

UNIVERZA V LJUBLJANI
EKONOMSKA FAKULTETA

MAGISTRSKO DELO

**OCENA EKONOMSKE IN OKOLJEVARSTVENE UPRAVIČENOSTI
INVESTICIJE V DECENTRALIZIRANO PROIZVODNJO ENERGIJE
V PODJETJIH**

Ljubljana, januar 2015

IGOR ŠKRJANEC

IZJAVA O AVTORSTVU

Spodaj podpisani Igor Škrjanec, študent Ekonomske fakultete Univerze v Ljubljani, izjavljam, da sem avtor magistrskega dela z naslovom Ocena ekonomske in okoljevarstvene upravičenosti investicije v decentralizirano proizvodnjo energije v podjetjih, pripravljeno v sodelovanju s svetovalcem doc. dr. Matejem Švigelj.

Izrecno izjavljam, da v skladu z določili Zakona o avtorski in sorodnih pravicah (Ur.l. RS, št. 21/1995 s spremembami) dovolim objavo magistrskega dela na fakultetnih spletnih straneh.

S svojim podpisom zagotavljam, da

- je predloženo besedilo rezultat izključno mojega lastnega raziskovalnega dela;
- je predloženo besedilo jezikovno korektno in tehnično pripravljeno v skladu z Navodili za izdelavo zaključnih nalog Ekonomske fakultete Univerze v Ljubljani, kar pomeni, da sem
 - poskrbel, da so dela in mnenja drugih avtorjev oziroma avtoric, ki jih uporabljam v magistrskem delu, citirana oziroma navedena v skladu z Navodili za izdelavo zaključnih nalog Ekonomske fakultete Univerze v Ljubljani, in
 - pridobil vsa dovoljenja za uporabo avtorskih del, ki so v celoti (v pisni ali grafični obliki) uporabljena v tekstu, in sem to v besedilu tudi jasno zapisal;
- se zavedam, da je plagiatorstvo – predstavljanje tujih del (v pisni ali grafični obliki) kot mojih lastnih – kaznivo po Kazenskem zakoniku (Ur.l. RS, št. 55/2008 s spremembami);
- se zavedam posledic, ki bi jih na osnovi predloženega magistrskega dela dokazano plagiatorstvo lahko predstavljalo za moj status na Ekonomski fakulteti Univerze v Ljubljani v skladu z relevantnim pravilnikom.

V Ljubljani, dne _____

Podpis avtorja: _____

KAZALO

UVOD	1
1 REGULATIVNI OKVIR	4
1.1 Liberalizacija evropskega trga električne energije in plina	5
1.2 Zakonodaja, ki ureja področje sproizvodnje toplote in električne energije	7
1.2.1 Zakonodajni instrumenti spodbujanja sproizvodnje toplote in električne energije v EU in Sloveniji	8
1.2.1.1 Cenovno orientirani mehanizmi podpore	9
1.2.1.2 Kvantitativno orientirani mehanizmi podpore	10
1.2.1.3 Sistem fiksnih zagotovljenih odkupnih cen	11
1.2.1.4 Sistemi trgovanja s certifikati	11
1.2.1.5 Investicijske podpore.....	11
1.2.1.6 Fiskalne podpore	12
1.2.1.7 Trgovanje z emisijskimi kuponi	12
1.2.1.8 Primeri podpornih mehanizmov za SPTE v EU.....	13
1.2.1.9 Podporni mehanizmi za SPTE v Sloveniji	14
1.2.2 Zakonodajna ureditev decentralizirane proizvodnje energije.....	17
1.3 Razvoj okoljske politike v boju zoper globalno segrevanje	18
1.3.1 Trgovanje z emisijami	19
1.3.2 Mehanizem čistega razvoja	19
1.3.3 Projekti skupnega izvajanja	19
1.3.4 Sistem trgovanja z emisijami toplogrednih plinov v EU	20
2 DECENTRALIZIRANA OSKRBA Z ELEKTRIČNO ENERGIJO	22
2.1 Decentralizirana oskrba z električno energijo	22
2.2 Stanje decentralizirane oskrbe s SPTE v Sloveniji in EU.....	24
2.3 Cene električne energije v EU in Sloveniji.....	29
2.4 Decentralizirana proizvodnja energije s SPTE	36
2.4.1 Tehnični parametri SPTE-naprav	38
2.4.2 Zasnova SPTE-enote	40
2.4.3 Nizkotemperaturni zalogovnik toplote	41
2.4.4 Absorpcijsko hlajenje	42
2.4.5 Obratovalni režim SPTE-naprave.....	44
2.4.5.1 Obratovanje SPTE-naprave na podlagi potrebe po toploti.....	44
2.4.5.2 Obratovanje SPTE-naprave na podlagi potrebe po električni energiji.....	45
2.4.6 Decentralizirana proizvodnja energije v podjetjih	45
3 ANALIZA EKONOMIČNOSTI PROJEKTOV DECENTRALIZIRANE SPTE- ENOT NA RAVNI PODJETIJ V SLOVENIJI	47
3.1 Metodologija določevanja ekonomske upravičenosti investicije v decentralizirano SPTE-napravo.....	48

3.2	Presoja ekonomske upravičenosti	51
3.2.1	Tehnični parametri	52
3.2.2	Stroški.....	53
3.2.2.1	Investicijski stroški.....	53
3.2.2.2	Stroški energentov	59
3.2.2.3	Stroški obratovanja.....	60
3.2.3	Prihodki	61
3.2.4	Življenjska in ekonomska doba investicije	63
3.3	Metoda izračuna prihrankov primarne energije in emisij toplogrednih plinov	64
3.4	Preučevani scenariji oskrbe z energijo.....	64
4	REZULTATI ANALIZE EKONOMSKE UPRAVIČENOSTI.....	68
4.1	Strošek toplote iz STPE in konvencionalne oskrbe	68
4.2	Rezultati analize občutljivosti.....	75
4.3	Prihranki primarne energije in emisij toplogrednih plinov	76
4.4	Rezultati analize občutljivosti prihrankov primarne energije in emisij toplogrednih plinov	79
	SKLEP	79
	LITERATURA IN VIRI.....	83
	PRILOGE	

KAZALO SLIK

Slika 1: Tržne in regulirane dejavnosti znotraj sektorja električne energije	6
Slika 2: Indeks emisij v letu 2011, primerjan s Kjoto cilji za obdobje 2008–2012	21
Slika 3: Tehnični in ekonomski potencial proizvodnje električne energije s SPTE (TWh/leto)	25
Slika 4: Sestava primarnih virov za proizvodnjo električne energije s SPTE.....	26
Slika 5: Proizvodnja električne energije po sektorjih za EU v %	27
Slika 6: Dinamika rasti priključne moči OVE in SPTE v Sloveniji.....	27
Slika 7: Rast priključne moči za OVE in SPTE in rast izdatkov za delovanje podporne sheme	29
Slika 8: Cena električne energije za porabniško skupino IC po državah z vključenimi davki in prispevki.....	30
Slika 9: Cena električne energije med članicami EU v letu 2012 za industrijo	30
Slika 10: Sestava skupnega stroška električne energije med državami članicami v letu 2012	32
Slika 11: Višina mesečnega prispevka za SPTE in OVE.....	34
Slika 12: Struktura in cena električne energije za slovensko industrijo po standardnih porabniških skupinah (EUR/MWh) v letu 2012	34
Slika 13: Primerjava povprečne cene električne energije za slovensko industrijo po standardnih porabniških skupinah (EUR/MWh) in terminske cene borze EEX	35
Slika 14: Letna potreba po toploti povprečnega porabnika.....	41
Slika 15: Energetski tokovi z izkoristki SPTE z absorpcijskim hladilnikom	43
Slika 16: Decentralizirana proizvodnja energije s SPTE in letni profil porabe energije	46
Slika 17: Specifična investicijska cena SPTE-naprave na zemeljski plin.....	54
Slika 18: Specifična investicijska cena zalogovnikov toplote	55
Slika 19: Trend rasti cene električne energije in zemeljskega plina za porabniški skupini IC in I2	60
Slika 20: Specifični stroški vzdrževanja SPTE z motorjem na notranje izgorevanje	61
Slika 21: Shema oskrbe s SPTE	66
Slika 22: Shema konvencionalne oskrbe z energijo	66
Slika 23: Shema oskrbe s SPTE in absorpcijskim hladilnikom	67
Slika 24: Shema konvencionalne oskrbe z zemeljskim plinom in električno energijo ter hladom iz kompresorskega hladilnika	68
Slika 25: Strošek toplote plinskih kotlov in SPTE-naprav z OP in ZO pri 3.500 urah obratovanja.	70
Slika 26: Strošek toplote plinskih kotlov in SPTE-naprav z OP in ZO pri 6.100 urah obratovanja.	71
Slika 27: Vpliv deleža prodane električne energije.....	72
Slika 28: Strošek toplote SPTE-naprav brez podporne sheme pri 3.500 urah obratovanja	73
Slika 29: Strošek toplote SPTE-naprav brez podporne sheme pri 6.100 urah obratovanja	74
Slika 30: Strošek hlada za različne tehnologije in moči	75

Slika 31: Analiza občutljivosti stroška proizvedene toplote v odvisnosti od različnih spremenljivk	76
Slika 32: Prihranek primarne energije v odvisnosti od tehnologije in nazivne moči.....	77
Slika 33: Prihranek primarne energije v obliki kW/kWel. v odvisnosti od tehnologije in nazivne moči.....	78
Slika 34: Analiza občutljivosti prihrankov primarne energije v odvisnosti od različnih dejavnikov.....	79

KAZALO TABEL

Tabela 1: Vrste podpornih mehanizmov	9
Tabela 2: Pregled podpor med državami članicami EU.....	14
Tabela 3: Prikaz podornih mehanizmov v Sloveniji	15
Tabela 4: Evropske direktive z direktnim vplivom na razvoj DP	17
Tabela 5: Tehnologija decentralizirane proizvodnje in tipična območja moči	37
Tabela 6: Učinkovitost motorjev z notranjim izgorevanjem in mikroturbin v %	47
Tabela 7: Tehnični parametri izbranih tehnologij	52
Tabela 8: Investicijska vrednost SPTE-naprav v odvisnosti od nazivne moči in tehnologije .	55
Tabela 9: Investicijskih vrednosti absorpcijskih in kompresorskih hladilnikov glede na hladilno moč	56
Tabela 10: Investicijski stroški absorpcijskih in kompresorskih hladilnikov v odvisnosti od hladilne kapacitete	57
Tabela 11: Cena energije z vključenimi davki in dajatvami za leto 2013 pa posamezni porabniški skupini.....	59
Tabela 12: Podporna shema za proizvodnjo električne energije v proizvodnih napravah SPTE na fosilna goriva	62
Tabela 13: Življenjska in ekonomska doba naprav.....	63
Tabela 14: Tehnični parametri za analizo ekonomske upravičljivosti različnih scenarijev oskrbe.....	65
Tabela 15: Primerjava STPE-naprav in kotlov iste toplotne moči.....	68

UVOD

Pomanjkanje lastnih virov energije in zavedanje škodljivih učinkov emisij toplogrednih plinov sili Evropo k iskanju rešitev za zniževanje energetske odvisnosti in zniževanje emisij toplogrednih plinov. Decentralizirana sproizvodnja električne energije in toplote (v nadaljevanju SPTE) predstavlja ob upoštevanju potencialnih koristi v smislu varčevanja s primarno energijo, zmanjševanja emisij toplogrednih plinov in povečevanja zanesljivosti oskrbe z energijo enega izmed pomembnih ukrepov za doseganje ciljev Evropske skupnosti o povečevanju zanesljive oskrbe in zmanjševanju vplivov na okolje.

Koriščenje fosilnih goriv ima za posledico ireverzibilno sproščanje emisij toplogrednih plinov, ki povečujejo učinek tople grede in tako znatno vplivajo na spremembe globalnega podnebne ravnovesja. Največji problem antropogenega vpliva na podnebje predstavljajo posledice večletnega povečevanja svetovne povprečne temperature (Pachauri & Reisinger, 2007). V devetdesetih letih prejšnjega stoletja so se na mednarodni ravni pričele razprave okoljske politike o zniževanju antropogenih emisij in o možnosti dolgoročnega znižanja emisij toplogrednih plinov. Ob spoznanju večine industrializiranih držav o potrebnem zniževanju emisij toplogrednih plinov je prišlo do dogovora o obsegu potrebnega znižanja ter o konkretnih nacionalnih prispevkih. Kot rezultat Kjotskega dogovora se je Slovenija skupaj z ostalimi industrijskimi državami zavezala, da bo v obdobju 2008–2012 znižala emisije toplogrednih plinov za 8 odstotkov glede na izhodiščno leto 1990 (Ministrstvo za zunanje zadeve, b. l.). V okviru podnebno-energetskega zakonodajnega paketa, ki je bil sprejet konec leta 2008, je Slovenija skupaj z ostalimi članicami Evropske unije (v nadaljevanju EU) sprejela nove cilje, ki zavezujejo k 20-odstotnemu znižanju emisij toplogrednih plinov do leta 2020 (Ministrstvo za kmetijstvo, gozdarstvo in prehrano, 2014). Za doseganje zastavljenih ciljev je Slovenija v okviru možnosti pripravila načrte za zniževanje emisij toplogrednih plinov, ki zajemajo tudi ukrepe od proizvodnje do porabe električne energije. Na strani porabe električne energije je država pričela spodbujati različne ukrepe, ki povečujejo energetske učinkovitosti končnih porabnikov. Na proizvodni strani se je poleg povečevanja učinkovitosti proizvodnje električne energije pričelo spodbujati uporabo obnovljivih virov energije (v nadaljevanju OVE) in SPTE z visokim izkoristkom. V predlogu nacionalnega energetskega programa Republike Slovenije (v nadaljevanju NEP) za obdobje 2010–2030 je predvideno nadomeščanje zastarelih in okoljsko nesprejemljivih termoelektrarn z novimi in povečevanje deleža proizvodnje iz OVE in SPTE z visokim izkoristkom, ki hkrati tudi zagotavljata bolj razpršeno proizvodnjo električne energije (Institut "Jožef Stefan" – Center za energetske učinkovitost, 2011b, str. 7).

NEP postavlja sproizvodnjo toplote in električne energije z visokim izkoristkom kot prednostno tehnologijo za izboljšanje učinkovitosti pretvorbe v električno energijo. Delež električne energije, proizvedene v SPTE, naj bi se povečal v vseh sektorjih, do leta 2030 naj bi bil dosežen 16-odstotni delež v bruto končni energiji. NEP predvideva prednostno

izkoriščanje SPTE v industriji in v sistemih daljinskega ogrevanja, storitvenih dejavnostih in večstanovanjskih stavbah. V industriji naj bi se skupna inštalirana moč SPTE-naprav do leta 2030 povečala na 165 MW (Institut "Jožef Stefan" – Center za energetska učinkovitost, 2011b, str. 21). Trenutna skupna inštalirana moč vseh SPTE-naprav na fosilna goriva je 69 MW, medtem ko je skupna inštalirana moč sončnih elektrarn v letu 2014 dosegala kar 254,5 MW (Borzen, d.o.o., 2014a).

Skladno s cilji podnebno-energetskega paketa 20–20–20 se je Republika Slovenija (v nadaljevanju RS) zavezala k 25-odstotnemu deležu obnovljivih virov energije glede na bruto končno energijo. S tem namenom je RS sprejela Nacionalni akcijski načrt za OVE in SPTE z visokim izkoristkom za obdobje 2010–2020, skladno s katerim bomo leta 2020 proizvedli kar 39,3 odstotkov vse električne energije iz obnovljivih virov in SPTE (Ministrstvo za infrastrukturo in prostor, b. l.). RS je leta 2011 proizvedla 30,8 odstotkov električne energije iz OVE in SPTE, kar je 1,5 odstotkov pod zastavljenimi cilji, zapisanimi v Nacionalnem akcijskem načrtu za OVE in SPTE (Eurostat, 2014a). Za izpolnitev zastavljenega cilja v akcijskem načrtu bo država morala do leta 2020 povečati proizvodnjo električne energije iz OVE in SPTE za 13,1 odstotkov, kar teoretično pomeni dodatnih 242 MW električne moči. RS tako na področju pridobivanja električne energije iz OVE in SPTE zaostaja za zastavljenimi cilji, čeprav na drugi strani inštalirana moč sončnih elektrarn za več kot osemkrat presega skupno inštalirano moč SPTE-naprav. Za leto 2020 je predviden 18-odstotni delež energije, pridobljen s SPTE glede na bruto končno energijo, medtem ko je bilo v letu 2011 proizvedene 7,1 odstotkov električne energije iz SPTE, kar je manj od evropskega povprečja (11,2 %). Največji delež, skoraj 50 odstotkov električne energije, proizvedene s SPTE, dosejata Latvija in Danska, Malta pa sploh ne proizvaja električne energije s SPTE (Eurostat, 2014b; Institut "Jožef Stefan" – Center za energetska učinkovitost, 2011b, str. 6).

Decentralizirana oskrba s SPTE zaradi visokega skupnega izkoristka predstavlja velik potencial za doseg ciljev v okviru zniževanja emisij toplogrednih plinov in porabe energije. SPTE omogoča hkratno proizvodnjo toplote in električne energije, kar predstavlja odličen način pokrivanja lokalnih potreb po energiji. Poleg decentraliziranega pokrivanja potreb po energiji, lokalno na mestu proizvodnje energije, je mogoče proizvedeno energijo oddajati tudi v elektro-distribucijsko omrežje in sistem daljinskega ogrevanja, kar omogoča porabo nastale energije tudi pri oddaljenih porabnikih. Hkratna proizvodnja energije s SPTE zagotavlja skupni izkoristek do 90 odstotkov (Colijn, Harrison, Santo, Slowe, & Westermann, 2006, str. 5).

Oskrba z energijo v EU doživlja velike spremembe tako zaradi okoljevarstvenega vidika kot tudi zaradi liberalizacije energetskih trgov (Ferreira, Costescu, Abbate, Minnebo, & Fulli, 2011, str. 1). Manjši vpliv na okolje in zagotavljanje fleksibilne proizvodnje električne energije, kot jo zahteva odprti trg, postavljata decentralizirano soprodukcijo pred klasičnimi načini oskrbe z energijo.

Z zeleno knjigo (Komisija Evropske skupnosti, 2000) je bila v Evropskem parlamentu podana pobuda za pospešitev prehoda na učinkovite energetske proizvodne obrate, vključno s SPTE. Na osnovi tega so bili v državah članicah sprejeti nadaljnji ukrepi, ki so omogočili povečevanje proizvodnje energije s soproizvodnjo. Nacionalna zakonodaja spodbuja k razvoju decentralizirane oskrbe s SPTE z različnimi podpornimi mehanizmi za različne tehnologije v širokem območje električne moči.

Spremembe v strukturi oskrbe z energijo je potrebno z vidika končnega uporabnika oceniti. Za določitev dejanskih vplivov decentralizirane SPTE bo v tretjem poglavju magistrskega dela obravnavan ekonomski in okoljevarstveni vidik decentralizirane oskrbe s SPTE v predelovalnih dejavnostih slovenske industrije.

Slovenska industrija je glede na končno porabo energije velik porabnik in hkrati velik onesnaževalec s toplogrednimi plini. Poraba električne energije in zemeljskega plina (v nadaljevanju ZP) slovenske industrije je primerljiva s porabo energije evropske industrije. Poraba slovenske industrije tako predstavlja več kot 50 odstotkov električne energije in 75 odstotkov vse končne porabe (COGEN Europe, 2014a, str. 1; Statistični urad RS, 2014a). Tako je vključevanje decentraliziranih SPTE-naprav zaradi velikega potenciala zmanjševanja emisij in prihrankov primarne energije smiselna.

Medtem ko je bilo po svetu opravljenih veliko raziskav in študij na temo ekonomske in okoljevarstvene upravičenosti decentralizirane oskrbe s SPTE (glej tudi Freschi, Giaccone, Lazzeroni, & Repetto, 2013; Sugiarta, Tassou, Chaer, & Marriot, 2009; Armanasco, Colombo, Lucchini, & Rossetti, 2012; Schickanz, Wapler, & Henning, 2011), v Sloveniji ni bilo opravljenih tovrstnih raziskav, ki bi dejansko temeljile na dejavnikih (investicijska vrednost, cena energije, podporni mehanizmi), ki so značilni za našo državo. Zato je poglobitveni namen magistrskega dela v okviru obstoječe zakonodaje oceniti ekonomsko ter okoljevarstveno upravičenost projektov decentralizirane proizvodnje, temelječe na soproizvodnji električne in toplotne energije v podjetjih s predelovalno dejavnostjo. Z oceno ekonomske upravičenosti projekta decentralizirane oskrbe s SPTE nameravamo potrditi hipotezo, da je z vidika poslovanja podjetja znotraj predelovalne dejavnosti pasovna proizvodnja električne energije in toplote upravičena. V poletnem času, ko je potreba po toploti nižja, bo ocenjena ekonomska upravičenost pridobivanja hladu z absorpcijskimi hladilniki, ki za svoje delovanje izrabljajo odvečno toploto iz SPTE. V okviru te analize bodo predstavljeni vsi pomembnejši dejavniki, vključno z vplivom podpornih mehanizmov na ekonomsko upravičenost. Izračunan bo strošek toplote za dve tehnologiji SPTE z različnimi nazivnimi močmi ter primerjan s stroškom toplote konvencionalnih virov. Hkrati bomo za decentralizirano oskrbo s SPTE preverili potencialne prihranke primarne energije in emisij toplogrednih plinov glede na konvencionalno oskrbo. Prihranke primarne energije in emisij toplogrednih plinov bomo ocenili glede na nazivno moč in tehnologijo SPTE-naprav.

V prvem delu magistrskega dela sta z deskriptivno metodo predstavljeni relevantna zakonodaja in decentralizirana proizvodnja, temelječa na SPTE. Teoretični del temelji na analitičnem raziskovanju strokovne literature tujih člankov in drugih publikacij. Zadnji del je empirični. V tem delu smo se na osnovi uporabe anuitetne metode osredotočili na dokazovanje ekonomske upravičenosti investicije v decentralizirano oskrbo s SPTE. Izračunani so proizvodni stroški energije različnih scenarijev decentralizirane oskrbe in so primerjani s proizvodnimi stroški energije, pridobljene s konvencionalnimi viri. Za ta namen je bila prilagojena anuitetna metoda nemškega združenja inženirjev (v nadaljevanju VDI), ki tudi omogoča ocenjevanje ekonomske upravičenosti decentralizirane oskrbe s SPTE. Poleg tega je z uveljavljenimi metodami določen prihranek primarne energije in emisij toplogrednih plinov. Pri pripravi magistrskega dela so vključene tudi večletne lastne izkušnje in znanja s področij zemeljskega plina, utekočinjenega zemeljskega plina in SPTE.

Po uvodni predstavitvi problematike je v prvem poglavju obravnavana zakonodajna podlaga, ki je omogočila razvoj decentralizirane proizvodnje energije v RS in EU. Po predstavitvi vplivov liberalizacije evropskih trgov električne energije in plina so predstavljeni podporni mehanizmi RS in EU, katerih namen je zagotavljanje primernih pogojev za razvoj oskrbe s SPTE. V drugem poglavju je definirana in predstavljena decentralizirana oskrba, temelječa na SPTE. Ekonomska upravičenost investicij v decentralizirano oskrbo s SPTE za primerna podjetja je obravnavana v tretjem poglavju. V tem poglavju so izračunani tudi prihranki primarne energije in toplogrednih plinov za posamezno tehnologijo. Ocenjena sta tudi prihranek primarne energije in zmanjšanje emisij toplogrednih v primeru doseganja zastavljenih ciljev iz Nacionalnega akcijskega načrta za SPTE. Zmanjšanje emisij toplogrednih plinov je primerjano z zavezami države glede zniževanja emisij. V četrtem poglavju so podani rezultat analize ekonomske upravičenosti in prihrankov primarne energije, sledi zaključek s sklepom in priporočili.

1 REGULATIVNI OKVIR

Evropski elektroenergetski sektor je v procesu pomembnih sprememb. Glavni cilji evropske energetske politike so trajnostna, zanesljiva in konkurenčna oskrba z energijo (De Jong, 2008, str. 99; Domanico, 2007, str. 4; European Commission, 2006a; European Commission, 2006b; European Commission, 2007a; European Commission, 2007b). V Evropi predstavlja liberalizacija trga električne energije temelj razvoja decentralizirane proizvodnje in tako omogoča nadaljnji razvoj distribucijskega sistema v smeri pametnih omrežij (Ferreira, Costescu, Lábbate, Minnebo, & Fulli, 2011, str. 5). Na odprtem trgu električne energije ponuja decentralizirana proizvodnja številne prednosti. Ena izmed pomembnejših prednosti je fleksibilnost, ki omogoča hitro odzivanje na spremembe energetskega trga. Decentralizirana proizvodnja zaradi majhnosti in kratkih zagonskih časov omogoča hitro odzivanje na spremembe povpraševanja po električni energiji. Poleg

tega je potreben čas za izgradnjo in predajo naprave v obratovanje v primerjavi z velikimi centralnimi elektrarnami bistveno krajši (Jeremi, 2009, str. 13).

Na odprtih trgih električne energije se udeleženi bolj zavedajo vrednosti zanesljive oskrbe. Zanesljiva oskrba z električno energijo zahteva visoke stroške investicije in vzdrževanja prenosnih zmogljivosti in proizvodnje. Na odprtih trgih lahko pride do padca zanesljivosti oskrbe zaradi povečevanja stroškovne učinkovitosti. Tako so določene industrijske panoge in določena javna infrastruktura, ki jim je zanesljivost oskrbe zelo pomembna, pripravljene investirati v decentralizirano proizvodnjo za povečanja zanesljivosti oskrbe (Jeremi, 2009, str. 21).

Z deregulacijo energetskih trgov se je pričela vzpostavljati zakonodajna podlaga, ki se nanaša tudi na decentralizirano proizvodnjo in SPTE. Decentralizirana proizvodnja se je pričela urejati z Direktivo 2003/54/ES o skupnih pravilih za notranji trg z električno energijo (Ur.l. EU, št. 176/37) in z Direktivo 2004/8/ES o spodbujanju soproizvodnje, ki temelji na rabi koristne toplote, na notranjem trgu z energijo (Ur.l. EU, št. 52/50), ki je pričela urejati področje SPTE.

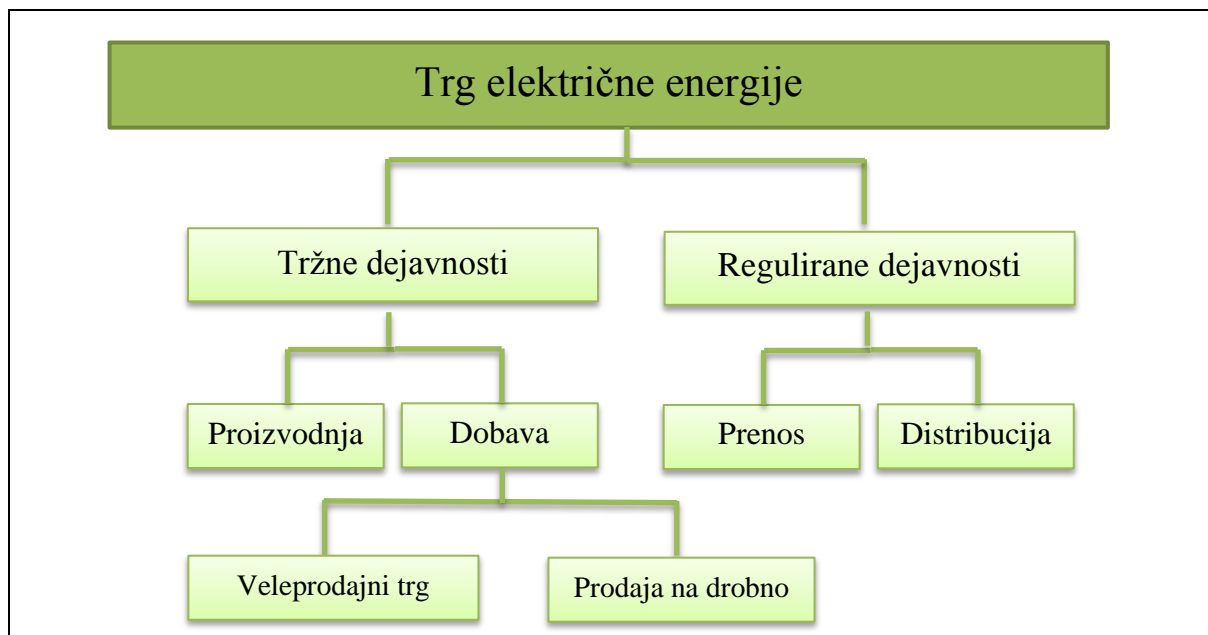
1.1 Liberalizacija evropskega trga električne energije in plina

V devetdesetih letih je bil energetski sektor močno reguliran z dominiranjem vertikalno integriranih monopolov. V večini primerov so bila monopolna podjetja v lasti držav. V skladu s temeljnimi svoboščinami na notranjem trgu – načela prostega pretoka blaga, storitev, kapitala in oseb – si je Evropska unija zadala, da bo z liberalizacijo trga električne energije in plina dosegla zgoraj omenjene cilje (Moreno, López, & García-Álvarez, 2012, str. 307).

Deregulacija energetskega trga Evropske unije se je vidneje pričela odvijati leta 1996 s sprejetjem tako imenovanega prvega energetskega paketa, ki ga predstavljata direktiva za vzpostavitev skupnega notranjega trga električne energije (Direktiva 96/92/ES, Ur.l. EU, št. 27/20) in prva plinska direktiva (Direktiva 98/30/ES, Ur.l. EU, št. 204/1). Obe direktivi sta leta 1998 stopili v veljavo. Prvi energetski paket je zagotovil odpiranje veleprodajnega energetskega trga in opredelil splošna pravila ločevanja reguliranih dejavnosti od tržnih dejavnosti (Agency for the Cooperation of Energy regulation / Council of European Energy Regulation, 2012, str. 18). Kot je prikazano na Sliki 1, je bil trg električne energije ločen na regulirano dejavnost, ki ga predstavljata prenos in distribucija, ter na tržno dejavnost, ki jo predstavljata proizvodnja in dobava. Prvi energetski paket je zagotovil dostop do prenosnih omrežij tretji strani – tistemu, ki nima lastnega omrežja. Zainteresiranim podjetjem brez prenosnega oz. distribucijskega omrežja je bil omogočen reguliran in izpogajan dostop (Von Rosenberg, 2011, str. 48). Za končnega potrošnika je najpomembnejše, da je prišlo do odpiranja energetskih trgov, kar je omogočilo postopno menjavo dobaviteljev energije (Ferreira et al., 2011). Najprej so bili upravičeni do

zamenjave dobavitelja vsi večji porabniki z več kot 40 GWh letnega odjema električne energije, do leta 2003 se ja ta meja spustila na 9 GWh letnega odjema, kar predstavlja 35-odstotno odprtje trga. Podobno kot na trgu z električno energijo je na trgu z zemeljskim plinom prišlo do postopnega odpiranja trga v odvisnosti glede na količino letnega odjema. Najprej so v letu 2000 postali upravičeni odjemalci vsi z več kot 25 mio m³ letnega odjema. Do leta 2008 so postali upravičeni odjemalci z letnim odjemom nad 5 mio m³ zemeljskega plina na leto, kar predstavlja 33-odstotno odprtje trga.

Slika 1: Tržne in regulirane dejavnosti znotraj sektorja električne energije



Vir: R. Merino, Liberalisation of the Electricity Industry in the European Union, 2013, str. 24.

Prvi energetskega paket je bil premalo ambiciozen in ni dosegel zastavljenega cilja o enotnem energetskem trgu, zato je bil leta 2003 sprejet drugi energetskega paket za področje trga električne energije, in sicer Direktiva 2003/54/ES o skupnih pravilih za notranji trg z električno energijo (Ur.l. EU, št. 176/37) in za področje zemeljskega plina (Direktiva 2003/54/ES, Ur.l. EU, št. 176/57).

Z drugim zakonodajnim paketom se je nadaljeval proces omejevanja monopola vertikalno integriranih podjetij. Predvideno je bilo, da se do leta 2007 omogoči prosto izbiro dobavitelja električne energije in zemeljskega plina vsem odjemalcem, vključno gospodinjskim odjemalcem (Merino, 2013, str. 45).

V sklopu drugega zakonodajnega paketa so bili ustanovljeni nacionalni regulatorni organi, ki so pomemben dejavnik pri zagotavljanju reguliranega in ne diskriminatornega dostopa do omrežja (Merino, 2013, str. 44, Von Rosenberg, 2011, str. 52). S spremembo in dopolnitvijo Energetskega zakona RS leta 2004 je prišlo do prenosa smernic drugega

paketa v nacionalno zakonodajo, vključno z ustanovitvijo Agencije za energijo (v nadaljevanju AGEN).

Do vzpostavitve notranjega trga ni prišlo kljub visoko zastavljenim ciljem v drugi direktivi. Glavni razlogi za to so bili zaprti nacionalni trgi in visoke tržne koncentracije, zato je bil leta 2009 sprejet tretji energetske paket. Paket je predstavljal osnovo za nadgradnjo delovanja notranjega trga z elektriko in plinom, ki naj bi potrošniku zagotavljala večjo zaščito in cenejšo energijo ter Evropski uniji konkurenčno in zanesljivo oskrbo. Tretji energetske paket obravnava tudi strukturne pomanjkljivosti, ki jih odpravlja za zagotavljanje boljše čezmejen koordinacije, visoke stopnje neodvisnosti operaterjev prenosnih omrežij in regulatorjev (Merino, 2013, str. 54).

Zakonodajni sveženj je sestavljen iz petih dokumentov dveh direktiv in treh uredb¹. Tretji energetske sveženj sestavljajo: Direktiva o skupnih pravilih notranjega trga z električno energijo (Direktiva 2009/72/ES, Ur.l. EU, št. 211/55), Direktiva o skupnih pravilih notranjega trga z zemeljskim plinom (Direktiva 2009/73/ES, Ur.l. EU, št. 211/94), Uredba o pogojih za dostop do omrežij za čezmejno izmenjavo elektrike (Uredba 714/2009, Ur.l. EU, št. 211/15) in Uredba o pogojih za dostop do omrežij za prenos zemeljskega plina (Uredba 715/2009, Ur.l. EU, št. 211/36) ter Uredbe za vzpostavitev Agencije za sodelovanje energetske regulatorjev – v nadaljevanju ACER (Uredba 713/2009, Ur.l. EU, št. 211/1). Agencija je vrata odprla leta 2011 v Ljubljani, kjer s spodbujanjem sodelovanja nacionalnih regulatorjev in z dopolnjevanjem nalog nacionalnih regulatorjev na evropski ravni zagotavlja podporo za dokončanje notranjega trga za zemeljski plin in električno energijo.

1.2 Zakonodaja, ki ureja področje sproizvodnje toplote in električne energije

Evropski parlament in Svet Evropske unije je leta 2004 sprejel Direktivo 2004/8/ES o spodbujanju sproizvodnje, ki temelji na rabi koristne toplote, na notranjem trgu z energijo (Ur.l. EU, št. 52/50, v nadaljevanju SPTE-direktiva). Cilj direktive je bil oblikovati okvir za spodbujanje in razvoj SPTE in tako povečati energetske učinkovitosti in zanesljivost oskrbe. V skladu s to direktivo se sproizvodnja smatra za visoko učinkovito v primeru, ko je prihranek primarne energije večji od 10 odstotkov glede na ločeno proizvodnjo toplote in električne energije. Male in mikro SPTE-enote z močjo, manjšo od 1 MW, zadostijo temu pogoju že, če izkazujejo minimalen prihranek primarne energije (SPTE-direktiva). Izračun prihrankov primarne energije pri mikro SPTE lahko temelji na podlagi potrjenih podatkov proizvajalcev. Poleg tega direktiva določa, da se pri izračunu referenčnih vrednosti izkoristka upošteva naslednja načela: med sabo se lahko primerja le naprave, ki za delovanje uporabljajo isti primarni vir energije; za primerjavo z ločeno proizvodnjo se

¹ Za podrobnejši opis direktiv in uredb glej Hrovatin & Zorič (2011).

upoštevata najbolj učinkovito in ekonomsko upravičljivo tehnologijo, ki je na trgu. Določanje prihrankov primerne energije SPTE-naprave glede na ločeno proizvodnjo električne energije in toplote je predstavljeno v poglavju 2.4.1 z enačbo 5.

Usmeritve SPTE-direktive je Republika Slovenija prenesla v svojo zakonodajo leta 2008 s spremembami in dopolnitvami Energetskega zakona (Zakon o spremembah in dopolnitvah energetskega zakona, Ur.l. RS, št. 70/2008, v nadaljevanju EZ-C).

Po tem zakonu ministrstvo, pristojno za okolje, izvaja tudi naslednje naloge, ki so pomembne za SPTE-naprave:

- izvaja programe za spodbujanje učinkovite rabe energije in izrabe obnovljivih virov energije;
- pripravlja predloge in izvaja državno spodbujanje učinkovite rabe energije in obnovljivih virov energije;
- pripravlja predloge ustreznih predpisov, ki spodbujajo učinkovito rabo energije in izrabo obnovljivih virov energije;
- spremlja energetska učinkovitost in realizacijo varčevalnih potencialov in izrabe obnovljivih virov ter s tem povezano zmanjšanje obremenitev okolja.

EZ-C narekuje, da stroške morebitnih ojačitev in sprememb omrežij za distribucijo in prenos električne energije, ki so potrebni zaradi priklopa elektran na obnovljive vire energije in sproizvodnje, krijejo sistemski operaterji omrežij. Pri manjših proizvodnih virih, ki v omrežje oddajajo majhen električni tok ojačitve distribucijskega omrežja, navadno niso potrebne.

1.2.1 Zakonodajni instrumenti spodbujanja sproizvodnje toplote in električne energije v EU in Sloveniji

SPTE-direktiva predstavlja zakonsko osnovo spodbujanja visoko učinkovite SPTE. Direktiva dopušča, da države članice na nacionalni ravni uporabljajo različne podporne mehanizme, vključno z investicijskimi pomočmi, davčnimi oprostitvami ali olajšavami, zelenimi certifikati in neposrednimi programi zaščitnih cen. V direktivi ni podanih nobenih smernic za sinhronizacijo podpornih mehanizmov, namenjenih spodbujanju OVE in SPTE. Tako so države članice samostojno in ne konsistentno urejale področje spodbud visoko učinkovite SPTE, kar je med državami članicami privedlo do raznovrstnih oblik mehanizmov podpor, ki pa jih med sabo težko primerjamo. Poleg tega je v določenih državah članicah prišlo do združevanja podpor, namenjenih OVE in SPTE, ki kot primarni vir uporabljajo fosilna goriva in tako niso obnovljivi vir, temveč le zagotavljajo prihranke primarne energije zaradi visoke učinkovitosti. V Sloveniji tako področje zbiranja prispevkov za delovanje podorne sheme ureja enotna uredba – Uredba o načinu določanja in obračunavanja prispevkov za zagotavljanje podpor proizvodnji električne energije v

soproizvodnji z visokim izkoristkom in iz obnovljivih virov energije (Ur.l. RS, št. 36/2014). Upravičenost do podpore urejata dve ločeni uredbi, in sicer Uredba o podporah električni energiji, proizvedeni iz OVE (Ur.l. RS, št. 37/09, 53/09, 68/09, 76/09, 17/10, 94/10, 43/11, 105/11, 43/12, 90/12, 17/14 - EZ-1) in Uredba o podporah električni energiji, proizvedeni v soproizvodnji toplote in električne energije z visokim izkoristkom (Ur.l. RS, št. 37/09, 53/09, 68/09, 76/09, 17/10, 81/10, 17/14 - EZ-1).

V večini odprtih trgov so za povečevanje deleža proizvedene električne energije iz SPTE potrebni podporni mehanizmi. Države članice imajo edinstvene pristope podpore. V nadaljevanju so predstavljeni najbolj pomembni mehanizmi podpor znotraj EU. Na koncu poglavja so za Slovenijo bolj natančno predstavljeni vsi možni mehanizmi podpore.

Obstoječi mehanizmi podpore za SPTE-naprave, ki jih definira EU, se delijo na cenovno in kvantitativno orientirane spodbude (Haas, et al., 2004, str. 834), kar je povzeto v Tabeli 1.

Tabela 1: Vrste podpornih mehanizmov

Cenovno orientirani	Kvantitativno orientirani
<ul style="list-style-type: none"> - fiksne zagotovljene odkupne cene - fiksne premije - krediti s subvencionirano obrestno mero - davčni krediti - subvencije investicij 	<ul style="list-style-type: none"> - sistem ponudb za investicijske podpore - sistem ponudb za dolgoročne pogodbe - sistem trgovanja z zelenimi certifikati

Vir: Haas et al., How to promote renewable energy systems successfully and effectively, 2004, str. 834.

1.2.1.1 Cenovno orientirani mehanizmi podpore

Proizvajalci dobivajo finančno podporo v obliki subvencije glede na kW inštalirane električne moči oziroma dobijo plačilo za proizvedeno in prodano kWh električne energije. Glavne strategije cenovno orientiranih mehanizmov podpore v EU so (Agencija za prestrukturiranje energetike d.o.o., 2007, str. 3):

- strategije s poudarkom na investicijah: finančne podpore so podane kot subvencije pri investicijah, okoljski krediti z nižjimi obrestnimi merami ali davčni krediti (večinoma na enoto proizvodne kapacitete);
- strategije s poudarkom na proizvodnji: finančno podporo predstavlja fiksno določena in zagotovljena odkupna cena ali premija – plačilo na enoto proizvedene energije, ki jo

mora vladna organizacija, distributer elektrike ali dobavitelj zakonsko plačati za zeleno elektriko, ko jo odkupi od upravičenih proizvajalcev.

Medtem ko je fiksna zagotovljena cena v celoti stalna, je premija dodatek na tržno ceno električne energije. Za proizvajalca zelene elektrike je celotna cena v sistemu premije manj predvidljiva od fiksne zagotovljene cene, saj je odvisna od spreminjajoče se tržne cene elektrike. V osnovi lahko tak mehanizem, ki odseva eksterne stroške konvencionalne proizvodnje elektrike, vzpostavi konkurenco na trgu elektrike med obnovljivimi in konvencionalnimi viri energije. Iz perspektive tržnega razvoja je prednost teh shem to, da omogočajo SPTE lažje konkuriranje na trgu, če njihovi produkcijski stroški padejo pod ceno elektrike in premijo. Če je premija določena na pravem nivoju (teoretično enaka eksternim stroškom konvencionalnih virov), omogoča SPTE-napravam, da konkurirajo konvencionalnim virom, brez da bi vlada določala kvote. Skupaj s pravim obdavčenjem konvencionalnih virov energije v skladu z njihovim vplivom na okolje je dobro osnovan sistem fiksnih premij teoretično najučinkovitejši pri internalizaciji eksternih stroškov. V praksi je pravo višino premije težko oceniti, temelji na ocenjenih produkcijskih stroških, kompleksnih političnih odločitvah in različnih pogledih ter državnih preferencah (Agencija za prestrukturiranje energetike d.o.o., 2007, str. 3).

1.2.1.2 Kvantitativno orientirani mehanizmi podpore

Želen nivo proizvodnje in tržni preboj SPTE je določen s strani vlade. Najpomembnejši kvantitativni mehanizmi podpore so (Agencija za prestrukturiranje energetike d.o.o., 2007, str. 3):

- ponudbeni sistemi: izdajo se razpisi za določene količine proizvodnih kapacitet. Konkurenca med ponudniki vodi do pogodb, ki bodo prejemale zagotovljeno tarifo za neko določeno obdobje;
- sistemi trgovanja s certifikati – v Evropi bolj znani kot *Tradable Green Certificates* (v nadaljevanju TGC) – delujejo sledeče: proizvajalci, distributerji so obvezani za dobavo/nakup določenega odstotka zelene elektrike. Na dan posla morajo oddati zahtevano število certifikatov, s čimer dokažejo, da ravnajo po predpisih. Vpleteni v trgovanje pridobijo certifikate na tri načine:
 - iz lastne proizvodnje zelene elektrike;
 - z nakupom zelene elektrike in z njo povezanih certifikatov drugih proizvajalcev;
 - z nakupom certifikatov brez vnaprejšnjega nakupa dejansko proizvedene zelene elektrike, torej nakup certifikatov, s katerimi se trguje neodvisno od elektrike.

V nadaljevanju je natančneje predstavljeno nekaj najbolj pogosto uporabljenih cenovno in kvantitativno orientiranih spodbud.

1.2.1.3 Sistem fiksnih zagotovljenih odkupnih cen

Sistem fiksnih zagotovljenih odkupnih cen (v nadaljevanju FIT) predstavlja na osnovi proizvedene energije neposredno podporo SPTE-napravam. Upravljalci SPTE-naprave dobijo podporo za vsako proizvedeno kWh električne energije. Najpogosteje je višina podpore opredeljena kot delež cene električne energije oz. je indeksirana glede na stroške goriva. Podporni mehanizem FIT se izvaja večinoma v kombinaciji z obveznostjo operaterja distribucijskih omrežij o prevzemu vse nastale električne energije iz SPTE po trenutno tržnih cenah. Stroški izvajanja podpore se običajno prenesejo na končnega potrošnika. FIT na trgu izboljšuje konkurenčni položaj SPTE-naprav in tako spodbuja nove naložbe. Tako podporni mehanizem fiksnih zagotovljenih odkupnih cen zagotavlja stroškovno učinkovito spodbujanje energetske učinkovitosti in prihrankov emisij toplogrednih plinov. Z vidika operaterja SPTE-naprave FIT povečuje ekonomsko upravičljivost investicij, povečuje varnost in zagotavlja predviden denarni tok. To prispeva k zmanjšanju tveganja in izboljša donosnost (Uran & Krajcar, 2009, str. 844).

1.2.1.4 Sistemi trgovanja s certifikati

Sistem trgovanja s certifikati je tržni mehanizem, ki upravljavcem SPTE-naprav zagotavlja dodaten prihodek. Sistem temelji na osnovi obvez dobaviteljev energije o dobavi določene količine električne energije z zagotovljenimi prihranki primarne energije. V številnih sistemih trgovanja s certifikati predstavljajo prihranki primarne energije, zagotovljene s SPTE, merilo za druge proizvodne vire. Za dobavljeno električno energijo lahko vlada letno prilagaja obveze o prihrankih primarne energije. Za zagotovljene prihranke se s strani neodvisne institucije izdajo certifikati, s katerimi se dokazujejo o doseženih prihrankih primarne energije. To pomeni, da je vsak certifikat edinstven in sledljiv in zagotavlja lastninsko pravico nad točno določeno količino prihrankov. S certifikati je mogoče trgovati na trgu. Dobavitelji električne energije, ki morajo izpolnjevati obveze o prihrankih, lahko bodisi vlagajo v nove vire, ki zagotavljajo prihranke, ali pa na trgu od tretjih oseb kupijo potrebno število certifikatov. Na osnovi ponudbe in povpraševanja se generira cena certifikatov. Prednost tega sistema je, da spodbuja akterje k iskanju najučinkovitejšega in najbolj stroškovno ugodnega načina zagotavljanja prihrankov primarne energije. Sistem trgovanja s certifikati je kot možen pristop za povečevanje energetske učinkovitosti potrjen s strani Evropske komisije (Bertoldi & Huld, 2006, str. 214; Agencija za prestrukturiranje energetike, d.o.o., 2007, str. 6).

1.2.1.5 Investicijske podpore

Nekatere države članice EU spodbujajo SPTE-proizvodnjo z investicijskimi podporami za nove naprave ali pa za obnovo obstoječih SPTE-naprav. Cilj teh podpor je znižati naložbene vrednosti SPTE-naprav in tako spodbuditi dodatne investicije. Za pridobitev

investicijske podpore morajo SPTE-naprave izpolnjevati določena merila. Tako morajo investitorji za pridobitev investicijske podpore v določenih državah predhodno dokazovati predvidene prihranke primarne energije ali zmanjšanje ravni emisij toplogrednih plinov. Višina investicijske podpore, ki jo lahko dobi investitor, je pogosto odvisna od priključne električne moči in od predvidenega letnega števila obratovalnih ur. Zaradi konstantnega razvoja tehnologije SPTE-naprav in trga je potrebno višino podpore redno pregledovati in po potrebi popravljati.

1.2.1.6 Fiskalne podpore

Fiskalne podpore za naložbe v SPTE-obrate so na splošno v dveh različnih oblikah. Eno izmed možnih fiskalnih podpor predstavlja prednostna obravnava pri določanju višine trošarin uporabljenih goriv ali proizvedene električne energije. V nekaterih državah, vključno s Slovenijo, so SPTE-naprave upravičene do vračila trošarin. Drugo vrsto fiskalnih podpor predstavljajo tako imenovana pospešena amortizacija za nove SPTE-naprave. Ta ima zaradi zmanjšanja davka od dobička v prvih letih investicije posreden učinek na donosnost. Fiskalne podpore znižujejo tveganja in povečujejo finančno privlačnost naložb. Določene države članice zahtevajo za odobritev fiskalne podpore izpolnjevanje določenih meril učinkovitosti oz. drugih kriterijev. Prednost izvajanja fiskalnih spodbud je majhna potreba po administrativni vključenosti (Westner & Madlener, 2010, str. 7913).

1.2.1.7 Trgovanje z emisijskimi kuponi

SPTE-naprave z toplotno močjo, večjo od 20 MW, so dolžne sodelovati v sistemu trgovanja z emisijami (ETS). Sistem trgovanja z emisijami je bolj podrobno predstavljen v poglavju 1.4. Spodbujanje investicij v SPTE-naprave je mogoče posredno, in sicer preko dodeljevanja brezplačnih pravic do emisij. Razdelitev emisijskih kuponov poteka na podlagi nacionalnih načrtov, zato so lahko med državami članicami velike razlike v obsegu dodeljenih kuponov SPTE-napravam. Načeloma obstaja več možnosti dodeljevanja emisijskih kuponov SPTE-napravam (Westner & Madlener, 2010, str. 7912):

- emisijski kuponi se dodelijo samo za prihranjene emisije toplogrednih plinov;
- količina brezplačno dodeljenih emisijskih kuponov se določi na podlagi proizvedene električne energije, obravnavane SPTE-naprave;
- upravljalci SPTE-naprav brezplačno dobijo emisijske kupone za proizvedeno toploto SPTE-naprave. Za proizvedeno električno energijo morajo zagotoviti emisijske kupone;
- upravljavci naprav brezplačno dobijo emisijske kupone za vse sproščene emisije med delovanjem naprave.

1.2.1.8 Primeri podpornih mehanizmov za SPTE v EU

Zgoraj opisani mehanizmi podpor se uporabljajo v različnih izvedbah znotraj EU-27. Tabela 2 podaja pregled posameznih mehanizmov znotraj držav članic. V nadaljevanju bo predstavljen podrobnejši opis mehanizmov podpore za SPTE, ki veljajo v Sloveniji.

Tabela 2: Pregled podpor med državami članicami EU

Država	Fiskalna podpora	FIT	Emisijski kuponi	Investicijska podpora
Avstrija	✓	✓		
BE – Flandrija			✓	
Bolgarija		✓		
Ciper				
Češka		✓		
Danska				
Estonija				
Finska				✓
Francija		✓		
Nemčija		✓		
Grčija	✓	✓		
Madžarska		✓		
Irska				
Italija	✓	✓		✓
Latvija		✓		
Litva		✓		
Luksemburg	✓			
Malta	✓			
Nizozemska	✓	✓		✓
Poljska			✓	
Portugalska				✓
Romunija		✓		✓
Slovaška		✓		
Slovenija	✓	✓		✓
Španija	✓	✓		
Švedska				✓
Velika Britanija	✓	✓		✓

Vir: G. Westner & R. Madlener, *The benefit of regional diversification of cogeneration investments in Europe: A mean variance portfolio analysis*, 2010, str. 7913.

1.2.1.9 Podporni mehanizmi za SPTE v Sloveniji

Za namen povečevanja deleža obnovljivih virov energije in učinkovite rabe je Slovenija uvedla različne ukrepe. Največji vpliv na razvoj SPTE ima FIT-podporna shema. Poleg tega ukrepa so upravljavci SPTE-naprav na fosilna goriva upravičeni do fiskalnih podpor – vračila trošarin in dajatev. Kot investicijske spodbude so tovrstnim investicijam namenjeni krediti z nizko obrestno mero in nepovratna finančna sredstva za spodbujanje učinkovite rabe energije (URE), ki jih izvajajo družbe za trgovanje z energijo. Tabela 3 prikazuje možnosti spodbud za URE v Sloveniji.

Tabela 3: Prikaz podornih mehanizmov v Sloveniji

Podorni mehanizmi SPTE-proizvodnje v Sloveniji		
FIT	Fiskalna podpora	Investicijska podpora
Uredba o podporah električni energiji, proizvedeni v sproizvodnji toplote in električne energije z visokim izkoristkom Ur.l. RS, št. 17/14	Zakon o trošarinah Ur.l. RS, št. 97/10 Uredba o okoljski dajatvi za onesnaževanje zraka z emisijo ogljikovega dioksida Ur.l. RS, št. 47/2013	Subvencionirane obrestne mere Finančne spodbude za investicije v URE

Skladno z EZ je parlament sprejel podzakonski akt – Uredbo o podporah električni energiji, proizvedeni v sproizvodnji toplote in električne energije z visokim izkoristkom (Ur.l. RS, št. 37/09). Uredba določa, katere tehnologije lahko prejemajo podporo, razvršča proizvodnje naprave glede na velikostne razrede in letne obratovalne ure, način določanja referenčnih stroškov in zagotovljenega odkupa ter določa pogoje in način za pridobitev podpore.

Glede na nazivno električno moč proizvodne naprave se po tej uredbi delijo na mikro razred z nazivno močjo do 50 kW in na velike naprave z nazivno močjo do 200 MW. Obratovalni režim naprav za sproizvodnjo toplote in električne energije je razdeljen v dve skupini. V prvi skupini so SPTE-naprave, ki na letni ravni obratujejo do 4.000 ur in so namenjene predvsem zagotavljanju toplote, potrebne za ogrevanje. V drugi skupini so SPTE-naprave, ki obratujejo več kot 4.000 ur in so namenjene predvsem zagotavljanju tehnološke toplote. Ta razdelitev vpliva tudi na višino dodeljene podpore.

Poglavitno vlogo pri podporni shemi ima metodologija določanja referenčnih stroškov sproizvodnje z visokim izkoristkom. Metodologija temelji na določanju celotnih letnih stroškov obratovanja proizvodnih naprav SPTE. Določeni so prihodki, koristi enot, glavni tehnološki in obratovalni parametri enot, investicijski in obratovalni stroški ter stroški goriva. Referenčne stroške se določi kot razliko med letnimi stroški in prihodki, ki se deli z letno proizvedeno količino električne energije. Referenčne stroške se deli na nespremenljivi del (anuiteta investiranega kapitala in ostali fiksni stroški) in spremenljivi del (razlika med stroškom goriva, prihodki od toplote in drugih koristi). Določanje referenčnih stroškov temelji na ekonomskem modelu z desetletno amortizacijsko dobo, 12-odstotno diskontno stopnjo ter predpisanimi stroški obratovanja in vzdrževanja, ceno goriva ter prihodki in koristmi (Ministrstvo za gospodarstvo, 2009).

Za pridobitev podpor o obratovanju mora proizvajalec predhodno pridobiti deklaracijo in potrdilo o izvoru. Pridobivanje deklaracije in potrdil o izvoru ureja Uredba o izdaji deklaracij za proizvodne naprave in potrdil o izvoru električne energije (Ur.l. RS, št. 17/14 – EZ-1). Deklaracija za proizvodno napravo je odločba, ki jo izda Agencija za energijo proizvajalcu električne energije za posamezno napravo za proizvodnjo električne energije, s katero se potrjuje, da proizvodna naprava izpolnjuje pogoje, predpisane za soproizvodnjo z visokim izkoristkom. Potrdilo o izvoru je listina, ki dokazuje, da je določena količina električne energije proizvedena v soproizvodnji z visokim izkoristkom (Ur.l. RS, št. 17/14 – EZ-1).

Uredba predvideva dve obliki podpore, tako da se lahko upravičenec odloča med možnostjo pridobitve:

- zagotovljenega odkupa (ZO) električne energije, kjer Center za podpore skladno z uredbo odkupi vso proizvedeno električno energijo ali
- obratovalne podpore (OP), kjer upravičenec pridobi finančno pomoč za proizvedeno električno energijo, le-to pa prodaja na trgu ali pa jo porabi kot lasten odjem.

Proizvodnja električne energije je v SPTE-napravah upravičena do finančne podpore le v primeru, ko stroški proizvodnje presegajo ceno, ki jo je zanjo mogoče doseči na trgu. Podpore električni energiji iz proizvodnih naprav s SPTE se izvajajo kot zagotovljeni odkup ali kot obratovalna podpora. V primeru zagotovljenega odkupa center za podpore Borzen odkupi vso energijo. Proizvajalci, ki nastalo električno energijo prodajo prosto na trgu, so upravičeni le do obratovalne podpore. Podpora za SPTE-naprave na fosilna goriva se dodeli za dobo desetih let.

V sklopu podpornih mehanizmov, s katerimi Slovenija spodbuja SPTE, so tudi fiskalne spodbude. Skladno z Zakonom o trošarinah (Ur.l. RS, št. 97/10), kjer je določeno, da se ne plačuje trošarina za energent, ki se porabi za proizvodnjo električne energije ter skupno proizvodnjo toplotne in električne energije – soproizvodnjo. Višina trošarine se spreminja z Uredbo o spremembi Uredbe o določitvi zneska trošarine za energente (Ur.l. RS, št. 31/2014), kjer je nazadnje določena trošarina za zemeljski plin z vrednostjo 0,092 EUR/Sm³.

Poleg vračila trošarine je SPTE na zemeljski plin po Uredbi o okoljski dajatvi za onesnaževanje zraka z emisijo ogljikovega dioksida (Ur.l. RS, št. 47/2013) upravičena tudi do oprostitve plačila okoljske dajatve zaradi emisij CO₂. SPTE je oproščena dajatve v vrednosti 0,0144 EUR na kg emitiranega CO₂.

Med investicijske podpore spadajo predvsem razni krediti s subvencionirano obrestno mero, ki jih dodeljuje Eko sklad – Slovenski okoljski sklad. Subvencionirana obrestna mera se skladno z evropsko zakonodajo o dvojnem subvencioniranju ne obravnava kot

subvencija, zato ne prihaja do znižanja podpor električni energiji. Pod okriljem Ministrstva za kmetijstvo in okolje so letno razpisana sredstva, namenjena razvoju podeželja, kjer je mogoče za investicije v OVE in URE pridobiti nepovratno subvencijo. Ti razpisi so zaradi specifičnih omejitev manj primerni za podjetja. V primeru prejema investicijskih podpor se upravičencu skladno z navodili o preprečevanju dvojnega subvencioniranja zniža podpora za električno energijo. Višina znižanja podpore za proizvedeno električno energijo je določena z Uredba o podporah električni energiji, proizvedeni v soproizvodnji toplote in električne energije z visokim izkoristkom (Ur.l. RS, št. 37/09). Zakonska podlaga za podporo investicij v URE, ki jih izvajajo družbe za trgovanje z energijo, je Energetski zakon (Ur.l. RS, št. 17/14). Nepovratna subvencija v URE navadno ni namenjena investicijam v SPTE, ampak povečevanju energetske učinkovitosti, kar bi glede na obravnavano temo lahko bili absorpcijski hladilniki.

1.2.2 Zakonodajna ureditev decentralizirane proizvodnje energije

Zakonodajna podlaga decentralizirane proizvodnje (v nadaljevanju DP) predstavlja več evropskih direktiv, ki so osredotočene na tehnična, ekonomska ali regulatorna področja trga električne energije (Tabela 4).

Tabela 4: Evropske direktive z direktnim vplivom na razvoj DP

Direktiva 2009/72/ES				
<ul style="list-style-type: none"> - Definiranje DP - Prednostni prevzem el. energije iz OVE in SPTE - Načrtovanje distribucijskih omrežij - Nadzor nad kriteriji za priklop DP 		<ul style="list-style-type: none"> - Ločevanje prenosa - Zagotovljen dostop tretji strani - Nadaljnja reorganizacija sektorja - Uvajanje pametnih merilcev 		
Glavne direktive z vplivom na uvajanje DP				
Dir. 2009/28/ES Spodbujanje uporabe energije iz OVE	Dir. 2002/91/ES Podpora tehnologiji DP (SPTE v stavbah)	Dir. 2003/55/ES Spodbujanje za proizvodnje iz plina	Dir. 2004/8/ES Reguliranje električnih omrežij in Spodbude za SPTE	Dir. 2005/89/ES Spodbujanje energetske učinkovitosti, upravljanje s povpraševanjem, OVE in DP
Ostale direktive z neposrednim z vplivom na uvajanje DP				
Dir. 2001/80/ES Omejevanje onesnaževanja večjih elektrarn	Dir. 2003/87/ES, Dir. 2004/101/ES Shema za trgovanje z emisijami toplogrednih plinov	Dir. 2003/96/ES Davčno spodbujanje OVE, SPTE in ostale manjše aplikacije	Dir. 2006/32/ES Spodbujanje učinkovite končne rabe energije	

Vir: Ferreira et al., *Distributed generation and distribution market diversity in Europe*, 2011, str. 5563.

Direktiva 2009/72/ES (Ur.l. EU, št. 211/55), ki je del tretjega energetskega paketa, predstavlja osnovno zakonodajno podlago DP. Direktiva opredeljuje definicijo distribuirane proizvodnje in določa uporabo načela sorazmernosti v postopku pridobivanja dovoljenja za priklop. Pri razvoju DP, temelječe na OVE in SPTE, se v ospredje postavlja zanesljivost oskrbe, kar vpliva tudi na optimalen razvoj distribucijskih omrežij in delovanje operaterjev distribucijskega omrežja, ki morajo vzdrževati in razvijati zanesljiv, varen in učinkovit distribucijski sistem (Ferreira et al., 2011, str. 5563).

Direktiva 2006/32/ES (Ur.l. EU, št. 114/64) o spodbujanju učinkovite rabe končne energije se osredotoča na energetske učinkovitost in z namenom spodbujanja energetske učinkovitosti zapoveduje javnemu sektorju izvajanja meritev porabe energije. Direktiva postavlja tudi cilje o privarčevani energiji. Do leta 2016 naj bi privarčevali 9 odstotkov energije, do leta 2020 se naj bi ta prihranek povečal na 20 odstotkov (Ferreira et al., 2011).

Za doseg ciljev »Proti nizkoogljični prihodnosti« je EU predstavila dokument Evropski strateški načrt za energetske tehnologije in Investicije v razvoj nizkoogljičnih tehnologij. Med ključnimi tehnološkimi izzivi za naslednjih deset let je oblikovanje skupnega fleksibilnega evropskega omrežja, ki je sposoben delovati v primeru izrazite razširitve OVE in DP. Cilj strateškega načrta je, da bo do leta 2020 kar 50 odstotkov evropskega omrežja sposobno vključevati OVE in delovati po načelih pametnih omrežij z učinkovitim usklajevanjem ponudbe in povpraševanja na notranjem trgu (Ferreira et al., 2011, str. 5562).

Cilj SPTE-direktive in Direktive 2009/28/ES o spodbujanju uporabe energije iz OVE (Ur.l. EU, št. 140/16) je širitev različnih tehnologij DP. Obe se nanašata na električna omrežja in proizvodnjo energije iz OVE in SPTE. Prva direktiva omogoča in spodbuja dostop do omrežja za električno energijo, proizvedeno iz visoko učinkovite SPTE. Druga direktiva (Ur.l. EU, št. 140/16) utrjuje koncept priključitve in prioriteta dostopa. Poleg tega direktiva narekuje potrebo po razvoju prenosne in distribucijske infrastrukture, energetske učinkovitosti, pametnih omrežij in sistemov za shranjevanje energije. Na osnovi Direktive 2009/28/ES je Slovenija pripravila podporni mehanizem spodbujanja proizvodnje električne energije iz OVE in SPTE.

1.3 Razvoj okoljske politike v boju zoper globalno segrevanje

Prvi in doslej najpomembnejši korak v mednarodnem boju proti podnebnim spremembam je bila predstavitev Kjotskega protokola decembra 1997 s strani Okvirne konvencije Združenih narodov o podnebnih spremembah (v nadaljevanju UNFCCC), ki ga je podpisalo več kot 150 držav. Ta podpisnice zavezuje k ukrepom za zmanjšanje svetovnega segrevanja, ki je posledica izpustov toplogrednih plinov (Program Združenih narodov za klimatske spremembe, 2007). Cilj konvencije je bil, da bi se koncentracija toplogrednih

plinov v atmosferi stabilizirala na stopnjo, pri kateri bi se lahko izognili nevarnim človeškim vplivom na klimatski sistem (Beattig, Brander, & Imboden, 2008, str.478).

Z namenom doseganja zastavljenih ciljev po Kjotskem protokolu je poleg državnih ukrepov omogočena tudi uporaba fleksibilnih mehanizmov zmanjševanja izpustov toplogrednih plinov. V Kjotskem protokolu so opredeljeni trije fleksibilni mehanizmi (Cirman, Domadenik, Koman, & Redek, 2009, str. 32; Lohmann, 2009, str. 504; MacKenzie, 2009, str. 445):

- trgovanje z emisijami;
- mehanizem čistega razvoja;
- projekti skupnega izvajanja.

1.3.1 Trgovanje z emisijami

Čeprav se sheme za trgovanje z emisijami razlikujejo po državah ali panogah, v osnovi vse temeljijo na principu trgovanja s pokrovom (Braun, 2009, str. 470). V takšni shemi regulator določi pokrov kot največjo možno agregatno količino emisij, ki jih nato onesnaževalcem v obliki kuponov (angl. *allowances*) razdeli ali proda na javni dražbi. Po koncu obdobja morajo onesnaževalci regulatorju oddati dodeljene oz. kupljene kupone, sorazmerno z njihovimi izpusti emisij. Če so emisije večje od dodeljenih kuponov, lahko te dokupijo na trgu (če odgovarjajočih kuponov nimajo, jih regulator kaznuje). Če so emisije manjše od dodeljenih kuponov, lahko presežne kupone na trgu prodajo (Braun, 2009, str. 470).

1.3.2 Mehanizem čistega razvoja

Mehanizem čistega razvoja temelji na predpostavki, da se lahko globalne emisije v nerazvitih državah zmanjšajo s precej nižjimi stroški kot v razvitih državah (MacKenzie, 2009, str. 443). Investitor dobi pravico, da v matični državi zniža emisije za vrednosti, ki so nastale z investicijo. Čeprav se s tem emisije ne znižujejo neposredno v državi, ki je pri tem projektu sodelovala, je mehanizem smiseln, saj je problem povečevanja emisij toplogrednih plinov globalen problem in se lahko rešuje le na takšni ravni (MacKenzie, 2009, str. 451).

1.3.3 Projekti skupnega izvajanja

Projekti skupnega izvajanja omogočajo industrializiranim državam skupaj z ostalimi industrializiranimi ali tranzicijskimi državami izvajanje skupnih projektov zniževanja emisij. Tako lahko država s projektov v drugi državi delno izpolni zastavljene cilje. Na podlagi tega mehanizem omogoča izdajanje certifikatov v obliki zmanjšanja emisij, s

katerimi se lahko prosto trguje. Zmanjševanje emisij se knjiži državi, ki je izvedla investicijo (Hack, 2011).

1.3.4 Sistem trgovanja z emisijami toplogrednih plinov v EU

Skladno s Kjotskim protokolom se je EU leta 2001 odločila uvesti trgovalno shemo z emisijami (angl. *International Emissions Trading* – IET). Evropski parlament je sprejel Direktivo o vzpostavitvi sistema za trgovanje s pravicami do emisije toplogrednih plinov v Skupnosti (Direktiva 2003/87/ES, Ur.l. EU, št. 257/32), ki naj bi znotraj Evropske trgovalne sheme (EU-ETS) ekonomsko učinkovito dolgoročno zmanjševala TGP za okoli 70 odstotkov glede na bazno leto 1990. Sistem trgovanja se je skozi čas nadgrajeval (Dietmar, 2007; European Commission, 2008), zato je razdeljen v več faz:

- prvo trgovalno obdobje od 2005 do 2007;
- drugo trgovalno obdobje od 2008 do 2012;
- tretje trgovalno obdobje od 2013 do 2020.

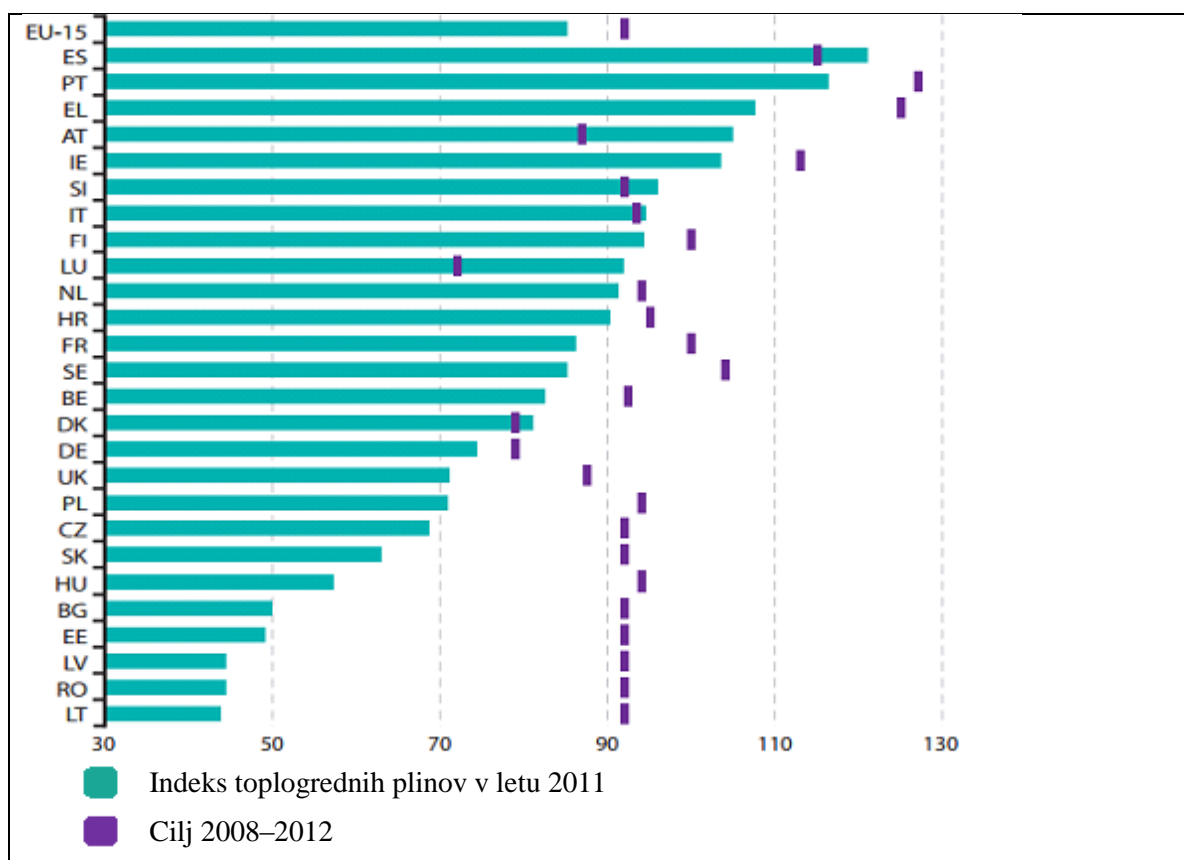
Na osnovi sprejete Direktive o vzpostavitvi sistema za trgovanje s pravicami do TGE je bila leta 2005 ustanovljena ETS, ki temelji na principu trgovanja s pokrovom (angl. *cap and trade*), kjer se lahko določi končna količina emisij. Razdelitev emisijskih kuponov poteka na ravni članic v okviru zastavljenih ciljev Evropske komisije (Ellermann, Joskow, & Harrison, 2003). V EU ETS je bilo vključenih 12.000 večjih onesnaževalcev, kar predstavlja približno 46 odstotkov vseh emisij, ki nastanejo v Evropski uniji (Hack, 2011). Na podlagi državnega razdelitvenega načrta (v nadaljevanju NAP) je Slovenija z Odlokom o državnem načrtu razdelitve emisijskih kuponov za obdobje od 2008 do 2012 brezplačno razdelila kupone 96 podjetjem, ki so odgovorni za 41,6 odstotkov vseh emisij toplogrednih plinov v RS (Ur.l. RS, št. 42/2007 in 70/07).

Za razliko od prvega trgovalnega obdobja je Evropska komisija v drugem trgovalnem obdobju razdelitve manjših količin emisijskih kuponov. V Sloveniji je bilo v drugem trgovalnem obdobju dodeljenih 5,7 odstotkov manj kuponov. V letu 2013 je bilo emitiranih že 40 odstotkov vseh kuponov v obliki dovolilnic, ki jih komisija proda na osnovi javnih dražb. To je dvakrat več, kot je bilo predvideno za tretje trgovalno obdobje, ki traja od 2013 do 2020.

Cena emisijskih kuponov je v prvem trgovalnem obdobju sistema EU-ETS dosegla 30 EUR/t. Od leta 2008 je do 2014 ta cena padla na manj kot 5 EUR/t. Zaradi nizke cene kuponov je sistem EU-ETS izgubil vpliv na zmanjševanje emisij. Nizka cena emisijskih kuponov nima velikega vpliva na končno ceno električne energije. Vztrajno padanje cen električne energije je posledica nižje gospodarske aktivnosti in vedno več proizvedene električne energije iz OVE, predvsem vetrne in sončne energije (Koch, Fuss, Grosjean, & Edenhofer, 2014, str. 676).

EU je bremena zniževanja emisij razdelila med članicami na podlagi ekonomskih značilnosti držav. Tako bi Slovenija morala v obdobju 2008–2012 znižati emisije za 8 odstotkov glede na izhodiščno leto 1990. Medtem pa so države, kot so Španija, Portugalska, Irska, lahko povečale emisije. Eurostat (2012, str. 140) v svojem poročilu za leto 2011 navaja 11-odstotno znižanje emisij toplogrednih plinov glede na izhodiščno leto 1990. Od leta 1990 so emisije v letu 2011 dosegle najnižjo raven. Trend nadaljevanja padanja emisij se nadaljuje od leta 2004. Slika 2 prikazuje indeks rasti in padanja emisij toplogrednih plinov držav EU-15 za obdobje 2008–2012.

Slika 2: Indeks emisij v letu 2011, primerjan s Kjoto cilji za obdobje 2008–2012



Vir: Eurostat, *Energy, transport and environment indicators*, 2012, str. 141.

Z ozirom na izhodiščno leto so emisije toplogrednih plinov v EU-15 do leta 2011 zmanjšale za 15 odstotkov. Nekatere vzhodnoevropske države poročajo o največjem zmanjšanju emisij glede na izhodiščno leto: Latvija in Litva (56 %), Romunija (50 %), Estonija (48 %) in Bolgarija (40 %). Vendar je njihov delež v celoti proizvedenih emisij majhen, zato ti prispevki prinesejo malo k skupnemu zmanjšanju emisij v EU. Nasprotno pa države, kot so Španija (24 %), Portugalska (15 %) in Grčija (10 %), poročajo o rasti emisij (Eurostat, 2012). Prav tako Slovenija ni dosegla zastavljenih ciljev iz Kjotskega protokola za obdobje 2008–2011.

Pogajanja za tretje obdobje 2013–2020 (postkjoto) še niso končna, zato tudi še ni sprejetih zavezujočih ciljev. EU je v okviru podnebno-energetskega zakonodajnega paketa sprejela cilje, ki zavezuje države članice k 20-odstotnemu (v določenih primerih tudi 30-odstotnemu) znižanju emisij toplogrednih plinov do leta 2020 (Ministrstvo za kmetijstvo, gozdarstvo in prehrano, 2014; Umweltbundesamt, 2009). V oktobru 2014 je Evropski svet sprejel cilje o zmanjšanju emisij toplogrednih plinov do leta 2030. Tako naj bi Evropa ne glede na rezultate pogajanj postkjotskega obdobja zmanjšala emisije toplogrednih plinov za 40 odstotkov do leta 2030 glede na izhodiščno leto 1990 (Evropski svet, 2014).

Po operativnem programu zmanjševanja toplogrednih plinov naj bi Slovenija v obdobju 2008–2012 dosegla zmanjšanje 3.514 kt emisij CO₂. K tem ciljem naj bi SPTE z visokim izkoristkom doprinesla 134 kt emisij CO₂ prihrankov. Od vseh ukrepov naj bi sistem trgovanja s pravicami do emisije toplogrednih plinov prinesel največ prihrankov, in sicer kar 1.215 kt emisij CO₂. Tabela s pregledom ukrepov za doseganje ciljev iz Kjotskega sporazuma je v Prilogi 1.

2 DECENTRALIZIRANA OSKRBA Z ELEKTRIČNO ENERGIJO

V naslednjem poglavju je obravnavan koncept decentralizirane oskrbe z energijo s poudarkom na sproizvodnji toplote in električne energije. V ta namen so predstavljeni različni kazalniki in merila, ki razvrščajo in karakterizirajo SPTE. Predstavljeni so tudi različni obratovalni režimi SPTE-naprav za oskrbo z energijo glede na vrsto prioritete pridobivanja energije.

2.1 Decentralizirana oskrba z električno energijo

Besedna zveza decentralizirana oskrba se v strokovni rabi uporablja za raznovrstne opise. V primeru energetike in v primeru tem, povezanih z energetiko, se decentraliziranost nanaša na progresivno vključevanje v obstoječo elektroenergetsko strukturo večjega števila malih naprav za proizvodnjo električne energije (Lovins, et al., 2002, str. 6; Ackermann, Andersson, & Söder, 2001, str. 195). Drugi uporabljajo izraz decentraliziran za koncept, ki spreminja obstoječi sistem oskrbe z električno energijo in tako predstavlja nov pristop oskrbe z električno energijo (Beckhaus, 2002, str. 2; Pehnt, et al., 2006, str. 293). Enotne definicije decentralizirane oskrbe ni. Večina avtorjev se ob razpravi o pojmu decentralizirane oskrbe osredotoča na centraliziran ali decentraliziran značaj proizvodnih naprav ter na velikost proizvodne naprave.

Decentralizirana oskrba z energijo predstavlja koncept proizvodnje energije, ki temelji na manjših proizvodnih kapacitetah. Ideja decentralizirane proizvodnje ni nova in sega v same začetke proizvodnje električne energije, ko je bil velik delež električne energije proizveden decentralizirano. Današnji elektro-energetski sistem se je v zadnjem stoletju razvil s

povezovanjem manjših decentraliziranih elektrarn v sistem, temelječ na centralizirani proizvodnji (Woldt, 2007, str. 47).

V devetdesetih letih preteklega stoletja se je z željo po zniževanju negativnih vplivov na okolje, tehnološkega napredka in nove energetske politike ponovno obudilo zanimanje za decentralizirano proizvodnjo. Mednarodna energetska agencija (IEA, 2002, str. 20) vidi pet ključnih dejavnikov ponovnega vključevanje decentralizirane proizvodnje v oskrbo z energijo, in sicer dozorelost tehnologije, zmanjševanje potreb po izgradnji novih prenosnih zmogljivosti, zagotavljanje visoko zanesljive oskrbe z energijo, liberalizacijo trga električne energije in vedno večje zavedanje o negativnih vplivih toplogrednih plinov na okolje.

Decentralizirana proizvodnja omogoča hiter odziv na spremembe trga z električno energijo. Na odprtem trgu je pomembna sposobnost fleksibilnega prilagajanja ekonomskemu okolju. DP omogoča v primerjavi z velikimi centralnimi elektrarnami fleksibilnost v več ozirih. DP omogoča režim obratovanja s kratkim zagonskim časom in možnosti hitre nadgradnje. Fleksibilnost omogoča hitre odzive na spreminjanje cene električne energije in tako lahko preprečuje visoko volatilitnost cene (IEA, 2002, str. 38).

Z namenom pokrivanja najvišjih cen električne energije na dnevnem trgu (angl. *spot market*) v tako imenovanem vršnem režimu povečuje obratovanje obseg DP v ZDA. Zaradi razdrobljenosti virov DP se povečuje zanesljivost dobave električne energije, kar se je še posebej izkazalo v ZDA. Zaradi višjih tehnoloških standardov v EU zanesljivost oskrbe ni problematična. Povečevanje povpraševanja po DP v EU temelji predvsem na cilju večje energetske učinkovitost z izrabo nastale toplote (IEA, 2002, str. 48).

Liberalizacija energetskih trgov znižuje investicije in oskrbo prenosnega in distribucijskega omrežja, kar lahko vpliva na zanesljivost oskrbe. Visoka zanesljivost oskrbe z energijo je nujna za kemično industrijo, papirnice, železarne, rafinerije, telekomunikacije itd. Podjetja, občutljiva na zanesljivost oskrbe z energijo, si ne morejo privoščiti izpadov, zato same investirajo v DP z namenom zagotavljanja zanesljivosti oskrbe (IEA, 2002, str. 93; Gouveia, Dias, Martins, & Seixas, 2013). IEA je zanesljivost oskrbe prepoznala kot najpomembnejšo nišno prednost DP. DP lahko zagotavlja otočno delovanje, kar porabniku zagotavlja oskrbo z električno energijo v primeru izpada prenosnega oz. distribucijskega omrežja in tako omogoča nemoteno oskrbo (IEA, 2002, str. 93).

DP lahko zmanjšuje potrebo po povečevanju prenosnih in distribucijskih zmogljivosti zaradi lokalno proizvedene in porabljene električne energije, ki se tako ne oddaja ali odjema iz distribucijskega omrežja. To je mogoče le v primeru, ko je zagotovljen primeren primarni vir energije v zadostnih količinah (Pepermans, 2005, str. 794). IEA (2002, str. 8) ter El-Khattam in Salama (2004) zagotavljajo, da lahko proizvodnja električne energije na

kraju porabe zagotovi prihranek pri prenosu in distribuciji v vrednosti do 30 odstotkov stroškov električne energije. IEA poroča, da so povprečne izgube pri prenosu in distribuciji znotraj OECD članic 6,8 odstotkov. Pepermans (2005, str. 789) ocenjuje, da je mogoče na ta način prihraniti od 10 do 15 odstotkov stroškov s proizvodnjo električne energije.

Priklop DP na distribucijsko omrežje vpliva na stroške distribuiranja. Ti stroški so dveh tipov in so vezani na investicije v omrežja zaradi potreb po ojačitvi prenosnih zmogljivosti in energetske izgube. Na potrebne investicije v distribucijsko omrežje ima največji vpliv razširjenost vključenosti DP v distribucijsko omrežje. Na splošno sistemski operater distribucijskega omrežja (v nadaljevanju SODO) nima koristi od DP, razen v primerih, kjer je razširjenost DP nizka, pod 20 odstotkov. V tem primeru so prednosti za operaterja predvsem v zniževanju izgub energije. Večja razširjenost DP povečuje stroške investicij v ojačevanje omrežij in povečanje izgub električne energije (Joode, Welle, & Jansen, 2007, str 9). Izgube električne energije so posledica dveh različnih vzrokov. Prvi vzrok so komercialne izgube, ki nastajajo zaradi nepravilno vodenih računov in kraj električne energije. Drugi razlog so tehnične izgube pri prenosu in distribuciji, kar ima za posledico povišanja temperature prenosnih vodov. Na izgube električne energije distribucijskih omrežij lahko močno vpliva DP. V primerih majhne razširjenosti DP se izgube znižajo zaradi bližine proizvodnje in porabe električne energije in posledične dolžine omrežja. Po drugi strani pa visoka razširjenost DP povečuje izgube električne energije v primerih, ko je proizvodnja večja od lokalne porabe, takrat mora električna energija teči nazaj v omrežje. Te izgube so odvisne od dela dneva, porabe energije in vračanja viškov energije. Viški oddane električne energije, oddani v distribucijsko omrežje, lahko vplivajo tudi na porast napetosti (Mendez, Rivier, & Gomez, 2006, str. 535).

DP pozitivno vplivajo na večjo varnost dobave energije in na ekonomsko učinkovitost distribucijskih omrežij. DP omogoča nadzorovano proizvodnjo energije, vezano glede na potrebe omrežja in cenovne signale energije, kar lahko znižuje potrebe po investicijah in ojačenju distribucijskih omrežij. DP ima lahko velik prispevek tudi pri uravnavanju napetosti (Meyer, 2007, str. 2; Thong, Driesen, & Belmans, 2007).

2.2 Stanje decentralizirane oskrbe s SPTE v Sloveniji in EU

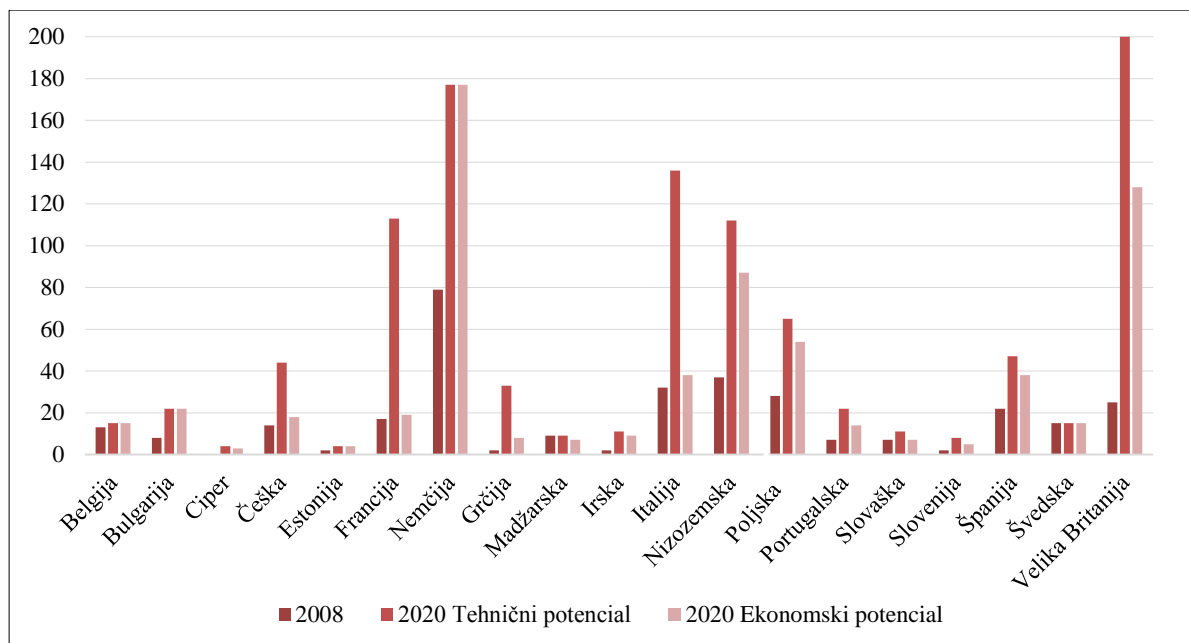
Področje OVE in SPTE na nivoju Evropske unije ni konsistentno urejeno, zato vsaka država članica samostojno pripravlja zakonske podlage. Tako je težko pridobiti natančne podatke, ki se nanašajo na SPTE za posamezno državo članico. V večini primerov države članice združujejo podatke za področje OVE in SPTE.

SPTE-naprave so zaradi visokega skupnega izkoristka prepoznane kot ena izmed možnosti za doseganje zastavljenih ciljev o zniževanju porabe primarne energije. Navkljub Direktivi 2004/8/ES (Ur.l. EU, št. 52/5) o spodbujanju proizvodnje energije iz SPTE in velikemu potencialu prihrankov je v obdobju 2010–2013 proizvodnja električne energije EU iz

SPTE ostala na okoli 11 odstotkih proizvedene električne energije (Cogen Europe, 2014b, str. 1). V Sloveniji je proizvedeno okoli 7,5 odstotka vse električne energije iz SPTE (Eurostat, 2014a). To vključuje tudi proizvedeno električno energijo iz SPTE-naprav na premog. Do leta 2020 naj bi Slovenija proizvedla okoli 9,6 odstotka vse električne energije s SPTE, kar je mogoče doseči s povprečno 2,3-odstotno letno rastjo proizvodnje električne energije s SPTE (Stankeviciute & Riekkola, 2014, str. 92). V obdobju 2004–2008 je proizvodnja električne energije iz SPTE izrazitejše zrasla na Nizozemskem, Švedskem, v Italiji in Nemčiji. Danska je do leta 2010 proizvedla več kot 80 odstotkov vseh potreb po električni energiji s SPTE (Stankeviciute & Riekkola, 2014, str. 77). Slovenija od leta 2011 beleži več kot 11-odstotno letno rast skupne priključne moči SPTE-naprav (Borzen d.o.o., 2014a).

Leta 2008 ustanovljena projektna skupina za spremljanje izvajanja SPTE-direktive v Evropski uniji je ugotovila, da obstaja velik potencial za zagotavljanje električne energije s SPTE. Skupina predvideva, da se bo proizvodnja električne energije s SPTE do leta 2020 vsaj podvojila (CODE, 2009). Projektna skupina je ocenila t. i. tehnični in ekonomski potencial do leta 2020. Tehnični potencial se nanaša na maksimalni potencial zagotavljanja toplote in električne energije s SPTE brez drugih omejitev. Ekonomski potencial predstavlja tehnični potencial ob upoštevanju ekonomskih kriterijev, kot so različni podporni mehanizmi, investicijske vrednosti in cena CO₂ kuponov (Stankeviciute & Riekkola, 2014). Na Sliki 3 sta predstavljena tehnični in ekonomski potencial oskrbe s SPTE in sta primerjana s proizvedeno električno energijo leta 2008 v TWh/leto. Za devet držav je bilo ocenjeno, da je tehnični potencial kar štirikrat večji od takrat proizvedene električne energije s SPTE. Scenarij ekonomskega potenciala proizvodne energije s SPTE je zaradi upoštevanih ekonomskih kriterijev pol manjši kot tehnični potencial. Stankeviciute in Riekkola (2014, str. 94) v svoji študiji trdita, da bo za potrebe slovenske industrije do leta 2020 proizvedne kar 15,2 odstotka vse toplote s SPTE.

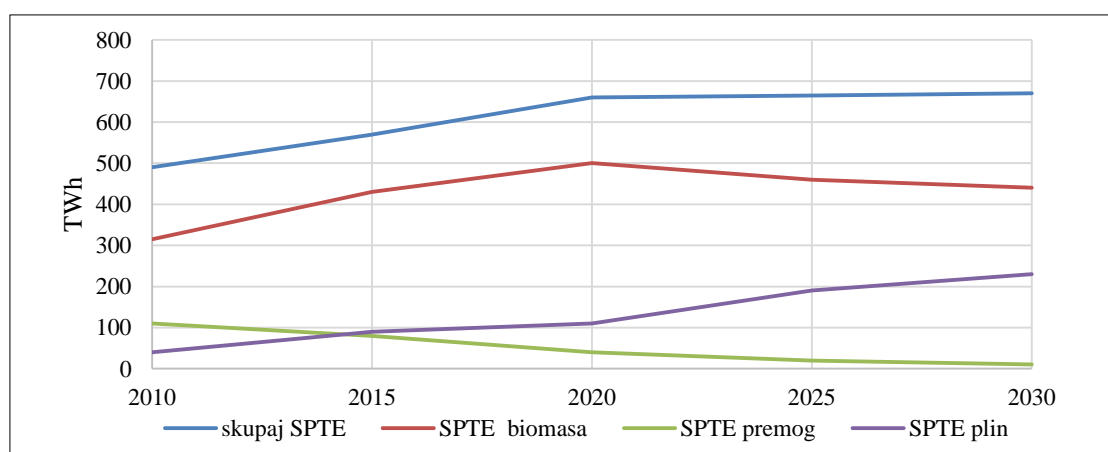
*Slika 3: Tehnični in ekonomski potencial proizvodnje električne energije s SPTE
(TWh/leto)*



Vir: L. Stankeviciute & A. K. Riekkola, *Assessing the development of combined heat and power generation in the EU, 2014, str. 85.*

Projektna skupina je analizirala proizvodnjo električne energije s SPTE glede na primarni vir (Slika 4). Za SPTE-naprave na zemeljski plin se zaradi okoljske politike po letu 2020 pričakuje okoli 2,2-odstotno padanje proizvodnje na leto. Predvideno je, da bo padanje proizvodnje električne energije s plinskih SPTE-naprav nadomeščeno s SPTE-napravami na biomaso, predvsem na les. Obseg proizvodnje energije iz SPTE-naprav na premog je že v upadanju.

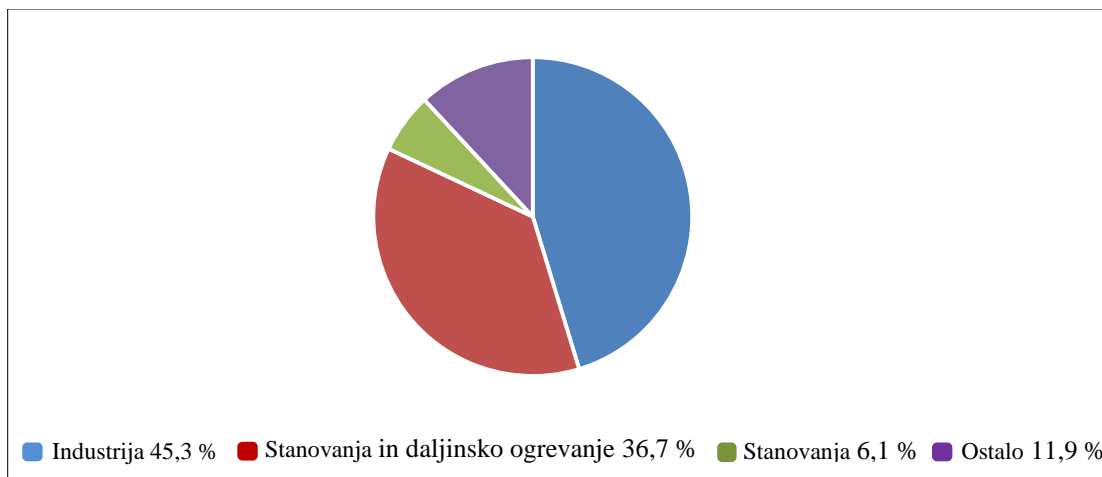
Slika 4: Sestava primarnih virov za proizvodnjo električne energije s SPTE



Vir: L. Stankeviciute & A. K. Riekkola, *Assessing the development of combined heat and power generation in the EU, 2014, str. 90.*

Slika 5 prikazuje razdelitev porabe proizvedene električne energije s SPTE po sektorjih za leto 2009, ko je bila v EU skupna inštalirana moč vseh SPTE-naprav 56,6 GW. V letu 2009 je bilo 45,3 odstotkov vse porabljene električne energije proizvedene s SPTE v industriji (European Commission, 2014, str. 33).

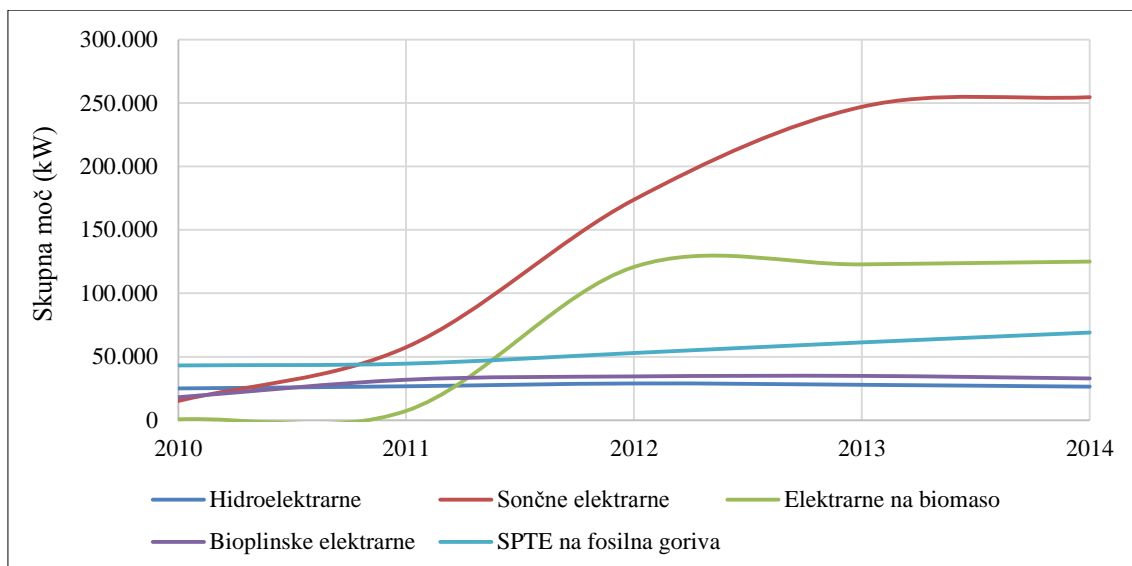
Slika 5: Porabljena električne energije po sektorjih za EU v %



Vir: European Commission, Progress Report on the application of Directive 2006/32/EC on energy end-use efficiency and energy services and on the application of Directive 2004/8/EC on the promotion of cogeneration based on a useful heat demand in the internal energy market, 2014, str. 33.

RS je leta 2009 z namenom spodbujanja razvoja SPTE in OVE vzpostavila sistem fiksnih zagotovljenih odkupnih cen. Od vzpostavitve novega podpornega mehanizma do prve polovice leta 2014 se je skupna inštalirana moč SPTE in OVE povečala iz 102 MW na 511,5 MW. Najbolj je zrasla skupna inštalirana moč sončnih elektrarn. Skupna priključna moč SPTE-naprav z visokim izkoristkom konstanto raste z 11-odstotno letno rastjo. Priključna moč SPTE-naprav je zrasla iz 43 MW v letu 2010 na 69 MW v prvi polovici leta 2014. Slika 6 prikazuje dinamiko rasti inštalirane moči OVE in SPTE do 30. junija 2014. Rast priključne moči vetrnih elektrarne zaradi majhne moči na Sliki 6 ni predstavljena.

Slika 6: Dinamika rasti priključne moči OVE in SPTE v Sloveniji



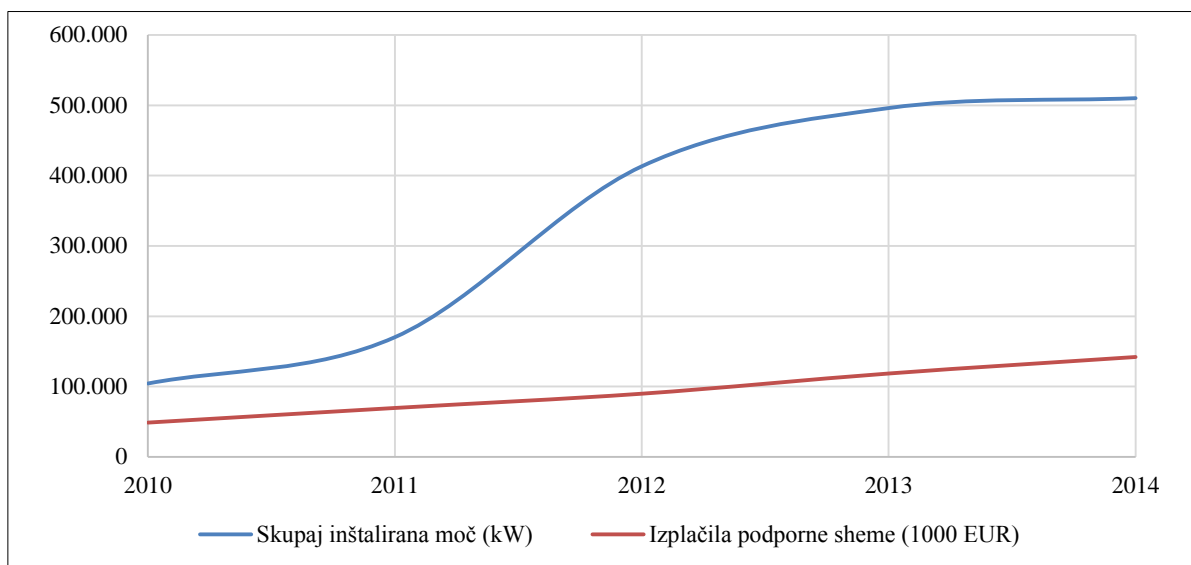
Vir: Borzen d.o.o., OVE Shema pregled – števila in moči, 2014a.

Glede na proizvedeno električno energijo v prvi polovici leta 2014 se za Slovenijo pričakuje, da bo v letošnjem letu proizvedla več kot 1.000 GWh električne energije iz OVE in SPTE, kar predstavlja 6,2 odstotka vse proizvedene električne energije v letu 2013 (Borzen d.o.o., 2014a). V EU-27 je bilo v letu 2012 proizvedene 23,5 odstotka vse električne energije iz OVE in 11,2 odstotka električne energije s SPTE (Eurostat, 2014a; Cogen Europe, 2014b, str. 1). Eurostat (2014) v svojih poročilih skladno z Direktivo 2009/28/ES (Ur.l. EU, št. 140/16) vključuje med OVE tudi električno energijo iz hidroelektrarn, medtem ko Borzen električne energije, proizvedene v večjih hidroelektrarnah, ne vključuje v svojih poročilih (Borzen d.o.o., 2014a).

V Sloveniji skupaj z rastjo priključne moči za OVE in SPTE rastejo tudi izplačila za podporno shemo. Slika 7 prikazuje letno rast skupne priključne moči OVE- in SPTE-virov in izplačil za podporno shemo. Od leta 2010 je skupna inštalirana moč vseh OVE- in SPTE-virov zrasla iz 102,3 MW na 511,5 MW v prvi polovici leta 2014. Najizrazitejša rast skupne priključne moči je bila v obdobju 2011–2013, potem pa se je rast pričela umirjati. Rast se je pričela umirjati predvsem zaradi izrazitega padca višine podpore sheme, namenjene sončnim elektrarnam. Posledično je v letu 2014 letna rast inštalirane moči sončnih elektrarn padla na 2,5-odstotka. Izdatki za zagotavljanje delovanja podporne sheme rastejo skupaj s priključno močjo. V letu 2009 so bili izdatki namenjeni delovanju podporne sheme v višini 22,7 mio EUR, do leta 2013 so se že povečali na 118,5 mio EUR. Za namen spodbujanja SPTE je bilo v letu 2009 namenjenih 5,8 mio EUR sredstev, v letu 2013 so se ta sredstva povečala na 24,1 mio EUR. Za primerjavo, v letu 2013 so izplačila za sončne elektrarne ob manjši proizvodnji električne energije kot SPTE dosegla 59,2 mio EUR. Glede na rast priključne moči v letu 2014 se ocenjuje, da bodo izdatki za delovanje podporne sheme narasli na okoli 142 mio EUR (Borzen d.o.o., 2014a). Navkljub izrazitemu povečanju prispevkov za zagotavljanje podpor proizvodnji električne energije iz

SPTE in OVE v letu 2013 je bil s strani AGEN 22. septembra 2014 onemogočen vstop v podporno shemo vsem novim proizvajalcem električne energije iz OVE in SPTE. Ta omejitev bo odpravljena, ko bodo zagotovljena potrebna sredstva, ki bodo omogočila izplačila novim OVE- in SPTE-napravam.

Slika 7: Rast priključne moči za OVE in SPTE in rast izdatkov za delovanje podporne sheme



Vir: Borzen d.o.o., OVE Shema pregled – števila in moči, 2014a.

2.3 Cene električne energije v EU in Sloveniji

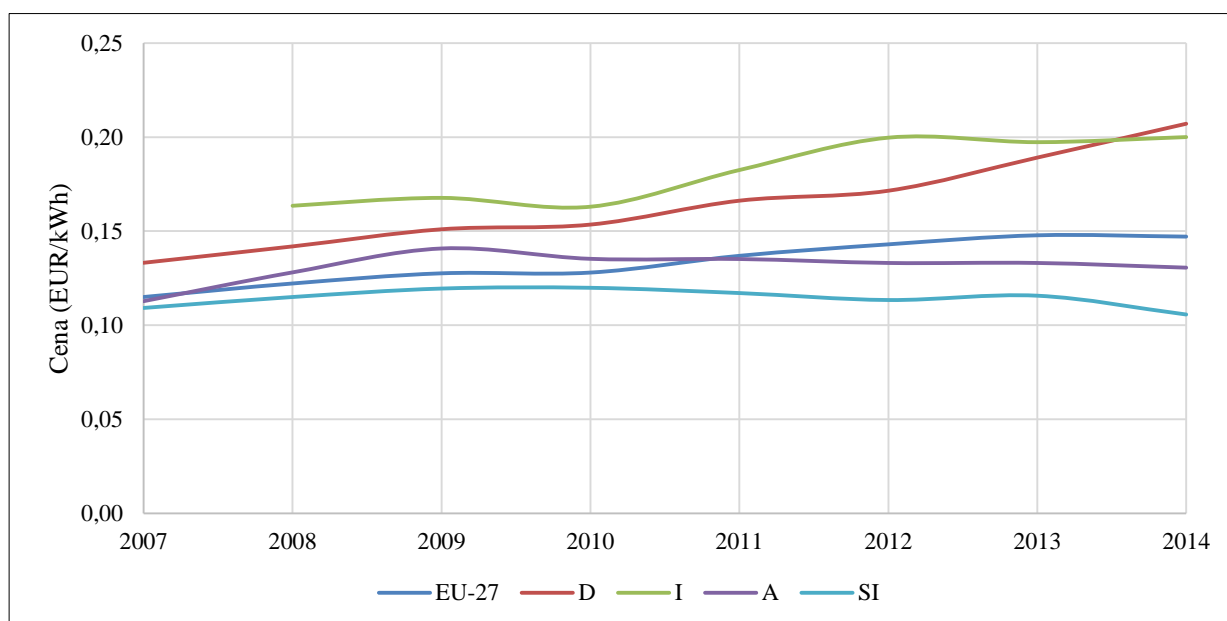
Eden izmed ciljev liberalizacije trgov z električno energijo in plina v Evropi je bilo znižanje cen, do katerega naj bi pripeljala večja konkurenca. Večjo konkurenco naj bi zagotovil enotni trg (Ferreira et al., 2011, str. 5562). Do znižanja cen naj bi prišlo pri ceni električne energije, medtem ko so cene omrežij regulirane. Enotni notranji trg bi moral pripeljati do konvergence cen v državah članicah, saj na enem trgu ni mogoče imeti različnih ravnotežnih cen (Hrovatin & Zorič, 2011).

Do leta 2005 je mogoče prikazati jasen trend realnega padanja cen električne energije. Jamasb in Pollitt (2005, str. 29) navajata, da so se cene električne energije za gospodinjstva od leta 1997 do 2003 realno znižale za 6 odstotkov, 20 odstotkov za majhne industrijske uporabnike in 9,5 odstotkov za velike industrijske uporabnike. Takšen trend tudi kaže, da so se cene bolj približale stroškom za posamezno skupino odjemalcev, saj so se cene za gospodinjstva zmanjšale za manj kot za ostale skupine, kar govori o težnji po ukinjanju navzkrižnega subvencioniranja (Hrovatin & Zorič, 2011).

Za primerjavo cen električne energije v industriji so na Sliki 8 prikazane cene v naših sosednjih državah in v Nemčiji. Nemčija je ena izmed vodilnih evropskih držav pri uvajanju zelene energije in SPTE, zato se za to področje navaja kot referenčna država.

V obdobju od leta 2007 do 2014 so cene električne energije za industrijo v povprečju zrasle za 27 odstotkov. Najbolj so zrasle cene v Nemčiji (40 odstotkov), Grčiji in Latviji (celo za 98 odstotkov). V državah, kot so Madžarska, Poljska in Nizozemska, so cene padle od 2 do 10 odstotkov. V Sloveniji se je cena električne energije v obravnavanem obdobju za industrijske odjemalce podpovprečno povečala, in sicer za 5,6 odstotkov (Eurostat, 2014d).

Slika 8: Cena električne energije za porabniško skupino IC² po državah z vključenimi davki in prispevki

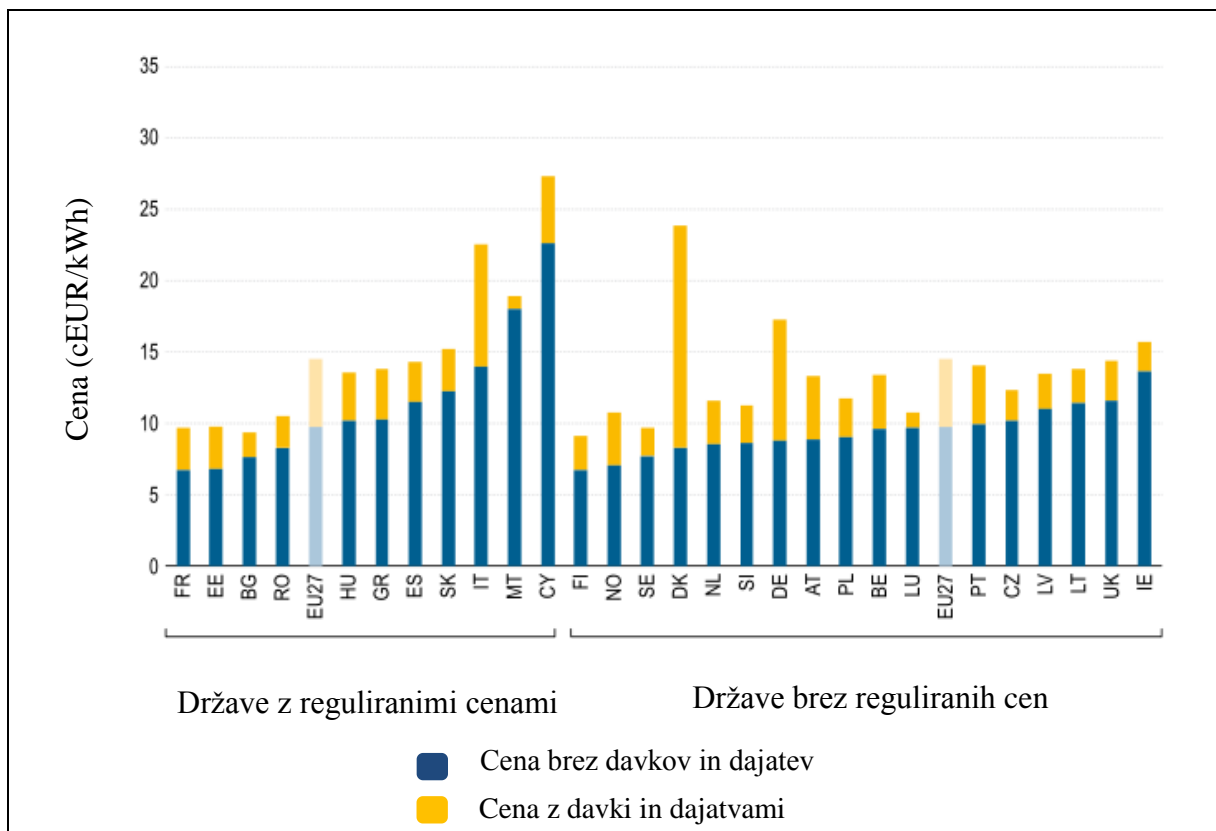


Vir: Eurostat, Electricity prices for industrial consumers, from 2007 onwards - bi-annual data, 2014d.

Vse članice ne zagotavljajo popolnoma odprtega trga električne energije. V države z dereguliranimi cenami električne energije je porabnikom v povprečju zagotovljena električna energija z nižjo ceno. V obdobju od leta 2008, ki je bilo prvo polno leto od popolnega odprtja maloprodajnega trga, do leta 2012 so cene v državah s popolno deregulacijo zrasle v povprečju za odstotek, medtem ko so cene električne energije v državah z reguliranimi cenami zrasle za 5 odstotkov. Na Sliki 9 so prikazane razlike v ceni električne energije za industrijo med državami članicami z reguliranimi in dereguliranimi cenami.

Slika 9: Cena električne energije med članicami EU v letu 2012 za industrijo

² Porabniška skupina IC: letna poraba električne energije večja od 500 MWh in manjša od 2.000 MWh.



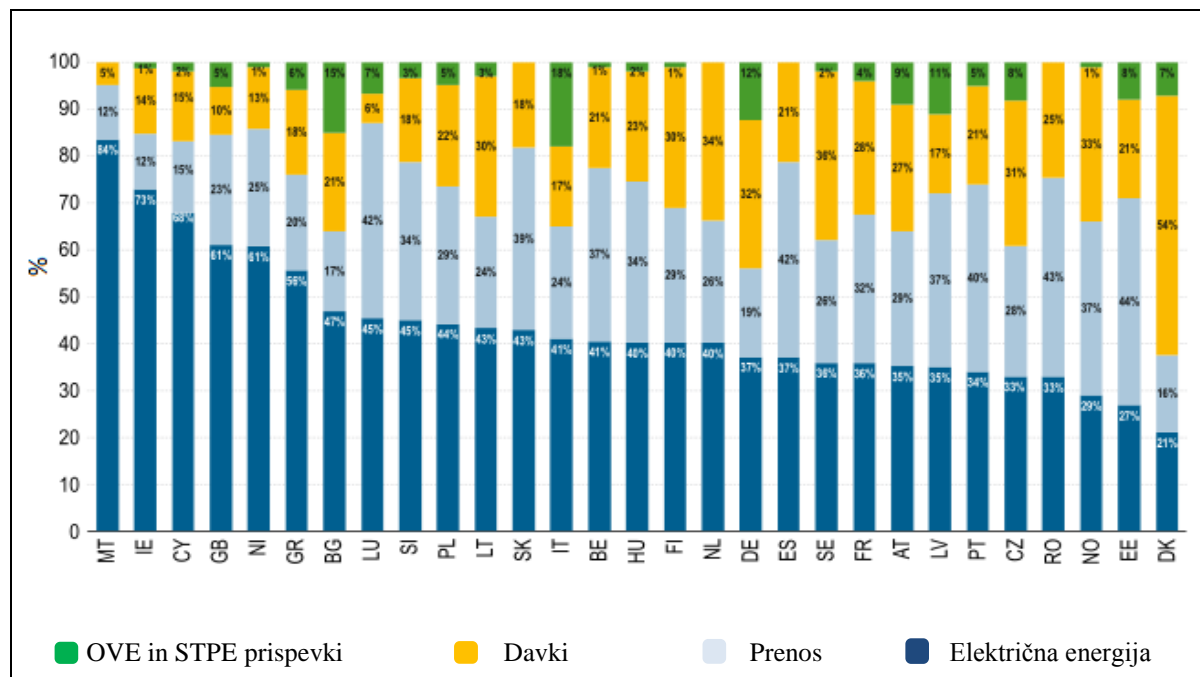
Vir: Agency for the Cooperation of Energy regulation / Council of European Energy Regulation, Annual Report on the Results of the Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2012, 2012, str. 23.

V večini držav članic strošek električne energije ne predstavlja največjega deleža celotnega stroška za električno energijo. V nekaterih državah članicah predstavlja strošek električne energija do 84 odstotkov računa (Malta), medtem ko drugje samo 21 odstotkov (Danska). Le v šestih državah, izmed devetindvajsetih, predstavlja strošek električne energije več kot polovico celotnega računa za električno energijo (Agency for the Cooperation of Energy regulation / Council of European Energy Regulation, 2012). Na podlagi liberalizacije trgov z električno energijo ima končni kupec pravico zamenjati dobavitelja električne energije, kar pa ima majhen vpliv na višino skupnega računa glede na relativno majhen delež električne energije v skupnem računu.

Slika 10 prikazuje sestavo skupnega računa za električno energijo med državami članicami za leto 2012. Prispevki za OVE in SPTE predstavlja do 18 odstotkov celotnega računa (Italija), medtem ko na Severnem Irskem le odstotek celotnega stroška. Visok prispevek za OVE in SPTE imajo še v Avstriji (9 odstotkov), Bolgariji (15 odstotkov), Nemčiji (12 odstotkov) in Latviji (11 odstotkov) (Agency for the Cooperation of Energy regulation / Council of European Energy Regulation, 2012). V zadnjih letih je opaziti moč trenda naraščanja prispevkov za OVE in SPTE. V Avstriji se je od leta 2009 do 2013 ta strošek povečal iz 3 na 9 odstotkov celotnega računa, v Nemčiji iz 5 na 18 odstotkov in v Italiji iz 9 na 19 odstotkov v letu 2013 (Agency for the Cooperation of Energy regulation / Council

of European Energy Regulation, 2012). Prav tako je v Sloveniji v obdobju 2009–2013 prišlo do izrazitejšega povečanja prispevkov za OVE in SPTE. V letu 2009 je bi prispevek na nizkonapetostnem nivoju 1,02 EUR na kW uro priključne moči. Do leta 2013 se je ta prispevek dvignil na 3,39 EUR/kW (Ministrstvo za infrastrukturo, 2014).

Slika 10: Sestava skupnega stroška električne energije med državami članicami v letu 2012



Vir: Agency for the Cooperation of Energy regulation / Council of European Energy Regulation, Annual Report on the Results of the Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2012, 2012, str. 26.

Delež stroškov za prenos in distribucijo predstavlja od 12 odstotkov (Malta in Irska) do 44 odstotkov v Estoniji. V določenih državah (Španija) so stroški za spodbujanja OVE vključeni v omrežnine.

Strošek davka se med državami članicami močno razlikuje. Najnižji davek na dodano vrednost za električno energijo je v Veliki Britaniji (5-odstoten), najvišji je na Norveškem in Švedskem (25-odstoten) (Agency for the Cooperation of Energy regulation / Council of European Energy Regulation, 2012, str. 26).

V Sloveniji predstavlja maloprodajno ceno električne energije za končnega odjemalca seštevek stroška električne energije, stroška za uporabo omrežij, ki se deli na omrežnine za prenos in distribucijo ter na omrežnine za sistemske storitve. Poleg tega je potrebno prišteti še prispevke za OVE in URE, trošarine na električno energijo in davek na dodano vrednost (SURS, 2014a).

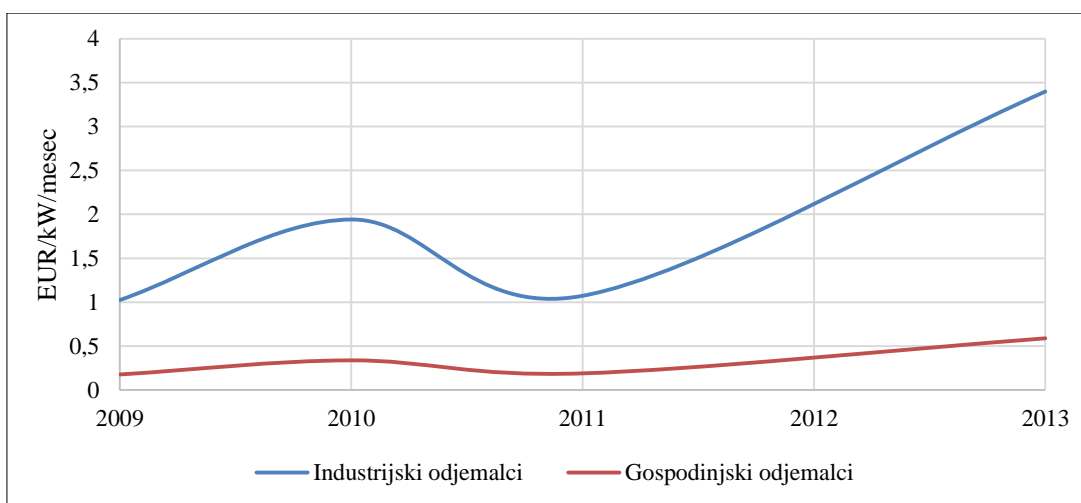
Strošek električne energije je določen s pogodbo o dobavi med dobaviteljem in končnim odjemalcem. Cena električne energije se oblikuje tržno na podlagi gibanj cen električne energije na energetskih borzah. Na formiranje cene električne energije v osrednji Evropi ima zelo velik vpliv borza EEX v Leipzigu.

Strošek za uporabo omrežja zajema omrežnino, ki jo določa AGEN, in dodatka k omrežnini, ki ju določa Vlada RS. Omrežnina je namenjena plačevanju izvajanja gospodarske javne službe dejavnosti sistemskih operaterjev distribucijskega in prenosnega omrežja in pokrivanju stroškov sistemskih storitev. Dodatka k omrežnini sta namenjena pokrivanju stroškov delovanja agencije in delovanja organizatorja trga Borzen, razen stroškov za izvajanje dejavnosti Centra za podpore (Ministrstvo za infrastrukturo in prostor, 2013).

Cena za uporabo elektro-energetskega omrežja je tako odvisna od napetostnega nivoja, načina priključitve, vrste odjema, sezone, obračunske moči tarifne postavke in od prekomernega oddajanja jalove energije (Ministrstvo za infrastrukturo in prostor, 2013).

Vlada z uredbo določi višino prispevka za zagotavljanje podpor proizvodnji električne energije iz obnovljivih virov energije ter v soproizvodnji z visokim izkoristkom (Ur.l. RS, št. 2/09, 49/10, 61/13, 64/13, 17/14 – EZ-1 in 36/2014). Višina prispevka je odvisna od razvrstitve končnega odjemalca glede na moč, napetostno raven, kategorijo odjema in namen porabe električne energije. Kot je bilo že omenjeno v prejšnjem poglavju, so prispevki za zagotavljanje podpor proizvodnji električne energije iz OVE in SPTE v letu 2013 narasli za 300 odstokov, kar pa še vedno ne zagotavlja zadostnih sredstev za vstop v podporno shemo novim proizvodnim napravam. Na Sliki 11 so predstavljeni prispevki za industrijski odjem, priklopljen na nizko napetost, in gospodinjski odjem. V letu 2009 je bil prispevek za industrijski odjem na nizkonapetostnem nivoju 1,02 EUR na kW uro priključne moči. Do leta 2013 se je ta prispevek dvignil na 3,39 EUR/kW, kar predstavlja 3 odstotke skupnega stroška električne energije (Agency for the Cooperation of Energy regulation / Council of European Energy Regulation, 2012, str. 26). Za enak odstotek so se prispevki povečali tudi za gospodinjske odjemalce.

Slika 11: Višina mesečnega prispevka za SPTE in OVE

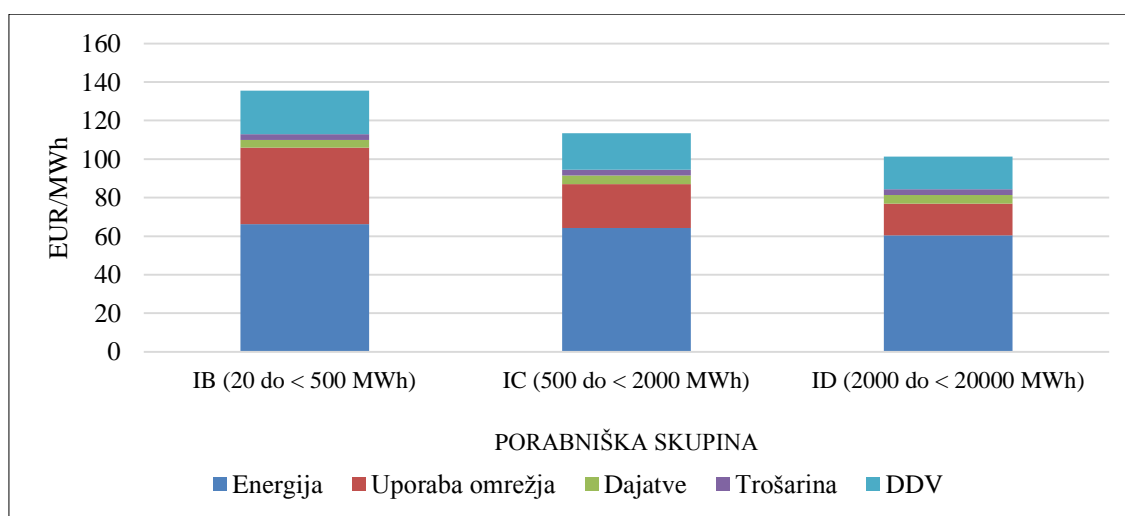


Vir: Ministrstvo za infrastrukturo in prostor, Prispevek za zagotavljanje podpor proizvodnji električne energije iz OVE in SPTE, 2014.

Trošarine na električno energijo določi vlada z Uredbo (Ur.l. RS, št. 61/10). Višina trošarine je določena na porabljeno MWh električne energije in od leta 2010 stane 3,05 EUR/MWh.

Slika 12 predstavlja strukturo cene električne energije in ceno za različne porabniške skupine industrijskih odjemalcev. Za porabniško skupino IB predstavlja strošek električne energije 48 odstotkov, uporaba omrežja predstavlja 29,6 odstotkov, dajatve predstavljajo 3 odstotke, trošarine 2,2 odstotka in DDV 16,7 odstotka skupnega stroška električne energije.

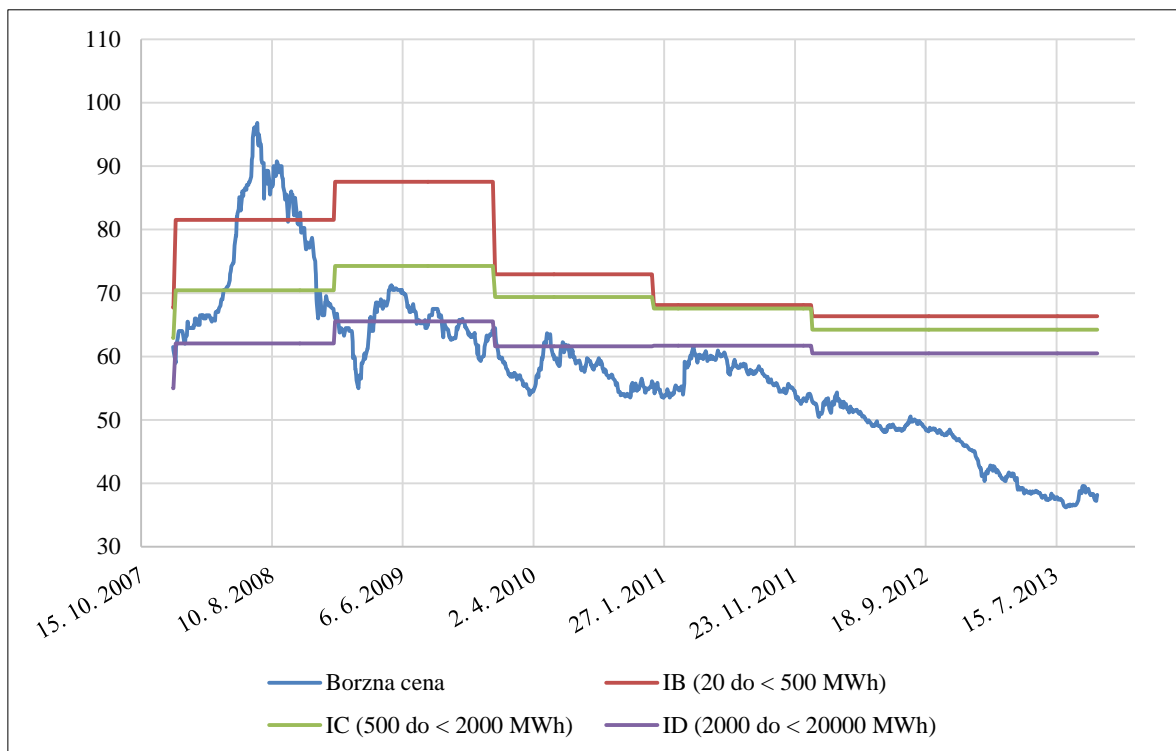
Slika 12: Struktura in cena električne energije za slovensko industrijo po standardnih porabniških skupinah (EUR/MWh) v letu 2012



Vir: SURS, Cene električne energije za industrijo - standardne porabniške skupine (EUR/MWh), 2013.

Strošek električne energije (Slika 13) se je s pričetkom gospodarske krize za porabniško skupino IB znižal za 21 EUR/MWh. Pred krizo je strošek električne energije predstavljal 57 odstotkov skupnega stroška električne energije.

Slika 13: Primerjava povprečne cene električne energije za slovensko industrijo po standardnih porabniških skupinah (EUR/MWh) in terminske cene borze EEX



Legenda:

PORABNIŠKE SKUPINE: **IB** – letna poraba, manjša od 20 MWh, **IC** – letna poraba od 500 MWh do manj kot 2.000 MWh, **ID** – letna poraba od 2.000 MWh do manj kot 20.000 MWh.

Borzno ceno predstavlja terminska cena za električno energijo, dobavljena v letu 2014 po borzi EEX.

Vir: SURS, Cene električne energije za industrijo - standardne porabniške skupine (EUR/MWh), 2013.

Borzne cene električne energije so v zadnjem desetletju najnižje, medtem ko strošek električne energije za končnega uporabnika v večini članic EU raste. Strošek za končnega uporabnika raste navkljub odpiranju trga električne energije (Matallana-Tost, Boßmann, Pfluger, & Elslan, 2014, str. 111). Nizka borzna cena električne energije je odraz nizkega povpraševanja zaradi gospodarske krize in vedno večje ponudbe predvsem zaradi rasti iz naslova alternativnih virov.

2.4 Decentralizirana proizvodnja energije s SPTE

Pojem SPTE predstavlja hkratno proizvodnjo električne energije in toplote. Decentralizirane enote SPTE se tako razlikujejo od velikih centralnih kondenzacijskih elektrarn, ki proizvajajo samo električno energijo. Pri klasični centralni elektrarni s parnim krožnim ciklom se mora velik del energije v obliki toplote preko hladilnih stolpov oddati v okolico (Woldt, 2007). Ta del energije ostane tako neizrabljen, da predstavlja energetska izgubo in omejuje večjo učinkovitost. Za razliko od kondenzacijskih elektrarn se v SPTE-enotah toplotni potencial v veliki meri zajame in koristi kot uporabna toplota. Na ta način se z omejitvijo oddajanja toplote v okolico poveča učinkovitost porabljenega energetskega vira in tako v primerjavi z ločeno proizvodnjo električne in toplotne energije omogoča znižanje porabe primarnega vira z enakim rezultatom. To postavlja SPTE kot zelo učinkovit način oskrbe z energijo, ki jo je mogoče proizvajati z različnimi tehnologijami in viri energije (Ackermann, Andersson, & Söder, 2001, str. 199).

SPTE-enote se med seboj razlikujejo glede na velikost, priključne napetosti, tehnologijo in vhodni vir energije (Ackermann et al., 2001, str. 201).

Slovenska zakonodaja z Uredbo o podporah električni energiji, proizvedeni v soproizvodnji toplote in električne energije z visokim izkoristkom (Ur.l. RS, št. 37/09, 53/09, 68/09, 76/09, 17/10, 81/10, 17/14 – EZ-1), skladno s SPTE-direktivo, razvršča SPTE-naprave glede na naslednje velikostne razrede:

- mikro – nazivne električne moči, manjše od 50 kW;
- male – nazivne električne moči, manjše od 1 MW;
- srednje-nižje – nazivne električne moči od 1 MW do vključno 5 MW;
- srednje-višje – nazivne električne moči nad 5 MW do vključno 25 MW;
- velike-nižje – nazivne električne moči nad 25 MW do vključno 50 MW;
- velike-višje – nazivne električne moči nad 50 MW do 200 MW;
- proizvodne naprave – nazivne električne moči 200 MW in več.

Strokovna literatura ni enotna pri določanju decentraliziranih naprav glede na nazivno moč. Glede na številne avtorje lahko predpostavimo, da so decentralizirane naprave tiste, ki so znotraj območja nazivne moči od 2 kW do 50 MW (Gas Research Institute, 1998; Cardell & Tabors, 1998, str. 118; Ackermann et al., 2001, str. 196).

SPTE-naprave se med sabo razlikujejo glede na priključno napetost. Tako so Ackermann, Andersson in Söder (2001) predlagali, da se naprave za proizvodnjo električne energije, ki so priključene na omrežje z do 30 kV napetostjo, opredeli kot decentralizirane naprave. Pehnt in ostali (2006) opisujejo naprave za DP tiste naprave, ki so priklopljene na srednje ali nizkonapetostno omrežje. Slovenska zakonodaja posebej ne opredeljuje decentralizirane

proizvodnje električne energije in tako tudi ne podaja omejitev glede priključnih napetosti. Posredno v Sistemskih navodilih za distribucijsko omrežje električne energije (SONDO, 2011) je mogoče naprave za proizvodnjo električne energije do moči 1 MW priklopiti na nizkonapetostno omrežje, za naprave, večje od 1 MW do 10 MW, pa je predviden priklop na srednje napetostno omrežje.

Praksa kaže široko paleto tehnologij, ki omogočajo decentralizirano oskrbo. V Tabeli 5 so našete posamezne tehnologije decentralizirane proizvodnje in tipična območja moči.

Tabela 5: Tehnologija decentralizirane proizvodnje in tipična območja moči

Tehnologija	Območje moči na modul
Kombinirana plinsko-parna tehnologija (CCGP)	35–400 MW
Motorji z notranjim izgorevanjem	5 kW–10 MW
Plinske turbine	1–250 MW
Mikroturbine	35–1 MW
Hidroelektrarne	25 kW–100 MW
Fotovoltaika	20 W–100 kW
Vplinjanje biomase	100 kW–20 MW
Gorivne celice	1 kW–5 MW
Geotermalna energija	5–100 MW
Stirlingov motor	2–10 kW
Energija oceanov – plimovanje	100 kW–1 MW

Vir: Ackermann et al., Distributed generation: a definition, 2001; IEA, Enhancing the Market Deployment of energy Technology: A Survey of Eight Technologies, 1997; J. A. Duffie & W. A. Beckman, Solar Engineering of Thermal Processes, 1991, str. 198.

Večina tehnologij decentralizirane oskrbe uporablja obnovljive vire energije. Pri tehnologijah, ki uporabljajo obnovljive vire energije, so velike razlike v učinkovitosti (Ackermann et al., 2001, str. 198). Iz vidika sproizvodnje toplote in električne energije predstavljajo tehnologije pomemben sklop. V ta sklop spadajo kombinirane plinsko-parne turbine, motorji z notranjim izgorevanjem, (mikro-) turbine, uplinjanje biomase, geotermalna energija, Stirlingov motor in gorivne celice.

Poleg obnovljivih virov energije se kot vir energije za SPTE uporabljajo fosilni viri, predvsem zemeljski plin. Zemeljski plin ima izmed vseh fosilnih virov najnižji emisijski faktor. V primerjavi s premogom se pri gorenju zemeljskega plina sprošča skoraj dvakrat manj emisij CO₂ (Hayhoe, 2002, str. 112). Nižje emisije postavljajo zemeljski plin v primerjavi z ostalimi fosilnimi viri v boljši položaj, tako predstavlja zemeljski plin eno izmed možnosti zniževanja emisij toplogrednih plinov (Center for Climate and Energy Solutions, 2013, str. 4).

Premalo jasna definicija decentralizirane oskrbe in zgoraj navedeni kriteriji navadno ne zadoščajo za natančno opredelitev decentraliziranih naprav za proizvodnjo električne energije. V okviru te naloge so kot decentralizirane naprave obravnavane SPTE-enote, ki kot primaren energent uporabljajo zemeljski plin, so priključene na distribucijsko omrežje, njihova nazivna moč ne presega 10 MW električne moči, niso centralno vodene in imajo zagotovljeno koriščenje toplotne energije.

2.4.1 Tehnični parametri SPTE-naprav

Oceno učinkovitosti naprav za sproizvodnjo toplote in električne energije je mogoče določiti z različnimi kvalitativnimi meritvami. Kot merilo energetske učinkovitosti se s tehnološkega vidika uporabljajo kazalniki, ki temeljijo na vhodnih in izhodnih meritvah. Ti kazalniki kažejo na učinkovitost pretvorbe energenta in tako omogočajo analizo tehnične in ekonomske upravičenosti. Za določanje učinkovitosti med SPTE-napravami in ostalimi konvencionalnimi napravami za pridobivanje energije so v nadaljevanju prikazani parametri ocene učinkovitosti, povzeti po Brautsch in Lechner (2013).

Izkoristek goriva

Izkoristek goriva ω , kot je razvidno iz enačbe 1, je definiran kot razmerje med vsoto proizvedene neto električne energije ($P_{el, neto}$) in koristne toplote ($Q_{th, neto}$) in dovedeno entalpijo goriva, podano kot zmnožek količine goriva (m_g) in spodnjo kurilno vrednostjo (H_u).

$$\omega = \frac{Q_{th,neto} + P_{el,neto}}{m_g \times H_u} \quad (1)$$

Neto električna energija je energija, ki se izmeri na sponkah generatorja in že upošteva izgube, ki nastajajo pri obratovanju. Entalpija goriva je določena na podlagi dovedene količine goriva s spodnjo kurilno vrednostjo. Določanje entalpije goriva na osnovi spodnje kurilne vrednosti je standardizirano. Spodnja kurilna vrednost H_u se sprosti pri popolnem gorenju goriva, pod pogojem, da vodna para, nastala pri gorenju, ostane v plinastem stanju. Pri faznem prehodu iz plinastega stanja v tekoče se sprosti dodatna toplota, ki pa ni zajeta v izračunu.

Električna učinkovitost

Električna učinkovitost (η_{el}), kot prikazuje enačba 2, je razmerje med neto električno energijo (P_{el}) in dovedeno entalpijo goriva, podano kot zmnožek količine goriva (m_g) in spodnjo kurilno vrednostjo (H_u).

$$\eta_{el.} = \frac{P_{el.}}{P_g} = \frac{P_{el.}}{m_g H_u} \quad (2)$$

Toplotni izkoristek

Toplotni izkoristek ($\eta_{th.}$) je prikazan v enačbi 3. Toplotni izkoristek predstavlja razmerje med koristno toploto (neto toplota – ($P_{th.}$)) in dovedeno entalpijo goriva, podano kot zmnožek količine goriva (m_g) in spodnjo kurilno vrednostjo (H_u).

$$\eta_{th.} = \frac{P_{th.}}{P_g} = \frac{P_{th.}}{m_g H_u} \quad (3)$$

Razmerje med električno energijo in toploto

Pri podajanju tehničnih parametrov SPTE-naprave se poleg izkoristka goriva podaja tudi razmerje med električno energijo in toploto σ . O se izračuna po enačbi 4, in sicer kot razmerje med dejansko proizvedeno električno energijo in uporabno toploto.

$$\sigma = \frac{P_{el,neto}}{Q_{th,neto}} \quad (4)$$

Prihranek primarne energije⁴

Določanje prihrankov primarne energije SPTE-naprave glede na ločeno proizvodnjo električne energije in toplote je bilo določeno v Direktivi o spodbujanju soproizvodnje toplote in električne energije (Direktiva 2004/8/ES). Direktiva ima v prilogi III predstavljeno metodologijo za določanje izkoristka postopka soproizvodnje. Prihranki primarne energije, ki jih zagotavlja SPTE, se izračunajo na podlagi naslednje enačbe (5).

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{CHP H_\eta}{R_{ef} H_\eta} + \frac{CHP E_\eta}{R_{ef} E_\eta}} \right) \quad (5)$$

³ Qth je enako mBr x Hi(Hu)

⁴ Primarna energija je oblika energije v naravi, ki ni bila podvržena nobeni pretvorbi ali procesu transformacije. To je vhodna energija, ki se skupaj z izgubami pretvori v druge oblike energije.

Kjer je:

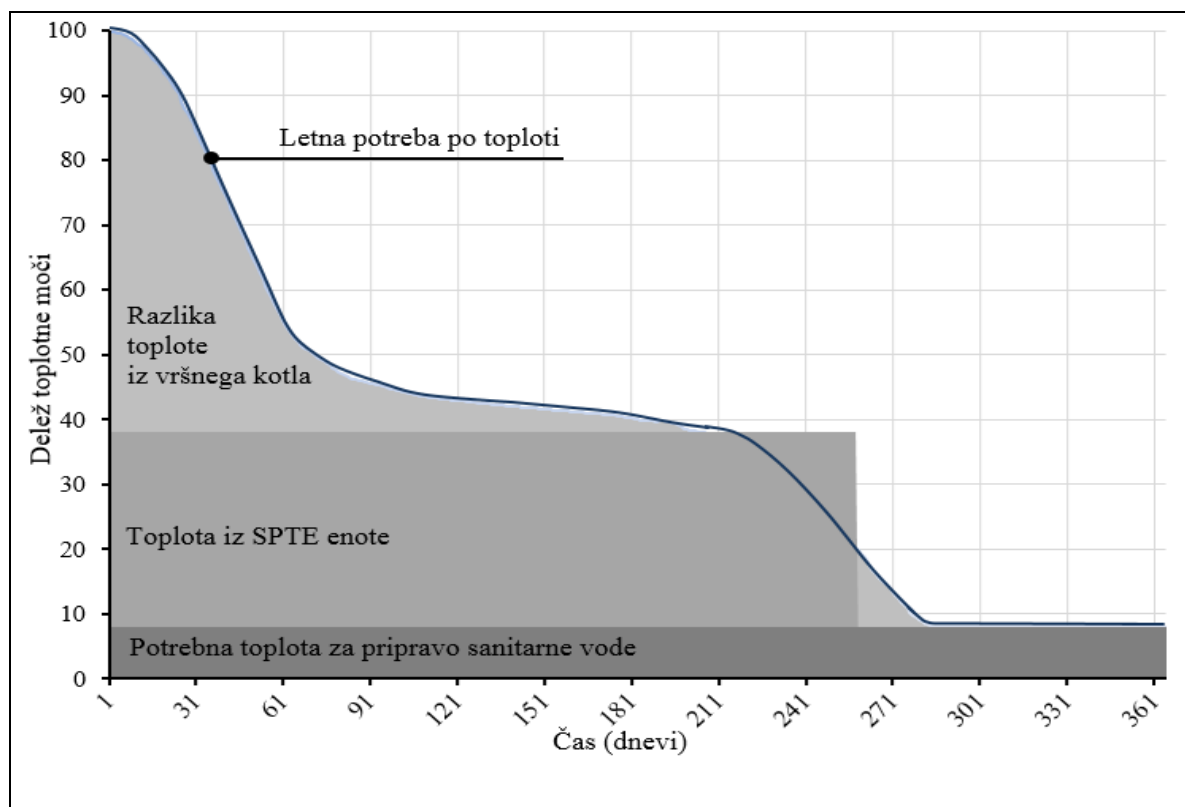
- PES – prihranki primarne energije;
- CHP H_{η} – toplotni izkoristek SPTE, opredeljen kot letno proizvedena koristna toplota, deljena z vložkom goriva, uporabljenega za proizvodnjo vsote proizvedene toplote in električne energije;
- Ref H_{η} – vrednost referenčnega izkoristka za ločeno proizvodnjo toplote;
- CHP E_{η} – električni izkoristek SPTE, opredeljen kot letna električna energija iz SPTE, deljena z vložkom goriva, uporabljenega za proizvodnjo vsote proizvedene toplote in električne energije;
- Ref E_{η} – vrednost referenčnega izkoristka za ločeno proizvodnjo električne energije.

2.4.2 Zasnova SPTE-enote

Glede na ločeno proizvodnjo toplote in električne energije SPTE dosega prihranke na strani primarne energije le v primeru lokalne porabe toplote (Ackermann et al., 2001, str. 198). Velik potencial za decentralizirano oskrbo s SPTE-napravami predstavljajo potencialni porabniki, ki lahko zagotovijo ponore nizkotemperaturne toplote za pripravo tehnološke vode in zagotavljanja sanitarne vode ter ogrevanja. Tako je potrebno za doseganje večjih prihrankov energije v fazi načrtovanja in dimenzioniranje projekta upoštevati dejansko potrebo po toploti (Slika 14). Težave v zvezi s tem nastanejo predvsem pri projektih, ki temeljijo na sezonski porabi ogrevalne toplote. Zlasti v poletnih mesecih je zaradi majhnega odjema toplote obratovanje naprave močno zmanjšano ali popolnoma ustavljeno. Poleg sezonskega vpliva na načrtovanje pogosto negativno vplivajo tudi pomanjkljivi in nenatančni podatki za določanje profila porabe toplote. Rezultat tega je lahko nizka izkoriščenost naprave in posledično okrnjen ekonomski rezultat projekta.

Osnova dimenzioniranja in načrtovanja velikosti SPTE-enot je dejanska krivulja porabe toplote (Katulic, Cehil, & Bogda, 2014, str. 532; Mongibello, Capezzuto, & Gradi, 2013, str. 638). V želji po čim večjem izkoriščanju SPTE-enot le-te niso dimenzionirane na konično porabo toplote. Treado, Delgoshaei in Windham (2011) predpostavljajo, da se pri dimenzioniranju upošteva omejitev 30 odstotkov pokrivanja konične porabe toplote s SPTE. Posledično je potrebno predvideti tudi dodatne vire toplote za pokrivanje konične porabe in zagotavljanje zanesljivosti oskrbe. Za učinkovitejšo regulacijo delovanja SPTE-naprave, zagotavljanje konstantnosti temperature in povečevanja izkoriščenosti se SPTE-enoti dogradi nizkotemperaturni zalogovnik toplote. Drugi način povečevanja učinkovitosti je mogoče doseči z obratovanjem v poletnih mesecih in z izrabo nastale toplote v absorpcijskih hladilnikih. Na ta način je mogoče presežno toploto porabiti za zagotavljanje hladu (Trygg & Amiri, 2007, str. 1319; Arteconi, Brandoni, & Polonara, 2009, str. 1736).

Slika 14: Letna potreba po toploti povprečnega porabnika



2.4.3 Nizkotemperaturni zalogovnik toplote

Integracija nizkotemperaturnega zalogovnika toplote v sistemu SPTE prispeva k optimalnemu obratovanju SPTE-naprave, povečevanju izkoristka in tako zniževanju porabe goriva in obratovalnih stroškov (Huhn & Tödter, 2003, str. 64). V primeru razlike med trenutno porabo in proizvodnjo toplote omogoča toplotni zalogovnik kratkotrajno odvajanje nastale toplote iz SPTE in tako omogoča tekoče obratovanje sistema. Prav tako hranilnik omogoča nemoteno oskrbo s toploto v primerih kratkotrajnejših izpadov SPTE-naprave, ko se povpraševanje po toploti zagotavlja iz zalogovnika.

Po velikosti se zalogovniki toplote delijo na male, za shranjevanje potrebne toplote v gospodinjstvih, in na večje zalogovnike, ki služijo kot zalogovnik za pripravo tehnološke vode v industriji in kot podpora sistemom daljinskega ogrevanja (Fisch et al., 2005). Za zagotavljanje decentralnega ogrevanja in sanitarne vode se uporabljajo manjši zalogovniki, zato v nadaljevanju naloge ne bodo obravnavani drugi zalogovniki toplote. Za kratkoročno shranjevanje nizkotemperaturne toplote se običajno uporabljajo zalogovniki različnih velikosti, ki so praviloma cilindrične oblike in kot medij za shranjevanje toplote uporabljajo vodo. Voda se uporablja kot medij za shranjevanje toplote zaradi visoke specifične toplote in cenenosti. Uporabna kapaciteta zalogovnika toplote je odvisna od volumna in od izgub pri shranjevanju, polnjenju ter praznjenju toplote. Potrebna kapaciteta

zalogovnika je odvisna od potreb po potrebni količini shranjene toplote. V primerih decentraliziranih SPTE-naprav so zalogovniki dimenzionirani, tako da omogočajo nekajurno obratovanje SPTE-naprave brez odjema toplote (Volkmar & Bernhard, 2008).

Kapaciteta zalogovnika omogoča omejeno kapaciteto nizkotemperaturne toplote porabnikom in omejeno sposobnost sprejema toplote od SPTE. Z željo po večji avtonomiji obratovanja SPTE-naprave je potrebno optimizirati odjem toplote. Tako je potrebno pri načrtovanju decentralizirane SPTE-naprave upoštevati tudi velikost zalogovnika tople vode. Za doseganje visokih izkoristkov celotnega sistema je potrebno pri načrtovanju velikosti zalogovnika upoštevati razmerje med toplotno močjo SPTE-naprave in kapaciteto zalogovnika (Leijendeckers, 2005). Usklajena poraba in proizvodnja toplote iz SPTE-naprave, sklopljene z zalogovnikom, omogoča dosegati naslednje pozitivne učinke, in sicer nemoteno obratovanje v primeru kratkotrajnih razlik med proizvodnjo in odjemom električne ter toplotne energije, visoko učinkovitost sistema in zmanjševanje vpliva kratkotrajnih (načrtovanih in nenačrtovanih) izpadov sistema. Primerno dimenzioniranje velikosti zalogovnika toplote omogoča optimalno vodenje obratovanja SPTE-naprave in tako poveča izkoristek.

2.4.4 Absorpcijsko hlajenje

Povpraševanje po hladu enakomerno narašča v vseh sektorjih članic EU (European Commission, 2010). To je posledica želje po vedno večjem ugodju v vročih poletnih mesecih in je nenazadnje tudi posledica podnebnih sprememb (Dowling, 2013, str. 407). Rast porabe električne energije v članicah EU-15, namenjene hlajenju, je od leta 1990 do 2000 zrasla za 100 odstotkov (Grube, Sofronis, Plesser, & Dusée, 2007, str. 1182).

Pokrivanje potreb po hladu je mogoče doseči z različnimi tehnologijami. Ena izmed najbolj razširjenih tehnologij so kompresorski hladilniki. V primeru zadostnih količin toplote je hlad mogoče proizvajati z absorpcijski hladilniki, ki za svoje delovanje potrebujejo toploto. Toploto je mogoče zagotavljati iz različnih virov, vključno iz decentraliziranih SPTE-naprav. Decentralizirane SPTE-enote, ki zagotavljajo toploto za absorpcijske hladilnike, imenujemo trigeneracija, te hkrati lahko zagotavljajo električno energijo, toploto in hlad (Sugiartha, Tassou, Chaer, & Marriot, 2009, str. 2624). Slika 15 predstavlja energetske tokove in povprečne izkoristke sistema trigeneracije. Sezonsko nihanje povpraševanja po električni energiji je v primerjavi s povpraševanjem po toploti bistveno manj volatilno. Tako sistemi decentraliziranih SPTE-naprav v poletnih mesecih zaradi majhnega odjema toplote ne obratujejo oz. obratujejo krajši čas. Možnost odjema toplote v poletnih mesecih z zagotavljanjem toplote za absorpcijske hladilnike povečuje letne obratovalne ure SPTE-naprave in s tem gospodarnost projekta ob dejstvu učinkovitejše uporabe primarne energije.

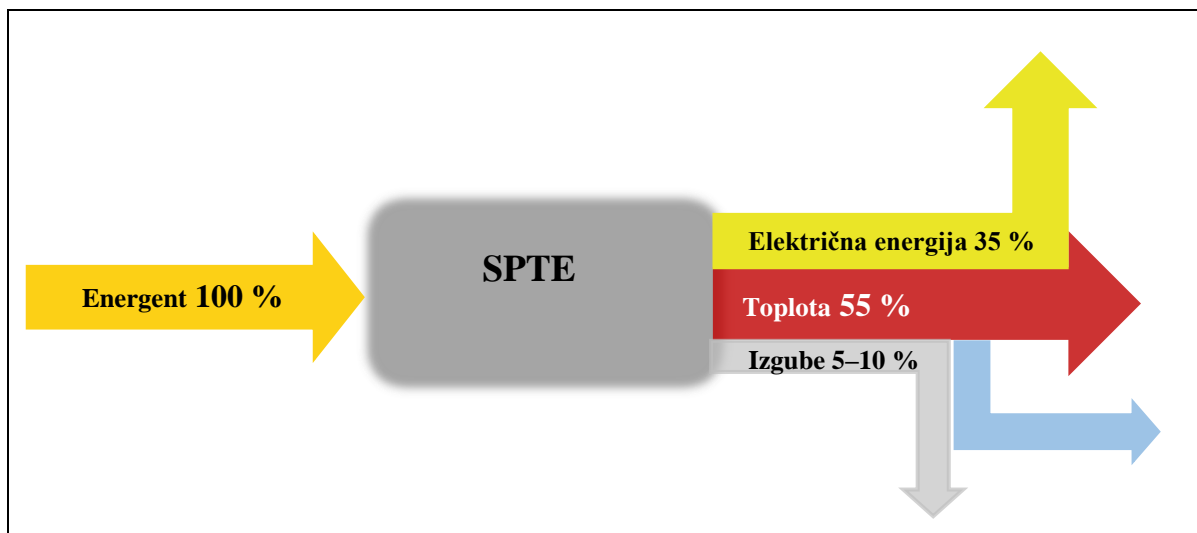
Absorpcijsko hlajenje zaradi izrabe toplote povzroči za do 30 odstotkov nižje CO₂ emisije v primerjavi s kompresorskimi hladilniki, ki za svoje delovanje potrebujejo električno energijo (Hellmer, 2014, str. 23).

Za določevanje učinkovitosti delovanja absorpcijskega hlajenja se uporablja tako imenovani koeficient učinkovitosti (angl. *Coefficient Of Performance* – COP), izračunan po enačbi (6). Za absorpcijskih hladilnik je COP določen kot razmerje med proizvedenim hladom in vloženo toploto.

$$COP = \frac{\text{hlad}}{\text{vložena toplota}} \quad (6)$$

COP-vrednost absorpcijskih hladilnikov je od 0,6 do 0,8, kar je bistveno manj kot pri kompresorskih hladilnikih, kjer je COP med 3 in 4 (Shekarchian, Moghavvemi, Motasemi, & Mahlia, 2011). Neposredna primerjava učinkovitosti absorpcijskih hladilnikov s kompresorskimi ni smiselna, saj absorpcijski hladilniki uporabljajo odpadno toploto, kompresorski pa električno energijo. Za primerjavo učinkovitosti sistemov se lahko uporablja kazalnik faktor porabe primarne energije (angl. *Primary Energy Resource factor* – PER), ki pove, kakšna je poraba primarnega energenta za proizvedeno kWh hladu. Uveljavljanje kazalnika PER je bilo uvedeno z Direktivo o spodbujanju SPTE (2004/8/ES).

Slika 15: Energetski tokovi z izkoristki SPTE z absorpcijskim hladilnikom



Sklopitev SPTE z absorpcijskim hladilnikom zagotavlja zniževanje emisij toplogrednih plinov zaradi prihranka primerne energije. Poleg tega absorpcijski hladilniki ne uporabljajo okolju škodljivih hladilnih medijev. Povečan je odjem toplote zaradi delovanja absorpcijskih hladilnikov, povečevanje števila obratovalnih ur SPTE-naprave in s tem povečevanje ekonomičnosti (Hellmer, 2014, str. 24).

2.4.5 Obratovalni režim SPTE-naprave

Z vidika zagotavljanja visokega izkoriščenja SPTE-naprave so porabniki z majhnim odvzemom toplote, kot so majhna podjetja, manjši stanovanjski bloki, družinske hiše, manj primerne. Glede na potrebe po energiji se v fazi načrtovanja opredeli obratovalni režim SPTE-naprave. SPTE-naprava proizvaja tako električno energijo kot toploto. Glede na obratovalne cilje se opredeli, katera izmed proizvedenih energij predstavlja prioriteto, ki vpliva na upravljanje s SPTE-napravo. Optimalnega obratovalnega režima za vse naprave ni, saj je odvisen od specifik posameznega objekta. Na splošno delimo obratovalna režima SPTE-naprave glede na potrebo po proizvedeni in oddani toploti ali električni energiji. Upravljanje SPTE-naprave je glede na prioriteto energijo precej omejeno.

Večina SPTE-tehnologij je zaradi same tehnologije omejena pri prilagajanju obratovanja glede na prioriteto po vrsti energije. Pri prilagajanju glede na prioriteto potrebo po vrsti energije prihaja do spremembe razmerja med proizvedeno toploto (hladom) in električno energijo.

2.4.5.1 Obratovanje SPTE-naprave na podlagi potrebe po toploti

Pri obratovalnem režimu naprave na podlagi potrebe po toploti je potrebno v okviru tehnoloških omejitev upoštevati potrebo po toploti. Na Sliki 16 je prikazan povprečni letni profil potrebe po toploti povprečnega porabnika in proizvedena energija s SPTE. V primeru preseganja toplotnih potreb nad proizvedeno toploto v SPTE je potrebno zagotoviti dodaten vir (npr. vršni kotel), ki pokrije razliko potrebe po toploti. V primeru manjšega odjema toplote, kot jo zagotavlja SPTE-naprava, je mogoče viške toplote prehodno shraniti v toplotnem zalogovniku in jih v času večjega odjema porabiti. V primeru aplikacije SPTE-naprave brez toplotnega zalogovnika oziroma v primeru zapolnitve kapacitete le-tega se SPTE-naprava samodejno sklopi. Ob nastanku potrebe po toploti oziroma ob sprostitvi kapacitet toplotnega zalogovnika prične SPTE-naprava ponovno obratovati. V obdobju potreb po hladu je mogoče toploto z absorpcijskimi hladilniki (glej razdelek 2.4.4. Absorpcijski hladilniki) pretvoriti v hlad in tako zagotoviti nemoteno obratovanje naprave oz. obratovanje podaljšati (Trygg & Amiri, 2007, str. 1320). Skrajna možnost, ki je seveda v nasprotju s cilji o učinkoviti rabi energije in zagotavljanju visokega izkoristka energije, pa je oddajanje presežne toplote v okolje.

Ne glede na zgoraj našete možnosti obratovanja SPTE-naprave je potrebno zagotoviti odjem električne energije oziroma jo priklopiti na elektrodistribucijsko omrežje. V času, ko proizvedena električna energija presega lokalno porabo⁵, se višek energije odvaža v distribucijsko omrežje. V primeru preseganja lokalnih potreb nad proizvedeno električno energijo iz SPTE se manko nadomesti iz distribucijskega omrežja. Prav tako se koristi

⁵ Lokalna poraba toplote je mišljena kot izraba toplotnega potenciala v neposredni bližini SPTE, brez večjih energetske izgub zaradi oddaljenosti.

električna energija iz distribucijskega omrežja v primeru, ko SPTE-naprava ne obratuje. Aktualna slovenska zakonodaja ne razlikuje o višini podpor glede na naprave, ki električno energijo oddajajo oz. ne oddajajo v distribucijsko omrežje. V primeru lokalne rabe – lastna raba električne energije – je proizvajalec upravičen do obratovalne podpore, ki ne vključuje referenčne vrednosti proizvedene električne energije.

2.4.5.2 Obratovanje SPTE-naprave na podlagi potrebe po električni energiji

Obratovalni režim naprave na podlagi potrebe po električni energiji se prilagodi lokalni potrebi – lastni odjem električne energije. SPTE-naprava poizkuša med obratovanjem čim bolj pokriti lokalno potrebo po električni energiji. V primeru preseganja kapacitet SPTE-naprave se manko električne energije zagotoviti iz električnega omrežja. Ob lokalni porabi električne energije, ki je nižja od proizvodnje kapacitete SPTE-naprave, se višek električne energije odda v distribucijsko omrežje.

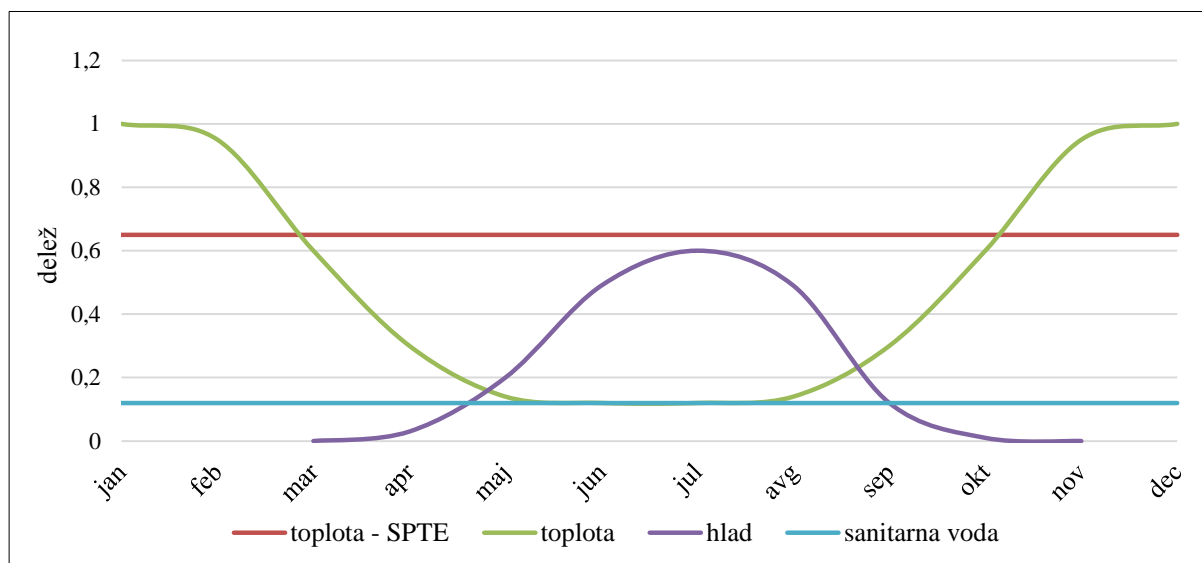
Obratovanje SPTE-naprave v režimu za zagotavljanje električne energije je mogoče le v primeru zagotavljanja odjema celotne proizvedene toplote.

Decentralizirane SPTE-naprave v večini primerov obratujejo v režimu za zagotavljanje toplote brez oziranja na proizvedeno električno energijo, ki se lahko porabi lokalno ali pa odda v distribucijsko omrežje. Za obratovanje naprave v režimu za zagotavljanje toplote je nujno potrebno vgraditi toplotni zalogovnik, ki omogoča enakomernejše obratovanje in vodenje SPTE-naprave.

2.4.6 Decentralizirana proizvodnja energije v podjetjih

Prihranek primarne energije decentraliziranih SPTE-naprav zaradi visokega izkoristka zagotavlja prednost pred ločeno proizvodnjo električne in toplotne energije. Poleg energetske učinkovitosti omogočata razvita tehnologija in cenovna dostopnost rast potenciala energetske oskrbe z decentraliziranimi SPTE-napravami. Danes je na trgu veliko SPTE-naprav z različnimi tehnologijami, ki zagotavljajo visoko učinkovitost in visoko zanesljivost (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2005, str. 23).

Slika 16: Decentralizirana proizvodnja energije s SPTE in letni profil porabe energije



Pomemben korak v smeri decentralizirane oskrbe je zagotovo tehnološki razvoj manjših naprav, ki uspešno prodirajo na trg. Na trgu se uveljavljajo SPTE-naprave, ki so s svojo majhno električno močjo primerne za samostojne porabnike. Naprave za najmanjše porabnike, kot so družinske hiše, se zaradi cenovne nedostopnosti uveljavljajo počasi. Motorji z notranjim izgorevanjem so že uveljavljeni tudi v malih SPTE-napravah, medtem ko druge tehnologije za to potrebujejo še nadaljnje raziskave. Na trgu je dostopna tehnologija gorivnih celic različnih proizvajalcev, ravno tako Stirlingov motor, ki pa sta zaradi visoke specifične cene manj zanimiva. Preboja teh tehnologij na trg še ni bilo. Iz današnje perspektive je težko ocenjevati, katere tehnologije se bodo dolgoročno uveljavile oz. se uspešno prebile na trg. Danes sta v manjših razredih moči najboljše uveljavljeni tehnologiji motorja z notranjim izgorevanjem in mikroplinskih turbin.

Uporaba motorjev z notranjim izgorevanjem v SPTE-napravah se učinkovito uporablja že vrsto let in je izmed ostalih tehnologij tudi najbolj razširjena v decentralizirani oskrbi. Kot primarni energent lahko le-ti motorji uporabljajo tako tekoča in plinasta fosilna goriva kot tudi obnovljive vire, kot so bioplín, deponijski in pirolizni plín. Električna moč SPTE-naprav z vgrajenimi motorji z notranjim izgorevanjem je v razponu od nekaj kilovatov pa do 2–7 MWel (Schmitz & Schaumann, 2005). Prednosti motorjev z notranjim izgorevanjem sta dolga življenjska doba in visoka zanesljivost. Danes so na trgu dostopne najmanjše naprave z 1–2 kW električne moči in 6–8 kW toplotne moči (Dong, Liu, & Riffat, 2009). Tabela 6 prikazuje učinkovitost najpogosteje uporabljenih tehnologij v decentralizirani proizvodnji s SPTE.

Tabela 6: Učinkovitost motorjev z notranjim izgorevanjem in mikroturbin v %

	Izkoristek goriva (ω)	Električni izkoristek ($\eta_{el.}$)	Toplotni izkoristek ($\eta_{th.}$)
Motor z notranjim izgorevanjem	85–90	25–35	55–65
Mikroturbina	72–85	25–29	46–54

Vir: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2005, str. 10.

Plinske turbine manjših moči – mikroturbine – so v zadnjem času vedno bolj učinkovite in dostopne. Električna moč trenutno dostopnih mikroturbin je od 28 kW pa do 200 kW. Večje plinske turbine, ki so še primerne za obravnavano problematiko, so v območju od 1 do 10 MW. Mikroturbine imajo v primerjavi z ostalimi tehnologijami SPTE-naprav naslednje prednosti (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2005, str. 11):

- čisti izpušni plini;
- nizki vzdrževalni in obratovalni stroški;
- dober izkoristek pri delni obremenitvi;
- kratek zagonski čas;
- preprosta konstrukcija;
- možnost modularne nadgradnje;
- možnost izrabe visoke temperature izpuha.

3 ANALIZA EKONOMIČNOSTI PROJEKTOV DECENTRALIZIRANE SPTE-ENOT NA RAVNI PODJETIJ V SLOVENIJI

Oskrba podjetij z električno energijo običajno poteka od centralnih elektrarn preko prenosnega in distribucijskega omrežja. Podjetja toploto običajno zagotavljajo na mestu porabe s konvencionalnimi, nesklopljenimi⁶ ogrevanimi viri. Uporaba manjših decentraliziranih SPTE-naprav za zagotavljanje energetske oskrbe v podjetjih se v preteklih letih še ni razširila. Ključno gonilo uveljavitve te tehnologije je predvsem ekonomska upravičenost posameznega projekta. Do širše uporabe decentraliziranih SPTE-naprav bo prišlo, ko bo ta koncept energetske oskrbe prepoznan kot alternativa obstoječi – klasični – oskrbi, temelječi na ločeni oskrbi. Potencialni porabniki bodo investirali v decentralizirane SPTE-naprave le ob ugodni stroškovni primerjavi z najboljšimi razpoložljivimi tehnologijami konvencionalne oskrbe.

⁶ Pod nesklopljene ogrevane vire se smatraje naprave, ki pretvarjajo primarno energijo samo v toploto. To so predvsem kotli na tekoča in plinasta fosilna goriva pa tudi ogrevanje z električno energijo.

3.1 Metodologija določevanja ekonomske upravičenosti investicije v decentralizirano SPTE-napravo

V nadaljevanju magistrskega dela bo obravnavana ekonomska upravičenost investicije v decentralizirane SPTE-naprave v podjetjih, ki kot primarni energent uporabljajo zemeljski plin. Rezultati analize bodo primerjani z rezultati klasične oskrbe z energijo, temelječe na ločeni proizvodnji toplote in električne energije. Zaradi relevantnosti dela je upravičenost investicije v SPTE-napravo primerjana z visoko učinkovitimi plinsko-kondenzacijskimi kotli in z odjemom električne energije iz omrežja. Predpostavljeno je, da se vsa nastala toplota porabi pri investitorju, medtem ko je poraba nastale električne energije vezana na dvoizmenski delavnik.

Primerjani bosta dve tehnologiji SPTE-naprav, ki predstavljata aktualno stanje tehnologije s trenutno najboljšimi klasičnimi tehnologijami za pripravo toplote. Poleg tega bo vrednotenje investicije razširjeno z možnostjo oskrbe s hladom.

Določevanje ekonomičnosti projekta je mogoče prikazati z več kazalniki – statičnimi in dinamičnimi. V obravnavanem delu je za ocenjevanje ekonomske upravičenosti uporabljena standardizirana anuitetna metoda Združenja nemških inženirjev – *Economic efficiency of building installations* (Verein Deutscher Ingenieure, 2012, v nadaljevanju VDI 2067).

V nadaljnjih poglavjih od 3.1.1 do 3.2.4 so vpisani vsi pogoji in podatki, ki so nujni za izvedbo vrednotenja.

- *Anuitetna metoda*

Anuitetna metoda predstavlja enega izmed dinamičnih kazalnikov presoje ekonomske upravičenosti investicije. Anuitetna metoda prikaže neto sedanjo vrednost (v nadaljevanju NSV) investicije kot serijo enakih denarnih tokov skozi celotno obdobje investicije in omogoča primerjavo dveh investicij z različno dolgimi opazovanimi obdobji, medtem ko metoda NSV prikaže sedanjo vrednost naložbe in pri tem ne upošteva različnih opazovanih obdobjih primerjanih investicij (Seitz & Ellison, 1999). Za primerjavo dveh projektov z različno dolgimi opazovanimi obdobji je tako primernejša anuitetna metoda in ne NSV, ki lahko vodi do nepravilne odločitve o primernosti projekta.

Anuitetna metoda združi vsa ponavljajoča in enkratna plačila iz različnih obdobjih in jih pretvori v zaporedna, konstantna plačila. S to metodo je mogoče strošek investicije in tekočih plačil z upoštevanjem anuitetnega faktorja a (diskontiranje) spremeniti v povprečna plačila skozi opazovano obdobje T . Rezultat metode je skupna anuiteta A_N , ki je seštevek razlike med anuiteto prihodkov in seštevkom stroškov (investicijski strošek, strošek

energenta, obratovalni stroški) (German Solar Energy Society, 2004, str. 172). S primerjavo skupnih anuitet različnih opcij je mogoče medsebojno vrednotiti upravičenost različnih investicij. Opcija z najvišjo skupno anuiteto predstavlja najbolj sprejemljivo investicijo. Na osnovi skupne anuitete A_N se izračuna povprečni strošek toplote v opazovanem obdobju.

Za izračun ekonomske upravičenosti investicije po VDI 2067 so uporabljene naslednje enačbe:

Anuiteta investicijskih stroškov:

$$A_{N,K} = (A_0 + A_1 + A_2 + \dots + A_n - RW) \cdot a \quad (7)$$

kjer je:

- $A_{N,K}$ – anuiteta investicijskih stroškov (EUR/leto);
- A_0 – investicijska vrednost (EUR);
- $A_1 \dots A_n$ – vrednost investicije od prve do n-te zamenjave komponente;
- RW – ostanek vrednosti (EUR);
- a – anuitetni faktor.

Vrednost naprave ali komponente ob nadomestitvi z novo:

$$A_n = A_0 \frac{r^n \times T_N}{q^n \times T_N} \quad (8)$$

kjer je:

- r – faktor spremembe cene;
- n – število zamenjav v opazovanem obdobju;
- q – diskontna stopnja
- T_N – življenjska doba (v letih).

Anuiteta stroška energenta:

$$A_{N,V} = A_{V1} \times a \times b_V \quad (9)$$

kjer je:

- $A_{N,V}$ – anuiteta stroška energenta;
- b_V – faktor spremembe vrednosti za strošek energenta;

- A_{V1} – stroški energenta v prvem letu ($Q_{\text{toplote}} \times P_{\text{toplote}} + Q_{\text{hlad}} \times P_{\text{hlad}} + Q_{\text{el.}} \times P_{\text{el.}}$);
- Q_{toplote} – porabljena toplota (kWh);
- P_{toplote} – cena toplote (EUR/kWh);
- Q_{hlad} – porabljena energija hladu (kWh);
- P_{hlad} – cena energije hladu (EUR/kWh);
- $Q_{\text{el.}}$ – porabljena električna energija (kWh);
- $P_{\text{el.}}$ – cena električne energije (EUR/kWh).

Anuiteta obratovalnih stroškov:

$$A_{N,B} = A_{B1} \times a \times b_B + A_{IN} \times a \times b_{IN} \quad (10)$$

kjer je:

- $A_{N,B}$ – anuiteta obratovalnih stroškov;
- A_{B1} – stroški obratovanja v prvem letu;
- b_B – faktor spremembe vrednosti za obratovalne stroške;
- b_{IN} – faktor spremembe vrednosti za vzdrževanje;
- A_{IN} – stroški vzdrževanja v prvem letu.

Anuiteta drugih stroškov:

$$A_{N,S} = A_{S1} \times a \times b_S \quad (11)$$

kjer je:

- $A_{N,S}$ – anuiteta drugih stroškov;
- A_{S1} – drugi stroški v prvem letu;
- b_S – faktor spremembe vrednosti za druge stroške.

Anuiteta prihodkov:

$$A_{N,E} = E_1 \times a \times b_E \quad (12)$$

kjer je:

- $A_{N,E}$ – anuiteta prihodkov;
- E_1 – prihodki v prvem letu;
- b_E – anuitetni faktor spremembe vrednosti za prihodke.

Skupna anuiteta:

$$A_N = A_{N,E} - (A_{N,K} + A_{N,V} + A_{N,B} + A_{N,S}) \quad (13)$$

Pri analizi ekonomske upravičenosti SPTE-naprav, ki imajo praviloma dolgo življenjsko dobo ima na rezultat analize velik vpliv rast cen in druge bodoče spremembe vhodnih podatkov. Zato se z namenom natančnejšega določanja stroška toplote določi spremembe spodnjih spremenljivk, ki se jih pričakuje v opazovanem obdobju.

Anuitetni faktor:

$$a = \frac{q^T \times (q-1)}{q^T - 1} = \frac{q-1}{1-q^{-T}} \quad (14)$$

kjer je:

- T – opazovano obdobje (v letih).

Faktor spremembe vrednosti b:

$$b = \frac{1 - \left(\frac{r}{q}\right)^T}{q-r} \quad (15)$$

Ostanek vrednosti:

$$R_W = A_0 \times r^{n \times T_N} \times \frac{(n+1) \times T_N - T}{T_N} \times \frac{1}{q^T} \quad (16)$$

V primeru, ko je skupna anuiteta A_N višja od nič, pomeni, da je anuiteta prihodkov večja od anuitete odhodkov. Tak sistem je iz vidika ekonomičnosti upravičen. V primerih, ko se primerjajo ekonomske upravičenosti različnih sistemov oskrbe med sabo, je primernejši tisti sistem, ki zagotavlja višjo skupno anuiteto A_N (VDI 2067).

3.2 Presoja ekonomske upravičenosti

Investicija v energetska oskrbo s SPTE je sprejemljiva, če je skupna anuiteta A_N višja od nič ali višja oz. vsaj enaka skupni anuiteti alternativne oskrbe s konvencionalnimi plinskimi kotli. Specifičnost vsakega posameznega obravnavanega primera (letna raba in dinamika rabe energije, različni stroški vgradnje itd.) onemogoča podati splošno oceno o sprejemljivosti investicije v decentralizirano SPTE za vsa podjetja. Iz tega razloga je v nadaljevanju dela pripravljena presoja ekonomske upravičenosti za posamezno tehnologijo in nazivno moč z različnim obsegom povpraševanja po električni energiji in toploti. V naslednjem poglavju bodo ti rezultati omogočili določiti proizvodne stroške toplote za posamezno tehnologijo in nazivno moč SPTE-naprav ter prav tako za alternativno oskrbo,

temelječo na plinskih koltih. Proizvodni stroški toplote v MWh so določeni z delitvijo skupne anuitete A_N z letno proizvedeno toploto.

V strokovni literaturi ni mogoče zaslediti metodologijo razdelitve stroškov, ki nastanejo pri sproizvodnji na stroške, ki so nastali pri proizvodnji toplote, in na stroške, nastale s proizvodnjo električne energije. Anuitetna metoda omogoča določiti proizvodne stroške toplote ob znanem strošku proizvodnje električne energije, ki je enaka tržni ceni električne energije. Analiza upravičenosti investicije energetske oskrbe ob znani tržni ceni električne energije omogoča podati rezultate kot specifične stroške toplote, ki so proizvedeni ločeno in s SPTE.

3.2.1 Tehnični parametri

V drugem poglavju so predstavljene različne tehnologije decentraliziranih SPTE s poudarkom na že uveljavljenih tehnologijah. Tako sta v presojo ekonomske upravičenosti vključeni že uveljavljeni tehnologiji s preverjenimi rezultati. V nadaljevanju vrednotenja investicij različnih SPTE-tehnologij sta vključena motor z notranjim izgorevanjem in mikroturbina. V Tabeli 7 so predstavljeni tehnični parametri obeh izbranih tehnologij.

Tabela 7: Tehnični parametri izbranih tehnologij

	Mikroturbine				Motor z notranjim izgorevanjem			
Električna moč [kW _{el.}]	30	50	61	200	7	30	50	200
Toplotna moč [kW _{th.}]	68	110	126	280	16,5	60	79	263
Električne učinkovitosti $\eta_{el.}$ [%]	24	27	27	32,8	25	31	33,6	37,1
Toplotni izkoristek $\eta_{th.}$ [%]	59	61	56	46	66	60	53,5	48,9
Izkoristek goriva ω [%]	83	85	83	78,8	91	91	90	87,9
Razmerje med električno energijo in toploto	0,44	0,45	0,48	0,71	0,42	0,5	0,63	0,76

Predpostavljeno je, da se kot konvencionalno referenčno tehnologijo, ki trenutno predstavlja najboljše stanje tehnike, uporabi kondenzacijski kotel na zemeljski plin. V presoji ekonomske upravičenosti decentralizirane SPTE-naprave v podjetjih je predpostavljeno, da je upravljalec in lastnik decentralizirane SPTE-naprave podjetje samo in ne zunanja organizacija za učinkovito oskrbo z energijo. V nasprotju s poslovnim modelom pogodbenega dobavljanja energije (angl. *contracting*) je podjetje lastnik decentralizirane enote in v skladu s ciljem maksimiranja dobička skrbi tako za nemoteno obratovanje kot tudi za dobavo energenta, oddajanje električne energije v distribucijsko omrežje in porabo toplote. Predpostavlja se, da je na lokaciji podjetja urejen in tehnično ustrezen dostop do zemeljskega plina ustrezne kakovosti.

3.2.2 Stroški

Za presojo ekonomske upravičenosti je potrebno poznati stroške, ki nastanejo pri energetske oskrbi s SPTE in alternativnih naložb. Izračun stroškov je določen v skladu s smernico (VDI 2067). Smernica VDI 2067 razlikuje med naslednjimi kategorijami stroškov:

- investicijski stroški;
- stroški energenta;
- stroški obratovanja in vzdrževanja;
- drugi stroški.

3.2.2.1 Investicijski stroški

Investicijski stroški vključujejo strošek SPTE-naprave, stroške montaže in predaje naprave v pogon. Investicijski stroški SPTE-naprav so odvisni predvsem od tehnologije, nazivne moči in pogonskega vira. V magistrskem delu je kot energent obravnavan zemeljski plin, zato se v nadaljevanju določanja stroškov investicije osredotočamo le na vpliv velikosti in tehnologije SPTE-naprave.

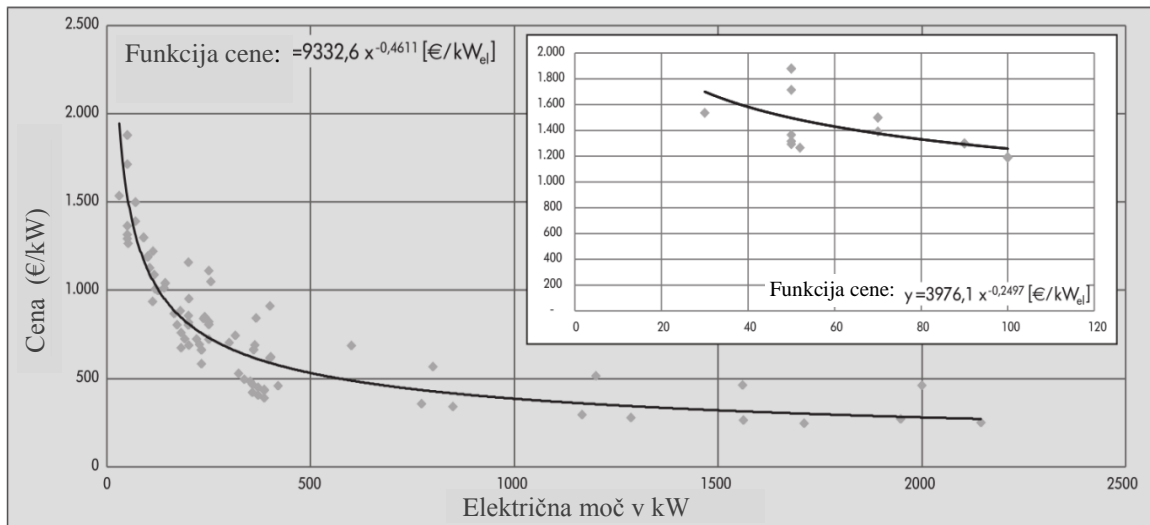
Slika 17 predstavlja okvirno specifično investicijska ceno SPTE-naprave v Nemčiji z motorjem na notranje izgorevanje. Investicijska cena temelji na ponudbenih cenah različnih dobaviteljev za leto 2011. Za določitev investicijskih cene SPTE-naprav z motorji na notranje izgorevanje je Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen energieverbrauch (v nadaljevanju ASUE, 2011, str. 7) pridobil kar 376 ponudb. Okvirna cena investicije poleg stroška kogeneracijske naprave vključuje tudi strošek transporta, montažo in predajo naprave v uporabo (ASUE, 2011, str. 6). V magistrskem delu je bila specifična cena SPTE-naprav, pripravljena s strani ASUE, vključena v analizo ekonomske upravičenosti le v primeru, ko ta podatek ni bil pridobljen s strani slovenskih proizvajalcev in ponudnikov SPTE-naprav. Specifične investicijske stroške SPTE-naprave na zemeljski plin nazivne moči od 20 do 2.200 kW opisuje naslednja funkcija (ASUE, 2011, str. 12):

$$\text{SPTE [EUR/kW}_{\text{el.}}] = 3.976,1 \times P_{\text{el.}}^{-0,2497}$$

kjer je:

- $P_{\text{el.}}$ – nazivna električna moč SPTE-naprave.

Slika 17: Specifična investicijska cena SPTE-naprave na zemeljski plin



Vir: ASUE, BHKW-Kenndaten 2011 – Module Anbieter Kosten, 2011, str. 12.

Specifična investicijska cena SPTE-naprave je zaradi vpliva nazivne moči na natančnost funkcije podana v dveh velikostnih razredih. S primerjavo investicijskih cen SPTE-naprav iz ASUE študije in pridobljenih ponudb slovenskih ponudnikov (investicijske vrednosti SPTE-naprav so med rezultati) je opaziti večja razhajanja, posebno pri močeh nad 50 kW.

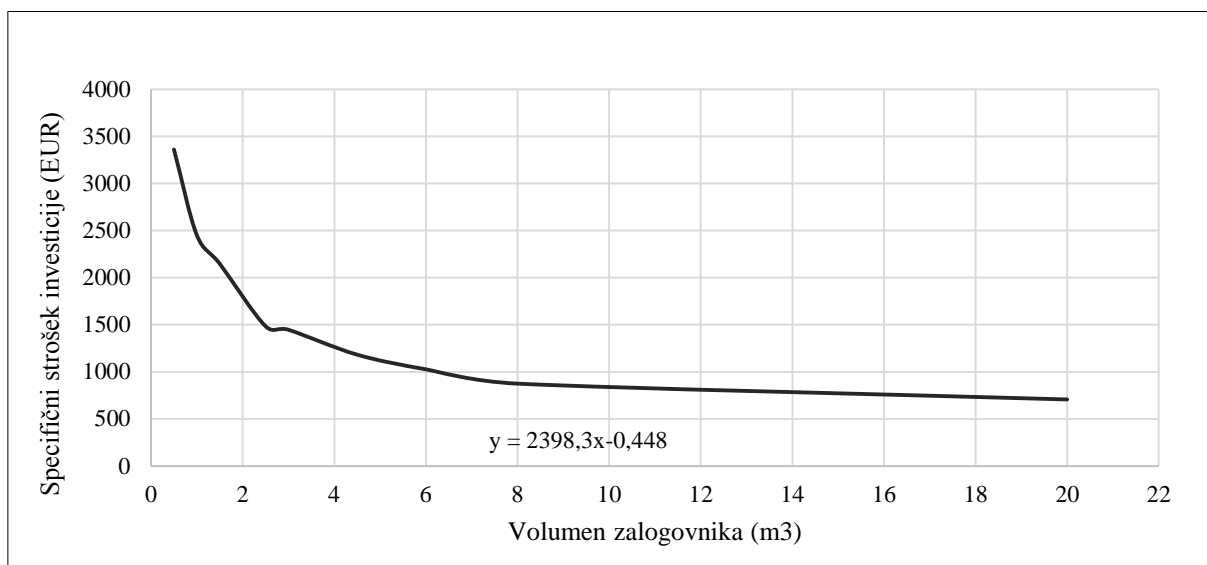
Zgornja funkcija Specifična investicijska cena SPTE-naprave na zemeljski plin vključuje le investicijske stroške, vezane na SPTE. Stroški zalogovnika toplote, brez katerega v večini primerov ni mogoče zagotoviti obratovanja SPTE-naprave, so predstavljeni v nadaljevanju. Slika 18 predstavlja specifično investicijsko ceno nizkotemperaturnih zalogovnikov toplote. Specifična cena zalogovnikov (y) je podana s funkcijo (Mongibello et al., 2013, str. 641):

$$y = 2398,3x^{-0,448}$$

kjer je:

- x velikost zalogovnika v m³.

Slika 18: Specifična investicijska cena zalogovnikov toplote



Vir: Mongibello et al., *Technical and cost analysis of two different heat storage systems for residential micro-CHP plants*, 2013, str. 641.

Investicijske vrednosti zajemajo celoten strošek projektne dokumentacije, naprave, montaže in zagona. Investicijske vrednosti SPTE-naprav, zalogovnikov toplote in plinskih kotlov temeljijo na podlagi že izvedenih projektov v različnih podjetjih in na podlagi primerjalne študije ASUE (2011). Ravno tako je na podlagi že izvedenih projektov ocenjen strošek priprave projektne dokumentacije elektro in strojnih inštalacij. Isto velja za oceno stroška montaže in predaje naprave v pogon. Investicijski stroški SPTE-naprav predstavljajo največji delež celotne investicijske vrednosti projekta. Slovenski ponudniki SPTE-naprav glede na navajanja tujih avtorjev Brautsch in Lechner (2013, str. 121-129) ter ASUE (2011, str. 12) zagotavljajo nižjo investicijsko vrednost primerljivih SPTE-naprav. To je zelo izrazito pri napravah z močjo, večjo od 50 kW. V Tabeli 8 so navedene investicijske vrednosti obravnavanih projektov SPTE-naprav v odvisnosti od tehnologije in nazivne moči.

Tabela 8: Investicijska vrednost SPTE-naprav v odvisnosti od nazivne moči in tehnologije

Tehnologija	Mikroturbina		Motor z notranjim izgorevanjem			
	50	200	7	30	50	190
Električna moč (kWel.)	50	200	7	30	50	190
Specifična investicija (EUR/kW)	2.822	1.490	4.734	2.121	1.899	894
Investicijska vrednost (EUR)	141.100	297.940	33.138	63.640	94.925	169.885

Tehnologija mikroturbin je v primerjavi s primerljivimi nazivnimi močmi SPTE-naprav z motorjem na notranje izgorevanjem dražja. Iz Tabele 8 je mogoče razbrati padanje specifične investicije z nazivno močjo SPTE-naprave.

Analiza ekonomske upravičenosti decentraliziranih SPTE-naprav je razširjena tudi na zagotavljanje hladu z absorpcijskimi hladilniki. Kot alternativni sistem za zagotavljanje hladu je izbran klasični kompresorski hladilnik. Investicijski stroški absorpcijskega hladilnika so odvisni od velikosti, načina obratovanja in od vgrajene tehnologije. Glede na tehnologijo ločimo absorpcijske hladilnike po sestavi hladilnih medijev in po številu hladilnih stopenj. Število hladilnih stopenj je odvisno od temperature vira toplote. V analizi ekonomske upravičenosti je vključen enostopenjski absorpcijski hladilnik s COP 0,70. Enostopenjski hladilnik je bil izbran zaradi tehničnih omejitev. SPTE-naprave z motorjem na notranje izgorevanje ne zagotavljajo visokotemperaturne toplote, ki bi jo bilo moč izkoristiti na dvostopenjskem absorpcijskem hladilniku. Z razliko od SPTE-naprav z motorjem na notranje izgorevanje dosegajo mikroturbine višjo temperaturno toploto. Zaradi primerljivosti tehnologij je v analizo vključen le enostopenjski absorpcijski hladilnik.

Primerjava specifičnih investicijskih vrednosti absorpcijskih in kompresorskih hladilnikov, podana glede na nazivno hladilno moč, je predstavljena v Tabeli 9.

Tabela 9: Investicijskih vrednosti absorpcijskih in kompresorskih hladilnikov glede na hladilno moč

Absorpcijskih hladilnik [EUR/kW_{hl.}]	Kompresorski hladilnik [EUR/kW_{hl.}]
280–1.200	80–210
300–450	/
728	205

Vir: L. Trygg & S. Amiri, European perspective on absorption cooling in a combined heat and power system, 2007, str. 1327; Arteconi et al., Distributed generation and trigeneration: Energy saving opportunities in Italian supermarket sector, 2009, str. 1739; M. Jradi & S. Riffat, Tri-generation systems: Energy policies, prime movers, cooling technologies, configurations and operation strategies, 2014, str. 409.

Oceno investicijskega stroška absorpcijskega hladilnika je glede na različne vire težko določiti. Pri absorpcijskih hladilnikih je v zadnjih letih mogoče opaziti izrazit trend padanja cen. Tehnologija absorpcijskih hladilnikov je v primerjavi s kompresorskimi bistveno dražja. Investicijska vrednost absorpcijskega hladilnika je večkratnik vrednosti kompresorskega hladilnika primerljive hladilne kapacitete.

Investicijske vrednosti absorpcijskih in kompresorskih hladilnikov so določene na podlagi povprečnih vrednosti različnih virov, ki so predstavljeni v Tabeli 10. Glede na

temperaturni režim, ki ga zagotavlja SPTE, je bil izbran enostopenjski absorpcijski hladilnik.

Tabela 10: Investicijski stroški absorpcijskih in kompresorskih hladilnikov v odvisnosti od hladilne kapacitete

Hladilna moč [kW_{hl.}]	Absorpcijski hladilnik [EUR]	Kompresorski hladilnik [EUR]
20	28.600	6.800
54	52.400	15.600
200	78.000	31.000

Vir: L. Trygg & S. Amiri, European perspective on absorption cooling in a combined heat and power system, 2007, str. 1327; Arteconi et al., Distributed generation and trigeneration: Energy saving opportunities in Italian supermarket sector, 2009, str. 1739; M. Jradi & S. Riffat, Tri-generation systems: Energy policies, prime movers, cooling technologies, configurations and operation strategies, 2014, str. 409.

- *Določitev stroškov kapitala*

Skladno s smernico VDI 2067 je potrebno pri oceni ekonomičnosti investicije določiti diskontno stopnjo investiranega kapitala in jo upoštevati pri določanju stroškov investiranega kapitala. Pri financiranju investicije iz različnih virov je upoštevano tehtano povprečje vseh stroškov virov financiranja (WACC). Potrebno je razlikovati med pričakovanimi donosi na lastniško in dolžniško financiranja ter na strukturo investicijskih sredstev. Pričakovani donosi lastniškega kapitala so odvisni predvsem od tveganosti investicije. Normalen donos na sredstva za netvegane naložbe se giblje med 7 do 10 odstotkov, medtem ko se pri bolj tveganih naložbah normalen donos giblje med 15 do 25 odstotkov (Ministrstvo za gospodarstvo, 2009). Investicija v SPTE-napravo je ocenjena kot investicija s srednjim tveganjem, predvsem zaradi povečanega tveganja, na katerega močno vpliva volatilitnosti zemeljskega plina, po drugi strani pa tveganje zmanjšanja dolgoročne pogodbe o odkupu električne energije. Po Metodologiji določanja referenčnih stroškov električne energije, proizvedene iz obnovljivih virov energije in SPTE, je razmerje med dolžniškim financiranjem (wD) in lastniškim financiranjem (wL) 60 : 40 (Ministrstvo za gospodarstvo, 2009, str. 16).

Strošek dolžniškega financiranja je določen na podlagi kreditov Eko sklada za okoljske naložbe pravnih oseb. Obrestna mera je določena na podlagi povprečne trimesečne medbančne obrestne mere Euribor (0,28 odstotka) in bančnega pribitka (Eko sklad, 2014, str. 6). Bančni pribitek v vrednosti 1,5 odstotka zajema interkalarno obrestno mero, strošek odobritve in zavarovanja. Skupni strošek dolga (R_d) je tako 1,78 odstotka.

Za izračun pričakovane stopnje donosa lastniškega kapitala (enačba 17) je uporabljen model vrednotenja dolgoročnih naložb (angl. *Capital Asset Pricing Model*, v nadaljevanju

CAPM), ki podaja razmerje med zahtevano donosnostjo in tveganjem posamezne naložbe glede na povprečno tveganost naložbe (Pratt & Grabowski, 2008, str. 76).

$$R_i = R_f + \beta \times (RP_m) \quad (17)$$

kjer je:

- R_i – stroški kapitala za posamezno dejavnost;
- R_f – ne tvegana stopnja donosa;
- β – kapitalsko popravljena beta;
- RP_m – tržna premija za tveganje.

Za določitev stopnje donosa netveganih investicij (R_f) je upoštevana donosnost nemških obveznic z zapadlostjo desetih let. Ta doba je enaka dobi odplačevanja kredita. Po podatkih Eurostata (2014c) je zahtevan donos na desetletno nemško obveznico 1,26 odstotka. V letu 2014 je tržna premija za tveganje (RP_m) 7,2-odstotna (Fernandez, Linares, & Fernandez Acín, 2014, str. 4). Beta – β (angl. *levered beta*) se določi po enačbi 18:

$$\beta = \beta_n \times (1 + (1 - T) \times wD / wL) \quad (18)$$

Kjer β_n predstavlja kapitalsko nepopravljeno beto, ki ne upošteva tveganja zaradi stopnje zadolženosti podjetja. Kapitalsko nepopravljena beta je za proizvodnjo električne energije 0,68 (Damodaran, 2014). T v enačbi predstavlja davčno stopnjo od dohodka pravnih oseb, ki je za Slovenijo v letu 2014 17-odstotna. Razmerje med dolžniškim in lastniškim financiranjem predstavlja v enačbi wD / wL in je 60/40. Tako je kapitalsko popravljena β enaka 1,86. Po enačbi 20 je izračunana pričakovana donosnost lastniškega kapitala R_i 14,7 odstotka.

Tehtano povprečje stroška kapitala q se izračuna po enačbi 19:

$$q(WACC) = wD \times R_d \times (1 - T) + wL \times R_i \quad (19)$$

$$q(WACC) = 0,6 \times 1,78 \times (1 - 0,17) + 0,4 \times 14,7 = 6,7 \%$$

Pri izračunu WACC je upoštevan tudi davčni ščit. Strošek obresti pri dolžniškem financiranju znižuje davčno osnovo podjetja in tako davčno breme. Struktura investicijskih sredstev se ohrani iz Metodologije določanja referenčnih stroškov.

Višina WACC je 6,7 odstotkov, kar je uporabljeno kot diskontna stopnja pri analizi ekonomske upravičenosti investicije v SPTE. Višina stroškov kapitala je za sektor proizvodnje električne energije glede na strošek kapitala po Damodaran (2014) višji za 1,5 odstotne točke.

3.2.2.2 Stroški energentov

Stroški energentov vključujejo stroške za porabljeno energijo. V obravnavanem magistrskem delu je vključenih več energentov. SPTE kot primarni vir uporablja zemeljski plin, ravno tako vršni oz. rezervni kotel. Absorpcijski hladilnik za svoje delovanje potrebuje toploto, proizvedeno v SPTE, kompresorski hladilnik za svoje delovanje potrebuje električno energijo iz omrežja.

Stroški energije so določeni na podlagi podatkov SURS v Tabeli 11 kot povprečna cena za posamezno porabniško skupino. Porabniška skupina je definirane glede na letne porabe električne energije in plina.

Tabela 11: Cena energije z vključenimi davki in dajatvami za leto 2013 pa posamezni porabniški skupini

	I2/IB	I3/IC	I4/ID
Električna energija EUR/kWh	0,145	0,1156	0,1032
Zemeljski plin EUR/Sm ³	0,682	0,6188	0,5165

Legenda:

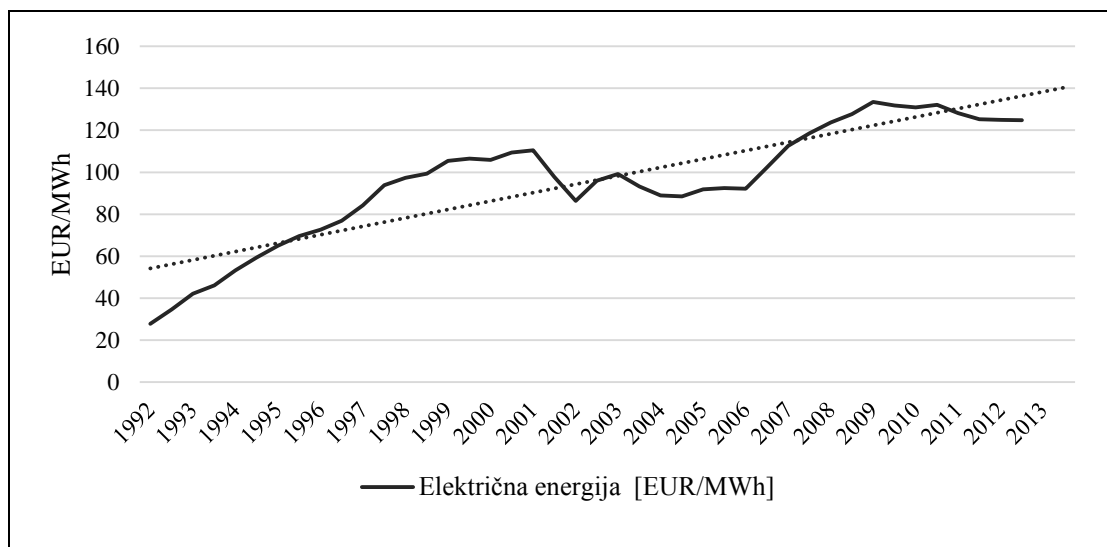
Zemeljski plin: **I2** 1000 do 10.000 GJ (od 26.435 do 264.349 Sm³), **I3** 10.000 do 100.000 GJ (od 264.349 do 2.643.489 Sm³), **I4** 100.000 do 1.000.000 GJ (od 2.643.489 do 26.434.886 Sm³)

Električna energija: **IB** – letna poraba, manjša od 20 MWh, **IC** – letna poraba od 500 MWh do manj kot 2.000 MWh, **ID** – letna poraba od 2.000 MWh do manj kot 20.000 MWh

Vir: SURS, Cene električne energije za industrijo - standardne porabniške skupine (EUR/MWh), 2013.

Pri realnem vrednotenju investicij je potrebno upoštevati spremembo vrednosti pri vseh tistih stroških, pri katerih prihaja do spremembe cene (inflacijski vplivi). Pri analizi ekonomske upravičljivosti oskrbe s SPTE je potrebno upoštevati rast stroškov energije. Smernica VDI 2067 priporoča, da se v izračunih upošteva dolgoročne statistične indekse. Slika 19 prikazuje krivulje in trendno črto povprečne letne cene električne energije za industrijske porabnike v daljšem časovnem obdobju. Na osnovi trendne črte je določena sprememba vrednosti cene električne energije in faktor spremembe vrednosti r (glej točko 3.1.1.).

Slika 19: Trend rasti cene električne energije in zemeljskega plina za porabniški skupini IC in I2⁷



Vir: SURS, Cene električne energije za industrijo - standardne porabniške skupine (EUR/MWh), 2013.

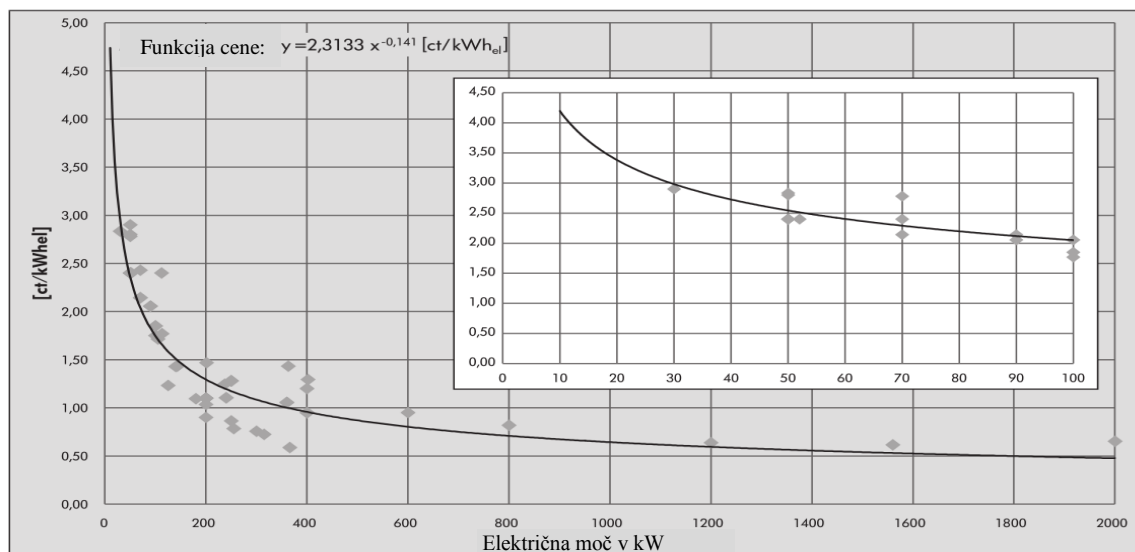
Povprečna letna rast cene električne energije, določena na podlagi trende črte, je 3,6 odstotkov.

3.2.2.3 Stroški obratovanja

Stroški obratovanja vključujejo stroške obratovanja, vzdrževanja in druge stroške (VDI 2067). Drugi stroški vključujejo stroške zavarovanja in morebitne administrativne stroške. Ti stroški so odvisni od velikosti naprav in se obravnavajo kot fiksni stroški. Obratovalne stroške je mogoče oceniti kot delež vrednosti naložbe. Stroški obratovanja SPTE-naprave z motorjem na notranje izgorevanje so določeni na osnovi 61 ponudb (ASUE, 2011). Na Sliki 20 so stroški obratovanja podani glede na proizvedeno električno energijo v EUR/kW_{el}. Zaradi vpliva nazivne moči na natančnost funkcije je graf razdeljen na dva velikostna razreda. Pri presoji ekonomske upravičenosti investicije projektov SPTE z motorjem na notranje izgorevanje je potrebno upoštevati tudi stroške obnove motorja po 40.000 do 60.000 urah obratovanja (Hamburg Gas Consult, 2006).

⁷ Cene vsebujejo vse davke in dajatve.

Slika 20: Specifični stroški vzdrževanja SPTE z motorjem na notranje izgorevanje



Vir: ASUE, BHKW-Kenndaten 2011 – Module Anbieter Kosten, 2011, str. 14.

Stroški obratovanja mikroturbin so v primerjavi z motorjem na notranje izgorevanje nižji. Turbino je potrebno obnoviti na okoli 80.000 delovnih ur, pri tem so stroški obnove turbin zaradi samo enega gibalnega dela občutno nižji kot pri motorjih z notranjim izgorevanjem. V presoji upravičenosti investicije so stroški vzdrževanja mikroturbin določeni na osnovi podatkov s strani slovenskega ponudnika, podjetja Laibach Tehnologije d.o.o.

Stroški obratovanja absorpcijskih in kompresorskih hladilnikov se v literaturi podajajo kot delež investicijske vrednosti ali pa glede na proizvedeno kWh hladu. Stroški obratovanja absorpcijskih hladilnikov so v višini enega odstotka investicijske vrednosti. Pri kompresorskih hladilnikih je ta 4-odstoten (Lozano, Carvalho, & Serra, 2009, str. 2007).

Na osnovi smernic VDI 2067 je v magistrskem delu upoštevana 2-odstotna sprememba vrednosti stroškov obratovanja r_b .

3.2.3 Prihodki

Prihodki, ustvarjeni s proizvodnjo električne energije, se določijo glede na količino proizvedene električne energije in cene električne energije, za katero je predpostavljeno, da je enaka kot nabavna vrednost električne energije, predstavljena pod točko 3.2.2.2. Na osnovi smernic VDI 2067 je v magistrskem delu upoštevana 3-odstotna sprememba vrednosti prihodkov r_E .

Uredba o podporah električni energiji, proizvedeni v sproizvodnji toplote in električne energije z visokim izkoristkom (Ur.l. RS, št. 37/2009 in dopolnitve), predvideva finančno pomoč proizvodnji električne energije v proizvodnih napravah SPTE, če stroški proizvodnje te električne energije ne dosegajo tržne vrednosti. Upravičenec se odloči med možnostjo pridobitve:

- zagotovljenega odkupa (ZO) električne energije, kjer center za podpore skladno z uredbo odkupi vso proizvedeno električno energijo ali
- obratovalne podpore (OP), kjer upravičenec pridobi finančno pomoč za proizvedeno električno energijo, proizvedeno električno energijo pa prodaja na trgu ali pa jo porabi kot lasten odjem.

Poleg ZO ali OP uredba določa finančno pomoč glede na velikostne razrede naprav in glede na število obratovalnih ur naprav. Glede na število obratovalnih ur se naprave ločijo na sezonske, ki so namenjene pokrivanju potreb po toploti v kurilni sezoni in obratujejo do 4000 ur, in naprave, ki niso vezane na kurilno sezono in obratujejo več kot 4.000 ur. V Tabeli 12 so skladno z uredbo o podporah iz leta 2014 predstavljeni ZO in OP glede na število obratovalnih ur.

Tabela 12: Podporna shema za proizvodnjo električne energije v proizvodnih napravah SPTE na fosilna goriva

Do 4000 ur obratovanja		
Velikostni razred	Cena ZO (EUR/MWh)	Višina OP (EUR/MWh)
Mikro – manjše od 50 kW	242,17	205,36
Male – manjše od 1 MW	161,35	123,24
Srednje-nižje – od 1 MW do vključno 5 MW ^(*)		86,97
Nad 4000 ur obratovanja		
Velikostni razred	Cena ZO (EUR/MWh)	Višina OP (EUR/MWh)
Mikro – manjše od 50 kW	184,33	145,35
Male – manjše od 1 MW	130,82	90,97
Srednje-nižje – od 1 MW do vključno 5 MW*		62,87

Legenda:

*Skladno z Uredbo naprave z močjo večje od 1 MW ne morejo prejeti zagotovljenega odkupa. Podpore veljajo za leto 2014.

Vir: Borzen d.o.o., Določanje višine podpor električni energiji proizvedeni iz OVE in SPTE in višine podpor v letu – 2014, 2014b.

V sklop fiskalnih podpor je v analizi ekonomske upravičljivosti upoštevano vračilo trošarin za zemeljski plin v vrednosti 0,092 EUR/Sm³. Poleg vračila trošarine je SPTE na zemeljski plin upravičena tudi do oprostitve plačila okoljske dajatve zaradi emisij CO₂. SPTE je oproščena dajatev v vrednosti 0,0144 EUR na kg emitiranega CO₂.

Poleg tega so SPTE-naprave s toplotno močjo večjo od 20 MW vključene v sistem trgovanja z emisijami toplogrednih plinov. Energetske potrebe večine slovenskih podjetij je mogoče pokriti s SPTE-napravami, manjšimi od 20 MW toplotne moči. Zato v analizi ekonomske upravičenosti decentralizirane oskrbe z energijo v podjetjih ni vključenega trgovanja z emisijami toplogrednih plinov.

3.2.4 Življenjska in ekonomska doba investicije

Avtorji navajajo različno dolge življenjske dobe naprav (T_N). Največje razlike v življenjski dobi je opaziti pri SPTE-napravah, na katere vpliva kakovost goriva in število letnih obratovalnih ur (ASUE, 2011). V nalogi so povzete življenjske dobe iz smernice VDI 2067, ki so navedene v Tabeli 13. V preglednici predstavljajo navedene življenjske dobe naprav srednjo vrednost glede na ostale avtorje (Schicktanz, Wapler, & Henning, 2011, str. 579; VDI 2067)

Tabela 13: Življenjska in ekonomska doba naprav

	Življenjska doba (v letih)
SPTE z motorjem na notranje izgorevanje	15
Mikroturbina	18
Absorpcijskih hladilnik	18
Kompresorski hladilnik	15

Vir: Schicktanz, M. D., Wapler, J., & Henning, H. M., Primary energy and economic analysis of combined heating, cooling and power systems, 2011, str. 579; VDI 2067, Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen Grundlagen und Kostenberechnung, 2012, str. 26-27.

Pri vrednotenju investicij je potrebno upoštevati različno dolge življenjske dobe posamezne naprave. V primeru, ko je dolžina opazovanega obdobja krajša od življenjske dobe, je potrebno pri vrednotenju upoštevati preostalo vrednost naprave.

Ekonomska doba ali opazovano obdobje (T) je enako življenjski dobi večine naprav, ki so vključene v analizo ekonomske upravičenosti. Tako je določeno opazovano obdobje osemnajstih let. V primeru komponent s krajšo življenjsko dobo (T_N) od opazovanega obdobja je k prvotni investicijski vrednosti prišteta vrednost nadomestne komponente. Pri komponentah z daljšo življenjsko dobo od opazovanega obdobja se ob koncu opazovanega obdobja investicijska vrednost zmanjša za neamortizirano vrednost (R_w).

3.3 Metoda izračuna prihrankov primarne energije in emisij toplogrednih plinov

Metoda izračuna prihrankov energije izhaja iz Direktive 2006/32/ES in Direktive 2004/8/ES. Določanje prihrankov primarne energije SPTE-naprave glede na ločeno proizvodnjo električne energije in toplote je določeno v direktivi o spodbujanju SPTE – Direktiva 2004/8/ES. Prihranki primarne energije, ki jih zagotavlja soproizvodnja, se izračunajo na podlagi enačbe (5).

Prihranek energije (PPE) je zaradi uvedbe SPTE sistema določen na podlagi metode za izračun prihrankov energije pri povečanju učinkovite rabe energije (Institut "Jožef Stefan" – Center za energetska učinkovitost, 2011a, str. 57).

$$PPE = 2,5 \times E_{el., SPTE} - E_{el., SPTE} \times \left(\frac{1}{\eta_{el., SPTE}} - \frac{p}{\eta_{top., loč. proiz.}} \right) \quad (20)$$

kjer je:

- PPE – prihranek primarne energije [kWh/leto] zaradi vgradnje sistema SPTE;
- $E_{el., SPTE}$ – letna proizvodnja električne energije [kWh/leto] iz sistema SPTE;
- $\eta_{el., SPTE}$ – električni izkoristek SPTE;
- $\eta_{top., loč. proiz.}$ – izkoristek pri ločeni proizvodnji toplotne energije;
- p – razmerje med proizvedeno toploto in električno energijo.

Zmanjšanja emisij CO₂ (ZEC) so določene na podlagi

$$ZEC = E_{el., SPTE} \times \left(\frac{ef_{ZP} \times r}{\eta_{top., loč. proiz.}} + ef_{EL} - \frac{ef_{ZP}}{\eta_{el., SPTE}} \right) [CO_2/leto] \quad (21)$$

kjer je:

- ef_{ZP} – emisijski faktor [kgCO₂/kWh] za zemeljski plin;
- ef_{EL} – emisijski faktor [kgCO₂/kWh] pri proizvodnji električne energije v elektrarnah.

3.4 Preučevani scenariji oskrbe z energijo

Poraba električne energije in zemeljskega plina v slovenski industriji je primerljiva z ostalo evropsko industrijo (Cogen Europe, 2014a, str. 1). Poraba energije slovenske industrije predstavlja več kot 50 odstotkov električne energije in 75 odstotkov vse končne porabe energije (SURs, 2014b), zato je vključevanje decentraliziranih SPTE-naprav v podjetjih smiselna.

V magistrskem delu sta preučevana dva scenarija oskrbe z energijo v podjetjih iz predelovalne dejavnosti. V analizo sta vključeni dve tehnologiji SPTE-naprav različnih moči. Kot alternativna možnost zagotavljanja toplote so vključeni kondenzacijski kotli. Dodatno je vrednotenje ekonomske upravičenosti razširjeno z možnostjo oskrbe s hladom. Tehnični podatki o posameznih tehnologijah so zbrani v Tabeli 14.

Tabela 14: Tehnični parametri za analizo ekonomske upravičljivosti različnih scenarijev oskrbe

	Mikroturbina		Motor z notranjim izgorevanjem			
Električna moč (kW)	50	200	7	30	50	190
Vršni kotel (kW)	150	350	30	90	150	300
Absorpcijski hladilnik (COP)	0,7	0,7	*	0,7	0,7	0,7
Absorpcijski hladilnik, hladilna moč (kW)	54	200	*	20	54	200
Zemeljski plin (EUR/Sm ₃)	0,568	0,516	0,568	0,568	0,568	0,516
Električna energija (EUR/kWh)	0,121	0,096	0,121	0,121	0,121	0,096

Legenda:

* Ni podatkov za absorpcijske hladilnike z manj kot 20 kW hladilne moči.

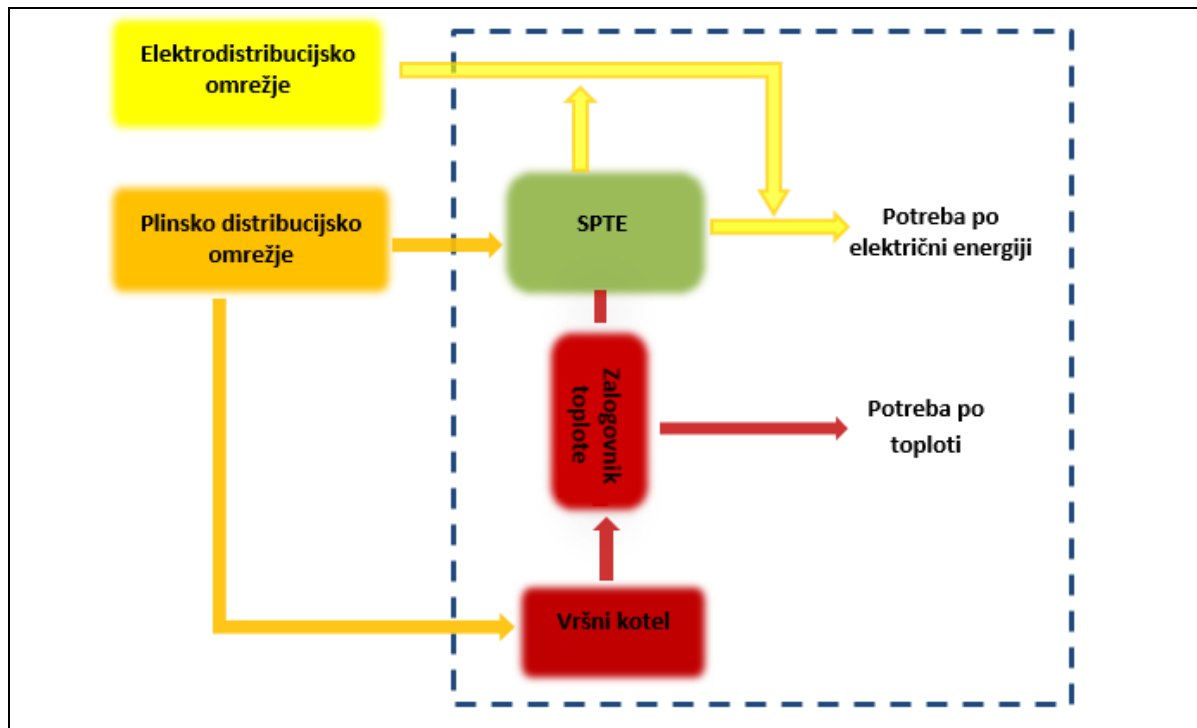
Prvi scenarij zajema oskrbo podjetja s toploto in električno energijo iz SPTE. Ta scenarij je primerjan z alternativnim sistemom, ki predstavlja konvencionalni plinski kotel za oskrbo s toploto in odjem električne energije iz distribucijskega omrežja. Drugi scenarij zajema poleg zagotavljanja toplote in električne energije iz SPTE tudi hlad, proizveden z absorpcijskim hladilnikom. Kot alternativni sistem je prevzet konvencionalni plinski kotel za oskrbo s toploto, odjem električne energije iz omrežja in kompresorski hladilnik za proizvodnjo hlada.

- *Scenarij 1*

V prvem scenariju je obravnavana primerjava oskrbe s SPTE različnih nazivnih moči in tehnologij z alternativnim sistemom oskrbe, ki temelji na zagotavljanju toplote iz plinskega kotla z visokim izkoristkom. Rezultat anuitetne metode je podan kot strošek na enoto koristne toplote posameznega sistema. Pri sistemu oskrbe s SPTE je vključen tudi plinski kotel, kot je prikazano na Sliki 21, ki služi kot vršni kotel za pokrivanje viškov potreb po toploti, in kot rezervni sistem v primeru izpada SPTE. Toplotna moč vršnega kotla je dimenzionirana tako, da lahko v primeru izpada SPTE-naprave samostojno pokriva vso potrebo po toploti. V magistrskem delu je na osnovi izkušenj predpostavljeno, da vršni kotel zagotavlja 20 odstotkov potreb po toploti – (glej Sliko 14). V primeru, ko je lastna raba električne energije večja od proizvedene s SPTE, je predvideno, da se manjkajoči del

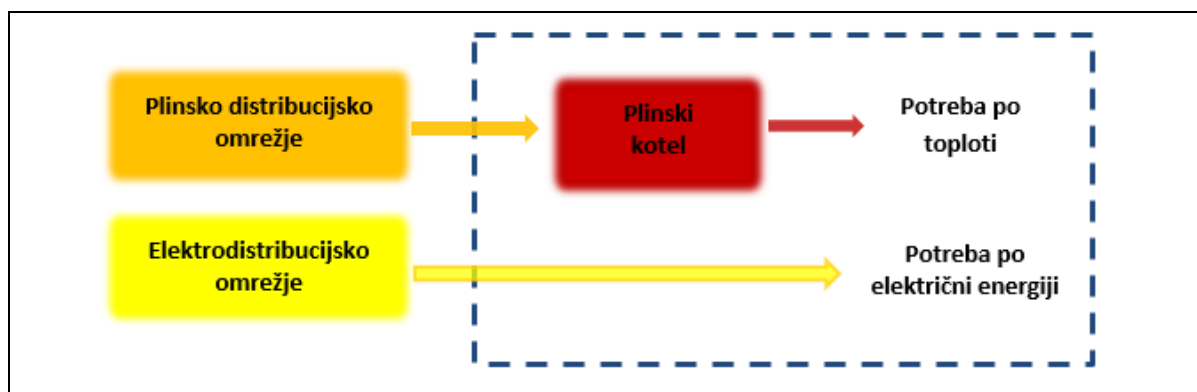
električne energije zagotovi iz distribucijskega omrežja. V primeru proizvodnje viškov električne energije se jo odda v distribucijsko omrežje. Lastna raba nastale električne energije vpliva na ekonomsko upravičljivost SPTE-projektov. Z lastno rabo nastale električne energije podjetje zmanjšuje stroške za električno energijo. Podjetju tako ni potrebno kupovati električne energije na trgu in plačevati prispevkov, vezanih na prenos električne energije.

Slika 21: Shema oskrbe s SPTE



Konvencionalni sistem oskrbe z energijo, kot prikazuje Slika 22, temelji na plinskem kotlu, ki je po toplotni moči enak vršnemu kotlu iz sistema oskrbe s SPTE. Konvencionalni sistem za svoje delovanje ne potrebuje toplotnega zalogovnika.

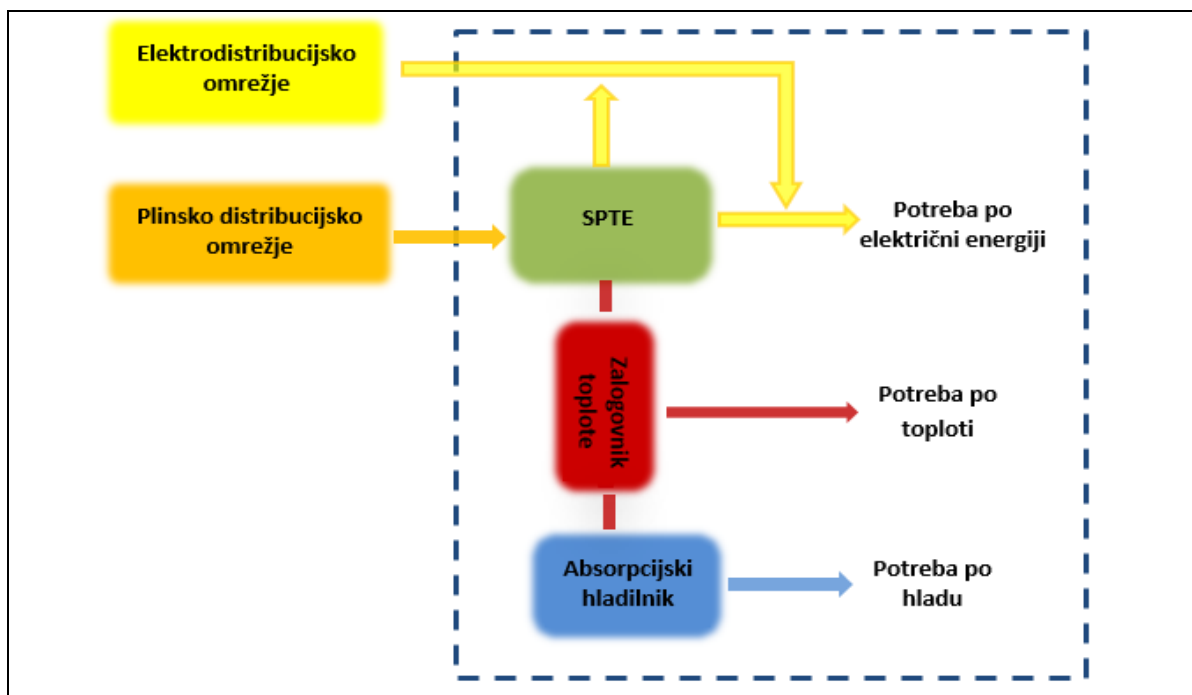
Slika 22: Shema konvencionalne oskrbe z energijo



- *Scenarij 2*

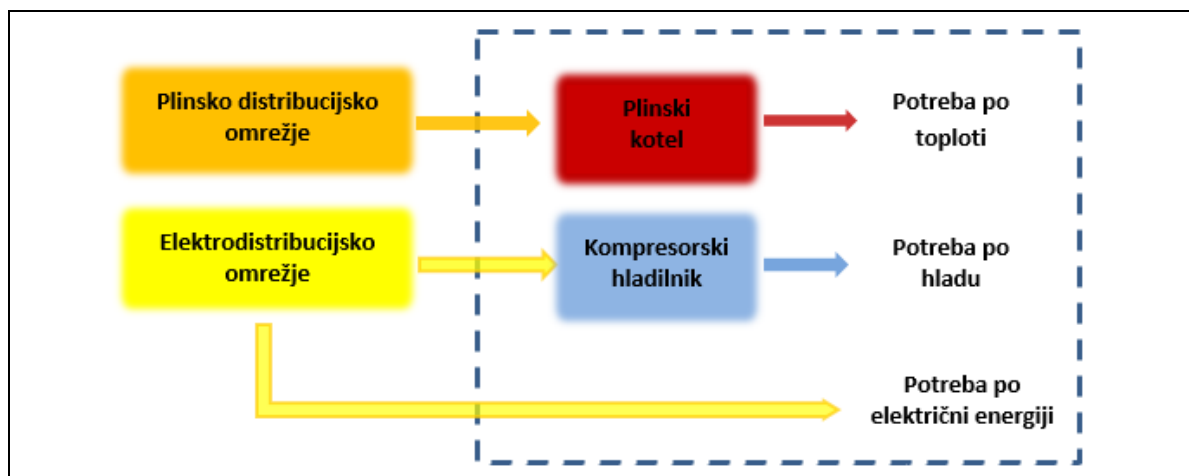
Drugi scenarij obravnava oskrbo s hladom iz absorpcijskih hladilnikov (Slika 23), ki za svoje delovanje porabljajo višek toplote, proizvedene s SPTE. Kot referenčni sistem zagotavljanja hladu je obravnavan klasični kompresorski hladilnik (Slika 24). Rezultat anuitetne metode je podan kot strošek proizvodnje hladu posameznega sistema. Za določitev potreb po hlajenju in obratovanju sistemov za hlajenje je v delu prevzeto (Connolly et al., 2014), da potrebe po hlajenju predstavljajo do 15 odstotkov potreb po toploti.

Slika 23: Shema oskrbe s SPTE in absorpcijskim hladilnikom



Konvencionalni sistem oskrbe s hladom, kot prikazuje Slika 36, temelji na kompresorskem hladilniku, ki je po hladilni moči enak absorpcijskemu hladu.

Slika 24: Shema konvencionalne oskrbe z zemeljskim plinom in električno energijo ter hladom iz kompresorskega hladilnika



4 REZULTATI ANALIZE EKONOMSKE UPRAVIČENOSTI

4.1 Strošek toplote iz STPE in konvencionalne oskrbe

Za primerljivost rezultatov analize ekonomske upravičenosti je pomembno primerjati stroške toplote ob enaki kapaciteti proizvodnje toplote plinskih kotlov in SPTE-naprav. Za preglednejšo primerjavo so v Tabeli 15 predstavljeni pari kotlov in SPTE-naprav z isto toplotno močjo, ki na letni ravni (3.500 ur) proizvedejo enako količino toplote.

Tabela 15: Primerjava SPTE-naprav in kotlov iste toplotne moči

SPTE-naprava	Plinski kotel	Količina proizvedene toplote (MWh)
Mikroturbina – 50 kW	Kotel 150 kW	467
Mikroturbina – 200 kW	Kotel 350 kW	1200,5
Motor z notranjim izgorevanjem – 7 kW	Kotel 30 kW	70,7
Motor z notranjim izgorevanjem – 30 kW	Kotel 90 kW	257,3
Motor z notranjim izgorevanjem – 50 kW	Kotel 150 kW	338,7
Motor z notranjim izgorevanjem – 200 kW	Kotel 300 kW	1127,6

Na Sliki 25 so predstavljeni stroški toplote alternativne oskrbe s plinskimi kotli in SPTE-napravami. Strošek toplote, proizvedene s SPTE, je skladno z Uredbo o podporah električni energiji, proizvedeni v SPTE, izračunan za zagotovljen odkup – ZO in obratovalno podporo – OP z letnim obratovanjem do 4000 ur. Uredba o podporah omogoča investitorju izbrati med ZO in OP. V primeru zagotovljenega odkupa Borzenov center za

podpore od proizvajalca odkupi vso proizvedeno električno energijo. Podporni mehanizem obratovalne podpore omogoča investitorju, da nastalo električno energijo porabi za lastni namen oz. jo prosto proda na trgu, tako investitor od centra za podpore pridobi le OP. V analizi ekonomske upravičenosti oskrbe s SPTE je v primeru obratovalne podpore predvidena lastna raba 66,6 odstotka nastale električne energije.

V izračunih je skladno z letno potrebo po toploti (Slika 14) predpostavljeno, da SPTE-naprave pokrivajo 80 odstotkov potreb po toploti, manjkajoči del toplote se zagotovi z vršnim kotlom, kar je v analizi upravičenosti ustrezno upoštevano. Primer postopka izračuna stroška toplote z anuitetno metodo je za tehnologijo motorja z notranjim izgorevanjem natančno predstavljen v Prilogi 2.

Zaradi preglednosti rezultatov so v serije združeni plinski kotli in SPTE-naprave iste kapacitete proizvodnje toplote. Številke za oznakami plinskih kotlov in SPTE-naprav predstavljajo toplotno moč oz. električno moč v kW. Oznaka mni predstavlja tehnologijo motorjev z notranjim izgorevanjem. Oznaka μ turbina predstavlja tehnologijo mikroturbin. Strošek toplote alternativne oskrbe s plinskim kotli je v vseh primerih večji. Iz Slike 25 je razvidno, da podporna shema z ZO zagotavlja investitorju v primerjavi z OP višje stroške toplote, kar se posledično odraža v nižjih prihodkih. Pri najmanjši moči SPTE-naprav je razlika stroška toplote med OP in ZO 15,3 EUR/MWh. Pri SPTE-napravi z motorjem na notranje izgorevanje moči 50 kW je razlika stroška toplote med OP in ZO 22,2 EUR/MWh. Strošek toplote tehnologije motorjev z notranjim izgorevanjem je v primerjavi s tehnologijo mikroturbin nižji. V primeru obratovalne podpore je strošek toplote SPTE-naprave z motorjem na notranje izgorevanje moči 50 kW v primerjavi s stroškom toplote iz mikroturbine 50 kW nižji za 34,7 EUR/MWh. V primeru ZO je ta razlika 26,9 EUR/MWh. Iz Slike 25 je razvidno, da strošek toplote pada z nazivno močjo ne glede na vrsto tehnologije. Strošek toplote plinskih kotlov z nazivno močjo pada bistveno počasneje kot pri SPTE-napravah. Pri letnem obratovanju 3.500 ur je najmanjša razlika med stroškom toplote alternativne oskrbe in SPTE-napravami pri najmanjši moči s podporno shemo zagotovljenega odkupa. Razlika med stroškom toplote kotla moči 30 kW in SPTE-električne moči 7 kW je 16,8 EUR/MWh. Največja razlika med stroškom toplote alternativne oskrbe in SPTE je za kotel toplotne moči 150 kW in SPTE z motorjem na notranje izgorevanje električne moči 50 kW in obratovalno podporo. Razlika med stroškom toplote je kar 106,4 EUR/MWh.

Strošek toplote ima navadno negativni predznak. V določenih serijah, kjer je anuiteta prihodkov večja od anuitete stroška, pride do spremembe predznaka pri strošku toplote. V tem primeru ima strošek toplote pozitivni predznak in dejansko ne predstavlja stroška temveč dodaten prihodek, kar lastniku SPTE-naprave zagotavlja ekstra dobičke.

Slika 25: Strošek toplote plinskih kotlov in SPTE-naprav z OP in ZO pri 3.500 urah obratovanja.



	Serijska 1	Serijska 2	Serijska 3	Serijska 4	Serijska 5	Serijska 6
	Plinski kotel 30	Plinski kotel 90	Plinski kotel 150	Plinski kotel 150	Plinski kotel 300	Plinski kotel 350
	SPTE 7 ZO – mni	SPTE 30 ZO – mni	SPTE 50 ZO – mni	SPTE 50 ZO – μ turbina	SPTE 200 ZO – mni	SPTE 200 ZO – μ turbina
	SPTE 7 OP – mni	SPTE 30 OP – mni	SPTE 50 OP – mni	SPTE 50 OP – μ turbina	SPTE 200 OP – mni	SPTE 200 OP – μ turbina

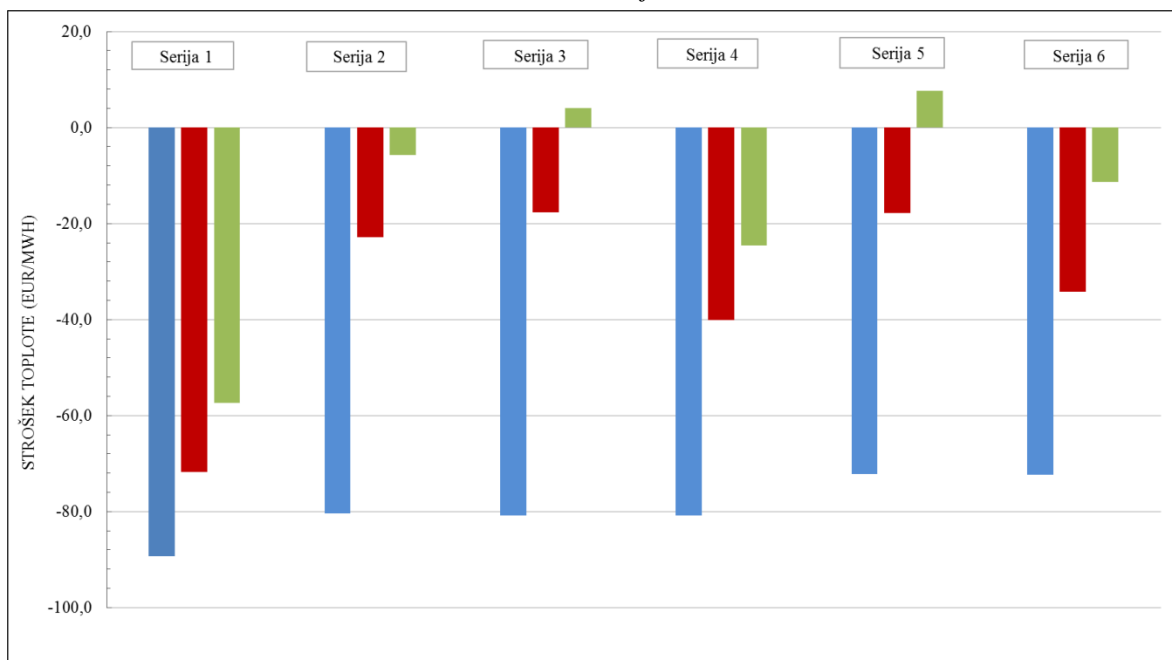
Podporna shema omogoča poleg izbire med ZO ali OP izbiranje tudi glede na dolžino letnega obratovanja SPTE-naprave. To je odvisno od potreb po toploti. Podporna shema loči med obratovanjem do 4.000 ur in nad 4.000 ur. Višina podpore je v primeru obratovanja do 4.000 ur višja kot pri obratovanja nad 4.000 ur. Za natančnejšo razlago glej točko 3.2.3.1. V primeru energetske oskrbe podjetij, ki potrebujejo tehnološko toploto, je letno število ur obratovanja predvideno glede na dvoizmenski delavnik, kar na letni ravni predstavlja 6.100 ur obratovanja.

Pri določanju stroška z OP je bilo predvideno, da podjetje porabi 66,4 odstotkov vse proizvedene električne energije s SPTE. Ostalih 33,6 odstotkov proizvedene električne energije se proda na trgu in odda v distribucijsko omrežje. Prodaja viškov električne energije je vezana na nočno obratovanje SPTE-naprave, ko v podjetju ni proizvodnje in tako tudi ni porabe električne energije.

Na Sliki 26 so predstavljeni stroški toplote alternativne oskrbe s plinskimi kotli in SPTE-naprav za OP in ZO pri obratovanju nad 4.000 ur. Stroški toplote SPTE-naprav, vključenih v podorno shemo z letnim obratovanjem do 4.000 ur, so v primerjavi s stroški toplote SPTE-naprav z letnim obratovanjem nad 4.000 ur nižji. Pri letnem obratovanju 6.100 ur je

najmanjša razlika med stroški toplote alternativne oskrbe in oskrbe s SPTE pri najmanjši moči in podporni shemi ZO. Razlika med stroškom toplote kotla moči 30 kW in SPTE električne moči 7 kW je 17,6 EUR/MWh. Največja razlika med stroškom toplote alternativne oskrbe in SPTE je za kotel toplotne moči 150 kW in SPTE z motorjem na notranje izgorevanje električne moči 50 kW in podporno shemo OP. Razlika med stroškom toplote je 84,9 EUR/MWh.

Slika 26: Strošek toplote plinskih kotlov in SPTE-naprav z OP in ZO pri 6.100 urah obratovanja.



	Serijska 1	Serijska 2	Serijska 3	Serijska 4	Serijska 5	Serijska 6
	Plinski kotel 30	Plinski kotel 90	Plinski kotel 150	Plinski kotel 150	Plinski kotel 300	Plinski kotel 350
	SPTE 7 ZO – mni	SPTE 30 ZO – mni	SPTE 50 ZO – mni	SPTE 50 ZO – μ turbina	SPTE 200 ZO – mni	SPTE 200 ZO – μ turbina
	SPTE 7 OP – mni	SPTE 30 OP – mni	SPTE 50 OP – mni	SPTE 50 OP – μ turbina	SPTE 200 OP – mni	SPTE 200 OP – μ turbina

Uredba o podporah električni energiji, proizvedeni v SPTE, ločuje naprave tudi glede na velikostne razrede. Za natančno razlago glej točko 2.4. Velikostni razred moči SPTE-naprav (razred mikro) do 50 kW je upravičen do višje OP oz. ZO kot pa mali velikostni razred (nad 50 kW do 1 MW). Navkljub višji specifični investiciji za mikronaprave so stroški toplote zaradi podporne sheme nižji kot pri SPTE-napravah iz malega razreda.

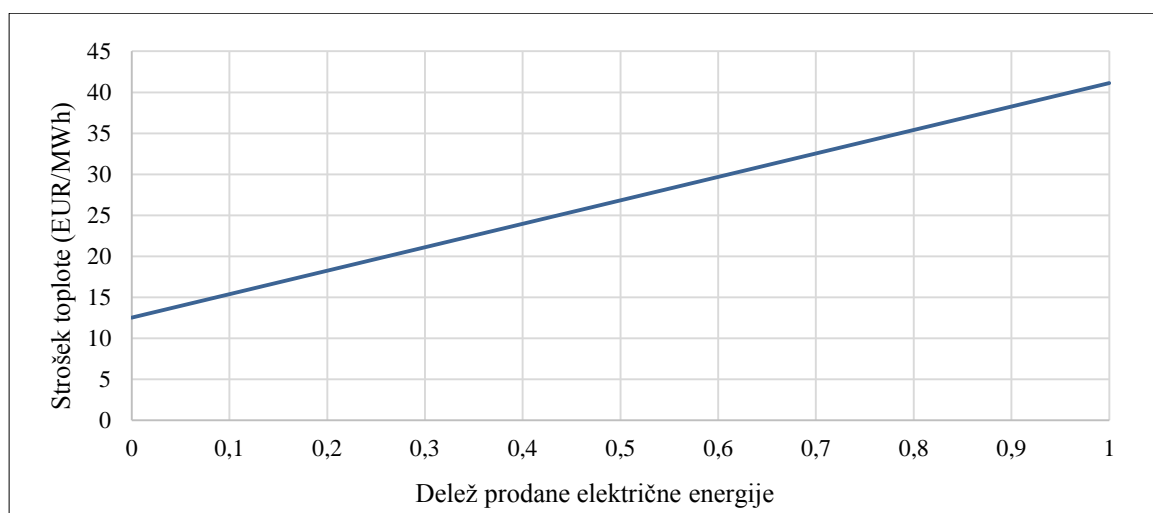
Tako na Sliki 25 kot na Sliki 26 je razvidno, da določene SPTE-naprave zaradi podporne sheme omogočajo lastnikom ekstra dobičke. Ti dobički dosežajo vrednosti tudi do 30 EUR na proizvedeno MWh toplote. To lahko vodi lastnike SPTE-naprav do zaključka, da je toploto smiselno zavreči in tako doseči višjo proizvodnjo električne energije in s tem večje

ekstra dobičke. To pa je v nasprotju z učinkovito rabo energije in s ciljem zagotavljanja prihrankov energije in emisij toplogrednih plinov.

Obratovalna podpora omogoča, da se proizvedena električna energija porabi na mestu nastanka ali pa odda v distribucijsko omrežje. V primeru porabe električne energije na mestu nastanka se doseže prihranek zaradi odpadlega stroška omrežnin in trošarin, vezanih na prenos električne energije. Za porabniško skupino IB so ti prihranki v višini 28,5 EUR/MWh.

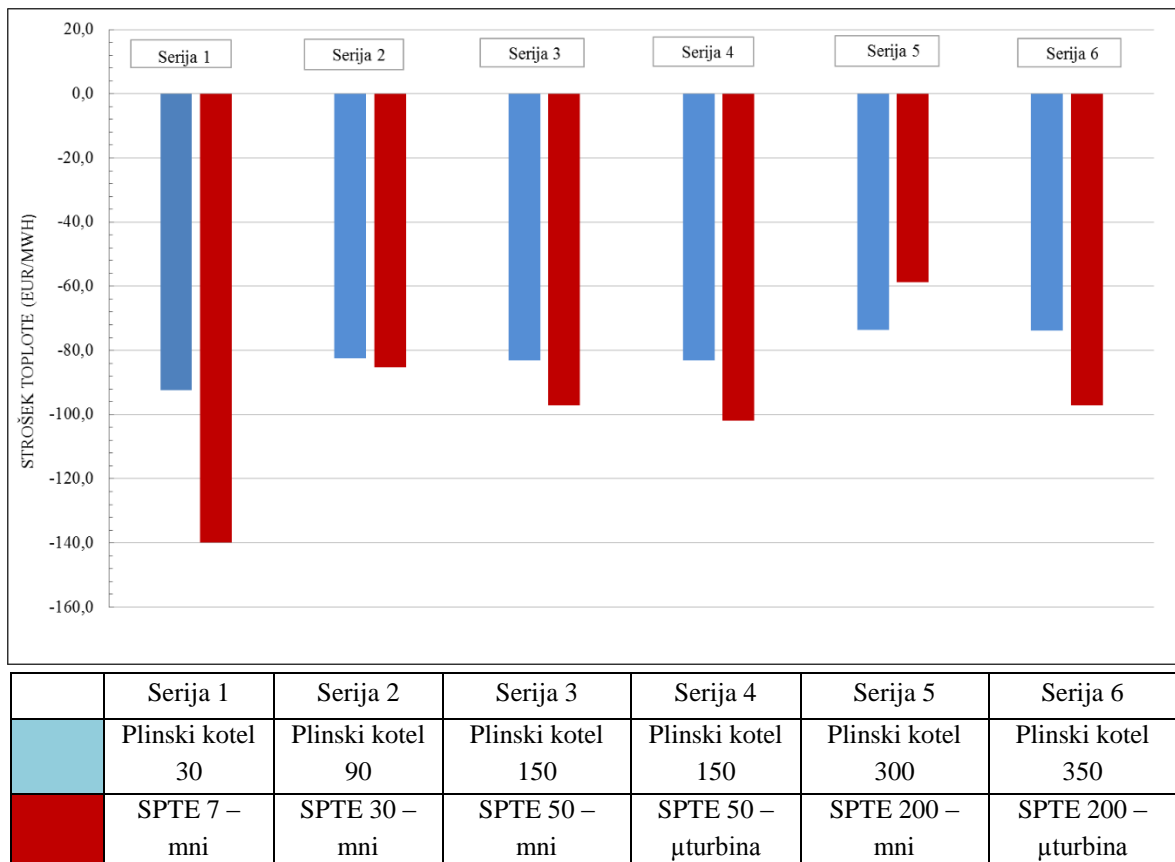
Slika 27 prikazuje vpliv deleža prodane oz. porabljene električne energije na strošek toplote. Prikazan primer se nanaša na SPTE-napravo z motorjem na notranje izgorevanje moči 50 kW z obratovalno podporo do 4.000 ur letnega obratovanja. V primeru, da se vsa električna energija proda, doseže proizvajalec na vsako proizvedeno MWh toplote dobiček v višini 12,6 EUR/MWh. V kolikor se vsa proizvedena električna energija porabi v podjetju, nastane z vsako proizvedeno MWh toplote 41,1 EUR dobička.

Slika 27: Vpliv deleža prodane električne energije



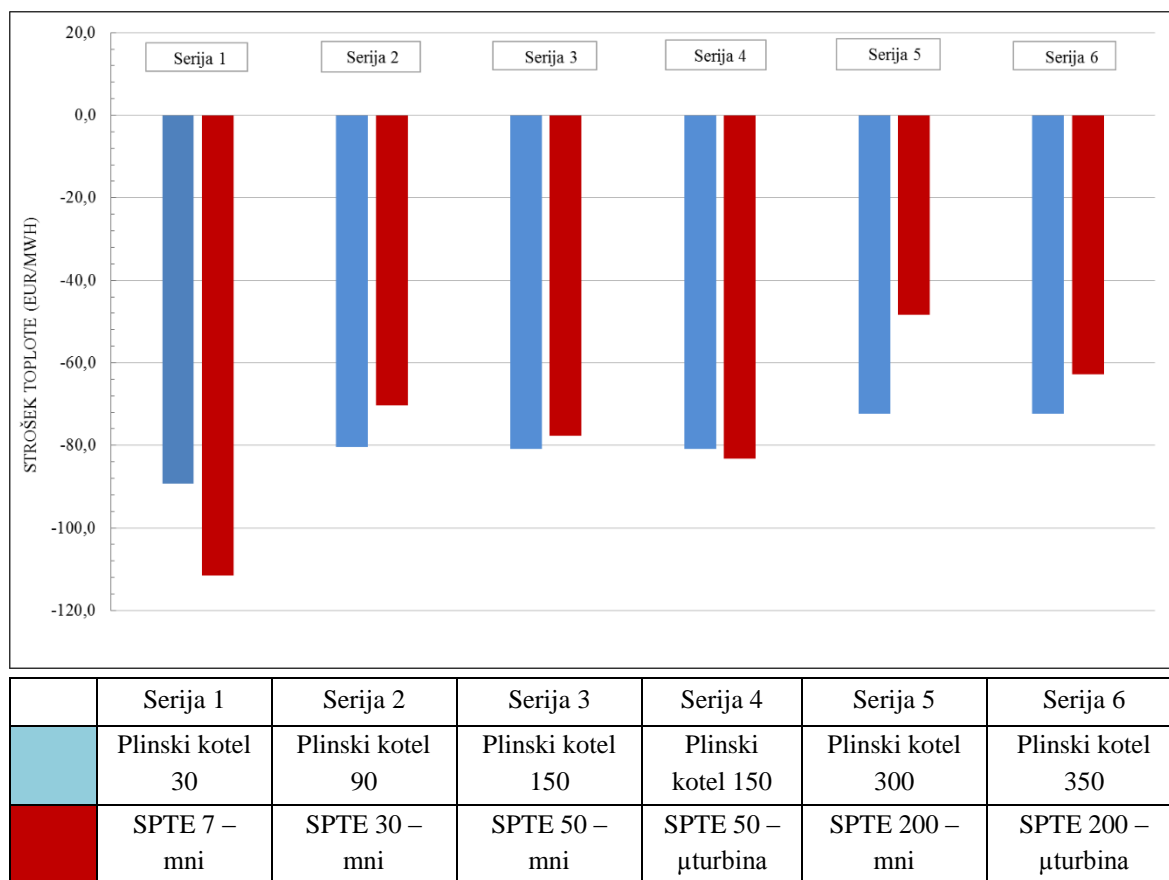
Na Sliki 28 je prikazan strošek toplote brez zagotovljenega odkupa in obratovalne podpore pri letnem obratovanju 3.500 ur. Predvideno je, da se vsa proizvedena električna energija porabi na lokaciji proizvodnje. Strošek toplote, proizvedene s SPTE-napravo, je v povprečju višji kot strošek toplote iz plinskih kotlov. Le SPTE-naprava z močjo 200 kW dosega nižje stroške toplote kot toplota iz alternativne oskrbe. V tem primeru je strošek toplote iz SPTE-naprave nižji od stroška toplote iz alternativne oskrbe za 15,3 EUR/MWh. Najvišji strošek toplote dosega najmanjša SPTE-naprava in je v primerjavi z alternativno oskrbo višji kar za 47,5 EUR/MWh. Na višino stroška toplote iz SPTE-naprav brez podporne sheme vpliva višina specifične investicije, ki je obratno sorazmerna z nazivno močjo naprave. Posledično pada strošek toplote iz SPTE-naprav z njihovo nazivno močjo.

Slika 28: Strošek toplote SPTE-naprav brez podporne sheme pri 3.500 urah obratovanja



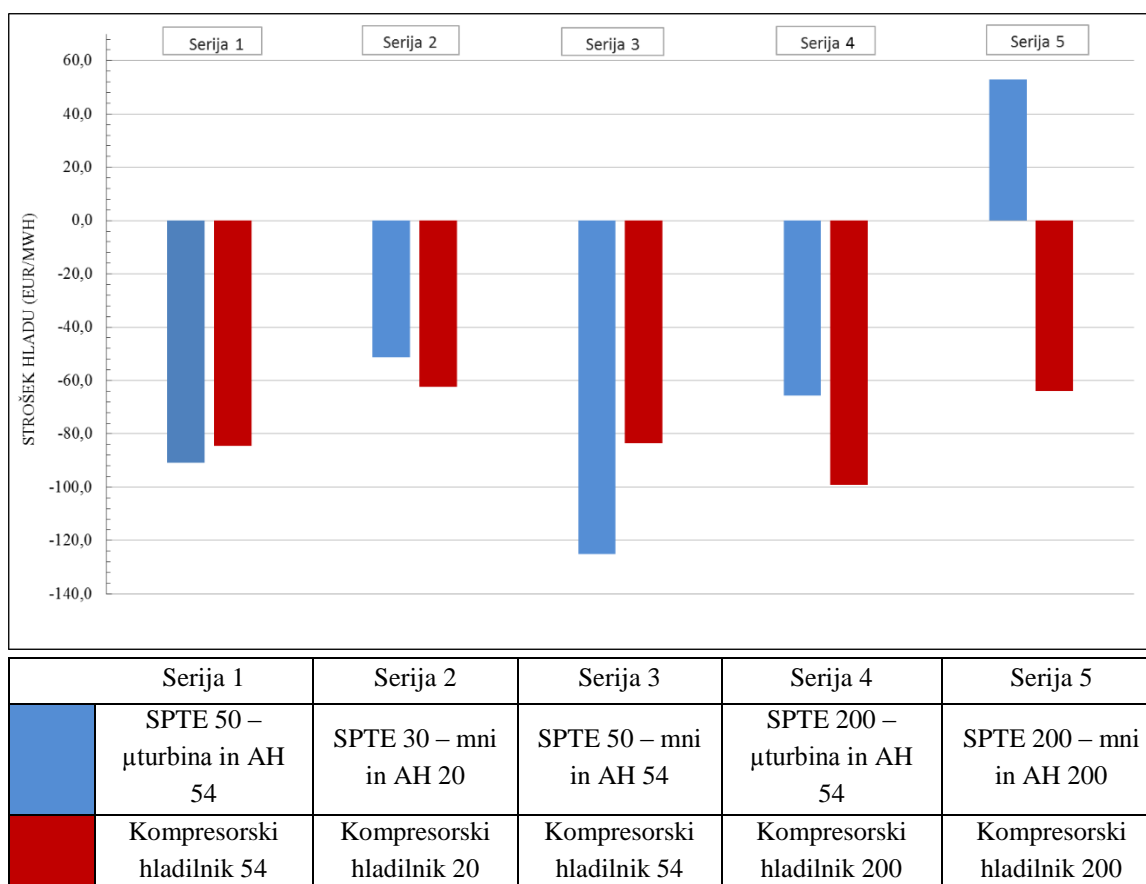
Na višino stroška toplote iz SPTE-naprav brez podporne sheme vplivajo tudi letne obratovalne ure. Več kot je obratovalnih ur, nižji je strošek toplote. Slika 29 prikazuje stroške toplote SPTE-naprav in plinskih kotlov pri 6.100 urah letnega obratovanja. Glede na letno obratovanje 3.500 ur (Slika 28) je strošek toplote iz SPTE-naprav v povprečju nižji za skoraj 20 EUR/MWh. Kljub temu je toplota iz najmanjše SPTE-naprave v primerjavi s plinskim kotlom višja za 22,3 EUR/MWh. Toplota iz SPTE-naprave 200 kW je v primerjavi s plinskim kotlom nižja za 24 EUR/MWh. Ostale naprave dosegajo primerljive stroške toplote kot plinski kotli. Brez podporne sheme so SPTE-naprave z 200 kW ali več nazivne moči in pri celoletnem obratovanju konkurenčne oskrbi s toploto iz plinskih kotlov. Manjše SPTE-naprave dosegajo previsoke proizvodne stroške toplote, zato je za doseganje konkurenčnosti nujno potrebna podpora shema.

Slika 29: Strošek toplote SPTE-naprav brez podporne sheme pri 6.100 urah obratovanja



Drugi scenarij primerja proizvodne stroške hladu iz absorpcijskih hladilnikov, ki za svoje delovanje porabljajo višek toplote SPTE-naprav, in klasičnih kompresorskih hladilnikov. Potrebe po hladu so glede na dolžino ogrevalne sezone relativno majhne. Letno obdobje hlajenja je povprečno krajše od 1.000 ur letno. Zaradi visoke specifične investicije absorpcijskih hladilnikov in kratkega obratovalnega obdobja dosegajo absorpcijskih hladilniki v primerjavi s kompresorskimi višje proizvodne stroške hladu. To velja za absorpcijske hladilnike s hladilno kapaciteto, manjšo od 50 kW (Slika 29). V primeru daljšega obratovalnega obdobja se ta meja spusti na 20 kW hladilne kapacitete. Absorpcijski hladilniki s hladilno močjo, nižjo od 200 kW in s kratkim letnim obratovanjem, niso konkurenčni kompresorskim hladilnikom.

Slika 30: Strošek hladu za različne tehnologije in moči

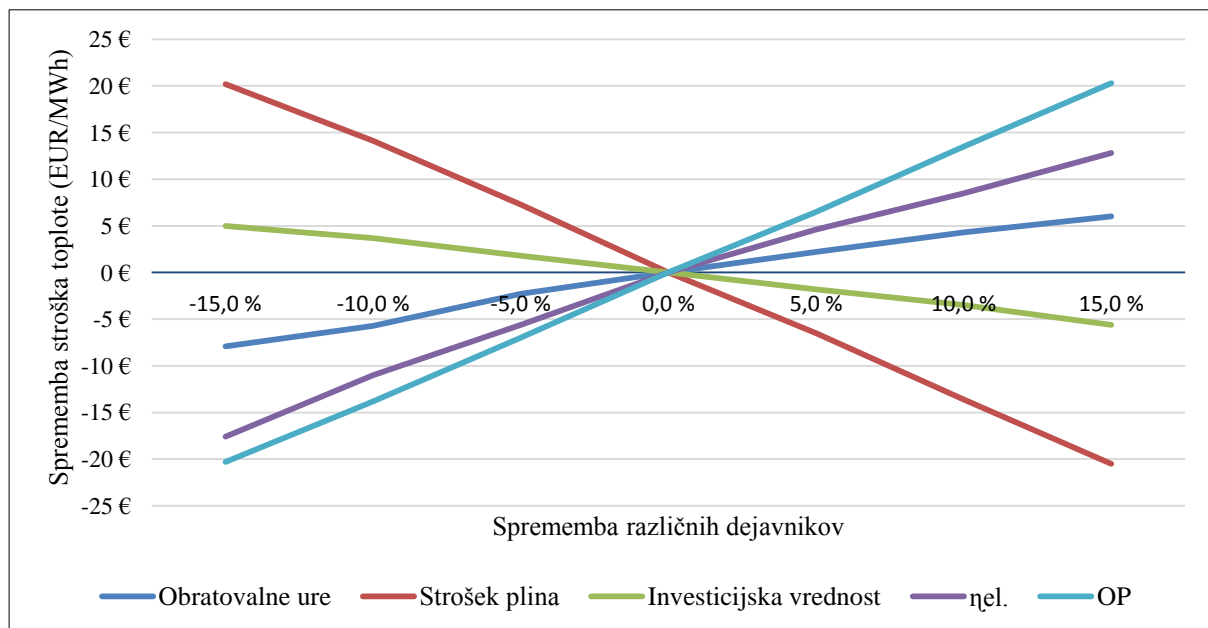


Zaradi preglednosti rezultatov so v serije združeni kompresorski hladilniki in SPTE-naprave z absorpcijskimi hladilniki (v nadaljevanju AH) iste kapacitete proizvodnje hladu. Številke za oznakami kompresorskih hladilnikov in SPTE-naprave z absorpcijskimi hladilniki predstavljajo hladilno moč oz. električno moč v kW. Oznaka mni predstavlja tehnologijo motorjev z notranjim izgorevanjem. Oznaka µturbina predstavlja tehnologijo mikroturbin.

4.2 Rezultati analize občutljivosti

V okviru magistrskega dela je bila izvedena analiza občutljivosti stroška toplote decentralizirane oskrbe. Namen te analize je ugotoviti vpliv različnih dejavnikov na spremembo proizvodnega stroška toplote. Občutljivost stroška toplote je bila preverjena z različnimi spremenljivkami, in sicer z vplivom obratovalnih ur SPTE-naprave, stroški plina, investicijskimi vrednostmi, OP in električnim izkoristkom η_{el} . Za analizo občutljivosti so spremenljivke povečane in zmanjšane za 5, 10 in 15 odstotkov. Rezultati analize občutljivosti so predstavljeni na Sliki 30 na primeru SPTE-naprave z notranjim izgorevanjem moči 50 kW in z obratovalno podporo do 4.000 ur obratovanja. Zaradi preglednosti rezultatov je bil za analizo občutljivosti izbran samo en primer decentralizirane oskrbe s SPTE.

Slika 31: Analiza občutljivosti stroška proizvedene toplote v odvisnosti od različnih spremenljivk



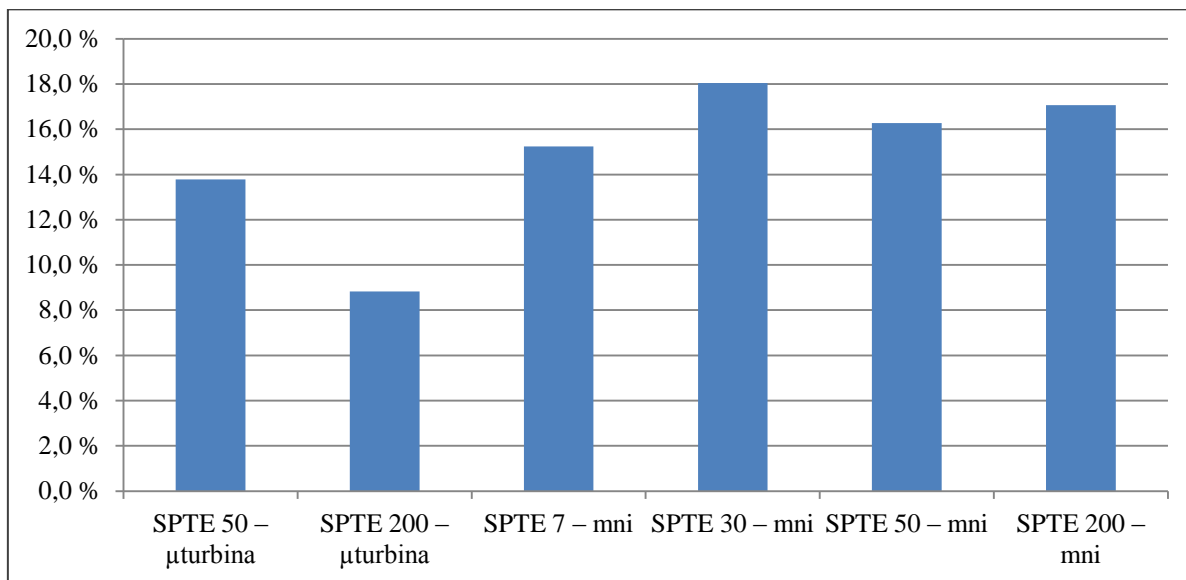
Strošek proizvedene toplote je najbolj občutljiv na povečanje vrednosti nabavne cene energenta – zemeljskega plina – in na spremembo podporne sheme. 15-odstotno povečanje OP privede do 20,1 EUR/MWh znižanja cene toplote. Povečanje cene zemeljskega plina za 15 odstotkov privede do 20,3 EUR/MWh zvišanja cene toplote. Pri manjših nazivnih močeh SPTE-naprav, ki dosegajo višje proizvodne stroške toplote, lahko 15-odstotno povečanje nabavne cene plina že občutno vpliva na upravičenost investicije. V primeru občutnega povečevanja nabavnih vrednosti zemeljskega plina bi to lahko vplivalo na upravičenost manjših SPTE-naprav. Povečanje stroškov energenta uravnava podorna shema, ki upošteva tudi volatilitnost cene energenta. Višina dodeljene podpore se korigira vsaj enkrat letno glede na spremembo cene energenta. Pozitivno korelacijo pri analizi občutljivosti je zaznati tudi s povečanjem električnega izkoristka SPTE-naprave. 15-odstotno povečanje izkoristka električne energije privede do 12,2 EUR/MWh znižanja stroška toplote. Najmanjši vpliv na strošek toplote ima višina investicijske vrednosti.

4.3 Prihranki primarne energije in emisij toplogrednih plinov

Slika 31 prikazuje prihranke primarne energije – PES – v odvisnosti od tehnologije in nazivne moči. Analiza prihrankov je razkrila, da obe tehnologiji dosejata prihranke primarne energije, kar je pogoj za uvrstitev med visoko učinkovite kogeneracijske naprave. Naprave, večje od 1 MW, morajo za uvrstitev med visoko učinkovite kogeneracijske naprave zagotoviti vsaj 10-odstotni prihranek. Tehnologija mikroturbine zaradi nižjega skupnega izkoristka dosega nižje prihranke primarne energije. V izračunih prihranka

primarne energije je skladno z Direktivo 2004/8/ES izbrana najboljša dostopna tehnologija, kar je trenutno plinsko-parna elektrarna (angl. CCGT) z električnim izkoristkom 56 odstotkov. Tehnologija CCGT dosega v primerjavi z ostalimi elektrarnami izredno visoke izkoristke.

Slika 32: Prihranek primarne energije v odvisnosti od tehnologije in nazivne moči



Najvišje prihranke primarne energije zagotavlja SPTE-naprava z motorjem na notranje izgorevanje moči 30 kW, in sicer 18 odstotkov. Najmanjše prihranke primarne energije zagotavlja tehnologija mikroturbine moči 200 kW – 9 odstotkov.

V primeru, ko se pri izračunu prihranka primarne energije upoštevajo izgube pri prenosu električne energije, proizvedene v centralnih elektrarnah, se prihranke primarne energije decentralizirane oskrbe še dodatno poveča. Izgube v omrežju so 6-odstotne (Bilanca proizvodnje in porabe električne energije, 2014) in znižujejo celoten izkoristek pretvarjanja primarne energije v električno energijo. Izgube v omrežju zvišajo izkoristek primarne energije SPTE-naprav za 2,4 odstotne točke.

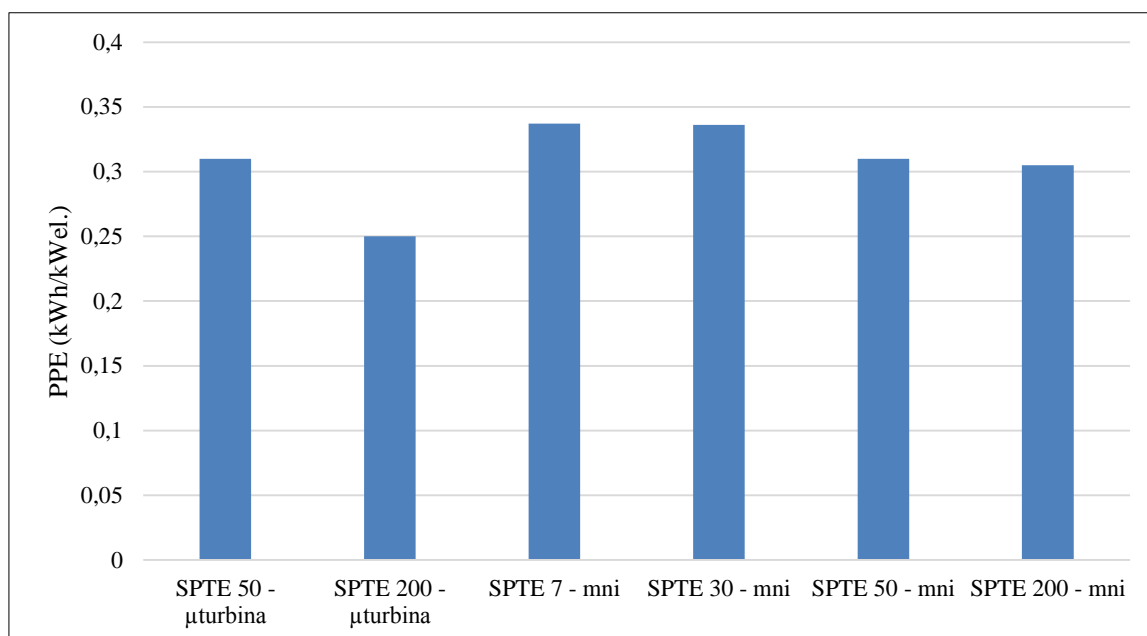
Nazornejše vrednotenje prihrankov primarne energije prikazuje Slika 32. Na sliki so podani prihranki primarne energije v odvisnosti od tehnologije in nazivne moči na vsako proizvedeno kWh električne energije. Prihranki so prikazani za posamezno tehnologijo in nazivno moč. Najnižje prihranke zagotavlja tehnologija mikroturbine. Tehnologija motorja z notranjim izgorevanjem zagotavlja na vsako proizvedeno kWh električne energije vsaj 0,3 kWh prihranka primarne energije.

Slovenska predelovalna industrija na letni ravni porabi 635,8 GWh toplote (SURS, 2014b). V primeru zagotavljanja vse potrebne toplote za predelovalno industrijo s SPTE-napravami bi pri letnemu obratovanju 4.000 ur potrebovali skupaj inštaliranih 122 MW

SPTE-naprav. To je občutno manj, kot je navedeno v Nacionalnem energetskem programu Slovenije za obdobje od 2010 do 2030, kjer je predvideno, da naj bi skupna inštalirana moč SPTE-enot narasla na 165 MW (Institut "Jožef Stefan" – Center za energetska učinkovitost, 2011b, str. 21).

Glede na zastavljene cilje države bi bilo realno s SPTE dosegljivo 50-odstotno pokrivanje potreb po toploti predelovalne industrije. S tehnologijo SPTE bi v primeru zagotavljanja 50-odstotnega pokrivanja potreb po toploti predelovalne industrije zagotovili prihranek v vrednosti 239,17 GWh. Ta prihranek je enak 24.810.165 Sm³ zemeljskega plina. 50-odstotno pokrivanje potreb predelovalne industrije po toploti bi bilo mogoče zagotoviti s 305 SPTE-napravami moči 200 kW_{el.} pri 4.000 urah letnega obratovanja.

Slika 33: Prihranek primarne energije v obliki kW/kW_{el.} v odvisnosti od tehnologije in nazivne moči



Prihranki emisij CO₂ SPTE-naprav so izračunani na osnovi metode za izračun prihrankov energije pri povečanju učinkovite rabe energije (enačba 24). Rezultate izračuna prihrankov prikazuje Slika 33. Najmanjše prihranke emisij CO₂ zagotavlja mikroturbina moči 200 kW, in sicer v višini 0,25 kg CO₂/kWh. Najvišje prihranke emisij 0,34 kg CO₂/kWh zagotavljajo SPTE-naprave moči 7 kW.

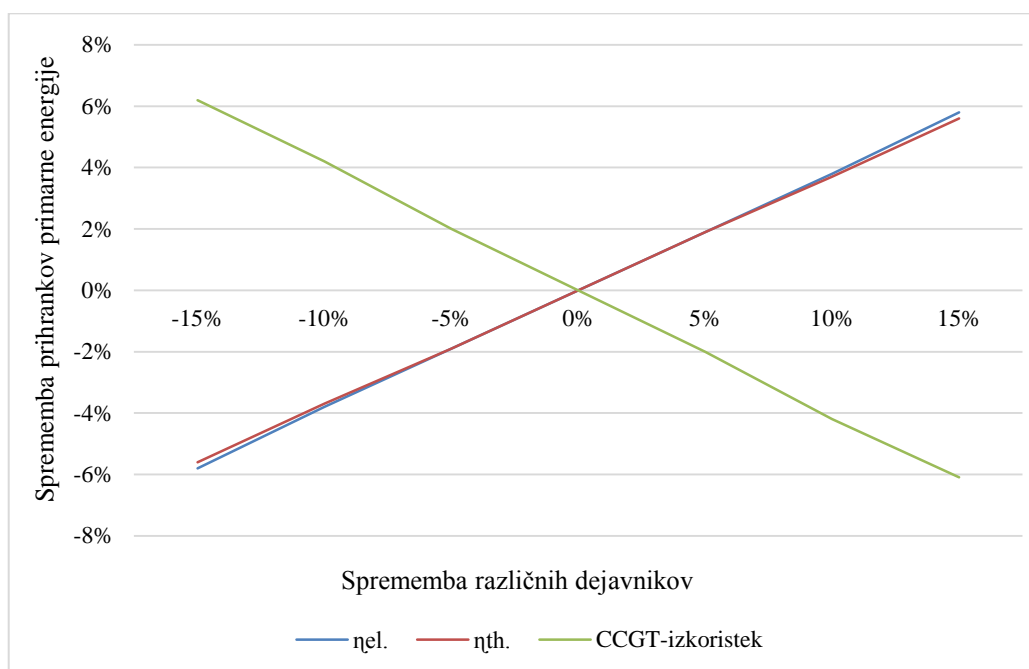
Pri zagotavljanju 50 odstotkov potreb po toploti predelovane industrije bi na letni ravni nastalo 56,10 kt prihrankov emisij CO₂. Glede na operativni program zmanjševanja toplogrednih plinov predstavlja to 42 odstotkov vseh prihrankov iz naslova spodbujanje SPTE z visokim izkoristkom.

4.4 Rezultati analize občutljivosti prihrankov primarne energije in emisij toplogrednih plinov

Z analizo občutljivosti prihrankov primarne energije je bil ugotovljen vpliv električnega in toplotnega izkoristka SPTE-naprav ter vpliv električnega izkoristka referenčne tehnologije (CCGT). Skladno z Direktivo 2004/8/ES se mora pri izračunih prihrankov primarne energije kot referenčna tehnologija upoštevati dostopna tehnologija z najvišjim električnim izkoristkom (CCGT).

Vpliv različnih dejavnikov na spremembo prihrankov primarne energije prikazuje Slika 36. Za analizo so spremenljivke povečane in zmanjšane za 5, 10 in 15 odstotkov. Rezultati analize občutljivosti so predstavljeni na primeru SPTE-naprave z notranjim izgorevanjem moči 50 kW. 15-odstotno povečanje izkoristka električne energije ali toplote poveča prihranke primarne energije za 5,7 odstotka, po drugi strani pa 15-odstotno povečanje električnega izkoristka referenčne tehnologije – plinsko-parne turbine (CCGT) – zniža izkoristek primarne energije za 6,1 odstotke.

Slika 34: Analiza občutljivosti prihrankov primarne energije v odvisnosti od različnih dejavnikov



SKLEP

Energetska oskrba v EU v zadnjem desetletju doživlja izrazite spremembe predvsem zaradi zniževanja energetske odvisnosti, vplivov odpiranja energetskih trgov ter intenzivnejšega spodbujanja okolju prijazne energetske oskrbe. Decentralizirana oskrba s SPTE povečuje

zanesljivost oskrbe z električno energijo, zagotavlja prihranke primarne energije in znižuje emisije toplogrednih plinov ter izgub pri prenosu. Te prednosti postavljajo decentralizirane SPTE-naprave pred obstoječimi nizko učinkovitimi termoelektrarnami.

SPTE-naprave dosegajo nizko porabo primarne energije z visokim izkoristkom goriva, ki ga zagotavlja hkratna sproizvodnja toplote in električne energije. V primerjavi s centralnimi elektrarnami omogoča SPTE izkoristek toplote. Decentralizirana SPTE omogoča pokrivanje lastnih energetskega potreb, v konicah, ko prihaja do razlik med proizvedeno in porabljenno električno energijo, se razlika odjema iz omrežja. Tako pride do razbremenitve omrežja in do zmanjšanja potreb po ojačitvah distribucijskega omrežja.

Eden izmed ciljev slovenske okoljske politike je povečati delež energije iz SPTE. Zakonodajalec je zato pripravil več inštrumentov za povečevanja konkurenčnosti teh sistemov. Podporni mehanizmi so v zadnjih letih močno povečali skupno inštalirano moč sončnih elektrarn. Skupna inštalirana moč sončnih elektrarn za osemkrat presega načrte iz akcijskega plana. Poleg tega je proizvedena električna energija iz sončnih elektrarn glede na obseg proizvedene električne energije in glede na skupno višino sredstev, namenjeno podpori fotovoltaičnih sistemov, slabo učinkovita. Zaradi nekontrolirane rasti izdatkov za delovanje podpornih mehanizmov je zakonodajalec z novim energetskega zakonom (EZ-1) predvidel omejitve za vstop v shemo podpornih mehanizmov. Kljub časovnim zavezam zakonodajalec teh omejitev še ne izvaja, kar ima za posledico zamrznitev vseh novih investicij v projekte OVE in SPTE.

Glavni cilj magistrskega dela je bil preveriti ekonomsko upravičenosti decentralizirane oskrbe s SPTE v slovenski predelovalni industriji. Ekonomska upravičenosti SPTE za oskrbe z energijo v podjetjih je bila izvedena z anuitetno metodo, ki omogoča določiti proizvodne stroške toplote v opazovanem obdobju. V delu sta bila obravnavana dva scenarija energetske oskrbe s SPTE, ki sta bila primerjana z alternativnimi načini oskrbe. V prvem scenariju je bila obravnavana ekonomska upravičenost oskrbe s SPTE, ki je bila primerjana s konvencionalnim plinskim kotlom. Drugi scenarij je nadgradnja prvega z absorpcijskim hladilnikom, ta je bil primerjan z alternativnim sistemom – s kompresorskim hladilnikom in plinskim kotlom.

Na podlagi analize so v nadaljevanju povzeti zaključki ekonomske upravičenosti decentralizirane oskrbe s SPTE:

- zakonodajna podlaga vključno s podpornimi mehanizmi močno vpliva na ekonomsko upravičenost investicije. Obratovalna podpora z lastno rabo nastale energije zagotavlja nižje stroške energije kot zagotavljeni odkup;
- glede na število obratovalnih ur se naprave ločijo na sezonske, ki so namenjene pokrivanju potreb po toploti v kurilni sezoni in obratujejo do 4.000 ur letno, in na naprave, ki niso vezane na kurilno sezono in obratujejo več kot 4.000 ur. Na podlagi te

meje so določene tudi višine obratovalne podpore in zagotovljenega odkupa. Naprave, ki so namenjene obratovanju do 4.000 ur, dosegajo boljše rezultate – nižje stroške toplote. Naprave, ki so namenjene obratovanju več kot 4.000 ur, se tem rezultatom približajo le v primeru celoletnega obratovanja;

- za manjše SPTE-naprave je značilna višja specifična investicija, kar se odraža v višjih proizvodnih stroških toplote. Najmanjša SPTE-naprava, ki je bila obravnavana v delu, ima nazivno moč 7 kW. Ta SPTE-naprava v primerjavi s konvencionalnim načinom oskrbe zagotavlja nižje stroške toplote, ko obratuje 2.900 ur letno ali več. Ostale naprave dosežejo nižje stroške toplote že ob obratovanju nad 1.500 ur letno;
- v primeru obravnavanja ekonomske upravičenosti investicije v SPTE-naprave brez upoštevanja prihodkov iz naslova podpornih mehanizmov, se strošek toplote močno poveča. Brez podporne sheme so SPTE-naprave konkurenčne oskrbi s toploto iz plinskih kotlov le ob celoletnem obratovanju in nazivnih močeh, večjih od 200 kW. V trenutnih razmerah SPTE-naprave z močjo, manjšo od 200 kW, brez podporne sheme ne predstavljajo konkurenčne oskrbe s toploto;
- glede na obravnavano tehnologijo dosegajo SPTE-naprave z motorjem na notranje izgorevanje nižje stroške toplote kot mikroturbine iste nazivne moči;
- specifična investicija SPTE-naprav je odvisna od nazivne moči in tehnologije. Specifične investicije mikroturbin so v primerjavi s SPTE-napravami z motorji na notranje izgorevanje višje tudi za 1.000 EUR/kW. Majhne SPTE-enote so dražje od večjih tudi za 3.500 EUR/kW;
- stroški toplote SPTE-naprav z nazivno močjo, višjo od 30 kW, omogočajo lastnikom zaradi podporne sheme ekstra dobičke. Ti dobički dosegajo v odvisnosti od nazivne moči in oblike podpornih mehanizmov vrednosti tudi do 30 EUR/MWh_{th}. To lahko vodi lastnike SPTE-naprav do zaključka, da je toploto smiselno zavreči in tako doseči višjo proizvodnjo električne energije in s tem višje dobičke. To pa je v nasprotju z učinkovito rabo energije in s ciljem zagotavljanja prihrankov energije in emisij toplogrednih plinov. Za tovrstne primere bi bilo smiselno zagotoviti mehanizme, ki bi spodbujali lastnike k zasledovanju ciljev energetske učinkovitosti;
- v Sloveniji so stroški toplote iz SPTE-naprav odvisni od tega, ali se proizvedena električna energija odda v distribucijsko omrežje oz. porabi na mestu nastanka. Tako je mogoče v primeru porabe vse nastale električne energije znižati stroške energije za 28,5 EUR/MWh_{th};
- potrebe po hladu so v primerjavi z dolžino ogrevalne sezone relativno majhne. Zaradi visoke specifične investicije absorpcijskih hladilnikov in kratkega obratovalnega obdobja dosegajo le-ti v primerjavi s kompresorskimi hladilniki slabše rezultate ekonomske upravičenosti. Absorpcijski hladilniki v primerjavi s kompresorskimi hladilniki dosegajo nižje proizvodne stroške hladu pri večjih močeh absorpcijskih hladilnikov ali pa v primeru daljšega obratovalnega obdobja;

- analiza občutljivosti razkriva, da na upravičenost investicije najbolj vpliva višina podpore in cena plina. Najmanjši vpliv na proizvodni strošek toplote ima sprememba investicijske vrednosti SPTE-naprave.

V sklopu magistrskega dela je bila opravljena tudi analiza prihrankov primarne energije in emisij toplogrednih plinov. Na osnovi tega so v nadaljevanju predstavljeni naslednji sklepi:

- analiza prihrankov razkriva, da obe obravnavani tehnologiji dosejata prihranke primarne energije (PES), kar je pogoj za uvrstitev med visoko učinkovite kogeneracijske naprave. Nižje prihranke dosega tehnologija mikroturbin;
- prihranek primarne energije močno raste z električnim izkoristkom ($\eta_{el.}$) SPTE-naprav. Na vsako proizvedeno kWh_{el.} se v odvisnosti od tehnologije in električnega izkoristka prihrani od 0,09 do 0,44 kWh primarne energije;
- zagotavljanja 50-odstotnih potreb predelovalne industrije po toploti s SPTE-napravami omogoča prihranek v višini 239,17 GWh primarne energije;
- na vsako kWh_{el.}, proizvedeno s SPTE, se v odvisnosti od tehnologije in električnega izkoristka prihrani od 0,25 do 0,34 kg CO₂;
- pri zagotavljanju 50-odstotnih potreb po toploti predelovane industrije bi se na letni v okolico sprostilo 56,10 kt manj emisij CO₂. Glede na operativni program zmanjševanja toplogrednih plinov to predstavlja 42-odstotkov vseh prihrankov iz naslova spodbujanje sproizvodnje toplote in električne energije z visokim izkoristkom.

Na podlagi analize predstavljene v magistrskem delu je mogoče zaključiti, da so investicije v SPTE v slovenskih podjetjih iz vidika ekonomske upravičenosti smiselne. Poleg ekonomske upravičenosti predstavljajo SPTE-naprave visok potencial zmanjševanja emisij CO₂ in prihrankov primarne energije. Za doseganje ekonomske upravičenosti projektov SPTE in za doseganje zastavljenih ciljev v zvezi z zniževanjem emisij toplogrednih plinov je potrebno že v fazi načrtovanja natančno preučiti energetske potrebe posameznega porabnika in na podlagi tega določiti rešitev s primerno SPTE-napravo, ki bo dosegala zelene rezultate.

LITERATURA IN VIRI

1. Ackermann, T., Andersson, G., & Söder, L. (2001). Distributed generation: a definition. *Electric Power Systems Research*, 57(3), 195–204.
2. Agencija za prestrukturiranje energetike d.o.o. – APE. (2007). *Analiza spodbujanja skozi »feed-in« sisteme*. Ljubljana: APE.
3. Agency for the Cooperation of Energy regulation / Council of European Energy Regulation - ACER/CEER. (2012). *Annual Report on the Results of the Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2012*. Brussels: ACER/CEER.
4. Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch - ASUE. (2011). *BHKW-Kenndaten 2011 – Module Anbieter Kosten*. Essen: DRUCK Verlag für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch.
5. Armanasco, F., Colombo, L. P. M., Lucchini, A., & Rossetti, A. (2012). Techno-economic evaluation of commercial cogeneration plants for small and medium size companies in the Italian industrial and service sector. *Applied Thermal Engineering*, 48, 402–413.
6. Arteconi, A., Brandoni, C., & Polonara, F. (2009). Distributed generation and trigeneration: Energy saving opportunities in Italian supermarket sector. *Applied Thermal Engineering*, 29(8/9), 1735–1743.
7. Beattig, M. B., Brander, S., & Imboden, D. M. (2008). Measuring countries cooperation within the international climate change regime. *Environmental Science & Policy*, 11(6), 478–489.
8. Beckhaus, P. (2002). *Simulation und Anlagenmanagement für dezentrale Energieversorgungssysteme* (disertacija). Duisburg: Universität Duisburg.
9. Bertoldi, P. & Huld, T., (2006). Tradable certificates for renewable electricity and energy savings. *Energy Policy*, 34(2), 211–222.
10. Borzen, organizator trga z električno energijo, d.o.o. (2014a). OVE Shema pregled – števila in moči. Najdeno 11. avgusta 2014 na spletnem naslovu [http://www.borzen.si/si/cp/Shared%20Documents /OVE %20Shema%20pregled%20-%20proizvodnja%20in%20izplacila.xls](http://www.borzen.si/si/cp/Shared%20Documents%20/OVE%20Shema%20pregled%20-%20proizvodnja%20in%20izplacila.xls)
11. Borzen, organizator trga z električno energijo, d.o.o. (2014b). *Določanje višine podpor električni energiji proizvedeni iz OVE in SPTE in višine podpor v letu - 2014*. Ljubljana: Borzen.
12. Braun, M. (2009). The evolution of emissions trading in the EU – the role of policy networks, knowledge and policy entrepreneurs. *Accounting, Organizations and Society*, 34(3/4), 469–487.
13. Brautsch, M. & Lechner, R. (2013). *Effizienzsteigerung durch Modellkonfiguration in BHKW-Anlagen*. Fraunhofer IRB Verlag.
14. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. (2005). *Kleine Kraft-Wärme-Kopplung für den Klimaschutz – Jeder kann Energie doppelt nutzen*. Berlin: BMU.

15. Cardell, J. & Tabors, R. (1997). Operation and control in a competitive market: distributed generation in a restructured industry. *The Energy Journal Special*, 18, 111–136.
16. Center for Climate and Energy Solutions. (2013). *Leveraging natural gas to reduce greenhouse gas emissions*. Arlington: Center for Climate and Energy Solutions.
17. Cirman, A., Domadenik, P., Koman, M., & Redek, T. (2009). The Kyoto protocol in a global perspective. *Economic and Business Review for Central and South-Eastern Europe*, 11(1), 29–54.
18. COGEN Europe. (2014a). *Cogen Europe Position Paper: Industrial Renaissance in Europe*. Brussels: COGEN Europe.
19. COGEN Europe. (2014b). *Cogeneration principle still providing 11 % of Europe's electricity*. Brussels: COGEN Europe.
20. Cogeneration Observatory and Dissemination Europe - CODE. (2009). European potential for cogeneration: progress against the directive's objectives at European level. Najdeno 1. septembra 2014 na spletnem naslovu <http://www.code-project.eu/wp-content/uploads/2011/02/290110-CODE-European-summary-report.pdf>
21. Colijn, M., Harrison, J., Santo, Y., Slowe, J., & Westermann, J. (2006). *Micro Cogeneration Towards Decentralized Energy Systems*. Berlin: Springer-Verlag.
22. Connolly, D., Lund, H., Mathiesen, B. V., Werner, S., Möller, U., Persson, U., Boermans, T., Trier, D., Østergaard, P. A., & Nielsen, S. (2014). Heat Roadmap Europe: Combining district heating with heat savings to decarbonise the EU energy system. *Energy Policy*, 65, 475–489.
23. Damodaran, A. (2014). Cost of Capital by Sector. Najdeno 3. septembra 2014 na spletnem naslovu http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/wacc.htm
24. De Jong, J. J. (2008). *The 2007 Energy Package: The Start of a New Era?* Cambridge: Intersentia.
25. Dietmar, D. (2007). *EU Emission Trading Fact Book*. Niederkassel: Inagendo GmbH.
26. Directorate-General for Energy and Transpor. (2000). *K evropski strategiji za zanesljivost oskrbe z energijo*. Brussels: Directorate-General for Energy and Transpor.
27. Direktiva 2003/54/ES Evropskega parlamenta in Sveta z dne 26. junija 2003 o skupnih pravilih notranjega trga z električno energijo in razveljavitvi Direktive 96/92/ES. *Uradni list EU* št. 176/37.
28. Direktiva 2003/54/ES Evropskega parlamenta in Sveta z dne 26. junija 2003 o skupnih pravilih za notranji trg z električno energijo in o razveljavitvi Direktive 96/92/ES. *Uradni list EU* št. L 176/57.
29. Direktiva 2003/87/ES Evropskega parlamenta in Sveta z dne 13. oktobra 2003 o vzpostavitvi sistema za trgovanje s pravicami do emisije toplogrednih plinov v Skupnosti in o spremembi Direktive Sveta 96/61/ES. *Uradni list EU* št. L 275.
30. Direktiva 2004/8/ES Evropskega parlamenta in Sveta z dne 11. februarja 2004 o spodbujanju sproizvodnje, ki temelji na rabi koristne toplote, na notranjem trgu z energijo in o spremembi Direktive 92/42/EGS. *Uradni list EU*. št. L 052.

31. Direktiva 2006/32/ES Evropskega parlamenta in Sveta z dne 5. aprila 2006 o učinkovitosti rabe končne energije in o energetskih storitvah ter o razveljavitvi Direktive Sveta 93/76/EGS. *Uradni list EU* št. L 114/64.
32. Direktiva 2009/72/ES Evropskega parlamenta in Sveta z dne 13. julija 2009 o skupnih pravilih notranjega trga z električno energijo in o razveljavitvi Direktive 2003/54/ES. *Uradni list EU* št. L 211/55.
33. Direktiva 96/92/ES Evropskega parlamenta in Sveta z dne 19. decembra 1996 o skupnih pravilih notranjega trga z električno energijo. *Uradni list EU* št. L 027.
34. Direktiva 98/30/ES Evropskega parlamenta in Sveta z dne 22. junija 1998 o skupnih pravilih notranjega trga z zemeljskim plinom. *Uradni list EU* št. L 204/1.
35. Domanico, F. (2007). *Liberalisation of the European Electricity Industry: Internal Market or National Champions?* Rome: Luiss Guido Carli University.
36. Dong, L., Liu, H., & Riffat, S. (2009). Development of small-scale and micro-scale biomass-fuelled CHP systems – a literature review. *Applied Thermal Engineering*, 29(11/12), 2119–2126.
37. Dowling, P. (2013). The impact of climate change on the European energy system. *Energy Policy* 60, 406–417.
38. Državni načrt razdelitve emisijskih kuponov za obdobje 2008 do 2012. *Uradni list RS*, št. 42/2007.
39. Duffie, J. A. & Beckman, W. A. (1991). *Solar Engineering of Thermal Processes*, (2nd ed.). New York: John Wiley, Sons.
40. Eko sklad. (2014). *Javni poziv za kreditiranje okoljskih naložb 50PO13*. Ljubljana: Eko sklad, j. s.
41. El-Khattam, W. & Salama, M. M. A. (2004). Distributed generation technologies, definitions and benefit. *Electric Power Systems Research*, 71 (2), 119–128.
42. Ellermann, A. D., Joskow, P. L., & Harrison, D. (2003). *Emissions Trading in the U. S.: Experience, Lessons and Considerations for Greenhouse Gases*. Cambridge: Massachusetts Institute of Technology, National Economics Research Associates.
43. Energetski zakon. *Uradni list RS* št. 79/1999.
44. Eurelectric. (2013). *Utilities: Powerhouses of Innovation*. Brussels: Eurelectric.
45. European Commission. (2006a). *Communication of the European Commission: Green Paper*. Brussels: European Commission.
46. European Commission. (2006b). *Communication of the Commission, Action Plan for Energy Efficiency: Realising the Potential*. Brussels: European Commission.
47. European Commission. (2007a). *Commission Communications to the European Council and the European Parliament, An energy policy for Europe*. Brussels: European Commission.
48. European Commission. (2007b). *Communication from the Commission to the Council, the European Parliament, the Economic and Social Committee and the Committee of Regions, A Strategic European Energy Technology Pearls*. Brussels: European Commission.

49. European Commission. (2008). *The EU Emissions Trading Scheme*. Najdeno 20. januarja 2013 na spletnem naslovu http://ec.europa.eu/environment/climat/pdf/brochures/ets_en.pdf
50. European Commission. (2010). *EU energy trends to 2030*. Luxemburg: Office for Official Publications of the European Communities.
51. European Commission. (2014). Progress Report on the application of Directive 2006/32/EC on energy end-use efficiency and energy services and on the application of Directive 2004/8/EC on the promotion of cogeneration based on a useful heat demand in the internal energy market. Brussels: European Commission
52. European Communities. (2008). *Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable source*. Brussels: European Communities
53. European Parliament. (2007). *A strategic European energy technology pearls*. Brussels: European Parliament.
54. European Parliament. (2009). *Investing in the Development of Low Carbon Technologies*. Brussels: European Parliament.
55. Eurostat Environment and Energy. (2007). European electricity market indicators of the liberalisation process 2005–2006. Najdeno 23. februarja 2014 na spletnem naslovu http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY_OFFPUB/KS-SF-07-088/EN/KS-SF-07-088-EN.PDF
56. Eurostat. (2012). *Energy, transport and environment indicators*. Luxembourg: Eurostat.
57. Eurostat. (2014a). Electricity generated from renewable sources. Luxembourg: Eurostat.
58. Eurostat. (2014b). Combined Heat and Power (CHP) data. Luxembourg: Eurostat.
59. Eurostat. (2014c). Long term government bond yields. Najdeno 15. oktobra 2014 na spletnem naslovu <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&language=en&pcode=teimf050>
60. Eurostat. (2014d). Electricity prices for industrial consumers, from 2007 onwards - bi-annual data. Luxembourg: Eurostat.
61. Evropski svet. (2014). *2030 Climate and energy policy framework*. Brussels: Evropski svet.
62. Fernandez, P., Linares, P., & Fernandez, A. (2014). *Market Risk Premium used in 88 countries in 2014: a survey with 8,228 answers*. Madrid: IESE Business School.
63. Ferreira, H. L., Costescu, A., L'Abbate, A., Minnebo, P., & Fulli, G. (2011). Distributed generation and distribution market diversity in Europe. *Energy Policy*, 39(9), 5561–5571.
64. Fisch, N., Bodmann, M., Kühl, L., Saße, C., Schürer, H., & Schulz, G. (2005) *Wärmespeicher*. Köln: BINE Informationsdienst.
65. Freschi, F., Giaccone, L., Lazzeroni, P., & Repetto, M. (2013). Economic and environmental analysis of a trigeneration system for food-industry: A case study. *Applied Energy*, 107, 157–172.
66. Gas Research Institute. (1998). *Distributed Power Generation: A Strategy for a Competitive Energy Industry*. Chicago: Gas Research Institute.

67. German Solar Energy Society. (2004). *Planning and Installing Solar Thermal Systems: A Guide for Installers, Architects and Engineers*. London: Earthscan.
68. Gouveia, J. P., Dias, L., Martins, I., & Seixas, J. (2013). Effects of renewables penetration on the security of Portuguese electricity supply. *Applied Energy*, 123, 438–447.
69. Grube, E., Sofronis, I., Dusée, R., & Plessner, S. (2007). *Detailed analysis of electricity consumption in tertiary buildings as a basis for energy efficiency policies*. Najdeno 2. junija 2014 na spletnem naslovu: http://www.eceee.org/library/conference_proceedings/eceee_Summer_Studies/2007/Panel_6/6.178/paper.
70. Haas, R., Eichhammer, W., Huber, C., Langniss, O., Lorenzoni, A., Madlener, R., Menanteau, P., Morthorst, P. E., Martins, A., & Onizsk, A. (2004). How to promote renewable energy systems successfully and effectively. *Energy Policy*, 32(6), 833–839.
71. Hack, C. (2011). *Emissionszertifikate*. Wien: Linde.
72. Hamburg Gas Consult - HGC. (2006). BHKW-Check, Handbuch zur Ermittlung von Einsparpotenzialen durch den Einsatz von Blockheizkraftwerken. Hamburg: HGC Hamburg Gas Consult GmbH.
73. Hayhoe, K. (2002). Substitution of Natural Gas for Coal: Climatic Effects of Utility Sector Emissions. *Climatic Change*, 54(1/2), 107–139.
74. Hellmer, R. (2014). District heating-based space cooling using innovative absorption cooling technology. *Euroheat and Power*, 11(1), 23–25.
75. Hrovatin, N. & Zorić, J. (2011). *Reforme elektrogospodarstva v EU in Sloveniji*. Ljubljana: Ekonomska fakulteta.
76. Hrovatin, N., Pittman, R., & Zoric, J. (2009). Organisation and reforms of the electricity sector in Slovenia. *Utilities Policy*, 17(1), 134–143.
77. Huhn, R. & Tödter, J. (2003). Evaluierung der Effizienz von Wärmespeichern. *Euroheat & Power*, 32(9), 64–72.
78. Institut "Jožef Stefan" – Center za energetska učinkovitost. (2011a). *Metode za izračun prihrankov energije pri izvajanju ukrepov za povečanje učinkovitosti rabe energije in večjo uporabo obnovljivih virov energije*. Ljubljana: Institut "Jožef Stefan".
79. Institut "Jožef Stefan" – Center za energetska učinkovitost. (2011b). *Nacionalni energetski program Slovenije za obdobje 2010 do 2030: »Aktivno ravnanje z energijo«*. Ljubljana: Institut "Jožef Stefan" – Center za energetska učinkovitost.
80. International Energy Agency - IEA. (1997). *Enhancing the Market Deployment of Energy Technology: a Survey of Eight Technologies*. Paris: IEA.
81. International Energy Agency - IEA. (2002). *Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets*. Paris: IEA.
82. Jamasb, T. & Pollitt, M.G., (2005). Electricity Market Reform in the European Union - Review of Progress toward Liberalization & Integration. *Energy Journal*, 31, 11-41.
83. Jeremi, M. (2009). *Distributed vs. centralized electricity generation: are we witnessing a change of paradigm?* Paris: HEC.
84. Joode, J., Welle, A. J., & Jansen, J. J. (2007). *Business models for DSOs under alternative regulatory regimes*. Petten: Energy research Centre of the Netherlands.

85. Jradi, M., & Riffat, S. (2014). Tri-generation systems: Energy policies, prime movers, cooling technologies, configurations and operation strategies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 32, 396–415.
86. Katulic, S., Cehil, M., & Bogd, Z. (2014). A novel method for finding the optimal heat storage tank capacity for a cogeneration power plant. *Applied Thermal Engineering*, 65, 530–538.
87. Kjotski protokol, Program Združenih Narodov za klimatske spremembe (UNFCCC). (1997). FCCC/CP/1997/7/Add.1.
88. Koch, N., Fuss, S., Grosjean, G., & Edenhofer, O. (2014). Causes of the EU ETS price drop: Recession, CDM, renewable policies or a bit of everything?—New evidence. *Energy Policy*, 73, 676–685.
89. Komisija Evropske skupnosti (2000). *Towards a European strategy for the security of energy supply*. Komisija Evropske skupnosti, 2001.
90. Kozan, B., Zlatar, I., Paravan, D., & Gubina, A. F. (2009). Vpliv ukrepov zniževanja izpustov CO₂ na dolgoročno načrtovanje proizvodnje na trgu z električno energijo. *Electrotechnical Review*, 76(3), 145–153.
91. Leijendeckers, P. H. H. (2005). Kraft-Wärme-Kopplung nach VDI 3985 – Einführung. *VDI-Gesellschaft Energietechnik, Blockheizkraftwerke 2005*. Düsseldorf: VDI-Verlag.
92. Lohmann, L. (2009). Toward a different debate in environmental accounting: the cases of carbon and cost benefit. *Accounting, Organizations and Society* 34, 499–435.
93. Lovins, A., Datta, K. E., Feiler, T., Rabago, K. R., Swisher, J. N., Lehmann, A., & Wicker, K. (2002). *Small is profitable – The hidden economic benefits of making electrical resources the right size*. Snowmas: Rocky Mountain Institute.
94. Lozano, M. A., Carvalho, M., & Serra, L. M. (2009). Operational strategy and marginal costs in simple trigeneration systems. *Energy*, 34, 2001–2008.
95. MacKenzie, D. (2009). Making things the same: Gases, emission rights and the Politics of the Carbon Markets. *Accounting, Organizations and Society*, 34, 440–455.
96. Matallana-Tost, O., Boßmann, T., Pfluger, H., & Elsland, R. (2014). Which Are The Main Drivers Behind Residential Electricity Prices? *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, (38)2, 101–115.
97. Mendez, V. H., Rivier, J., & Gomez, T. (2006). Assessment of energy distribution losses for increasing penetration of distributed generation. *IEEE Transactionson Power Systems*, 21(2), 533–540.
98. Merino, R. (2013). *Liberalisation of the Electricity Industry in the European Union*. Londin: Faculty of Law, School of Social Sciences.
99. Meyer, B. (2007). Distributed Generation: towards an effective contribution to power system security. *IEEE Power Engineering Society General Meeting* 1(10).
100. Ministrstvo za gospodarstvo, Direktorat za energetiko. (2009). Operativni program zmanjševanj toplogrednih plinov do leta 2012. Ljubljana: Ministrstvo za gospodarstvo, direktorat za energetiko.
101. Ministrstvo za gospodarstvo. (2009). *Metodologija določanja referenčnih stroškov soproizvodnje z visokim izkoristkom*. Ljubljana: Ministrstvo za gospodarstvo.

102. Ministrstvo za infrastrukturo in prostor. (2003). *Poročilo o stanju na področju energetike za leto 2003*. Najdeno 14. februarja 2014 na spletnem naslovu http://www.agenrs.si/dokumenti/36/2/2005/PorENERGETIKA-2003_466.pdf
103. Ministrstvo za infrastrukturo in prostor. (2013). *Novica po seji Vlade RS*. Najdeno 17. novembra 2013 na spletnem naslovu http://www.mzip.gov.si/nc/si/medijsko_sredisce/novica/article/799/7344/
104. Ministrstvo za infrastrukturo in prostor. (2014). Najdeno 1. julija 2014 na spletnem naslovu <http://www.energetika-portal.si/podrocja/>
105. Ministrstvo za infrastrukturo in prostor. (b. l.). *Akcijski načrt za obnovljivo energijo 2010–2020*. Ljubljana: Ministrstvo za infrastrukturo in prostor.
106. Ministrstvo za infrastrukturo. (2014). *Prispevek za zagotavljanje podpor proizvodnji električne energije iz OVE in SPTE*. Najdeno 17. avgusta 2014 na spletnem naslovu <http://www.energetika-portal.si/podrocja/energetika/prispevek-za-obnovljive-vire/>
107. Ministrstvo za kmetijstvo, gozdarstvo in prehrano. (2014). *Operativni program zmanjševanja emisij toplogrednih plinov do leta 2020*. Ljubljana: Ministrstvo za kmetijstvo, gozdarstvo in prehrano.
108. Ministrstvo za zunanje zadeve. (b. l.). *Mednarodna podnebna pogajanja*. Najdeno 31. marca 2014 na spletnem naslovu http://www.mzz.gov.si/si/zunanja_politika_in_ednarodno_pravo/zunanja_politika/podnebe_spremembe/mednarodna_podnebna_pogajanja/
109. Mongibello, L., Capezzuto, M., & Graditi, G. (2013). Technical and cost analyses of two different heat storage systems for residential micro-CHP plants. *Applied Thermal Engineering*, 71(2), 1–7.
110. Moreno, B., López, A. J., & García-Álvarez, M. T. (2012). The electricity prices in the European Union. The role of renewable energies and regulatory electric market reforms. *Energy* 48, 307–313.
111. Pachauri, R. K. & Reisinger, A. (2007). *Contribution of Working Groups I, II and III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Geneva: IPCC.
112. Pehnt, M., Cames, M., Fischer, C., Praetorius, B., Schneider, L., Schumacher, K., & Voß, J. P. (2006). *Micro Cogeneration – Towards Decentralized Energy Systems*. Berlin: Springer-Verlag.
113. Pepermans, G. (2005). Distributed generation: definition, benefits and issues. *Energy Policy*, 33(6), 787–798.
114. Pratt, S. P. & Grabowski, R. J., (2008). *Cost of capital, Applications and Examples*, (3rd ed.). New Jersey: John Wiley, Sons.
115. Schicktanz, M. D., Wapler, J., & Henning, H. M. (2011). Primary energy and economic analysis of combined heating, cooling and power systems. *Energy* 48, 32–39.
116. Schmitz, K. W. & Schaumann, G. (2005). *Kraft-Wärme-Kopplung*, Springer-Verlag Berlin Heidelberg. Berlin: Springer-Verlag.
117. Seitz, N. & Ellison, M. (1999). *Capital Budgeting and Long-Term Financing Decisions*, (3rd ed.). St. Louis: Dryden Press.

118. Shekarchian, M., Moghavvemi, M., Motasemi, F., & Mahlia, D. (2011). Energy savings and cost-benefit analysis of using compression and absorption chillers for air conditioners in Iran, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(4), 1950–1960.
119. Sistemska obratovalna navodila distribucijskega omrežja (SONDO) električne energije s prilogami. *Uradni list RS* št. 41/2011.
120. Stankeviciute, L. & Riekkola, A. K. (2014). Assessing the development of combined heat and power generation in the EU. *International Journal of Energy Sector Management*, 8(1), 76–99.
121. Statistični urad Republike Slovenije - SURS. (2013). *Cene električne energije za industrijo - standardne porabniške skupine (EUR/MWh)*. Najdeno 10. februar 2014 na spletnem naslovu http://pxweb.stat.si/pxweb/Dialog/varval.asp?ma=1817504S&ti=&path=../Database/Okolje/18_energetika/02_18175_cene_energentov/&lang=2
122. Statistični urad Republike Slovenije - SURS. (2014a). *Energetska bilanca in energetski kazalniki*. Najdeno 17. julija 2014 na spletnem naslovu http://pxweb.stat.si/pxweb/Dialog/varval.asp?ma=1817901S&ti=&path=../Database/Okolje/18_energetika/01_18179_bilanca_kazalniki/&lang=2
123. Statistični urad Republike Slovenije - SURS. (2014b). *Bilanca proizvodnje in porabe električne energije (GWh)*. Najdeno 10. julija 2014 na spletnem naslovu <http://pxweb.stat.si/pxweb/Dialog/Saveshow.asp>.
124. Steffen, H., Matschoss, P., & Michaelis, P. (2009). Emissions trading and competitiveness: lessons from Germany. *Climate Policy* 9, 316–329.
125. Sugiarta, N., Tassou, S. A., Chaer, I., & Marriot, D. (2009). Trigeneration in food retail: An energetic, economic and environmental evaluation for a supermarket application. *Applied Thermal Engineering* 29, 2624–2632.
126. Thong, V. V., Driesen, J., Belmans, R. (2007). Benefits and impact of using small generators for network support. *Power Engineering Society General Meeting*, 1(10), 1–7.
127. Treado, S., Delgoshai, P., & Windham, A. (2011). Energy efficient operating strategies for building. *HVAC&R Research*, 17(3), 323–343.
128. Trygg, L. & Amiri, S. (2007). European perspective on absorption cooling in a combined heat and power system – A case study of energy utility and industries in Sweden. *Applied Energy*, 84(12), 1319–1337.
129. Uran, V. & Krajcar, S., (2009). Feed-in tariff an market electricity price comparison: The case of cogeneration units in Croatia. *Energy Policy*, 37 (3), 844–849.
130. Uredba o določitvi zneska trošarine za električno energijo. *Uradni list RS* št. 61/10.
131. Uredba o načinu določanja in obračunavanja prispevkov za zagotavljanje podpor proizvodnji električne energije v soproizvodnji z visokim izkoristkom in iz obnovljivih virov energije. *Uradni list RS* št. 36/2014.
132. Uredba o okoljski dajatvi za onesnaževanje zraka z emisijo ogljikovega dioksida. *Uradni list RS* št. 47/2013.
133. Uredba o podporah električni energiji, proizvedeni iz obnovljivih virov energije. *Uradni list RS* št. 17/14 – EZ-1.

134. Uredba o podporah električni energiji, proizvedeni v sproizvodnji toplote in električne energije z visokim izkoristkom. *Uradni list RS* št. 17/14 – EZ-1.
135. Uredba o spremembi uredbe o določitvi zneska trošarine za energente *Uradni list RS* št. 31/2014.
136. Uredbe o podporah električni energiji, proizvedeni v sproizvodnji toplote in električne energije z visokim izkoristkom. *Uradni list RS* št. 37/2009.
137. Verein Deutscher Ingenieur - VDI. (2012). *Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen Grundlagen und Kostenberechnung*. Duesseldorf: VDI.
138. Volkmar, S., & Bernhard, N. (2008). Absorbtiionskältemaschine – Anwendungsbeispiele. *Fachzeitschrift für die Kälte, Luft, Klimatechnik*, 44(7/8), 26–31.
139. Von Rosenberg, H. (2011). Westinghousing Effective Competition – Lessons from the US Electricity Market. *Oil, Gas, Energy Law*, 9(5), 48–56.
140. Wappel, D. (2009). *Klimaschutzbericht 2009*. Najdeno 17. januarja 2014 na spletnem naslovu <http://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/REP0226.pdf>
141. Westner, G. & Madlener, R. (2010). *The benefit of regional diversification of cogeneration investments in Europe: A mean-variance portfolio analysis*. Aachen: Institute for Future Energy Consumer Needs and Behavior in Faculty of Business and Economics.
142. Woldt, T. (2007). *Beitrag zur Energiesystemintegration dezentraler Energiewandlungsanlage mit besonderer Berücksichtigung kleiner Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in kommunalen Versorgungsstrukturen*. Cottbus: Fakultät für Maschinenbau, Elektrotechnik und Wirtschaftsingenieurwesen der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus.
143. Zakon o spremembah in dopolnitvah Energetskega zakona. *Uradni list RS* št. 70/2008.
144. Zakon o trošarinah. *Uradni list RS* št. 97/10.

PRILOGE

KAZALO PRILOG

Priloga 1: Pregled ukrepov za doseganje ciljev iz Kjotskega sporazuma.....	1
Priloga 2: Izračun skupne anuitete in stroška toplote.....	2

Priloga 1: Pregled ukrepov za doseganje ciljev iz Kjotskega sporazuma

Sektor/ukrep	Učinek ukrepa 2008–2012 [kt CO ₂ ekv/leto]
Sistem trgovanja s pravicami do emisije toplogrednih plinov	1.215
Okoljska dajatev za onesnaževanje zraka z emisijo ogljikovega dioksida	27
Povečanje okoljske učinkovitosti proizvodnje električne energije in toplote v velikih kurilnih napravah	198
Ukrepi v industriji	22
Spodbujanje soproizvodnje toplote in električne energije z visokim izkoristkom	134
Spodbujanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih virov energije	170
Spodbujanje rabe obnovljivih virov energije kot vira toplote	79
Spodbujanje energetske učinkovitosti v javnem sektorju	44
Energijsko označevanje in minimalni standardi za izdelke in naprave	8
Energetska učinkovitost stavb in toplotne izolativne lastnosti gradbenih proizvodov	54
Zmanjševanje izpustov iz osebnih motornih vozil	14
Spodbujanje rabe biogoriv	139
Spodbujanje javnega potniškega prometa	9
Trajnostni tovorni promet	14
Emisije toplogrednih plinov iz tranzitnega prometa	-
F-plini	24
Ukrepi v kmetijstvu	40
Zmanjšanje emisij iz ravnanja z odpadki	30
Ostali fleksibilni mehanizmi Kjotskega protokola (CDM, JI)	-
Trajnostno gospodarjenja z gozdovi in ponori CO ₂	1.320
Izobraževanje, usposabljanje, ozaveščanje in promocija	-
Tehnološki razvoj in raziskave	-
SKUPAJ	3.514⁸

Vir: Ministrstvo za gospodarstvo, Direktorat za energetiko, Operativni program zmanjševanj toplogrednih plinov do leta 2012, 2009, str. 87.

⁸ Vsota učinka vseh ukrepov (SKUPAJ) predstavlja seštevek skupnega učinka izvajanja ukrepov v sektorjih, ki predstavljajo vire emisij, in je enaka razliki emisij po projekciji brez ukrepov ter projekciji z ukrepi (2296 kt CO₂ ekv). Posredne emisije niso upoštevane.

Priloga 2: Izračun skupne anuitete in stroška toplote

Izračun skupne anuitete in stroška toplote je prikazan za alternativno oskrbo s plinskim kotlom in SPTE-naprave z motorjem na notranje izogrevanje moči 50 kW in z OP do 4.000 ur obratovanja pri letnem obratovanju 3.500 ur.

Investicijske vrednosti in življenjska doba celotne SPTE-naprave in plinskega kotla alternativne oskrbe

Komponenta	Komponenta	Investicija A_0 (EUR)	Življenjska doba T_N	Ostanek vrednosti R_w (EUR)
1	Kotel 150 kW	13.500	20	420,1
2	SPTE 50 kW	60.465	18	0,0
3	Projektiranje, PZI, PID, pridobivanje podpore	5.500	20	171,2
4	Zalogovnik za vodo	6.160	25	536,8
5	Montaža s strojnimi in elektro deli	22.800	20	709,5

Faktorji spremembe vrednosti

Anuitetni faktor	a	0,0972
Diskontna stopnja	q	1,067
Faktor spremembe vrednosti prihodka	b_e	12,71
Faktor spremembe vrednosti za strošek energenta	b_v	13,28
Faktor spremembe vrednosti obratovanja	b_b	11,82

Ostali podatki

Opazovano obdobje T (leta)	18
Cena zemeljskega plina za industrijskega porabnika v porabniški skupini I2 (EUR/Sm ³)	0,56833
Cena električne energije za industrijskega porabnika v porabniški skupini IB (EUR/kWh)	0,12083
Letno količina proizvedene toplote (MWh)	349,50
Letna količina proizvedene električne energije (MWh)	175
OP (EUR)	35.938
Vračilo trošarin (EUR)	5.065
Oprostitev dajatev zaradi emisij CO ₂ (EUR)	1.492
Prihranki zaradi lastne rabe električne energije (EUR)	12.667

Izračun anuitete

Komponente	Anuiteta investicijskih stroškov $A_{N,K}$	Anuiteta stroška energenta $A_{N,V}$ (SPTE)	Anuiteta stroška energenta $A_{N,V}$ (alternativna oskrba)	Anuiteta obratovalnih stroškov $A_{N,B}$	Anuiteta prihodkov $A_{N,E}$
1	1.272			658	
2	5.881			4.483	
3	518				
4	547				
5	2.149				
Skupne vrednosti po anuitetah	10.368	44.951	27.113	5.141	68.187

Skupna anuiteta toplote A_N za SPTE-napravo (vključno z vršnim kotlom):

$$A_N = A_{N,E} - (A_{N,K} + A_{N,V} + A_{N,B}) = 68.187 - (10.368 + 44.951 + 5.141) = 7.727$$

Strošek toplote (EUR/MWh) = 22,1

Skupna anuiteta toplote A_N alternativne oskrbe s plinskim kotlom:

$$A_N = A_{N,E} - (A_{N,K} + A_{N,V} + A_{N,B}) = 0,0 - (1.282 + 27.113 + 658) = - 29.053$$

Strošek toplote (EUR/MWh) = - 83,1