta integracije OIE/VE bilo izuzetno nepovoljno budući da je varijabilnu proizvodnju VE i nastale potrebe za uravnoteženjem sustava bilo nemoguće pratiti aktivacijom pomoćnih usluga sekundarne i tercijarne P/f regulacije, što je moralo rezultirati značajnijim odstupanjima prekograničnih razmjena od ugovorenog rasporeda. Drugim riječima, do sredine 2014. godine nije bilo moguće utvrditi koji dio regulacijske snage i energije je iskorišten za uravnoteženje OIE u EES Hrvatske.

## Analiza potražnje i realizacije sekundarne i tercijarne regulacije za potrebe uravnoteženja sustava

Od samih početaka integracije OIE u EES Hrvatske jedan od glavnih izazova bio je osiguranje dostačnih pomoćnih usluga u sustavu. Naime, za razliku od ostalih EES u zapadnoj i sjevernoj Europi koji su provodili značajnu integraciju OIE, posebice VE u EES, kao npr. Danska, Španjolska, Njemačka itd., Hrvatska je imala nekoliko specifičnosti koje su otežavale brzu i značajnu integraciju OIE uz istodobno očuvanje sigurnosti pogona. Te specifičnosti odnosile su se prije svega na:

- znatno veću promjenjivost proizvodnje VE,
- izostanak obveze planiranja proizvodnje intermitentnih izvora (OIE nisu imale obvezu planirati svoju proizvodnju, pa je HOPS 2011. godine samoinicijativno počeo s uspostavom sustava prognoze proizvodnje),
- (ne)uspostavljen cjelovit mehanizam pomoćnih usluga, odnosno izostanak pripadnog zakonskog okvira i/ili njegove pune provedbe,
- detaljno praćenje zahtijevanih i preuzetih pomoćnih usluga koje je praktički počelo tek od 2014. godine,
- raspoloživu rezervu u sustavu koja u Hrvatskoj ovisi o hidrološkim prilikama,
- izostanak nekog većeg, robusnijeg susjednog sustava s većim regulacijskim mogućnostima iz kojeg bi EES Hrvatske eventualno mogao prekogranično preuzimati potrebne pomoćne usluge itd.

Drugim riječima, EES Hrvatske u regulatornom i pogonskom smislu inicijalno nije bio u cijelosti pripremljen za preuzimanje značajnijeg udjela OIE. To se i danas očituje primjerice u činjenici da trošak uravnoteženja OIE od 2013. godine u cijelosti podmiruje HOPS-a iz vlastitih sredstava, iako je regulatornim okvirom drugačije predviđeno. Zbog svega navedenog izrađeno je više studija i analiza na temu mogućnosti prihvata VE u EES Hrvatske. Prva takva sistemska studija izrađena je još 2006. kada je utvrđeno da hrvatski EES s tadašnjim uvjetima i načinom vođenja sustava može priхватiti vjetroelektrana s ukupno instaliranom snagom od oko 400 MW. Važno je imati na umu da je u trenutku izrade te studije bila u redovnom pogonu samo jedna VE snage 5,95 MW, dok je druga VE snage 11,2 MW bila u izgradnji. Naknadna višegodišnja pogonska praksa potvrdila je studijska predviđanja o rasponima odsutpanja proizvodnje VE i potrebama za regulacijskom snagom i predložila niz zahvata nužnih za siguran prihvat veće količine OIE u EES. U međuvremenu je dio tih studijskih preporuka proveden, primjerice došlo je do uspostave i unaprjeđenja sustava prognoze proizvodnje VE, zatim do uspostave mehanizma pomoćnih usluga, do detaljnog praćenja preuzetih pomoćnih usluga itd., što je u značajnoj mjeri unaprijedilo inicijalne uvjete i način vođenja sustava. To je rezultiralo činjenicom da danas s gotovo 600 MW u VE u pogonu, te ostvaren najveći udio VE od 35% u pokrivanju satnog opterećenja sustava, EES Hrvatske je siguran i pouzdan.

Ulagni podaci za potrebe ove studije dostavljeni su od strane Naručitelja za razdoblje od 1.1.2015. – 31.12.2016. godine. Prije tog razdoblja nisu provođena detaljna mjerena aktivacija sekundarne i tercijarne regulacije koja bi bila iskoristiva za potrebe ovakvih analiza.

U 2015. godini HOPS je kao korisnik pomoćnih usluga nabavljao regulacijsku energiju kupoprodajom ugovorenih pomoćnih usluga od Pružatelja pomoćnih usluga - HEP Proizvodnje. Obje pomoćne usluge za uravnoteženje sustava (sekundarna i tercijarna regulacija za uravnoteženje) ugovorene su kroz dvije stavke:

- **rezerva snage** - opseg ugovorene rezerve snage sekundarne i tercijarne regulacije za uravnoteženje za povećanje i smanjenje injekcije snage u sustav
- **aktivirana energija** - sekundarna i tercijarna regulacijska energija aktivira se isključivo na zahtjev HOPS-a te mora biti raspoloživa kontinuirano bez prekida.

Iznos rezerve snage sekundarne regulacije definira se sukladno dogovorenim satnim vrijednostima po pojedinom mjesecu, a sve prema preporučenoj ENTSO-E<sup>46</sup> formuli:

$$R = \pm(\sqrt{a * L_{max} + b^2} - b) \quad [\text{MW}]$$

gdje su:

$a = 10 \text{ MW}$  i  $b = 150 \text{ MW}$ ,

$R$  = zahtijevana sekundarna regulacijska rezerva [MW],

$L_{max}$  = maksimalno opterećenje regulacijskog područja za razmatrano razdoblje [MW].

Ugovorena rezerva snage sekundarne regulacije mora biti raspoloživa odmah po zahtjevu HOPS-a (automatizirano ili na zahtjev dispečera). Za 2015. odnosno 2016. godinu maksimalni iznos preporučene rezerve sekundarne snage iznosio je  $\pm 78$  odnosno  $\pm 75 \text{ MW}$ , a usluga je ugovorena „sukladno dogovorenim satnim vrijednostima po pojedinom mjesecu“.

Rezerva snage tercijarne regulacije ugovorena je kroz dvije komponente: tercijarna rezerva snage za uravnoteženje i tercijarna rezerva snage za sigurnost. Prema dostavljenim podacima naručitelja, tercijarna rezerva snage za uravnoteženje ugovorena je na iznos  $\pm 120 \text{ MW}$ , dok je tercijarna rezerva snage za sigurnost ugovorena na nesimetričan iznos od  $+ 180 \text{ MW}$  (injekcija snage u sustav).

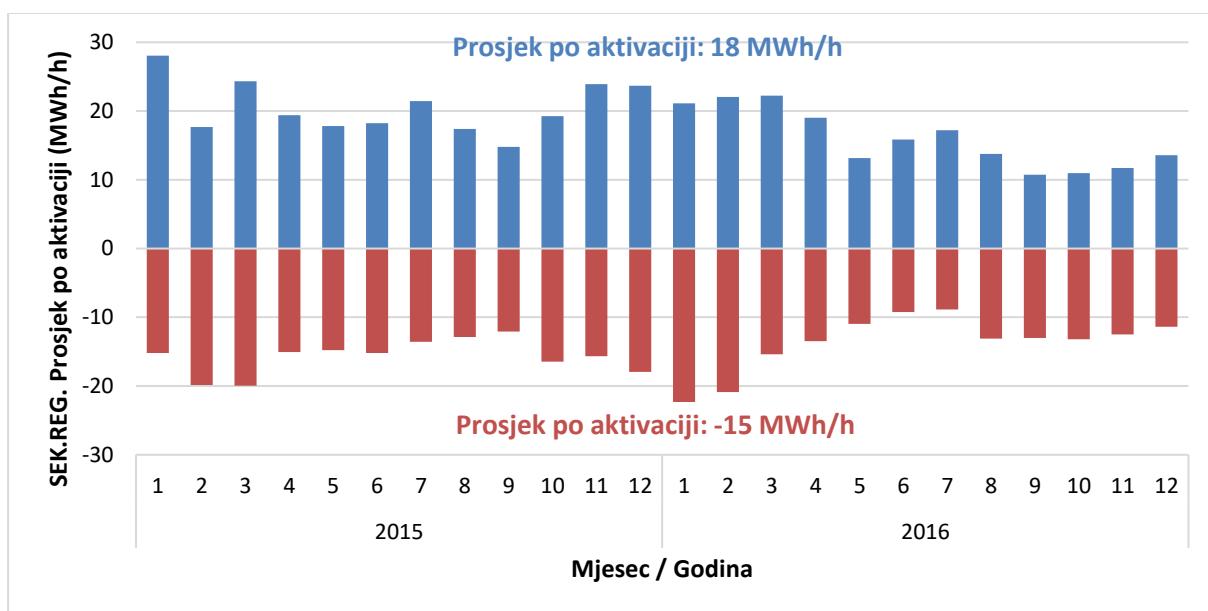
Prema dostupnim informacijama i pogonskoj praksi HOPS-a razlika između ugovorene tercijarne rezerve snage za uravnoteženje i tercijarne rezerve snage za sigurnost je u broju i trajanju aktivacija. Obje tercijarne rezerve moraju biti raspoložive najkasnije 15 minuta nakon izdavanja naloga za aktivaciju s tim da tercijarna rezerva za uravnoteženje ( $\pm 120 \text{ MW}$ ) nema ograničenje u broju aktivacija, a mora biti raspoloživa kontinuirano bez prekida. Tercijarna rezerva sa sigurnost ( $+ 180 \text{ MW}$ ) može se aktivirati jednom dnevno s kontinuiranom raspoloživošću od 4 sata.

U nastavku su detaljno analizirane potražnje i realizacije sekundarne i tercijarne regulacije.

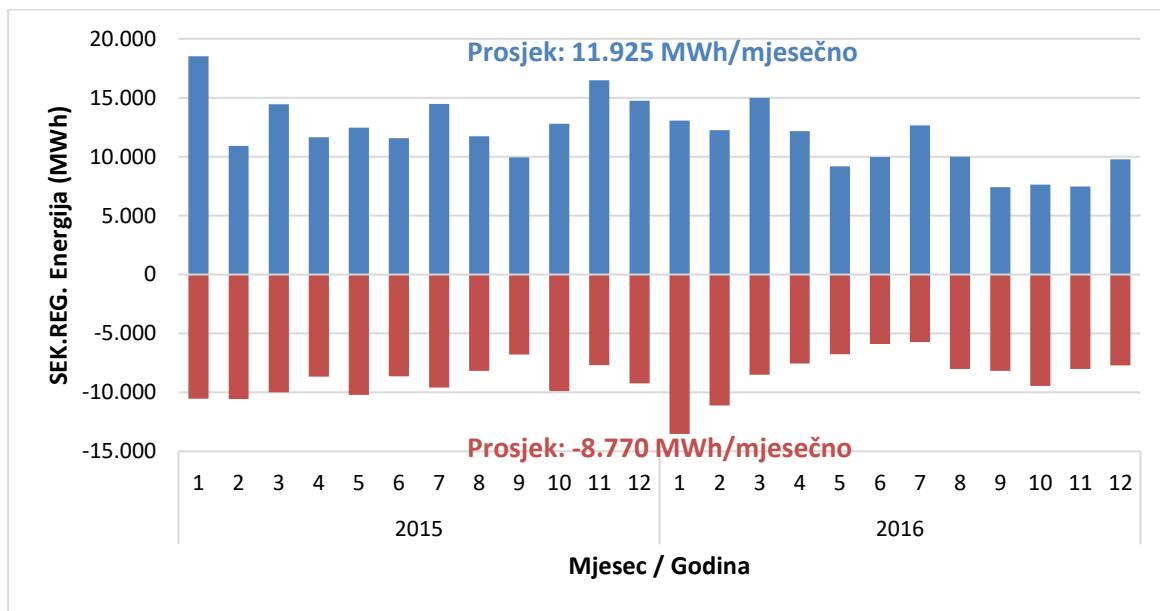
### Sekundarna regulacija

Na slikama u nastavku prikazani su prosječni iznos aktivacije sekundarne regulacije (MWh/h) na mješevitoj razini (Slika 8-12), aktivirana energija (Slika 8-13), te ukupno trajanje aktivacije na mjesecnoj razini (Slika 8-14) na razini cijelog sustava. Prosječno trajanje aktivacije vrlo malo oscilira na mješevitoj razini (standardna devijacija za pozitivnu regulaciju iznosi 44 sata, a za negativnu regulaciju 65 sati). Međutim, prosječna energija po aktivaciji, a samim time i ukupno aktivirana energija, značajno varira na mješevitoj razini.

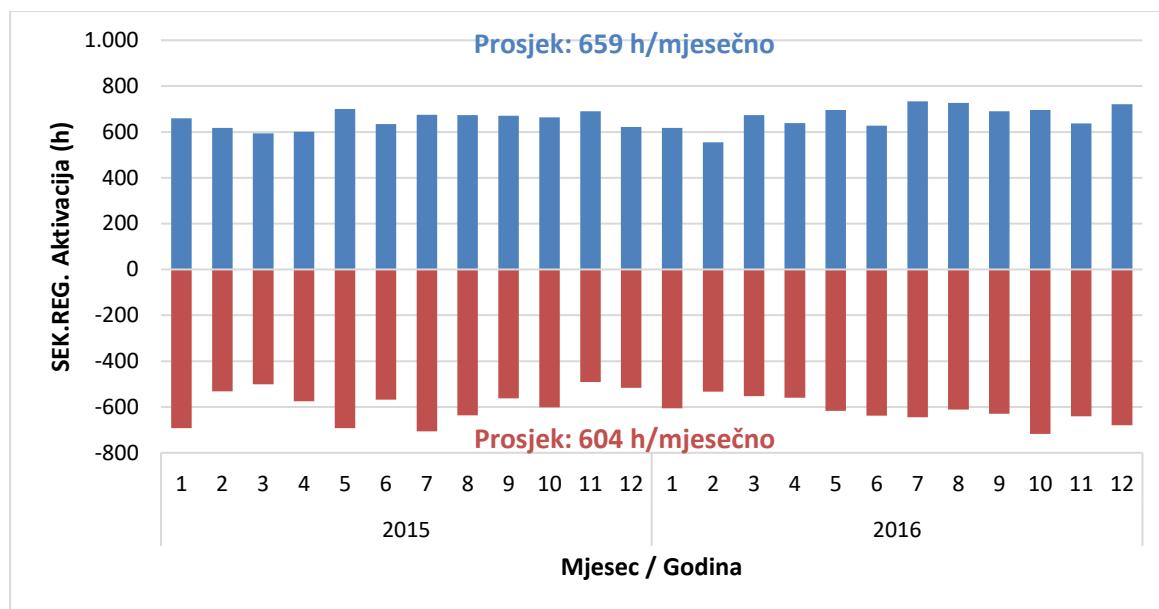
<sup>46</sup> ENTSO-E – European Network of Transmission System Operators for Electricity



**Slika 8-12** Prosječni iznos aktivacije (MWh/h) sekundarne regulacije po mjesecima u 2015. i 2016. godini



**Slika 8-13** Aktivirana energija sekundarne regulacije po mjesecima (MWh/mjesečno) u 2015. i 2016. godini



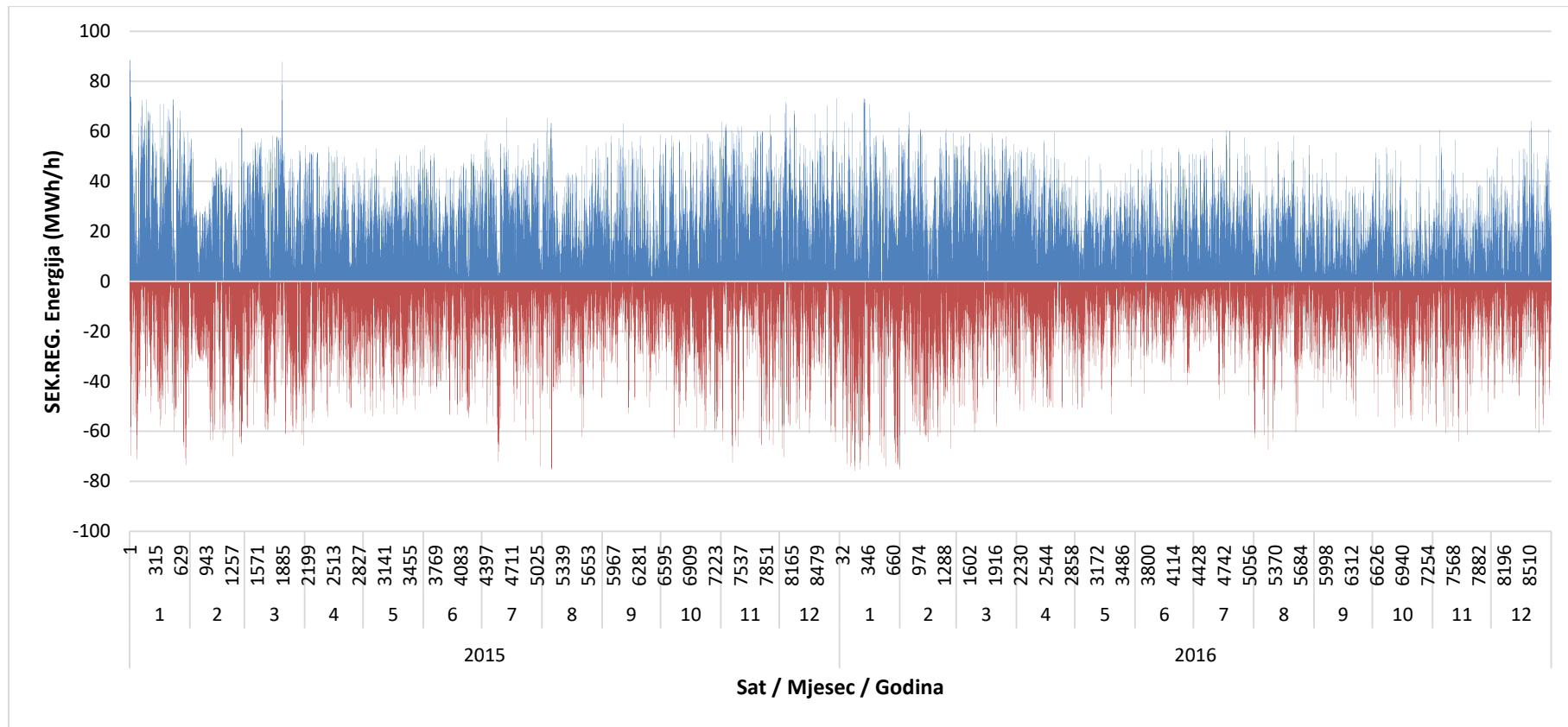
**Slika 8-14** Ukupno vrijeme aktivacije sekundarne regulacije po mjesecima (h/mjesečno) u 2015. i 2016. godini

Na godišnjoj razini je ukupno aktivirano više pozitivne sekundarne regulacijske energije nego negativne, kako je prikazano u sljedećoj tablici. Iz tablice se vidi i učestalost aktivacije, čak i do 91% vremena godišnje, dakle praktički kontinuirano.

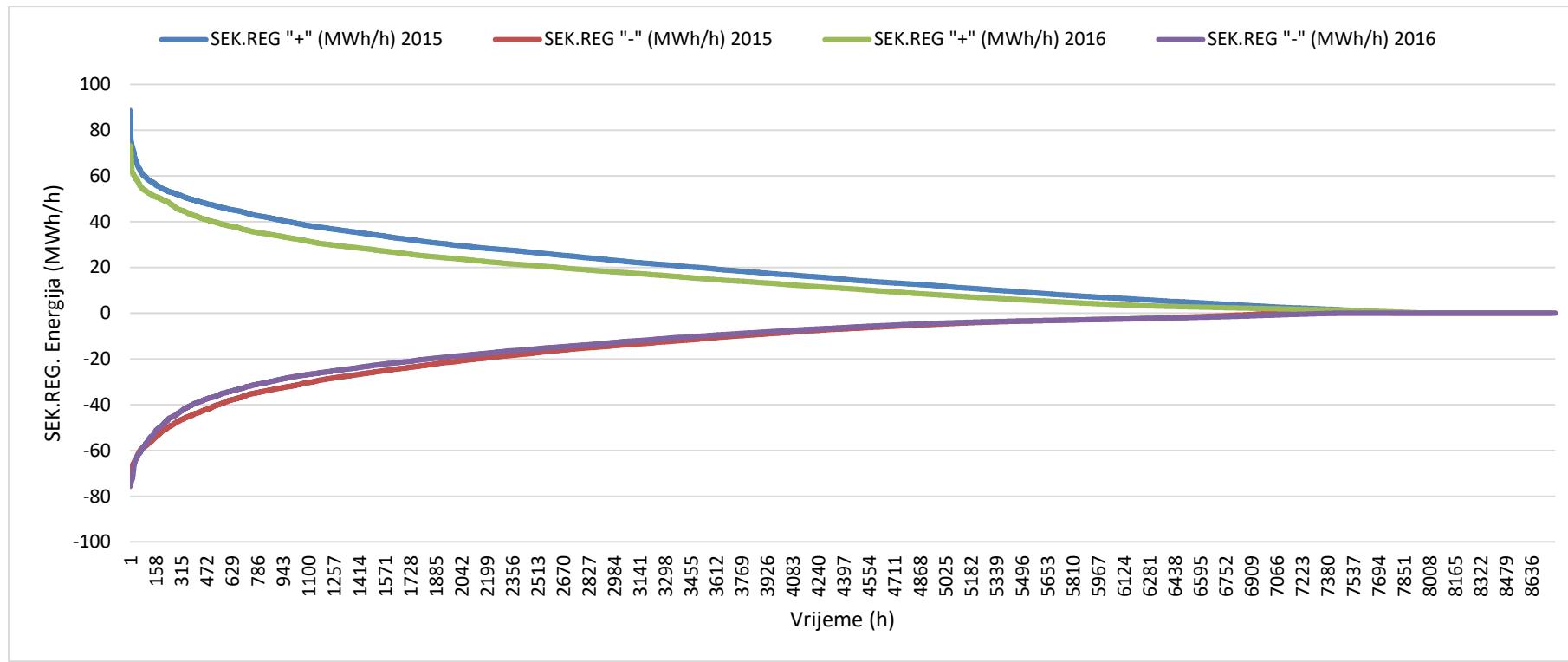
**Tablica 8-6** Aktivirana sekundarna regulacijska energija u 2015. i 2016. godini

Aktivirana SEK. Regulacija	Godina	Ukupna aktivacija (MWh)	Vrijeme aktivacije (h, %)	Prosječna aktivacija (MWh/h)
Pozitivna reg. energija	2015	159.715 MWh	7.804 h (89%)	20 MWh/h
	2016	126.476 MWh	8.014 h (91%)	16 MWh/h
Negativna reg. energija	2015	109.991 MWh	7.074 h (81%)	16 MWh/h
	2016	100.487 MWh	7.431 h (85%)	14 MWh/h

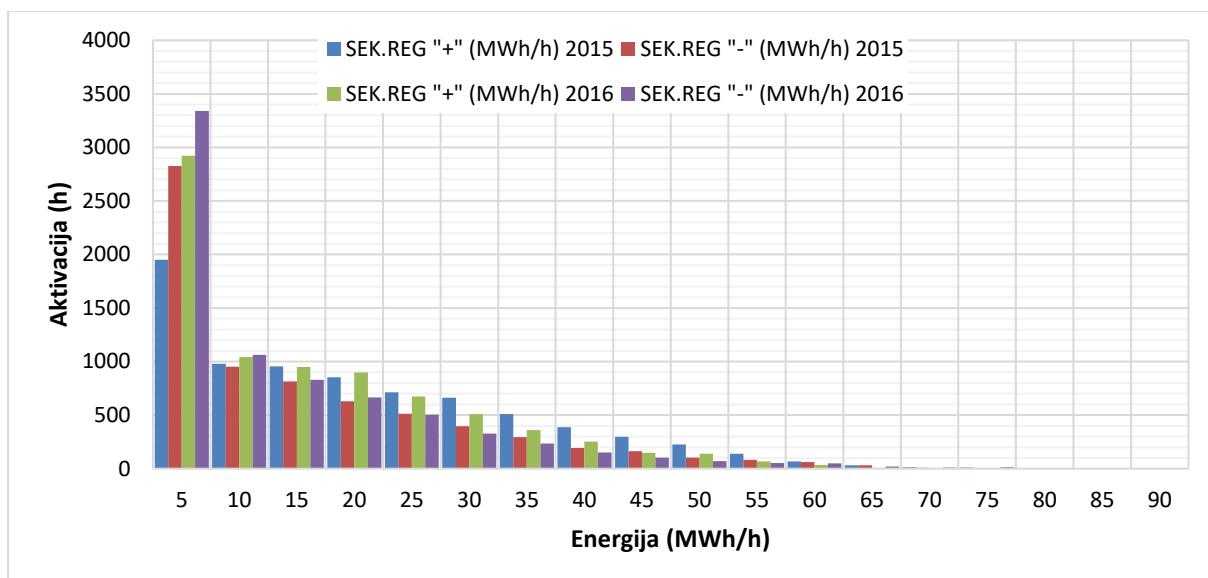
Na slikama u nastavku prikazana je ukupna aktivacija na satnoj razini (Slika 8-15), pripadna krivulja trajanja (Slika 8-16), te histogram aktivirane sekundarne regulacije u 2015. i 2016. godini (Slika 8-17). Najveći broj aktivacija je u rasponu  $\pm 5\text{MWh/h}$ .



**Slika 8-15** Ukupno aktivirana energija sekundarne regulacije (MWh/h) u 2015. i 2016. godini

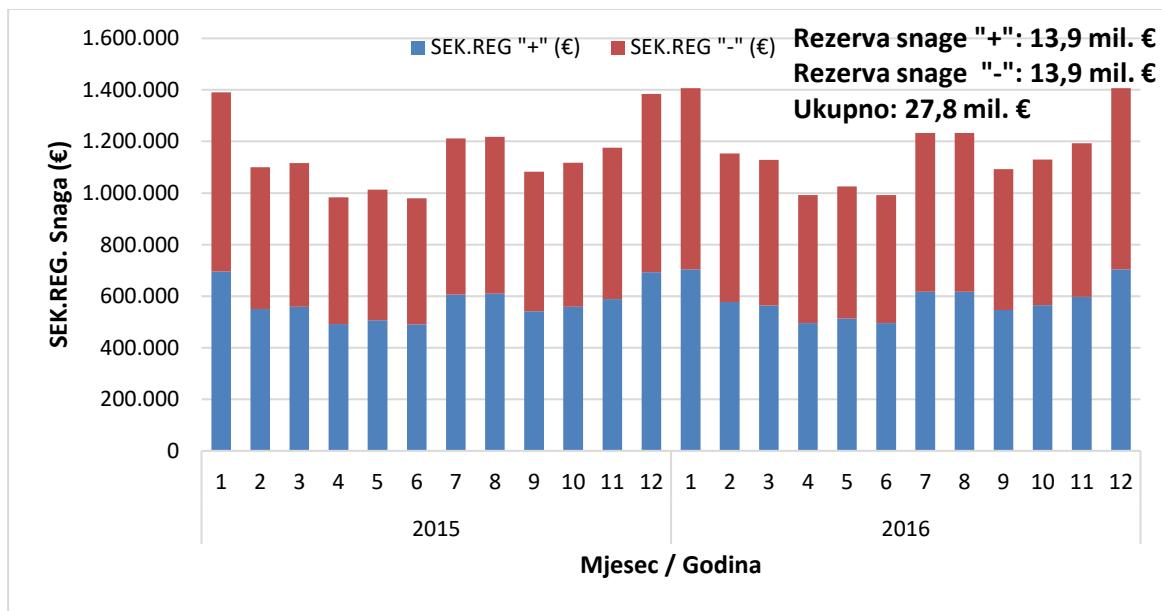


Slika 8-16 Krivulja trajanja aktivirane sekundarne regulacije u 2015. i 2016. godini



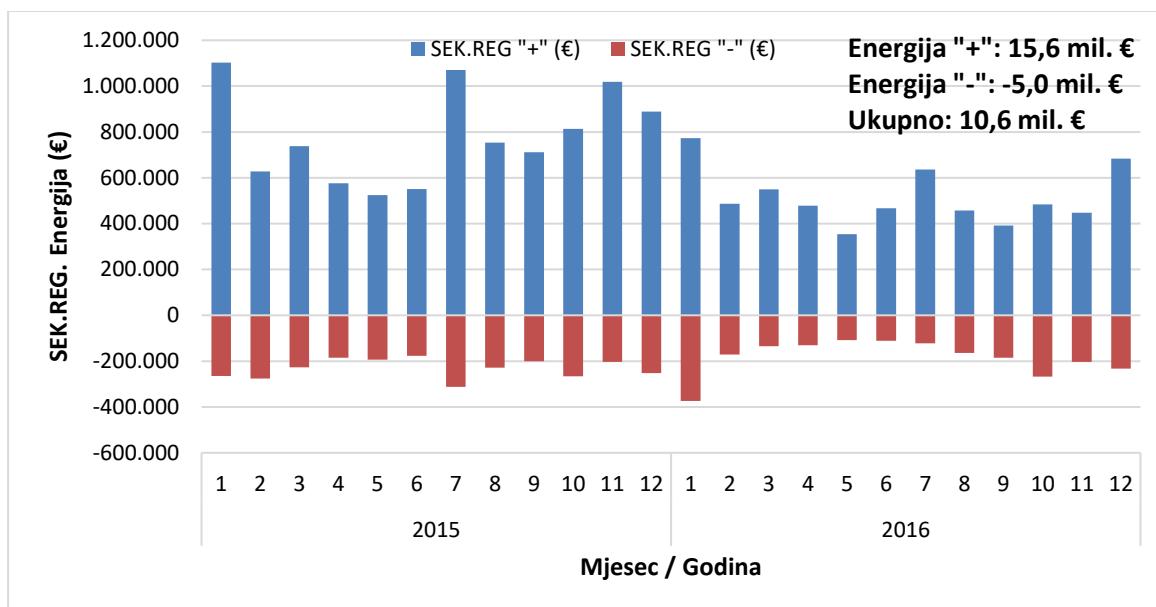
Slika 8-17 Histogram aktivirane sekundarne regulacije u 2015. i 2016. godini

Na sljedećoj slici su prikazani troškovi rezerve snage za sekundarnu regulaciju. Budući da podaci o raspoloživoj satnoj rezervi snage sekundarne regulacije nisu poznati, korišteni su formulom zahtijevani iznosi koji su isti i za pozitivnu i za negativnu snagu. Iz toga razloga su i troškovi pozitivne i negativne rezerve snage isti.



Slika 8-18 Troškovi rezerve snage (MW) za sekundarnu regulaciju u 2015. i 2016. godini

Za razliku od troškova rezerve snage, troškovi ukupno aktivirane energije sekundarne regulacije značajno se razlikuju za pozitivnu regulaciju (kada HOPS plaća HEP Proizvodnji za injekciju snage u sustav) i negativnu regulaciju (kada HEP Proizvodnja plaća HOPS-u za smanjenje injekcije snage u sustav).



Slika 8-19 Troškovi aktivirane energije (MWh) za sekundarnu regulaciju u 2015. i 2016. godini

Tablice 8-7 i 8-8 prikazuju mjesečne i godišnje troškove aktivirane energije sekundarne regulacije u 2015. i 2016. godini, dok tablice 8-9 i 8-10 prikazuju ukupne troškove sekundarne regulacije (i snage i energije).

Ukupni trošak sekundarne regulacije u 2015. godini iznosio je 20,4 mil. €, a u 2016. godini 18 mil. €. Pri tome značajan iznos troška čini trošak rezerve snage (68% u 2015. godini, 78% u 2016. godini), kako je prikazano na slikama 8-20 i 8-21.

**Tablica 8-7** Mjesečni i godišnji troškovi aktivirane energije (MWh) za sekundarnu regulaciju u 2015. godini

SEK.REG "+"	Siječanj	Veljača	Ožujak	Travanj	Svibanj	Lipanj	Srpanj	Kolovoz	Rujan	Listopad	Studeni	Prosinac	UKUPNO
<b>Ukupno (MWh)</b>	18.518	10.912	14.453	11.648	12.472	11.566	14.464	11.740	9.937	12.783	16.488	14.734	159.715
<b>Aktivacija (h)</b>	660	618	594	601	700	635	675	674	671	664	690	622	7804

SEK.REG "-"	Siječanj	Veljača	Ožujak	Travanj	Svibanj	Lipanj	Srpanj	Kolovoz	Rujan	Listopad	Studeni	Prosinac	UKUPNO
<b>Ukupno (MWh)</b>	-10.529	-10.566	-9.999	-8.658	-10.225	-8.643	-9.591	-8.174	-6.792	-9.883	-7.684	-9.246	-109.991
<b>Aktivacija (h)</b>	-693	-532	-501	-575	-692	-568	-707	-636	-562	-601	-491	-516	-7074

TROŠAK ENERGIJE	Siječanj	Veljača	Ožujak	Travanj	Svibanj	Lipanj	Srpanj	Kolovoz	Rujan	Listopad	Studeni	Prosinac	UKUPNO
<b>SEK.REG "+" (€)</b>	1.101.924	627.343	737.805	576.571	524.780	551.142	1.070.892	753.429	711.701	812.990	1.018.188	889.240	9.376.006
<b>SEK.REG "-" (€)</b>	-264.319	-276.089	-227.518	-185.336	-193.682	-177.367	-312.194	-227.786	-200.503	-265.542	-203.901	-251.863	-2.786.099
<b>UKUPNO (€)</b>	<b>837.605</b>	<b>351.254</b>	<b>510.288</b>	<b>391.235</b>	<b>331.097</b>	<b>373.775</b>	<b>758.698</b>	<b>525.643</b>	<b>511.199</b>	<b>547.448</b>	<b>814.287</b>	<b>637.377</b>	<b>6.589.907</b>

**Tablica 8-8** Mjesečni i godišnji troškovi aktivirane energije (MWh) za sekundarnu regulaciju u 2016. godini

SEK.REG "+"	Siječanj	Veljača	Ožujak	Travanj	Svibanj	Lipanj	Srpanj	Kolovoz	Rujan	Listopad	Studeni	Prosinac	UKUPNO
<b>Ukupno (MWh)</b>	13.052	12.240	14.982	12.153	9.165	9.952	12.642	9.997	7.412	7.639	7.455	9.787	126.476
<b>Aktivacija (h)</b>	618	555	674	638	696	628	734	726	691	696	637	721	8014

SEK.REG "-"	Siječanj	Veljača	Ožujak	Travanj	Svibanj	Lipanj	Srpanj	Kolovoz	Rujan	Listopad	Studeni	Prosinac	UKUPNO
<b>Ukupno (MWh)</b>	-13.527	-11.116	-8.502	-7.549	-6.767	-5.895	-5.729	-8.012	-8.183	-9.464	-8.022	-7.722	-100.487
<b>Aktivacija (h)</b>	-606	-533	-553	-560	-617	-638	-645	-611	-629	-718	-641	-680	-7431

TROŠAK ENERGIJE	Siječanj	Veljača	Ožujak	Travanj	Svibanj	Lipanj	Srpanj	Kolovoz	Rujan	Listopad	Studeni	Prosinac	UKUPNO
<b>SEK.REG "+" (€)</b>	772.554	486.032	549.068	478.016	354.277	466.536	635.647	456.875	392.001	484.189	447.595	683.343	6.206.134
<b>SEK.REG "-" (€)</b>	-373.655	-171.460	-134.807	-130.840	-108.100	-111.016	-122.003	-164.764	-185.099	-267.751	-203.201	-232.580	-2.205.275
<b>UKUPNO (€)</b>	<b>398.899</b>	<b>314.572</b>	<b>414.261</b>	<b>347.176</b>	<b>246.178</b>	<b>355.519</b>	<b>513.644</b>	<b>292.112</b>	<b>206.902</b>	<b>216.438</b>	<b>244.395</b>	<b>450.763</b>	<b>4.000.859</b>

**Tablica 8-9** Ukupni mjesečni i godišnji troškovi za sekundarnu regulaciju u 2015. godini

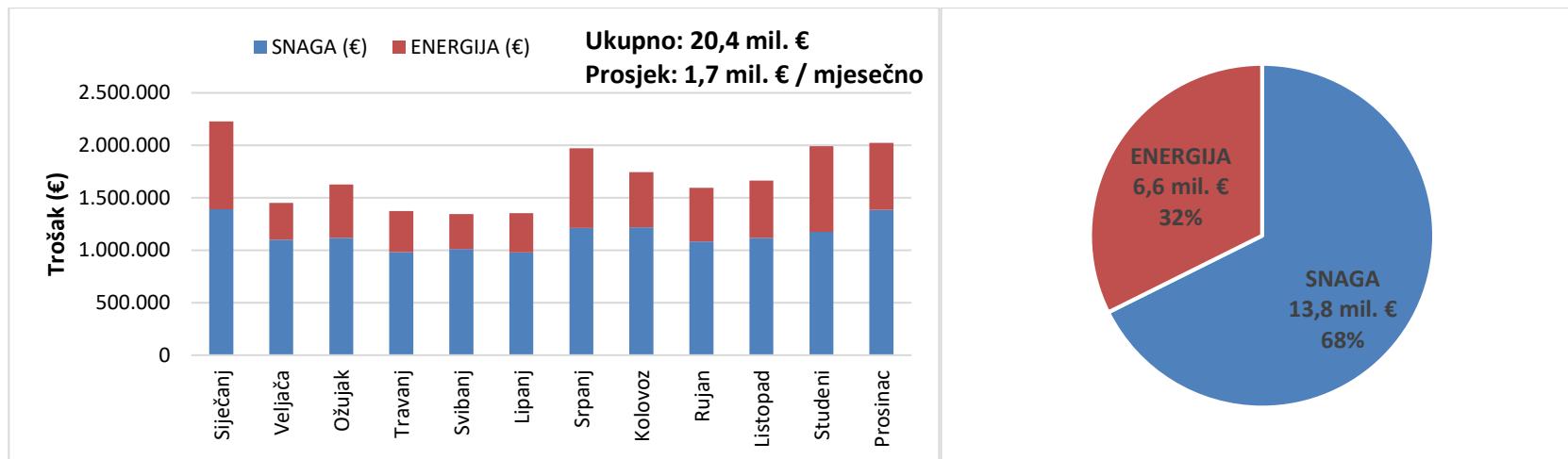
SEK.REG. TROŠAK (€)	Siječanj	Veljača	Ožujak	Travanj	Svibanj	Lipanj	Srpanj	Kolovoz	Rujan	Listopad	Studeni	Prosinac	UKUPNO
<b>SNAGA (€)*</b>	1.390.090	1.100.557	1.116.611	983.194	1.012.534	979.872	1.211.830	1.218.474	1.082.842	1.117.857	1.175.985	1.384.692	13.774.537
<b>ENERGIJA (€)</b>	837.605	351.254	510.288	391.235	331.097	373.775	758.698	525.643	511.199	547.448	814.287	637.377	6.589.907
<b>UKUPNO (€)</b>	<b>2.227.695</b>	<b>1.451.811</b>	<b>1.626.899</b>	<b>1.374.429</b>	<b>1.343.632</b>	<b>1.353.647</b>	<b>1.970.528</b>	<b>1.744.117</b>	<b>1.594.040</b>	<b>1.665.305</b>	<b>1.990.272</b>	<b>2.022.069</b>	<b>20.364.444</b>

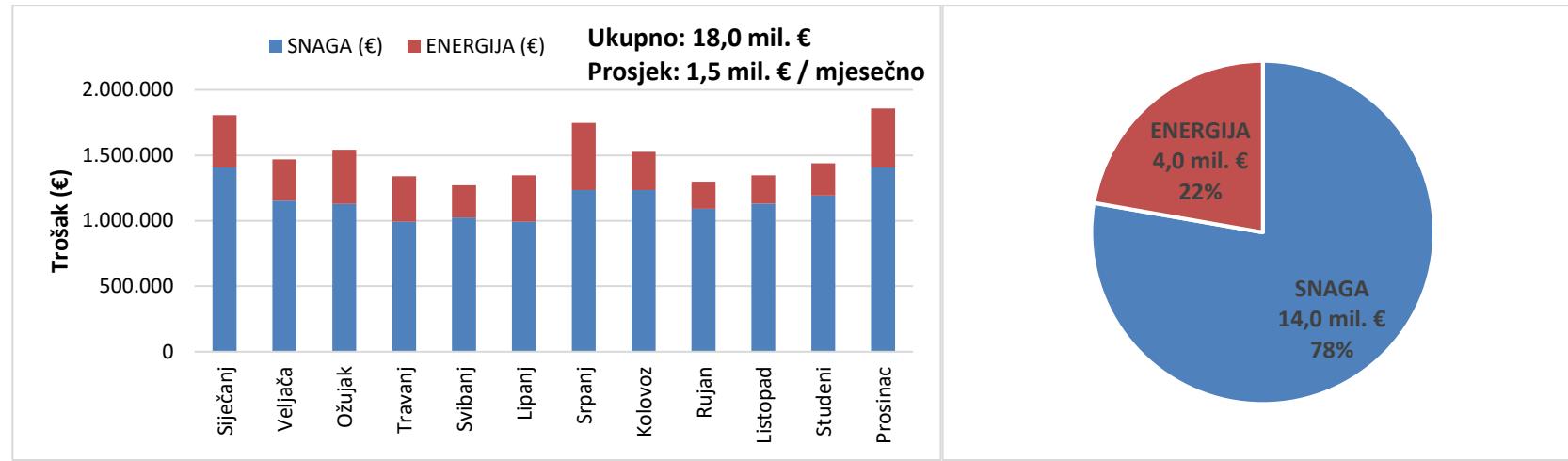
\* ostvarene satne vrijednosti rezerve snage nisu poznate, izračunato prema preporučenim satnim vrijednostima

**Tablica 8-10** Ukupni mjesecni i godisnji troškovi za sekundarnu regulaciju u 2016. godini

SEK.REG. TROŠAK (€)	Siječanj	Veljača	Ožujak	Travanj	Svibanj	Lipanj	Srpanj	Kolovoz	Rujan	Listopad	Studeni	Prosinac	UKUPNO
<b>SNAGA (€)*</b>	1.407.164	1.153.864	1.128.085	991.908	1.024.972	991.908	1.233.440	1.233.440	1.092.780	1.130.327	1.193.652	1.407.164	13.988.705
<b>ENERGIJA (€)</b>	398.899	314.572	414.261	347.176	246.178	355.519	513.644	292.112	206.902	216.438	244.395	450.763	4.000.859
<b>UKUPNO (€)</b>	<b>1.806.064</b>	<b>1.468.435</b>	<b>1.542.346</b>	<b>1.339.084</b>	<b>1.271.149</b>	<b>1.347.427</b>	<b>1.747.085</b>	<b>1.525.552</b>	<b>1.299.682</b>	<b>1.346.765</b>	<b>1.438.047</b>	<b>1.857.928</b>	<b>17.989.564</b>

\* ostvarene satne vrijednosti rezerve snage nisu poznate, izračunato prema preporučenim satnim vrijednostima

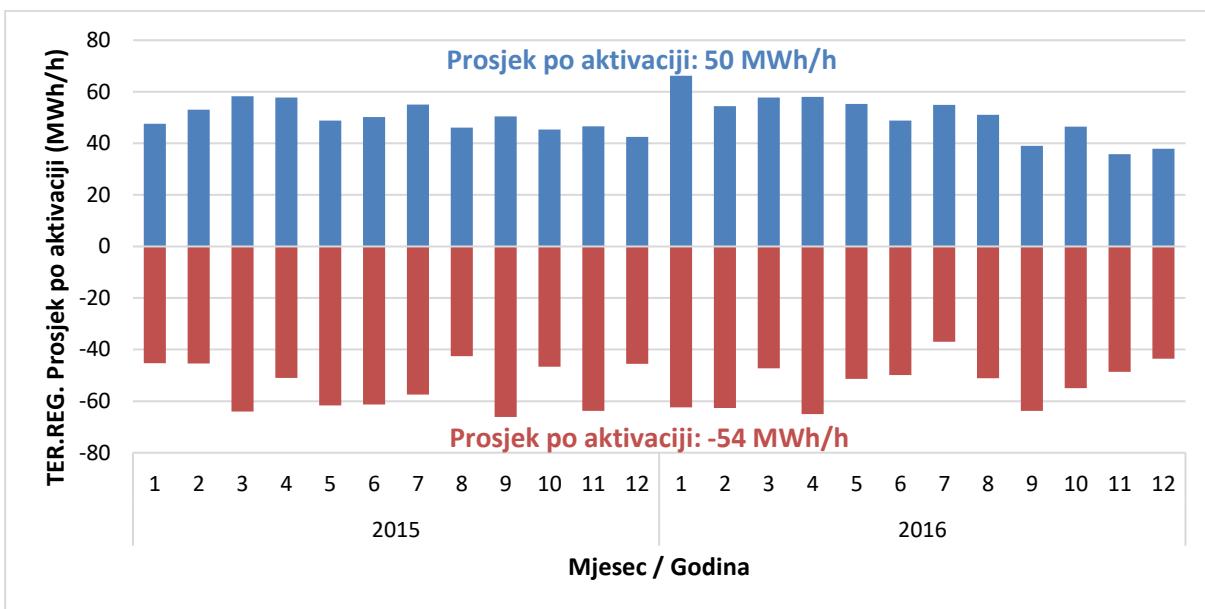
**Slika 8-20** Ukupni mjesecni i godišnji troškovi za sekundarnu regulaciju u 2015. godini



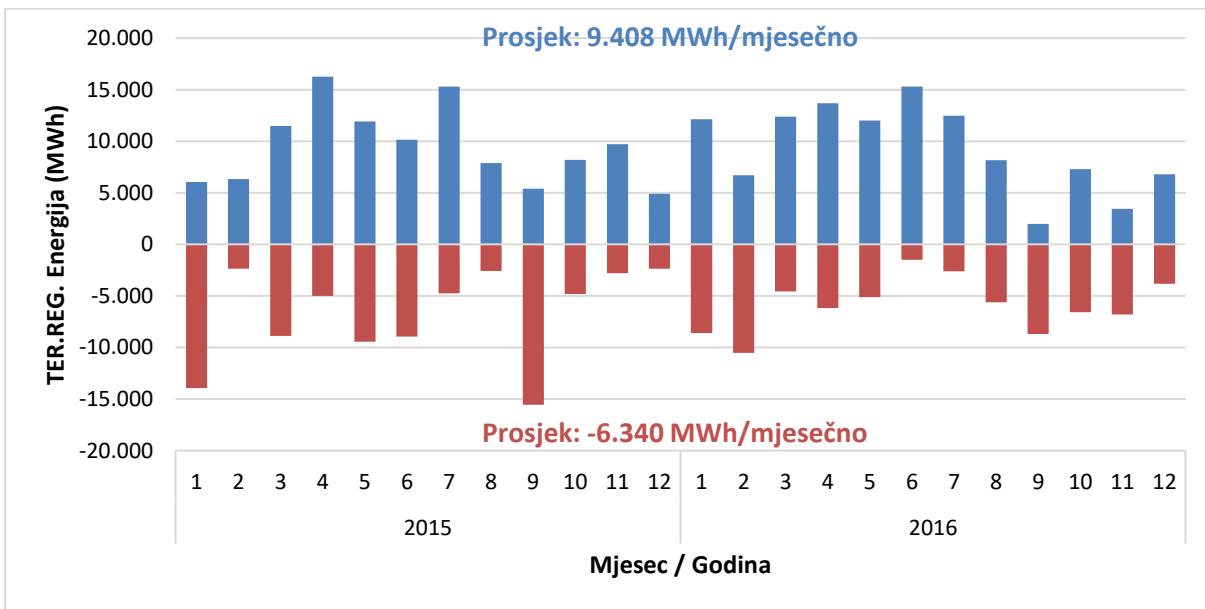
**Slika 8-21** Ukupni mjesecni i godišnji troškovi za sekundarnu regulaciju u 2016. godini

### Tercijarna regulacija

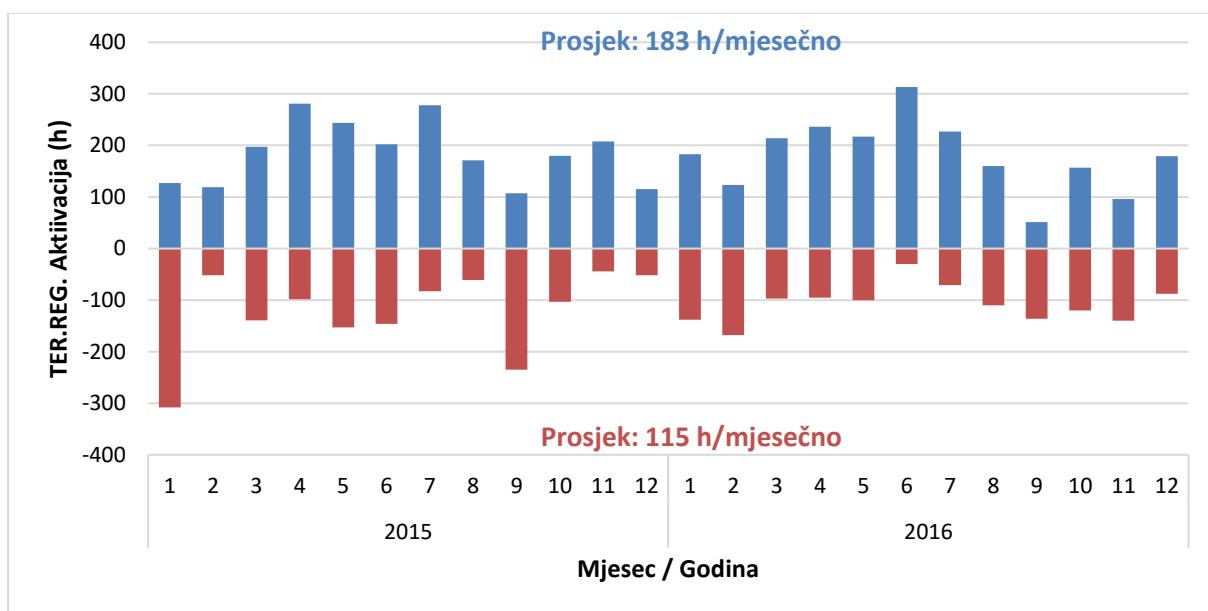
Na slikama u nastavku prikazani su prosječni iznosi aktivacije tercijarne regulacije (MWh/h) na mješetoj razini (Slika 8-22), aktivirana energija (Slika 8-23), te ukupno trajanje aktivacije na mjesecnoj razini na razini cijelog sustava (Slika 8-24).



**Slika 8-22** Prosječni iznos aktivacije (MWh/h) tercijarne regulacije po mjesecima u 2015. i 2016. godini



**Slika 8-23** Aktivirana energija tercijarne regulacije po mjesecima (MWh/mjesečno) u 2015. i 2016. godini



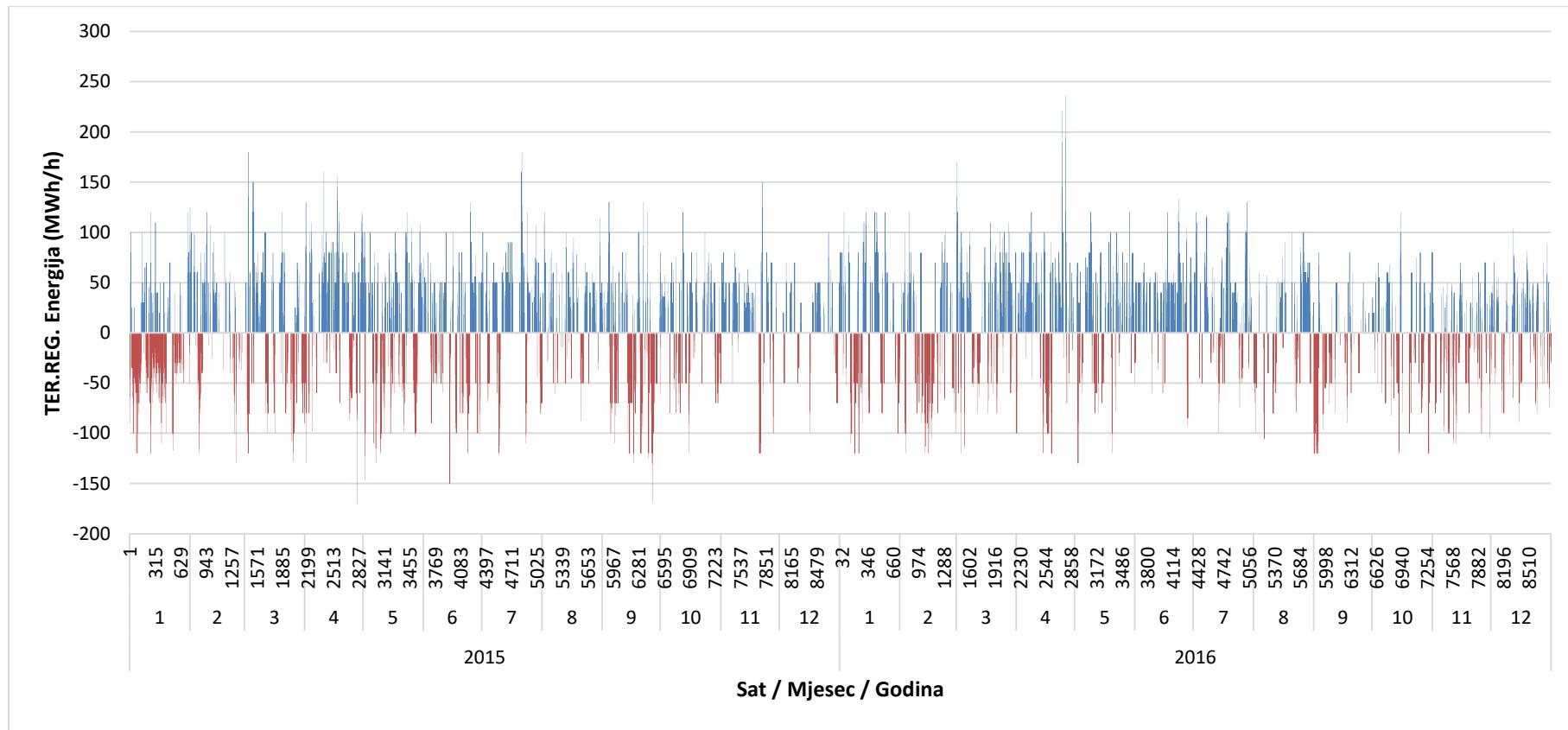
**Slika 8-24** Ukupno vrijeme aktivacije tercijarne regulacije po mjesecima (h/mjesečno) u 2015. i 2016. godini

Kao i za sekundarnu regulaciju, tako je i za tercijarnu regulaciju na godišnjoj razini ukupno aktivirano više pozitivne regulacijske energije nego negativne, kako je prikazano u sljedećoj tablici. Za razliku do sekundarne, tercijarna regulacija je puno rjeđe aktivirana (do 25% vremena), ali i s puno višom prosječno aktiviranom snagom.

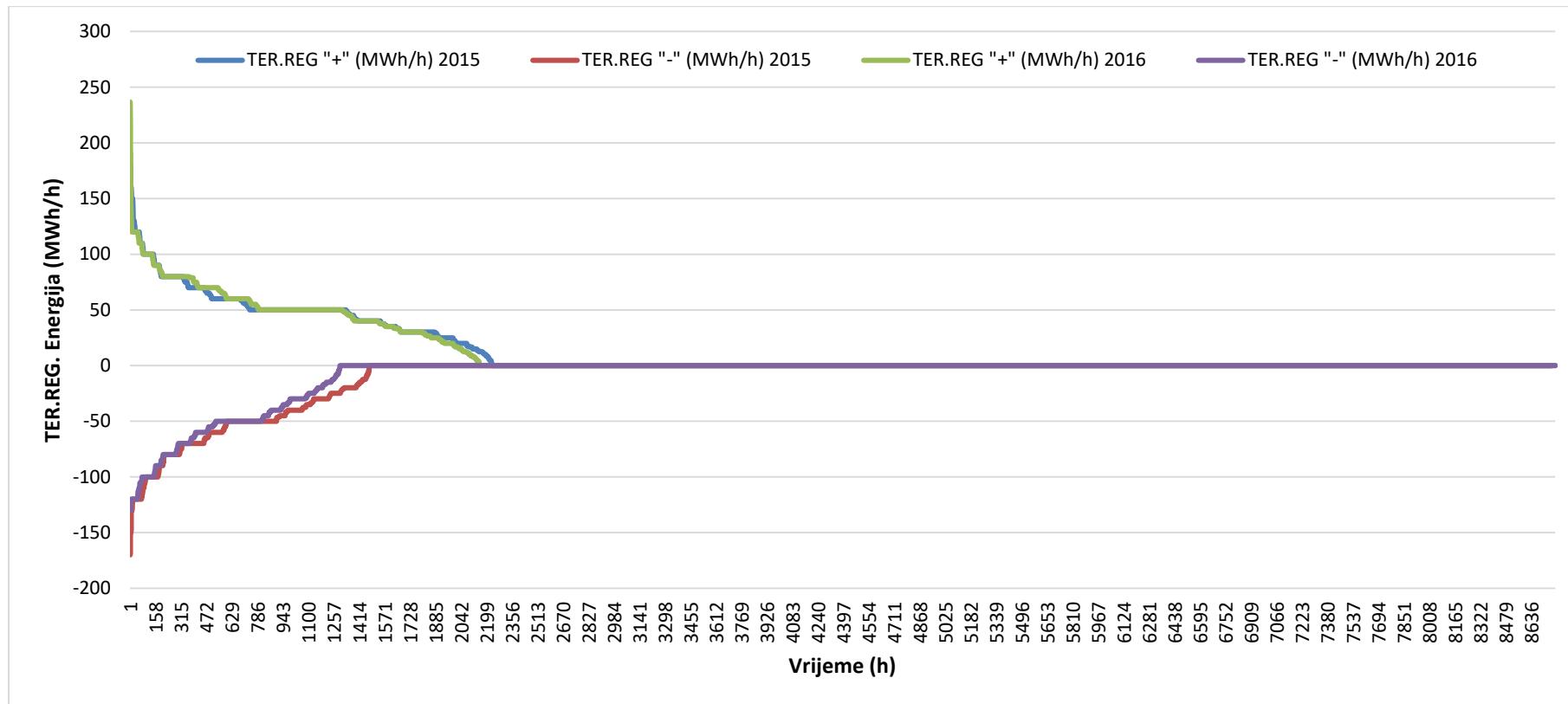
**Tablica 8-11** Aktivirana tercijarna regulacijska energija u 2015. i 2016. godini

Aktivirana TER. regulacija	Godina	Ukupna aktivacija (MWh)	Vrijeme aktivacije (h, %)	Prosječna aktivacija (MWh/h)
Pozitivna reg. energija	2015	113.479 MWh	2.229 h (25%)	51 MWh/h
	2016	112.308 MWh	2.156 h (25%)	52 MWh/h
Negativna reg. energija	2015	81.459 MWh	1.474 h (17%)	55 MWh/h
	2016	70.694 MWh	1.293 h (15%)	55 MWh/h

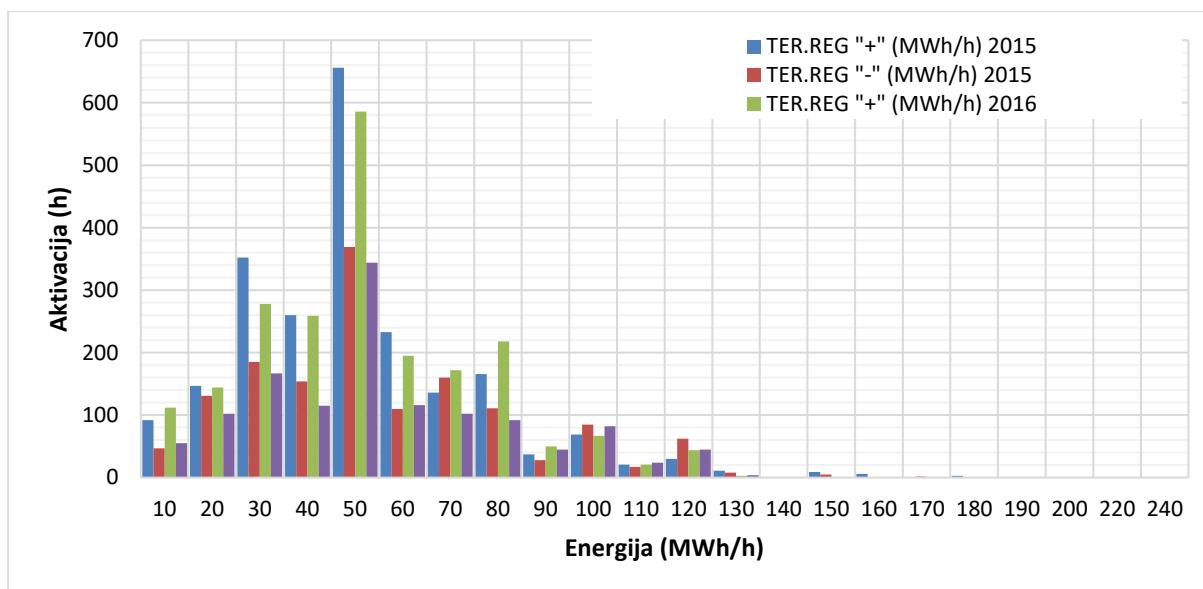
Na slikama u nastavku prikazana je ukupna aktivacija na satnoj razini (Slika 8-25), pripadna krivulja trajanja (Slika 8-26), te histogram aktivirane tercijarne regulacije u 2015. i 2016. godini (Slika 8-27). Najveći broj aktivacija je podrazumijevao iznos od  $\pm 50$  MWh/h.



**Slika 8-25** Ukupno aktivirana energija tercijarne regulacije u 2015. i 2016. godini

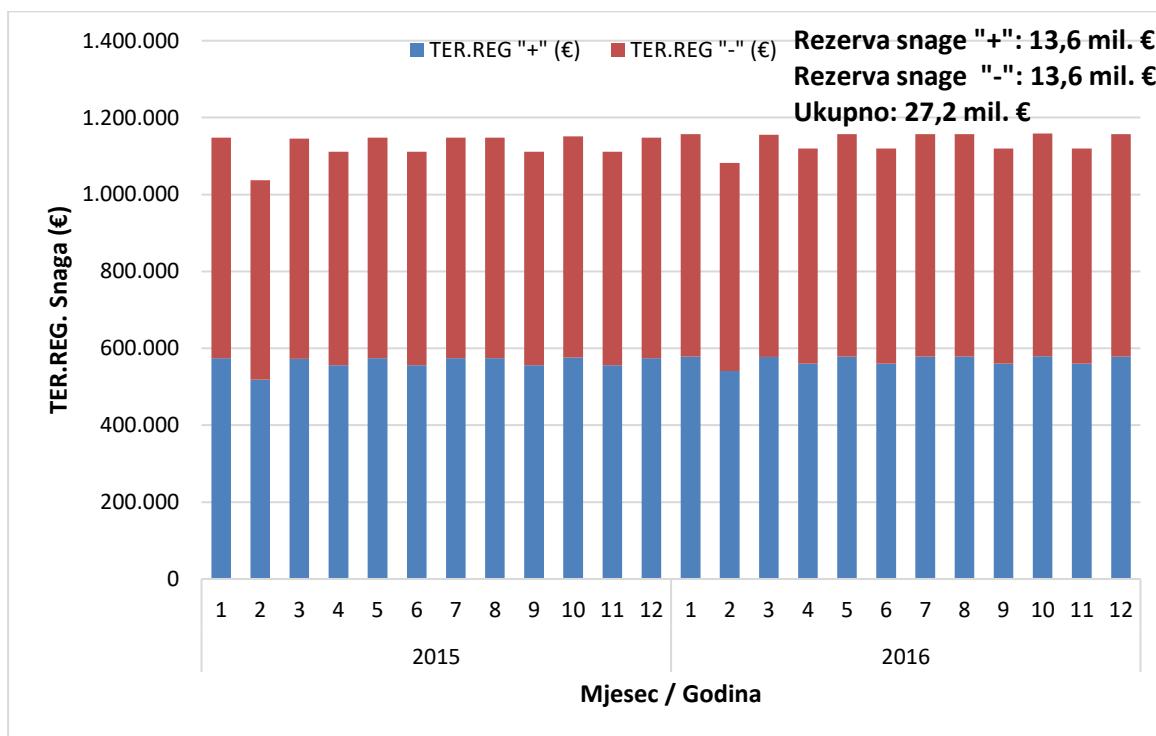


Slika 8-26 Krivulja trajanja tercijarne regulacije u 2015. i 2016. godini



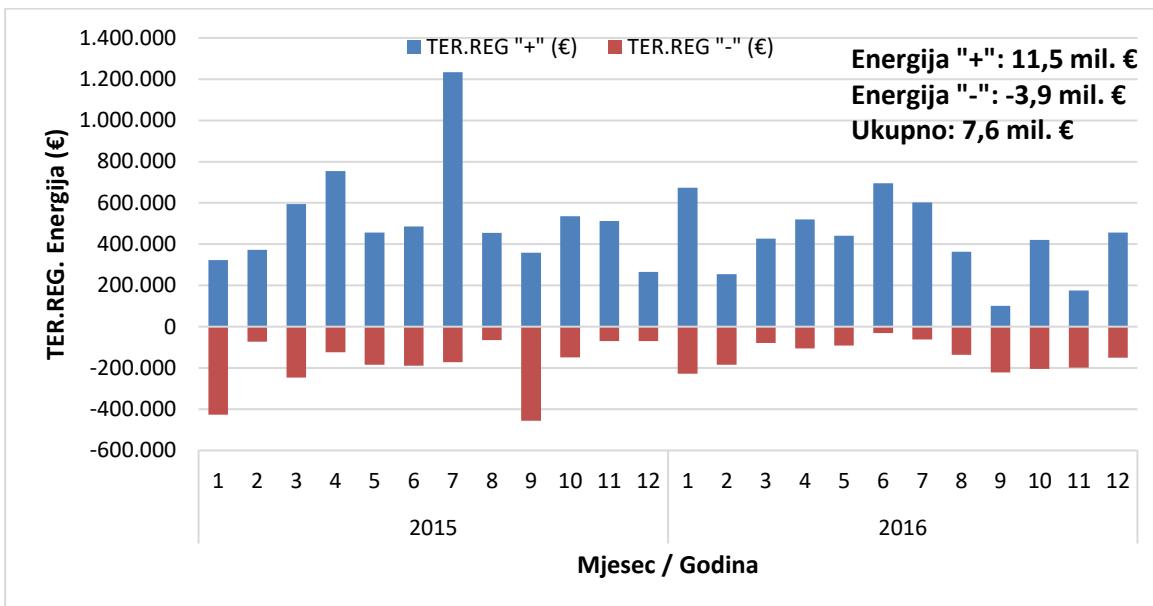
Slika 8-27 Histogram tercijarne regulacije u 2015. i 2016. godini

Na sljedećoj slici su prikazani troškovi rezerve snage za tercijarnu regulaciju. Budući da podaci o raspoloživoj satnoj rezervi snage tercijarne regulacije nisu poznati korišteni su ostvareni iznosi koji su isti i za pozitivnu i za negativnu snagu. Iz toga razloga su i troškovi pozitivne i negativne rezerve snage isti.



Slika 8-28 Troškovi rezerve snage (MW) za tercijarnu regulaciju u 2015. i 2016. godini

Kao i kod sekundarne regulacije, troškovi ukupno aktivirane energije tercijarne regulacije značajno se razlikuju za pozitivnu regulaciju (kada HOPS plaća HEP Proizvodnji za injekciju snage u sustav) i negativnu regulaciju (kada HEP Proizvodnja plaća HOPS-u za smanjenje injekcije snage u sustav), kako je prikazano na sljedećoj slici.



**Slika 8-29** Troškovi regulacijske energije (MW) za tercijarnu regulaciju u 2015. i 2016. godini

Tablice 8-12 i 8-13 prikazuju mjesečne i godišnje troškove aktivirane energije tercijarne regulacije u 2015. i 2016. godini, dok tablice 8-14 i 8-15 prikazuju ukupne troškove tercijarne regulacije (i snage i energije).

Ukupni trošak tercijarne regulacije približno je jednak u 2015. godini (17,6 mil. €) i 2016. godini (17,1 mil. €). Kao i kod sekundarne regulacije, značajan iznos troška čini trošak rezerve snage (77% u 2015. godini, 80% u 2016. godini), kako je prikazano na slikama 8-30 i 8-31.

**Tablica 8-12** Mjesečni i godišnji troškovi aktivirane energije (MWh) za tercijarnu regulaciju u 2015. godini

TER.REG "+"	Siječanj	Veljača	Ožujak	Travanj	Svibanj	Lipanj	Srpanj	Kolovoz	Rujan	Listopad	Studen	Prosinac	UKUPNO
<b>Ukupno (MWh)</b>	6.044	6.313	11.487	16.250	11.904	10.147	15.287	7.885	5.394	8.174	9.703	4.891	113.479
<b>Aktivacija (h)</b>	127	119	197	281	244	202	278	171	107	180	208	115	2229

TER.REG "-"	Siječanj	Veljača	Ožujak	Travanj	Svibanj	Lipanj	Srpanj	Kolovoz	Rujan	Listopad	Studen	Prosinac	UKUPNO
<b>Ukupno (MWh)</b>	-13.933	-2.364	-8.895	-5.000	-9.431	-8.943	-4.764	-2.594	-15.553	-4.807	-2.808	-2.370	-81.459
<b>Aktivacija (h)</b>	308	52	139	98	153	146	83	61	235	103	44	52	1474

TROŠAK ENERGIJE	Siječanj	Veljača	Ožujak	Travanj	Svibanj	Lipanj	Srpanj	Kolovoz	Rujan	Listopad	Studen	Prosinac	UKUPNO
<b>TER.REG "+" (€)</b>	322.482	372.248	594.770	754.711	457.078	486.155	1.233.374	455.115	358.538	536.277	512.141	264.804	6.347.693
<b>TER.REG "-" (€)</b>	-426.368	-72.647	-246.949	-124.171	-184.258	-188.543	-171.924	-65.378	-456.444	-148.671	-69.966	-70.232	-2.225.551
<b>UKUPNO (€)</b>	<b>-103.886</b>	<b>299.602</b>	<b>347.820</b>	<b>630.540</b>	<b>272.821</b>	<b>297.612</b>	<b>1.061.450</b>	<b>389.737</b>	<b>-97.906</b>	<b>387.606</b>	<b>442.174</b>	<b>194.572</b>	<b>4.122.142</b>

**Tablica 8-13** Mjesečni i godišnji troškovi aktivirane energije (MWh) za tercijarnu regulaciju u 2016. godini

TER.REG "+"	Siječanj	Veljača	Ožujak	Travanj	Svibanj	Lipanj	Srpanj	Kolovoz	Rujan	Listopad	Studeni	Prosinac	UKUPNO
<b>Ukupno (MWh)</b>	12.126	6.687	12.367	13.690	12.003	15.302	12.458	8.169	1.993	7.297	3.432	6.785	112.308
<b>Aktivacija (h)</b>	183	123	214	236	217	313	227	160	51	157	96	179	2156

TER.REG "-"	Siječanj	Veljača	Ožujak	Travanj	Svibanj	Lipanj	Srpanj	Kolovoz	Rujan	Listopad	Studeni	Prosinac	UKUPNO
<b>Ukupno (MWh)</b>	-8.618	-10.529	-4.580	-6.177	-5.136	-1.498	-2.622	-5.625	-8.681	-6.590	-6.804	-3.835	-70.694
<b>Aktivacija (h)</b>	138	168	97	95	100	30	71	110	136	120	140	88	1293

TROŠAK ENERGIJE	Siječanj	Veljača	Ožujak	Travanj	Svibanj	Lipanj	Srpanj	Kolovoz	Rujan	Listopad	Studeni	Prosinac	UKUPNO
<b>TER.REG "+" (€)</b>	674.370	254.994	427.340	519.961	440.690	695.285	602.634	363.395	101.674	421.001	175.159	457.098	5.133.599
<b>TER.REG "-" (€)</b>	-227.904	-183.845	-79.650	-105.583	-90.829	-31.185	-62.536	-136.415	-221.355	-204.881	-198.485	-150.205	-1.692.874
<b>UKUPNO (€)</b>	<b>446.465</b>	<b>71.148</b>	<b>347.690</b>	<b>414.377</b>	<b>349.861</b>	<b>664.100</b>	<b>540.098</b>	<b>226.980</b>	<b>-119.682</b>	<b>216.120</b>	<b>-23.326</b>	<b>306.893</b>	<b>3.440.726</b>

**Tablica 8-14** *Ukupni mjesecni i godisnji troškovi za tercijarnu regulaciju u 2015. godini*

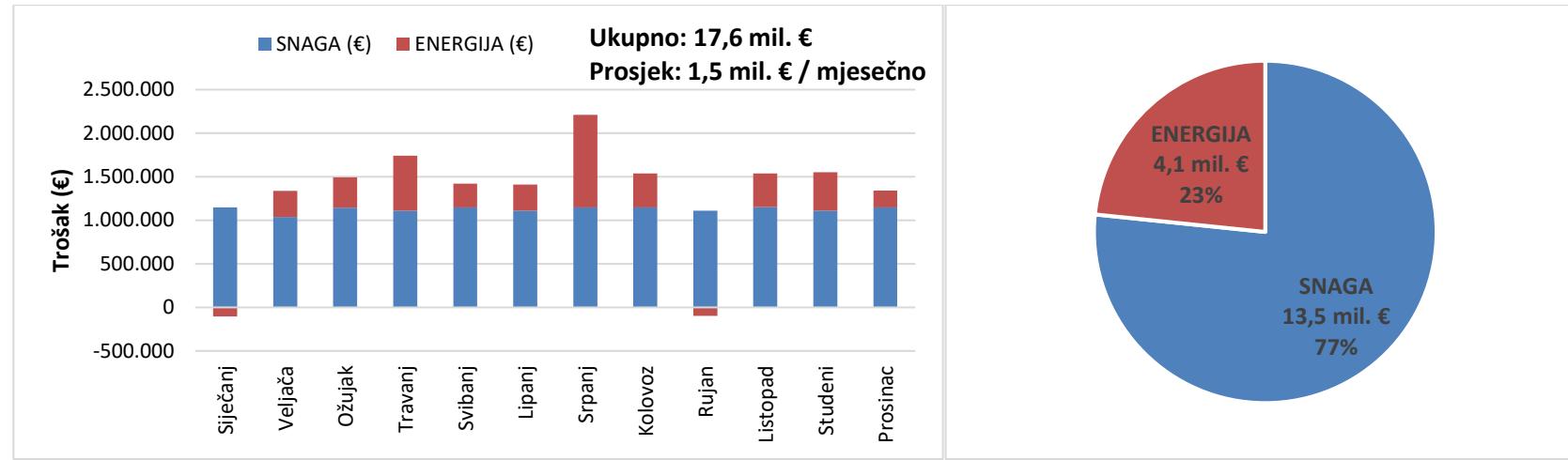
TER.REG. TROŠAK (€)	Siječanj	Veljača	Ožujak	Travanj	Svibanj	Lipanj	Srpanj	Kolovoz	Rujan	Listopad	Studeni	Prosinc	UKUPNO
<b>SNAGA (€)*</b>	1.148.141	1.037.030	1.145.054	1.111.104	1.148.141	1.111.104	1.148.141	1.148.141	1.111.104	1.151.227	1.111.104	1.148.141	13.518.432
<b>ENERGIJA (€)</b>	-103.886	299.602	347.820	630.540	272.821	297.612	1.061.450	389.737	-97.906	387.606	442.174	194.572	4.122.142
<b>UKUPNO (€)</b>	<b>1.044.255</b>	<b>1.336.632</b>	<b>1.492.875</b>	<b>1.741.644</b>	<b>1.420.961</b>	<b>1.408.716</b>	<b>2.209.590</b>	<b>1.537.878</b>	<b>1.013.198</b>	<b>1.538.833</b>	<b>1.553.278</b>	<b>1.342.713</b>	<b>17.640.574</b>

\* ostvarene satne vrijednosti rezerve snage nisu poznate, izračunato prema preporučenim satnim vrijednostima

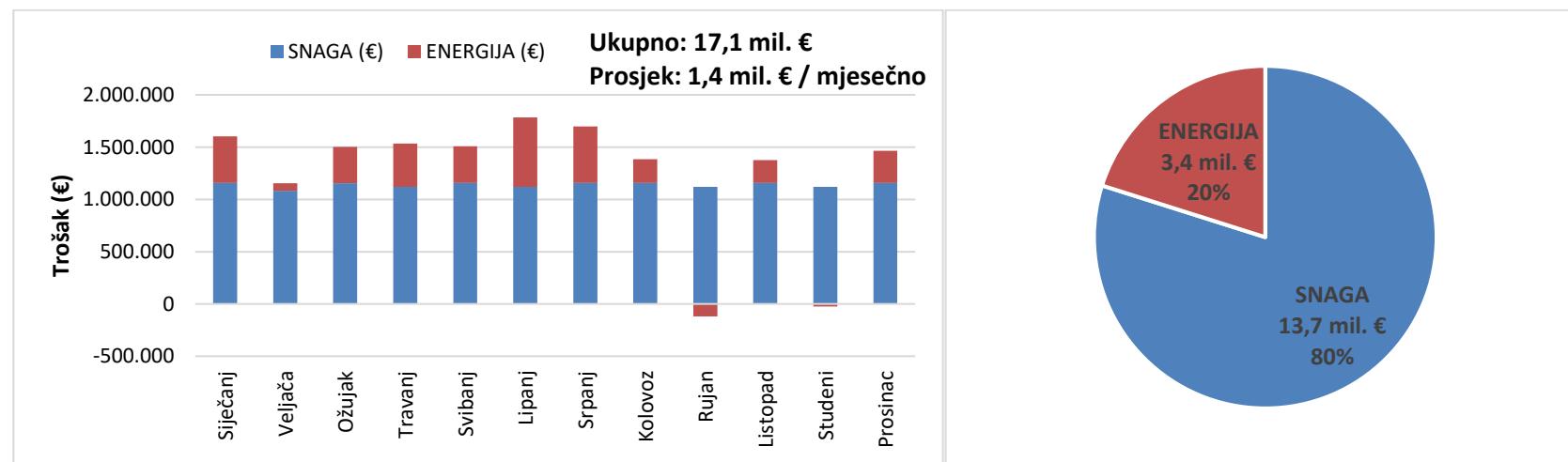
**Tablica 8-15** *Ukupni mjesecni i godisnji troškovi za tercijarnu regulaciju u 2016. godini*

TER.REG. TROŠAK (€)	Siječanj	Veljača	Ožujak	Travanj	Svibanj	Lipanj	Srpanj	Kolovoz	Rujan	Listopad	Studeni	Prosinc	UKUPNO
<b>SNAGA (€)*</b>	1.157.069	1.082.419	1.155.514	1.119.744	1.157.069	1.119.744	1.157.069	1.157.069	1.119.744	1.158.624	1.119.744	1.157.069	13.660.877
<b>ENERGIJA (€)</b>	446.465	71.148	347.690	414.377	349.861	664.100	540.098	226.980	-119.682	216.120	-23.326	306.893	3.440.726
<b>UKUPNO (€)</b>	<b>1.603.534</b>	<b>1.153.568</b>	<b>1.503.204</b>	<b>1.534.121</b>	<b>1.506.930</b>	<b>1.783.844</b>	<b>1.697.166</b>	<b>1.384.049</b>	<b>1.000.062</b>	<b>1.374.744</b>	<b>1.096.418</b>	<b>1.463.962</b>	<b>17.101.602</b>

\* ostvarene satne vrijednosti rezerve snage nisu poznate, izračunato prema preporučenim satnim vrijednostima



**Slika 8-30** Ukupni mjesecni i godišnji troškovi za tercijarnu regulaciju u 2015. godini



**Slika 8-31** Ukupni mjesecni i godišnji troškovi za tercijarnu regulaciju u 2016. godini

### **Troškovi sekundarne i tercijarne regulacije za uravnoteženje**

Ukupni troškovi za uravnoteženje cijelog elektroenergetskog sustava Hrvatske u 2015. godini iznosili su 38 mil. €, dok su u 2016. godini iznosili 35,1 mil. €, kako je prikazano u tablicama 8-16 i 8-17. Približno podjednak trošak čine sekundarna i tercijarna regulacija, kako je prikazano na slici 8-32. Kako je bilo i za očekivati, troškovi rezerve snage čine većinu troškova regulacije (72% u 2015. godini i 79% u 2016. godini), kako je prikazano na slikama 8-33 i 8-34.

Jedan od dodatnih zadataka ove studije bio je procijeniti koliko će iznositi ukupni troškovi regulacije sustava uz povećanu razinu integracije OIE. **Uz pretpostavljenu prosječnu apsolutnu pogrešku predviđanja proizvodnje vjetroelektrana od 5,4% (pretpostavljen nastavak trenda točnijeg predviđanja proizvodnje VE) u odnosu na instaliranu snagu, ukupni troškovi regulacije za razinu integracije vjetroelektrana od 744 MW do 2000 MW procjenjuju se u rasponu od 32,4 mil. € do 74,1 mil. €, kako je prikazano na slici 8-35.**

Tablica 8-18 prikazuje procjene ukupne aktivacije sekundarne i tercijarne rezerve, kao i potrebni iznos tercijarne rezerve za uravnoteženje uz 1% nepokrivenih odstupanja za navedene razine integracije vjetroelektrana.

**Tablica 8-16** *Ukupni mjesecni i godišnji troškovi za sekundarnu i tercijarnu regulaciju u 2015. godini*

SEK.REG. + TER.REG. (€)	Siječanj	Veljača	Ožujak	Travanj	Svibanj	Lipanj	Srpanj	Kolovoz	Rujan	Listopad	Studeni	Prosinac	UKUPNO
<b>SNAGA (€)*</b>	2.538.230	2.137.587	2.261.666	2.094.298	2.160.675	2.090.976	2.359.971	2.366.614	2.193.946	2.269.084	2.287.089	2.532.833	27.292.969
<b>ENERGIJA (€)</b>	733.719	650.855	858.108	1.021.775	603.918	671.387	1.820.147	915.381	413.293	935.054	1.256.462	831.950	10.712.049
<b>UKUPNO (€)</b>	<b>3.271.949</b>	<b>2.788.443</b>	<b>3.119.774</b>	<b>3.116.073</b>	<b>2.764.593</b>	<b>2.762.363</b>	<b>4.180.118</b>	<b>3.281.995</b>	<b>2.607.239</b>	<b>3.204.138</b>	<b>3.543.550</b>	<b>3.364.783</b>	<b>38.005.018</b>

\* ostvarene satne vrijednosti rezerve snage nisu poznate, izračunato prema preporučenim satnim vrijednostima

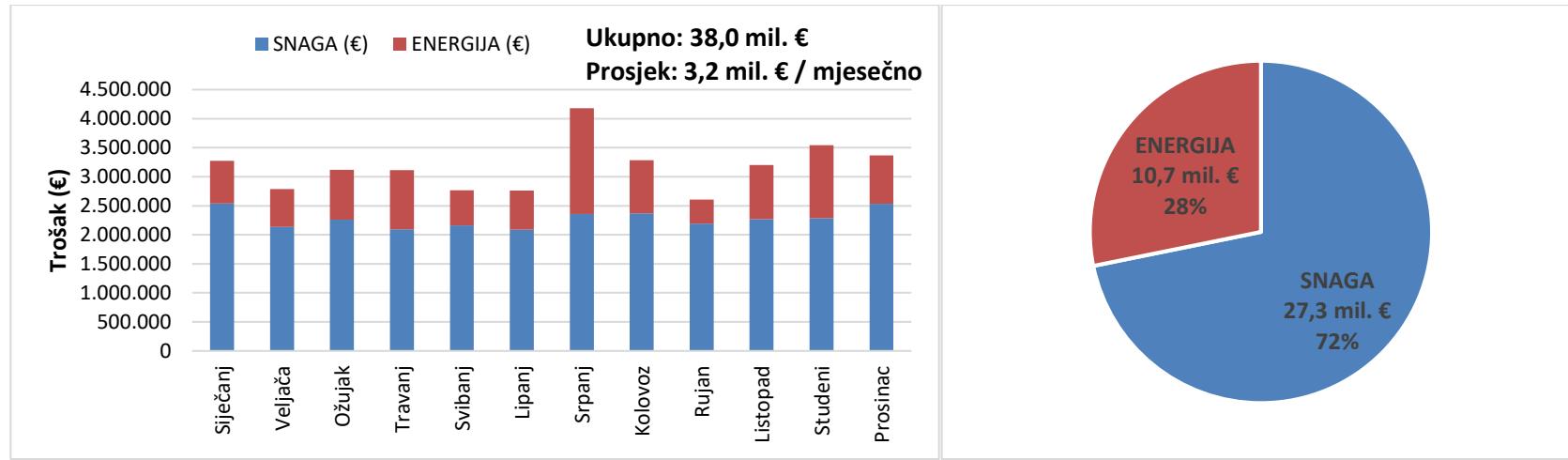
**Tablica 8-17** *Ukupni mjesecni i godišnji troškovi za sekundarnu i tercijarnu regulaciju u 2016. godini*

SEK.REG. + TER.REG. (€)	Siječanj	Veljača	Ožujak	Travanj	Svibanj	Lipanj	Srpanj	Kolovoz	Rujan	Listopad	Studeni	Prosinac	UKUPNO
<b>SNAGA (€)*</b>	2.564.233	2.236.283	2.283.599	2.111.652	2.182.040	2.111.652	2.390.509	2.390.509	2.212.524	2.288.951	2.313.396	2.564.233	27.649.582
<b>ENERGIJA (€)</b>	845.364	385.720	761.951	761.553	596.039	1.019.619	1.053.742	519.092	87.220	432.559	221.069	757.656	7.441.585
<b>UKUPNO (€)</b>	<b>3.409.598</b>	<b>2.622.003</b>	<b>3.045.550</b>	<b>2.873.205</b>	<b>2.778.080</b>	<b>3.131.271</b>	<b>3.444.251</b>	<b>2.909.601</b>	<b>2.299.744</b>	<b>2.721.510</b>	<b>2.534.465</b>	<b>3.321.889</b>	<b>35.091.166</b>

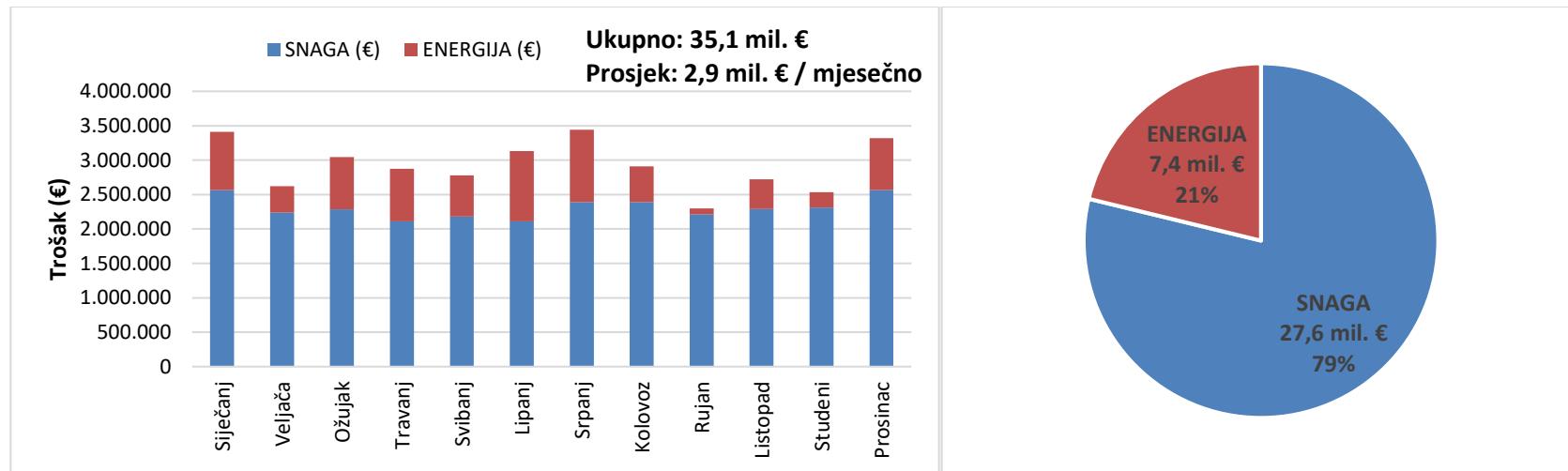
\* ostvarene satne vrijednosti rezerve snage nisu poznate, izračunato prema preporučenim satnim vrijednostima



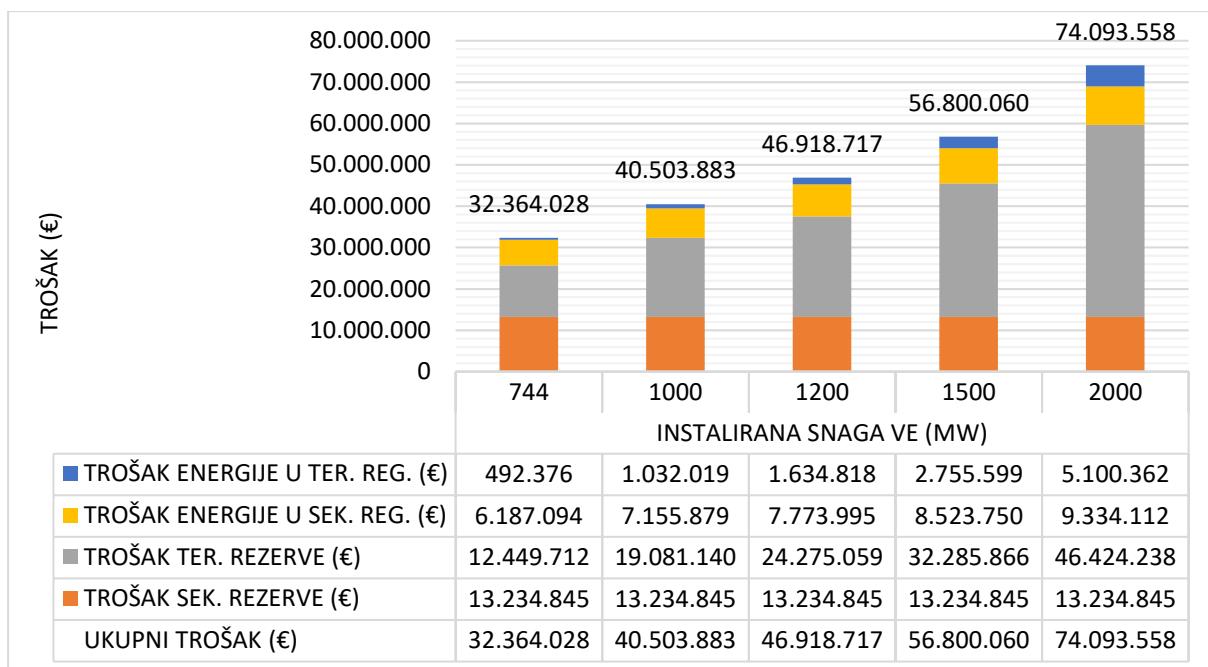
**Slika 8-32** Ukupni godišnji troškovi za sekundarnu i tercijarnu regulaciju u 2015. i 2016. godini



**Slika 8-33** Ukupni mjesечni i godišnji troškovi za sekundarnu i tercijarnu regulaciju u 2015. godini



**Slika 8-34** Ukupni mjesечni i godišnji troškovi za sekundarnu i tercijarnu regulaciju u 2016. godini



**Slika 8-35** Troškovi snage i energije sekundarne i tercijarne regulacije za različitu razinu integracije vjetroelektrana uz prosječnu apsolutnu pogrešku planiranja od 5,4%

**Tablica 8-18** Ukupne aktivacije sekundarne i tercijarne rezerve te potrebni iznos tercijarne rezerve za uravnoteženje VE za različitu razinu integracije VE uz prosječnu apsolutnu pogrešku planiranja od 5,4%

KATEGORIJE	INSTALIRANA SNAGA VE (MW)				
	744	1000	1200	1500	2000
Ukupna aktivirana sekundarna rezerva prema gore (SR+) - GWh	168	188	201	216	233
Ukupna aktivirana sekundarna rezerva prema dolje (SR-) - GWh	143	150	155	160	166
Ukupna aktivirana tercijarna rezerva prema gore (TR+) - GWh	46	79	110	162	261
Ukupna aktivirana tercijarna rezerva prema dolje (TR-) - GWh	69	111	148	206	308
Ukupna rezerva prema gore (SR+ i TR+) - GWh	215	267	311	378	494
Ukupna rezerva prema dolje (SR- i TR-) - GWh	212	261	302	366	475
Potrebna tercijarna rezerva za uravnoteženje ( $\pm$ MWh/h) - 1 % nepokrivenih odstupanja	110	159	196	252	352

## Korelacija odstupanja sustava (Konzum, OIE, Konzum + OIE) sa aktivacijom regulacijske energije za uravnoteženje

Za ispravnu procjenu utjecaja odstupanja OIE na ukupnu pogrešku regulacijskog područja (*engl. ACEoI - Area Control Error open loop*) potrebno je imati podatke o ostvarenom odstupanju OIE te ostvarenoj regulacijskoj pogrešci hrvatskog sustava (područja). Zbog nedostupnosti podataka o ostvarenoj regulacijskoj pogreški hrvatskog elektroenergetskog sustava za 2015. i 2016. godinu korelacija je izračunata između izračunatog ukupnog odstupanja sustava (uključujući i odstupanje OIE) i aktivacije regulacijske energije za uravnoteženje pod pretpostavkom da je regulacijska energija u potpunosti uravnotežila regulacijsku grešku hrvatskog sustava.

Glavne metode koje se koriste kod određivanja povezanosti dvije ili više varijabli utemeljene na stvarnim pojavama (ne matematičkim) su metode korelacijske i regresijske analize:

- Korelacijska analiza - istražuje jakost statističkih veza, odnosno mjeru linearne povezanosti (smjer i jakost) između dvije ili više varijabli. Ako između varijabli postoji korelacija to znači da se na temelju vrijednosti jedne varijable može predvidjeti vrijednost druge varijable.
- Regresijska analiza - istražuje oblik povezanosti dvaju ili više varijabli, odnosno analitički oblik (jednadžbu) između dvije ili više varijabli.

Za određivanje povezanosti između ukupnog odstupanja sustava i angažmana regulacijske energije koristi se korelacijska analiza. Varijable koje se analiziraju korelacijom dijele se na nezavisne varijable i zavisne varijable. Nezavisna varijabla je ona varijabla koja utječe na promjenu u drugoj (zavisnoj) varijabli. Za uravnoteženje sustava nezavisna varijabla je ukupno odstupanje sustava dok je zavisna varijabla angažman regulacijske energije za uravnoteženje sustava obzirom da je druga posljedica prve.

Prema prirodi uravnoteženja sustava oblik povezanosti između odstupanja sustava i angažmana regulacije analize je linearan (npr. određeno količinsko odstupanje sustava uzrokuje angažman jednakog količine regulacijske energije). Korelacija između varijabli uravnoteženja promatra se kroz dvije veličine: smjer i jakost. Promatrana korelacija, odnosno koeficijent „r“ (Pearson-ov koeficijent korelacijske energije) može poprimiti vrijednost od  $-1,00$  do  $1,00$ .

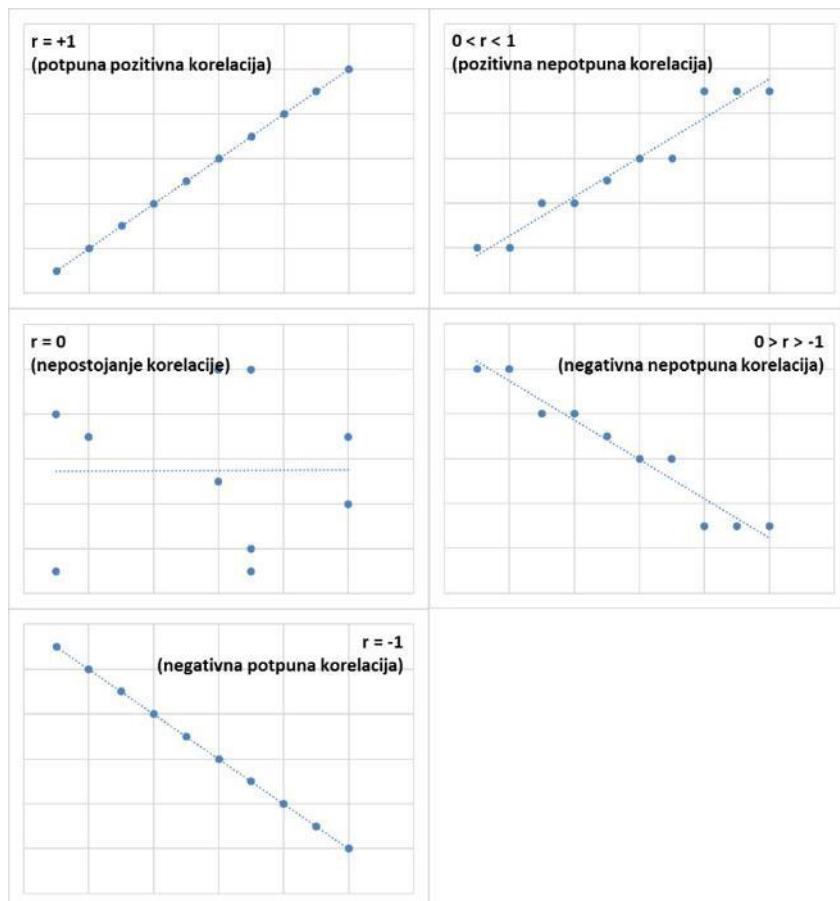
Smjer korelacijske energije može biti pozitivan ili negativan. Kada povećanje vrijednosti jedne varijable uzrokuje povećanje vrijednosti druge varijable to je pozitivna korelacija. Kada povećanje vrijednosti jedne varijable uzrokuje smanjenje vrijednosti druge varijable to je negativna korelacija. Korelacija između odstupanja sustava i angažmana regulacijske energije uvijek treba biti negativna zato jer je aktivirana regulacijska energija uvijek suprotnog smjera od odstupanja sustava (npr. pozitivno odstupanje sustava tj. višak energije u sustavu uzrokuje negativnu regulacijsku energiju tj. smanjenje proizvodnje).

Pored smjera korelacijske energije (pozitivna i negativna korelacija), korelacija se tumači obzirom na jakost koeficijenta korelacijske energije r (izražava se sa 2 decimalna mjesta) a označava mjeru povezanosti između varijabli koja se tumači na sljedeći način:

- $r = 0$  do  $\pm 0,25$  nema povezanosti
- $r = \pm 0,26$  do  $\pm 0,50$  slaba povezanost
- $r = \pm 0,51$  do  $\pm 0,75$  umjerena do dobra povezanost
- $r = \pm 0,76$  do  $\pm 1,00$  vrlo dobra do izvrsna povezanost
- $r = \pm 1$  potpuna korelacija (karakteristično za teoretske matematičke modele).

Pored smjera i jakosti korelacije iskazuje se još i koeficijent determinacije „ $r^2$ “ a kojim se određuje iznos uzročno-posljedične veze, odnosno koliko je promjena zavisne varijable objašnjena promjenom nezavisne varijable (npr. ako je koeficijent korelacije 0,9 tada je koeficijent determinacije 0,8 što znači da je 80% promjena zavisne varijable objašnjeno promjenom nezavisne varijable). Stoga kada se govori o jačini korelacijske veze između varijabli mora se uzeti u obzir i koeficijent determinacije.

Grafički prikaz skupa podataka između kojih se traži korelacija obično se predstavljaju dijagramima rasipanja. U nastavku su prikazani dijagrami rasipanja za osnovne tipove korelacijske veze.



**Slika 8-36** Korelacija – reprezentativni primjeri dijagrama rasipanja

### Analiza korelacijske veze za 2015. i 2016. godinu

Prije analize korelacijske veze između ukupnog odstupanja sustava (s naglasnom na procjenu odstupanja OIE) i aktivacije regulacijske energije za uravnovezenje potrebno je istaknuti određene pretpostavke i pogonska stanja koja uzrokuju smanjenje korelacijske veze između promatranih varijabli uravnovezenja:

- nepotpunost ulaznih podataka (nepostojanje mjerena)
- aktivacija regulacijske energije nije bila raspoloživa ili pravovremena ili nije bila aktivirana u skladu s pravilima uravnovezenja sustava
- ispomoć susjednim regulacijskim područjima i slično.

U studiji je pretpostavljano da je nezavisna varijabla „ukupno odstupanje sustava“ posljedica odstupanja konzuma i odstupanja OIE (u ovom slučaju samo vjetroelektrana kao najdominantnijeg OIE) od dnevnih rasporeda, odnosno planova potrošnje i proizvodnje. Na ukupno odstupanje sustava utječe i odstupanje

varijable „Proizvodnja“ od dnevnih rasporeda, ali zbog nepotpunih ulaznih podataka (detaljni podaci o Proizvodnji nisu dostavljeni) pretpostavlja se da klasične elektrane (hidroelektrane i termoelektrane) prate svoje planove proizvodnje i da je njihovo odstupanje od plana jednako nuli.

Također, u ulaznim podacima HOPS-a varijabla Konzum računa se kao Proizvodnja + Razmjena + Gubici mreže HOPS-a i ODS-a uz uračunatu proizvodnju na distribucijskoj mreži (ODS) sukladno dostavljenim podacima HOPS-a. Zbog toga se u podacima konstantno provlači greška čiji se iznos ne može točno odrediti jer ovisi o varijabilnosti proizvodnje OIE priključenih na distribucijsku mrežu.

U pogonskim stanjima u kojima aktivacija regulacije energije nije bila raspoloživa ili pravovremena ili nije bila aktivirana u skladu s pravilima uravnoteženje sustava doći će do odstupanja u korelaciji između odstupanja sustava i aktivacije regulacijske energije jer je sustav uravnotežen prekograničnom razmjenom.

Nadalje, angažman regulacijske energije nije uvijek uvjetovan samo odstupanjem hrvatskog sustava. Moguće su situacije u kojima je potrebna ispomoć susjednim kontrolnim područjima zbog njihovih neplaniranih odstupanja zbog čega se zavisna varijabla „aktivacija regulacijske energije“ mijenja neovisno od odstupanja hrvatskog sustava.

Zbog svega navedenog evidentno je da varijabla „aktivacija regulacijske energije“ ne ovisi samo o nezavisnoj varijabli „odstupanje sustava“ već o više nezavisnih varijabli zbog čega će se i koeficijent korelacije razlikovati ovisno o ulaznom skupu podatka (promatra se skup podataka „odstupanja sustava“ i „aktivacija regulacijske energije“ za razdoblje dan i godina).

S obzirom na raspoloživost ulaznih podataka (prvenstveno onih kojih se odnose na pomoćne usluge sustava – sekundarnu i tercijarnu regulaciju) koreacijska analiza provodi se samo za 2015. i 2016. godinu.

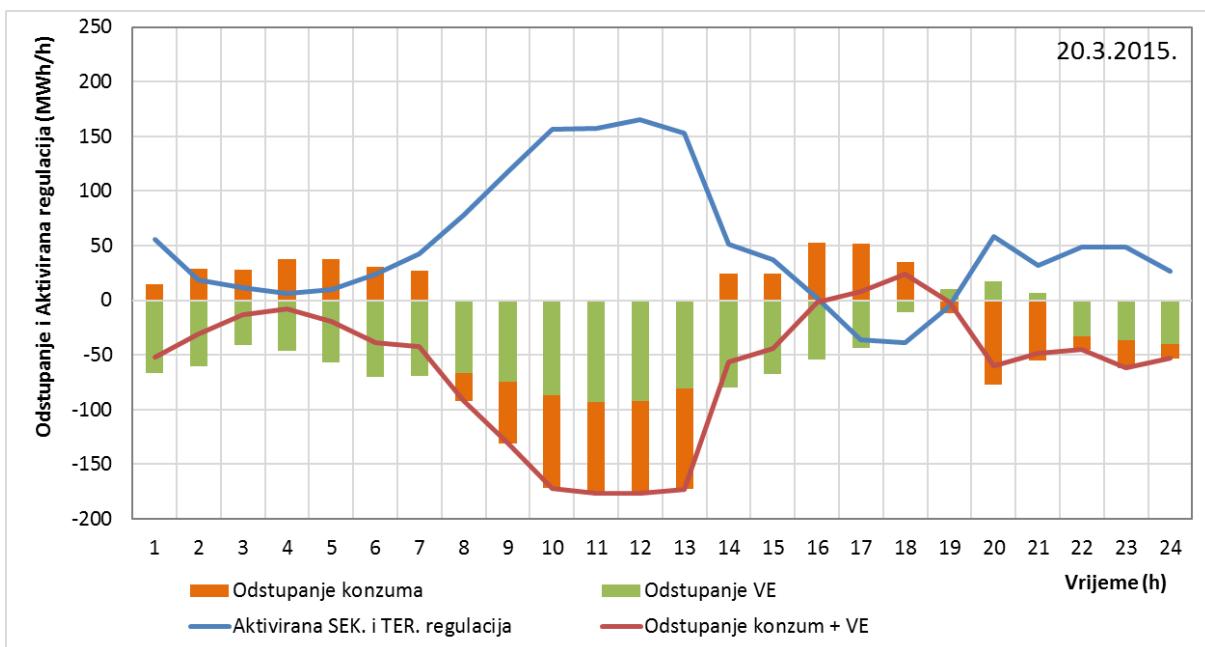
### Primjer najbolje i najlošije dnevne korelacije

U nastavku su prikazana za svaku godinu po dva primjera ostvarene korelacije između odstupanja sustava i aktivirane regulacijske energije (tablice 8-19 i 8-20). Na dane 20.03.2015. i 08.01.2016. godine ostvarene su najbolje korelacije između promatranih varijabli (izvrsna povezanost) dok na dane 17.07.2015. i 01.11.2016. godine uopće nisu postojale korelacije između promatranih varijabli (regulacijska energija je aktivirana neovisno od odstupanja sustava, utjecaj nepoznate varijable).

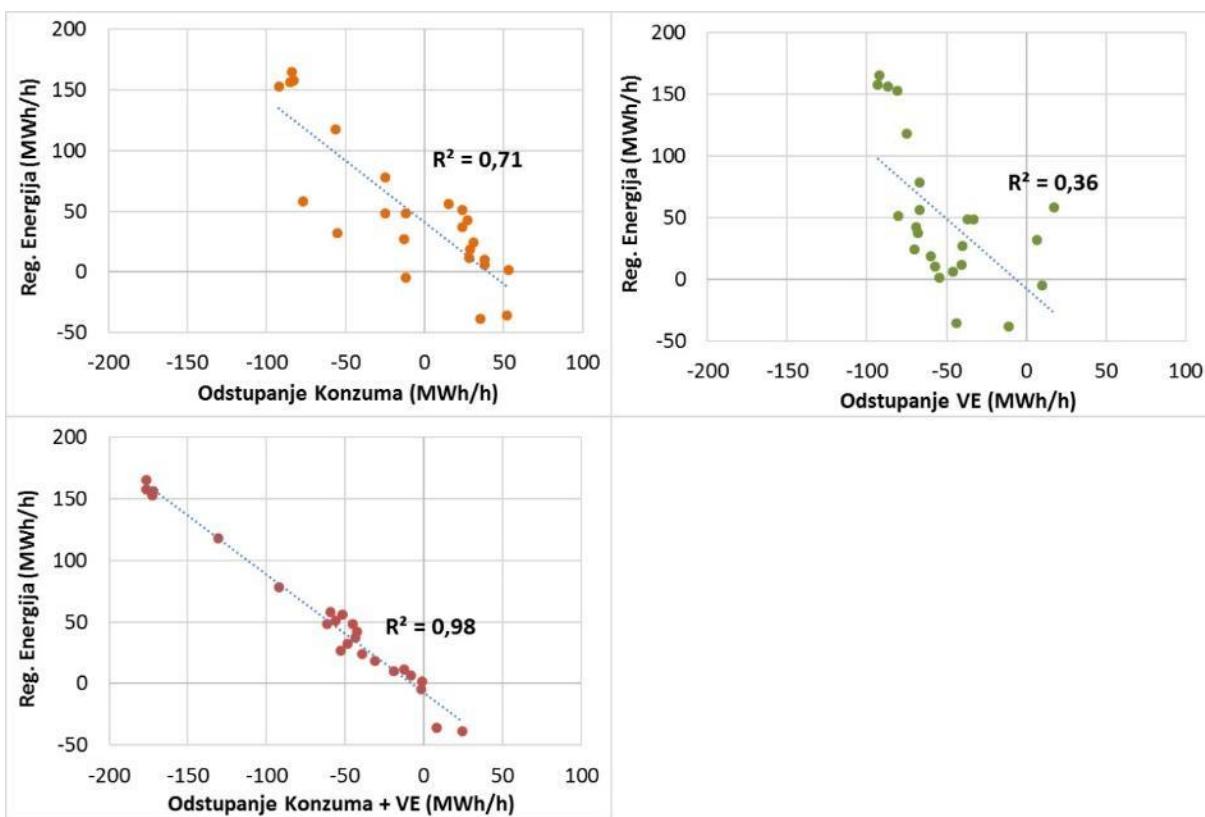
Za primjer izvrsne povezanosti na dan 20.03.2015. godine koeficijent korelacije „ $r$ “ između odstupanja sustava i aktivirane regulacijske energije iznosio je -0,99 uz koeficijent determinacije „ $r^2$ “ od 0,98 (98% aktivirane regulacijske energije uzrokovano je ukupnim odstupanjem sustava). Izvrsnu povezanost dokazuje slika 8-37 gdje je razvidno da se odstupanje konzuma i VE djelomično poništavaju, a ukupno su količinski jednak aktiviranoj regulacijskoj energiji suprotnog predznaka. Naime, svaka korelacija između predmetnih varijabli čiji bi smjer bio pozitivan u suprotnosti je s mehanizmom uravnoteženja. Za promatrani dan na aktivaciju regulacijske energije veći je utjecaj imala nezavisna varijabla odstupanje konzuma (koeficijent determinacije  $r^2 = 0,71$ ) nego nezavisna varijabla odstupanje VE (koeficijent determinacije  $r^2 = 0,36$ ). Obrnuti utjecaj (varijabla VE imala je veći utjecaj nego varijabla konzum) na aktivaciju regulacijske energije zbio se na dan 08.01.2016. godine kada je ostvarena najveća povezanost u 2016. godini (slike 8-41 i 8-42).

**Tablica 8-19** Najbolja i najlošija dnevna korelacija između odstupanja sustava (Konzum, VE i Konzum + VE) i aktivirane regulacijske energije u 2015. godini

KORELACIJA	20.3.2015		16.7.2015	
	Aktivirana SEK. i TER. E-nergija		Aktivirana SEK. i TER. E-nergija	
	r	$r^2$	r	$r^2$
Odstupanje Konzuma	-0,84	0,71	-0,15	0,02
Odstupanje VE	-0,60	0,36	0,49	0,24
Odstupanje Konzuma + VE	-0,99	0,98	0,26	0,07

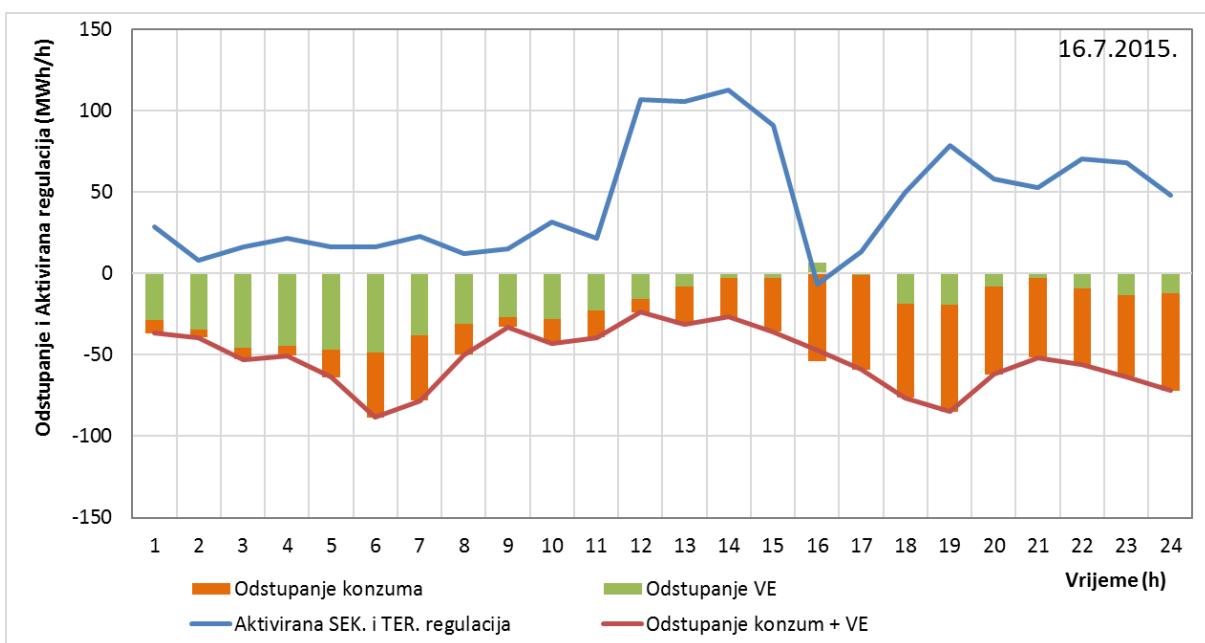


**Slika 8-37** Odstupanja i aktivirana regulacijska energija 20.03.2015.

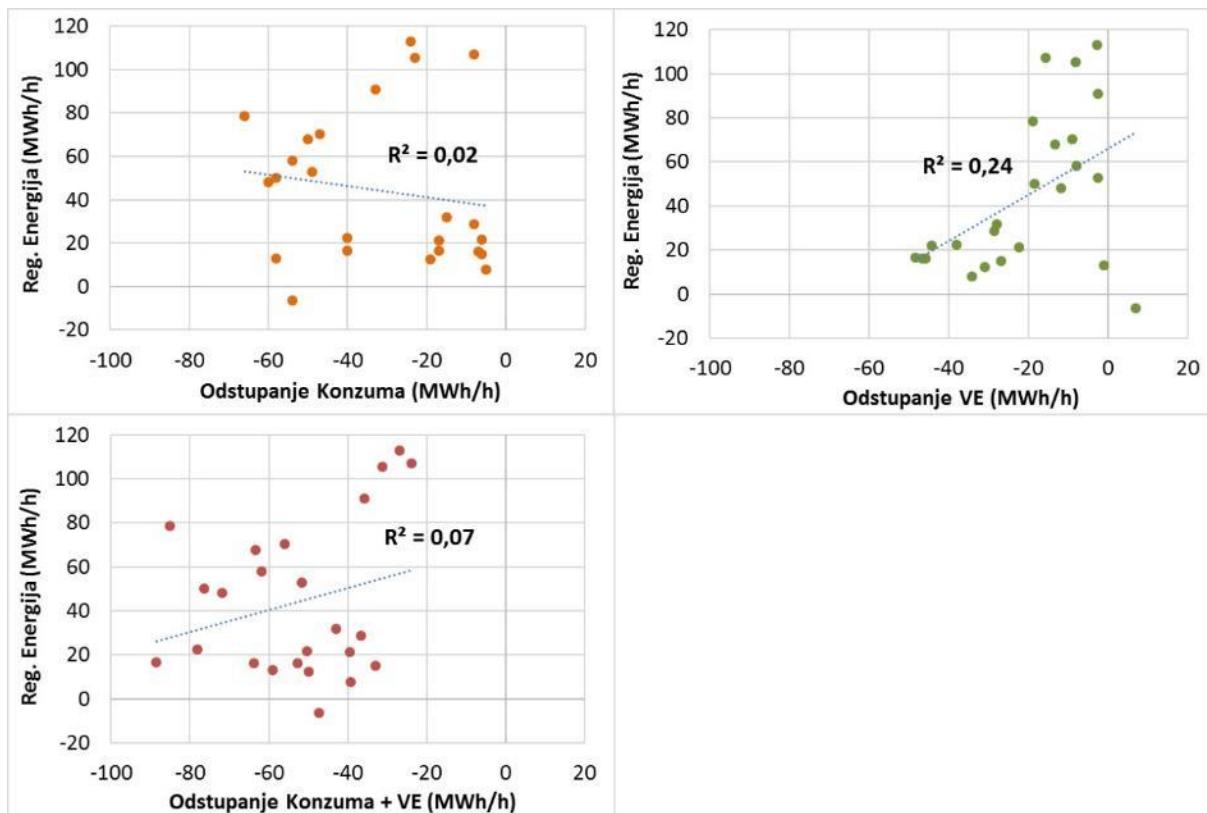


**Slika 8-38** Dijagram rasipanja za odstupanja i aktiviranu regulacijsku energiju za 20.03.2015.

Skup podataka za dane 17.07.2015. i 01.11.2016. godine (slike 8-39 i 8-40 te 8-43 i 8-44) primjer je nepostojanja korelacije između odstupanja sustava i aktivacije regulacijske energije. Naprotiv, smjer korelacije je čak pozitivan što je u suprotnosti sa mehanizmom uravnoteženja. Za navedene dane aktivacija regulacijske energije posljedica je neke od skrivenih varijabli koje su prethodno navedene (npr. ispomoć susjednim sustavima, neraspoloživost aktivacije regulacijske energije, nepotpunost ulaznih podataka i slično).



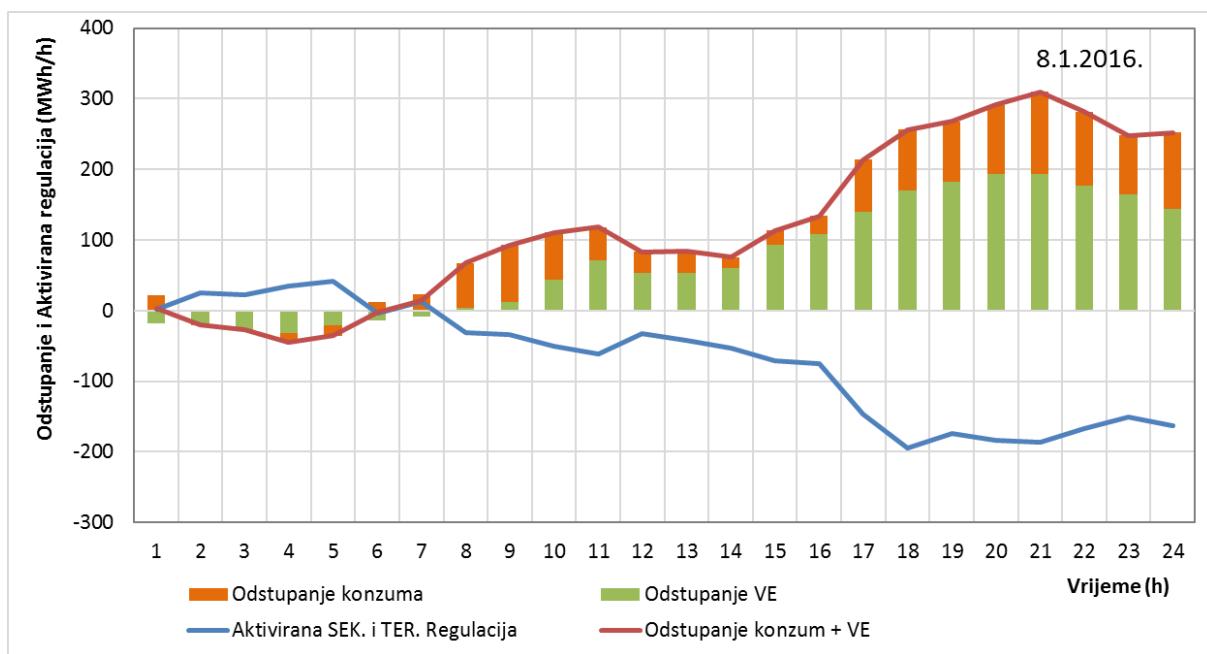
**Slika 8-39** Odstupanja i aktivirana regulacijska energija 16.07.2015.



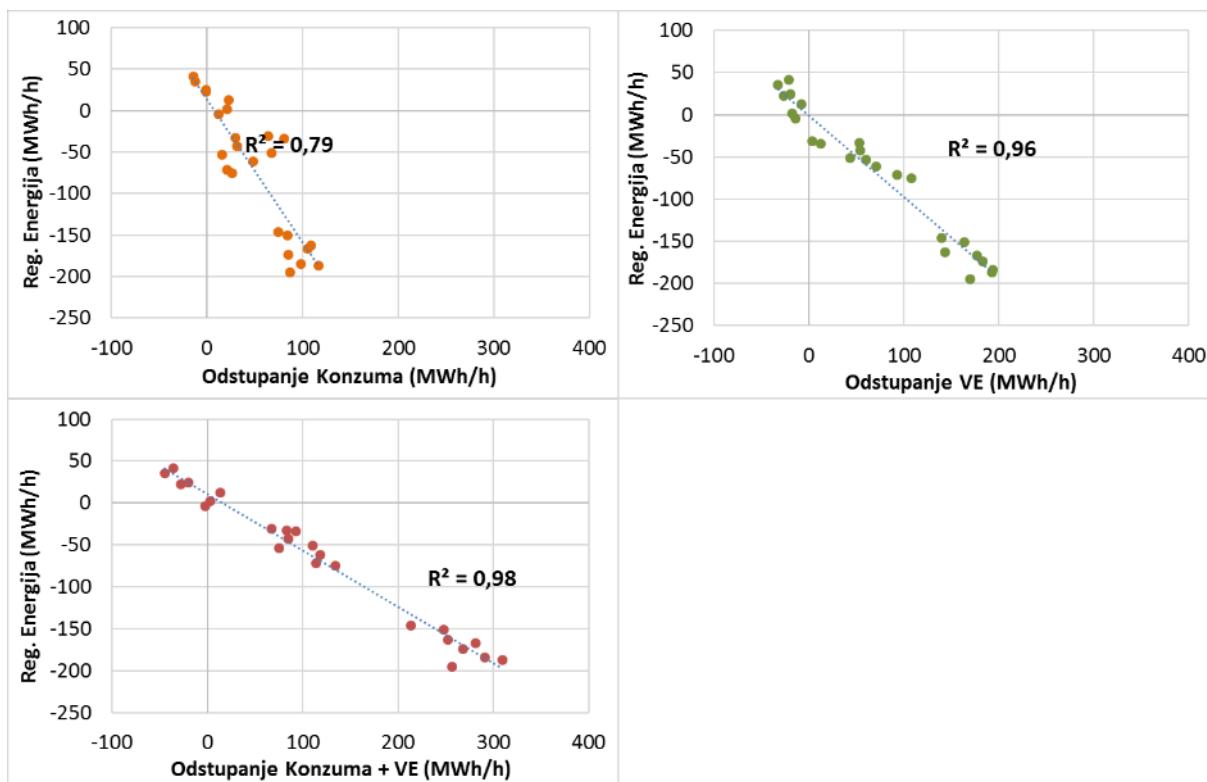
**Slika 8-40** Dijagram rasipanja za odstupanja i aktiviranu regulacijsku energiju za 16.07.2015.

**Tablica 8-20** Najbolja i najlošija dnevna korelacija između odstupanja sustava (Konzum, VE i Konzum + VE) i aktivirane regulacijske energije u 2016. godini

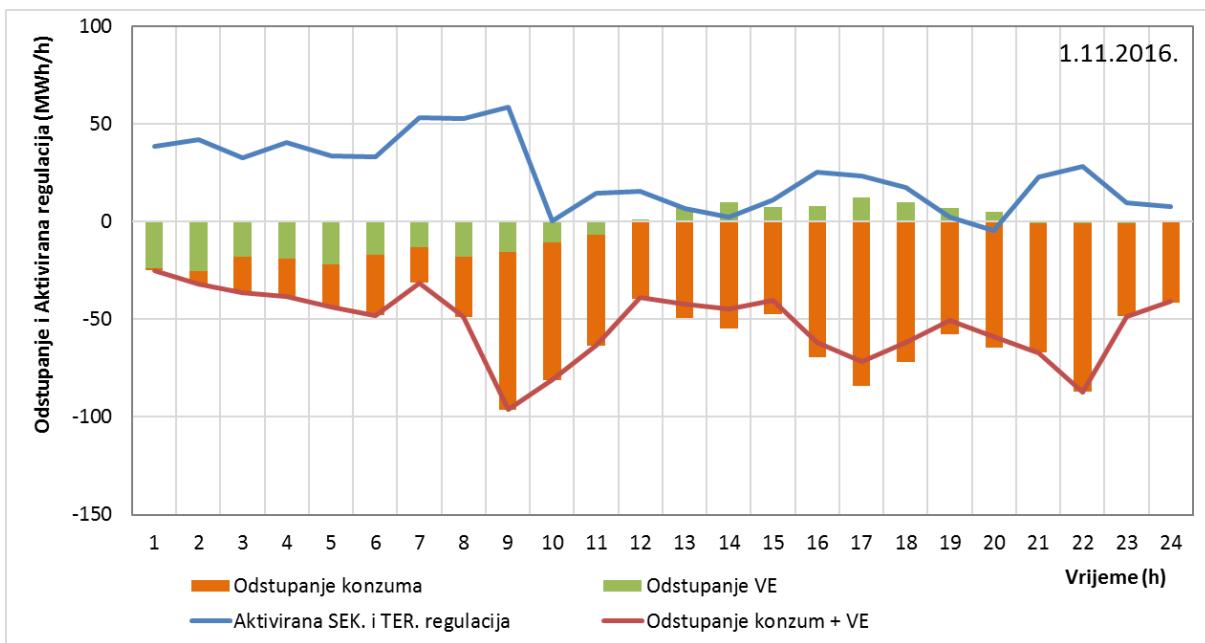
KORELACIJA	8.1.2016		1.11.2016	
	Aktivirana reg. energija		Aktivirana reg. energija	
	r	r2	r	r2
Odstupanje Konzum	-0,89	0,79	0,40	0,16
Odstupanje VE	-0,98	0,96	-0,71	0,50
Odstupanje Konzum+VE	-0,99	0,98	0,06	0,00



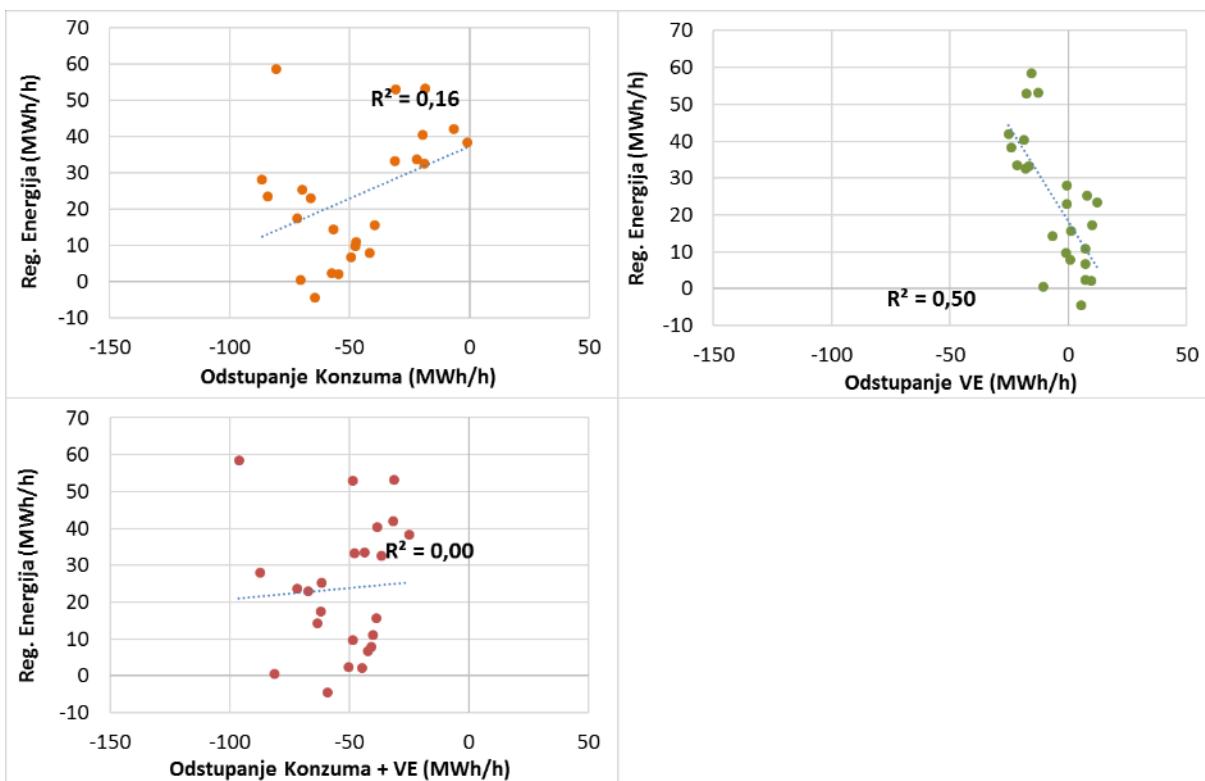
**Slika 8-41** Odstupanja i aktivirana regulacijska energija 8.1.2016.



**Slika 8-42** Dijagram rasipanja za odstupanja i aktiviranu regulacijsku energiju za 8.1.2016.



**Slika 8-43** Odstupanja i aktivirana regulacijska energija 1.11.2016.



**Slika 8-44** Dijagram rasipanja za odstupanja i aktiviranu regulacijsku energiju za 1.11.2016.

## Prosječna dnevna korelacija za 2015. i 2016. godinu

Na isti način kako je analizirana korelacija za dva najkarakterističnija dana (maksimalna i minimalna korelacija promatranih) može se provesti analiza za cjelogodišnji skup podataka (365 dana / 24 sata). U idealnim uvjetima korelacija ukupnog odstupanja sustava i aktivirane regulacijske energije (sekundarna i tercijarna) iznosila bi -1,00. Zbog nesavršenosti promatranoj skupu podataka koeficijent korelacije „ $r$ “ za 2015. godinu iznosi -0,82 (vrlo dobra do izvrsna povezanost) uz koeficijent determinacije „ $r^2$ “ 0,67 (statistički 67% aktivirane regulacijske energije prouzročen je ukupnim odstupanjem sustava). Za 2016. godinu koeficijent korelacije „ $r$ “ iznosi -0,77 (također vrlo dobra do izvrsna povezanost) uz koeficijent determinacije „ $r^2$ “ od 0,51 (statistički 51% aktivirane regulacijske energije prouzročen je ukupnim odstupanjem sustava), kako je prikazano u tablici 8-21.

Kada se ukupno odstupanje sustava promatra kroz dvije nezavisne varijable: „Odstupanje Konzuma“ i „Odstupanje VE“ prosječna dnevna korelacija na godišnjoj razini približno je jednaka za odstupanje konzuma i odstupanje vjetroelektrana u 2015. godini. Kako je prikazano u tablici 8-21 koeficijent determinacije „ $r^2$ “ je približno jednak za odstupanje vjetroelektrana kao i za odstupanje konzuma u 2015. godini, dok u 2016. godini isti je gotovo dvostruko veći za odstupanje vjetroelektrana u odnosu na odstupanje konzuma. Zbog nepravilnosti u ulaznim podacima ovakav zaključak je dodatno provjeren na pročišćenim ulaznim podacima s vrlo dobrom do izvrsnom povezanosti.

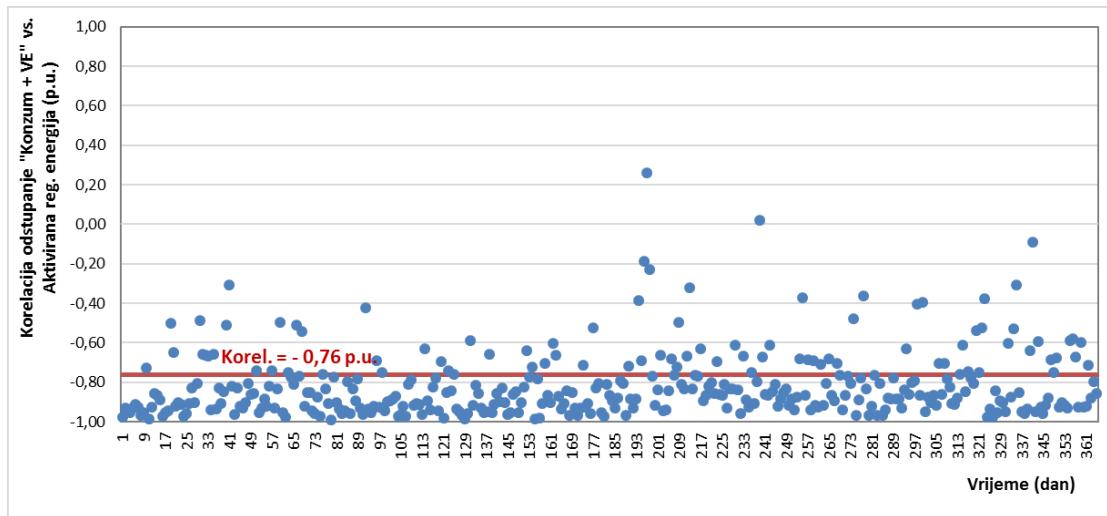
**Tablica 8-21** Prosječna dnevna korelacija između odstupanja sustava (Konzum, VE i Konzum + VE) i aktivirane regulacijske energije na „cjelokupnim“ ulaznim podacima

KORELACIJA	Aktivirana SEK. i TER. REG. Energija			
	2015		2016	
	r (korel.)	$r^2$	r (korel.)	$r^2$
Odstupanje Konzuma	-0,54	0,30	-0,40	0,16
Odstupanje VE	-0,53	0,28	-0,56	0,31
Odstupanje Konzuma + VE	-0,82	0,67	-0,71	0,51

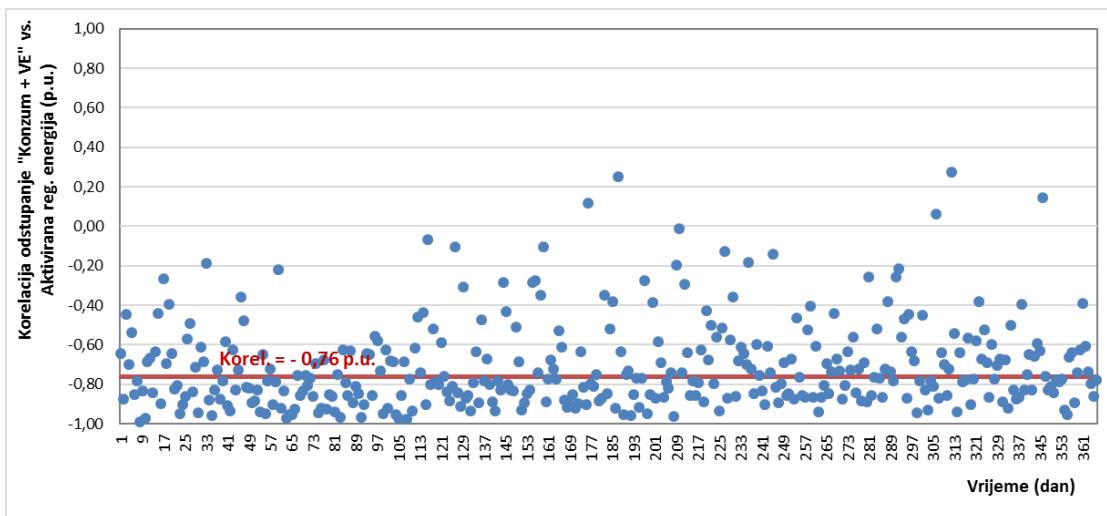
U dodatnoj kontrolnoj analizi eliminirani su oni skupovi podataka (na dnevnoj razini) gdje ne postoji vrlo dobra do izvrsna povezanost između odstupanja sustava (Konzum + VE) i aktivacije regulacijske energije. Na slikama 8-45 i 8-46 prikazane su dnevne korelacije za cijelu 2015. i 2016. godinu. Iz navedenog skupa podataka eliminirani su oni skupovi podatka čiji dnevni koeficijenti korelacije nisu u rasponu granice -1,00 do -0,76 (granica za vrlo dobro do izvrsnu povezanost). Nakon eliminacije, u 2015. godini ukupno je 278 dana (76% vremena) koeficijent korelacije između odstupanja sustava (Konzum + VE) i aktivirane regulacijske energije bio je u rasponu od -1,00 do -0,76. S druge strane, u 2016. godini ukupno je 196 dana (54% vremena) isti koeficijent korelacije bio u navedenim granicama. Za navedene skupove podataka ponovno je izračunat godišnji koeficijent korelacije i koeficijent determinacije, a rezultati su prikazani u tablici 8-22.

Zaključno, i na pročišćenim podacima s vrlo dobrom do izvrsnom povezanosti zaključak je sličan kao i za cjelokupne podatke za 2015. i 2016. godinu.

Povećanjem integracije vjetroelektrana i uz postojeću razinu pogreške predviđanja proizvodnje vjetroelektrana očekuje se da će iznos korelacije između odstupanja vjetroelektrana i aktivacije regulacijske energije biti znatno veći od korelacije odstupanja konzuma i aktivacije regulacijske energije.



**Slika 8-45** Dnevna korelacija između odstupanja sustava (Konzum + VE) i aktivacije regulacijske energije za 2015. godinu



**Slika 8-46** Dnevna korelacija između odstupanja sustava (Konzum + VE) i aktivacije regulacijske energije za 2016. godinu

**Tablica 8-22** Godišnja korelacija između odstupanja sustava (Konzum, VE i Konzum + VE) i aktivirane regulacijske energije na „pročišćenim“ ulaznim podacima

KORELACIJA	Aktivirana SEK. i TER. REG. Energija			
	2015		2016	
	r (korel.)	r <sup>2</sup>	r (korel.)	r <sup>2</sup>
Odstupanje Konzuma	-0,58	0,34	-0,51	0,26
Odstupanje VE	-0,61	0,37	-0,68	0,46
Odstupanje Konzuma + VE	-0,89	0,79	-0,86	0,74

## Zaključci

Stvarni troškovi priključka 14 vjetroelektrana priključenih na 110 KV naponsku razinu iznose 215.173.086,37 kn i u cijelosti su ih snosili proizvođači. **To podrazumijeva prosječni trošak priključka VE na prijenosnu mrežu u iznosu od 414 kn/kW.** Troškovi priključka na distribucijsku mrežu prikupljeni su za 1655 elektrana (podatak s početka 2018.) ukupne priključne snage 188.924 kW i ukupno su iznosili 108.696.195 kn. **To daje prosječni trošak priključka elektrana na distribucijsku mrežu u iznosu od 575 kn/kW.** U ovim podacima nisu obuhvaćene elektrane priključene na distribucijsku mrežu prije 2000. godine (30 kom, 85,7 MW).

Osim troškova priključka, dakle od postrojenja elektrane do postojeće mreže, postoje i troškovi pojačanja postojeće mreže koji se nazivaju „stvaranje tehničkih uvjeta u mreži“, a dijele ih Proizvođač i Operator sustava sukladno Pravilniku o priključenju. Tako je od ukupno 18,9 mil. kn stvaranja tehničkih uvjeta u mreži za VE priključene na prijenosnu mrežu Proizvođač pokrio glavninu troška – oko 61%.

Odstupanje proizvodnje PPuSP-a od plana izaziva značajne troškove pomoćnih usluga sustava u vidu aktivacije sekundarne i tercijarne regulacijske energije. HROTE je do 1. studenog 2013. godine plaćao trošak za uravnoteženje PPuSP-a koji se određivao kao umnožak ukupno proizvedene i isporučene električne energije PPuSP-a i jedinične cijene za pokrivanje troškova uravnoteženja PPuSP-a. Navedeni troškovi su u promatranom razdoblju rasli s instaliranim snagom OIE, da bi u 2013. godini narasli do (procjenjuje se) oko 14% u ukupnim troškovima pomoćnih usluga sustava (232 mil. kn). HROTE je prestao s plaćanjem navedenog troška nakon donošenja Uredbe o naknadi za poticanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije (NN, br. 128/13) nakon čega je sav trošak uravnoteženja PPuSP-a pao na HOPS koji ima zakonsku obvezu brinuti o uravnoteženju sustava. Rješenje se nudi novim Zakonom o OIEiVUK (NN, br. 100/15, 123/16, 131/17) prema kojem HROTE kao voditelj EKO bilančne grupe ima obvezu planiranja proizvodnje električne energije za EKO bilančnu grupu, a također je propisan i način prikupljanja sredstava za namirenje spomenutog troška. Početak rada EKO bilančne grupe odgodjen je za 1. siječnja 2019. godine temeljem izmjene i dopune Zakona o OIEiVUK (NN, br. 100/15, 123/16, 131/17).

Na odstupanje sustava također utječe i odstupanje konzuma od plana. Prosječna godišnja absolutna pogreška predviđanja konzuma u razdoblju 2007.-2016. kretala se od 1,8% do 2,2%.

Od 2011. godine kada je u HOPS uveden sustav predviđanja proizvodnje VE, prosječna absolutna pogreška satne prognoze proizvodnje VE kretala se u rasponu od 12,04% do 7,73% s tendencijom pada.

Od sredine 2016. godine HROTE je uveo novi sustav predviđanja proizvodnje VE i SE koji za razdoblje do kraja 2016. godine za prognozu proizvodnje VE ima prosječnu absolutnu pogrešku od 5,81%, a za prognozu proizvodnje SE 6,66%. Do tada korišteni mjesečni planovi proizvodnje PPuSP-a nisu bili upotrebljivi za vođenje EES jer su planirani iznosi bili na mjesečnoj razini, odnosno njihovo korištenje bi izazvalo još veće troškove uravnoteženja.

U slučaju kada u sustavu nema dovoljno sekundarne i tercijarne regulacije aktivira se sustav prekogranične razmjene (sustav je „dugačak“ ili „kratak“ prema susjedima). Isti se aktivira i kada je susjednim sustavima potrebna ispomoć od našeg sustava. U svakoj godini u razdoblju 2010.-2016. satna odstupanja manja od  $\pm 30$  MWh/h zbila su se u 85% i više vremena.

Sustavno praćenje aktivacije sekundarne i tercijarne energije uravnoteženja započelo je 2015. godine. U 2015. i 2016. godini je zbog odstupanja VE od plana prosječno mjesečno aktivirano oko 11,9 GWh pozitivne i 12,2 GWh negativne energije uravnoteženja. U obje godine gotovo podjednak trošak se odnosio na rezervu snage i na trošak aktivacije sekundarne i tercijarne energije uravnoteženja cijelog

sustava. Drugim riječima, ne postoji baza podataka s mjeranjima aktivacija sekundarne i tercijarne regulacije za razdoblje 2007. – 2014. u kojoj bi se eventualno moglo odrediti koji dio regulacije otpada na OIE. Ipak, temeljem podataka dostavljenih od strane Naručitelja izračunata je energija potrebna za uravnoteženje OIE od 2010. do 2017. godine, te pripadni iznosi sukladno tada važećem cjeniku. **Ukupni procijenjeni trošak energije uravnoteženja OIE (bez naknade za rezervu snage) u promatranoj razdoblju iznosio je 250,78 mil.kn, ili oko 6 Ip/kWh energije proizvedene od strane PPuSP.** Taj trošak energije uravnoteženja se nedvojbeno treba pridijeliti PPuSP, ali je potrebno naglasiti da se trošak rezerve snage pridjeljuje PPuSP (EKO bilančnoj grupi) tek od nedavno Metodologijom za određivanje cijena za obračun električne energije uravnoteženja koja još nije stupila na snagu. **Dakle, od ukupnog procijenjenog troška energije uravnoteženja OIE (bez naknade za rezervu snage) u iznosu od 250,78 mil.kn, 77,3% (193,88 mil. kn) je namirio HOPS (za period studeni 2013. – prosinac 2017.), a ostatak od 22,7% (56,9 mil. kn) je namirio HROTE (za period siječanj 2010. – listopad 2013.).** Ovdje je dodatno potrebno napomenuti da se radi o kumulativnim iznosima (u prvim godinama prikupljenim sredstvima za uravnoteženje PPuSP, a u kasnijim godinama evidentiranim troškovima) 10-godišnjeg razdoblja. Točniji uvid u stvarne troškove uravnoteženje dobije se analizom razdoblja nakon 2015. kada je uveden sustav detaljnog praćenja pomoćnih usluga. Takve vrijednosti navode se u rekapitulaciji studije u poglavljiju 9.

Provjedene analize pokazale su da više od  $\frac{3}{4}$  ukupnih troškova pomoćnih usluga otpada na rezervu snage. S obzirom na količinu instalirane snage OIE, u proteklom razdoblju HOPS nije ugovarao dodatnu rezervu snage samo zbog uravnoteženja OIE. Drugim riječima, količina rezerve snage korištena za potrebe uravnoteženja ostalih dionika bila je dovoljna i za uravnoteženje OIE. Temeljem dostavljenih podataka za promatrano razdoblje nije moguće jednoznačno odrediti koliki je trošak rezerve snage otpadao na OIE. Stoga se navedeni iznos od 250 mil.kn za energiju uravnoteženja OIE može smatrati minimalnom vrijednošću troška uravnoteženja OIE. Ukoliko bi tome pridodali trošak snage, onda bi ukupni trošak uravnoteženja OIE bio znatno veći. Za očekivati je da će sigurno s porastom integracije OIE u elektroenergetski sustav biti potrebno ugavarati dodatnu rezervu snage čime će i troškovi uravnoteženja OIE znatno porasti.

Faktorom korelacije je ustanovljena vrlo dobra do izvrsna povezanost između odstupanja konzuma i VE s jedne strane i aktivacije energije uravnoteženja sustava s druge strane.

Uz porast instalirane snage VE raste i trošak uravnoteženja istih. Tako bi ukupni godišnji trošak uravnoteženja cijelog sustava uz pogrešku predviđanja proizvodnje VE od 5,4% i pri instaliranoj snazi VE od 744 MW iznosio oko 32 mil. €, dok za porast instalirane snage do 2000 MW trošak bi približno linearno rastao do iznosa od oko 74 mil. €.

## 9. REKAPITULACIJA SUSTAVA POTICANJA

U okviru ovoga poglavlja prikazat će se rekapitulacija sustava poticanja koja osim direktnih troškova poticanja analizira i indirektne troškove ali i direktne i indirektne koristi (ušteda) od ulaganja u OIE. Naime, ovakva analiza daje potpuniju sliku ulaganja u OIE jer se valoriziraju neizravni (pozitivni i negativni) ekonomski i širi društveni učinci (dio kojih je teško ali i nezahvalno monetarizirati). Doноšење informiranih odluka o sustavu poticanja najčešće je zasnovan na razmatranju samo jedne razine promatrana: nивелiranog troška energije. No, OIE trigeriraju šire ekonomске i društvene učinke u gospodarstvu koje također treba imati u vidu kod donošenja odluka, što do sada nije bila praksa u Hrvatskoj.

U okviru ovog poglavlja OIE će se promatrati integralno, odnosno neće se napraviti tehnološka diferencijacija po pojedinim obnovljivim izvorima. Iako provediva, diferencijacija bi zahtjevala procjenu učinaka i za tehnologije s malim instaliranim kapacitetima do kraja 2016 (male hidroelektrane, sunčane elektrane, biomasa i bioplinski) što bi pak znatno povećalo nesigurnosti i stvorilo mogućnost unošenja velike pristranosti (*bias*). No, iako diferencijacija po tehnologijama nije napravljena, valja imati u vidu da razlike među tehnologijama ipak postoje, a one mogu biti znatne.

Konačno, ovom analizom želi se potaknuti pristup cjelovitosti u analizama energetskih projekata – u ovome slučaju OIE projekata. Stoga, dolje prezentirane rezultate treba gledati kao prvi korak nastojanja da se na analitičkoj razini prepoznaju i prikažu glavni trigeri ekonomskih učinaka u energetskom sektorу pa i šire.

### Elementi analize i metodologija

Proračun neto poticaja u okviru ove analize zasnovan je na identifikaciji ukupnih troškova s jedne i izbjegnutih troškova odnosno ušteda koje su donijeli OIE s druge strane. U idućem koraku ukupni iznosi se oduzimaju. Rezultat čini neto poticaj koji uživaju OIE, a plaćaju kupci električne energije. Rezultat se promatra u zadnjoj godini razdoblja, odnosno u 2016.g.

U nastojanju da se planski pokriju sve kategorije troškova moguće je definirati veliki broj utjecajnih elemenata, posebice u kategoriji izbjegnutih troškova. Kategorije troškova uključuju, primjerice, troškove utjecaja na okoliš, zdravlje i socijalne vrijednosti, troškove na ime sigurnosti opskrbe, troškove povezane s utjecajem OIE na gubitke u mreži, utjecaj na poslovanje energetskih subjekata, utjecaj na cijene drugih energenata (osim električne energije) i njihov transport do mjesta potrošnje, utjecaj na cijene električne energije, utjecaj na stvaranje novih radnih mjeseta, utjecaj na BDP, utjecaj na potrebnu energiju regulacije kao i na plaćanje emisijskih dozvola za tu energiju, utjecaj na ostale pomoćne usluge, utjecaj na trošak dugoročne zaštite od rizika, itd.

No, veliki broj elemenata povezan je sa znatnim nesigurnostima ili nedostatkom kvantitativnih pokazatelja odnosno metodologija za njihovo precizno kvantificiranje. Za neke je elemente moguće odrediti predznak, dok za druge čak niti to. **Radi jasnoće, pojednostavljenja i fokusa na dominantne čimbenike metodologija u okviru ove studije će stoga biti svedena na sljedeće grupe elemenata:**

### Na strani troškova poticanja OIE:

- (A), troškovi nastali na ime preuzete energije iz OIE prema važećim ugovorima o otkupu, odnosno ukupno isplaćena sredstva po jedinici proizvedene energije. Ovaj trošak, koji predstavlja direktni trošak OIE, dobiven je dijeljenjem ukupno isplaćenih sredstava poticaja iz svih tehnologija i ukupno isporučene energije u kWh. Izvor za podatke je baza Hrvatskog operatora tržišta energije (HROTE).

Uz 1485 GWh proizvedene energije iz OIE za koje je isplaćeno ukupno 1.418 milijuna kuna poticanih sredstava u 2016.g. prosječna cijena iznosi 0,955 kn/kWh ili **127,3 EUR/MWh**.

- (B), troškovi integracije OIE za 2016.g. Budući da ovaj trošak nije bio prepoznat kao obveza povlaštenih proizvođača, a sredstva za podmirenje troškove integracije se ne skupljaju niti s naslova naknade za poticanje (već se alociraju iz mrežarine), ovaj trošak predstavlja indirektni trošak OIE. Izvor za procjenu njegova iznosa je analiza provedena u poglavljju 8., Slika 8-1. Zbog pojednostavljenja, kao cijelokupni trošak integracije OIE uzet je procijenjeni trošak integracije vjetroelektrana, uz napomenu da su prikazani samo troškovi za energiju uravnoteženja budući da se troškovi rezerve snage u promatranom razdoblju nisu pridjeljivali OIE.

Kako bi se izbjeglo podcenjivanje ovoga troška u generalnim zaključcima (na temelju podataka za 2016. koji su niski i po tome odskaču od ostalih godina), u proračun je za 2016. uzet prosjek za razdoblje 2015-2017. čime je specifični trošak integracije OIE za 2016.g. povećan za 1,25 EUR/MWh u odnosu da je računat samo na temelju podataka za 2016.g.

**Tablica 9-1** *Ukupni procijenjeni trošak energije uravnoteženja OIE za 2016.g. Detalji su prikazani u poglavljju 8., Slika 8-1.*

	<b>Procjena za 2016.</b>
Ukupni procijenjeni trošak energije uravnoteženja u razdoblju 2015-2017., mil. kn	138,2
Ukupna proizvodnja OIE u razdoblju 2015-2017., GWh	4.304
Specifični trošak, kn/kWh	0,032
<b>Specifični trošak, EUR/MWh (prosjek 2015-2017)*</b>	<b>4,28</b>

\*Zbog velikog odstupanja iznosa za 2016. od višegodišnjeg trenda (vidi sliku 8-1) u cilju smanjenja nesigurnosti uzet je 3-godišnji prosjek za razdoblje 2015-2017.

### Na strani ušteda koje su u sustavu donijeli OIE:

- (C), tržišna vrijednost ekvivalentne količine energije (kolika je proizvedena iz OIE), koju je bilo moguće kapitalizirati na RH referentnom tržištu (u ovome slučaju mađarska burza HUPX), prema ostvarenim povijesnim cijenama i izraženo po kWh. Izvor za ovaj podatak je težinski prosjek cijene ostvarene na HUPX-u ovisno o količinama (satne količine ekvivalentne količinama isporučene energije iz OIE) i ostvarenim tržišnim cijenama.

Ovako određena cijena po kWh iznosi **40,65 EUR/kWh** u 2016.g.

- (D), uštede kao rezultat:

- izbjegnute proizvodnje ekvivalentne količine energije u domaćim termoelektranama. U tržišnim uvjetima ovaj dio bi bio ekvivalentan tzv. *merit order* efektu (rangiranje po visini ponuda) koji međutim nije moguće odrediti za Hrvatsku iz kretanja cijena na CROPEX-u pa je umjesto toga modelski proračunat pomoću programskog optimizacijskog modela PLEXOS Integrated Energy Model.

Treba naglasiti da su ove uštede prikazane po **kWh energije proizvedene iz OIE** (ukupan iznos uštede podijeljen s proizvodnjom iz OIE) budući da su ove uštede posljedica proizvodnje u OIE elektranama pa im je moguće u cijelosti pripisati ovaj učinak.

Izvor za ove podatke su analize iz poglavlja 6 ove studije.

**Tablica 9-2** *Uštede u sustavu kao rezultat izbjegnute proizvodnje energije u domaćim termoelektranama u 2016.g. Modeliranje izvršeno pomoću simulacijskog modela PLEXOS Integrated Energy Model*

2016.g.	Scenarij s OIE (ostvareni slučaj)	Scenarij bez OIE (hipotetski slučaj)
Proizvodnja u TE, GWh	3.275	4.766
Proizvodnja u HE, GWh	5.973	5.967
Proizvodnja iz OIE (u sustavu PP), GWh	1.485	0
Ukupan trošak proizvodnje u TE, mil. EUR (uključen trošak emisijskih dozvola)	258.883	315.088
Ukupan trošak proizvodnje u HE, mil. EUR	29.864	29.864
UKUPNO, mil. EUR	288.748	344.954
Razlika, mil. EUR		56.204
<b>Ušteda u sustavu po kWh iz OIE, EUR/MWh (ukupno)</b>		<b>37,85</b>
<b>Ušteda u sustavu po kWh iz OIE, EUR/MWh (bez uzimanja u obzir emisijskih dozvola)</b>		<b>34,29</b>

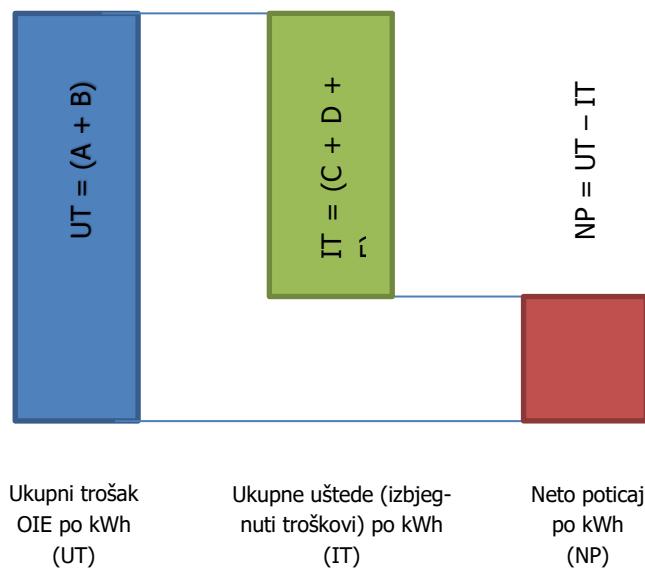
- (E), ušteda kao rezultat izbjegnutog troška plaćanja emisijskih dozvola u okviru europskog ETS-a za proizvodnju koja bi bila proizvedena u termoelektranama. Izvor je kretanje cijena emisijskih jedinica na aukcijama koje organizira europska burza EEX (European Energy Exchange).

Prema ovome, izbjegnuti trošak plaćanja emisijskih dozvola iznosio je 7,9 EUR/t, a prikazan u odnosu na proizvodnju iz OIE (budući da je to njihov benefit), iznosio je 3,56 EUR/MWh u 2016.g.

Treba uočiti da su ovdje prikazane analize zasnovane na scenariju u kojem je ekvivalentna količina energije iz OIE supstituirana s proizvodnjom u domaćim elektranama, pretežno termoelektranama radi održavanja iste razine vlastite opskrbljenosti odnosno sigurnosti opskrbe.

Ipak, u realnom slučaju, da nema energije iz OIE jedan dio bi se proizveo u domaćim termoelektranama a drugi uvezao što bi donekle imalo utjecaja na rezultate.

Shematski, metodologija je prikazana na slici 9-1.



**Slika 9-1** Algoritam izračuna neto poticaja za OIE u Republici Hrvatskoj.

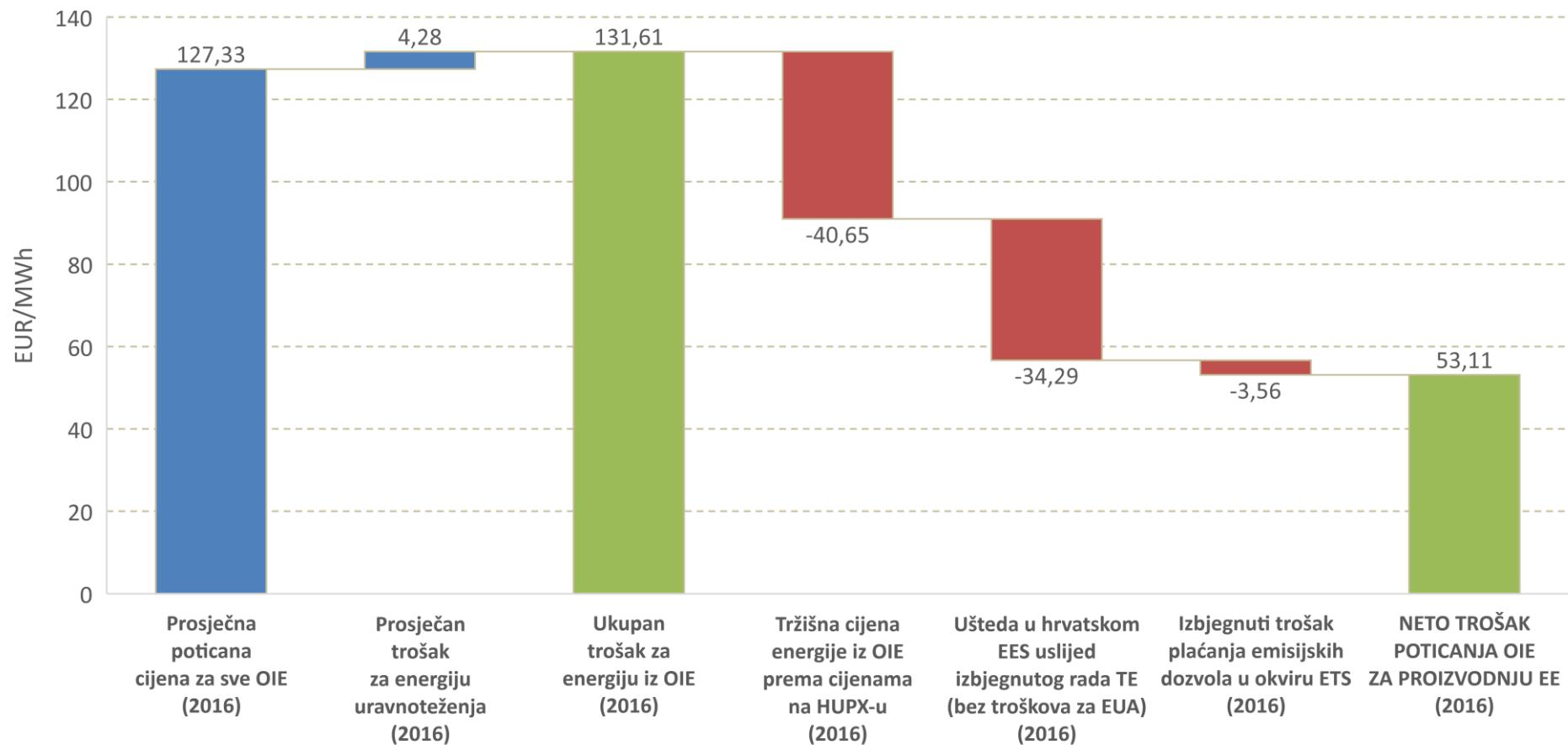
## Rezultat

Slika 9-2 prikazuje rezultate rekapitulacije sustava poticanja za povlaštene proizvođače koji koriste OIE. Rezultati se odnose na **2016.g. u kojoj je bilo proizvedeno oko 1,5 TWh energije iz OIE postrojenja** u sustavu poticanja. Prema rezultatima rekapitulacije **ukupan trošak poticanja OIE (sve tehnologije u prosjeku) iznosio je 130,3 EUR/kWh**. Naime izbjegnutih troškova, u prikazanom modelu, **uštede iznose 78,5 EUR/MWh** pa je **neto trošak poticanja OIE u 2016.g. iznosio 51,83 EUR/MWh**.

Kao što je već napomenuto, ovaj se rezultat odnosi na integralnu analizu svih OIE postrojenja koja su bila u pogonu u 2016.g.

Na temelju kvalitativne analize trendova u pojedinim kategorijama troškova može se zaključiti:

- Prosječna **poticajna cijena će u narednim godinama očekivano padati** s tehnološkim razvojem OIE tehnologije;
- **Prosječan trošak integracije OIE će u narednim godinama rasti** s dalnjim povećanjem udjela OIE;
- **Cijena električne energije na tržištu** trenutno je vrlo niska pa se **u budućnosti očekuje njezin rast**, a time i tržišna vrijednost proizvedene energije;
- **Izbjegnuti trošak proizvodnje u termoelektranama ne bi se trebao značajno mijenjati** osim u slučaju većih poremećaja na tržištu fosilnih goriva;
- **Izbjegnuti trošak emisijskih dozvola u okviru ETS sustava bi očekivano trebao porasti** s porastom vrijednosti emisijskih jedinica.
- Iako je teško procijeniti kvantitativne iznose u budućnosti pojedinih kategorija troškova, ipak se može s velikom dozom vjerojatnosti očekivati da će uz gore opisane prepostavke **neto poticaj za OIE u budućnosti biti u padajućem trendu**, posebno za tehnologije koje imaju znatan potencijal daljnog tehnološkog spuštanja cijena (fotonapon i vjetroelektrane).



**Slika 9-2** Rekapitulacija sustava poticanja OIE za 2016.g. pod pretpostavkama opisanim u poglavlju 9.

## Zaključak

Ukupan trošak poticanja OIE u Republici Hrvatskoj, koji se sastoji od troškova u okviru sustava povlaštenih proizvođača i troškova integracije OIE, stavljen je u odnos prema ukupnim procijenjenim uštedama u sustavu te je tako proračunat neto trošak poticanja OIE u Republici Hrvatskoj u 2016.g. Pri tom su troškovi i uštede svedeni na nekoliko ključnih kategorija (ukupni trošak poticanja i dodatni trošak integracije na strani troškova, te tržišna vrijednost energije, izbjegnuti troškovi povećanja prosječne proizvodne cijene i izbjegnuti trošak kupovine emisijskih dozvola na strani ušteda).

**Ukupan trošak poticanja** proračunat je na temelju ukupno isplaćenih sredstava sukladno postojećim ugovorima o otkupu te on **u prosjeku iznosi 127,3 EUR/MWh**.

**Ukupni troškovi integracije OIE** (koje nisu snosila OIE postrojenja) procijenjena su u poglavljiju 8. te **u razdoblju 2015-2017.g. iznose 138,19 mil. kuna (18,4 mil. EUR), odnosno u prosjeku 4,28 EUR/MWh energije iz OIE**. Ovaj je iznos uzet u rekapitulaciji sustava poticanja za 2016.g.

**Tržišna valorizacija električne energije** proizvedene u OIE elektranama izvršena je prema cijenama ostvarenim na mađarskom tržištu HUPX-u (tržišta vrijednost isporučene energije). Za **2016.g. ona iznosi u prosjeku 40,65 EUR/kWh**.

U scenariju kada ne bi bilo postrojenja koja koriste OIE u sustavu poticaja, ekvivalentnu količinu energije trebalo bi proizvesti uglavnom u domaćim termoelektranama (uz prepostavku da se ne povećava ovisnost o uvozu). **Izbjegnuti trošak proizvodnje u domaćim elektranama** (i time izbjegnuti trošak povećanja prosječne proizvodne cijene) **iznosi 37,85 EUR/kWh energije iz OIE**. Od toga, **trošak izbjegnutog plaćanja emisijskih dozvola za 2016.g. iznosi 3,56 EUR/kWh**, sve svedeno na kWh iz OIE elektrana koje su i zaslužne za izbjegavanje ovih troškova.

**Analiza je pokazala da je prosječan trošak poticanja za sve OIE u Hrvatskoj u 2016. g. iznosio 131,6 EUR/MWh. Pri tom je neto trošak poticanja za sve OIE u prosjeku iznosio 53,1 EUR/MWh.**

Treba imati u vidu da se radi o prosječnom, po tehnologijama nediferenciranom trošku dok je raspon za pojedine tehnologije je velik (vjetar najmanji neto poticaj, sunce najveći neto poticaj).

U ovoj rekapitulaciji **nisu valorizirane sljedeće uštede** koje dodatno smanjuju neto poticaj:

- Izbjegnuti trošak šteta u okolišu i na zdravlje
- Doprinos sigurnosti opskrbe i diversifikaciji izvora
- Utjecaj na razvoj lokalne zajednice i zapošljavanje

Treba napomenuti da nisu valorizirani eventualni izbjegnuti/dodatni troškovi gubitaka u prijenosnoj i distribucijskoj mreži (učinak rada OIE može biti pozitivan ili negativan na gubitke u mreži, ovisno o konkretnom projektu) jer predmetno nije bilo moguće provesti u okviru ove analize.

## **10. ODRICANJE OD ODGOVORNOSTI**

**Energetski institut Hrvoje Požar je neprofitna istraživačka ustanova u 100%-tnom vlasništvu Vlade Republike Hrvatske, koja predstavlja svoje stavove i znanja, neovisno od industrije ili bilo koje druge zainteresirane grupe.**

**Iako pripremljeno s pažnjom, analiza se u velikoj mjeri temelji se na podacima pripremljenim i metodama razvijenim od drugih u čiju se potpunost i točnost Energetski institut Hrvoje Požar pouzdaje, ali za koje ne jamči. Energetski institut Hrvoje Požar stoga ne može preuzeti nikakvu odgovornost za eventualne greške u manipulaciji podacima, analizama i/ili informacijama dobivenih od trećih strana, niti može jamčiti za rezultate i nalaza ovog Izvješća.**

## 11. LITERATURA

- [1] Pravilnik o naknadi za priključenje na elektroenergetsku mrežu i za povećanje priključne snage (Narodne novine, br. 28/06)
- [2] Desetogodišnji plan razvoja hrvatske prijenosne mreže (2016 – 2025), HOPS, prosinac 2015. godina
- [3] Novelirane analize mogućnosti integracije vjetroelektrana u hrvatski elektroenergetski sustav, Energetski institut Hrvoje Požar, 2014.
- [4] Babić, M. (1990), Osnove input-output analize, Zagreb, Narodne novine.
- [5] Belegri-Roboli, A., Markaki, M., Michaelides, P.G. The effects of environmental investments on employment in the Greek economy: An input-output approach (2010-2020), 31st Annual Conference of the International Working Party on Labour Market Segmentation, 14th - 17th, July 2010, University of Valencia, Spain.
- [6] Brown, J.P., Pender, J., Wiser, R., Lantz, E., Hoen, B. (2012) Ex post analysis of economic impacts from wind power development in U.S. counties, Energy Economics, 34, 1743-1754.
- [7] Burrows, L. R., & Botha, A. P. (2013) Explaining the changing input-output multipliers in South African: 1980-2010. In: Biennial Conference of the Economic Society of South Africa, Bloemfontein.
- [8] Caldés, N., Varela, M., Santamaría, M., Sáez, R. (2009) Economic impact of solar thermal electricity deployment in Spain, Energy Policy, 37(5), 1628-1636 <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.12.022>
- [9] Ejdemo, T. i Söderholm, P. Wind power, regional development and benefit-sharing: The case of Northern Sweden, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 47, 476-485.
- [10] European Parliament. Regulation (EU) No 549/2013 of the European Parliament and of the Council of 21 May 2013 on the European system of national and regional accounts in the European Union. Official Journal of the European Union, 56:1-727, 2013.
- [11] Garrett-Peltier, H. Green versus brown: Comparing the employment impacts of energy efficiency, renewable energy, and fossil fuels using an input-output model, Economic Modelling, 61, 439-447.
- [12] Haerer, D. i Pratson, L. (2015) Employment trends in the U.S. Electricity Sector, 2008–2012, Energy Policy 82, 85-98, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.03.006>
- [13] Madlener, R., Koller, M. Economic and CO<sub>2</sub> mitigation impacts of promoting biomass heating systems: an input-output study for Vorarlberg, Austria, CEPE Working Paper No. 50, 2006, 1-25.
- [14] McLennan, W. (2006), Information paper: Australian national accounts: Introduction to input-output multipliers, No. 5246.0, Australian Bureau of Statistics.
- [15] Miller, R. E. i Blair P. D. (2009), Input-Output Analysis: Foundations and Extensions, New York, Cambridge University Press.

- [16] Oliveira, C., Cassidy, N., Coelho, D. (2014) Employment effects of electricity generation from renewable energy technologies in the UK, 22nd International Input-Output Conference & 4th Edition of the International School of I-O Analysis, 14-18 July 2014, Lisbon, Portugal.
- [17] Perez-Verdin, G., Grebner, D.L., Munn, I.A., Sun, C., Grado, S.C. (2008) Economic impacts of woody biomass utilization for bioenergy in Mississippi, Forest Products Journal, 58(11), 75-83.
- [18] Simas, M., Pacca, S. (2014) Assessing employment in renewable energy technologies: A case study for wind power in Brazil, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 31, 83-90  
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.11.046>
- [19] Wigand, Fabian, Sonja Föster, Ana Amazo, and Silvana Tiedemann. Auctions for renewable energy support: lessons learnt from international experiences. Aures, 2016.
- [20] Dr. Corinna Klessmann & Fabian Wigand, Ecofys. Explaining recent renewable energy auction results in Europe. Ecofys (in Aures project), 12.12.2017.
- | [21] Auctions for Renewable Energy Support in Denmark: Instruments and Lessons Learnt. Aures-, December 2015.
- | [22] Auctions for Renewable Energy Support in Germany: Instruments and Lessons Learnt. Aures-, December 2015.
- | [23] Auctions for Renewable Energy Support in Italy: Instruments and Lessons Learnt. Aures-, March 2016.
- | [24] Auctions for Renewable Energy Support in Netherlands: Instruments and Lessons Learnt. Aures , March 2016.
- | [25] Auctions for Renewable Energy Support in the United Kingdom: Instruments and Lessons Learnt. Aures-, March 2016.

## 12. POPIS SLIKA I TABLICA

### Popis slika

SLIKA 1	REALNI TROŠAK POTICANJA OIE INDEKSIRAN PREMA KUPOVNOJ MOĆI (KRAJ 2016).....	12
SLIKA 2	UKUPNI INDUCIRANI UČINCI NA BDV PO VRSTAMA OIE POSTROJENJA (MIL. EUR) .....	18
SLIKA 3	UKUPNI INDUCIRANI UČINCI NA ZAPOSLENOST PO VRSTAMA OIE POSTROJENJA(BROJ ZAPOSLENIH) .....	19
SLIKA 2-1	INKREMENTALNI PRIRASTI UDJELA OIE U UKUPNOJ KONAČNOJ POTROŠNJI ENERGIJE ZA ZEMLJE EU PREMA DIREKTIVI 2009/28/EZ. ODNOŠI SE NA SVE SEKTORE UKUPNO (ELEKTRIČNE ENERGIJA, TOPLINA I HLAĐENJE, TRANSPORT).....	30
SLIKA 2-2	PROGRES ZEMALJA EU PREMA CILJEVIMA PROMATRANIM KAO INKREMENTALNI PRIRAST UDJELA OIE U UKUPNOJ KONAČNOJ POTROŠNJI ENERGIJE U ODNOSU NA 2005.G. ....	31
SLIKA 2-3	PRIMJER ADMINISTRATIVNE PROCEDURE ZA VJETROELEKTRANE U KOJOJ UZAJAMNO DJELUJU I ISPREPLIĆU SE PROPISI IZ DOMENE GRAĐENJA, ZAŠTITE OKOLIŠA, UREĐENJA PROSTORA I ENERGETIKE. NAVEDENI SU SAMO OSNOVNI KORACI. U OKVIRU OVIH, BROJNE SU AKTIVNOSTI KOJE SU PREDUVJET ISHOĐENJU POJEDINIH DOZVOLA. ....	39
SLIKA 2-4	INSTITUCIONALNO UREĐENJE I ODNOSI SUBJEKATA U OKVIRU SUSTAVA POTICANJA ZA OIE U REPUBLICI HRVATSKOJ. ....	40
SLIKA 2-5	RASPROSTRANJENOST SUSTAVA POTICANJA OIE U EU U 2007.G. ....	41
SLIKA 2-6	RASPROSTRANJENOST SUSTAVA POTICANJA OIE U EU U 2016/2017.G. ....	43
SLIKA 2-7	KRETANJE OTKUPNE CIJENE PO KOJOJ SU OPSKRBLJAVAČI OTKUPLJIVALI ELEKTRIČNU ENERGIJA IZ OIE OD HROTE TE UKUPNA GODIŠNJA SREDSTVA PO OVOJ OSNOVI U RAZDOBLJU 2007-2016. ....	44
SLIKA 2-8	SPECIFIČNI IZNOSI NAKNADA ZA POTICANJE OIE I UKUPNO PRIKUPLJENI IZNOSI PO GODINAMA... .	45
SLIKA 2-9	ODNOS UKUPNOG UDJELA OIE U UKUPNOJ KONAČNOJ POTROŠNJI ELEKTRIČNE ENERGIJE BEZ HIDROELEKTRANA (KAO APROKSIMACIJA POTICANE PROIZVODNJE IZ OIE) U ODNOSU NA VISINU TROŠKOVA/NAKNADE ZA OBNOVLJIVU ENERGIJU KOJU SNOSI SEKTOR KUĆANSTVA KRAJEM 2016.G. IZVORI: EUROSTAT, ACER, ANALIZA I OBRADA EIHP. ....	47
SLIKA 2-10	ODNOS UKUPNOG UDJELA OIE U UKUPNOJ KONAČNOJ POTROŠNJI ELEKTRIČNE ENERGIJE BEZ HIDROELEKTRANA U ODNOSU NA VISINU TROŠKOVA/NAKNADE ZA OBNOVLJIVU ENERGIJU KOJU SNOSI SEKTOR KUĆANSTVA KRAJEM 2016.G. U ZEMLJAMA S DOMINANTNIM FIT SUSTAVOM (USPOREDIVO S HRVATSKOM). IZVORI: EUROSTAT, ACER, ANALIZA I OBRADA EIHP. ....	48
SLIKA 2-11	IZMJENE POJEDINIH ODREDBI U PODZAKONSKIM AKTIMA VEZANIM ZA SUSTAV POTICANJA OIE..	59
SLIKA 2-12	GODIŠNJI PODACI IZ REGISTRA OIEIVKPP ZA VJETROELEKTRANE .....	64
SLIKA 2-13	GODIŠNJI PODACI IZ REGISTRA OIEIVKPP ZA ELEKTRANE NA BIOPLIN .....	65
SLIKA 2-14	GODIŠNJI PODACI IZ REGISTRA OIEIVKPP ZA ELEKTRANE NA BIOMASU .....	66
SLIKA 2-15	GODIŠNJI PODACI IZ REGISTRA OIEIVKPP ZA MALE HIDROELEKTRANE.....	67
SLIKA 2-16	GODIŠNJI PODACI IZ REGISTRA OIEIVKPP ZA SUNČANE ELEKTRANE .....	68
SLIKA 2-17	ODNOS UKUPNIH PEO, EO-A PREMA OSTVARENIM PROJEKTIMA NA KRAJU 2016 (MW).....	69
SLIKA 2-18	SKLOPLJENI UGOVORI O OTKUPU S HROTE-OM (AKTIVIRANI, NEAKTIVIRANI I RASKINUTI) – ELEKTRANE NA BIOMASU .....	70
SLIKA 2-19	SKLOPLJENI UGOVORI O OTKUPU S HROTE-OM (AKTIVIRANI, NEAKTIVIRANI I RASKINUTI) – ELEKTRANE NA BIOPLIN.....	70

SLIKA 2-20	<i>SKLOPLJENI UGOVORI O OTKUPU S HROTE-OM (AKTIVIRANI, NEAKTIVIRANI I RASKINUTI) – MALE HIDROELEKTRANE.....</i>	71
SLIKA 2-21	<i>SKLOPLJENI UGOVORI O OTKUPU S HROTE-OM (AKTIVIRANI, NEAKTIVIRANI I RASKINUTI) – SUNČANE ELEKTRANE.....</i>	71
SLIKA 2-22	<i>SKLOPLJENI UGOVORI O OTKUPU S HROTE-OM (AKTIVIRANI, NEAKTIVIRANI I RASKINUTI) – VJETROELEKTRANE .....</i>	72
SLIKA 2-23	<i>PROSJEČNE VRIJEDNOSTI TRAJANJA DIJELOVA PROCEDURA (U GODINAMA) .....</i>	77
SLIKA 2-24	<i>CILJEVI IZ STRATEŠKIH DOKUMENATA, REALIZIRANI I UKUPNO UGOVORENI KAPACITETI S HROTE-OM – SVI OIE PROJEKTI (OSTVAREN I S UGOVOROM).....</i>	82
SLIKA 2-25	<i>CILJEVI IZ STRATEŠKIH DOKUMENATA I UKUPNO UGOVORENI KAPACITETI S HROTE-OM (SVI I AKTIVIRANI) - VJETROELEKTRANE .....</i>	83
SLIKA 2-26	<i>CILJEVI IZ STRATEŠKIH DOKUMENATA I POJEDINAČNA OGRANIČENJA PO TARIFnim SUSTAVIMA ZA SUNČANE ELEKTRANE.....</i>	84
SLIKA 2-27	<i>CILJEVI IZ STRATEŠKIH DOKUMENATA ZA ELEKTRANE NA BIOMASU I BIOPLIN.....</i>	85
SLIKA 2-28	<i>CILJEVI IZ STRATEŠKIH DOKUMENATA ZA ELEKTRANE NA MALE HIDROELEKTRANE .....</i>	85
SLIKA 2-29	<i>REALNI TROŠAK POTICANJA OIE INDEKSIRAN PREMA KUPOVNOJ MOĆI (KRAJ 2016).....</i>	89
SLIKA 3-1	<i>VJETROELEKTRANE – TARIFE PO GODINAMA I TARIFnim SUSTAVIMA (CRTKANO JE MAKSIMALNI IZNOS).....</i>	92
SLIKA 3-2	<i>VJETROELEKTRANE – BROJ ELEKTRANA PO TARIFnim SUSTAVIMA.....</i>	93
SLIKA 3-3	<i>VJETROELEKTRANE – UKUPNA SNAGA ELEKTRANA PO TARIFnim SUSTAVIMA .....</i>	93
SLIKA 3-4	<i>VJETROELEKTRANE – NAPLATIVA PROIZVODNJA PO TARIFnim SUSTAVIMA .....</i>	94
SLIKA 3-5	<i>VJETROELEKTRANE – ISPLAĆENI POTICAJI PO TARIFnim SUSTAVIMA (TISUĆE KUNA) .....</i>	94
SLIKA 3-6	<i>ELEKTRANE NA BIOPLIN – TARIFE PO GODINAMA I TARIFnim SUSTAVIMA (CRTKANO JE MAKSIMALNI IZNOS) .....</i>	95
SLIKA 3-7	<i>ELEKTRANE NA BIOPLIN – BROJ ELEKTRANA PO TARIFnim SUSTAVIMA .....</i>	96
SLIKA 3-8	<i>ELEKTRANE NA BIOPLIN – UKUPNA SNAGA ELEKTRANA PO TARIFnim SUSTAVIMA .....</i>	96
SLIKA 3-9	<i>ELEKTRANE NA BIOPLIN – NAPLATIVA PROIZVODNJA PO TARIFnim SUSTAVIMA .....</i>	97
SLIKA 3-10	<i>ELEKTRANE NA BIOPLIN – ISPLAĆENI POTICAJI PO TARIFnim SUSTAVIMA .....</i>	97
SLIKA 3-11	<i>ELEKTRANE NA BIOMASU – TARIFE PO GODINAMA I TARIFnim SUSTAVIMA (CRTKANO JE MAKSIMALNI IZNOS) .....</i>	98
SLIKA 3-12	<i>ELEKTRANE NA BIOMASU – BROJ ELEKTRANA PO TARIFnim SUSTAVIMA .....</i>	99
SLIKA 3-13	<i>ELEKTRANE NA BIOMASU – UKUPNA SNAGA ELEKTRANA PO TARIFnim SUSTAVIMA .....</i>	99
SLIKA 3-14	<i>ELEKTRANE NA BIOMASU – NAPLATIVA PROIZVODNJA PO TARIFnim SUSTAVIMA .....</i>	100
SLIKA 3-15	<i>ELEKTRANE NA BIOMASU – ISPLAĆENI POTICAJI PO TARIFnim SUSTAVIMA .....</i>	100
SLIKA 3-16	<i>MALE HIDROELEKTRANE – TARIFE PO GODINAMA I TARIFnim SUSTAVIMA (CRTKANO JE MAKSIMALNI IZNOS) .....</i>	101
SLIKA 3-17	<i>MALE HIDROELEKTRANE – BROJ ELEKTRANA PO TARIFnim SUSTAVIMA .....</i>	102
SLIKA 3-18	<i>MALE HIDROELEKTRANE – UKUPNA SNAGA ELEKTRANA PO TARIFnim SUSTAVIMA.....</i>	102
SLIKA 3-19	<i>MALE HIDROELEKTRANE – NAPLATIVA PROIZVODNJA PO TARIFnim SUSTAVIMA .....</i>	103
SLIKA 3-20	<i>MALE HIDROELEKTRANE – ISPLAĆENI POTICAJI PO TARIFnim SUSTAVIMA .....</i>	103
SLIKA 3-21	<i>SUNČANE ELEKTRANE – TARIFE PO GODINAMA I TARIFnim SUSTAVIMA (CRTKANO JE MAKSIMALNI IZNOS).....</i>	104
SLIKA 3-22	<i>SUNČANE ELEKTRANE – BROJ ELEKTRANA PO TARIFnim SUSTAVIMA .....</i>	105
SLIKA 3-23	<i>SUNČANE ELEKTRANE – UKUPNA SNAGA ELEKTRANA PO TARIFnim SUSTAVIMA .....</i>	105
SLIKA 3-24	<i>SUNČANE ELEKTRANE – NAPLATIVA PROIZVODNJA PO TARIFnim SUSTAVIMA .....</i>	106
SLIKA 3-25	<i>SUNČANE ELEKTRANE – ISPLAĆENI POTICAJI PO TARIFnim SUSTAVIMA .....</i>	106
SLIKA 3-26	<i>UKUPNE INSTALIRANE SNAGE OIE PO TEHNOLOGIJAMA.....</i>	107

SLIKA 3-27	UKUPNA PROIZVODNJA OIE PO TEHNOLOGIJAMA .....	108
SLIKA 3-28	UKUPNA ISPLAĆENA SREDSTVA OIE POSTROJENJIMA PO TEHNOLOGIJAMA .....	108
SLIKA 3-29	USPOREDBA PROIZVODNJE I ISPLAĆENIH POTICAJA PO TEHNOLOGIJAMA OIE ZA 2016-U GODINU ... .....	109
SLIKA 3-30	USPOREDBA OSTVARENIH TARIFA ZA OIE PO GODINAMA (UKLJUČUJUĆI POKUSNI RAD) .....	110
SLIKA 3-31	USPOREDBA OSTVARENIH POTICANIH CIJENA ZA OIE U 10 GODINA (UKLJUČUJUĆI POKUSNI RAD) PO TARIFnim SUSTAVIMA PO KOJIMA JE UGOVOREN OTKUP .....	110
SLIKA 3-32	USPOREDBA OSTVARENih (S POKUSnim RADOM) POTICANIH CIJENA ZA OIE U RAZDOBLJU 2007 – 2016.....	111
SLIKA 3-33	VLASTITA POTROŠNJA POJEDINIh TEHNOLOGIJA U ODNOSU NA PROIZVEDENU ENERGIJU .....	112
SLIKA 3-34	STATISTIČKI POKAZATELJI DEVIJACIJE GODIŠNJE PROIZVODNJE NA RAZINI TEHNOLOGIJA .....	113
SLIKA 3-35	UDJELI INSTALIRANIh SNAGA OIE ELEKTRANA PO ŽUPANIjAMA ZA 2016. GODINU .....	114
SLIKA 3-36	UDJELI PROIZVODNJE Iz OIE ELEKTRANA PO ŽUPANIjAMA ZA 2016. GODINU .....	115
SLIKA 3-37	FLH Iz POTICANIH OIE ELEKTRANA PO ŽUPANIjAMA ZA 2016. GODINU .....	116
SLIKA 3-38	UDIO PROIZVODNJE POTICANIH OIE U UKUPNOj KONAČNOj POTROŠNJi ELEktričNE ENERGIJE U HR .....	118
SLIKA 3-39	UDIO PROIZVODNJE OIE U UKUPNOj POTROŠNJi ELEktričNE ENERGIJE U HRVATSKOj .....	118
SLIKA 3-40	PROSJEČNI GODIŠNJI FLH ZA ELEkTRANE NA BIOMASU .....	119
SLIKA 3-41	PROSJEČNI GODIŠNJI FLH ZA ELEkTRANE NA BIOPLIN .....	120
SLIKA 3-42	PROSJEČNI GODIŠNJI FLH ZA VJETROELEkTRANE .....	121
SLIKA 3-43	PROSJEČNI GODIŠNJI FLH ZA MALE HIDROELEkTRANE .....	122
SLIKA 3-44	PROSJEČNI GODIŠNJI FLH ZA SUNČANE ELEkTRANE .....	123
SLIKA 3-45	STATISTIKA EKVIVALENTNIh SATI RADA U PUNOM POGONU.....	124
SLIKA 3-46	OSTVARENA I OČEKIVANA IZGRADNJA PREOSTALIH POSTROJENJA ZA KOJA JE UGOVOREN OTKUP PREMA ODREDBAMA TS2007, TS2012 I TS2013. SLIKA POKAZUJE OIE I KOGENERACIJSKA POSTROJENJA. ....	125
SLIKA 3-47	TROŠKOVI SUSTAVA POTICANJA ZA RAZDOBLJE 2007. - 2034. – POTREBNA UKUPNA SREDSTVA I VISINA NAKNADE ZA POTICANJE (OSTVARENO I PROJICIRANO). .....	126
SLIKA 4-1	UDIO ODABRANIh TEHNOLOGIJA OIE U UKUPNO INSTALIRANOj SNAZI .....	131
SLIKA 4-2	UDIO ODABRANIh TEHNOLOGIJA OIE U UKUPNO OSTVARENOj PROIZVODNJI .....	131
SLIKA 4-3	UDIO ODABRANIh TEHNOLOGIJA OIE U UKUPNO OSTVARENIM PRIHODIMA .....	132
SLIKA 4-4	INVESTICIJE U VJETROELEkTRANE PO GODINAMA ULASKA POSTROJENJA U POGON .....	135
SLIKA 4-5	SPECIFIČNI INVESTICIJSKI TROŠAK (EUR/kW) PO GODINAMA ULASKA VJETROELEkTRANA U POGON .....	136
SLIKA 4-6	STRUKTURA INVESTICIJSKIH TROŠKOVA (CAPEX) 13 VJETROELEkTRANA .....	137
SLIKA 4-7	INVESTICIJE U VELIKE FOTONAPONSKE SUSTAVE PO GODINAMA ULASKA POSTROJENJA U POGON 138	
SLIKA 4-8	SPECIFIČNI INVESTICIJSKI TROŠAK (EUR/kW) PO GODINAMA ULASKA VELIKIH FOTONAPONSKIH SUSTAVA U POGON .....	139
SLIKA 4-9	SPECIFIČNI INVESTICIJSKI TROŠAK (EUR/kW) MALIH FOTONAPONSKIH SUSTAVA OBZIROM NA TARIFNI SUSTAV (KAO PROXY ZA VRJEME ULASKA U POGON) .....	140
SLIKA 4-10	STRUKTURA INVESTICIJSKIH TROŠKOVA (CAPEX) 8 VELIKIH FOTONAPONSKIH SUSTAVA U UZORKU.. .....	140
SLIKA 4-11	INVESTICIJE U BIOPLINSKA POSTROJENJA PO GODINAMA ULASKA POSTROJENJA U POGON .....	141
SLIKA 4-12	SPECIFIČNI INVESTICIJSKI TROŠAK (EUR/kW) BIOPLINSKIH POSTROJENJA OBZIROM NA GODINU ULASKA U POGON .....	142
SLIKA 4-13	STRUKTURA INVESTICIJSKIH TROŠKOVA (CAPEX) 12 BIOPLINSKIH POSTROJENJA U UZORKU .....	142

SLIKA 4-14	<i>INVESTICIJE U POSTROJENJA KOJA KORISTE BIOMASU PO GODINAMA ULASKA POSTROJENJA U POGON</i>	143
SLIKA 4-15	<i>SPECIFIČNI INVESTICIJSKI TROŠAK (EUR/KW) POSTROJENJA KOJA KORISTE BIOMASU OBZIROM NA GODINU ULASKA U POGON</i>	143
SLIKA 4-16	<i>STRUKTURA INVESTICIJSKIH TROŠKOVA (CAPEX) 10 POSTROJENJA U UZORKU KOJA KORISTE BIOMASU</i>	144
SLIKA 4-17	<i>PROCJENA UKUPNE INVESTICIJE U POSTROJENJA KOJA KORISTE OIE PO GODINAMA ULASKA U POGON. ODNOSI SE NA SVA POSTROJENJA U SUSTAVU POTICANJA DO KRAJA 2016.G.</i>	145
SLIKA 4-18	<i>PROCJENA UKUPNE INVESTICIJE U POSTROJENJA KOJA KORISTE OIE PO GODINAMA ULASKA U POGON ZA RAZDOBLJE DO 2020.G. ODNOSI SE NA SVA POSTROJENJA U SUSTAVU POTICANJA ZA KOJA JE UGOVOREN OTKUP DO KRAJA 2016.G. UZ PREPOSTAVKU DA ĆE SE VELIKA VEĆINA PREOSTALIH IZGRADITI DO 2020.G.</i>	145
SLIKA 4-17	<i>STRUKTURA OPERATIVNIH TROŠKOVA (OPEX) 13 VJETROELEKTRANA IZ ANALIZIRANOG UZORKA</i>	148
SLIKA 4-18	<i>STRUKTURA OPERATIVNIH TROŠKOVA (OPEX) FOTONAPONSKIH SUSTAVA IZ ANALIZIRANOG UZORKA</i>	149
SLIKA 4-21	<i>STRUKTURA OPERATIVNIH TROŠKOVA (OPEX) BIOPLINSKIH POSTROJENJA IZ ANALIZIRANOG UZORKA</i>	150
SLIKA 4-22	<i>STRUKTURA OPERATIVNIH TROŠKOVA (OPEX) POSTROJENJA IZ ANALIZIRANOG UZORKA KOJA KORISTE BIOMASU</i>	151
SLIKA 4-23	<i>PROCJENA UKUPNIH OPERATIVNIH TROŠKOVA (OPEX) SVIH OIE POSTROJENJA DO KRAJA 2016.G. ....</i>	151
SLIKA 4-24	<i>PROCJENA UKUPNIH OPERATIVNIH TROŠKOVA (OPEX) SVIH OIE POSTROJENJA DO KRAJA 2034.G. ODNOSI SE NA SVA POSTROJENJA U SUSTAVU POTICANJA ZA KOJA JE UGOVOREN OTKUP DO KRAJA 2016.G. UZ PREPOSTAVKU DA ĆE SE VELIKA VEĆINA PREOSTALIH NEIZGRAĐENIH POSTROJENJA IZGRADITI DO 2020.G.</i>	152
SLIKA 5-40	<i>TREND KRETANJA WACC KROZ RAZDOBLJE 2009. – 2016.</i>	159
SLIKA 5-41	<i>WACC ZA PROJEKTE VJETROELEKTRANA I FOTONAPONSKIH ELEKTRANA U ZEMLJAMA JUGOISTOČNE EUROPE, IZVOR: ECOFYS</i>	160
SLIKA 5-42	<i>TREND KRETANJA PROSJEČNOG WACC ZA PROJEKTE VJETROELEKTRANA U RAZDOBLJU 2014. – 2016. U ZEMLJAMA JUGOISTOČNE EUROPE, IZVOR: ECOFYS</i>	160
SLIKA 5-43	<i>VAGANI MJESEČNI PROSJECI KAMATNIH STOPA KREDITNIH INSTITUCIJA NA KUNSKE KREDITE VEĆE OD 7,5 MILIJUNA KN NEFINANSIJSKIM DRUŠTVIMA S VALUTNOM KLAUZULOM (NOVI POSLOVI) VEZANOM NA EURO, IZVOR: HNB</i>	161
SLIKA 5-44	<i>KAMATNE STOPE BANAKA NA NOVE KREDITE TVRTKAMA (PRAVNIM OSOBAMA) U EURO ZONI, IZVOR: ECB</i>	162
SLIKA 5-45	<i>KRETANJE PRINOSA NA 10 GODIŠNJE OBVEZNICE RH, IZVOR: MFIN RH, TRADINGECONOMICS ....</i>	163
SLIKA 5-46	<i>KRATKOROČNA PROJEKCIJA KRETANJE PRINOSA NA 10 GODIŠNJE OBVEZNICE RH, IZVOR: TRADINGECONOMICS</i>	164
SLIKA 5-47	<i>SASTAVNI ELEMENTI KAMATNE STOPE, IZVOR: HUB ANALIZA BR. 62</i>	165
SLIKA 5-48	<i>LCOE PROJEKATA VJETROELEKTRANA U ODNOSU NA KUMULATIV INSTALIRANE SNAGE</i>	167
SLIKA 5-49	<i>LCOE PROJEKATA VELIKIH FOTONAPONSKIH SUSTAVA U ODNOSU NA KUMULATIV INSTALIRANE SNAGE</i>	168
SLIKA 5-50	<i>LCOE PROJEKATA MALIH FOTONAPONSKIH SUSTAVA U ODNOSU NA KUMULATIV INSTALIRANE SNAGE</i>	168
SLIKA 5-51	<i>LCOE PROJEKATA BIOPLINSKIH POSTROJENJA U ODNOSU NA KUMULATIV INSTALIRANE SNAGE</i>	169
SLIKA 5-52	<i>LCOE PROJEKATA POSTROJENJA KOJA KORISTE BIOMASU U ODNOSU NA KUMULATIV INSTALIRANE SNAGE</i>	170

SLIKА 5-53	LCOE ELEKTRANA NA BIOMASU I BIOPLIN U REPUBLICI HRVATSKOJ BEZ PRIHODA OD PRODAJE TOPLINE .....	171
SLIKА 5-54	DINAMIČKO KRETANJE LCOE I FEED – IN TARIFE VJETROELEKTRANA U RAZDOBLJU 2009. – 2016.	172
SLIKА 5-55	DINAMIČKO KRETANJE LCOE I FEED – IN TARIFE VELIKIH FOTONAPONSKIH SUSTAVA U RAZDOBLJU 2013. – 2016. ....	173
SLIKА 5-56	DINAMIČKO KRETANJE LCOE I FEED – IN TARIFE MALIH FOTONAPONSKIH PREMA TARIFNIM SUSTAVIMA .....	173
SLIKА 5-57	DINAMIČKO KRETANJE LCOE I FEED – IN TARIFE POSTROJENJA KOJA KORISTE BIOMASU U RAZDOBLJU 2010. – 2016. ....	174
SLIKА 5-58	DINAMIČKO KRETANJE LCOE I FEED – IN TARIFE BIOPLINSKIH POSTROJENJA U RAZDOBLJU 2012. – 2016. ....	174
SLIKА 5-58	DINAMIČKO KRETANJE KUMULATIVNOG PONDERIRANOG PROSJEČNOG LCOE I FEED – IN TARIFE (FIT) OIE POSTROJENJA U RAZDOBLJU 2019. – 2016. ....	175
SLIKА 5-59	CIJENE OSTVARENЕ NA TENDERIMA ZA SUNČANE ELEKTRANE .....	180
SLIKА 5-60	CIJENE OSTVARENЕ NA TENDERIMA ZA ONSHORE VJETROELEKTRANE PRI UGOVARANJU .....	182
SLIKА 5-61	ROKOVИ U KOJIMA TREBAJU BITI OSTVARENи PROJEKTи ONSHORE VJETROELEKTRANA NAVедENи U SLICI IZNAD .....	182
SLIKА 5-62	ROKOVИ U KOJIMA TREBAJU BITI OSTVARENи PROJEKTи OFFSHORE VJETROELEKTRANA NAVедENи U SLICI IZNAD .....	184
SLIKА 5-62	REZULTAT PRORAČUNA PROIZVODNIХ TROŠKOVA KOJI PREDSTAVLJAJU MAKSIMALNU REFERENTNU CIJENU ZA RH U 2018. GODINI .....	192
SLIKА 6-1	PLEXOS SUČЕLJE .....	193
SLIKА 6-2	PROIZVODNJA U PROMATRANOM RAZDOBLJU PO POJEDINIM TEHNOLOGIJAMA – SCENARIJ OSTVARENJE .....	197
SLIKА 6-3	PROIZVODNJA U PROMATRANOM RAZDOBLJU PO POJEDINIM TEHNOLOGIJAMA – SCENARIJ BEZ OIE .....	199
SLIKА 6-4	OSTVARENЕ EMISIJE U SCENARIJIMA OSTVARENJE I BEZ OIE .....	200
SLIKА 6-5	IZBJEGNUTE EMISIJE CO2 U PROMATRANOM RAZDOBLJU.....	201
SLIKА 6-6	SPECIFIČNA PROIZVODNJA EMISIJA CO <sub>2</sub> U PROMATRANOM RAZDOBLJU .....	201
SLIKА 6-7	USPOРЕДБА PROSJEČНОG TROŠKA PROIZVODNJE U OBA SCENARIJA .....	202
SLIKА 6-8	KRETANJE CIJENA NA BURZI HUPX OD 2007. DO 2016. GODINE .....	203
SLIKА 6-9	PROSJEČNI SATNI KOEFICIENTI NA HUPX BURZI .....	203
SLIKА 6-10	PROSJEČNI MJESEČNI KOEFICIENTI NA HUPX BURZI .....	204
SLIKА 6-11	PROIZVODNJA I UVОZ U SCENARIJU TRŽИSTE ZA RAZDOBLJE OD 2011. DO 2016. GODINE .....	205
SLIKА 6-12	USPOРЕДБА OSTVARENih EMISIJA U SVA TRI SCENARIJA .....	205
SLIKА 6-13	USPOРЕДБА TROŠKA GORIVA U SCENARIJIMA .....	206
SLIKА 7-1	ŠIRENJE MULTIPLIKATIVNIХ УЧИНАКА ULAGANJA U OBНОVLJIVE IZVORE ENERGIJE - KANAL INVESTICIJA AKTIVAN SAMO U RAZDOBLJU INVESTIRANJA .....	212
SLIKА 7-2	ŠIRENJE MULTIPLIKATIVNIХ УЧИНАКА ULAGANJA U OBНОVLJIVE IZVORE ENERGIJE - KANAL INTERMEDIJARNE POTROŠNJE AKTIVAN U CJELOKUPNOM RAZDOBLJU OPERATIVNOГ RADA ELEKTRANE .....	213
SLIKА 7-3	BROJ ZAPOSLENIH INDUCIRAN ULAGANJEM U OIE POSTROJENJA VRJEDNOSTI 1 MILIJUN EUR... 229	
SLIKА 7-4	UKUPNI UČИНCI NA BROJ ZAPOSLENIH U KANALU INTERMEDIJARNE POTROŠNJE ISKAZANI PO 1 MILIJUN EUR VRJEDNOSTI PROIZVODNJE .....	231
SLIKА 7-5	UKUPNI UČИНCI NA BDV PO VRSTAMA OIE POSTROJENJA, U MIL. EUR, UKUPNI INDUCIRANI UČИНCI. .....	231

SLIKA 7-6	UKUPNI UČINCI NA ZAPOSLENOST PO VRSTAMA OIE POSTROJENJA, UKUPNI INDUCIRANI UČINCI ....	232
SLIKA 7-7	..... UKUPNI UČINCI NA BDV PO VRSTAMA OIE POSTROJENJA, U MIL. EUR, UKUPNI INDUCIRANI UČINCI.	234
SLIKA 7-8	..... UKUPNI UČINCI NA ZAPOSLENOST PO VRSTAMA OIE POSTROJENJA, UKUPNI INDUCIRANI UČINCI ....	234
SLIKA 8-1	..... UKUPNI PROCIJENJENI TROŠAK ENERGIJE URAVNOTEŽENJA OIE .....	238
SLIKA 8-2	..... UKUPNI TROŠKOVI SVIH POMOĆNIH USLUGA U EES HRVATSKE.....	239
SLIKA 8-3	..... MAKSIMALNA, MINIMALNA I PROSJEČNA APSOLUTNA POGREŠKA PLANIRANJA KONZUMA U RAZDOBLJU 2007.-2016. ....	241
SLIKA 8-4	..... DISTRIBUCIJA RELATIVNIH POGREŠAKA PLANIRANJA KONZUMA HRVATSKE U RAZDOBLJU 2007.-2016.....	241
SLIKA 8-5	..... RELATIVNA SATNA POGREŠKA PLANIRANJA PROIZVODNJE VE OD STRANE HOPS-A .....	244
SLIKA 8-6	..... POZITIVNA I NEGATIVNA MJESEČNA ENERGIJA URAVNOTEŽENJA VE PRI PLANIRANJU PROIZVODNJE VE OD STRANE HOPS-A.....	245
SLIKA 8-7	..... RELATIVNA SATNA POGREŠKA PREDVIĐANJA PROIZVODNJE VE OD STRANE HROTE-A .....	246
SLIKA 8-8	..... RELATIVNA SATNA POGREŠKA PREDVIĐANJA PROIZVODNJE SE OD STRANE HROTE-A.....	247
SLIKA 8-9	..... PROSJEČNA SATNA PROIZVODNJA SE I PROSJEČNA APSOLUTNA POGREŠKA PLANIRANJA PROIZVODNJE SE NA MJESEČNOJ RAZINI OD STRANE HROTE-A .....	248
SLIKA 8-10	..... ODSTUPANJA PREKOGRANIČNIH RAZMJENA S KOMPENZACIJOM OD PLANA (2010.-2016.) .....	252
SLIKA 8-11	..... BROJ SATI POJEDINIH RASPONA OSTVARENIH ODSTUPANJA PREKOGRANIČNIH RAZMJENA S KOMPENZACIJOM OD PLANIRANIH ODSTUPANJA .....	254
SLIKA 8-12	..... PROSJEČNI IZNOS AKTIVACIJE (MWH/H) SEKUNDARNE REGULACIJE PO MJESECIMA U 2015. I 2016. GODINI.....	257
SLIKA 8-13	..... AKTIVIRANA ENERGIJA SEKUNDARNE REGULACIJE PO MJESECIMA (MWH/MJESEČNO) U 2015. I 2016. GODINI.....	257
SLIKA 8-14	..... UKUPNO VRIJEME AKTIVACIJE SEKUNDARNE REGULACIJE PO MJESECIMA (H/MJESEČNO) U 2015. I 2016. GODINI.....	258
SLIKA 8-15	..... UKUPNO AKTIVIRANA ENERGIJA SEKUNDARNE REGULACIJE (MWH/H) U 2015. I 2016. GODINI... 259	259
SLIKA 8-16	..... KRIVULJA TRAJANJA AKTIVIRANE SEKUNDARNE REGULACIJE U 2015. I 2016. GODINI .....	260
SLIKA 8-17	..... HISTOGRAM AKTIVIRANE SEKUNDARNE REGULACIJE U 2015. I 2016. GODINI .....	261
SLIKA 8-18	..... TROŠKOVI REZERVE SNAGE (MW) ZA SEKUNDARNU REGULACIJU U 2015. I 2016. GODINI .....	261
SLIKA 8-19	..... TROŠKOVI AKTIVIRANE ENERGIJE (MWH) ZA SEKUNDARNU REGULACIJU U 2015. I 2016. GODINI 262	262
SLIKA 8-20	..... UKUPNI MJESEČNI I GODIŠNJI TROŠKOVI ZA SEKUNDARNU REGULACIJU U 2015. GODINI.....	265
SLIKA 8-21	..... UKUPNI MJESEČNI I GODIŠNJI TROŠKOVI ZA SEKUNDARNU REGULACIJU U 2016. GODINI.....	266
SLIKA 8-22	..... PROSJEČNI IZNOS AKTIVACIJE (MWH/H) TERCIJARNE REGULACIJE PO MJESECIMA U 2015. I 2016. GODINI.....	267
SLIKA 8-23	..... AKTIVIRANA ENERGIJA TERCIJARNE REGULACIJE PO MJESECIMA (MWH/MJESEČNO) U 2015. I 2016. GODINI.....	267
SLIKA 8-24	..... UKUPNO VRIJEME AKTIVACIJE TERCIJARNE REGULACIJE PO MJESECIMA (H/MJESEČNO) U 2015. I 2016. GODINI.....	268
SLIKA 8-25	..... UKUPNO AKTIVIRANA ENERGIJA TERCIJARNE REGULACIJE U 2015. I 2016. GODINI .....	269
SLIKA 8-26	..... KRIVULJA TRAJANJA TERCIJARNE REGULACIJE U 2015. I 2016. GODINI.....	270
SLIKA 8-27	..... HISTOGRAM TERCIJARNE REGULACIJE U 2015. I 2016. GODINI.....	271
SLIKA 8-28	..... TROŠKOVI REZERVE SNAGE (MW) ZA TERCIJARNU REGULACIJU U 2015. I 2016. GODINI .....	271
SLIKA 8-29	..... TROŠKOVI REGULACIJSKE ENERGIJE (MW) ZA TERCIJARNU REGULACIJU U 2015. I 2016. GODINI. 272	272
SLIKA 8-30	..... UKUPNI MJESEČNI I GODIŠNJI TROŠKOVI ZA TERCIJARNU REGULACIJU U 2015. GODINI.....	276

SLIKA 8-31	UKUPNI MJESЕЧНИ I GODIŠNJI TROŠKOVI ZA TERCIJARNU REGULACIJU U 2016. GODINI.....	276
SLIKA 8-32	UKUPNI GODIŠNJI TROŠKOVI ZA SEKUNDARNU I TERCIJARNU REGULACIJU U 2015. I 2016. GODINI..	279
SLIKA 8-33	UKUPNI MJESЕЧNI I GODIŠNJI TROŠKOVI ZA SEKUNDARNU I TERCIJARNU REGULACIJU U 2015. GODINI.....	280
SLIKA 8-34	UKUPNI MJESЕЧNI I GODIŠNJI TROŠKOVI ZA SEKUNDARNU I TERCIJARNU REGULACIJU U 2016. GODINI.....	280
SLIKA 8-35	TROŠKOVI SNAGE I ENERGIJE SEKUNDARNE I TERCIJARNE REGULACIJE ZA RAZLIČITU RAZINU INTEGRACIJE VJETROELEKTRANA UZ PROSJEČNU APSOLUTNU POGREŠKU PLANIRANJA OD 5,4%	281
SLIKA 8-36	KORELACIJA – REPREZENTATIVNI PRIMJERI DIJAGRAMA RASIPANJA .....	283
SLIKA 8-37	ODSTUPANJA I AKTIVIRANA REGULACIJSKA ENERGIJA 20.03.2015. ....	285
SLIKA 8-38	DIJAGRAM RASIPANJA ZA ODSTUPANJA I AKTIVIRANU REGULACIJSKU ENERGIJU ZA 20.03.2015.	286
SLIKA 8-39	ODSTUPANJA I AKTIVIRANA REGULACIJSKA ENERGIJA 16.07.2015. ....	286
SLIKA 8-40	DIJAGRAM RASIPANJA ZA ODSTUPANJA I AKTIVIRANU REGULACIJSKU ENERGIJU ZA 16.07.2015.	287
SLIKA 8-41	ODSTUPANJA I AKTIVIRANA REGULACIJSKA ENERGIJA 8.1.2016. ....	288
SLIKA 8-42	DIJAGRAM RASIPANJA ZA ODSTUPANJA I AKTIVIRANU REGULACIJSKU ENERGIJU ZA 8.1.2016. ...	288
SLIKA 8-43	ODSTUPANJA I AKTIVIRANA REGULACIJSKA ENERGIJA 1.11.2016. ....	289
SLIKA 8-44	DIJAGRAM RASIPANJA ZA ODSTUPANJA I AKTIVIRANU REGULACIJSKU ENERGIJU ZA 1.11.2016. .	289
SLIKA 8-45	DNEVNA KORELACIJA IZMEĐU ODSTUPANJA SUSTAVA (KONZUM + VE) I AKTIVACIJE REGULACIJSKE ENERGIJE ZA 2015. GODINU .....	291
SLIKA 8-46	DNEVNA KORELACIJA IZMEĐU ODSTUPANJA SUSTAVA (KONZUM + VE) I AKTIVACIJE REGULACIJSKE ENERGIJE ZA 2016. GODINU .....	291
SLIKA 9-1	ALGORITAM IZRAČUNA NETO POTICAJA ZA OIE U REPUBLICI HRVATSKOJ. ....	298
SLIKA 9-2	REKAPITULACIJA SUSTAVA POTICANJA OIE ZA 2016.G. POD PREPOSTAVKAMA OPISANIM U POGLAVLJU 9. ....	300

## Popis tablica

TABLICA 2-1	POTENCIJALI (STRATEGIJA IZ 2002) U USPOREDBI S CILJEVIMA IZ ZELENE KNJIGE.....	33
TABLICA 2-2	STRATEGIJA IZ 2009 U USPOREDBI S CILJEVIMA IZ ZELENE KNJIGE .....	33
TABLICA 2-3	NAP-OIE U USPOREDBI SA STRATEGIJOM IZ 2009 I CILJEVIMA IZ ZELENE KNJIGE.....	34
TABLICA 2-4	TROŠAK POTICANJA OIE SVEDEN NA KWH ENERGIJE KOJU PLAĆA KATEGORIJA KUĆANSTVO ZA VEĆINU ZEMALJA EU. TROŠAK JE PRORAČUNAT ZA KUĆANSTVO S PROSJEČNOM POTROŠNJOM OD 3500 KWH/GOD. TROŠAK POTICANJA OIE JE SVEDEN I NA REALNU VRIJEDNOST PREMA KUPOVNOJ MOĆI (PPP). IZVOR: ACER/CEER, ANNUAL REPORT ON THE RESULTS OF MONITORING THE INTERNAL ELECTRICITY AND GAS MARKETS IN 2016, ELECTRICITY AND GAS RETAIL MARKETS VOLUME, OCTOBER 2017. ANALITIKA EIHP. ....	46
TABLICA 2-5	CILJEVI ZA POJEDINE TEHNOLOGIJE IZ NAP-OIE.....	51
TABLICA 2-6	KVOTE ZA OIE TEHNOLOGIJE – TS2013 (NN 100/2015) .....	51
TABLICA 2-7	GRUPE PROPISA U SUSTAVU POTICANJA OIEIK .....	55
TABLICA 2-8	PREGLED GLAVNIH RIZIKA KOD RAZVOJA PROJEKATA OIE. ....	75
TABLICA 2-9	SUMARNO, TRAJANJE UKUPNOG RAZVOJA PROJEKATA POJEDINIH TEHNOLOGIJA JE SLJEDEĆE (U GODINAMA) .....	78
TABLICA 2-10	BROJ PAROVA PODATAKA ZA ANALIZU TRAJANJA PROJEKTNIH ETAPA - VJETROELEKTRANE..	79
TABLICA 2-11	BROJ PAROVA PODATAKA ZA ANALIZU TRAJANJA PROJEKTNIH ETAPA – SUNČANE ELEKTRANE .....	79

TABLICA 2-12	BROJ PAROVA PODATAKA ZA ANALIZU TRAJANJA PROJEKTNIH ETAPA – ELEKTRANE NA BIOMASU .....	79
TABLICA 2-13	BROJ PAROVA PODATAKA ZA ANALIZU TRAJANJA PROJEKTNIH ETAPA – ELEKTRANE NA BIOPLIN .....	80
TABLICA 2-14	BROJ PAROVA PODATAKA ZA ANALIZU TRAJANJA PROJEKTNIH ETAPA – MALE HIDROELEKTRANE .....	80
TABLICA 3-1	RASPOLOŽIVI BROJ POSTROJENJE-GODINA ZA ANALIZE .....	91
TABLICA 3-2	UKUPNE SNAGE OIE ELEKTRANA PO IZVORIMA I ŽUPANIJAMA NA KRAJU 2016. GODINE ....	117
TABLICA 4-1	STRUKTURA PODATAKA U UZORKU KORIŠTENOM ZA ANALIZU INVESTICIJA .....	132
TABLICA 4-2	SPECIFIČNI INVESTICIJSKI TROŠAK (CAPEX U EUR/KW) REALIZIRANIH PROJEKTA OIE U RH ...	134
TABLICA 4-3	SPECIFIČNI INVESTICIJSKI TROŠAK (CAPEX U EUR/KW) REALIZIRANIH PROJEKTA U SEE REGIJI I GLOBALNO .....	134
TABLICA 4-4	TEHNIČKE I INVESTICIJSKE KARAKTERISTIKE VJETROELEKTRANA IZ ANALIZIRANOG UZORKA	135
TABLICA 4-5	TEHNIČKE I INVESTICIJSKE KARAKTERISTIKE VELIKIH FOTONAPONSKIH SUSTAVA IZ ANALIZIRANOG UZORKA .....	138
TABLICA 4-6	TEHNIČKE I INVESTICIJSKE KARAKTERISTIKE MALIH FOTONAPONSKIH SUSTAVA IZ ANALIZIRANOG UZORKA .....	139
TABLICA 4-7	SPECIFIČNI OPERATIVNI TROŠAK (OPEX U EUR/KW) REALIZIRANIH PROJEKTA OIE IZ OBRAĐENOG UZORKA.....	146
TABLICA 4-8	SPECIFIČNI OPERATIVNI TROŠAK (OPEX) VJETROELEKTRANA U RH IZ ANALIZIRANOG UZORKA .....	147
TABLICA 4-9	SPECIFIČNI OPERATIVNI TROŠAK (OPEX) VELIKIH FOTONAPONSKIH SUSTAVA U RH IZ ANALIZIRANOG UZORKA .....	148
<b>TABLICA 5-15</b>	PREMIJA RIZIKA ZEMLJE, IZVOR: BAZA PODATAKA PROF. DAMODARANA.....	164
<b>TABLICA 5-16</b>	DODATNA PREMIJA ZA RIZIK SEKTORA OBNOVLJIVIH IZVORA ENERGIJE (TROŠAK KAPITALA), IZVOR: ECOFYS .....	166
<b>TABLICA 5-17</b>	KARAKTERISTIKE NATJEČAJA ZA SUNČANE ELEKTRANE U FRANCUSKOJ, NJEMAČKOJ I NIZOZEMSKOJ; IZVOR: PROJEKT AURES .....	180
<b>TABLICA 5-18</b>	KARAKTERISTIKE NATJEČAJA ZA SUNČANE ELEKTRANE U ITALIJI, UJEDINJENOM KRALJEVSTVU, NJEMAČKOJ I NIZOZEMSKOJ; IZVOR: AURES.....	183
<b>TABLICA 5-19</b>	KARAKTERISTIKE NATJEČAJA ZA OFFSHORE VJETROELEKTRANE U DANSKOJ, UJEDINJENOM KRALJEVSTVU, NJEMAČKOJ I NIZOZEMSKOJ; IZVOR: AURES.....	184
<b>TABLICA 5-19</b>	ELEMENTI NATJEČAJA BITNI ZA FORMIRANJE CIJENE I ODAZIV PONUDITELJA .....	186
<b>TABLICA 5-18</b>	PREGLED KORIŠTENIH ULAZNIH PODATAK I REZULTATA IZRAČUNA PROIZVODNOG TROŠKA (MAKSIMALNE REFERENTNE CIJENE) PREMA TEHNOLOGIJAMA OIE ZA RH U 2018. GODINI	190
TABLICA 6-1	EMISIJSKI FAKTOR GORIVA.....	196
TABLICA 6-2	OSTVARENA PROIZVODNJA OD 2007.-2016. GODINE (GWH) - OSTVARENJE .....	196
TABLICA 6-3	PROIZVEDENE EMISIJE U SCENARIJU OSTVARENJE.....	197
TABLICA 6-4	OSTVARENA PROIZVODNJA OD 2007.-2016. GODINE (GWH) – BEZ OIE .....	198
TABLICA 6-5	CIJENE GORIVA.....	199
TABLICA 6-6	KOLIČINA PROIZVEDENIH EMISIJA CO <sub>2</sub> (TONE X 10 <sup>3</sup> ).....	200
TABLICA 6-7	PROIZVODNJA I NETO RAZMJENA U SCENARIJU TRŽIŠTE (GWH) .....	204
<b>TABLICA 7-1</b>	STRATEŠKI CILJEVI EUROPSSKE UNIJE NA PODRUČJU ENERGETIKE .....	209
<b>TABLICA 7-2</b>	PREGLED METODOLOŠKIH RJEŠENJA, IZVORA PODATAKA I OCJENJENIH VARIJABLI ZA IZRAVNE, NEIZRAVNE I INDUCIRANE UČINKE ULAGANJA U POSTROJENJA NA OBNOVLJIVE IZVORE ENERGIJE .....	222
<b>TABLICA 7-3</b>	RAZINA ISKAZIVANJA REZULTATA PO SEKTORIMA NACIONALNOG GOSPODARSTVA .....	224

<b>TABLICA 7-4</b>	<i>USPOREDBA MULTIPLIKATORA TIPO I I TIPO II ZA OIE POSTROJENJA .....</i>	227
<b>TABLICA 7-5</b>	<i>KANAL INVESTICIJA, UČINCI NA 1 MILIJUN EUR VRIJEDNOSTI UKUPNIH INVESTICIJA .....</i>	228
<b>TABLICA 7-6</b>	<i>KANAL INTERMEDIJARNE POTROŠNJE, UKUPNI UČINCI NA 1 MILIJUN EURA VRIJEDNOSTI PROIZVODNJE.....</i>	230
<b>TABLICA 8-1</b>	<i>TROŠAK PRIKLJUČKA I TROŠAK STVARANJA TEHNIČKIH UVJETA U MREŽI ZA VE PRIKLJUČENE NA PRIJENOSNU MREŽU .....</i>	236
<b>TABLICA 8-2</b>	<i>OSTVARENI UKUPNI KONZUM HRVATSKE U RAZDOBLJU 2007.-2016 .....</i>	240
<b>TABLICA 8-3</b>	<i>POKAZATELJI KVALITETE PLANIRANJA KONZUMA .....</i>	242
<b>TABLICA 8-4</b>	<i>PROSJEČNA APSOLUTNA POGREŠKA PLANIRANJA PROIZVODNJE VE OD STRANE HOPS-A ....</i>	243
<b>TABLICA 8-5</b>	<i>POKAZATELJI GODIŠNJIH ODSTUPANJA PREKOGRANIČNIH RAZMJENA OD PLANA .....</i>	253
<b>TABLICA 8-6</b>	<i>AKTIVIRANA SEKUNDARNA REGULACIJSKA ENERGIJA U 2015. I 2016. GODINI.....</i>	258
<b>TABLICA 8-7</b>	<i>MJESEČNI I GODIŠNJI TROŠKOVI AKTIVIRANE ENERGIJE (MWH) ZA SEKUNDARNU REGULACIJU U 2015. GODINI.....</i>	263
<b>TABLICA 8-8</b>	<i>MJESEČNI I GODIŠNJI TROŠKOVI AKTIVIRANE ENERGIJE (MWH) ZA SEKUNDARNU REGULACIJU U 2016. GODINI.....</i>	264
<b>TABLICA 8-9</b>	<i>UKUPNI MJESEČNI I GODIŠNJI TROŠKOVI ZA SEKUNDARNU REGULACIJU U 2015. GODINI ...</i>	264
<b>TABLICA 8-10</b>	<i>UKUPNI MJESEČNI I GODIŠNJI TROŠKOVI ZA SEKUNDARNU REGULACIJU U 2016. GODINI ...</i>	265
<b>TABLICA 8-11</b>	<i>AKTIVIRANA TERCIJARNA REGULACIJSKA ENERGIJA U 2015. I 2016. GODINI.....</i>	268
<b>TABLICA 8-12</b>	<i>MJESEČNI I GODIŠNJI TROŠKOVI AKTIVIRANE ENERGIJE (MWH) ZA TERCIJARNU REGULACIJU U 2015. GODINI .....</i>	273
<b>TABLICA 8-13</b>	<i>MJESEČNI I GODIŠNJI TROŠKOVI AKTIVIRANE ENERGIJE (MWH) ZA TERCIJARNU REGULACIJU U 2016. GODINI .....</i>	274
<b>TABLICA 8-14</b>	<i>UKUPNI MJESEČNI I GODIŠNJI TROŠKOVI ZA TERCIJARNU REGULACIJU U 2015. GODINI .....</i>	275
<b>TABLICA 8-15</b>	<i>UKUPNI MJESEČNI I GODIŠNJI TROŠKOVI ZA TERCIJARNU REGULACIJU U 2016. GODINI .....</i>	275
<b>TABLICA 8-16</b>	<i>UKUPNI MJESEČNI I GODIŠNJI TROŠKOVI ZA SEKUNDARNU I TERCIJARNU REGULACIJU U 2015. GODINI .....</i>	278
<b>TABLICA 8-17</b>	<i>UKUPNI MJESEČNI I GODIŠNJI TROŠKOVI ZA SEKUNDARNU I TERCIJARNU REGULACIJU U 2016. GODINI .....</i>	278
<b>TABLICA 8-18</b>	<i>UKUPNE AKTIVACIJE SEKUNDARNE I TERCIJARNE REZERVE TE POTREBNI IZNOS TERCIJARNE REZERVE ZA URAVNOTEŽENJE VE ZA RAZLIČITU RAZINU INTEGRACIJE VE UZ PROSJEČNU APSOLUTNU POGREŠKU PLANIRANJA OD 5,4% .....</i>	281
<b>TABLICA 8-19</b>	<i>NAJBOLJA I NAJLOŠIJA DNEVNA KORELACIJA IZMEĐU ODSTUPANJA SUSTAVA (KONZUM, VE I KONZUM + VE) I AKTIVIRANE REGULACIJSKE ENERGIJE U 2015. GODINI .....</i>	285
<b>TABLICA 8-20</b>	<i>NAJBOLJA I NAJLOŠIJA DNEVNA KORELACIJA IZMEĐU ODSTUPANJA SUSTAVA (KONZUM, VE I KONZUM + VE) I AKTIVIRANE REGULACIJSKE ENERGIJE U 2016. GODINI .....</i>	287
<b>TABLICA 8-21</b>	<i>PROSJEČNA DNEVNA KORELACIJA IZMEĐU ODSTUPANJA SUSTAVA (KONZUM, VE I KONZUM + VE) I AKTIVIRANE REGULACIJSKE ENERGIJE NA „CJELOKUPNIM“ ULAZNIM PODACIMA .....</i>	290
<b>TABLICA 8-22</b>	<i>GODIŠNJA KORELACIJA IZMEĐU ODSTUPANJA SUSTAVA (KONZUM, VE I KONZUM + VE) I AKTIVIRANE REGULACIJSKE ENERGIJE NA „PROČIŠĆENIM“ ULAZNIM PODACIMA.....</i>	292
<b>TABLICA 9-1</b>	<i>UKUPNI PROCIJENJENI TROŠAK ENERGIJE URAVNOTEŽENJA OIE ZA 2016.G. DETALJI SU PRIKAZANI U POGLAVLJU 8., SLIKA 8-1 .....</i>	296
<b>TABLICA 9-2</b>	<i>UŠTEDE U SUSTAVU KAO REZULTAT IZBJEGNUTE PROIZVODNJE ENERGIJE U DOMAĆIM TERMOELEKTRANAMA U 2016.G. MODELIRANJE IZVRŠENO POMOĆU SIMULACIJSKOG MODELA PLEXOS INTEGRATED ENERGY MODEL .....</i>	297
<b>TABLICA P12-1</b>	<i>USPJEŠNOST PROVOĐENJA ANKETE VLASNIKA OIE POSTROJENJA.....</i>	324
<b>TABLICA P12-2</b>	<i>USPJEŠNOST PROVOĐENJA ANKETE VLASNIKA OIE POSTROJENJA - CAPEX .....</i>	325
<b>TABLICA P12-3</b>	<i>USPJEŠNOST PROVOĐENJA ANKETE VLASNIKA OIE POSTROJENJA – CAPEX HR UDIO .....</i>	325

TABLICA P12-4	<i>USPJEŠNOST PROVOĐENJA ANKETE VLASNIKA OIE POSTROJENJA - OPEX .....</i>	326
TABLICA P12-5	<i>USPJEŠNOST PROVOĐENJA ANKETE VLASNIKA OIE POSTROJENJA – OPEX HR UDIO .....</i>	326
TABLICA P12-6	<i>USPJEŠNOST PROVOĐENJA ANKETE VLASNIKA OIE POSTROJENJA – PODACI O FINANCIRANJU ..</i>	327
	.....	
TABLICA P12-7	<i>BROJ ISPRAVAKA PREMA TEHNOLOGIJI .....</i>	329
TABLICA P12-8	<i>BROJ UNOSA NOVIH I PROMJENA VEĆ UNESENIH PODATAKA U DATUMIMA .....</i>	329
TABLICA P12-9	<i>BROJ DOPUNJENIH PODATAKA (PROGNOZE ZA BUDUĆU PROIZVODNJU I PRIHODE) .....</i>	330
TABLICA P12-10	<i>BROJ PROMJENA VEĆ UNESENIH PODATAKA .....</i>	330
TABLICA P12-11	<i>POGREŠKE VEZANE ZA CAPEX, FINANCIJE I OPEX .....</i>	331

---

## **13. PRILOZI**

## Prilog 1 Sadržaj projektnog zadatka

### ***Politike i implementacijske mjere za poticanje obnovljivih izvora***

Iako je bazično sustav poticanja proizvodnje električne energije u Republici Hrvatskoj u razdoblju 2007-2016.g. ostao nepromijenjen u ključnim elementima kao što su garantirani otkup cijelokupne energije i povlaštena ukupna cijena za otkup energije iz OIE postrojenja („Feed-in Tarife“), u okviru desetogodišnjeg razdoblja poticanja OIE ipak je dolazilo do određenih promjena sustava poticanja koje su imale bitne učinke na dinamiku razvoja sektora OIE.

U okviru ovoga poglavlja izvršit će se analiza te prikazati osnovne značajke politike poticanja i implementacije OIE kao i analiza izmjena i dopuna relevantnih propisa. Analiza će se izvršiti dinamički po godinama tako da će idućim poglavljima biti omogućena kvalitetna usporedba s energetskim, ekonomsko-financijskim, makroekonomskim, tehničkim i okolišnim pokazateljima razvoja i rada OIE u Republici Hrvatskoj.

### ***Energetski pokazatelji rada obnovljivih izvora***

Pod ovom točkom analizirala bi se proizvodnja energije iz OIE, po tehnologijama i ukupno, trendovi kroz promatrano razdoblje, pokazali specifični pokazatelji za pojedine tehnologije (ukupni sati rada, krivulje trajanja proizvodnje i sl.). Posebno bi se analizirala dinamika rada i karakteristike proizvodnje upravljaljivih i neupravljaljivih postrojenja koja koriste OIE.

Potrebni ulazni podaci:

- podaci o satnoj proizvodnji za sve pojedinačne OIE (HOPS, ODS)
- tehnički podaci o postrojenjima (HROTE, vlasnici postrojenja).

Potrebni podaci za svako postrojenje koje koristi OIE (HROTE, HERA, vlasnici postrojenja):

- tehnički podaci o postrojenjima koja koriste OIE u sustavu poticaja (instalirana snaga, snaga na pragu, broj jedinica, ukupan utrošak sirovina/goriva u tonama godišnje)
- ukupna proizvodnja/vlastita potrošnja/poticana proizvodnja na mjesecnoj razini
- datum početka probnog pogona
- datum ulaska u sustav poticaja
- cijena po kojoj je ugovoren otkup
- uvjeti indeksacije otkupne cijene.

### ***Analiza investicija***

#### ***Financijski pokazatelji investicija***

U ovom dijelu projektnog zadatka bi se analizirali investicijski troškovi za pojedine projekte OIE (CAPEX). Analizirao bi se i odnos planskih i realiziranih vrijednosti investicijskih troškova i njihove strukture. Rezultati ove analize predstavljali bi input za analizu cijene proizvodnje električne energije iz OIE i opravdanosti visine feed-in tarifa kako bi se dobila realna slika učinkovitosti sustava poticanja u investicijskom smislu.

Potrebni ulazni podaci:

- Struktura CAPEX-a za svaki projekt u sljedećim kategorijama:
  - svi troškovi do lokacijske dozvole: istraživanje, studije, projektiranje, vođenje razvoja projekta i dr.
  - svi troškovi nakon lokacijske do građevinske dozvole koji se mogu pridijeliti projektu
  - troškovi nakon građevinske dozvole do početka građevinskih radova
  - troškovi vezani za opremu i usluge prema ugovoru (ili ugovorima) o nabavi, transportu, montaži, puštanju u pogon opreme
  - troškovi vezani uz građenje elektrane, neovisno kada su nastali
  - troškovi vezani za priključnu infrastrukturu (neovisno o tome u čijoj je nadležnosti, HOPS ili ODS) te udio građevinskih radova za priključnu infrastrukturu koji se može pridijeliti postrojenju koje se priključuje
  - troškovi vezani uz financiranje i ugovaranje
  - ostali troškovi - specificirati.

Gore navedeni troškovi (točke 4, 5 i 6) odnose se na podatke iz troškovnika izvedenog stanja ili zadnjeg finansijskog modela za potrebe ugovaranja financiranja. Troškovi vezani uz financiranje i ugovaranje odnose se na troškove financiranja vlastitog učešća u projektu (equity), troškove kredita (kamate i naknade) i troškove svih osiguranja u fazi gradnje. Podaci o planiranim i realiziranim troškovima dobili bi se na temelju anketiranja vlasnika postrojenja uz podršku HROTE-a te podataka kojima raspolažu HROTE i HERA.

### ***Struktura domaće i uvozne opreme i usluga***

U ovom dijelu studije izvršila bi se analiza udjela domaće komponente kod realiziranih projekata OIE, koja je zakonski propisana tek nakon 2012. i konkretno primijenjena na samo nekoliko projekata. Obzirom da je obveza dostave ovakvih podataka od strane investitora novina sustava poticaja, pretpostavljamo da će navedeni podaci biti ograničene dostupnosti. Stoga i u ovom dijelu predlažemo da se potrebni podaci generiraju metodom anketiranja investitora pri čemu je od presudne važnosti podrška Ministarstva zaštite okoliša i energetike te institucija koje provode implementaciju energetske politike u području OIE (posebice HROTE).

Potrebni ulazni podaci:

- troškovi roba i usluga s podrijetlom na području lokalne zajednice (Republike Hrvatske) za sve realizirane projekte u strukturi obrasca iz priloga Tarifnog sustava za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije (NN 63/12).

### ***Analiza cijena proizvodnje i poticaja***

#### ***Strukturna analiza finansijskih tokova***

Ovo poglavlje uključuje dinamičku finansijsku analizu poslovanja energetskih subjekata koji koriste obnovljive izvore energije u sklopu koje se prihodi i troškovi vrednuju po tržišnim cijenama. Ona se provodi za definirano prošlo razdoblje 2007. – 2016. Polazeći od uredene podatkovne osnove izvodi se strukturna analiza finansijskih tokova i ocjenjuje dosadašnja učinkovitost korištenja obnovljivih izvora energije. Finansijska analiza ima sljedeći okvirni sadržaj:

- ukupni prihodi
- operativni troškovi
- račun dobiti i gubitka
- cijena koštanja
- ocjena učinkovitosti

Na prethodni način izvedena analiza dio je podatkovne osnove za primjenu modela LCOE (Levelised Cost of Energy), te usporednu analizu učinkovitosti ugovora s povlaštenim proizvođačima.

### ***Usporedba LCOE***

Na temelju podataka prikupljenih u prethodnoj fazi, razvit će se detaljan LCOE model (Levelised Cost of Energy) za svaku od tehnologija OIE te će se investicijskim pristupom izračunati cijena nužna za pokrivanje troška proizvodnje za svaku od tehnologija. Na temelju ovoga generirat će se krivulja marginalnih troškova za pojedine tehnologije. Potom će se izvršiti komparativna analiza i usporedba LCOE metodom utvrđene proizvodne cijene i isplaćenih poticaja, dinamički po godinama i vrstama tehnologije OIE, kako bi se utvrdilo u kojoj mjeri poticaji odražavaju stvarne troškove.

Osim podataka pod prethodnim točkama potrebni su sljedeći podaci:

- tehnički troškovi pogona i održavanja
- troškovi za sirovine/gorivo za pogon postrojenja
- troškovi upravljanja elektranom (potrebno uključiti i troškove osoblja kao i sve ostale administrativne troškove)
- naknade prema propisima
- osiguranja
- ostalo (troškovi zaštite okoliša, nabavka električne energije za pogon postrojenja, informatika i telekomunikacije, drugo)

### ***Kalkulacija maksimalne referentne vrijednosti i maksimalne zajamčene otkupne cijene***

Budući da je Zakonom o obnovljivim izvorima energije i visokoučinkovite kogeneracije i prijedlogom provedbenog podzakonskog akta (Pravilnik o korištenju obnovljivih izvora energije i visokoučinkovite kogeneracije) određen način izračuna poticaja u natječajima za pravo na dodjelu potpore (visine premije i visine zajamčene cijene) kroz praćenje cijena tehnološke opreme i ostalih troškova koji utječu na izračun poticaja (CAPEX i OPEX) kako je to opisano prijedlogom provedbenog akta, potrebno je na godišnjoj razini pratiti i analizirati tržište obnovljivih izvora i kroz buduća razdoblja implementacije Zaka.

Na temelju pretpostavki iz analize u okviru točke a. kao i statusa tehnologije u listopadu 2017.g. s pogledom na 2018.g. izvršit će se proračun LCOE za 2018.g. (maksimalne referentne vrijednosti i maksimalne zajamčene otkupne cijene) za pojedine tehnologije OIE i klasifikaciju sukladno odredbama prijedloga Pravilnika o korištenju obnovljivih izvora energije i visokoučinkovite kogeneracije (ili važećeg Pravilnika ukoliko do tada stupi na snagu).

Rekalkulacija proračuna LCOE (maksimalne referentne vrijednosti i maksimalne zajamčene otkupne cijene) izvršit će se jednom godišnje i za 2019. i 2020.g. s aktualiziranim ulaznim parametrima (u listopadu promatrane godine s pogledom na iduću godinu).

Svi troškovi se trebaju temeljiti na analizama o planiranim i realiziranim projektima u Republici Hrvatskoj i Europskoj uniji, uvažavajući specifičnosti različitih tehnologija, napredak u razvoju tehnologija i iskustva u korištenju proizvodnih postrojenja te cijene i trendove kretanja cijena goriva odnosno sirovina, te ostalih utjecajnih parametara.

Analize iz ove točke koristit će se kao ulazni parametri u svrhu određivanja visine premije i visine zajamčene otkupne cijene.

### ***Analiza utjecaja na smanjenje emisije stakleničkih plinova***

Dinamičkom analizom rada pojedinih proizvodnih jedinica u EES u promatranom razdoblju od deset godina, a ovisno o satnoj strukturi proizvodnje iz OIE u promatranom razdoblju izračunala bi se stvarne izbjegnute emisije stakleničkih plinova. Proračun bi se izvršio specijaliziranim programskim paketom Plexos. Postojeće satne ostvarene proizvodnje svih jedinica u sustavu osim OIE postavile bi se kao minimalne proizvodnje te bi se simulacijom stvarna proizvodnja OIE nadomjestila konvencionalnim jedinicama, prema njihovim tehničkim karakteristikama. Na temelju ovoga bi se izračunate i stvarne izbjegnute emisije stakleničkih plinova zbog rada postrojenja koja koriste OIE.

Za ovaj tip proračuna koji predstavlja najtočniji i vjerodostojan način određivanja izbjegnutih emisija od ulaznih podataka nužni su satni podaci o proizvodnji svih jedinica za promatrano razdoblje (deset godina uključujući i 2016 g.) te tehnički podaci za elektrane u sustavu.

Potrebni ulazni podaci:

- satni podaci o proizvodnji svih proizvodnih jedinica za promatrano razdoblje (2007- 2016 g.) i to:
  - za konvencionalne termoelektrane satne proizvodnje po pojedinim elektranama
  - za hidroelektrane koje nisu u sustavu poticanja ukupna satna proizvodnja protočnih i ukupna satna proizvodnja akumulacijskih elektrana
  - za elektrane koje koriste OIE ukupna satna proizvodnja po pojedinim obnovljivim izvorima (vjetroelektrane, elektrane na biomasu, sunčane elektrane itd.)
- tehnički i ekonomski podaci za elektrane u sustavu

Tehnički podaci (po jedinicama)	Jedinica
Broj jedinica	-
Maksimalna snaga na generatoru	MW
Fiksni vlastiti potrošak	MW
Varijabilni vlastiti potrošak	%
Tehnički minimum	MW
Utrošak topline goriva na minimalnoj snazi	GJ/MWh

Utrošak topline goriva na nominalnoj snazi	GJ/MWh
Prosječni utrošak topline goriva	GJ/MWh
Maksimalna brzina podizanja snage	MW/min
Maksimalna brzina spuštanja snage	MW/min
Minimalno vrijeme pogona bez obustave	h
Minimalno vrijeme obustave prije ponovnog pokretanja	h
<b>Održavanje i neplanirane obustave</b>	
Broj sati planiranog održavanja godišnje	h
Učestalost neplaniranih obustava (broj ispada godišnje)	-
Prosječno trajanje neplaniranih obustava	h
<b>Troškovi</b>	
Trošak puštanja u pogon	EUR/start
Varijabilni troškovi pogona i održavanja (bez goriva)	EUR/MWh
<b>Gorivo</b>	
Tip goriva	-
Cijena goriva	kn/t, kn/GJ...
Ogrjevna moć goriva	GJ/t ili GJ/m <sup>3</sup>
<b>CO<sub>2</sub></b>	
Faktor CO <sub>2</sub> emisija	tCO <sub>2</sub> /MWh

### **Analiza utjecaja na gospodarstvo i zapošljavanje Republike Hrvatske**

Input-output metodom (otvoreni model i input-output model sa zatvorenom osobnom potrošnjom, srođan JEDI/NREL modelu) analizirat će se ekonomski učinak izgradnje OIE postrojenja na razini Republike Hrvatske, pri čemu će se pojedinačno obuhvatiti svi tipovi postrojenja koja koriste OIE. Modelska će se procijeniti za uložena finansijska sredstva koliki je efekt na zapošljavanje (nova radna mjesta), utjecaj na plaće zaposlenih, prihod državnog proračuna, utjecaj na uvoz i utjecaj na GDP.

Imajući u vidu različitost utjecaja u periodu kad se poduzima investicija u postrojenja, odnosno u razdoblju kad postrojenje radi procijenit će se specifični multiplikatori za različite vrste postrojenja odvojeno za učinke putem kanala investicija, te kanala intermedijarne potrošnje. Otvoreni input-output model

kvantificira indirektne učinke na dobavljače investicijskih dobara i intermedijarnih dobara i usluga. Model zatvoren osobnom potrošnjom dodatno kvantificira inducirane učinke za zaposlenost, poreze i GDP, a koji su rezultat porasta dohotka sektora kućanstva induciranih izravnim i neizravnim učincima investicija u postrojenja.

Input-output model koji obuhvaća postojeće tehnološke veze između različitih gospodarskih sektora je jedini učinkoviti pristup analizi makroekonomskog utjecaja OIE na gospodarstvo Republike Hrvatske (u užem smislu na stvaranje dodane vrijednosti odnosno generiranja komponente rasta BDP-a), no ovaj pristup je u velikoj mjeri limitiran dostupnošću potrebnih ulaznih podataka. Ovdje u prvom redu mislimo na dostupnost multiplikatora za pojedine segmente agregirane ponude i potražnje BDP-a RH i njihove vjerodostojnosti. Osim službeno objavljenih podataka DZS-a iz tablica ponude i uporabe koje su raspoložive za 2010. godinu, koristit će se podaci o strukturi investicija i intermedijarne potrošnje iz anketnog istraživanja, kao i noviji dostupni podaci za ažuriranje input-output koeficijenata.

Stoga je u ovome dijelu projektnog zadatka točnost rezultata bitno ovisna o mogućnosti da se izrade pouzdani multiplikatori za pojedine segmente gospodarstva, a temeljem prikupljenih kvalitetnih anketnih podataka o strukturnim obilježjima investicija i intermedijarne potrošnje OIE postrojenja.

Očekivani rezultati analize su multiplikativni učinci investicija i rada OIE postrojenja na ostale sektore nacionalnog gospodarstva:

	Br. radnih mje- sta/mil. € promjene u potražnji roba i usluga (DIREKTNI UČINCI)	Br. radnih mje- sta/mil. € promjene u potražnji roba i usluga (INDIREKTNI UČINCI)	Br. radnih mje- sta/mil. € promjene u potražnji roba i usluga (INDUCIRANI UČINCI)	Promjena u dohotku za- pos-lenih/mil. € promjene u potražnji roba i usluga (DIREKTNI UČINCI)	Promjena u dohotku za- pos-lenih/mil. € promjene u potražnji roba i usluga (INDUCIRANI UČINCI)	Promjena u dohotku za- pos-lenih/mil. € promjene u potražnji roba i usluga (INDUCIRANI UČINCI)
Poljoprivreda						
Rudarstvo						
Građevinarstvo						
Prerađivačka industrija						
Metalna indus- trija						
Strojevi i o- prema						
Elektro oprema						
Energetika						
Trgovina						
Usluge						

Potrebni ulazni podaci:

- Podaci dobiveni kroz prethodne točke a posebice je potrebno ustrajati na dobivanju podataka poduzetnika o strukturi investicija i intermedijarne potrošnje na dobra i usluge domaćeg, odnosno uvoznog podrijetla
- Kod bioplinskih elektrana: struktura sirovina po porijeklu (ostaci iz prehrambene industrije, ostaci iz poljoprivrede, silaža, ostalo)
- Kod elektrana na biomasu: struktura goriva po porijeklu (ostaci iz drvne industrije, šumska biomasa, ostalo)

### ***Utjecaj na mrežu***

U ovoj točki analizirala bi se cijelokupna mrežna infrastruktura izgrađena za prihvat svih OIE u razmatranom razdoblju, kao i potrebne usluge sustava za integraciju proizvodnje OIE u EES. Rezultat analize u ovoj točki bila bi rekapitulacija razvoja sustava realiziranog samo za potrebe integracije OIE u EES te pripadni troškovi.

Poseban osvrt u ovoj točci bi trebao biti na utjecaju preciznosti HROTE-ovih prognoza proizvodnje VE i SE na planiranje rada elektroenergetskog sustava te utjecaj planiranja proizvodnje VE na troškove uravnoteženja sustava i trošak rezerve snage tj. njegov udio u ukupnom trošku uravnoteženja sustava.

Poseban osvrt u ovoj točci bi trebao biti na utjecaju preciznosti HROTE-ovih prognoza proizvodnje VE i SE na planiranje rada elektroenergetskog sustava te utjecaj planiranja proizvodnje VE na troškove uravnoteženja sustava i trošak rezerve snage tj. njegov udio u ukupnom trošku uravnoteženja sustava.

## Prilog 2 Opis i obrada anketnih upitnika

---

### Anketni upitnici

Kao što je navedeno u uvodu, u svrhu analize učinaka razvoja i izgradnje obnovljivih izvora energije provedeno je detaljno anketiranje vlasnika OIE postrojenja.

Ukupno je formulirano šest obrazaca anketa koje su izradili EIHP i EIZ u obliku Excel datoteka, prilagođenih pojedinim OIE tehnologijama i veličinama postrojenja. Pri tom, uloge u razradi anketnih obrazaca su bile sljedeće:

- EIHP
  - osnovni podaci o vlasniku
  - osnovni podaci o postrojenju (snaga, zaposlenici, ključni datumi, tarifni sustav...)
  - podaci o godišnjoj proizvodnji, vlastitoj potrošnji za rad postrojenja te prihodima
  - podaci o strukturi CAPEX-a te udjelu troškova s podrijetlom na području Republike Hrvatske
  - podaci o financiranju
  - podaci o strukturi OPEX-a te udjelu troškova s podrijetlom na području Republike Hrvatske
- EIZ
  - detaljna dinamička struktura investicijskih ulaganja po fazama razvoja projekta
  - finansijska ulaganja
  - finansijski izdaci
  - prihodi
  - rashodi
  - porezi

Specifičnost pristupa bila je individualizacija anketnih upitnika prije slanja vlasnicima postrojenja pri čemu je EIHP iskoristio postojeće podatke u bazama HROTE te djelomično popunio svaki anketni upitnik (npr. podaci o proizvodnji i drugo). Tako pripremljene anketne upitnike je HROTE, putem svoje komunikacijske infrastrukture, poslao na adresu vlasnika postrojenja u drugoj polovici srpnja 2017. Obzirom na slab odaziv, rok za dostavu popunjениh upitnika produljen je do prve polovice prosinca 2017.g. nakon čega je zaokružena baza pristiglih odgovora.

Konačni odaziv vlasnika postrojenja prikazan je u tablici **Error! Reference source not found..**

**Tablica P13-1***Uspješnost provođenja ankete vlasnika OIE postrojenja.*

	Prema broju postrojenja			Prema priključnoj snazi postrojenja (MW)		
	Poslano	Primljeno	Postotak	Poslano	Primljeno	Postotak
Vjetroelektrane	21	13	62%	441,95	282,80	64%
Sunčane elektrane	1221	287	24%	51,45	18,97	37%
Elektrane na BIOMASU	12	3	25%	25,96	4,81	19%
Elektrane na BIOPLIN	29	8	28%	36,44	14,86	41%
Male hidroelektrane	13	1	8%	4,36	1,40	32%
<b>Ukupno</b>	<b>1296</b>	<b>312</b>	<b>24%</b>	<b>560,14</b>	<b>322,84</b>	<b>58%</b>

**NAPOMENA:** Broj i snaga elektrana u kategoriji „poslano“ odnosi se na sve projekte zavedene u tablici projekata od HROTE-a. Neke od navedenih do kraja 2016. nisu još ušle u pogon pri kojemu se proizvodnja naplaćuje (postrojenja s ugovorom iz tarifnog sustava 33/07). Također, određena su se postrojenja formalno ugasila i „dodata“ drugom postrojenju.

Iako je odaziv po broju postrojenja bio ispod očekivanja (24 %), ukupan udio u snazi svih OIE (58 %) ostvaren je relativno velikim odzivom vlasnika vjetroelektrana.

U konačnici je nakon radnji opisanih u sljedećem poglavlju rezultat popunjenošći i kvalitete kako slijedi:

**Tablica P13-2**

*Uspješnost provođenja ankete vlasnika OIE postrojenja - CAPEX*

<b>CAPEX</b>	<b>Broj postrojenja</b>				<b>Snaga postrojenja (MW)</b>			
	Primljeno	Nije naveden	Pogrešno naveden	Udio is-pravnih	Primljeno	Nije naveden	Pogrešno naveden	Udio is-pravnih
Vjetroelektrane	13			100%	282,80			100%
Sunčane elektrane	287	27	23	83%	18,97	1,55	0,97	87%
Elektrane na BIOMASU	3			100%	4,81			100%
Elektrane na BIOPLIN	8		1	88%	14,86		3	80%
Male hidroelektrane	1			100%	1,40			100%
<b>Ukupno</b>	<b>312</b>	<b>27</b>	<b>24</b>	84%	<b>323,01</b>	<b>1,55</b>	<b>3,97</b>	98%

**Minimalna popunjenošć HR-udjela u CAPEX-u** podrazumijeva da je pored troškova koji su sami po sebi lokalni, unesen barem još jedan udio, te da je za određeno postrojenje prepoznat način na koji su iskazali HR udio. Potonje se odnosi na 65 sunčanih elektrana.

**Tablica P13-3**

*Uspješnost provođenja ankete vlasnika OIE postrojenja – CAPEX HR udio*

<b>CAPEX-HR</b>	<b>Prema broju postrojenja</b>			<b>Prema priključnoj snazi postrojenja (MW)</b>		
	Primljeno	HR udio	Postotak	Primljeno	HR udio	Postotak
Vjetroelektrane	13	12	92%	282,80	252,80	89%
Sunčane elektrane	287	139	48%	18,97	14,33	76%
Elektrane na BIOMASU	3	2	67%	4,81	3,81	79%
Elektrane na BIOPLIN	8	1	13%	14,86	1,00	7%
Male hidroelektrane	1	1	100%	1,40	1,40	100%
<b>Ukupno</b>	<b>312</b>	<b>155</b>	50%	<b>323,01</b>	<b>273,51</b>	85%

**Tablica P13-4**

*Uspješnost provođenja ankete vlasnika OIE postrojenja - **OPEX***

<b>OPEX</b>	<b>Broj postrojenja</b>				<b>Snaga postrojenja (MW)</b>			
	Primljeno	Nije naveden	Pogrešno naveden	Udio is-pravnih	Primljeno	Nije naveden	Pogrešno naveden	Udio is-pravnih
Vjetroelektrane	13			100 %	282,80			100 %
Sunčane elektrane	287	60	32	68 %	18,97	0,59	1,39	90 %
Elektrane na BIOMASU	3			100 %	4,81			100 %
Elektrane na BIOPLIN	8			100 %	14,86			100 %
Male hidroelektrane	1			100 %	1,40			100 %
<b>Ukupno</b>	<b>312</b>				<b>323,01</b>			

**Minimalna popunjenošć HR-udjela u OPEX-u** podrazumijeva da je pored troškova koji su sami po sebi lokalni, unesen barem još jedan udio, te da je za određeno postrojenje prepoznat način na koji su iskazali HR udio. Potonje se odnosi na 65 sunčanih elektrana.

**Tablica P13-5**

*Uspješnost provođenja ankete vlasnika OIE postrojenja – **OPEX HR udio***

<b>OPEX-HR</b>	<b>Prema broju postrojenja</b>			<b>Prema priključnoj snazi postrojenja (MW)</b>		
	Primljeno	HR udio	Postotak	Primljeno	HR udio	Postotak
Vjetroelektrane	13	12	92%	282,8	252,80	89%
Sunčane elektrane	287	274	95%	18,97	13,81	73%
Elektrane na BIOMASU	3	2	67%	4,81	2,07	43%
Elektrane na BIOPLIN	8	1	13%	14,86	1,00	7%
Male hidroelektrane	1	1	100%	1,40	1,40	100%
<b>Ukupno</b>	<b>312</b>	<b>290</b>	<b>93%</b>	<b>323,01</b>	<b>271,08</b>	<b>84%</b>

**Tablica P13-6** Uspješnost provođenja ankete vlasnika OIE postrojenja – podaci o financiranju

<b>FIN</b>	Broj postrojenja				Snaga postrojenja (MW)			
	Primljeno	Nije naveden	Pogrešno naveden	Udio ispravnih	Primljeno	Nije naveden	Pogrešno naveden	Udio ispravnih
Vjetroelektrane	13		3	77%	282,8		70	75%
Sunčane elektrane	287	33	153	35%	18,97	1,1	4,85	69%
Elektrane na BIOMASU	3		1	67%	4,81		1,07	78%
Elektrane na BIOPLIN	8	1	1	75%	14,86	3	1	73%
Male hidroelektrane	1			100%	1,4			100%
<b>Ukupno</b>	<b>312</b>	<b>34</b>	<b>158</b>	<b>38%</b>	<b>323,01</b>	<b>4,1</b>	<b>76,92</b>	<b>75%</b>

Unatoč nastojanjima da se odaziv vlasnika postrojenja poveća putem promocije ove studije u i institucionalno i bilateralno, kao i značajnim produženjem roka za dostavu popunjениh upitnika, odaziv je bio skroman, pa je logičan zaključak da prikupljanje ovog tipa podataka treba biti obveza onih koji dobivaju poticaje kao i nadležnih državnih institucija kako bi se omogućilo praćenje i analiziranje sustava poticanja na temelju čega bi se mogle provoditi pravovremene korekcije u sustavu, planiranje novih načina poticanja i sl.

### **Predobrada podataka iz Anketa**

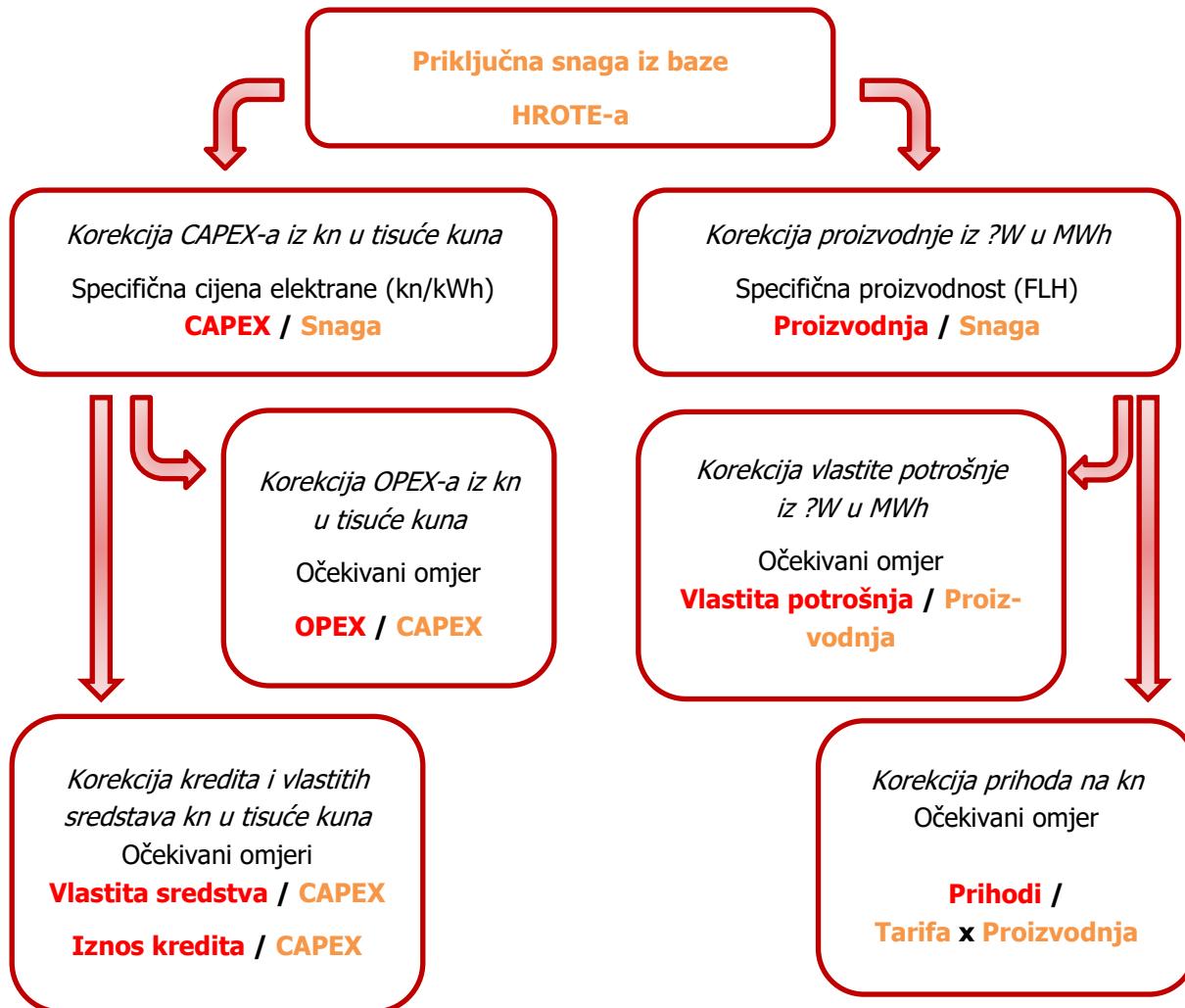
Za obradu odgovora iz anketa korišten je Excel s posebnim VBA procedurama za učitavanje, čišćenje i ispravljanje podataka na temelju određene analitike.

Nakon što su učitane datoteke pregledom podataka ustanovljeno je sljedeće:

- Korištenje neispravnog decimalnog simbola (broj spremljen kao tekst)
- Korišten isti simbol za separator tisućica i oznaku decimalne
- Upisivanje mjerne jedinice tamo gdje treba biti samo broj
- Datumi napisani slovima i/ili rimskim brojevima
- Pogrešne jedinice (npr. umjesto u MWh proizvodnja je upisana u kWh ili Wh; prihodi izraženi u kn umjesto u tisućama kn)
- Izražavanje udjela i sa i bez znaka za postotak

Korišteno je nekoliko metodologija (kodiranih u VBA procedurama) za ispravljanje podataka:

- Krivi unosi (tekst umjesto broja i sl.) korigirani su interaktivnim procedurama s predikcijama ispravne vrijednosti. Pri tome su kreirane i dodatne procedure kojima se na temelju boje ćelije i/ili teksta, ili na temelju komentara omogućava „vraćanje“ na izvorno učitane podatke.
- Ispravak „mjera“ za proizvodnju, vlastite potrošnju i kunske iznose



- Usporedba iznosa CAPEX-a (ukupno i HR udio) na temelju HROTE podataka<sup>47</sup>
- Naknade vezane za CAPEX i OPEX (koje su uvijek 100%) automatski su korigirane na 100%
- Izrađene su procedure (12 kriterijski algoritam) za CAPEX i OPEX kojima se prepostavlja kako su izraženi „HR udjeli“ (vrijednost u kn, postotak sa znakom postotka, postotak do 1 ili postotak do 100 bez znaka postotka) kako bi se mogli izračunati iznosi HR udjela.
- Dodatna provjera načina izražavanja HR udjela u CAPEX-u putem HROTE podataka

Broj pojedinih ispravaka dan je u sljedećoj tablici:

<sup>47</sup> HROTE ima podatak o CAPEX-u za 226 postrojenja iz popunjениh anketa (72 %)

**Tablica P13-7** Broj ispravaka prema tehnologiji

Kategorija	Broj ispravaka	Broj postrojenja
Ispravci upisa instalirane snage	37	37
Ispravci proizvodnje u MWh	2227	285
Vlastita potrošnja	196	29
Ispravci CAPEX-a u 1000 kn	1199	97
Ispravci CAPEX-a iz teksta u broj	12	4
Ispravci CAPEX-a iz HROTE podataka (u tisuće kn)	42	21
Ispravci iznosa kredita i vlastitih sredstava u 1000 kn	53	38
Ispravci u Financijama iz teksta u broj	23	23
Ispravci OPEX-a u 1000 kn	250	7
Operativni rashodi za mali solar <sup>48</sup>	108	24
Ispravci OPEX-a (mali solar) iz teksta u broj	102	28
<b>Ukupno</b>	<b>4249</b>	<b>Minimalno 285</b>

**Tablica P13-8** Broj unosa novih i promjena već unesenih podataka u datumima

Kategorija	Broj pos-trojenja
Datumi početka pokusnog rada - izmjene	2
Datumi početka pokusnog rada – novi (nije zapisan u HROTE podacima)	40
Datumi početka komercijalnog pogona - izmjene	0
Datumi početka komercijalnog pogona – novi (nije zapisan u HROTE podacima)	40

U podacima od HROTE-a datumi početka pokusnog rada i komercijalnog pogona nisu zavedeni za svako postrojenje. Stoga su u analizi trajanja razvoja projekta korišteni novi datumi dobiveni iz anketa.

<sup>48</sup> Mali solar odnosi na sunčane elektrane snage do uključujući 300 kW

**Tablica P13-9** *Broj dopunjениh podataka (prognoze za buduću proizvodnju i prihode)*

<b>Kategorija</b>	<b>Broj dopuna</b>	<b>Broj postrojenja</b>
Promjene tarifa	1215	195
Promjene prihoda	1135	178
Promjene proizvodnje	1335	211
<b>Ukupno</b>		<b>Minimalno 178</b>

**Tablica P13-10** *Broj promjena već unesenih podataka*

<b>Kategorija</b>	<b>Broj ispravaka</b>	<b>Broj postrojenja</b>
Ime postrojenja, ime vlasnika te kontakt, grad i adresa vlasnika	401	277
Promjene tarifa	5	4
Promjene prihoda	49	28
Promjene proizvodnje	8	6
<b>Ukupno</b>	<b>463</b>	<b>Minimalno 277</b>

Dodatnim analizama utvrđene su određene pogreške vezane za CAPEX, Financije i OPEX.

**Tablica P13-11** *Pogreške vezane za CAPEX, Financije i OPEX*

Kategorija	
Neispravni zbrojevi u CAPEX-u	22 postrojenja
Ukupni CAPEX (Anketa i HROTE)	Jednak rezultat za 40 od 226 postrojenja
Ukupni HR udio u CAPEX-u (Ankete i HROTE)	Jednak rezultat za 47 od 155 postrojenja <sup>49</sup>
Premali ili preveliki <b>Iznosi Vlastitih i Kreditnih Sredstava (IVKS)</b>	Za 22 postrojenja omjer IVKS / CAPEX veći od 2 Za 12 postrojenja omjer IVKS / CAPEX manji od 0,92 Za 35 postrojenja nije naveden IVKS
Specifična cijena (kn/kWh)	Za 13 postrojenja bitno izvan granica očekivanja (ne može korigirati ispravkom mjere)
OPEX za male SE (do 300 kW)	254 neočekivana omjera <sup>50</sup> za 32 postrojenja

<sup>49</sup> Preostalih 71 postrojenja iz TS 63/12 nije unijelo HR udio

<sup>50</sup> OPEX/CAPEX preko 5% CAPEXa; OPEX/Prihod preko 40%

## Prilog 3 Detalji analize multiplikativnih učinaka na 1 milijun EUR investicije po pojedinim OIE tehnologijama

### Vjetroelektrane

**Tablica P3.1** Kanal investicija, učinci na 1 milijun EUR vrijednosti ukupnih OIE investicija (učinci po djelatnostima)

	Bruto domaći proizvod u tisućama Eura				Broj zaposlenih u terminima godišnjeg inputa rada			
	Izravan u-činak	Neizravan učinak	Inducirani učinak	Ukupan u-činak	Izravan u-činak	Neizravan učinak	Inducirani učinak	Ukupan u-činak
<b>A</b>	0,0	1,1	7,3	8,4	0,0	0,1	0,8	0,9
<b>B</b>	0,0	1,0	0,7	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>C</b>	48,0	19,9	18,5	86,4	2,2	0,8	0,9	4,0
<b>C24_C25</b>	0,1	4,1	0,6	4,9	0,0	0,2	0,0	0,2
<b>C26_C27</b>	13,9	2,9	0,5	17,3	0,5	0,1	0,0	0,6
<b>C28</b>	33,5	2,5	0,2	36,2	1,7	0,0	0,0	1,8
<b>D</b>	0,0	2,0	1,4	3,4	0,0	0,0	0,0	0,1
<b>E</b>	0,0	1,2	2,5	3,7	0,0	0,1	0,1	0,2
<b>F</b>	34,4	2,7	1,0	38,1	1,7	0,1	0,1	1,9
<b>G,H</b>	7,8	25,2	20,4	53,5	0,4	1,1	1,2	2,7
<b>I</b>	0,0	0,9	14,0	14,9	0,0	0,0	0,7	0,7
<b>J</b>	0,0	4,4	5,6	10,0	0,0	0,1	0,1	0,2
<b>K</b>	0,0	14,6	6,0	20,6	0,0	0,2	0,1	0,3
<b>L</b>	0,0	4,4	22,8	27,2	0,0	0,0	0,0	0,1
<b>M,N</b>	1,5	12,8	7,9	22,1	0,0	0,4	0,3	0,7
<b>O,P,Q</b>	38,3	2,5	7,2	48,0	1,6	0,1	0,4	2,1
<b>R,S,T,U</b>	0,0	1,7	5,0	6,7	0,0	0,1	0,3	0,4
<b>Proizvođači OIE</b>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>UKUPNO</b>	130,0	94,2	120,5	344,6	6,1	3,2	5,0	14,3

**Tablica P3.2** Kanal intermedijarne potrošnje, učinci na 1 milijun EUR vrijednosti proizvodnje OIE postrojenja (učinci po djelatnostima)

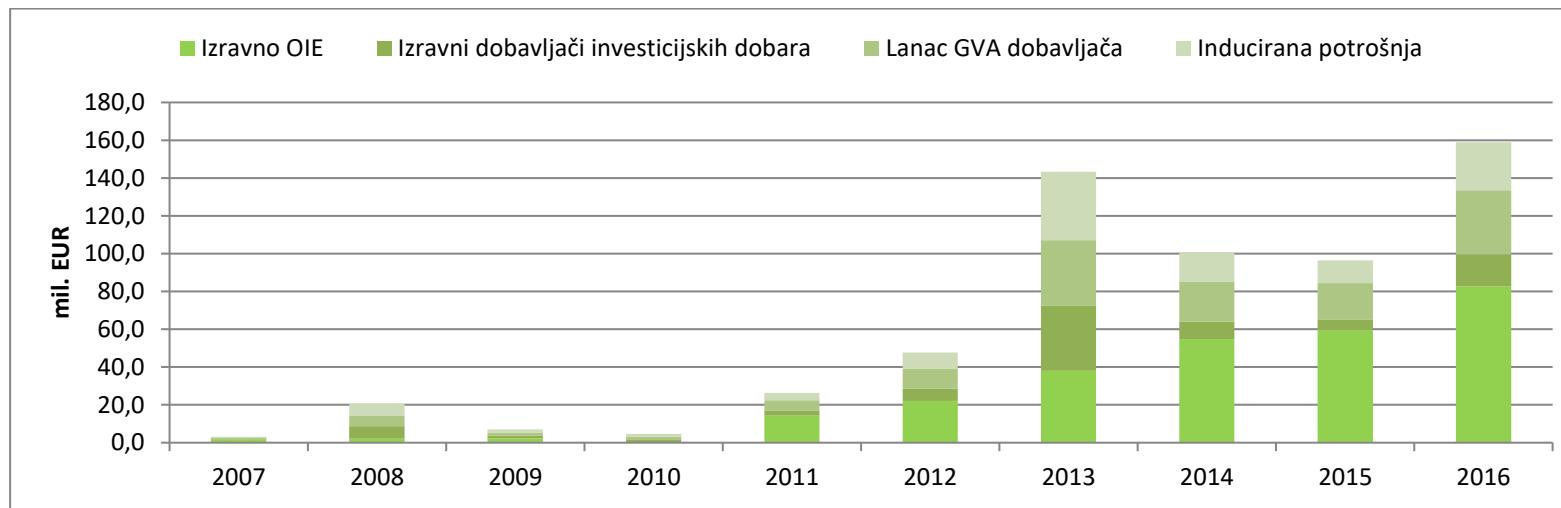
	Bruto domaći proizvod u tisućama Eura				Broj zaposlenih u terminima godišnjeg inputa rada			
	Izravan u-činak	Neizravan učinak	Inducirani učinak	Ukupan u-činak	Izravan u-činak	Neizravan učinak	Inducirani učinak	Ukupan u-činak
<b>A</b>	0,0	1,1	5,6	6,7	0,0	0,1	0,6	0,7
<b>B</b>	0,0	1,8	0,5	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>C</b>	0,0	61,0	13,8	74,9	0,0	2,6	0,6	3,2
<b>C24_C25</b>	0,0	2,4	0,5	2,9	0,0	0,1	0,0	0,2
<b>C26_C27</b>	0,0	2,1	0,4	2,5	0,0	0,1	0,0	0,1
<b>C28</b>	0,0	1,8	0,1	1,9	0,0	0,1	0,0	0,1
<b>D</b>	0,0	3,7	1,2	4,9	0,0	0,1	0,0	0,1
<b>E</b>	0,0	1,4	1,9	3,4	0,0	0,1	0,1	0,1
<b>F</b>	0,0	13,0	0,8	13,8	0,0	0,7	0,0	0,7
<b>G,H</b>	0,0	18,0	15,6	33,6	0,0	0,8	0,8	1,7
<b>I</b>	0,0	0,3	10,5	10,9	0,0	0,0	0,5	0,5
<b>J</b>	0,0	4,5	4,1	8,6	0,0	0,1	0,1	0,2
<b>K</b>	0,0	13,2	4,5	17,7	0,0	0,4	0,1	0,5
<b>L</b>	0,0	28,5	17,3	45,8	0,0	0,3	0,0	0,3
<b>M,N</b>	0,0	35,9	6,0	41,8	0,0	0,9	0,2	1,1
<b>O,P,Q</b>	0,0	10,3	5,4	15,7	0,0	0,5	0,3	0,8
<b>R,S,T,U</b>	0,0	0,5	3,7	4,2	0,0	0,0	0,2	0,2
<b>Proizvođači OIE</b>	739,1	0,0	0,0	739,1	0,6	0,0	0,0	0,6
<b>UKUPNO</b>	739,1	193,3	91,0	1.023,3	0,6	6,5	3,6	10,7

**Tablica P3.3** Inducirani BDV za vjetroelektrane, u milijunima EUR

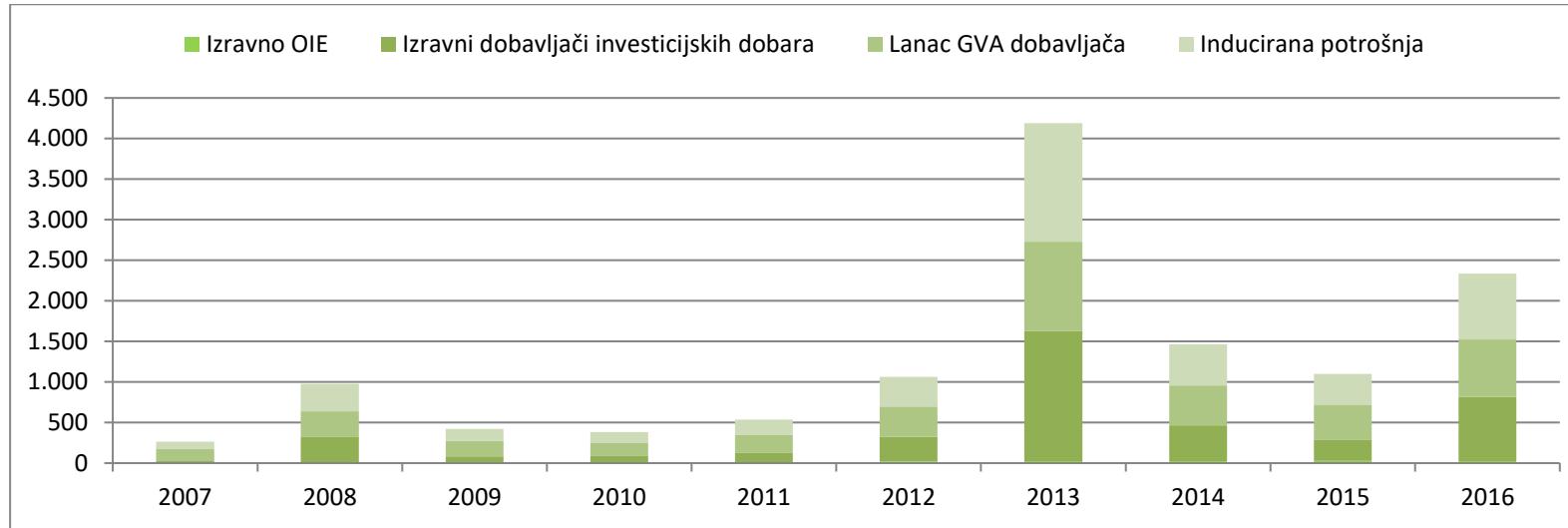
<b>Kanal investicija</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
Izravno	0,2	6,7	1,5	1,6	2,5	6,5	34,2	9,4	5,5	16,9
Neizravno	0,1	4,8	1,1	1,2	1,8	4,7	24,8	6,8	4,0	12,2
Inducirano	0,2	6,2	1,4	1,5	2,3	6,0	31,7	8,7	5,1	15,6
Ukupno	0,5	17,7	3,9	4,3	6,7	17,2	90,7	25,0	14,5	44,7
<b>Kanal intermedijarne potrošnje</b>										
Izravno	1,8	2,1	2,3	0,3	14,3	22,1	38,1	54,7	59,4	82,8
Neizravno	0,5	0,6	0,6	0,1	3,7	5,8	10,0	14,3	15,5	21,6
Inducirano	0,2	0,2	0,3	0,0	1,7	2,6	4,5	6,4	7,0	9,7
Ukupno	2,5	2,9	3,1	0,3	19,7	30,5	52,6	75,4	82,0	114,2

**Tablica P3.4** Inducirana zaposlenost za vjetroelektrane, u terminima godišnjeg inputa rada

<b>Kanal investicija</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
Izravno	10	314	69	76	119	304	1.606	443	256	791
Neizravno	5	165	36	40	62	159	842	232	134	415
Inducirano	8	258	57	62	97	249	1.318	363	210	649
Ukupno	23	736	163	178	278	712	3.766	1.038	601	1.855
<b>Kanal intermedijarne potrošnje</b>										
Izravno	13	13	14	11	14	19	23	23	27	26
Neizravno	146	146	158	124	158	214	259	259	304	293
Inducirano	81	81	87	69	87	119	144	144	169	162
Ukupno	241	241	259	204	259	352	426	426	500	481



**Slika P3.1** Inducirani BDV za vjetroelektrane, u mil. EUR



**Slika P3.2** Inducirana zaposlenost za vjetroelektrane, broj zaposlenih u terminima godišnjeg inputa rada

### Elektrane koje koriste energiju sunca

**Tablica P3.5** Kanal investicija, učinci na 1 milijun EUR vrijednosti ukupnih OIE investicija (učinci po djelatnostima)

	Bruto domaći proizvod u tisućama Eura				Broj zaposlenih u terminima godišnjeg inputa rada			
	Izravan u-činak	Neizravan učinak	Inducirani učinak	Ukupan u-činak	Izravan u-činak	Neizravan učinak	Inducirani učinak	Ukupan u-činak
<b>A</b>	0,0	2,0	13,2	15,1	0,0	0,2	1,4	1,6
<b>B</b>	0,0	1,7	1,3	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>C</b>	166,4	51,4	33,0	250,8	4,8	2,0	1,5	8,3
<b>C24_C25</b>	0,0	7,8	1,2	8,9	0,0	0,4	0,1	0,5
<b>C26_C27</b>	161,2	21,8	1,0	184,0	4,5	0,6	0,0	5,2
<b>C28</b>	5,1	1,8	0,3	7,3	0,2	0,1	0,0	0,3
<b>D</b>	0,0	3,4	2,9	6,2	0,0	0,1	0,0	0,1
<b>E</b>	0,0	1,8	4,6	6,4	0,0	0,1	0,2	0,3

<b>F</b>	57,2	4,2	1,9	63,3	2,9	0,2	0,1	3,2
<b>G,H</b>	0,3	55,6	37,0	92,9	0,0	2,6	2,0	4,6
<b>I</b>	0,0	0,4	25,2	25,6	0,0	0,0	1,1	1,1
<b>J</b>	0,0	6,2	9,8	16,0	0,0	0,2	0,2	0,4
<b>K</b>	0,0	24,2	10,8	35,0	0,0	0,4	0,2	0,5
<b>L</b>	0,0	7,8	41,4	49,2	0,0	0,1	0,1	0,1
<b>M,N</b>	7,4	20,1	14,1	41,7	0,2	0,6	0,5	1,2
<b>O,P,Q</b>	7,0	1,3	12,9	21,3	0,3	0,1	0,8	1,2
<b>R,S,T,U</b>	0,0	0,8	8,9	9,7	0,0	0,0	0,5	0,5
<b>Proizvođači OIE</b>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>UKUPNO</b>	238,4	181,0	216,9	636,3	8,2	6,5	8,5	23,2

**Tablica P3.6** Kanal intermedijarne potrošnje, učinci na 1 milijun EUR vrijednosti proizvodnje OIE postrojenja (učinci po djelatnostima)

	Bruto domaći proizvod u tisućama Eura				Broj zaposlenih u terminima godišnjeg inputa rada			
	Izravan u-činak	Neizravan učinak	Inducirani učinak	Ukupan u-činak	Izravan u-činak	Neizravan učinak	Inducirani učinak	Ukupan u-činak
<b>A</b>	0,0	0,1	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,1
<b>B</b>	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>C</b>	0,0	2,2	1,1	3,3	0,0	0,1	0,1	0,1
<b>C24_C25</b>	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>C26_C27</b>	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>C28</b>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>D</b>	0,0	0,4	0,1	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>E</b>	0,0	0,1	0,2	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>F</b>	0,0	0,2	0,1	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0

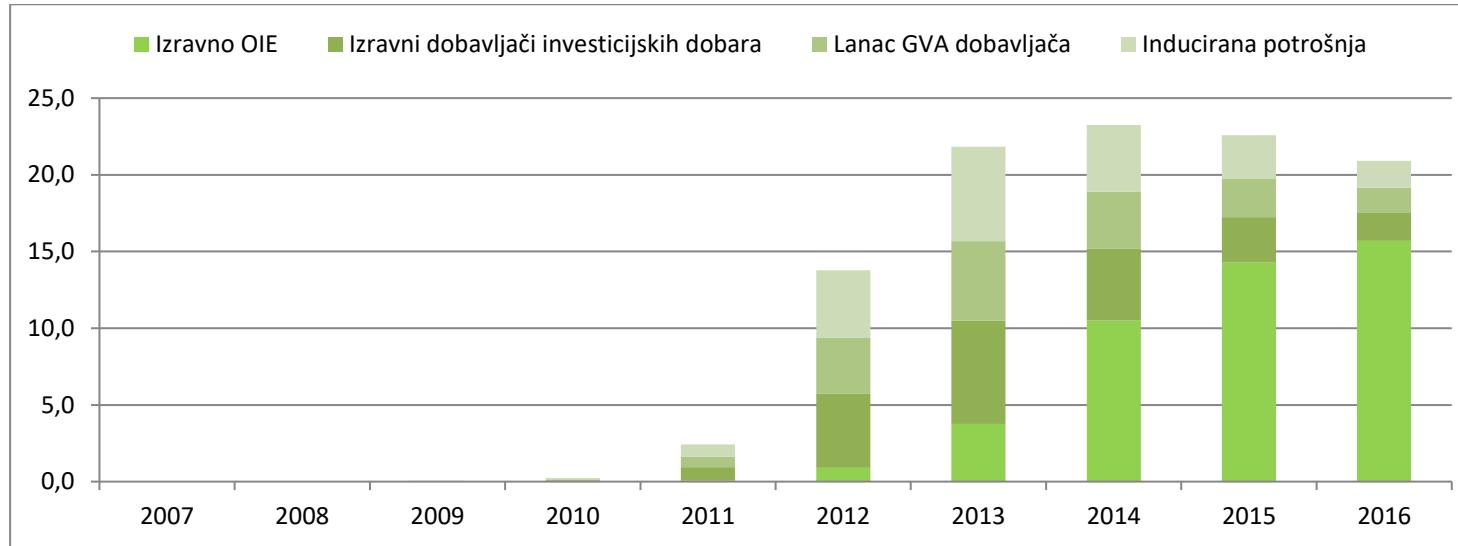
<b>G,H</b>	0,0	1,1	1,3	2,4	0,0	0,1	0,1	0,1
<b>I</b>	0,0	0,0	0,9	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>J</b>	0,0	0,5	0,3	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>K</b>	0,0	1,7	0,4	2,1	0,0	0,1	0,0	0,1
<b>L</b>	0,0	5,3	1,4	6,7	0,0	0,1	0,0	0,1
<b>M,N</b>	0,0	5,6	0,5	6,0	0,0	0,1	0,0	0,1
<b>O,P,Q</b>	0,0	0,1	0,4	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>R,S,T,U</b>	0,0	0,0	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Proizvođači OIE</b>	973,6	0,0	0,0	973,6	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>UKUPNO</b>	973,6	17,5	7,5	998,6	0,0	0,5	0,3	0,7

**Tablica P3.7** Inducirani BDV za elektrane koje koriste energiju sunca, u mil. EUR

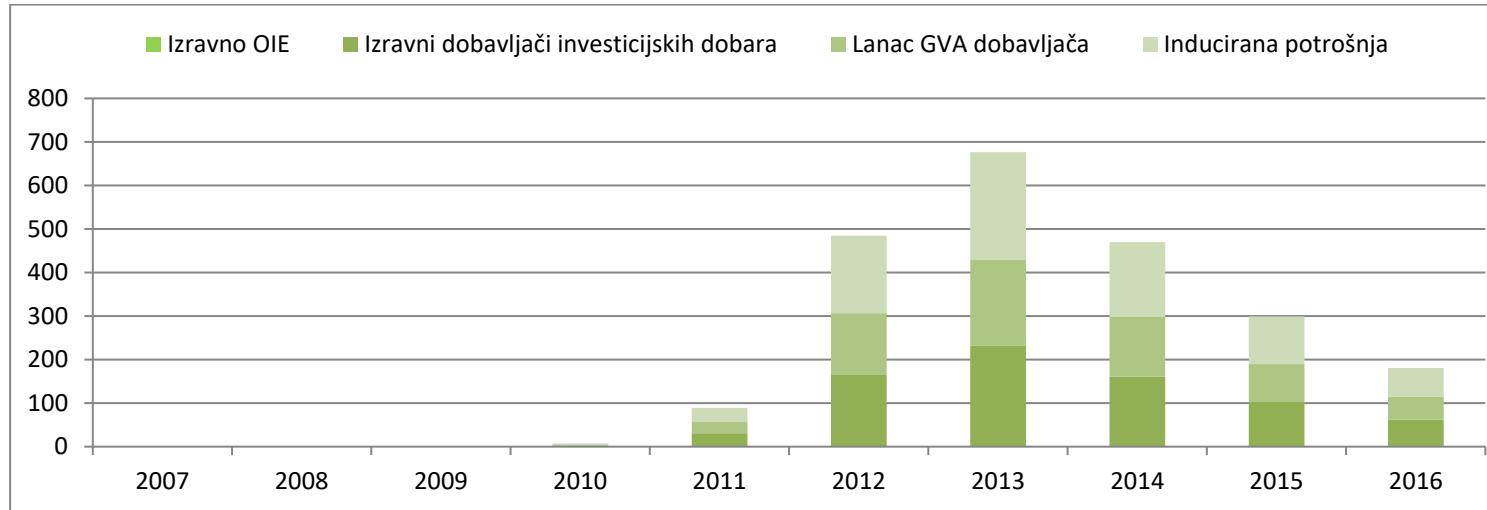
<b>Kanal investicija</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
Izravno	0,0	0,0	0,0	0,1	0,9	4,8	6,7	4,7	3,0	1,8
Neizravno	0,0	0,0	0,0	0,1	0,7	3,7	5,1	3,6	2,3	1,4
Inducirano	0,0	0,0	0,0	0,1	0,8	4,4	6,1	4,3	2,7	1,6
Ukupno	0,0	0,0	0,0	0,2	2,4	12,9	18,0	12,5	7,9	4,8
<b>Kanal intermedijarne potrošnje</b>										
Izravno	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,9	3,8	10,5	14,3	15,7
Neizravno	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	0,3
Inducirano	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
Ukupno	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,9	3,9	10,8	14,6	16,1

**Tablica P3.8** Inducirana zaposlenost za elektrane koje koriste energiju sunca, u terminima godišnjeg inputa rada

<b>Kanal investicija</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
Izravno	0	0	1	3	31	166	232	161	102	62
Neizravno	0	0	0	2	24	132	184	128	81	49
Inducirano	0	0	1	3	32	172	240	167	106	64
Ukupno	0	0	1	7	87	470	656	456	290	175
<b>Kanal intermedijarne potrošnje</b>										
Izravno	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Neizravno	0	0	0	0	2	9	13	9	6	3
Inducirano	0	0	0	0	1	6	8	6	4	2
Ukupno	0	0	0	0	3	15	21	15	9	6



Slika P3.3 Inducirani BDV za elektrane koje koriste energiju sunca, u mil. EUR



Slika P3.4 Inducirani BDV za elektrane koje koriste energiju sunca, broj zaposlenih u terminima godišnjeg inputa rada

## Elektrane na biomasu

**Tablica P3.9** Kanal investicija, učinci na 1 milijun EUR vrijednosti ukupnih OIE investicija (učinci po djelatnostima)

	Bruto domaći proizvod u tisućama Eura				Broj zaposlenih u terminima godišnjeg inputa rada			
	Izravan učinak	Neizravan učinak	Inducirani učinak	Ukupan učinak	Izravan učinak	Neizravan učinak	Inducirani učinak	Ukupan učinak
<b>A</b>	0,0	2,2	12,7	14,9	0,0	0,2	1,4	1,7
<b>B</b>	0,0	2,7	1,1	3,8	0,0	0,0	0,0	0,1
<b>C</b>	81,1	36,5	31,1	148,8	3,7	1,6	1,6	6,9
<b>C24_C25</b>	0,0	7,7	1,1	8,8	0,0	0,4	0,1	0,5
<b>C26_C27</b>	9,1	3,9	1,0	13,9	0,3	0,1	0,0	0,5
<b>C28</b>	68,5	3,3	0,3	72,1	3,0	0,1	0,0	3,2
<b>D</b>	0,0	3,2	2,3	5,5	0,0	0,1	0,0	0,1
<b>E</b>	0,0	2,0	4,1	6,1	0,0	0,1	0,2	0,3
<b>F</b>	91,1	6,2	1,7	99,0	4,4	0,3	0,1	4,8
<b>G,H</b>	18,3	48,6	34,2	101,1	0,9	2,3	2,0	5,2
<b>I</b>	0,0	0,4	23,2	23,6	0,0	0,0	1,2	1,2
<b>J</b>	0,0	7,2	9,5	16,7	0,0	0,2	0,2	0,4
<b>K</b>	0,0	35,7	9,7	45,4	0,0	0,6	0,2	0,7
<b>L</b>	0,0	6,0	36,8	42,8	0,0	0,1	0,1	0,1
<b>M,N</b>	19,8	23,0	13,4	56,2	0,5	0,7	0,4	1,7
<b>O,P,Q</b>	6,9	1,3	12,0	20,2	0,3	0,1	0,7	1,1
<b>R,S,T,U</b>	0,0	2,9	8,2	11,1	0,0	0,2	0,5	0,6
<b>Proizvođači OIE</b>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>UKUPNO</b>	217,1	178,1	199,9	595,1	9,8	6,5	8,6	24,9

**Tablica P3.10** Kanal intermedijarne potrošnje, učinci na 1 milijun EUR vrijednosti proizvodnje OIE postrojenja (učinci po djelatnostima)

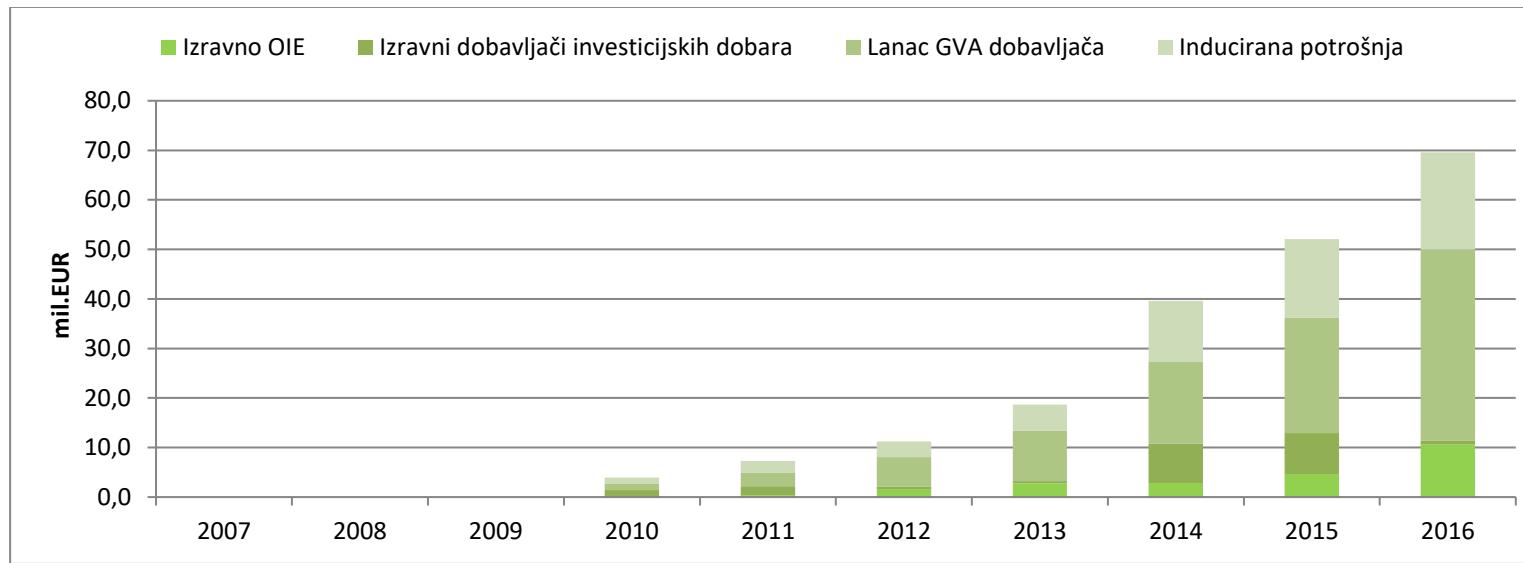
	Bruto domaći proizvod u tisućama Eura				Broj zaposlenih u terminima godišnjeg inputa rada			
	Izravan u-činak	Neizravan učinak	Inducirani učinak	Ukupan u-činak	Izravan učinak	Neizravan učinak	Inducirani učinak	Ukupan učinak
<b>A</b>	0,0	414,5	20,6	435,2	0,0	28,1	2,1	30,2
<b>B</b>	0,0	6,9	1,9	8,8	0,0	0,1	0,0	0,1
<b>C</b>	0,0	96,4	50,9	147,4	0,0	4,7	2,3	7,0
<b>C24_C25</b>	0,0	2,8	1,9	4,7	0,0	0,1	0,1	0,2
<b>C26_C27</b>	0,0	1,9	1,5	3,5	0,0	0,1	0,0	0,1
<b>C28</b>	0,0	0,8	0,5	1,4	0,0	0,0	0,0	0,1
<b>D</b>	0,0	47,2	4,8	52,0	0,0	0,7	0,1	0,8
<b>E</b>	0,0	2,3	7,1	9,4	0,0	0,1	0,3	0,4
<b>F</b>	0,0	1,3	2,9	4,2	0,0	0,1	0,2	0,2
<b>G,H</b>	0,0	51,1	57,8	108,9	0,0	2,7	3,1	5,8
<b>I</b>	0,0	0,3	39,1	39,4	0,0	0,0	1,7	1,7
<b>J</b>	0,0	5,0	15,0	20,0	0,0	0,1	0,3	0,5
<b>K</b>	0,0	18,1	16,6	34,7	0,0	0,3	0,3	0,6
<b>L</b>	0,0	7,8	64,2	72,0	0,0	0,1	0,1	0,2
<b>M,N</b>	0,0	18,1	22,0	40,1	0,0	0,6	0,8	1,4
<b>O,P,Q</b>	0,0	1,8	19,9	21,7	0,0	0,1	1,2	1,3
<b>R,S,T,U</b>	0,0	0,7	13,7	14,4	0,0	0,0	0,8	0,8
<b>Proizvođači OIE</b>	188,9	0,0	0,0	188,9	11,7	0,0	0,0	11,7
<b>UKUPNO</b>	188,9	671,5	336,5	1.197,0	11,7	37,8	13,1	62,7

**Tablica P3.11** Inducirani BDV za elektrane na biomasu, u mil. EUR

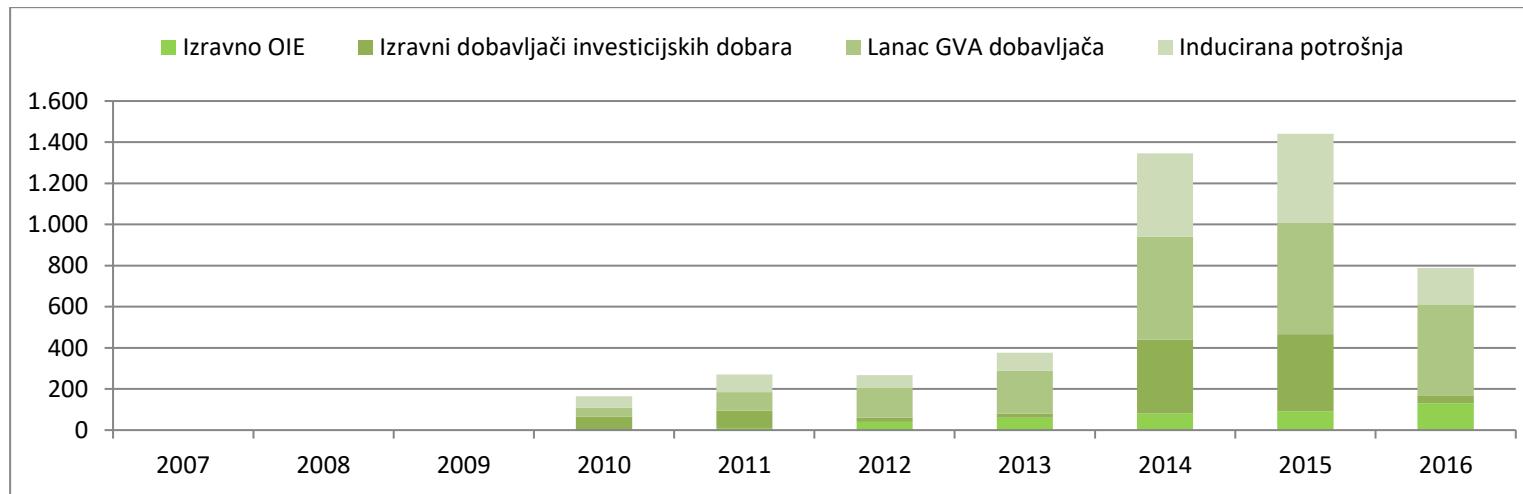
<b>Kanal investicija</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
Izravno	0,0	0,0	0,0	1,4	1,8	0,4	0,5	7,9	8,3	0,8
Neizravno	0,0	0,0	0,0	1,2	1,5	0,4	0,4	6,5	6,8	0,6
Inducirano	0,0	0,0	0,0	1,3	1,7	0,4	0,4	7,3	7,6	0,7
Ukupno	0,0	0,0	0,0	3,9	5,0	1,2	1,3	21,8	22,7	2,2
<b>Kanal intermedijarne potrošnje</b>										
Izravno	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	1,6	2,8	2,8	4,6	10,6
Neizravno	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	5,6	9,8	10,0	16,5	37,8
Inducirano	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	2,8	4,9	5,0	8,2	18,9
Ukupno	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	10,1	17,4	17,8	29,4	67,4

**Tablica P3.12** Inducirana zaposlenost za elektrane na biomasu, broj zaposlenih u terminima godišnjeg inputa rada

<b>Kanal investicija</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
Izravno	0	0	0	64	83	20	21	359	374	35
Neizravno	0	0	0	42	55	13	14	237	247	23
Inducirano	0	0	0	56	73	18	18	314	328	31
Ukupno	0	0	0	163	211	51	52	909	949	90
<b>Kanal intermedijarne potrošnje</b>										
Izravno	0	0	0	0	11	40	60	81	92	130
Neizravno	0	0	0	1	36	131	195	263	297	422
Inducirano	0	0	0	0	12	45	68	91	103	147
Ukupno	0	0	0	2	59	217	323	436	492	699



**Slika P3.5** Inducirani BDV za elektrane na biomasu, mil. EUR



**Slika P3.6** Inducirana zaposlenost za elektrane na biomasu, broj zaposlenih u terminima godišnjeg inputa rada

### Elektrane na biopljin

**Tablica P3.13** Kanal investicija, učinci na 1 milijun EUR vrijednosti ukupnih OIE investicija (učinci po djelatnostima)

	Bruto domaći proizvod u tisućama Eura				Broj zaposlenih u terminima godišnjeg inputa rada			
	Izravan u-činak	Neizravan učinak	Inducirani učinak	Ukupan u-činak	Izravan u-činak	Neizravan učinak	Inducirani učinak	Ukupan u-činak
<b>A</b>	0,0	2,1	13,5	15,6	0,0	0,2	1,4	1,6
<b>B</b>	0,0	2,4	1,3	3,7	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>C</b>	56,2	36,3	33,5	126,0	2,6	1,5	1,6	5,7
<b>C24_C25</b>	0,0	7,6	1,2	8,9	0,0	0,4	0,1	0,5
<b>C26_C27</b>	0,0	2,6	1,0	3,6	0,0	0,1	0,0	0,1
<b>C28</b>	56,2	3,6	0,4	60,2	2,6	0,1	0,0	2,7
<b>D</b>	0,0	3,8	3,0	6,8	0,0	0,1	0,0	0,1
<b>E</b>	0,0	2,1	4,6	6,7	0,0	0,1	0,2	0,3
<b>F</b>	166,8	12,4	1,9	181,1	8,5	0,4	0,2	9,1
<b>G,H</b>	0,0	48,5	37,7	86,1	0,0	2,1	2,1	4,1
<b>I</b>	0,0	0,6	25,6	26,2	0,0	0,0	1,2	1,2
<b>J</b>	0,0	8,4	10,0	18,4	0,0	0,2	0,2	0,4
<b>K</b>	0,0	61,6	10,9	72,6	0,0	0,9	0,2	1,1
<b>L</b>	0,0	6,8	41,9	48,7	0,0	0,1	0,1	0,1
<b>M,N</b>	0,5	23,4	14,4	38,3	0,0	0,7	0,5	1,3
<b>O,P,Q</b>	17,5	1,9	13,1	32,5	0,8	0,1	0,8	1,7
<b>R,S,T,U</b>	0,0	2,4	9,0	11,4	0,0	0,1	0,5	0,6
<b>Proizvođači OIE</b>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>UKUPNO</b>	240,9	212,9	220,3	674,1	11,9	6,6	9,0	27,5

**Tablica P3.14** Kanal intermedijarne potrošnje, učinci na 1 milijun EUR vrijednosti proizvodnje OIE postrojenja (učinci po djelatnostima)

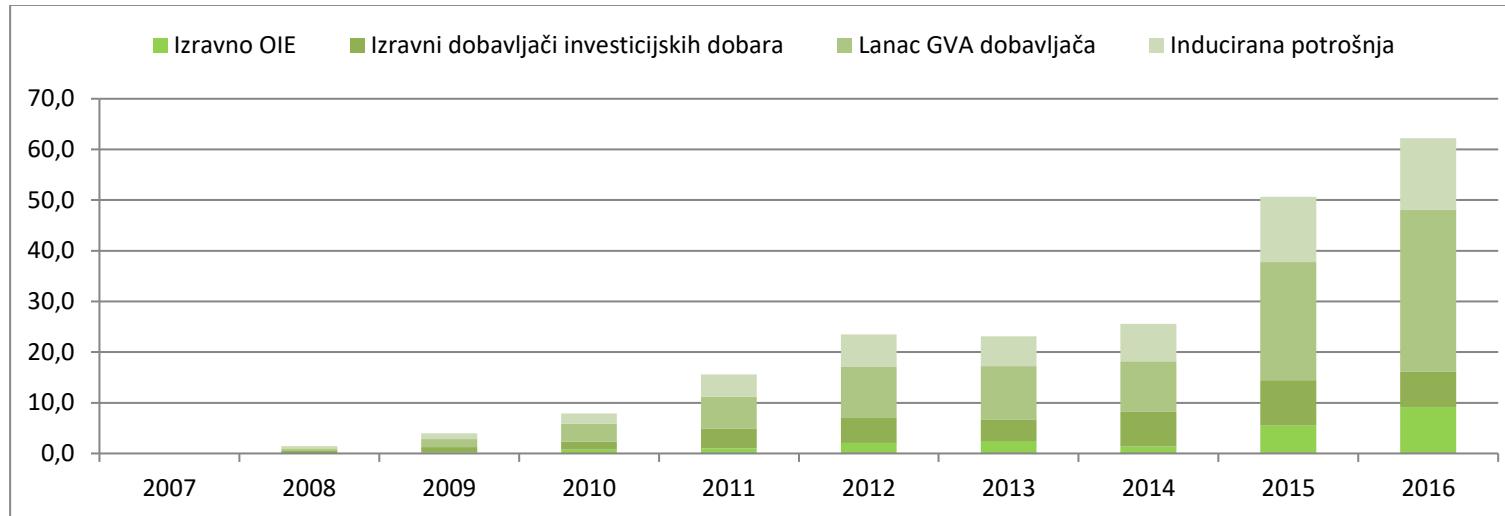
	Bruto domaći proizvod u tisućama Eura				Broj zaposlenih u terminima godišnjeg inputa rada			
	Izravan u-činak	Neizravan učinak	Inducirani učinak	Ukupan u-činak	Izravan u-činak	Neizravan učinak	Inducirani učinak	Ukupan u-činak
<b>A</b>	0,0	201,3	11,3	212,6	0,0	21,0	1,1	22,1
<b>B</b>	0,0	3,0	1,0	4,1	0,0	0,0	0,0	0,1
<b>C</b>	0,0	135,7	27,8	163,5	0,0	5,6	1,3	6,9
<b>C24_C25</b>	0,0	4,1	1,0	5,1	0,0	0,2	0,1	0,3
<b>C26_C27</b>	0,0	1,0	0,8	1,8	0,0	0,0	0,0	0,1
<b>C28</b>	0,0	0,7	0,3	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>D</b>	0,0	6,3	2,6	9,0	0,0	0,1	0,0	0,1
<b>E</b>	0,0	2,7	3,9	6,5	0,0	0,1	0,2	0,3
<b>F</b>	0,0	3,3	1,6	4,9	0,0	0,2	0,1	0,3
<b>G,H</b>	0,0	52,8	31,5	84,3	0,0	2,7	1,7	4,4
<b>I</b>	0,0	0,5	21,3	21,8	0,0	0,0	0,9	1,0
<b>J</b>	0,0	7,5	8,2	15,7	0,0	0,2	0,2	0,4
<b>K</b>	0,0	17,1	9,0	26,2	0,0	0,5	0,2	0,7
<b>L</b>	0,0	142,1	35,0	177,1	0,0	1,5	0,0	1,6
<b>M,N</b>	0,0	29,9	12,0	41,9	0,0	1,0	0,4	1,4
<b>O,P,Q</b>	0,0	4,6	10,8	15,4	0,0	0,3	0,7	0,9
<b>R,S,T,U</b>	0,0	1,1	7,4	8,6	0,0	0,1	0,4	0,5
<b>Proizvođači OIE</b>	215,8	0,0	0,0	215,8	8,6	0,0	0,0	8,6
<b>UKUPNO</b>	215,8	608,0	183,5	1.007,3	8,6	33,3	7,2	49,1

**Tablica P3.15** Inducirani BDV za elektrane na biopljin, mil. EUR

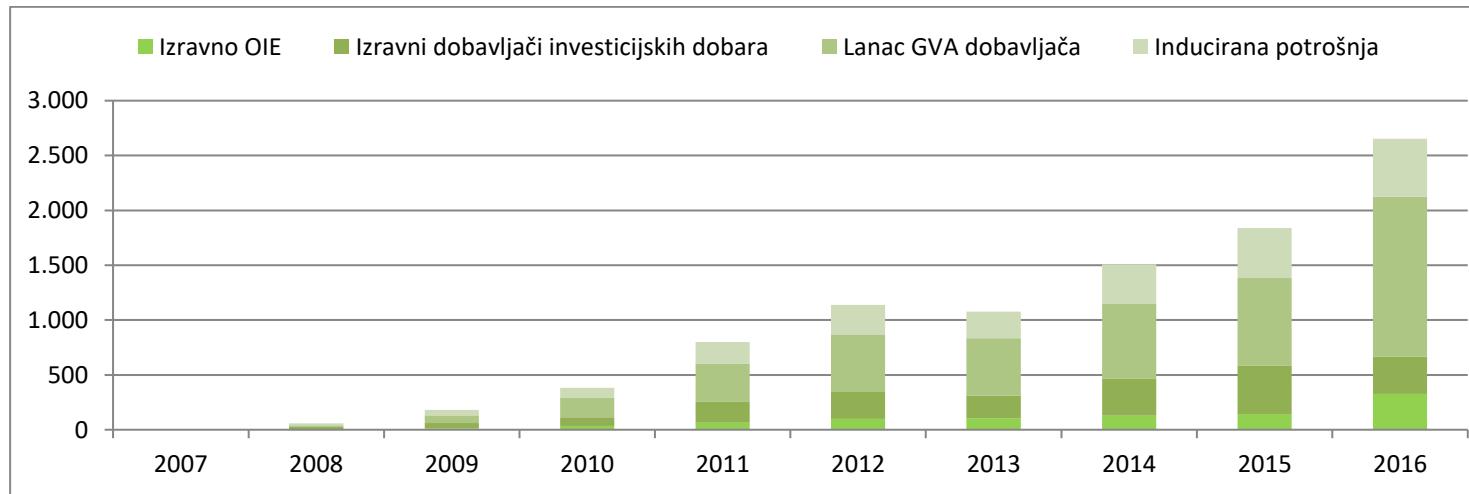
Kanal investicija	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Izravno	0,0	0,5	1,0	1,5	3,8	5,0	4,1	6,8	9,0	6,9
Neizravno	0,0	0,5	0,9	1,4	3,4	4,4	3,6	6,0	7,9	6,1
Inducirano	0,0	0,5	0,9	1,4	3,5	4,5	3,8	6,2	8,2	6,3
Ukupno	0,0	1,5	2,9	4,3	10,8	13,9	11,5	19,0	25,2	19,3
Kanal intermedijarne potrošnje										
Izravno	0,0	0,0	0,2	0,8	1,0	2,1	2,5	1,4	5,5	9,2
Neizravno	0,0	0,0	0,7	2,2	2,9	5,8	7,0	4,0	15,4	25,9
Inducirano	0,0	0,0	0,2	0,6	0,8	1,8	2,1	1,2	4,6	7,8
Ukupno	0,0	0,0	1,1	3,5	4,8	9,6	11,6	6,6	25,5	42,9

**Tablica P3.16** Inducirana zaposlenost za elektrane na biopljin, broj zaposlenih u terminima godišnjeg inputa rada

Kanal investicija	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Izravno	0	26	51	76	190	245	204	336	445	342
Neizravno	0	14	28	42	105	135	113	186	245	188
Inducirano	0	19	38	57	143	184	153	253	334	257
Ukupno	0	59	116	176	439	565	470	775	1.024	787
Kanal intermedijarne potrošnje										
Izravno	0	0	11	36	63	100	106	128	142	326
Neizravno	0	0	43	140	245	389	412	498	552	1.268
Inducirano	0	0	9	30	53	84	89	107	119	273
Ukupno	0	0	63	206	361	573	607	733	813	1.867



**Slika P3.7** Inducirani BDV za elektrane na biopljin, mil. EUR



**Slika P3.8** Inducirana zaposlenost za elektrane na biopljin, broj zaposlenih u terminima godišnjeg inputa rada

### Male hidroelektrane

**Tablica P3.17** Kanal investicija, učinci na 1 milijun EUR vrijednosti ukupnih OIE investicija (učinci po djelatnostima)

	Bruto domaći proizvod u tisućama EURA				Broj zaposlenih u terminima godišnjeg inputa rada			
	Izravan u-činak	Neizravan učinak	Inducirani učinak	Ukupan u-činak	Izravan u-činak	Neizravan učinak	Inducirani učinak	Ukupan u-činak
<b>A</b>	0	2	13	15	0	0	1	1
<b>B</b>	0	3	1	4	0	0	0	0
<b>C</b>	27	32	32	90	1	1	1	4
<b>C24_C25</b>	0	6	1	7	0	0	0	0
<b>C26_C27</b>	0	2	1	3	0	0	0	0
<b>C28</b>	27	2	0	29	1	0	0	1
<b>D</b>	0	4	3	7	0	0	0	0
<b>E</b>	0	2	4	7	0	0	0	0
<b>F</b>	172	11	2	185	9	1	0	10
<b>G,H</b>	0	44	36	80	0	2	2	4
<b>I</b>	0	1	24	25	0	0	1	1
<b>J</b>	0	9	9	18	0	0	0	0
<b>K</b>	0	62	10	72	0	1	0	1
<b>L</b>	0	6	40	46	0	0	0	0
<b>M,N</b>	6	21	14	40	0	1	1	1
<b>O,P,Q</b>	31	4	12	48	1	0	1	2
<b>R,S,T,U</b>	0	1	8	10	0	0	0	1
<b>Proizvođači OIE</b>	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>UKUPNO</b>	235,9	200,6	210,7	647,3	11,6	6,1	8,3	26,0

**Tablica P3.18** Kanal intermedijarne potrošnje, učinci na 1 milijun EUR vrijednosti proizvodnje OIE postrojenja (učinci po djelatnostima)

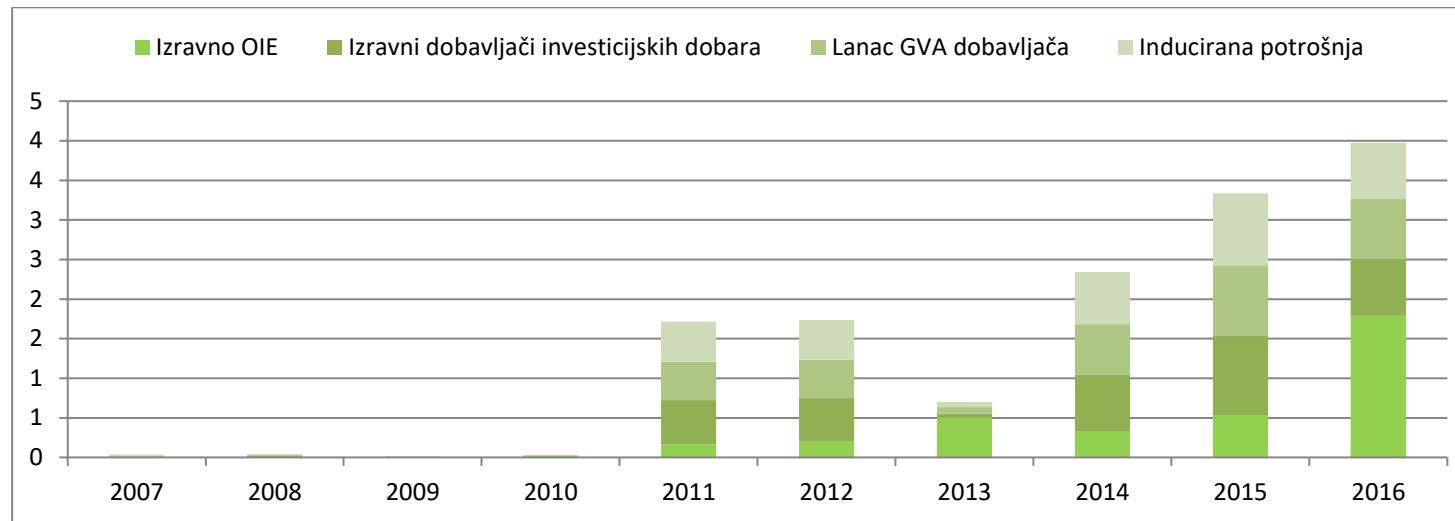
	Bruto domaći proizvod u tisućama EURA				Broj zaposlenih u terminima godišnjeg inputa rada			
	Izravan u-činak	Neizravan učinak	Inducirani učinak	Ukupan u-činak	Izravan u-činak	Neizravan učinak	Inducirani učinak	Ukupan u-činak
<b>A</b>	0	0	2	2	0	0	0	0
<b>B</b>	0	0	0	1	0	0	0	0
<b>C</b>	0	8	5	13	0	0	0	1
<b>C24_C25</b>	0	1	0	1	0	0	0	0
<b>C26_C27</b>	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>C28</b>	0	2	0	2	0	0	0	0
<b>D</b>	0	1	1	2	0	0	0	0
<b>E</b>	0	0	1	1	0	0	0	0
<b>F</b>	0	0	0	1	0	0	0	0
<b>G,H</b>	0	8	6	14	0	0	0	1
<b>I</b>	0	0	4	4	0	0	0	0
<b>J</b>	0	9	2	10	0	0	0	0
<b>K</b>	0	23	2	25	0	1	0	1
<b>L</b>	0	8	7	15	0	0	0	0
<b>M,N</b>	0	12	2	14	0	0	0	0
<b>O,P,Q</b>	0	3	2	5	0	0	0	0
<b>R,S,T,U</b>	0	0	1	2	0	0	0	0
<b>Proizvođači OIE</b>	916	0	0	916	6	0	0	6
<b>UKUPNO</b>	916	73	35	1.025	6	3	1	10

**Tablica P3.19** Inducirani BDV za male hidroelektrane, mil. EUR

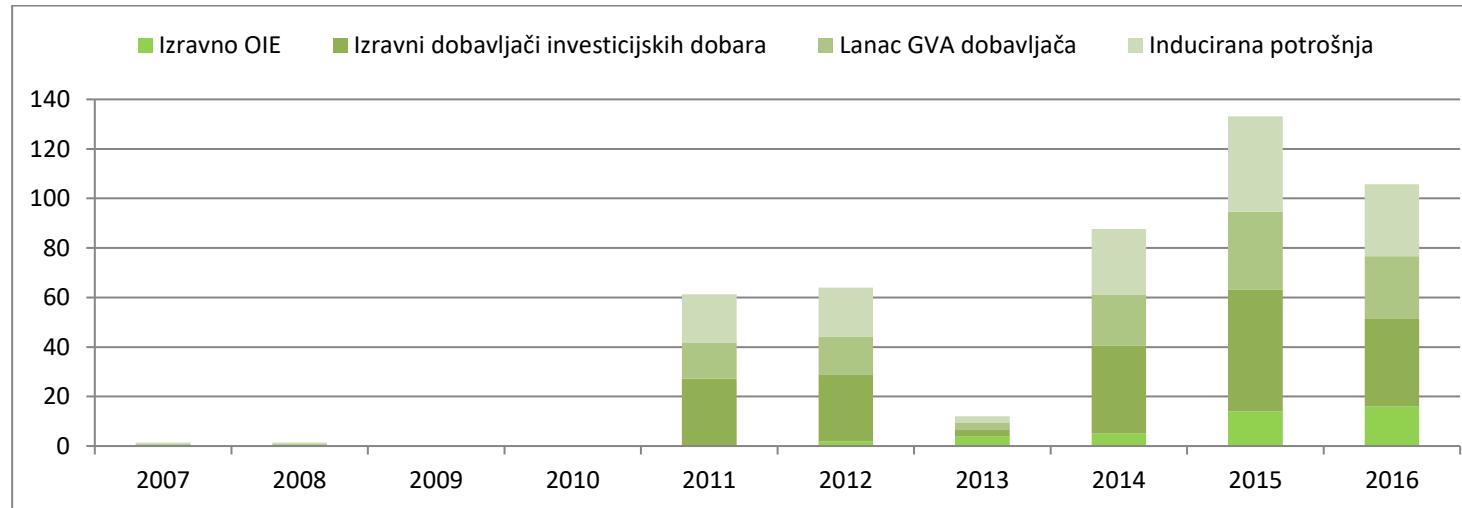
<b>Kanal investicija</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
Izravno	0	0	0	0	1	1	0	1	1	1
Neizravno	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
Inducirano	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
Ukupno	0	0	0	0	2	2	0	2	3	2
<b>Kanal intermedijarne potrošnje</b>										
Izravno	0	0	0	0	0	0	1	0	1	2
Neizravno	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inducirano	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ukupno	0	0	0	0	0	0	1	0	1	2

**Tablica P3.20** Inducirana zaposlenost za male hidroelektrane, broj zaposlenih u terminima godišnjeg inputa rada

<b>Kanal investicija</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
Izravno	1	1	0	0	27	27	2	35	49	35
Neizravno	0	0	0	0	14	14	1	19	26	19
Inducirano	0	0	0	0	20	19	2	25	35	25
Ukupno	1	1	0	0	61	61	5	79	110	79
<b>Kanal intermedijarne potrošnje</b>										
Izravno	0	0	0	0	0	2	4	5	14	16
Neizravno	0	0	0	0	0	1	2	2	6	7
Inducirano	0	0	0	0	0	0	1	1	3	4
Ukupno	0	0	0	0	0	3	7	8	23	26



**Slika P3.9** Inducirani BDV za male hidroelektrane, mil. EUR



**Slika P3.10** Inducirana zaposlenost za male hidroelektrane, broj zaposlenih u terminima godišnjeg inputa rada



