

UNIVERZA V LJUBLJANI  
EKONOMSKA FAKULTETA

MAGISTRSKO DELO

**VPLIV DELITVE STROŠKOV PRI SOČASNI PROIZVODNJI  
TOPLOTE IN ELEKTRIČNE ENERGIJE NA OBLIKOVANJE CEN  
DALJINSKEGA OGREVANJA: PRIMER PLINSKE TURBINE**

Ljubljana, oktober 2017

TJAŠA VRHOVNIK

## IZJAVA O AVTORSTVU

Podpisana Tjaša Vrhovnik, študentka Ekonomske fakultete Univerze v Ljubljani, avtorica predloženega dela z naslovom Vpliv delitve stroškov pri sočasni proizvodnji toplote in električne energije na oblikovanje cen daljinskega ogrevanja: primer plinske turbine, pripravljene v sodelovanju s svetovalko prof. dr. Jeleno Zorić,

IZJAVLJAM,

1. da sem predloženo delo pripravila samostojno;
2. da je tiskana oblika predloženega dela istovetna njegovi elektronski obliki;
3. da je besedilo predloženega dela jezikovno korektno in tehnično pripravljeno v skladu z Navodili za izdelavo zaključnih nalog Ekonomske fakultete Univerze v Ljubljani, kar pomeni, da sem poskrbela, da so dela in mnenja drugih avtorjev oziroma avtoric, ki jih uporabljam oziroma navajam v besedilu, citirana oziroma povzeta v skladu z Navodili za izdelavo zaključnih nalog Ekonomske fakultete Univerze v Ljubljani;
4. da se zavedam, da je plagiatorstvo – predstavljanje tujih del (v pisni ali grafični obliki) kot mojih lastnih – kaznivo po Kazenskem zakoniku Republike Slovenije;
5. da se zavedam posledic, ki bi jih na osnovi predloženega dela dokazano plagiatorstvo lahko predstavljalo za moj status na Ekonomski fakulteti Univerze v Ljubljani v skladu z relevantnim pravilnikom;
6. da sem pridobila vsa potrebna dovoljenja za uporabo podatkov in avtorskih del v predloženem delu in jih v njem jasno označila;
7. da sem pri pripravi predloženega dela ravnala v skladu z etičnimi načeli in, kjer je to potrebno, za raziskavo pridobila soglasje etične komisije;
8. da soglašam, da se elektronska oblika predloženega dela uporabi za preverjanje podobnosti vsebine z drugimi deli s programsko opremo za preverjanje podobnosti vsebine, ki je povezana s študijskim informacijskim sistemom članice;
9. da na Univerzo v Ljubljani neodplačno, neizključno, prostorsko in časovno neomejeno prenašam pravico shranitve predloženega dela v elektronski obliki, pravico reproduciranja ter pravico dajanja predloženega dela na voljo javnosti na svetovnem spletu prek Repozitorija Univerze v Ljubljani;
10. da hkrati z objavo predloženega dela dovoljujem objavo svojih osebnih podatkov, ki so navedeni v njem in v tej izjavi.

V Ljubljani, dne 10. 10. 2017

Podpis študentke: \_\_\_\_\_

# KAZALO

<b>UVOD .....</b>	<b>1</b>
<b>1 ZNAČILNOSTI DEJAVNOSTI DALJINSKEGA OGREVANJA .....</b>	<b>6</b>
1.1    Opredelitev daljinskega ogrevanja .....	6
1.1.1    Dejavnost daljinskega ogrevanja.....	10
1.1.2    Sistem daljinskega ogrevanja .....	13
1.2    Tehnologija sočasne proizvodnje toplote in električne energije .....	16
<b>2 DELITEV STROŠKOV PRI SOČASNI PROIZVODNJI TOPLOTE IN ELEKTRIČNE ENERGIJE .....</b>	<b>19</b>
2.1    Metode delitve stroškov med električno energijo in toploto .....	19
2.1.1    Tržna metoda delitve stroškov .....	20
2.1.2    Termodinamične metode delitve stroškov .....	23
2.1.3    Izračun primarnega prihranka energije v Direktivi 2012/27/EU in izpeljava metode nadomestnih objektov .....	23
2.2    Usmeritve za izbor enotne metode delitve stroškov pri sočasni proizvodnji toplote in električne energije .....	26
<b>3 OBLIKOVANJE CENE TOPLOTE IZ SISTEMOV DALJINSKEGA OGREVANJA .....</b>	<b>28</b>
3.1    Aktualna metodologija določanja cene toplote iz sistemov daljinskega ogrevanja v Sloveniji.....	31
3.2    Vpliv izbora metode delitve stroškov pri sočasni proizvodnji toplote in električne energije na oblikovanje cene daljinskega ogrevanja .....	35
<b>4 PRIMER PLINSKE TURBINE V SISTEMU DALJINSKEGA OGREVANJA LJUBLJANA .....</b>	<b>37</b>
4.1    Opredelitev problema .....	37
4.2    Plinska turbina v sistemu daljinskega ogrevanja mesta Ljubljana .....	39
4.3    Metodologija izračuna .....	41
4.3.1    Metodologija kratkoročne stroškovne optimizacije vključevanja plinske turbine v obratovanje.....	43
4.4    Podatki za stroškovni model vključevanja plinske turbine v obratovanje .....	47
4.4.1    Določitev normativne porabe goriva za proizvodnjo električne energije, ogrevne toplote in tehnološke pare.....	47
4.4.2    Proizvodnja električne energije, vroče vode in tehnološke pare v plinski turbini v letu 2011 .....	53
4.4.3    Referenčne cene energentov.....	57
4.5    Stroškovni model vključevanja plinske turbine v obratovanje .....	59

4.6 Rezultati in njihova interpretacija .....	61
<b>SKLEP.....</b>	<b>66</b>
<b>LITERATURA IN VIRI.....</b>	<b>69</b>
<b>PRILOGA</b>	
<b>KAZALO TABEL</b>	
Tabela 1: Izračunani normativi za porabo goriva za proizvodnjo električne energije, ogrevne toplote in tehnološke pare v plinski turbini v vršnem viru Toplarni Šiška za leto 2011 (v $MWh_{GORIVA}/MWh_{PRODUKTA}$ ) .....	47
Tabela 2: Izračunani normativi za porabo goriva za proizvodnjo električne energije in ogrevne toplote v glavnem viru Termoelektrarni Toplarni Ljubljana ter tehnološke pare v vršnih parnih kotlih v Toplarni Šiška za leto 2011 (v $MWh_{GORIVA}/MWh_{PRODUKTA}$ ).....	47
Tabela 3: Proizvodnja električne energije in toplote v plinski turbini za leto 2011 (v MWh).....	48
Tabela 4: Poraba zemeljskega plina za proizvodnjo električne energije in toplote v plinski turbini za leto 2011 (v MWh).....	49
Tabela 5: Proizvedene količine električne energije in ogrevne toplote v Termoelektrarni Toplarni Ljubljana za leto 2011 (v MWh) .....	51
Tabela 6: Poraba premoga za proizvodnjo električne energije in toplote v Termoelektrarni Toplarni Ljubljana za leto 2011 (v t).....	51
Tabela 7: Povprečne mesečne proizvedene količine električne energije s plinsko turbino za leto 2011 (v MWh).....	56
Tabela 8: Povprečne mesečne proizvedene količine tehnološke pare s plinsko turbino za leto 2011 (v MWh) .....	57
Tabela 9: Povprečne mesečne proizvedene količine ogrevne toplote s plinsko turbino za leto 2011 (v MWh) .....	57
Tabela 10: Referenčne cene zemeljskega plina in premoga za obdobje 2010–2017 (v EUR/MWh).....	58
Tabela 11: Variabilni stroški proizvodnje ogrevne toplote, tehnološke pare in električne energije v primeru obratovanja plinske turbine v letu 2011 (v EUR/mesec) .....	60
Tabela 12: Mesečni variabilni stroški nadomestne proizvodnje ogrevne toplote, tehnološke pare in električne energije v primeru zaustavitve plinske turbine v letu 2011 (v EUR/mesec) .....	61

## KAZALO SLIK

Slika 1: Osnovna stroškovna prednost daljinskega ogrevanja, ki jo generira poceni lokalni proizvodni vir.....	9
Slika 2: Struktura energetskega sektorja .....	12
Slika 3: Osnovna ideja daljinskega ogrevanja in toki energije v sistemu daljinskega ogrevanja .....	14
Slika 4: Sočasna proizvodnja toplote in električne energije.....	16
Slika 5: Sankijeva diagrama sočasne proizvodnje toplote in električne energije ter ločene proizvodnje .....	17
Slika 6: Teoretična delitev stroškov pri sočasni proizvodnji toplote in električne energije po tržni metodi .....	22
Slika 7: Delež energije goriva za proizvodnjo električne energije in toplote pri različnih razmerjih toplota – električna energija .....	26
Slika 8: Teoretični model oblikovanja cene toplote .....	31
Slika 9: Stroškovna optimizacija kapacitet proizvodnih virov v sistemu daljinskega ogrevanja .....	42
Slika 10: Shema proizvodnje ogrevne toplote, tehnološke pare in električne energije s plinsko turbino v viru Toplarni Šiška .....	44
Slika 11: Shema proizvodnje nadomestnih količin ogrevne toplote in električne energije v glavnem viru Termoelektrarni Toplarni Ljubljana ter nadomestnih količin tehnološke pare z vršnimi parnimi kotli v Toplarni Šiška .....	45
Slika 12: Obratovalne ure plinske turbine v Toplarni Šiška za leto 2011 .....	54
Slika 13: Mesečna proizvodnja električne energije s plinsko turbino za leto 2011 .....	55
Slika 14: Mesečna proizvodnja tehnološke pare s plinsko turbino za leto 2011 .....	56
Slika 15: Mesečna proizvodnja ogrevne toplote s plinsko turbino za leto 2011 .....	57
Slika 16: Primerjava variabilnih stroškov proizvodnje vseh treh produktov v obeh primerih obratovanja .....	60
Slika 17: Primerjava skupnih variabilnih stroškov proizvodnje ogrevne toplote, tehnološke pare, električne energije v obeh primerih obratovanja v odvisnosti od spreminjajočih se referenčnih cen zemeljskega plina.....	62
Slika 18: Primerjava skupnih variabilnih stroškov proizvodnje ogrevne toplote, tehnološke pare, električne energije v obeh primerih obratovanja v odvisnosti od spreminjajočih se referenčnih cen premoga .....	63
Slika 19: Skupni variabilni stroški obeh primerov obratovanja v odvisnosti od spreminjanja cene zemeljskega plina glede na referenčno ceno iz leta 2011 .....	64
Slika 20: Skupni variabilni stroški obeh primerov obratovanja v odvisnosti od spreminjanja cene premoga glede na referenčno ceno iz leta 2011 .....	65
Slika 21: Razlika variabilnih stroškov v primeru obratovanja in zaustavitve - plinske turbine pri spreminjajoči se ceni goriva .....	66



## UVOD

Energetska učinkovitost je najmočnejše orožje Evropske unije (v nadaljevanju EU), ki ne samo zmanjšuje porabo primarnih virov energije v borbi z omejenimi energetske viri in veliko odvisnostjo od uvoza energije, temveč tudi zmanjšuje emisije toplogrednih plinov in blaži podnebne spremembe ter ne nazadnje spodbuja inovativne tehnološke rešitve, konkurenčnost industrije, nova delovna mesta in gospodarsko rast (Evropska komisija, 2012). Da bi Slovenija kot članica EU dosegla skupen cilj EU do leta 2020, ki se usmerja predvsem na povečanje energetske učinkovitosti, mora v skladu z novim Energetskim zakonom (Ur.l. RS, št. 17/14, 81/15, v nadaljevanju EZ-1) in direktivami, ki se skupaj z zakonom prenašajo v pravni red Republike Slovenije, izvesti številne ukrepe za povečanje energetske učinkovitosti in prihrankov energije, ki se kažejo predvsem v povečani rabi energije iz obnovljivih virov energije in sproizvodnje z visokim izkoristkom. V zadnjem poglobljenem poročilu o možnostih za uporabo sproizvodnje in daljinskega ogrevanja ugotavlja Slovenija, da so prav sistemi daljinskega ogrevanja, skupaj z obrati za sproizvodnjo z visokim izkoristkom, ki zagotavlja vsaj 10 odstotkov prihrankov primarne energije, bistven element za izboljšanje energetske učinkovitosti (Ministrstvo za infrastrukturo, 2017a). Werner (izide v letu 2017) v svojem delu navaja, da imajo prav sistemi daljinskega ogrevanja velik potencial, da bodo preživeli tudi v prihodnosti.

Sočasni potrebi po električni energiji in toploti se na energijsko in stroškovno najbolj učinkovit način zadosti s procesom sočasne proizvodnje toplote in električne energije (v nadaljevanju SPTE). Tehnologija SPTE temelji na termodinamičnih delovnih krožnih procesih za pridobivanje mehanskega dela, od katerih sta dva izmed najbolj razširjenih krožnih procesov plinski in parni krožni proces. Plinski krožni proces se odvija v plinski turbini, kjer dimni plini, nastali v zgorevalni komori, proizvajajo mehansko delo za pogon električnega generatorja. V parnem krožnem procesu pa se v parni turbini pretvarja termična energija pare v rotirajoče gibanje izhodne gredi, ki se uporablja za generiranje elektrike. Odvečna toplota dimnih plinov oz. pare, ki se ne pretvori v mehansko delo, se v procesih pridobivanja električne energije sprosti v okolico. V procesu SPTE se odvečna toplota izkoristi kot toplota za potrebe ogrevanja in pripravo sanitarne tople vode v sistemih daljinskega ogrevanja ali kot tehnološka para za potrebe industrije. V termoelektrarnah se zgolj 35–60 odstotkov primarnih virov energije pretvori v električno energijo, medtem ko je izkoristek SPTE zaradi nadaljnje uporabe odpadne toplote tudi do 90 odstotkov (Siemens, 2017), kar z vidika stroškov pomeni manjše stroške za enako količino zelene proizvedene električne energije in toplote. V primerjavi z ločeno proizvodnjo električne energije v termoelektrarnah in ločeno proizvodnjo toplote v kotlarnah ima SPTE poleg manjše porabe primarnih virov energije tudi manjši vpliv na okolje, in sicer zaradi minimalnih vrednosti emisij, ki pri sočasnem procesu nastanejo.

Proces SPTE se izkorišča večinoma v sistemih daljinskega ogrevanja, kjer se prav odvečna toplota, ki nastaja v SPTE, distribuira po cevnem omrežju do uporabnikov in se uporablja za oskrbo bližnjega naselja ali mesta s toploto za ogrevanje ali pripravo sanitarne tople vode. Sočasno proizvedena električna energija se uporablja za potrebe samega procesa proizvodnje ogrevne toplote, višek le-te pa se kot sočasni produkt prodaja v elektroenergetsko omrežje in služi za oskrbo odjemalcev z električno energijo.

V Sloveniji se je v letu 2015 izvajala oskrba s toploto v 91 distribucijskih sistemih (Agencija za energijo, 2016b). Dejavnost oskrbe s toploto za več kot 100 gospodinjstev iz sistema daljinskega ogrevanja je v Sloveniji registrirana kot izbirna lokalna gospodarska javna služba. Distributerji, ki izvajajo gospodarsko javno službo, so zaradi naravnomonopolne značilnosti dejavnosti podvrženi regulaciji cene toplote za daljinsko ogrevanje, ki jo izvaja Agencija za energijo (v nadaljevanju Agencija) v skladu z EZ-1.

Janež (2016) je v svojem delu izpostavil, da je tematika oblikovanja cene daljinskega ogrevanja aktualen problem in zahteva sodelovanje med proizvajalcem toplote, distributerjem toplote, odjemalci, lokalno skupnostjo in regulatorjem cene. V preteklosti je regulacija cene toplote s strani Agencije povzročala nezadovoljstvo pri proizvajalcih, saj ni vključevala donosa na kapital in soproizvodnje toplote (Janež, 2016). Velik izziv pri oblikovanju cene predstavlja tudi padec odjema na strani odjemalcev zaradi ukrepov učinkovite rabe energije v stavbah (Song, Wallin, Li, & Karlsson, 2015).

Izmed vse proizvedene toplote za oskrbo distribucijskih sistemov v Sloveniji predstavlja toplota, proizvedena iz SPTE, kar 83,8 odstotkov (Agencija za energijo, 2016b). Tako velik delež soproizvodnje bi vsekakor moral biti za Agencijo zadosten razlog za boljšo vključitev procesa soproizvodnje v samo oblikovanje cene toplote. Eden izmed razlogov za slabo vključenost je zagotovo problematika izbire metodologije delitve stroškov na toploto in električno energijo pri soproizvodnji. Tudi delitev stroškov pri soproizvodnji je stalni predmet razprav (Energy Charter Secretariat, 2006), saj je uveljavljenih veliko metod delitve, še vedno pa ne obstaja enoznačni odgovor, katera metodologija je najbolj primerna (Kim & Choi, 2011). Tudi sama zakonodaja se še ni opredelila za enotno delitev.

V januarju 2017 je Agencija za energijo izdala nov Akt o metodologiji za oblikovanje cene toplote za daljinsko ogrevanje (Agencija za energijo, 2017a), ki se izvaja na podlagi upravičenih stroškov. Po definiciji, ki je zapisana v samem aktu, so upravičeni stroški tisti, ki so nujni za opravljanje gospodarske javne službe dejavnosti distribucije toplote oz. proizvodnje toplote in so posledica opravljanja navedenih dejavnosti. Pri analizi nove metodologije bom podrobneje raziskala vpletenost soproizvodnje v samo oblikovanje cene.

Poleg problematike regulacije cen daljinskega ogrevanja pa se pozicija ponudnikov daljinskega ogrevanja na trgu zaostre tudi na račun novih cenejših alternativnih virov



ogrevanja (npr. toplotne črpalke). Za uspešnost poslovanja podjetja sta namreč pomembna dva vidika: kako uspešno podjetje prodaja svoje izdelke in koliko pri tem zasluži ter kako uspešno je podjetje pri pregledu stroškov in zniževanju le-teh, kar nas zopet privede do problematike delitve stroškov pri sproizvodnji. Čeprav se zdi, da je pozicija distributerja na trgu jasna, saj so odjemalci v sistemu daljinskega ogrevanja vezani zgolj na enega ponudnika in mu zato dajejo vlogo naravnega monopola, ki je podvržen regulaciji cene toplote, nam trendi števila odjemalcev na distribucijskih sistemih kažejo drugačen pogled. Trend odjemalcev toplote, priključenih na distribucijske sisteme daljinskega ogrevanja, je zadnja leta negativen, saj se odjemalci odločajo za cenejše vire oskrbe s toploto (Agencija za energijo, 2016b). To dejstvo sili distributerje v nižanje stroškov obratovanja distribucijskega in proizvodnega sistema, saj le tako lahko ponudijo vedno bolj zahtevnim odjemalcem nižjo ceno toplote in preprečijo, da bi se odločili za alternativo (Frederiksen & Werner, 2013).

Z vsemi izpostavljenimi izzivi se srečuje tudi največji sistem daljinskega ogrevanja v Sloveniji, ki ga ima v lasti Javno podjetje Energetika Ljubljana, d.o.o. (v nadaljevanju JPE). JPE zagotavlja daljinsko oskrbo s toploto za potrebe ogrevanja in pripravo sanitarne tople vode za prebivalce mesta Ljubljana ter se uvršča med distributerje z lastno proizvodnjo toplote, ki se vrši v dveh proizvodnih virih, glavnem viru Termoelektrarni Toplarni Ljubljana (v nadaljevanju TE-TOL) in vršnem viru Toplarni Šiška (v nadaljevanju TOŠ). Toplota se proizvaja v sočasni proizvodnji toplote in električne energije, ki omogoča JPE, da poleg ogrevne toplote proizvaja in prodaja tudi električno energijo ter odvečno tehnološko paro, ki jo distribuira okoliškim industrijskim odjemalcem za potrebe tehnoloških procesov.

S proizvodnjo in prodajo električne energije, proizvodnjo, distribucijo in prodajo toplote ter proizvodnjo, distribucijo in prodajo tehnološke pare se JPE uvršča med izvajalce energetske dejavnosti, ki morajo slediti zahtevam krovnega EZ-1. Skladno z zahtevami EZ-1 je tudi JPE podvržena regulaciji cene toplote iz sistemov daljinskega ogrevanja, za katero skrbi Agencija. Aktualna izpostavljena problematika oblikovanja cene daljinskega ogrevanja, izbor metode delitve stroškov pri sproizvodnji in ne nazadnje optimizacija stroškov proizvodnje in obratovanja za doseganje konkurenčnega položaja na trgu so eni najpomembnejših izzivov, s katerimi se sooča podjetje. Ker je JPE podvrženo regulaciji cene toplote in s tem omejeno na prihodkovni strani, lahko le natančen pregled in nadzor stroškov ter zniževanje le-teh zagotovijo podjetju uspešno poslovanje in dolgoročen obstoj. Postopka zniževanja stroškov v podjetju se lahko lotimo na različne načine.

V proizvodni proces toplote za ogrevanje in pripravo sanitarne tople vode v sistemu daljinskega ogrevanja mesta Ljubljana je znotraj dveh proizvodnih virov vključenih več proizvodnih enot. Na lokaciji glavnega vira TE-TOL se za proizvodnjo toplote, električne energije in tehnološke pare uporabljajo trije proizvodni bloki s parnimi turbinami. V dveh

blokih se za primarni vir energije uporablja premog, v tretjem bloku pa se uporabljajo premog in lesni sekanci. Na lokaciji glavnega vira so nameščeni tudi vršni vročevodni kotli, ki predstavljajo nadomestno proizvodnjo za zagotavljanje ogrevne toplote za sistem daljinskega ogrevanja v primeru odpovedi blokov 1, 2 in 3, ter vršni parni kotli, ki služijo za nadomestno proizvodnjo tehnološke pare. Na lokaciji vršnega vira TOŠ je nameščena manjša plinska turbina, ki služi za proizvodnjo toplote za sistem daljinskega ogrevanja, tehnološke pare za bližnje industrijske odjemalce in električne energije za potrebe samega proizvodnega vira. Na lokaciji vršnega vira so nameščeni tudi vršni vročevodni kotli, ki se uporabljajo v primeru zelo hladnih dni, ko proizvodnja iz blokov 1, 2 in 3 in plinske turbine ne zadošča, ter vršni parni kotli, ki se uporabljajo za nadomestno in dodatno proizvodnjo tehnološke pare, ko proizvedena tehnološka para iz plinske turbine ne zadošča potrebam bližnje industrije.

Optimalno vključevanje posameznih enot proizvodnih virov v obratovanje daje podjetju priložnost za zniževanje spremenljivih stroškov obratovanja. Posamezne proizvodne enote namreč uporabljajo različno primarno energijo in različno tehnologijo. Podrobnejša analiza optimalnega vključevanja proizvodnih enot v obratovanje s stališča stroškov obratovanja še ni bila izdelana, saj se je Javno podjetje Energetika Ljubljana leta 2014 združilo z glavnim virom Termoelektrarno Toplarno Ljubljana. Do leta 2014 je imelo JPE v lasti distribucijsko omrežje sistema daljinskega ogrevanja in vršni vir TOŠ, od glavnega vira TE-TOL pa je odkupovalo potrebno toploto za sistem daljinskega ogrevanja mesta Ljubljana (Javno podjetje Energetika Ljubljana d.o.o., 2014). Analiza optimalnega vključevanja enot proizvodnih virov v obratovanje tako ni bila potrebna.

Podrobnejša analiza optimalnega vključevanja proizvodnih enot v obratovanje glede na spremenljive stroške obratovanja je za podjetje izredno pomembna, saj predstavlja primer zniževanja stroškov pri obstoječem proizvodnem procesu in delovni sili. V magistrskem delu je prikazan primer analize optimalnega vključevanja v obratovanje manjše plinske turbine na lokaciji vršnega vira TOŠ, saj je celostna analiza preobširna za potrebe magistrskega dela. Izbor študije primera na plinski turbini je odličen poligon za implementacijo metode delitve stroškov pri sočasni proizvodnji električne energije in toplote.

**Namen** magistrskega dela je proučiti obstoječe teoretične metode delitve stroškov pri sočasni proizvodnji električne energije in toplote ter izpeljati usmeritve za izbor enotne metode, analizirati usmeritve evropske in slovenske zakonodaje na področju izbora enotne metode delitve stroškov pri soproizvodnji ter ovrednotiti vpliv izbora metode na oblikovanje cene daljinskega ogrevanja. V nadaljevanju želim analizirati novo metodologijo oblikovanja cene daljinskega ogrevanja, ki je v veljavi od januarja 2017. Pri tem se želim podrobneje seznaniti, kako nova metodologija oblikovanja cene upošteva metodo delitve stroškov pri soproizvodnji. Na študiji primera plinske turbine želim

prikazati izbrano metodo delitve stroškov pri soproizvodnji ter ovrednotiti možnost zniževanja stroškov proizvodnje in obratovanja sistema daljinskega ogrevanja z optimalnim vključevanjem proizvodnih enot glede na variabilne stroške. Pri tem želim prikazati tudi, kako lahko s poglobljeno analizo obratovalnih stroškov vplivamo na znižanje le-teh, in bolj konkurenčen položaj podjetja na trgu.

**Cilj** magistrskega dela je potrditi **hipotezo**, da ima izbor metode delitve stroškov pri soproizvodnji vpliv na oblikovanje cene daljinskega ogrevanja. Podati želim usmeritve za izbor enotne metode delitve, ki je trenutno zakonodaja na tem področju še ne določa. V nadaljevanju želim na študiji primera plinske turbine prikazati delitev stroškov pri soproizvodnji po izbrani metodi delitve in prikazati primer znižanja stroškov obratovanja sistema daljinskega ogrevanja brez dodatnih investicij v proizvodni proces in zmanjšanja delovne sile zgolj na podlagi natančne analize stroškov obratovanja proizvodnih enot in določitve optimalnih obratovalnih scenarijev.

**Metodologija.** Magistrsko delo bo vsebovalo poglobljeno analizo strokovne in akademske literature na področju delitve stroškov pri sočasni proizvodnji toplote in električne energije ter oblikovanja cen daljinskega ogrevanja. Na podlagi teoretičnih in praktičnih primerov iz literature bom kritično določila glavne usmeritve za izbor enotne metode delitve stroškov pri sočasni proizvodnji toplote in električne energije in vpliv le-te na oblikovanje cene toplote. Podrobneje bom analizirala vpetost delitve stroškov pri soproizvodnji v samo metodologijo o oblikovanju cene daljinskega ogrevanja, ki je bila izdana v januarju 2017. Na študiji primera plinske turbine v sistemu daljinskega ogrevanja bom v zaključnem delu magistrskega dela prikazala vpeljavo izbrane metode delitve stroškov pri soproizvodnji na praktičnem primeru, kar bom v nadaljevanju nadgradila še z modelom optimalnega vključevanja plinske turbine v obratovanje za minimizacijo variabilnih stroškov obratovanja sistema daljinskega ogrevanja.

**Struktura magistrskega dela.** Magistrsko delo bo sestavljeno iz uvodnega poglavja, štirih glavnih poglavij in zaključnega sklepa. V uvodnem poglavju bosta izpostavljena problematika in namen magistrskega dela. V **prvem poglavju** bo predstavljena dejavnost daljinskega ogrevanja, v **drugem poglavju** bodo predstavljene metode delitve stroškov in usmeritve za izbor enotne metode delitve stroškov pri soproizvodnji, v **tretjem poglavju** bo predstavljena analiza aktualne metodologije oblikovanja cene daljinskega ogrevanja, v **četrtm poglavju** pa bo na študiji primera prikazana delitev stroškov na primeru plinske turbine v sistemu daljinskega ogrevanja in zaključna analiza optimalnega vključevanja plinske turbine v obratovanje, v želji minimiziranja stroškov obratovanja. V zaključnem poglavju bodo izpostavljene glavne ugotovitve magistrskega dela in napotki za nadaljnje delo.

# 1 ZNAČILNOSTI DEJAVNOSTI DALJINSKEGA OGREVANJA

## 1.1 Opredelitev daljinskega ogrevanja

Strategija doseganja 20-odstotnega prihranka porabe primarne energije do leta 2020 v ospredje postavlja energetska učinkovitost kot dragoceno sredstvo EU za spoprijemanje s povečano odvisnostjo od uvoza energije in omejenih energetskih virov, s podnebnimi spremembami in odpravo gospodarske krize (Evropska komisija, 2012). V Direktivi 2012/27/EU (Evropska komisija, 2012) je prepoznan prav potencial daljinskega ogrevanja kot močno orožje za povečanje energetske učinkovitosti, ki v EU večinoma še ni izkoriščen. Skupaj s sočasno proizvodnjo toplote in električne energije z visokim izkoristkom predstavlja način za doseganje prihranka primarne energije.

Frederiksen in Werner (2013) sta definirala osnovno idejo daljinskega ogrevanja kot oskrbo lokalnih odjemalcev s toploto, distribuirano po kratkem cevnem omrežju iz centralnega, lokalnega, poceni proizvodnega vira. Centralni, lokalni, poceni proizvodni vir predstavlja v osnovni ideji daljinskega ogrevanja izkoriščanje poceni odpadne toplote, ki bi jo drugače zavrgli. Najbolj reprezentativen primer takšnega procesa je proces sočasne proizvodnje električne energije in toplote. Odpadna toplota je tako koristno porabljena za potrebe lokalnih odjemalcev po ogrevni toploti in toploti za pripravo sanitarne tople vode in je distribuirana po kratkem cevnem omrežju, da so distribucijske izgube čim manjše v naselju s čim večjo gostoto poselitve, da so povprečni stroški investicije v distribucijsko omrežje na enoto produkta čim manjši.

Prihranki primarne energije, ki jih dosegamo na račun sistemov daljinskega ogrevanja in sočasne proizvodnje toplote in električne energije, imajo različne izvore (Gochenour, 2003). Najbolj očiten razlog doseganja prihrankov je zagotovo sočasna proizvodnja več produktov pri enakem vložku primarnih virov energije, kar pripisujemo v prid tehnologiji SPTE, pri tem, da je daljinsko ogrevanje v tesni povezavi s SPTE, saj izvaja povpraševanje po nastali toploti v procesu SPTE, ki bi jo v nasprotnem primeru spustili v okolje. Prihranki so odvisni tudi od prvotne tehnologije, ki jo daljinsko ogrevanje nadomesti. V primeru nadomestitve starejših, potratnih, neučinkovitih kurišč so lahko prihranki z uvedbo daljinskega ogrevanja zelo veliki. Prihranke zagotavlja tudi ustrezna izbira proizvodnih kapacitet virov, ki morajo slediti pravilu, da proces SPTE pokriva osnovni odjem prek obratovalnega leta, kratkotrajne povišane rabe v primeru toplotnih konic pa se pokriva z manjšimi vršnimi viri. Pomembno vlogo pri doseganju prihrankov pa ima ne nazadnje tudi temperatura ogrevalnega medija. V primeru visokotemperaturnih ogrevalnih medijev, ki dosegajo temperature do 150 °C, so prihranki izrazito nižji (Gochenour, 2003). Glede na temperaturni režim toplotnega medija delimo sisteme daljinskega ogrevanja oz. distribucijska omrežja na toplovodna, vročevodna in parovodna omrežja (Božič & Fendre, 2011).

Stanovanjske stavbe so največji odjemalec toplote za ogrevanje in hlajenje. Več kot polovica stavb v EU ima za potrebe ogrevanja vgrajene kotlovnice izpred leta 1992, z učinkovitostjo manj kot 60 odstotkov. 22 odstotkov lokalnih plinskih kotlovnice, 34 odstotkov individualnih električnih grelcev, 47 odstotkov lokalnih kotlov na kurilno olje in 58 odstotkov lokalnih kotlov na premog je starejših od pričakovane življenjske dobe naprav (Evropska komisija, 2016). Sistemi daljinskega ogrevanja so odlična priložnost za zamenjavo starih individualnih kotlovnice, saj predstavljajo za odjemalce zanesljivo in v večini primerov lažje cenovno dostopno alternativo individualnim kuriščem.

Avtorji Colemanar-Santos, Rosales-Asensio, Borge-Diez in Blanes-Piero (2016) so v okviru zanimive raziskave na ravni EU določili, da bi bilo mogoče uporabiti 6.400 PJ koristne toplote, če bi z dodatno investicijo v višini 315 milijonov EUR vse primerne elektrarne moči več kot 300 MW v okolici mest z več kot 100.000 prebivalci pretvorili v SPTE. Leta 2012 je v EU za primerjavo znašala skupna dovedena energija v sisteme daljinskega ogrevanja približno 2.500 PJ/leto (Werner, izide v letu 2017). Ocenjeni letni prihranki bi tako v primeru uvedbe SPTE in izkoriščanja odpadne toplote zgolj z vidika porabe goriva znašali 93,6 milijona EUR/leto (Colemanar-Santos et al., 2016). Upoštevajoč ekonomske in okoljske prednosti, se pričakuje v prihodnosti velik porast sistemov daljinskega ogrevanja z izkoriščanjem odpadne toplote iz procesov sočasne proizvodnje.

Na razvoj daljinskega ogrevanja in prepoznan potencial za povečanje energetske učinkovitosti v Direktivi 2012/27/EU vpliva pet pomembnih karakteristik same dejavnosti daljinskega ogrevanja, ki sta jih v svojem delu izpostavila tudi Frederiksen in Werner (2013). Centralna proizvodnja in distribucija toplote do odjemalcev izkoriščata prednosti ekonomij obsega (angl. *economies of scale*) in pomembno prispevata k zmanjšanju vpliva na okolje. Sočasna proizvodnja toplote in električne energije, ki gre s sistemom daljinskega ogrevanja z roko v roki, izkorišča prednosti ekonomij povezanih proizvodov (angl. *economies of scope*). Izkoriščanje različnih lokalnih proizvodnih virov poveča sistemu fleksibilnost in s tem povezano visoko stopnjo zanesljivosti.

Nastanek sistemov daljinskega ogrevanja je bil od samega začetka pogojen z ekonomijami obsega, ki so izvor stroškovne prednosti sistemov daljinskega ogrevanja. Po definiciji označujejo ekonomije obsega padanje povprečnih stroškov z obsegom proizvodnje (Prašnikar, 2013). Skladno s tem so sistemi daljinskega ogrevanja stroškovno in energijsko bolj učinkoviti v večjih, gosto naseljenih mestih v primerjavi z redko poseljenimi naselji, saj se toplotna kapaciteta v ceveh veča s kvadratom premera cevi, medtem ko so investicijski stroški, kot tudi toplotne izgube, ki vplivajo na obratovalne stroške, obratno sorazmerni premeru cevi.

Vendar pa Frederiksen in Werner (2013) opažata, da se z razvojem tehnologije za individualne sisteme ogrevanja prednosti izkoriščanja ekonomij obsega počasi brišejo.

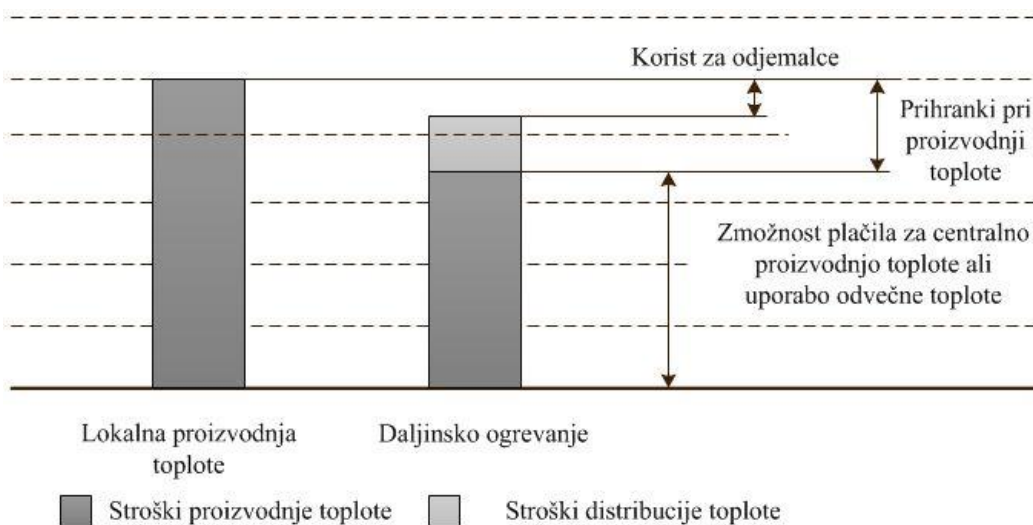
Tako danes na trgu sistem daljinskega ogrevanja, kjer se npr. centralno proizvaja toplota zgolj v kotlu na zemeljski plin, ne more preživeti. Čater (2007) je v svojem delu o doseganju prave konkurenčne prednosti izpostavil, da se lahko podjetju obeta uspešno poslovanje, če prepozna in dobro izkoristi obstoječe osnove. Ponudnik daljinskega ogrevanja torej ne more graditi konkurenčne prednosti zgolj na izkoriščanju stroškovne prednosti, ki jo podajajo ekonomije obsega. Pravo obstoječo osnovo za konkurenčno prednost sistemov daljinskega ogrevanja tvorijo lokalni viri z izkoriščanjem odpadne toplote. Večnamensko izkoriščanje proizvodnih virov znižuje proizvodne stroške in tvori ekonomije povezanih proizvodov. Odlični primeri ekonomij povezanih proizvodov v daljinskem ogrevanju so procesi sočasne proizvodnje toplote in električne energije, procesi sežiganja odpadkov z nastankom velikih količin odpadne toplote ter industrijski procesi, ki prav tako tvorijo velike količine odpadne toplote. Prepoznana prava konkurenčna prednost je torej izkoriščanje velikih količin odpadne toplote lokalnih proizvodnih virov v sistemih daljinskega ogrevanja.

Ne najmanj pomembna prednost daljinskega ogrevanja v primerjavi z individualnimi sistemi ogrevanja je fleksibilnost sistemov daljinskega ogrevanja, ki jo dosegajo z izrabljanjem različnih lokalnih proizvodnih virov. Razmere na trgu primarnih virov energije so dinamične, o čemer pričajo tudi številni finančni inštrumenti, kot so davki na fosilna goriva, emisijski kuponi, zeleni certifikati, ki skušajo dodatno vplivati na dogajanje na trgu (Frederiksen & Werner, 2013). Sistem daljinskega ogrevanja se lahko na spreminjajoče se razmere na trgu odzove s temu prilagojeno uporabo stroškovno ugodnejših proizvodnih virov. Frederiksen in Werner (2013) pravita, da daje izkoriščanje različnih virov toplote, predvsem odpadne toplote in toplote, pridobljene iz obnovljivih virov energije, sistemom daljinskega ogrevanja zanesljivost obratovanja v primerjavi z uporabo fosilnih goriv, kot sta zemeljski plin in kurilno olje. Prehod z individualnih sistemov ogrevanja na centralno proizvodnjo toplote ne nazadnje zelo pomembno vpliva na znižanje emisij ogljikovega dioksida, kar je tudi eden izmed največjih ciljev EU v boju proti podnebnim spremembam.

Gochenour (2003) je v svojem delu dodatno izpostavil še dve prednosti sistemov daljinskega ogrevanja in tehnologije SPTE. Proces sočasne proizvodnje toplote in električne energije omogoča uporabo različnih primarnih virov energije, kar vpliva na zmanjšanje uvozne odvisnosti. V procesu sočasne proizvodnje se lahko uporabljajo smeti, ki pri sežigu tvorijo velike količine energije, v kotlih se lahko toplota proizvaja s sežigom lokalno dostopne lesne biomase ali pa se v procesu izkorišča naprednejša uporaba biogoriv. Druga prednost pa izvira iz lokalno sočasno proizvedene električne energije, kar zmanjšuje stroške prenosa energije in tveganje prekinitve dobave z električno energijo zaradi okvar na elektroenergetskem omrežju.

Osnovno idejo daljinskega ogrevanja sta Frederiksen in Werner (2013) podkrepila tudi s prikazom osnovne stroškovne prednosti, ki sem jo povzela na Sliki 1. Avtorja menita, da se bo odjemalec odločil za daljinsko ogrevanje, če mu bo takšna odločitev prinesla korist. Korist za odjemalca se v sistemu daljinskega ogrevanja generira na podlagi nižjih stroškov proizvodnje toplote. Kljub dodatnim stroškom distribucije toplote morajo biti stroški toplote tako nizki, da lahko generirajo tudi korist za odjemalca. Povedano z drugimi besedami, če želi biti daljinsko ogrevanje privlačno za odjemalce, torej konkurenčno, morajo biti stroški distribucije toplote manjši od prihrankov, ki nastanejo pri centralni proizvodnji toplote v lokalnem proizvodnem viru. Konkurenčnost sistema daljinskega ogrevanja torej določajo mejni distribucijski stroški. Velja pa tudi, da lahko ponudnik daljinskega ogrevanja dopusti večje distribucijske stroške, če so prihranki z izbiro poceni proizvodnega vira sorazmerno večji. Še več, če distributer odšteje od stroškov za lokalno proizvodnjo toplote stroške distribucije toplote v daljinskem ogrevanju, izračuna zmožnost ponudnika daljinskega ogrevanja za plačilo proizvodnje toplote. Navadno povečuje konkurenčnost daljinskega ogrevanja tudi država z obdavčitvijo fosilnih goriv pri lokalni proizvodnji toplote.

*Slika 1: Osnovna stroškovna prednost daljinskega ogrevanja, ki jo generira poceni lokalni proizvodni vir*



Vir: S. Frederiksen & S. Werner, *District Heating and Cooling*, 2013, str. 500.

Odjemalec lahko poleg osnovne stroškovne koristi prepozna v daljinskem ogrevanju tudi številne druge prednosti (Gochenour, 2003). V primerjavi s postavitvijo internega ogrevalnega sistema in sistema za pripravo sanitarne tople vode se kažejo glavne prednosti priklopa na vročevodno omrežje v prihranku prostora za namestitvev in v nižjih investicijskih stroških za postavitev ogrevalnih naprav ter manjšem tveganju za morebitno požarno in eksplozivno nevarnost. Oskrba odjemalca v sistemu daljinskega ogrevanja je zanesljiva in neprekinjena, uporaba je enostavna in mu nudi veliko mero udobja. Obračun

toplote se izvaja po dejanskem odjemu toplote, zato so odjemalcu prihranjene skrbi za zadostno zalogo primarnega vira energije. Odjemalec izkorišča v sistemu daljinskega ogrevanja poceni lokalni vir toplote, brez dodatnih investicij za izgradnjo, vzdrževanje in obnovo vira.

Poleg prednosti, ki jih odjemalec pridobi s priklopom na daljinsko ogrevanje, pa je treba omeniti tudi nekatere slabosti (Frederiksen & Werner, 2013). Odjemalec je po drugi strani skoraj nemočen v pogajanjih za ceno toplote s ponudnikom daljinskega ogrevanja, ki ima večinoma pozicijo naravnega monopola na trgu. Za odjemalca so stroški zamenjave sistema za ogrevanje veliki in zadržujejo odjemalca v sistemu. Zaradi pomanjkanja konkurence so navadno vlaganja v večanje učinkovitosti sistema daljinskega ogrevanja prenizka in obstaja nevarnost, da se prednosti daljinskega ogrevanja v prihodnosti izgubijo. Med slabosti pa se uvršča tudi velik lokalni vpliv na odjemalce zaradi prekinitve ogrevanja, saj čutijo posledice zaradi zaustavitve in popravil sistema prav vsi odjemalci v naselju.

### **1.1.1 Dejavnost daljinskega ogrevanja**

Dejavnost daljinskega ogrevanja je razvita na severni polobli, kjer obstajajo potrebe po toploti. Sistemi daljinskega ogrevanja se pojavljajo v Severni Ameriki, Evropi, Rusiji, Koreji, na Japonskem in Kitajskem, kjer se razteza v približno 80.000 sistemih kar 600.000 km distribucijskega omrežja (Frederiksen & Werner, 2013). V svetovnem merilu prednjači v daljinskem ogrevanju Islandija z 92-odstotnim deležem odjemalcev, ki so oskrbljeni s sistemi daljinskega ogrevanja (Euroheat & Power, 2016b). Po razlagi združenja Euroheat & Power (2016b) je razlog za uspeh Islandije pri vpeljavi daljinskega ogrevanja velika možnost koriščenja geotermalne energije in dejstvo, da je lastništvo sistemov daljinskega ogrevanja v več kot 51 odstotkih v javni lasti. Največjo rast daljinskega ogrevanja v zadnjih letih beleži Kitajska s kar 20-odstotnim deležem rasti na leto glede na priključene ogrevane površine stavb (Frederiksen & Werner, 2013). Z inštaliranimi toplotnimi kapacitetami v velikosti 463 GW je trg daljinskega ogrevanja na Kitajskem daleč največji trg daljinskega ogrevanja na svetu (Euroheat & Power, 2016b).

V EU obratuje danes več kot 5.000 sistemov daljinskega ogrevanja. Med države, kjer dosegajo sistemi daljinskega ogrevanja več kot 40-odstotni tržni delež, sodijo Danska, Švedska, Finska, Poljska, Estonija, Latvija in Litva (Euroheat & Power, 2016a). Združenje Euroheat & Power (2016a) navaja, da dosegajo srednji tržni delež, med 10 in 40 odstotkov, skupaj s Slovenijo tudi Nemčija, Avstrija, Madžarska, Bolgarija, Romunija, Slovaška in Češka. V Sloveniji je leta 2015 obratovalo približno 91 sistemov daljinskega ogrevanja, z letno količino dobavljene toplote v velikosti 1.839,5 GWh (Agencija za energijo, 2016b) in deležem oskrbljenih odjemalcev iz daljinskega ogrevanja približno 15 odstotkov (Euroheat & Power, 2016b).



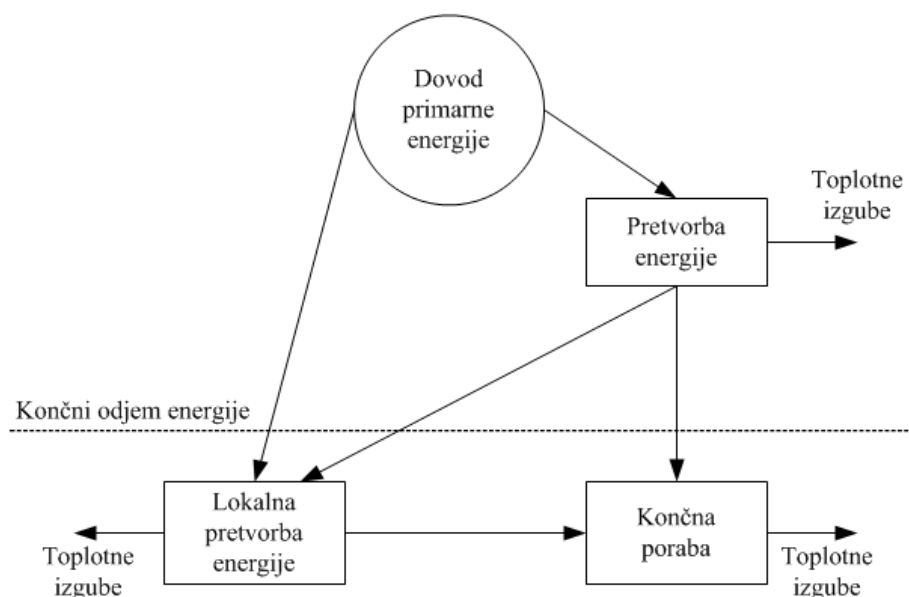
Na področju daljinskega ogrevanja v EU prednjačijo Danska, Švedska in Finska, zato jih bom v magistrskem delu večkrat izpostavila kot primer dobre prakse, predvsem v primerjavi z razmerami v Sloveniji. V vseh treh državah je od leta 1960 tržni delež daljinskega ogrevanja zrastel s približno 10 odstotkov na več kot 50 odstotkov v letu 2010, predvsem na račun zamenjave individualnih kotlovnice na fosilna goriva z daljinskim ogrevanjem (Frederiksen & Werner, 2013). Pravila, ki veljajo za dejavnost daljinskega ogrevanja, izhajajo iz nacionalnih pravil, zato se znotraj držav članic EU močno razlikujejo. Velik vpliv nacionalnega okolja na razvoj sistemov daljinskega ogrevanja potrjujejo tudi primeri Danske, Švedske in Finske, saj so vse tri omenjene države zavzele drugačno energetske politiko, a jim je uspelo vseeno doseči približno enako velik tržni delež. Kljub pomembnemu prispevku daljinskega ogrevanja Slovenija nima jasno postavljenih ciljev za podporo daljinskemu ogrevanju in povezani tehnologiji SPTE, ki bi pripomogli k zmanjšanju rabe primarne energije (Agencija za energijo, 2015b). Tu ima Slovenija veliko prostora za nadgradnjo strategije doseganja ciljev v okviru skupne okoljske in energetske politike v EU.

Velik vpliv na razvoj dejavnosti daljinskega ogrevanja imajo namreč nacionalno sprejeti inštrumenti, kot so regulacija dejavnosti, davčna obremenitev fosilnih goriv in podeljevanje finančnih podpor obetavnim tehnologijam. V državah, kjer je obdavčitev fosilnih goriv visoka, je implementacija obnovljivih virov energije kot tudi daljinskega ogrevanja mnogo bolj enostavna. Regulacija dejavnosti daljinskega ogrevanja prepreči tveganje izrabe monopolnega položaja, predvsem če je planirano širjenje sistema daljinskega ogrevanja in obvezna priključitev na sistem. Razmere v vodilnih državah na področju daljinskega ogrevanja sta v svojem delu povzela Frederiksen in Werner (2013). Danska in Švedska sledita strategiji visoke obdavčitve fosilnih goriv, medtem ko je v Sloveniji in na Finskem obdavčitev nižja. Predvsem Danska je primer države, ki je uveljavila vse tri naštetih mehanizme, medtem ko je razvoj daljinskega ogrevanja na Švedskem botroval odstranitvi nuklearne energije, ki je dala prosto pot daljinskemu ogrevanju in izrabi SPTE. Finska je ubrala drugačno pot, z nižjo obdavčitvijo in manjšim vmešavanjem vlade.

Kot menita Frederiksen in Werner (2013), se podobno kot prej naštetih mehanizmi urejanja razmer na področju daljinskega ogrevanja od države do države znotraj EU razlikuje tudi lastniška struktura sistemov daljinskega ogrevanja. Skoraj vsi sistemi daljinskega ogrevanja v Evropi izvirajo iz občinskih pobud, predvsem zaradi narave izkoriščanja lokalnih sinergij, ki jih daljinsko ogrevanje prinaša. Deregulacija trga električne energije in zemeljskega plina je leta 1990 povsem razburkala energetske trg, kar je vplivalo tudi na sisteme daljinskega ogrevanja. Takrat so po EU nekatere sisteme daljinskega ogrevanja kupila večja energetska podjetja.

Povprečni tržni delež daljinskega ogrevanja v državah članicah EU znaša 12 odstotkov, kar jasno priča o neizkoriščenem potencialu daljinskega ogrevanja, kot je bilo prepoznano tudi v Direktivi 2012/27/EU (Colemenar-Santos et al., 2016). Struktura energetske dejavnosti se v osnovi deli na štiri dele, kot je prikazano na Sliki 2. Vsa dovedena energija, t.i. primarni dovod energije, predstavlja prvi del energetskega sektorja. Velik del primarno dovedene energije se v drugem delu energetskega sektorja pretvori v ustrezno obliko energije. Tu nastanejo velike toplotne izgube, predvsem na račun proizvodnje električne energije iz fosilnih goriv. Ustrezne oblike energije se nato distribuirajo direktno končnim uporabnikom, tretjemu delu energetskega trga ali pa se v četrtem delu energetskega trga lokalno pretvorijo (npr. motorji za transport). Toplotne izgube nastanejo tudi pri lokalni pretvorbi in končni porabi. Končna poraba energije vključuje vso energijo, ki jo porabijo končni odjemalci in jo lahko najdemo v nacionalni energetske statistiki. Vse izgube energije znotraj energetskega sektorja so torej v obliki toplote. Enostavna bilanca energetskega trga EU razkriva, da je delež toplotnih izgub v energetskega sistemu večji kot polovica celotne vložene primarne energije (Frederiksen & Werner, 2013). Celo več, vsa odvečna toplota, ki nastaja v industrijskih procesih, bi lahko pokrila vse potrebe po toploti za ogrevanje stanovanjskih hiš v Evropi (Heat Roadmap Europe 2050, 2017). Frederiksen in Werner (2013) sta prepoznala priložnost daljinskega ogrevanja, da izkoristi velike količine toplotnih izgub v energetskega sistemu, predvsem pri centralni pretvorbi energije, in zadosti potrebam lokalnih toplotnih trgov po ogrevanju in pripravi sanitarne tople vode. Zmanjšanje toplotnih izgub v energetskega bilanci na račun razvoja daljinskega ogrevanja je pravi korak v smeri nastavljenemu cilju EU o povečanju energetske učinkovitosti za doseganje 20-odstotnega prihranka primarne energije.

Slika 2: Struktura energetskega sektorja



Vir: S. Frederiksen & S. Werner, *District Heating and Cooling*, 2013, str. 30.

### 1.1.2 Sistem daljinskega ogrevanja

Celoten sistem daljinskega ogrevanja sestavljajo štirje osnovni deli: proizvodni vir, distribucijsko omrežje, toplotne postaje odjemalcev ter interne naprave odjemalcev za ogrevanje in pripravo sanitarne tople vode. Toplota v sistemu daljinskega ogrevanja se generira centralno na lokaciji proizvodnega vira. V primeru procesov sočasne proizvodnje toplote in električne energije se proizvedena toplota dobavlja sistemom daljinskega ogrevanja ali industrijskim procesom, proizvedena električna energija pa se porablja lokalno ali pa se distribuira v elektroenergetsko omrežje. V sistemih daljinskega ogrevanja se v večini primerov toplota transportira po distribucijskem omrežju v obliki visokotlačne vroče vode, medtem ko se za potrebe industrijskih procesov uporablja medij za prenos toplote v obliki nizekotlačne pare. Temperatura dovodne vroče vode v sistemih daljinskega ogrevanja dosega vrednosti od 65 do 115 °C. Po oddani toploti se povratna voda v distribucijskem omrežju ohladi na približno 40 do 60 °C (Finnish Energy, 2017). Povezovalni člen med distribucijskim sistemom in internimi toplotnimi napravami odjemalcev so toplotne postaje, kjer se toplota prenese iz medija v sistemu daljinskega ogrevanja na medij v internem ogrevalnem krogu odjemalca.

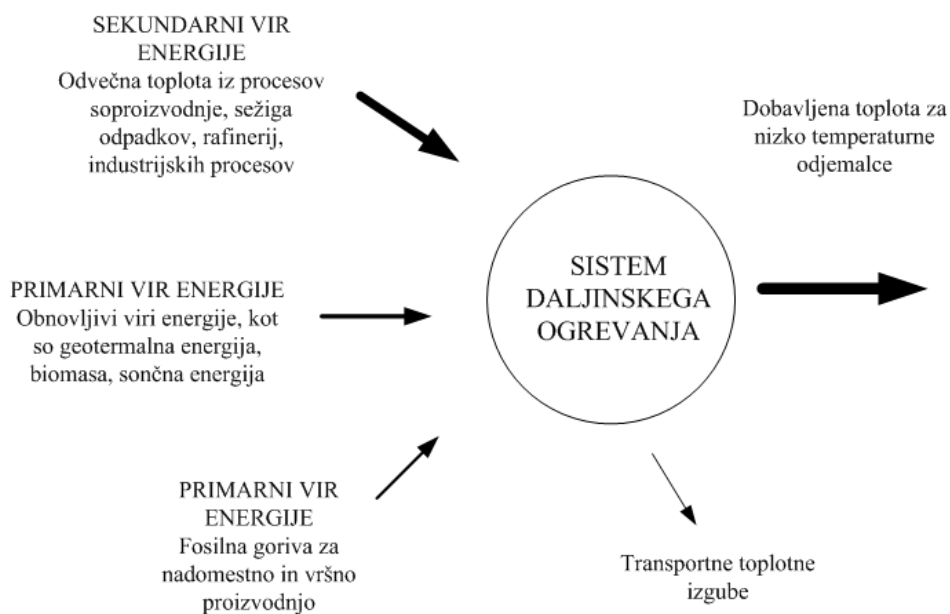
V sistemu daljinskega ogrevanja ločimo proizvodne vire za osnovni odjem, nadomestne proizvodne vire, vršne proizvodne vire in hranilnike toplote. Proizvodne kapacitete osnovnega vira morajo pokrivati zgolj 40 do 50 odstotkov maksimalnega toplotnega odjema v sistemu daljinskega ogrevanja, medtem ko preostanek zagotavljajo proizvodne kapacitete vršnih kotlov, ki izvajajo delno tudi funkcijo nadomestnih proizvodnih kapacitet (Verda & Colella, 2015). Proizvodni vir za osnovni odjem v povprečju pokriva več kot 90 odstotkov letnih proizvedenih količin toplote, v preostalih 10 odstotkih pa se v obratovanje vključijo vršni kotli. Hranilnik toplote v sistemu daljinskega ogrevanja omogoča shranjevanje toplote v primeru majhnega odjema in porabo shranjene toplote v primeru toplotnih konic, kar omogoča stroškovno optimalno obratovanje, saj se lahko v času jutranjih konic izognemo uporabi dražjih vršnih virov proizvodnje toplote.

Strateški osnovni proizvodni vir v daljinskem ogrevanju mora biti lokalni in poceni, da se kompenzirajo visoki investicijski stroški za gradnjo distribucijskega omrežja in nadomestnih ter vršnih proizvodnih enot, ki skrbijo za dodatno proizvodnjo pri najnižjih temperaturah. Trenutno ločimo pet strateško pomembnih proizvodnih virov za daljinsko ogrevanje (Frederiksen & Werner, 2013). Za potrebe daljinskega ogrevanja se lahko uporablja odvečna toplota, nastala pri procesu sočasne proizvodnje toplote in električne energije v termoelektrarnah. V sežigalnicah nastanejo pri postopku sežiganja odpadkov pepel, dimni plini in toplota. Slednja se lahko koristno porabi za daljinsko ogrevanje. Odvečna toplota za potrebe daljinskega ogrevanja se lahko pridobiva tudi iz industrijskih procesov in rafinerij. Proizvodni vir toplote je lahko tudi naravna geotermalna energija. Izkoriščajo pa se tudi goriva, ki jih je težko obvladati v manjših kotlovnih, kot so leseni

odpadki, slama in oljčni ostanki. Med potencialne bodoče proizvodne vire se uvrščajo večja polja sončnih zbiralnikov in velike toplotne črpalke. Do konca leta 2015 je uspelo skandinavskim državam 577 MW toplote, pridobljene iz sončne energije, dovesti v 79 sistemov daljinskega ogrevanja (Euroheat & Power, 2016b). Največji proizvodni vir v sistemu daljinskega ogrevanja, ki izkorišča tehnologijo toplotne črpalke, je lociran v Helsinkih na Finskem. Velika toplotna črpalka omogoča sočasno proizvodnjo toplote za daljinsko ogrevanje in hladu za daljinsko hlajenje z uporabo očiščene morske vode in očiščenih odpadnih kanalizacijskih vod (Riipinen, 2012).

Na Sliki 3 je prikazana delitev proizvodnih virov energije v sistemih daljinskega ogrevanja na primarne in sekundarne vire energij. Neposredna uporaba fosilnih goriv in obnovljivih virov energije se uvršča med primarne vire energije, medtem ko predstavljata sočasna proizvodnja toplote in električne energije ter toplota, nastala pri sežigu odpadkov ali v industrijskih procesih, sekundarni vir energije, saj prvotno procesi niso namenjeni proizvodnji toplote. V sistemih daljinskega ogrevanja trenutno prevladuje uporaba sekundarnih virov energije, kar podpira osnovno idejo daljinskega ogrevanja, v prihodnje pa stremi razvoj daljinskega ogrevanja v povečanje rabe obnovljivih virov energije (Frederiksen & Werner, 2013). Frederiksen in Werner (2013) poudarjata, da zmanjšanje rabe fosilnih goriv na račun zamenjave sekundarnih virov s primarnimi obnovljivimi viri ne bo vplivalo na zmanjšanje porabe fosilnih goriv v procesih, kjer toploto pridobivamo kot sekundarni vir, kar je tisto, k čemur resnično stremimo.

*Slika 3: Osnovna ideja daljinskega ogrevanja in toki energije v sistemu daljinskega ogrevanja*



Vir: S. Frederiksen & S. Werner, *District Heating and Cooling*, 2013, str. 22.

Daljinsko ogrevanje omogoča velik razpon pri uporabi primarnih virov energije, ki je v največji meri odvisen od nacionalnih resursov. Države članice EU v zadnjih letih sledijo skrbi za okolje in povečujejo uporabo nefosilnih goriv. Na Danskem uporabljajo veliki sistemi daljinskega ogrevanja v večini tehnologijo SPTE na premog, manjši sistemi daljinskega ogrevanja pa uporabljajo za primarni vir energije zemeljski plin. V veliki meri prihaja pri manjših sistemih v ospredje na Danskem tudi uporaba bioplina iz prašičjih farm, ostala biogoriva in uvožena lesna biomasa (Groth, 2015). Finska je na področju primarnih virov energije močno uvozno odvisna. Za primarni vir energije se v SPTE na Finskem uporabljajo v največji meri premog, zemeljski plin, biomasa in šota (Paiho & Reda, 2016). Za strateški primarni vir energije predpostavlja Finska uporabo biomase. Močna obdavčitev premoga na Švedskem in umik jedrske energije sta dala prednost tehnologiji SPTE, ki je na Švedskem v razmahu (Werner, 2017). V letu 2015 je na Švedskem največji delež v porabi primarnih virov energije za daljinsko ogrevanje dosegla biomasa, ki je v porastu. Biomasi sledi, s prav tako velikim deležem, uporaba koristne toplote iz sežigalnic smeti. V primerjavi z državami, kjer dosega daljinsko ogrevanje več kot 50-odstotni tržni delež, zavzema v Sloveniji okoli 55 odstotkov primarnih virov energije za daljinsko ogrevanje premog. Premogu sledijo zemeljski plin s 25,7 odstotka in obnovljivi viri energije s 16,2 odstotka (Agencija za energijo, 2016b). Strategija Slovenije na področju primarnih virov energije za daljinsko ogrevanje spodbuja nove sisteme na lesno biomaso. Šalamun (2015) navaja, da so po mnenju energetskih strokovnjakov spodbude za tehnologijo SPTE prenizke. V Sloveniji namreč najdemo le majhno število SPTE na biomaso, tudi zemeljski plin, ki bi ga lahko koristili za SPTE, se večinoma rabi le za ogrevanje.

Drugi del sistema daljinskega ogrevanja je distribucijsko omrežje, ki transportira toploto, proizvedeno v centralnem proizvodnem viru, do toplotnih postaj odjemalcev. Distribucijsko omrežje je sestavljeno iz dobro izoliranega dovodnega in povratnega cevovoda, ki se polaga od 0,5 do 1 m neposredno v zemljo. Premer cevi znaša od 20 mm v primeru cevi, ki povezujejo stanovanjske stavbe z glavnim distribucijskim omrežjem, pa vse do 1.000 mm v primeru cevi, ki z omrežjem povezujejo sam proizvodni vir (Finnish Energy, 2017). Voda, ki se uporablja za medij v distribucijskih sistemih, mora biti predhodno kemično pripravljena, da se prepreči korozija znotraj cevi.

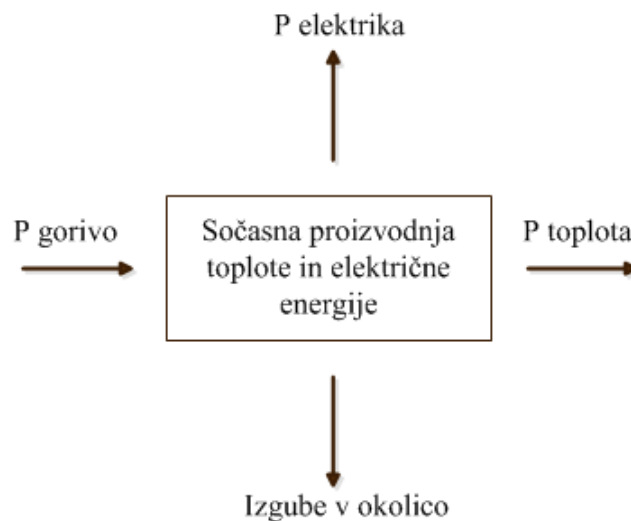
Toplotna postaja je povezovalni člen med distribucijskim omrežjem sistema daljinskega ogrevanja in internimi napravami za ogrevanje in pripravo sanitarne tople vode. V toplotni postaji se znotraj prenosnika toplote prenese toplota iz medija v distribucijskem sistemu na vodo v internem ogrevalnem sistemu. Z vidika obračuna toplote je toplotna postaja tudi mesto v sistemu, kjer odjemalec prevzema pogodbene količine toplote (Javno podjetje Energetika Ljubljana d.o.o., 2017c).

Priročnik za ogrevanje (2006) navaja, da se interne toplotne naprave uporabljajo za zagotavljanje ustreznih bivalnih razmer v stavbi. V splošnem so interne naprave odjemalcev vse naprave, ki so vezane na toplotno postajo in oddajajo toploto za različne namene. Uporabljajo se za različne tehnološke namene, za radiatorsko, konvektorsko in talno ogrevanje, za toplozračno ogrevanje in prezračevanje ter za klimatizacijo prostorov in pripravo sanitarne tople vode. Toplotne naprave za potrebe ogrevanja morajo biti ustreznih dimenzij, ki so določene na podlagi izračuna toplotnih izgub objekta.

## 1.2 Tehnologija sočasne proizvodnje toplote in električne energije

Sočasna proizvodnja toplote in električne energije je proizvodni proces, v katerem se sočasno proizvajata dva produkta – elektrika in toplota. Tehnologija sočasne proizvodnje toplote in električne energije leži v samem srcu ideje daljinskega ogrevanja. Odvečna toplota pri SPTE namreč predstavlja poceni lokalni proizvodni vir za daljinsko ogrevanje kot sekundarni vir energije, ki temelji na ekonomiji povezanih proizvodov. Na Sliki 4 je prikazana osnovna ideja SPTE, kjer z enkratnim vložkom energije goriva pridobimo dva ločena produkta, električno energijo in ogrevno toploto.

Slika 4: Sočasna proizvodnja toplote in električne energije

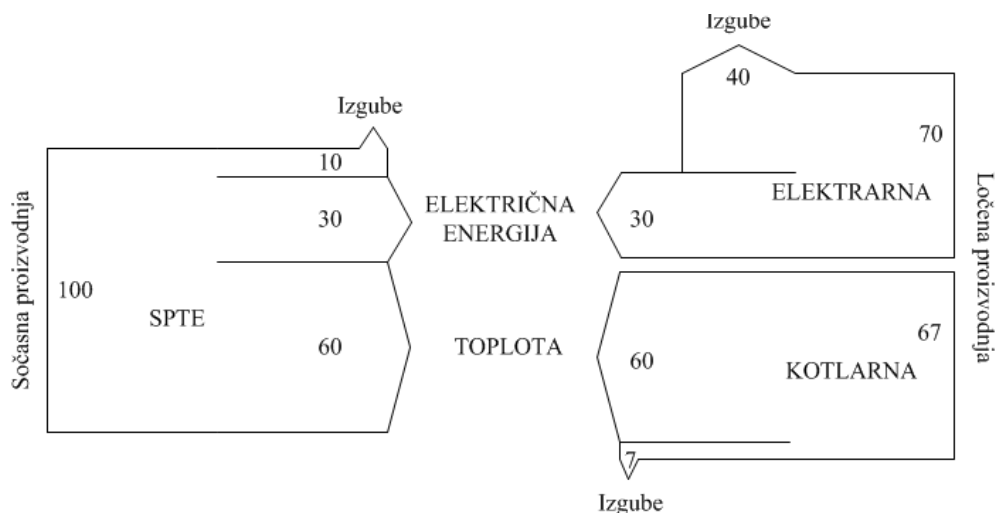


*Povzeto in prirejeno po S. Frederiksen & S. Werner, District Heating and Cooling, 2013, str. 154.*

Največji delež proizvedene električne energije s tehnologijo SPTE od celotne proizvedene električne energije v državi ima Danska (66 odstotkov). Tudi Finska je s skoraj 40 odstotki ena izmed vodilnih držav pri proizvodnji električne energije v SPTE (Euroheat & Power, 2016a). Razmah tehnologij SPTE po Evropi pomeni tudi razmah daljinskega ogrevanja, saj so prav tiste države, ki prednjačijo v uporabi SPTE, tudi države, ki so statistično najmočnejše v daljinskem ogrevanju.

V Direktivi 2012/27/EU se pod tehnologije sočasne proizvodnje toplote in električne energije uvrščajo protitlačna parna turbina, plinska turbina z rekuperacijo toplote, motor z notranjim zgorevanjem, mikroturbine, Stirlingovi motorji, gorivne celice, plinska turbina s kombiniranim ciklom z rekuperacijo toplote, odjemno-kondenzacijska parna turbina, parni motorji in motorji z organskim Rankinovim ciklom.

*Slika 5: Sankijeva diagrama sočasne proizvodnje toplote in električne energije ter ločene proizvodnje*



Vir: S. Frederiksen & S. Werner, *District Heating and Cooling*, 2013, str. 151.

Sankijev diagram na Sliki 5 (Frederiksen & Werner, 2013) prikazuje razliko med sočasno proizvodnjo toplote in električne energije ter ločeno proizvodnjo električne energije in ločeno proizvodnjo toplote. Prikazuje prihranek primarne energije v primeru sočasne proizvodnje toplote in električne energije za enako količino proizvedene toplote in elektrike. Za proizvodnjo 60 enot toplote in 30 enot električne energije potrebujemo v sproizvodnji 100 enot goriva z 10 enotami izgub. V ločenih enotah za proizvodnjo toplote in električne energije bi za proizvodnjo 60 enot toplote in 30 enot električne energije potrebovali 137 enot goriva s 40 enotami izgub pri proizvodnji električne energije in 7 enotami izgub pri proizvodnji toplote. Prihranek primarne energije v primeru SPTE tako znaša 37 enot. Diagram je narisano poenostavljeno, saj je navadno plinska turbina opremljena tudi z dodatno kratko vezo, ki omogoča delno neodvisno proizvodnjo električne energije, saj se lahko odvečni plini vseeno sprostijo v okolico, ne glede na to, koliko toplote rabimo v sistemu daljinskega ogrevanja.

Tehnologijo SPTE je enostavno prikazati na primeru plinske turbine (Gochenour, 2003). Odprti krožni termodinamični proces, na katerem temelji delovanje plinske turbine, se imenuje Braytonov krožni proces. Temperatura dimnih plinov na izstopu iz turbine znaša od 350 do 550 °C. V novejših, modernih plinskih turbinah je temperatura bližje zgornji meji. V kolikor se ti dimni plini razpustijo skozi dimnik v okolico, se izgubi enormna

količina toplote – več kot 50 odstotkov energije, ki jo dobimo s primarnim virom – zemeljskim plinom. Ideja sočasne proizvodnje toplote in električne energije je, da se dodatno izkoristi toplota teh dimnih plinov in se jih preusmeri na prenosnik toplote, kjer se toplota prenese na medij daljinskega ogrevanja, ki je navadno voda.

Najbolj značilna tehnologija v termoelektrarnah je parna turbina, ki temelji na Rankinovem termodinamičnem krožnem procesu. Parna turbina omogoča, da se za primarni vir energije uporablja zelo raznolika goriva, tudi tehnično zahtevnejša, kot so odpadki. Zgorevanje primarnega vira energije pri parni turbini namreč poteka izven termodinamičnega krožnega procesa, zato takšnemu krožnemu procesu pravimo zaprti krožni proces (Gochenour, 2003).

Pri zgorevanju primarnega vira nastajajo velike količine energije, ki se v kotlu prenesejo na vodo v zaprtem krožnem procesu. Dovedena energija vodo spremeni v visokotlačno paro, ki poganja turbino za proizvodnjo električne energije. V ločeni proizvodnji električne energije se para na izstopu iz turbine vodi na kondenzator, kjer se odvečna toplota spusti v okolje. Pri procesu SPTE se para na izstopu iz turbine uporabi za dogrevanje vode v sistemu daljinskega ogrevanja. Opisana tehnologija se imenuje protitlačna turbina, za katero je značilna popolna soodvisnost proizvodnje električne energije in toplote (Gochenour, 2003).

Delno neodvisnost proizvodnje električne energije in toplote lahko dosežemo s tehnologijo SPTE, imenovano odjemno-kondenzacijska turbina (Gochenour, 2003). Po zgorevanju goriva se pridobljena toplota prenese na vodo v kotlu za proizvodnjo visokotlačne pare, ki v nadaljevanju poganja visokotlačno parno turbino. Na tem mestu se del pare odzame za proizvodnjo toplote za sistem daljinskega ogrevanja, ekspanzirana nizekotlačna para pa se vodi naprej na nizkotlačno turbino, kjer dodatna ekspanzija omogoči dodatno proizvodnjo električne energije. Preostanek pare se kondenzira, toplota pa se sprosti v okolico. Takšen način obratovanja omogoča različne kombinacije proizvodnje. Lahko proizvajamo v povsem načinu SPTE ali v povsem ločenem načinu ali po potrebi v delnem načinu SPTE in delno ločenem načinu. Električna energija, proizvedena v nizkotlačni turbini, se ne uvršča pod elektriko, proizvedeno s tehnologijo SPTE.

Z leti so se razvile različne tehnologije SPTE. Najhitreje rastoča tehnologija SPTE v zadnjih letih je kombiniran plinsko-parni krožni proces oz. plinsko-parna turbina (Gochenour, 2003). Z zgorevanjem v komori plinske turbine pridobimo dimne pline visoke temperature, ki poganjajo plinsko turbino za proizvodnjo električne energije. Dimne pline se nato vodi v kotel, kjer se voda segreva v visoko tlačno paro, ki poganja parno turbino za proizvodnjo električne energije. Tako dimni plini kot tudi para se po ekspanziji v turbini vodijo še na prenosnik toplote za prenos toplote na sistem daljinskega ogrevanja. Za kombiniran krožni proces je značilen zelo visok izkoristek.



## **2 DELITEV STROŠKOV PRI SOČASNI PROIZVODNJI TOPLOTE IN ELEKTRIČNE ENERGIJE**

### **2.1 Metode delitve stroškov med električno energijo in toploto**

O delitvi stroškov med toploto in električno energijo pri sočasni proizvodnji toplote in električne energije teče razprava na področju energetske industrije že 100 let in se še vedno ni uveljavila enotna rešitev delitve (Frederiksen & Werner, 2013). V literaturi lahko zasledimo veliko število uveljavljenih metod delitve, vendar se vse študije zaključijo z enotno ugotovitvijo, da enotne metodologije ni moč sprejeti. Ekonomski problem delitve stroškov na dva produkta, ki sta istočasno proizvedena, z enkratnim vložkom primarne energije se pojavi pri vseh procesih sočasne proizvodnje. Najbolj reprezentativen primer takšnega procesa na področju daljinskega ogrevanja je proces sočasne proizvodnje toplote in električne energije kot najbolj pogosta tehnologija daljinskega ogrevanja, ki je v razmahu. Pri tem ni problematična zgolj delitev stroškov na oba produkta, temveč enake težave nastopijo tudi pri delitvi vpliva na okolje in posledično določitve kuponov CO<sub>2</sub> za oba produkta oz. generalno pri delitvi vseh sinergij, ki jih pridobimo s sočasno proizvodnjo.

V najbolj poenostavljenem primeru, kot ga navajajo Arakeyan, Kozhevnikov in Kuznetsov (2006), bi lahko sinergije sočasne proizvodnje električne energije in toplote enakovredno razdelili na dva deležnika, na proizvajalca toplote in odjemalca toplote. Proizvajalec toplote si s procesom sočasne proizvodnje zagotovi nižje proizvodne stroške. Da se bo odjemalec odločil za odjem toplote pri omenjenem proizvajalcu, mora proizvajalec toplote zanj ustvariti korist. Del prednosti, ki si jih je proizvajalec toplote zagotovil s sočasno proizvodnjo, tako razdeli tudi na odjemalca toplote, kar se kaže v nižji ceni toplote v primerjavi s konkurenčno ponudbo. Vendar pa v realnih sistemih daljinskega ogrevanja ne nastopata zgolj dva deležnika, temveč je deležnikov več in tu postane postopek delitve prednosti sočasne proizvodnje kompliciran. V realnem sistemu se v proces sočasne proizvodnje vključujeta še najmanj lastnik distribucijskega omrežja in odjemalec električne energije.

Če bi tehnologija SPTE delovala na obeh popolno konkurenčnih trgih, potrebe po razdelitvi stroškov ne bi bilo. Takrat lahko lastnik proizvodnje SPTE vse koristi sočasne proizvodnje obeh produktov zadrži zase in jih ne rabi deliti z drugimi. Tako pa nastane potreba po delitvi stroškov med produkta takoj, ko moramo koristi sočasne proizvodnje pripisati enemu od produktov, kar se zgodi v treh primerih (Frederiksen & Werner, 2013):

- en ali oba produkta sta cenovno regulirana na podlagi stroškovne regulacije;
- SPTE je v skupni lasti enega distributerja toplote in enega proizvajalca električne energije;

- obdavčenje goriv je različno v primeru proizvodnje električne energije ali v primeru proizvodnje toplote, zato pride do potrebe delitve primarnega vira med oba produkta.

V državah članicah EU so se uveljavile različne metode delitve stroškov med električno energijo in toploto pri SPTE. V grobem ločimo tržne in termodinamične metode delitve stroškov, uveljavile pa so se tudi vmesne metode, ki izkoriščajo en in drug pogled (Gochenour, 2003). Razlika med termodinamičnimi in tržnimi metodami je, da pri tržnih metodah upoštevamo tudi razmere na trgu toplote in električne energije ter dejanske investicijske stroške, medtem ko termodinamične metode upoštevajo zgolj pogoje obratovanja.

V skladu z Direktivo 2012/27/EU se visoko učinkovite proizvodnje vrednoti na podlagi izračuna primarnega prihranka energije (v nadaljevanju PPE). Tehnologije SPTE, ki dosegajo PPE več kot 10 odstotkov, se uvrščajo med visoko učinkovite tehnologije soproizvodnje. Za spodbujanje uporabe visoko učinkovitih tehnologij SPTE so tovrstne tehnologije upravičene do spodbud s strani države. V Sloveniji se spodbude kažejo pri zagotavljanju prednosti pri distribuciji in ceni za električno energijo, proizvedeno v visoko učinkoviti soproizvodnji. PPE se izračuna na podlagi primerjave z nadomestnimi objekti za ločeno proizvodnjo toplote in električne energije z najboljšo razpoložljivo tehnologijo. Tako imenovana metoda nadomestnih objektov omogoča, da poleg vrednotenja učinkovitosti SPTE izračunamo tudi delitev goriva in s tem stroškov za gorivo pri SPTE (Kuštrin, Oman, & Bole, 2007).

### **2.1.1 Tržna metoda delitve stroškov**

Po definiciji tržne ekonomije je problem določitve stroškov med električno energijo in toploto ekonomski problem in je odvisen od situacije na trgu. Pri oblikovanju tržnih metod delitve stroškov si lahko zamislimo dve mejni situaciji (Arakeyan, Kozhevnikov, & Kuznetsov, 2006). Proizvajalec električne energije investira v izgradnjo parne turbine. Pri proizvodnji električne energije v parni turbini sočasno nastaja tudi toplota, zato proizvajalec električne energije investira tudi v izgradnjo distribucijskega omrežja in začne oskrbovati odjemalce s toploto po želenih parametrih. Predpostavimo, da plača odjemalec proizvajalcu toploto v višini stroškov, ki bi jih imel odjemalec, če bi sam investiral v ločeno proizvodnjo toplote. Tako vse prednosti sočasne proizvodnje lastnik zadrži zase, posledica česar je zelo nizka lastna cena proizvedene električne energije. Arakeyan, Kozhevnikov in Kuznetsov (2006) opisano tržno metodo delitve imenujejo fizikalna tržna metoda delitve (angl. *Physical method*).

V drugem primeru predpostavimo, da odjemalec plača stroške proizvajalcu v višini dodatne investicije, ki jo je imel proizvajalec, da je omogočil odjemalcu odjem toplote. Proizvajalec je v ta namen dodatno investiral v izgradnjo dela proizvodnje, ki omogoča odvzem pare iz turbine in prenos toplote na medij, distribucijsko omrežje in vse

obratovalne stroške, povezane s proizvodnjo in dobavo toplote. Hkrati velja, da je višina stroškov v tem primeru tako velika, kot bi znašali dodatni prihodki proizvajalca, če bi proizvajal maksimalne količine električne energije v kondenzacijskem načinu. Z odvzemom pare za potrebe odjema toplote se namreč dosegljiva maksimalna proizvodnja električne energije zmanjša. V tem primeru se vse prednosti sočasne proizvodnje prenesejo na odjemalca toplote, saj so prihodki proizvajalca povsem enaki ne glede na to, ali obratuje v kondenzacijskem načinu ali dobavlja tudi toploto. Arakeyan, Kozhevnikov in Kuznetsov (2006) to metodo imenujejo električna metoda (angl. *Electric method*).

Osnovna načela tržnih metod delitve stroškov pri SPTE izhajajo iz kombinirane enačbe (1) za prihodke in stroške pri sočasni proizvodnji toplote in električne energije (Frederiksen & Werner, 2013):

$$c_{TO} + \alpha c_{EE} - \frac{c_G(1+\alpha)}{\eta} - \frac{aI}{Q} = 0 \quad [EUR/J], \quad (1)$$

kjer sta  $c_{TO}$  lastna cena toplote [EUR/J] in  $c_{EE}$  lastna cena električne energije [EUR/J].  $\alpha$  podaja razmerje med proizvedeno električno energijo in toploto (angl. *power to heat ratio*) ter znaša pri procesu SPTE približno 0,3.  $c_G$  so povprečni stroški goriva [EUR/J],  $\eta$  učinkovitost pretvorbe energije in  $Q$  letna količina proizvedene toplote [J].  $a$  je anuiteta oz. vnaprej določen znesek za odplačevanje posojila [EUR] in  $I$  skupni investicijski stroški [EUR], ki zajemajo obresti in amortizacijo investicijskega posojila.

Iz enačbe (1) lahko izpeljemo enačbo (2) za lastno ceno toplote v odvisnosti od lastne cene električne energije in enačbo (3) za lastno ceno električne energije v odvisnosti od lastne cene toplote:

$$c_{TO} = \frac{c_G(1+\alpha)}{\eta} - \alpha c_{EE} + \frac{aI}{Q} \quad [EUR/J] \quad (2)$$

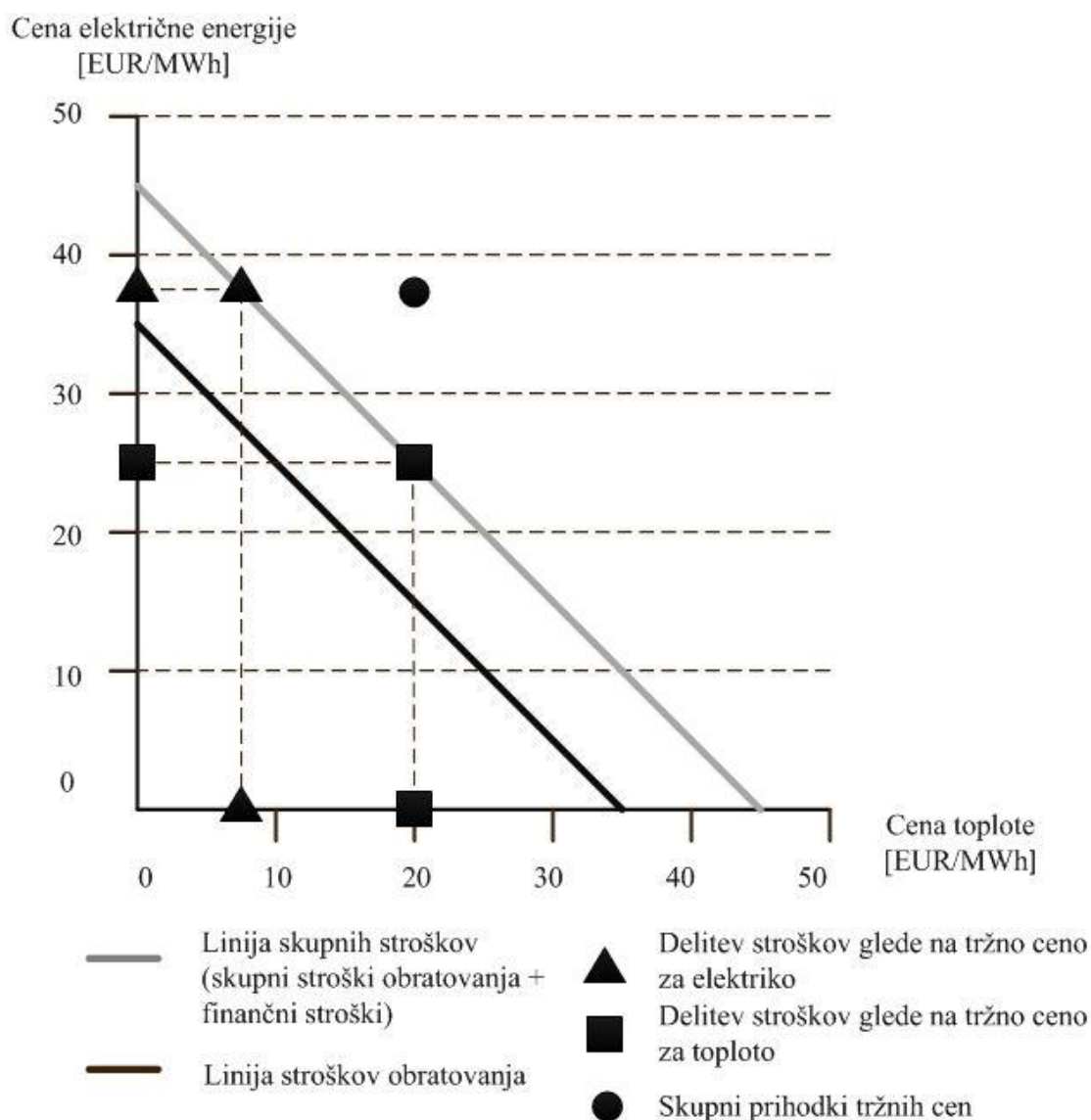
$$c_{EE} = \frac{c_G(1+\alpha)}{\alpha\eta} - \frac{c_{TO}}{\alpha} + \frac{aI}{\alpha Q} \quad [EUR/J] \quad (3)$$

Problem delitve stroškov nima objektivne rešitve, saj je na voljo zgolj ena enačba z dvema neznankama. Za rešitev problema moramo uvesti dodaten pogoj, katerega izbira je vedno subjektivna (Werner & Frederiksen, 2013). Za določitev metode delitve je najbolj pomemben dodatni pogoj, na podlagi katerega bi lahko razvrstili stroške pri SPTE med oba produkta.

Na Sliki 6 je prikazan teoretičen primer obnašanja stroškov pri tehnologiji SPTE. Svetla krivulja prikazuje skupne stroške, ki so nastali pri proizvodnji toplote in električne energije. Temna krivulja prikazuje stroške obratovanja SPTE. Razliko med njima določajo predvideni finančni stroški, ki zajemajo stroške in obresti, povezane z zadolževanjem

denarja za izgradnjo ali nakup sredstev. Kombinirana lastna cena obeh produktov mora biti določena nad linijo skupnih stroškov.

Slika 6: Teoretična delitev stroškov pri sočasni proizvodnji toplote in električne energije po tržni metodi



Vir: S. Frederiksen & S. Werner, *District Heating and Cooling*, 2013, str. 509.

V teoriji predstavlja funkcija skupnih stroškov vse mogoče kombinacije določitve lastne cene toplote in električne energije, vendar obstajata v praksi dve omejitvi. Če želimo, da ima SPTE konkurenčen položaj na trgu, morata imeti tudi posamezna produkta na svojih trgih konkurenčen položaj. Ni mogoče prodajati elektrike in toplote po višjih cenah, kot jih dosegata na trgu. Tako določata trikotnik in kvadrat na krivulji interval možne delitve lastne cene med toploto in elektriko. Temu bi lahko rekli pogajalski interval določanja lastne cene toplote in elektrike (Werner & Frederiksen, 2013). Trikotnik in kvadrat na Sliki

6 predstavljata dve ekstremni situaciji na trgu. V kolikor določimo skupno lastno ceno na lokaciji trikotnika, je lastna cena električne energije postavljena na enako vrednost, kot jo dosega tržna cena električne energije. Lastna cena toplote bo takrat nižja v primerjavi s tržno ceno toplote. Tako je celoten sinergijski učinek SPTE postavljen na stran toplote. Distributer toplote v skupnem podjetju s proizvajalcem električne energije bo vedno zagovarjal to razdelitev. V kolikor določimo skupno lastno ceno na lokaciji kvadratka na krivulji, je lastna cena toplote postavljena na vrednost tržne cene toplote in se celotni sinergijski učinki SPTE pišejo električni energiji. Proizvajalec električne energije bo vedno zagovarjal to situacijo v skupnem podjetju. Pragmatična odločitev o razdelitvi stroškov se uvršča med omenjeni dve ekstremni situaciji, da se sinergijski učinki SPTE razporedijo med oba produkta. Takemu načinu pravimo enostavni način delitve, ki bazira na situaciji na trgu.

### **2.1.2 Termodinamične metode delitve stroškov**

V literaturi in praksi so se uveljavile številne metode, t.i. termodinamične metode, ki temeljijo na termodinamičnih pogojih za proizvodnjo toplotne energije. Prva metodologija je t.i. energijska metoda, ki temelji na prvem zakonu termodinamike, kjer so vsi stroški razdeljeni glede na energijske tokove za posamezne produkte, kar nas na Sliki 6 pripelje v bližino situacije kvadrata na krivulji (Frederiksen & Werner, 2013). Druga metodologija je t.i. eksergijska metoda, kjer so vsi stroški razdeljeni glede na eksergijske tokove posameznih produktov in temelji na drugem zakonu termodinamike. S to metodo se na Sliki 6 približamo točki trikotnika na krivulji, kjer so izračunani stroški proizvodnje električne energije po tej metodi višji, saj se eksergija proizvedene toplote upošteva kot manjša eksergijska razlika pri proizvodnji električne energije v režimu SPTE, kot če bi ista SPTE proizvajala zgolj električno energijo (Frederiksen & Werner, 2013).

Arakeyan, Kozhevnikov in Kuznetsov (2006) navajajo, da nam energijska in fizikalna tržna mejna metoda podata podobne rezultate, ki se kažejo v nizki lastni ceni električne energije. Analogno nam eksergijska in električna tržna mejna metoda podata podobne rezultate, ki se kažejo v nizki lastni ceni toplote.

### **2.1.3 Izračun primarnega prihranka energije v Direktivi 2012/27/EU in izpeljava metode nadomestnih objektov**

Direktiva 2012/27/EU je države članice EU zavezala k uporabi izračuna primarnega prihranka energije, s katerim se vrednoti soproizvodnje z visokim izkoristkom. Soproizvodnja z visokim izkoristkom je definirana kot tehnologija sočasne proizvodnje toplote in električne energije, ki zagotavlja najmanj 10-odstotni prihranek primarne energije v primerjavi z referenčnimi vrednostmi za ločeno proizvodnjo toplote in električne energije.

PPE se lahko izračuna na podlagi pričakovanega ali dejanskega obratovanja naprave pri običajnih pogojih uporabe z uporabo enačbe (4):

$$PPE = \left( 1 - \frac{1}{\frac{\eta_{TO}}{\eta_{BAT TO}} + \frac{\eta_{EE}}{\eta_{BAT EE}}} \right), \quad (4)$$

kjer je PPE primarni prihranek energije,  $\eta_{TO}$  toplotni izkoristek sproizvodnje,  $\eta_{BAT TO}$  referenčna vrednost izkoristka za najboljšo razpoložljivo tehnologijo ločene proizvodnje toplote na trgu,  $\eta_{EE}$  električni izkoristek sproizvodnje,  $\eta_{BAT EE}$  referenčna vrednost izkoristka za najboljšo razpoložljivo ločeno proizvodnjo električne energije na trgu.

Toplotni izkoristek sproizvodnje je opredeljen z enačbo (5) kot letna proizvedena koristna toplota (TO), deljena z vložkom goriva (Qg), ki se porabi za proizvodnjo vsote koristne toplote in električne energije iz sproizvodnje. Električni izkoristek sproizvodnje je opredeljen z enačbo (6) kot letna proizvedena električna energija (EE), deljena z vložkom goriva, ki se uporabi za proizvodnjo vsote koristne toplote in električne energije iz sproizvodnje.

$$\eta_{TO} = \frac{TO}{Qg} \quad (5)$$

$$\eta_{EE} = \frac{EE}{Qg} \quad (6)$$

Določitev referenčnih vrednosti izkoristka  $\eta_{BAT TO}$  in  $\eta_{BAT EE}$  za najboljšo razpoložljivo tehnologijo (angl. *best available technology*) za ločeno proizvodnjo toplote in električne energije na trgu mora temeljiti na dokumentirani analizi, ki med drugim vključuje leto izdelave tehnologije, vrsto goriva in upoštevanje podatkov o obratovanju v realnih razmerah. Pri primerjavi naprav za sproizvodnjo z napravami za ločeno proizvodnjo se torej upošteva ista kategorija goriv, naprava za sproizvodnjo se primerja z najboljšo razpoložljivo in ekonomsko upravičeno tehnologijo za ločeno proizvodnjo na trgu v letu izdelave naprave za sproizvodnjo. Referenčne vrednosti izkoristka za naprave za sproizvodnjo, ki so starejše od 10 let, se določijo na podlagi naprav, starih 10 let, in morajo izražati podnebne razlike med državami članicami.

Z uvedbo Direktive 2012/27/EU se ukinja Direktiva 2004/8/ES, vendar se morajo države članice pri izvajanju in upoštevanju splošnih načel za izračun električne energije iz sproizvodnje držati podrobnih smernic, določenih v Odločbi Komisije 2008/952/ES, ki zajema tudi uporabo Priloge II k Direktivi 2004/8/ES. Priloga II zajema navodila za izračun primarnega prihranka energije, za katerega je treba določiti izkoristke referenčnih objektov (Kuštrin, Oman, & Bole, 2006). Pri uporabi postopka določitve primarnega

prihranka energije se uporablja tudi izvedbeni sklep komisije 2011/877/EU o določitvi harmoniziranih vrednosti referenčnih izkoristkov za ločeno proizvodnjo električne energije in toplote, ki je osnova tudi za določitev referenčnih izkoristkov.

Kuštrin, Oman in Bole (2007) so v prispevku, s katerim so sodelovali na konferenci Daljinske Energetike v Portorožu, prikazali izpeljavo metode nadomestnih objektov za uporabo delitve stroškov goriva med električno energijo in toploto pri SPTE. Metoda temelji na izpeljavi enačbe za primarni prihranek energije. Z nekaj enostavnimi izpeljavami osnovne enačbe za PPE so prišli do enačbe (7) za delež goriva  $y_{EE}$ , ki pripada proizvodnji električne energije, in enačbe (8) za delež goriva  $y_{TO}$ , ki pripada proizvodnji toplote v procesu sočasne proizvodnje toplote in električne energije:

$$y_{EE} = \frac{1}{1 + \frac{TO \eta_{BAT EE}}{EE \eta_{BAT TO}}} \quad (7)$$

$$y_{TO} = \frac{1}{1 + \frac{EE \eta_{BAT TO}}{TO \eta_{BAT EE}}} \quad (8)$$

Za potrebe delitve stroškov goriva med električno energijo in toploto so Kuštrin, Oman in Bole (2007) prevzeli delitev po energijski metodi, kjer se deleži goriva določijo na podlagi energijskih vrednosti proizvedene koristne toplote in električne energije, kar bolj razbremeni električno energijo. V prikazanem načinu delitve bi se lahko uporabila npr. tudi eksergijska metoda, ki bolj razbremeni toploto.

Vsota obeh deležev goriva  $y_{EE}$  in  $y_{TO}$  je po enačbi (9) enaka 1. Na podlagi enačb (7) in (8) lahko porabo energije goriva v soproizvodnji  $Qg$  razdelimo na porabo, ki pripada proizvodnji toplote, in porabo, ki pripada proizvodnji električne energije, kot določa enačba (10). Pri izpeljavi enačb za deleža goriva, ki pripadata toploti in električni energiji, so Kuštrin, Oman in Bole (2007) sprejeli predpostavko, da sta tehnologiji proizvodnje toplote in električne energije za enak odstotek učinkovitejši v skladu z izračunanim PPE od proizvodnje toplote in električne energije z BAT-tehnologijami:

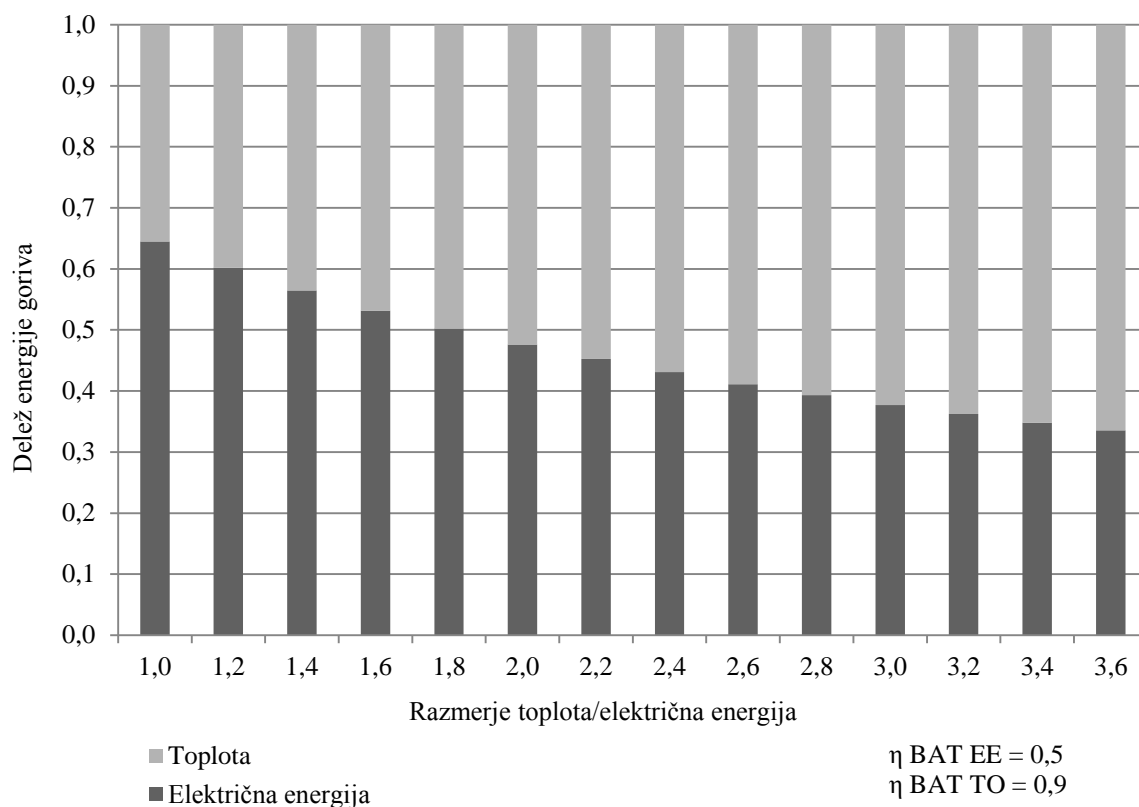
$$y_{TO} + y_{EE} = 1 \quad (9)$$

$$Qg = y_{TO}Qg + y_{EE}Qg \quad (10)$$

V enačbi za določitev deležev porabljene energije goriva po produktih je pri nespremenjenih vrednostih referenčnih izkoristkov najbolj vplivno razmerje proizvedene koristne toplote in električne energije. Če opravimo izračun po enačbi (10) pri različnih razmerjih proizvedene električne energije in toplote, dobimo graf na Sliki 7. Na grafu lahko vidimo, da se v skladu z energijskimi tokovi v primeru metode nadomestnih

objektov spreminja tudi upoštevanje sinergij pri sočasni proizvodnji. V kolikor se proizvodnja toplote večja, se pripiše večji delež stroškov toploti in obratno.

*Slika 7: Delež energije goriva za proizvodnjo električne energije in toplote pri različnih razmerjih toplota – električna energija*



*Povzeto in prirejeno po I. Kuštrin, J. Oman, & I. Bole, Uporaba metode nadomestnih objektov za porazdelitev stroškov za gorivo in emisij ogljikovega dioksida med toploto in električno energijo iz soproizvodnje, 2007, str. 145.*

Kljub številnim metodam, ki jih je moč zaslediti v literaturi, od termodinamičnih, ki primerjajo količine energije ali količine eksergije, pa vse do tržnih, ki upoštevajo tržne zakonitosti, je metoda nadomestnih objektov edina metoda, ki je s strani Evropskega parlamenta in Sveta priporočena za izračun primarnega prihranka energije. Metoda nadomestnih objektov v osnovi uporablja energijsko načelo, upošteva pa tudi tržne zakonitosti, saj se SPTE primerja z najboljšo razpoložljivo tehnologijo ločene proizvodnje na trgu.

## **2.2 Usmeritve za izbor enotne metode delitve stroškov pri sočasni proizvodnji toplote in električne energije**

Delitev stroškov med toploto in električno energijo pri sočasni proizvodnji toplote in električne energije je vedno arbitrarna. Rezultat tega je, da na trgu obstajajo številne



metode za doseganje tega cilja. Številni avtorji prispevkov na temo delitve stroškov pri SPTE se soglasno strinjajo, da enotne metode ni moč določiti. Največjo težo pri odločitvi o izbiri ustrezne metode imajo zagotovo razmere na trgu (Gochenour, 2003), zato termodinamične metode na pogojih trga niso sprejemljive (Arakeyan, Kozhevnikov, & Kuznetsov, 2006). Pri izboru ustrezne metode mora biti glavna ciljna funkcija izbrati metodo, ki bo omogočila, da ostaneta oba produkta na svojih trgih konkurenčna (Gochenour, 2003).

V državah članicah EU so se uveljavile različne metode delitve, ki so v preteklosti močno vplivale tako na razvoj sistemov daljinskega ogrevanja kot na razmere na trgu električne energije. Neupoštevanje razmer na trgu in neustrezna izbira metode delitve sta Danski v preteklosti povzročila številne težave (Frederiksen & Werner, 2013). Danska je imela pred deregulacijo trga električne energije določene stroške za proizvodnjo elektrike v SPTE, kot če bi bila proizvedena v kondenzacijskem načinu, čemur se približa uporaba eksergijske metode. Večino sinergij SPTE so pripisali toploti, kar je Dancem omogočalo graditi velike sisteme daljinskega ogrevanja, ki so temeljili na nizki lastni ceni. Ko so se Danci srečali z veliko konkurenco pri proizvodnji električne energije, so morali znižati cene električne energije, kar je povzročilo zvišanje cen daljinskega ogrevanja in veliko nezadovoljstva na strani odjemalcev toplote. Zato celoten sistem razvoja daljinskega ogrevanja na Danskem teži k nizkotemperaturnim, visoko učinkovitim sistemom, ki lahko konkurirajo na trgu z nizkimi cenami.

V srednji in vzhodni Evropi je bila v preteklosti prednost sočasne proizvodnje toplote in električne energije upoštevana pretežno na strani električne energije, kar je imelo za rezultat visoke cene toplote iz daljinskega ogrevanja – cene so bile na ravni ločene proizvodnje v kotlovnica ali celo višje (Gochenour, 2003). V tem primeru so bile cene določene bližje energijski metodi in je tako velik del sinergijskega učinka nosila električna energija.

Navedeni primeri nam potrjujejo, da ni mogoče vzpostaviti enotne metode, ki bi objektivno delila sinergijske učinke med oba produkta, električno energijo in toploto. V obeh primerih je bilo torej treba opustiti tradicionalne metode delitve in vključiti dodatne pogoje, ki temeljijo na razmerah na trgu. Vsaka izbrana metoda je subjektivna in nič bolj pravična kot kakšna druga. Metoda bi morala biti izbrana s strani lastnika in upoštevati strategijo, trg in poslovne pogoje. Predvsem pa bi morala biti fleksibilna, da bi lahko vključevala spremembe in različne pogoje na trgu.

Za države članice EU velja pri določanju stroškov pomembno pravilo prepovedi navzkrižnega subvencioniranja, ki je zapisano v evropski zakonodaji. Generalno je za države članice EU značilen liberaliziran trg električne energije in monopolni trg toplote (Gochenour, 2003), kar lahko hitro privede do navzkrižnega subvencioniranja. Z liberalizacijo so cene električne energije izrazito padle, zato si proizvajalci električne

energije želijo razbremeniti stroške. Hkrati ima sistem daljinskega ogrevanja na drugi strani monopolni položaj in lahko po mnenju proizvajalcev električne energije nosi višje stroške. Vendar pa se ponudniki daljinskega ogrevanja še predobro zavedajo, da trenutni monopolni položaj v primeru visokih cen daljinskega ogrevanja v prihodnosti ne bo zaustavil odjemalcev, da bi se odločili za alternativo.

Pri tem je dodatno treba poudariti, da so tudi razmere na trgu daljinskega ogrevanja vse prej kot konstantne. Z lokalnimi ukrepi učinkovite rabe energije v stavbah se odjem v sistemu daljinskega ogrevanja manjša. Ponudnik daljinskega ogrevanja s previsoko ceno toplote spodbuja odjemalce v energetsko prenovo bivalnih prostorov, kar se odraža v izrazitem pomanjšanju povpraševanja. Večjo kot bo torej ponudnik toplote določil ceno daljinskega ogrevanja, bolj se bodo odjemalci zanimali za ukrepe učinkovite rabe energije in alternativo. Lokalni ukrepi odjemalcev za večjo učinkovitost stavb bodo vedno tekmovali z daljinsko energetiko. To pravzaprav daje v roke odjemalcev moč, da distributer ohrani iste cene toplote in se s tem kljub monopolnemu položaju zaščitijo pred višanjem cen. In prav je tako, saj ta moč odjemalcev in prisila ponudnika, da ohranja nizke cene, sili ponudnika v investicije v sam sistem in večanje učinkovitosti sistema.

Potreba po ustrezni metodi, ki bi zagotavljala obema produktoma konkurenčen položaj, je zelo velika (Gochenour, 2013). Zakonodaja sicer prepoveduje navskrižno subvencioniranje, a hkrati ne podaja načina, kako določiti stroške, da do navzkrižnega subvencioniranja ne bi prišlo. Kakršna koli korist sočasne proizvodnje v prid enemu od produktov je pravzaprav lahko navzkrižno subvencioniranje.

Edino vodilo, ki ga zakonodaja vendarle podaja, je zapisano v Direktivi 2012/27/EU. V Direktivi je navedeno, da bi bilo treba soproizvodnjo z visokim izkoristkom opredeliti »na podlagi prihranka energije, nastalega pri soproizvodnji namesto pri ločeni proizvodnji toplote in električne energije«. Določeno je tudi, da bi moral biti izvor električne energije iz soproizvodnje z visokim izkoristkom zajamčen na podlagi harmoniziranih referenčnih vrednosti izkoristkov. Izračun primarnega prihranka energije, ki ga navaja Direktiva, pravzaprav izhaja iz metode nadomestnih objektov (Kuštrin, Oman, & Bole, 2007), ki pa je po raziskavah, ki jih je opravil Gochenour (2003), tudi najbolj razširjena metoda delitve stroškov pri proizvodnji toplote in električne energije v EU. Vseeno pa to ne podaja končnega določila delitve stroškov, saj lahko tudi ta metoda bazira na energijski ali eksergijski metodi. Izboru določitve sinergij v primeru SPTE na stran električne energije ali na stran toplote se ne moremo ogniti.

### **3 OBLIKOVANJE CENE TOPLOTE IZ SISTEMOV DALJINSKEGA OGREVANJA**

Povprečna cena daljinskega ogrevanja v Sloveniji znaša med 60 in 65 EUR/MWh (Šalamun, 2015). Najnižja cena daljinskega ogrevanja dosega sistem v Velenju, nato mu

sledi Ljubljana. Oblikovanje cen daljinskega ogrevanja je v Sloveniji v pristojnosti lokalnih skupnosti. Cena toplote, ki jo zaračunavata distributer in proizvajalec toplote v Sloveniji, je regulirana. Z uveljavitvijo EZ-1 je ta cena regulirana s strani Agencije za energijo. Strokovnjaki na področju energetike so mnenja, da bi se cene daljinskega ogrevanja ponekod morale zvišati, da bi se zagotovilo uspešno delovanje sistemov na dolgi rok. Nizke cene daljinskega ogrevanja so seveda privlačne za odjemalce, medtem ko so na drugi strani ponudniki daljinskega ogrevanja s cenami nezadovoljni, saj, kot pravijo, na dolgi rok ne omogočajo naložbe v sistem (Šalamun, 2015). Poleg nizkih cen se ponudniki daljinskega ogrevanja srečujejo tudi s padcem odjema, saj se odjemalci obnašajo v smeri nižanja stroškov za ogrevanje, ker si visoke stroške ogrevanja težko privoščijo. Odjemalci s pomočjo nepovratnih spodbud s strani EU na stavbe nameščajo dodatno izolacijo, menjajo termostatske ventile, varčujejo z ogrevanjem nepotrebnih prostorov, prehajajo na uporabo individualnih sistemov s toplotno črpalko ali pečmi na lesne pelete.

Slednje ugotavljajo tudi Li, Sun, Zhang in Wallin (2014), ki iščejo rešitev za konkurenčnost in trajnost sistemov daljinskega ogrevanja prav v primernem mehanizmu oblikovanja cene toplote. Globalno sicer cene daljinskega ogrevanja rastejo in, kot navajajo avtorji, so bili na Švedskem že leta 2014 sistemi daljinskega ogrevanja, toplotne črpalke in lesni peleti na povsem enakem cenovnem nivoju. Predvsem toplotne črpalke so postale glavna konkurenčna alternativa daljinskemu ogrevanju.

Generalno se cenovni modeli oblikovanja cene toplote delijo na modele, ki temeljijo na stroškovni osnovi, in modele, ki temeljijo na tržni osnovi (Frederiksen & Werner, 2013). Stroškovna metoda upošteva stroške aktivnosti daljinskega ogrevanja, medtem ko tržna metoda upošteva cene alternativ na trgu. Stroškovna metoda določa ceno glede na skupne letne stroške in upošteva zahtevano stopnjo donosa glede na investiran kapital. Tržna metoda pa se deli na direktno in indirektno.

Direktna tržna metoda bazira na ceni alternativ na trgu. Za običajno alternativo na trgu se upošteva zemeljski plin. Tako je cena daljinskega ogrevanja delno ali v celoti vezana na ceno zemeljskega plina. Indirektna tržna metoda pa določi ceno glede na alternativo na trgu enkrat letno, mesečno pa se cena spreminja glede na modele, ki ne upoštevajo cene alternative. Tržno metodo je enostavno uveljaviti v primeru, ko je tržni delež daljinskega ogrevanja nizek. Večji kot je tržni delež daljinskega ogrevanja, težje je upravičiti smotrnost izbire tržne metode. Če bi bil tržni delež daljinskega ogrevanja 80 do 90 odstotkov, postane alternativa tako šibka, da bi bilo težko upravičiti oblikovanje cene po alternativni.

Veliko bolj izdelani so modeli oblikovanja cene daljinskega ogrevanja, ki temeljijo na stroškovnih modelih in indirektnih tržnih modelih. Cenovni modeli v Evropi niso standardizirani, zato lahko najdemo številne variante cenovnih modelov, ki se razlikujejo predvsem zato, ker so pri oblikovanju metodologij upoštevani različni izhodiščni cilji

(Frederiksen & Werner, 2013). V Sloveniji prevladuje oblikovanje cen po stroškovnih modelih.

Prva naloga pri oblikovanju metodologije je, da je treba določiti osnovni cilj modela. Ta cilj predvsem odseva lokalne zahteve odjemalcev, podjetij in lastnikov podjetij. Večinoma so pri stroškovnih modelih za oblikovanje cene toplote iz daljinskega ogrevanja upoštevani trije glavni cilji (Frederiksen & Werner, 2013). Prvi cilj zajema oblikovanje konkurenčne cene skozi celo leto. Metoda mora upoštevati dejansko stroškovno situacijo skozi leto z višjimi variabilnimi stroški v primeru toplotnih konic in z nižjimi variabilnimi stroški v primeru osnovne obremenitve. Če bi imela vsa toplota skozi leto enako ceno, bi bile toplotne konice prepoceni in osnovni odjem predrag, kar bi spodbudilo odjemalce, da bi investirali v lastne kapacitete za osnovni odjem in odkupovali prepoceni kapacitete za toplotno konico. Drugi cilj zajema upoštevanje cene glede na velikost odjema; višje cene za manjši odjem in manjše cene za večji odjem. Večjo stroškovno odgovornost imajo majhni odjemalci, ki imajo majhen odjem toplote. Zadnji cilj upošteva vremensko odvisnost sistemov daljinskega ogrevanja. Denarni tok mora biti delno vremensko neodvisen, da se zmanjša tveganje, ko dejanske razmere odstopajo od planiranih.

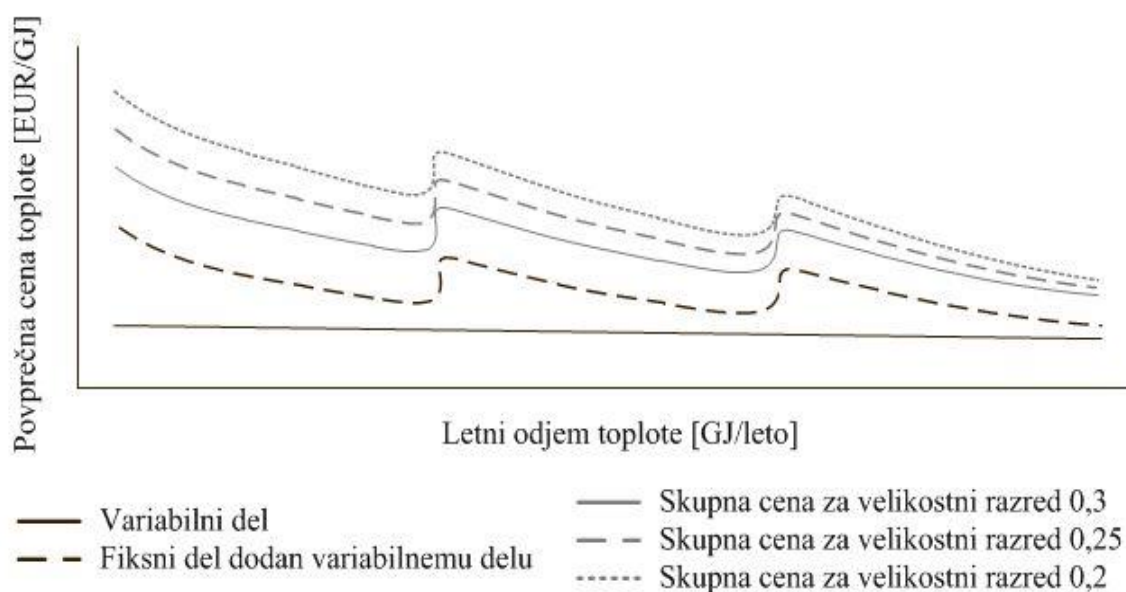
Če želimo upoštevati vse tri cilje, mora stroškovni model vsebovati (Frederiksen & Werner, 2013):

- fiksni letni znesek, ki je neodvisen od dejanskega toplotnega odjema;
- fiksni znesek toplotne kapacitete, ki je lahko vezan na toplotno moč ali pretočnost. Ta del se računa z upoštevanjem koeficienta, ki upošteva ceno na enoto toplotne kapacitete in spremenljivko, ki upošteva toplotno moč ali pretočnost, ki je lahko definirana v pogodbi ali merjena;
- variabilni znesek glede na dejanski toplotni odjem, ki je izračunan s koeficientom, ki upošteva ceno na enoto dobavljene toplote in spremenljivko, ki bazira na odčitkih merilnika toplote. Ta znesek variira glede na sezono in je višji pozimi, ko so uporabljena za proizvodnjo dražja goriva.

Včasih lahko modeli upoštevajo tudi četrti element, ki bazira na količini vode, ki teče skozi toplotno postajo. S tem želi distributer spodbuditi odjemalca, da ima čim nižjo temperaturo povratka, ki je pokazatelj za učinkovito toplotno postajo. Ta element je sestavljen iz konstante, ki zajema ceno vode in spremenljivko količine vode, ki kroži skozi toplotno postajo. Želja ponudnika daljinskega ogrevanja je, da ima v sistemu učinkovite toplotne postaje, saj lahko le na takšni osnovi izboljša učinkovitost obratovanja sistema kot celote. Teoretični primer določanja cene toplote je prikazan na Sliki 8, ki sta jo v svojem delu prikazala Frederiksen in Werner (2013). Prvi korak pri oblikovanju cene toplote je, da upoštevamo našete tri elemente cene in s tem pokrijemo cilj oblikovanja konkurenčne cene glede na odjem skozi leto. Pri oblikovanju izhodiščne cene upoštevamo fiksni del,

neodvisen od toplotnega odjema, fiksni del, odvisen od toplotnih kapacitet, in variabilni del, odvisen od dejanskega odjema toplote v toplotni postaji. Naslednji korak je, da odjemalce grupiramo glede na velikost v skupine in nastavimo za vsako skupino svoje stroškovne koeficiente, da določimo dražji manjši odjem in cenejši večji odjem, kar pokrije drugi cilj. Na Sliki 8 so prikazane tri velikostne skupine odjemalcev glede na obračunsko moč. Prva skupina se uvršča v skupino z obračunsko močjo pod 0,2 MW, druga skupina se uvršča med 0,2 in 0,3 MW ter tretja nad 0,3 MW. Tretjemu cilju zadostimo z variabilnim delom cene, ki bazira na dejanskem odjemu. Naloga distributerja je, da uravnoteži prvi in tretji cilj, ko izbira koeficiente v modelu.

Slika 8: Teoretični model oblikovanja cene toplote



Vir: S. Frederiksen & S. Werner, *District Heating and Cooling*, 2013, str. 532.

### 3.1 Aktualna metodologija določanja cene toplote iz sistemov daljinskega ogrevanja v Sloveniji

Osnovni dokument, ki ureja zakonodajo na področju obravnavane problematike oblikovanja cen toplote iz sistemov daljinskega ogrevanja v Sloveniji, je trenutno aktualni EZ-1, ki ga je sprejel Državni zbor Republike Slovenije na seji dne 24. februarja 2014 in je stopil v veljavo 4. marca 2014. 383. čl. EZ-1 zahteva ustanovitev Agencije za energijo kot nacionalni regulatorni organ Republike Slovenije na področju trga z energijo. Naloge Agencije so, da »spremlja, usmerja in nadzira izvajalce energetske dejavnosti na področju elektrike in zemeljskega plina ter opravlja z zakonom določene naloge reguliranja izvajalcev energetske dejavnosti na področju toplote in drugih energetske plinov«.

299. čl. EZ-1 določa, da mora biti cena toplote iz sistemov daljinskega ogrevanja, katerega ponudniki izvajajo javno gospodarsko službo, regulirana v skladu z določbami EZ-1. Izbirna gospodarska javna služba se opravlja v primeru oskrbe s toploto več kot 100 gospodinjskih odjemalcev. Ponudnik, ki opravlja gospodarsko javno službo, mora izdati sistemska obratovalna navodila, v katerih navede tarifni sistem. Tarifni sistem določa »način zaračunavanja dobave in tarifne elemente za dobavo toplote ali drugih energetskih plinov kategorijam odjemalcev glede na moč, vrsto in karakteristiko odjema, kvaliteto in druge elemente«. 299. čl. EZ-1 določa tudi izvajanje regulacije cen toplote na podlagi sprejete metodologije za oblikovanje cene toplote za daljinsko ogrevanje, ki jo predpiše Agencija. Po definiciji iz EZ-1 se z metodologijo »določi način oblikovanja izhodiščne cene kot najvišje povprečne cene, na podlagi katere distributer in regulirani proizvajalec toplote v skladu z merili in mehanizmom iz metodologije oblikujeta cene toplote za daljinsko ogrevanje«.

Trenutno aktualna metodologija oblikovanja cen toplote iz sistemov daljinskega ogrevanja v Sloveniji je zapisana v Aktu o metodologiji za oblikovanje cene toplote za daljinsko ogrevanje (v nadaljevanju Akt), ki je bil sprejet 22. decembra 2016 in objavljen v Uradnem listu RS 14. januarja 2017. V Aktu je metodologija oblikovanja cene toplote za daljinsko ogrevanje določena na podlagi upravičenih stroškov. Po definiciji iz Akta so upravičeni stroški tisti stroški, ki so »nujni za opravljanje gospodarske javne službe dejavnosti distribucije toplote oz. proizvodnje toplote in so posledica opravljanja navedenih dejavnosti« (Agencija za energijo, 2017a).

Akt v skladu z EZ-1 ločeno obravnava distributerje z lastno proizvodnjo toplote, distributerje in regulirane proizvajalce toplote. Za poenostavitev sem sprejela za vse tri enoten izraz ponudnik daljinskega ogrevanja. V vseh primerih ponudnikov daljinskega ogrevanja se cena toplote izračuna iz variabilnega dela in fiksnega dela. Variabilni del zajema dobavljeno toploto in se obračuna v EUR/MWh. Fiksni del zajema obračunsko moč in se obračuna v EUR/MW/leto ter ne vsebuje dodatkov, davkov, taks, trošarin. Skladno s tem se upravičeni stroški delijo na upravičene variabilne stroške in upravičene fiksne stroške. V Aktu (Agencija za energijo, 2017a) je navedeno, da med upravičene variabilne stroške sodijo:

- stroški energentov,
- stroški nabavljene toplote,
- stroški lastne rabe energije za obratovanje naprav, distribucijskega sistema, črpalk na primarnem distribucijskem sistemu,
- stroški medija za prenos in kemične priprave medija,
- stroški emisijskih kuponov.

Med upravičene fiksne stroške sodijo (Agencija za energijo, 2017a):

- stroški materiala,
- stroški storitev,
- stroški dela,
- amortizacija,
- drugi odpisi vrednosti,
- drugi odhodki (stroški) poslovanja,
- odhodki financiranja,
- dobiček za zagotavljanje zakonskih rezerv.

Fiksni stroški vključujejo (Agencija za energijo, 2017a):

»stroške pomožnega materiala, pisarniškega materiala, strokovne literature in druge stroške materiala. Stroški storitev vključujejo storitve pri ustvarjanju proizvodov in opravljanju storitev, stroške prevoznih storitev, storitve v zvezi z vzdrževanjem, najemnine, povračila zaposlencev v zvezi z delom, stroške plačilnega prometa in bančnih storitev, stroške zavarovalnih premij, stroške sejmov, reklame in reprezentance, stroške intelektualnih in osebnih storitev ter stroške drugih storitev. Stroški vzdrževanja vključujejo stroške nabave delov za stroje in naprave ter nadomestnih delov za opremo, stroške materiala za vzdrževanje osnovnih sredstev ter storitev v zvezi z vzdrževanjem sredstev. Deli za stroje in naprave ter nadomestni deli za opremo ne povečujejo nabavne vrednosti neopredmetenih dolgoročnih sredstev in opredmetenih osnovnih sredstev. Stroški dela vključujejo stroške plač in druge stroške dela oziroma povračila stroškov po veljavni kolektivni pogodbi in sklenjenih individualnih pogodbah«.

Ponudnik daljinskega ogrevanja mora 120 dni pred začetkom opravljanja dejavnosti Agenciji poslati zahtevo za soglasje k izhodiščni ceni. V obrazcu mora ponudnik daljinskega ogrevanja določiti izhodiščno in povprečno ceno, za kateri mora Agencija podati soglasje. Za izračunano izhodiščno ceno mora ponudnik med drugim priložiti predvideno letno strukturo energentov in dokumente o cenah vhodnih energentov, načrtovane količine distribuirane toplote in obračunske moči po vrstah odjemalcev.

Prvič oblikovana izhodiščna cena se oblikuje ločeno za variabilni del po enačbi (11) in ločeno za fiksni del po enačbi (12) (Agencija za energijo, 2017a):

$$VCi = \frac{VSTRt}{Qt}, \quad (11)$$

kjer je  $VCi$  prvič oblikovan variabilni del cene,  $VSTRt$  vsota načrtovanih upravičenih variabilnih stroškov v EUR v časovnem obdobju  $t$  in  $Qt$  načrtovana distribuirana količina toplote v časovnem obdobju  $t$ .

$$FCi = \frac{FSTRt}{Pt}, \quad (12)$$

kjer je  $FC_i$  prvič oblikovan fiksni del cene,  $FSTR_t$  vsota načrtovanih upravičenih fiksnih stroškov v EUR v časovnem obdobju  $t$  ter  $P_t$  zbir obračunske moči odjemalcev.

Prvič določena povprečna cena na podlagi predlaganega cenika mora biti manjša ali enaka izhodiščni ceni, določeni na podlagi variabilnih in upravičenih stroškov. Prvič oblikovana povprečna cena se določi po enačbi (13) in je povzeta po Aktu (Agencija za energijo, 2017a):

$$PC = \frac{\sum_{i=1}^n C_i \cdot K_i + \sum_{i=1}^n (CP_i \cdot P_i) + DP_t}{Q_t} \leq \frac{VSTR_t + FSTR_t}{Q_t}, \quad (13)$$

kjer je  $PC$  povprečna cena v EUR/MWh,  $C_{i=1,\dots,n}$  so cene po posameznih kategorijah predlaganega prodajnega cenika za distribuirano toploto ponudnika daljinskega ogrevanja v EUR/MWh,  $K_{i=1,\dots,n}$  so načrtovane količine prodane toplote ponudnika daljinskega ogrevanja v MWh in časovnem obdobju  $t$ ,  $CP_{i=1,\dots,n}$  so cene po posameznih kategorijah predlaganega prodajnega cenika za obračunsko moč v EUR/MW,  $P_{i=1,\dots,n}$  so načrtovane količine obračunske moči po posameznih kategorijah prodajnega cenika v MW v časovnem obdobju  $t$ ,  $DP_t$  so drugi prihodki distribucije oz. proizvodnje toplote v EUR v časovnem obdobju  $t$ .

V Aktu je določena tudi dovoljena sprememba izhodiščne cene v primeru argumentiranih okoliščin, ki se v glavnem vežejo na poslovanje podjetja. Ponudnik daljinskega ogrevanja lahko zviša ceno v primeru višjih variabilnih ali fiksnih stroškov. Dolžan pa je tudi znižati ceno v primeru znižanja stroškov. Novi variabilni del se lahko usklajuje najpogosteje vsak mesec, novi fiksni del pa se lahko usklajuje enkrat letno in ne več kot za 2 odstotka (Agencija za energijo, 2017a).

V Sistemskih obratovalnih navodilih za distribucijski sistem toplote za geografsko območje Mestne občine Ljubljana (Javno podjetje Energetika Ljubljana d.o.o., 2016) je prikazan primer obračunavanja toplote v primeru največjega slovenskega ponudnika daljinskega ogrevanja v Sloveniji. Osnova za oblikovanje cene toplote je priključna moč odjemalca, ki se določi na podlagi nazivnih moči internih toplotnih naprav in pripadajoče projektne dokumentacije strojnih inštalacij. V okviru postopka se ločeno določa priključna moč za ogrevanje prostorov, pripravo sanitarne tople vode, uporabo v tehnoloških procesih in uporabo toplote za hlajenje pri ogrevnem mediju para in vroča voda. Na podlagi priključne moči odjemalca se določi obračunska moč, ki je lahko manjša ali enaka priključni moči. V toplotni postaji odjemalca je nameščena merilna naprava, tj. toplotni števec, na podlagi katerega distributer ugotavlja količino dobavljene toplote. Tretji element obračuna toplote je razvrstitev odjemalca v ustrezno tarifno skupino, v okviru katere sta določena variabilni del cene toplote v odvisnosti od količine odjema in fiksni del cene toplote v odvisnosti od obračunske moči. Pri obračunu toplote se upoštevata tudi faktorja



učinkovitosti in obremenitve odjemalca, ki se prav tako določata na podlagi tarifnih skupin odjemalcev.

Stroški dobavljene toplote  $Z_{DT}$  se obračunajo po enačbi (14) (Javno podjetje Energetika Ljubljana d.o.o., 2016):

$$Z_{DT} = TP_F \cdot P_{OBR} \cdot FU_{ODJ} + TP_V \cdot Q_T \cdot FO_{ODJ}, \quad (14)$$

kjer je  $TP_F$  fiksni del cene toplote (EUR/MW/mesec),  $P_{OBR}$  obračunska moč (MW),  $FU_{ODJ}$  faktor učinkovitosti odjemalca,  $TP_V$  variabilni del cene toplote (EUR/MWh),  $Q_T$  dobavljena količina toplote (MWh) in  $FO_{ODJ}$  faktor obremenitve odjemalca.

V primeru sistema daljinskega ogrevanja na območju MOL se odjemalce toplote za potrebe ogrevanja prostorov in pripravo sanitarne tople vode ločeno razvršča v tri tarifne skupine s tremi podskupinami. Prva tarifna skupina zajema gospodinjске odjemalce, druga tarifna skupina industrijski odjem in tretja tarifna skupina poslovni in ostali odjem. Posamezne podskupine se razlikujejo glede na obračunsko moč. Prva podskupina se uvršča v velikostni razred pod 0,05 MW, druga podskupina se uvršča med 0,05 in 0,3 MW, tretja podskupina pa se uvršča nad 0,3 MW. Trenutno veljavne variabilne cene za ogrevanje prostorov in pripravo sanitarne tople vode za vse tarifne skupine znašajo 32,94 EUR/MWh. Fiksna tarifna postavka je v veljavnem ceniku ločeno določena za gospodinjски odjem in znaša 1.667,41 EUR/MW/mesec. Za industrijske in poslovne odjemalce znaša fiksna tarifna postavka 1.930,72 EUR/MW/mesec. Navedene cene so prikazane brez davka na dodano vrednost (Javno podjetje Energetika Ljubljana d.o.o., 2017a).

### **3.2 Vpliv izbora metode delitve stroškov pri sočasni proizvodnji toplote in električne energije na oblikovanje cene daljinskega ogrevanja**

Izbira metode delitve stroškov pri sočasni proizvodnji toplote in električne energije ima kot najbolj pogosta proizvodna tehnologija v sistemih daljinskega ogrevanja zelo velik vpliv na oblikovanje lastne cene toplote, kar se odraža tudi na oblikovanju prodajne cene toplote. Tudi na tem področju so razprave energetske strokovnjakov burne, saj je največji izziv oblikovanja cene daljinskega ogrevanja pravično upoštevanje vseh deležnikov, tako odjemalcev kot ponudnikov daljinskega ogrevanja.

V aktualnem Aktu ni moč zaslediti usmeritev pri izboru metode za delitev stroškov na električno energijo in toploto v primeru SPTE. Celo več, sam Akt z nobenim členom ne določa načina proizvodnje in vpliva le-tega na oblikovanje cene. V metodologiji je postopek določanja cene za vse proizvodne vire povsem enak. V Aktu so zgolj definirane kategorije upravičenih stroškov, ki jih mora ponudnik daljinskega ogrevanja določiti sam in jih podati v soglasje Agenciji.

V skladu s predhodno analiziranimi metodami za delitev stroškov pri SPTE je jasno, da so stroški, ki jih pripišemo produktu toploti, močno odvisni od izbrane metode delitve stroškov. Ponudnik se lahko odloči za metodo, kjer se sinergije sočasne proizvodnje pripišejo toploti in se stroškovno bolj obremeni električno energijo ali obratno, da se pozitivni učinki sočasne proizvodnje pripišejo električni energiji in se razbremeni toplota.

Izmed definiranih kategorij upravičenih variabilnih stroškov se vpliv delitve stroškov na električno energijo in toploto izraža predvsem pri določitvi upravičenih stroškov energentov, stroškov porabljene energije za obratovanje naprav pri proizvodnji toplote ter stroškov emisijskih kuponov. Pri sočasni proizvodnji toplote in električne energije se istočasno proizvajata dva produkta pri enkratnem vložku energenta v enem proizvodnem procesu, ki porablja energijo za obratovanje naprav in za katerega je treba kupiti emisijske kupone. Delež variabilnih stroškov energentov je v celotni strukturi vseh variabilnih stroškov najvišji, zato ima izbor metode delitve stroškov na višino upravičenih variabilnih stroškov zelo velik vpliv. Preostali naštetih upravičenih variabilni stroški v Aktu nastajajo ločeno, zgolj v procesu proizvodnje toplote za daljinsko ogrevanje in metoda delitve stroškov nanje nima vpliva. Izmed definiranih kategorij upravičenih fiksnih stroškov se vpliv delitve stroškov na električno energijo in toploto pravzaprav odraža v vseh kategorijah, saj se morajo stroški materiala, ki se porablja za SPTE, stroški dela, ki so povezani s SPTE, kot tudi amortizacija in drugi opisi vrednosti po nekem ključu deliti med oba produkta; toploto in električno energijo.

Vpliv izbora metode delitve stroškov pri SPTE na oblikovanje cene toplote lahko zelo jasno prikažemo na primeru distributerja toplote, ki toploto odkupuje od lokalnih proizvodnih virov. Izbor metode delitve stroškov na električno energijo in toploto je za distributerja zelo pomemben, saj predstavlja strošek nakupa toplote eno izmed večjih kategorij upravičenih stroškov, ki jih mora v nadaljevanju zaračunati odjemalcem. V letih 2012–2016 beležimo v Sloveniji padec cen električne energije tako za pasovno kot za vršno energijo (Agencija za energijo, 2016a). Povsem verjetno je pričakovati, da bo v tem primeru proizvajalec električne energije skušal obremeniti toploto in razbremeniti električno energijo, kar bo izboljšalo njegove poslovne rezultate. Hkrati pa velja, da se razmere na trgu daljinskega ogrevanja zaostrejejo.

Tudi sistemi daljinskega ogrevanja ne prenesejo dvigov cen toplote. Kljub monopolnemu značaju se število odjemalcev na sistemih daljinskega ogrevanja manjša, zato skuša distributer odjemalcem ponuditi konkurenčno ceno daljinskega ogrevanja, da se le-ti ne bi odločali za alternativo (Agencija za energijo, 2016b). Distributer je v tem primeru povsem nemočen, saj mu lastno ceno toplote diktira proizvajalec električne energije.

## **4 PRIMER PLINSKE TURBINE V SISTEMU DALJINSKEGA OGREVANJA LJUBLJANA**

### **4.1 Opredelitev problema**

Ponudnik daljinskega ogrevanja v mestu Ljubljana je Javno podjetje Energetika Ljubljana, d.o.o., ki je hkrati tudi največji ponudnik daljinskega ogrevanja v Sloveniji. JPE je registrirano kot izbirna lokalna gospodarska javna služba v lasti Mestne občine Ljubljana (v nadaljevanju MOL) in se po EZ-1 uvršča med distributerje z lastno proizvodnjo toplote. EZ-1 namreč loči distributerje z lastno proizvodnjo toplote in distributerje, ki zgolj oskrbujejo distribucijske sisteme in toploto odkupujejo od lokalnih proizvodnih virov (Ur. l. RS, št. 17/14, 81/15). Pred letom 2014 je imelo JPE v lasti distribucijski sistem in vršni vir Toplarno Šiška za pokrivanje toplotnih konic, več kot 90 odstotkov letnih prodanih količin ogrevne toplote pa je odkupovalo od glavnega proizvodnega vira Termoelektrarne toplarne Ljubljana. Z 31. januarjem 2014 se je TE-TOL v celoti pripojil JPE, kar je podjetju prineslo nove izzive (Javno podjetje Energetika Ljubljana d.o.o., 2014). Pomembno prelomnico je za JPE predstavljal tudi sprejet EZ-1 v letu 2014, saj so s sprejetjem zakona vse aktivnosti oblikovanja cene toplote iz sistemov daljinskega ogrevanja prešle na Agencijo. JPE ima kot izvajalec gospodarske javne službe dobave toplote iz sistema daljinskega ogrevanja, ki ima v MOL z odlokom določeno prednostno priključevanje, naravnomonopolno značilnost in je zato podvrženo regulaciji cen, ki jo izvaja Agencija (Mestna občina Ljubljana, 2016). V skladu z Aktom o metodologiji za oblikovanje cene toplote za daljinsko ogrevanje (Agencija za energijo, 2017a), ki ga je Agencija sprejela januarja 2017, se izhodiščna cena oskrbe toplote za daljinsko ogrevanje oblikuje na podlagi upravičenih stroškov, tj. stroškov, ki so nujni za opravljanje dejavnosti. V skladu z metodologijo in zahtevami Agencije se je JPE v boju za konkurenčni položaj na trgu ogrevanja primorano zavezati povečanju energetske in stroškovne učinkovitosti.

Ukrepi, ki naj bi EU pripeljali do 20-odstotnega prihranka rabe primarne energije do leta 2020, se usmerjajo v povečanje energetske učinkovitosti za zagotovitev trajnostne rabe energetskih virov in zajemajo celotno energetsko verigo: končne odjemalce, industrijo, stavbe, proizvodnjo, prenos in distribucijo energije (Evropska komisija, 2012). Ukrepi učinkovite rabe energije v stavbah so spodbudili odjemalce, da so se začeli zavedno obnašati v smeri zmanjšanja rabe energije za potrebe ogrevanja bivalnih prostorov. Ne nazadnje predstavlja to za odjemalce zelo velik strošek, ki ga vedno več ljudi s svojimi nizkimi prihodki zelo težko plačuje. Primer uspešnega ukrepa učinkovite rabe energije v stavbah je bila uvedba Pravilnika o načinu delitve in obračunu stroškov za toploto v stanovanjskih in drugih stavbah z več posameznimi deli iz leta 2010. Ta je vpeljal obvezno vgradnjo delilnikov toplote, ki so omogočili uporabnikom plačevanje stroškov za ogrevanje bivalnih prostorov po dejanski porabi. Po podatkih s strani Ministrstva za infrastrukturo (2017b) je v državah EU obračunavanje toplote v večstanovanjskih stavbah

po dejanski porabi prineslo kar 20-odstotno znižanje porabe energije za ogrevanje. Uspešni so bili tudi številni drugi ukrepi, ki spodbujajo učinkovito rabo energije v stavbah, med drugim tudi spodbude EU za energetske prenove objektov. Veliko število odjemalcev se je v zadnjih letih odločilo za prenovo bivalnih prostorov, saj ponuja EU nepovratna finančna sredstva za izvedbo tovrstnih ukrepov, ki vplivajo na zmanjšanje rabe energije v stavbah. Glede na trenutni uspeh ukrepov učinkovite rabe energije v stavbah je povsem razumljivo pričakovati, da se bo padec rabe energije nadaljeval tudi v prihodnje.

V Poročilu o stanju na področju energetike v Sloveniji v letu 2015 (Agencija za energijo, 2016b), ki ga je izdala Agencija, je navedeno, da število odjemalcev toplote iz sistemov daljinskega ogrevanja upada. Razlog za negativni trend je po raziskavah Agencije prehod odjemalcev na cenejše vire oskrbe s toploto. V letu 2015 je znašal padec odjemalcev toplote iz sistema daljinskega ogrevanja 14,35 odstotka v primerjavi z letom 2014.

Zmanjšanje rabe energije za ogrevanje zaradi ukrepov učinkovite rabe energije v stavbah, negativna rast števila odjemalcev na sistemih daljinskega ogrevanja zaradi poceni alternativnih virov ogrevanja in ne nazadnje podvrženost regulaciji prodajnih cen daljinskega ogrevanja s strani regulatornega organa pričajo o razmerah na trgu daljinskega ogrevanja v Sloveniji. Naštete značilnosti trga dajejo JPE jasen signal, da se mora podjetje odzvati na spreminjajoče se razmere na trgu, če želi na trgu tudi obstati.

Frederiksen in Werner (2013) sta zapisala, da bi moral, ne glede na razmere na trgu, vsak ponudnik daljinskega ogrevanja, ki želi ostati konkurenčen in dosegati zeleno dobičkonosnost, stalno stremeti k znižanju stroškov proizvodnje in distribucije toplote. Poleg problema delitve stroškov pri SPTE in problema oblikovanja cene daljinskega ogrevanja sta avtorja izpostavila kot tretji glavni ekonomski problem na trgu daljinskega ogrevanja prav problem minimizacije stroškov proizvodnje toplote pri uporabi različnih proizvodnih tehnologij z različno cenovno karakteristiko. Logična posledica znižanja proizvodnih in distribucijskih stroškov bi lahko bila znižanje cen daljinskega ogrevanja, kar je eno izmed najmočnejših orožij v boju, da bi se odjemalci odločili za alternativo.

Za proizvodnjo ogrevne toplote v sistemu daljinskega ogrevanja mesta Ljubljana skrbita dva proizvodna vira, glavni vir TE-TOL in vršni vir TOŠ. Znotraj posameznih proizvodnih virov se za potrebe proizvodnje ogrevne toplote, tehnološke pare in električne energije uporabljajo različne proizvodne enote z različnimi tehnologijami in primarnimi viri energije, kar se odraža v različnih cenovnih karakteristikah posameznih proizvodnih enot. Skozi detajlno analizo cenovnih karakteristik proizvodnih enot lahko podjetje izvede prvi korak v smeri povečanja stroškovne učinkovitosti, ki je kratkoročna optimizacija variabilnih proizvodnih stroškov z optimalnim vključevanjem proizvodnih enot v obratovanje brez posegov v obstoječ proizvodni proces in delovno silo.

Sočasna proizvodnja električne energije in toplote na lokaciji vršnega vira TOŠ je bila implementirana leta 1999 s postavitvijo plinskega postroja (Hvastja, 2011). Glavni element plinskega postroja predstavlja plinska turbina, ki obratuje na primarni vir energije zemeljski plin. Kot sekundarno gorivo se uporablja ekstra lahko kurilno olje. Pred pripojitvijo glavnega vira TE-TOL k JPE je imel plinski postroj prvo prioriteto obratovanja. Po pripojitvi podrobna analiza optimalnega vključevanja plinskega postroja v obratovanje še ni bila izvedena.

## **4.2 Plinska turbina v sistemu daljinskega ogrevanja mesta Ljubljana**

Sistem daljinskega ogrevanja mesta Ljubljana je največji sistem daljinskega ogrevanja v Sloveniji. V Ljubljani je na 267 km vročevodnega distribucijskega omrežja priklopljenih 4.715 toplotnih postaj s priključno močjo 1.189 MW in letnim odjemom do 1.200 GWh toplote. Proizvodnja ogrevne toplote poteka v procesu sočasne proizvodnje toplote in električne energije, s katerim JPE letno proizvede do približno 450.000 MWh električne energije. JPE ima v lasti tudi parovodno distribucijsko omrežje za prodajo tehnološke pare bližnjim industrijskim odjemalcem, ki je dolgo 9,7 km in zajema 19 parnih postaj (Javno podjetje Energetika Ljubljana d.o.o., 2017b).

Proces sočasne proizvodnje toplote in električne energije poteka v glavnem viru TE-TOL in vršnem viru TOŠ. Naloga glavnega vira TE-TOL je pasovna proizvodnja toplote, kar se odraža v več kot 90 odstotkih proizvedenih letnih količin toplote. Naloga vršnega vira TOŠ je vršno obratovanje pri najnižjih zunanjih temperaturah, ko odjem ogrevne toplote presega proizvodne kapacitete glavnega vira.

Proces proizvodnje toplote v glavnem viru TE-TOL poteka v treh proizvodnih blokih, kjer se uporablja tehnologija sočasne proizvodnje toplote in električne energije v parnih turbinah. V dveh proizvodnih blokih se uporablja za primarni vir energije rjavi premog, v tretjem proizvodnem bloku pa je prigrajena možnost souporabe rjavega premoga in lesne biomase. Izpolnjevanje okoljskih zahtev je zagotovljeno z uporabo uvoženega premoga iz Indonezije, za katerega je značilna nizka vsebnost žvepla (pod 0,2 odstotka) in vsebnost pepela pod 3 odstotke (Hvastja, 2011). Poleg treh proizvodnih blokov so v TE-TOL nameščeni tudi rezervni vršni vročevodni kotli, ki stopijo v obratovanje v primeru okvare premogovnih blokov, in dva parna kotla, ki služita za vršno proizvodnjo tehnološke pare za bližnje industrijske odjemalce.

V vršnem viru TOŠ se poleg vršnih vročevodnih kotlov na zemeljski plin uporablja tudi tehnologija sočasne proizvodnje toplote in električne energije v manjšem plinskem postroju, predvsem za potrebe proizvodnje električne energije za lastno porabo objekta in proizvodnjo tehnološke pare za potrebe okoliških industrijskih odjemalcev. Preostala koristna toplota iz procesa SPTE v plinskem postroju se plasira v sistem daljinskega

ogrevanja. Poleg vršnih vročevodnih kotlov in plinskega postroja so v TOŠ nameščeni tudi vršni parni kotli na zemeljski plin, ki proizvajajo presežne količine tehnološke pare za potrebe okoliških industrijskih odjemalcev.

V literaturi se pojem plinska turbina uporablja v dveh pomenih. Z izrazom plinska turbina lahko poimenujemo element pri procesu sočasne proizvodnje toplote in električne energije, kjer ekspandirajo dimni plini, lahko pa z izrazom plinska turbina poimenujemo tudi celotno postrojenje. V nalogi sem uporabila izraz plinska turbina za postrojenje, ki zajema osnovno tehnologijo sočasne proizvodnje toplote in električne energije, vključujoč kompresor, zgorevalno komoro, turbino, parni kotel in prenosnik toplote za prenos toplote iz dimnih plinov na vodo v vročevodnem omrežju. Za širše postrojenje sočasne proizvodnje toplote in električne energije, ki zajema tudi dodatno proizvodnjo tehnološke pare z dogrevanjem in izkoriščanje odvečne pare za dodatno proizvodnjo ogrevne toplote, pa uporabljam izraz plinski postroj.

Povzeto po še veljavni Uredbi o določanju količine električne energije, ki je proizvedena v soproizvodnji toplote, in električne energije z visokim izkoristkom in določanju izkoristka pretvorbe biomase (Agencija za energijo, 2009), so meje proizvodne naprave SPTE samo tisti deli proizvodne naprave, ki so namenjeni sočasni proizvodnji toplote in električne energije. Morebitne naprave v procesu, s katerimi proizvajamo zgolj en produkt, sodijo izven meja proizvodne naprave SPTE. To sem upoštevala tako pri razlikovanju poimenovanja plinska turbina in plinski postroj kot tudi pri samih izračunih v stroškovnem optimizacijskem modelu.

Poenostavljen opis delovanja plinskega postroja zajema proizvodnjo električne energije, tehnološke pare in ogrevne toplote z izkoriščanjem sočasne proizvodnje vseh treh produktov pri enkratnem vložku goriva. Kompresor sesa zunanji zrak, ga komprimira in potisne v zgorevalno komoro, kjer se zmes zraka in goriva vžge in zgoreva. Pri zgorevanju nastanejo dimni plini, ki ekspandirajo znotraj turbine in poganjajo gred generatorja za proizvodnjo električne energije. Po ekspanziji imajo dimni plini še vedno približno 520 °C, zato se toplota dimnih plinov nadalje izkoristi za proizvodnjo tehnološke pare v parnem kotlu. Na izhodu iz parnega kotla je temperatura dimnih plinov še vedno visoka približno 240 °C, zato se toplota dimnih plinov nadalje izkoristi za proizvodnjo ogrevne toplote za sistem daljinskega ogrevanja. Toplota dimnih plinov se v prenosniku toplote, ki mu interno v JPE pravijo mrežni grelnik, prenese na vodo iz sistema daljinskega ogrevanja. Za do sedaj opisan proces uporabljam izraz plinska turbina, dodatno proizvodnjo tehnološke pare in ogrevne toplote pa definira izraz plinski postroj.

Če proizvodnja tehnološke pare z izkoriščanjem toplote dimnih plinov ne zadošča potrebam uporabnikov, se znotraj plinskega postroja manjkajoča toplotna energija dovaja s plinskim gorilnikom za dodatno segrevanje. V kolikor plinska turbina ne obratuje, se lahko

zgolj s plinskim gorilnikom za dodatno segrevanje proizvede količine nazivne kapacitete parnega kotla. V kolikor je odjem tehnološke pare manjši od proizvedenih količin tehnološke pare z izkoriščanjem toplote dimnih plinov, se odvečna para nadalje izkoristi za proizvodnjo ogrevne toplote v sistemu daljinskega ogrevanja. Toplota odvečne tehnološke pare se v prenosniku toplote, ki mu v JPE interno pravijo parni izmenjevalec, prenese na vodo v sistemu daljinskega ogrevanja.

### 4.3 Metodologija izračuna

Toplotni odjem v sistemu daljinskega ogrevanja ima izrazito sezonsko karakteristiko, kar prinaša potrebo po stroškovni optimizaciji proizvodnje toplote, s ciljem zmanjšati skupne stroške obratovanja sistema daljinskega ogrevanja. Skupni stroški obratovanja sistema daljinskega ogrevanja zajemajo proizvodne in distribucijske stroške obratovanja. Sezonska karakteristika toplotnega odjema zaznamuje izrazito visok odjem toplote v zimskih mesecih obratovanja, ko so velike potrebe po ogrevni toploti in majhen odjem toplote v poletnih mesecih zgolj za potrebe odjema sanitarne tople vode.

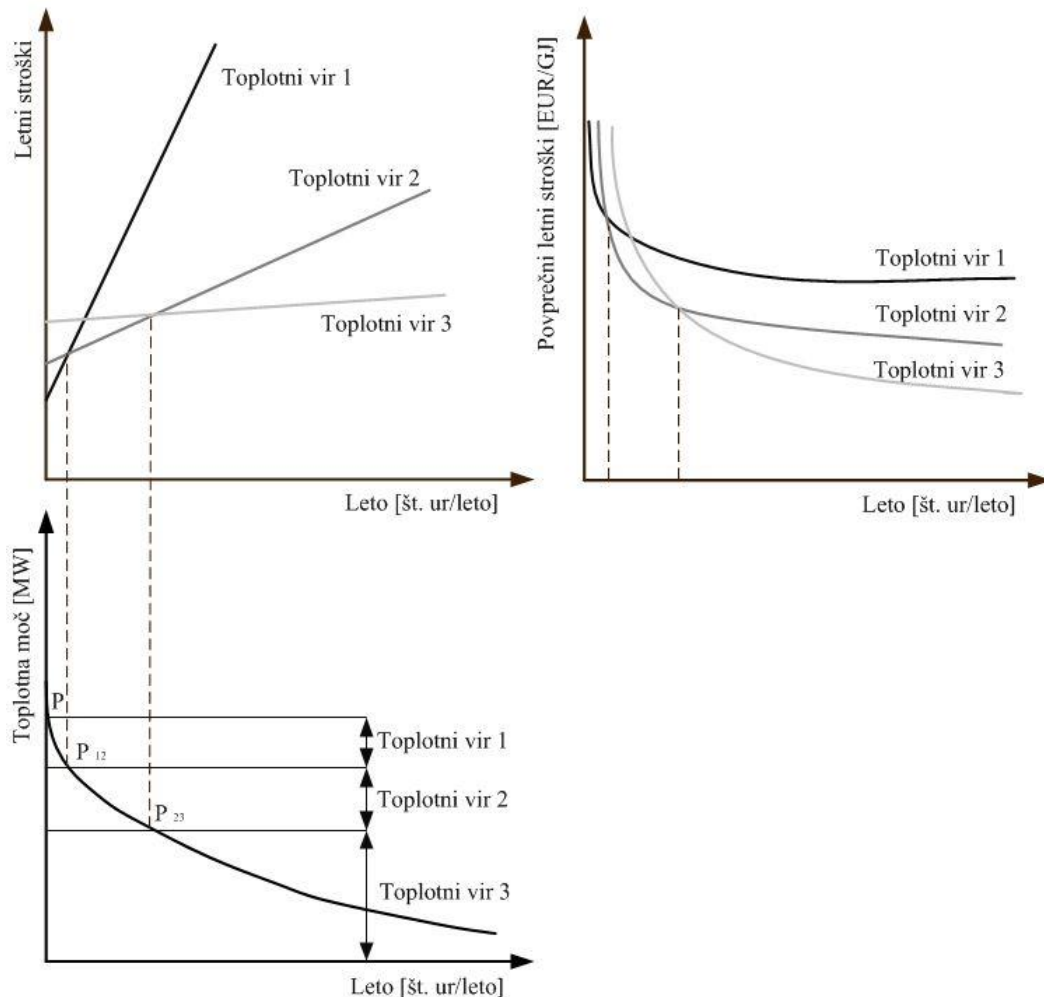
Frederiksen in Werner (2013) ločita pri proizvodnji toplote v sistemu daljinskega ogrevanja stroškovno optimizacijo kapacitet proizvodnih virov, ki vključuje variabilne in fiksne stroške in je ključna za dolgoročno obratovanje sistema daljinskega ogrevanja, in kratkoročno optimizacijo variabilnih stroškov proizvodnje toplote, ki zajema kratkoročno analizo vključevanja proizvodnih virov v obratovanje glede na trenutne razmere na trgu primarnih virov energije.

Stroškovni optimizacijski problem določanja kapacitet proizvodnih virov lahko teoretično prikažemo na primeru treh proizvodnih virov z različnimi stroškovnimi karakteristikami, kot je prikazano na Sliki 9. Na levem grafu so prikazani skupni stroški proizvodnje toplote v Toplotnem viru 1. Za Toplotni vir 1 so značilni najnižji fiksni stroški in najvišji variabilni stroški proizvodnje toplote. Za Toplotni vir 2 so značilni srednje veliki fiksni in variabilni stroški proizvodnje toplote, za Toplotni vir 3 pa so značilni najvišji fiksni stroški in najnižji variabilni stroški. Velikost fiksnih stroškov na grafu je določena s presekom krivulje z ordinatno osjo. Velikost variabilnih stroškov na grafu je določena z naklonom krivulje.

Na Sliki 9 sta na grafu prikazani dve točki preloma optimalnih proizvodnih kapacitet posameznih virov  $P_{12}$  in  $P_{23}$ . Točka  $P_{23}$  definira optimalno proizvodno kapaciteto Toplotnega vira 3, ko so skupni povprečni letni stroški Toplotnega vira 3 še vedno nižji od skupnih povprečnih stroškov Toplotnega vira 2, kar je prikazano na desnem grafu. Toplotni vir 1 se posledično imenuje toplotni vir za osnovno obremenitev. Razlika točk  $P_{12}$  in  $P_{23}$  podaja optimalno proizvodno kapaciteto Toplotnega vira 2, ki se imenuje tudi toplotni vir za vmesno obremenitev. Razlika potrebne toplotne moči  $P$  in  $P_{12}$  podaja

optimalno proizvodno kapaciteto vršnega Toplotnega vira 1, ki je najdražji in se v obratovanje vključuje zgolj pri najnižjih zunanjih temperaturah, ko so potrebe po toploti najvišje.

Slika 9: Stroškovna optimizacija kapacitet proizvodnih virov v sistemu daljinskega ogrevanja



Vir: S. Frederiksen & S. Werner, *District Heating and Cooling*, 2013, str. 515–516.

Stroškovna optimizacija kapacitet proizvodnih virov je zelo pomembna pri načrtovanju novih sistemov daljinskega ogrevanja, pri širjenju obstoječih sistemov daljinskega ogrevanja, v primeru večanja proizvodnih kapacitet oz. pri nadomeščanju obstoječih proizvodnih kapacitet z novimi kapacitetami. Pri slednjem je treba upoštevati trende odjema v prihodnosti v izogib namestitvi prevelikih novih proizvodnih kapacitet posameznih proizvodnih virov. Kratkoročna stroškovna optimizacija variabilnih stroškov proizvodnje toplote je primerna za optimizacijo stroškov na obstoječih sistemih daljinskega ogrevanja zgolj s spremembami v obratovanju samih proizvodnih enot, brez fizičnih sprememb v samem proizvodnem procesu oz. delovni sili.



V primeru kratkoročne stroškovne optimizacije sledimo prej predstavljeni ideji, le da se upoštevajo zgolj variabilni stroški obratovanja. Prioritetno obratuje proizvodni vir, ki ima najnižje povprečne variabilne stroške. V primeru predpostavke konstantnih povprečnih variabilnih stroškov so le-ti enaki mejnim stroškom. Ko se odjem večja, se v obratovanje priključi naslednji proizvodni vir, ki ima od preostalih virov najnižje povprečne variabilne stroške, in tako vse do vršnega vira, ki ima najvišje povprečne variabilne stroške in pokriva zgolj toplotne konice.

#### 4.3.1 Metodologija kratkoročne stroškovne optimizacije vključevanja plinske turbine v obratovanje

Primer kratkoročne optimizacije variabilnih stroškov proizvodnje toplote v sistemu daljinskega ogrevanja Ljubljana je stroškovna optimizacija vključevanja plinske turbine na lokaciji vršnega vira TOŠ v obratovanje. Pred pripojitvijo TE-TOL k JPE je imela namreč plinska turbina prvo prioriteto obratovanja, saj je moralo preostalo toploto JPE odkupovati od TE-TOL. JPE je zaradi tega težilo k maksimalni proizvodnji toplote iz plinske turbine, ki je bila za podjetje cenejša. Stroškovna analiza optimalnega vključevanja proizvodnih enot v obratovanje po pripojitvi še ni bila izvedena. Celotna analiza vključevanja vseh proizvodnih enot v obratovanje je za potrebe magistrskega dela preobsežna.

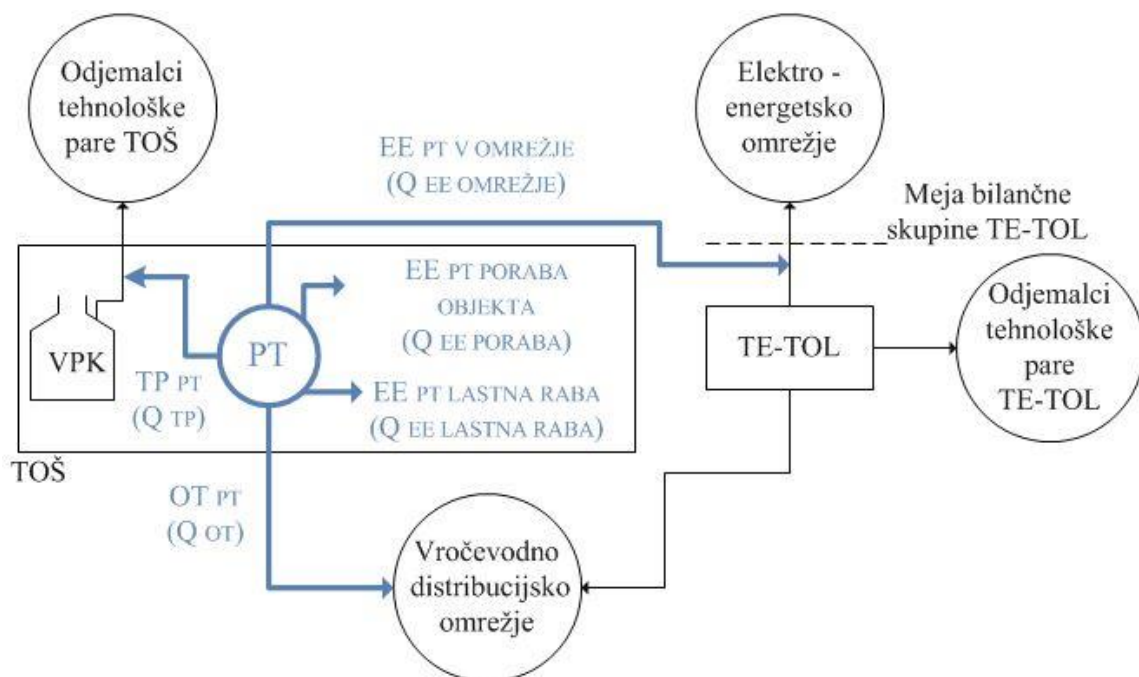
Stroškovno optimizacijo vključevanja plinske turbine (v nadaljevanju PT) v obratovanje sem izvedla na podlagi primerjave variabilnih stroškov v primeru obratovanja PT z variabilnimi stroški v primeru zaustavitve PT, ko enake količine ogrevne toplote (v nadaljevanju OT), tehnološke pare (v nadaljevanju TP) in električne energije (v nadaljevanju EE) JPE proizvede v »nadomestni proizvodnji«. Termin »nadomestna proizvodnja« označuje proizvodnjo enakih količin OT in EE v glavnem viru TE-TOL in enakih količin TP v vršnih parnih kotlih (v nadaljevanju VPK) v TOŠ. Pri tem sem predpostavila, da analiziramo obratovalne razmere, ko je proizvodnja nadomestnih količin v nadomestnih enotah mogoča. Pri najnižjih zunanjih temperaturah, ko je odjem toplote največji, je treba v obratovanje vključiti vse proizvodne enote in tovrstna stroškovna optimizacija ni mogoča. Velja pa, da je odstotek tako nizkih temperatur v zimski sezoni majhen, večji del sezone prevladuje obratovanje, ko lahko nadomestne količine proizvajamo v nadomestnih enotah, zato je stroškovna optimizacija smiselna. Obratovanje PT v vršnem viru TOŠ je stroškovno upravičeno, ko so variabilni stroški proizvodnje vseh treh produktov manjši od variabilnih stroškov proizvodnje enakih količin produktov v nadomestni proizvodnji, kot je navedeno v enačbah (15) in (16):

$$V_{PT} < V_{NP}, \quad (15)$$

$$V_{OT\ PT} + V_{TP\ PT} + V_{EE\ PT} < V_{OT\ NP} + V_{TP\ NP} + V_{EE\ NP}, \quad (16)$$

kjer so  $V_{PT}$  skupni variabilni stroški v primeru obratovanja PT in  $V_{OT PT}$  variabilni stroški proizvodnje OT v PT,  $V_{TP PT}$  variabilni stroški proizvodnje TP v PT,  $V_{EE PT}$  variabilni stroški proizvodnje EE v PT ter  $V_{NP}$  skupni variabilni stroški nadomestne proizvodnje in  $V_{OT NP}$  variabilni stroški proizvodnje OT v nadomestni proizvodnji,  $V_{TP NP}$  variabilni stroški proizvodnje TP v nadomestni proizvodnji in  $V_{EE NP}$  variabilni stroški proizvodnje EE v nadomestni proizvodnji.

Slika 10: Shema proizvodnje ogrevne toplote, tehnološke pare in električne energije s plinsko turbino v viru Toplarni Šiška

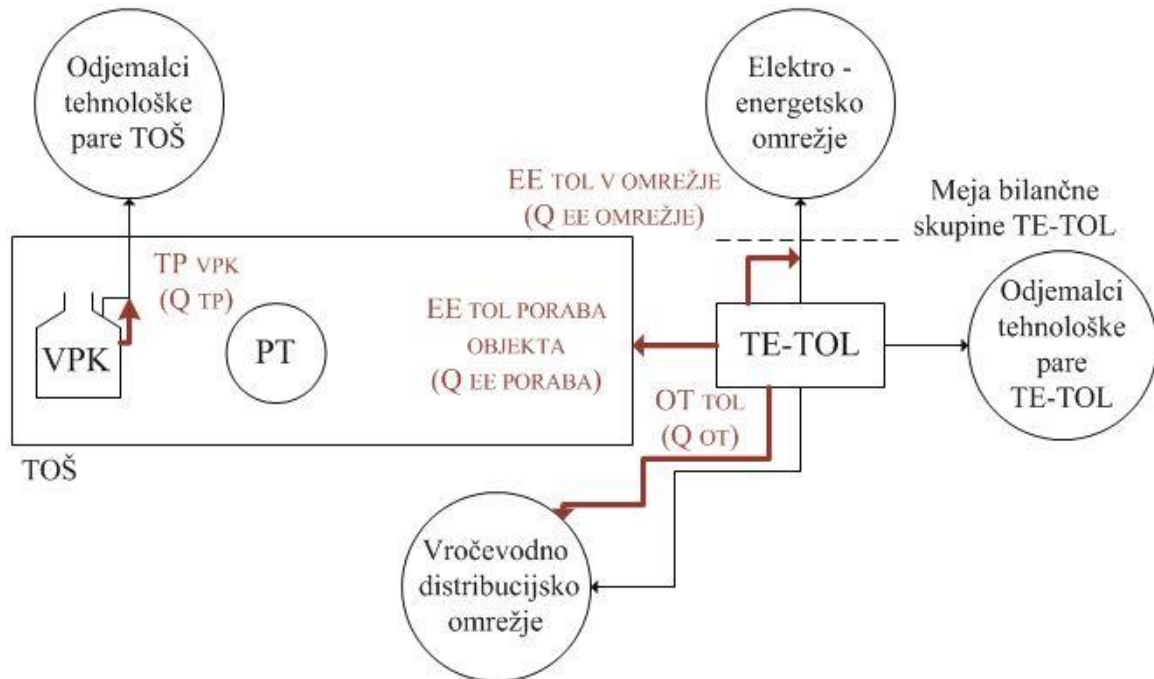


Na Sliki 10 je prikazana poenostavljena shema proizvodnje OT, TP in EE v PT na lokaciji TOŠ. Po enačbi (17) se EE v PT proizvaja za potrebe lastne rabe procesa SPTE, lastne porabe proizvodne in poslovne stavbe na lokaciji vršnega vira, preostalo proizvedeno EE pa se prodaja v elektroenergetsko omrežje znotraj bilančne skupine TE-TOL. TP se proizvaja za potrebe bližnjih industrijskih odjemalcev, ki proizvedeno paro uporabljajo v svojih proizvodnih procesih. Sočasno proizvedena OT pa se plasira v distribucijsko omrežje sistema daljinskega ogrevanja, s čimer se dosega visoka učinkovitost proizvodnega procesa.

$$V_{PT} = V_{OT PT} + V_{TP PT} + V_{EE PT V OMREŽJE} + V_{EE PT PORABA OBJEKTA} + V_{EE PT LASTNA RABA} \quad (17)$$

kjer so  $V_{EE PT V OMREŽJE}$  variabilni stroški proizvodnje EE v PT za prodajo v elektroenergetsko omrežje,  $V_{EE PT PORABA OBJEKTA}$  variabilni stroški proizvodnje EE v PT za porabo poslovne in proizvodne stavbe ter  $V_{EE PT LASTNA RABA}$  variabilni stroški proizvodnje EE v PT za lastno rabo PT.

Slika 11: Shema proizvodnje nadomestnih količin ogrevne toplote in električne energije v glavnem viru Termoelektrarni Toplarni Ljubljana ter nadomestnih količin tehnološke pare z vršnimi parnimi kotli v Toplarni Šiška



V primeru zaustavitve turbine, kot je prikazano na Sliki 11, je treba nadomestne količine OT, EE in TP proizvesti v nadomestnih proizvodnih enotah, kot določa enačba (18). Potrebne količine tehnološke pare se v tem primeru proizvedejo v VPK, ki imajo funkcijo vršne in nadomestne proizvodnje v primeru remontov PT, zato proizvodne kapacitete omogočajo proizvodnjo potrebnih količin TP. Nadomestna EE in OT pa se v tem primeru proizvedeta v glavnem viru TE-TOL. Pri tem ni treba nadomeščati proizvodnih količin EE za lastno rabo procesa v PT, saj je PT zaustavljena. EE za lastno porabo proizvodnega in poslovnega objekta se proizvaja v TE-TOL. Za prevzem EE za porabo proizvodne in poslovne stavbe je treba v primeru zaustavitve turbine plačati dodatni strošek omrežnine. V stroškovnem modelu sem stroške omrežnine zanemarila, saj predstavljajo majhen delež stroškov in na sam rezultat nimajo signifikantnega vpliva. Prav tako TE-TOL proizvaja količine EE, ki so bile prodane v elektroenergetsko omrežje.

$$V_{NP} = V_{OT\ TOL} + V_{TP\ VPK} + V_{EE\ TOL\ V\ OMREŽJE} + V_{EE\ TOL\ PORABA\ OBJEKTA} + O, \quad (18)$$

kjer so  $V_{OT\ TOL}$  variabilni stroški proizvodnje OT v TOL,  $V_{TP\ VPK}$  variabilni stroški proizvodnje TP v VPK,  $V_{EE\ TOL\ V\ OMREŽJE}$  variabilni stroški proizvodnje EE v TOL, ki je bila prodana v elektroenergetsko omrežje,  $V_{EE\ TOL\ PORABA\ OBJEKTA}$  variabilni stroški proizvodnje EE v TOL za porabo poslovne in proizvodne stavbe v TOŠ ter  $O$  stroški omrežnine.

Variabilni stroški  $V$  so po enačbi (19) sestavljeni iz proizvedenih količin  $Q$  posameznih produktov in povprečnih variabilnih stroškov  $v$ :

$$V = v * Q \quad (19)$$

Z upoštevanjem enačbe (19) in izpeljavo enačb (17) in (18) dobimo enačbi (20) in (20):

$$V_{PT} = v_{OT PT} Q_{OT} + v_{TP PT} Q_{TP} + v_{EE PT} (Q_{EE OMREŽJE} + Q_{EE PORABA} + Q_{EE LASTNARABA}), \quad (20)$$

$$V_{NP} = v_{OT TOL} Q_{OT} + v_{TP VPK} Q_{TP} + v_{EE TOL} (Q_{EE OMREŽJE} + Q_{EE PORABA}) + 0, \quad (21)$$

kjer je  $Q_{OT}$  količina proizvedene OT,  $Q_{TP}$  količina proizvedene TP,  $Q_{EE OMREŽJE}$  količina proizvedene EE, prodane v elektroenergetsko omrežje,  $Q_{EE PORABA}$  količina proizvedene EE za porabo objekta TOŠ in  $Q_{EE LASTNARABA}$  količina proizvedene EE za lastno rabo PT.  $v_{OT PT}$  in  $v_{OT TOL}$  so povprečni variabilni stroški proizvodnje OT v PT oz. TOL,  $v_{TP PT}$  in  $v_{TP VPK}$  so povprečni variabilni stroški proizvodnje TP v PT oz. VPK,  $v_{EE PT}$  in  $v_{EE TOL}$  so povprečni variabilni stroški proizvodnje EE v PT oz. TE-TOL.

V stroškovnem modelu sem obravnavala zgolj variabilne stroške primarnih virov energije (v nadaljevanju goriva). Takšna poenostavitev je sprejemljiva, saj Javno podjetje Energetika Ljubljana d.o.o. v Letnem poročilu 2016 (2017b) navaja, da predstavljajo stroški goriva glavnino vseh stroškov porabljenega materiala, ki v strukturi celotnih odhodkov zavzemajo 50,1 odstotka. V primeru proizvodnje OT, TP in EE v PT so variabilni stroški goriva poenostavljeno kar stroški porabljenega zemeljskega plina (v nadaljevanju ZP) za proizvodnjo posameznih produktov v PT. V primeru nadomestne proizvodnje TP v VPK so variabilni stroški goriva poenostavljeno kar stroški porabljenega ZP za proizvodnjo v VPK. Uporabe nadomestnega goriva, ekstra lahkega kurilnega olja, ne bom obravnavala. V primeru nadomestne proizvodnje OT in EE v TOL so variabilni stroški goriva poenostavljeno kar stroški porabljenega rjavega premoga za proizvodnjo posameznih produktov. Uporabe lesne biomase in nadomestnega goriva nisem upoštevala.

Stroške porabljenega goriva za proizvodnjo posameznih produktov sem izračunala iz normativnih porab goriva (v nadaljevanju normativ) za proizvodnjo posameznih produktov in referenčnih cen energentov po enačbi (22):

$$v = \text{normativ} * \text{referenčna cena energenta} \quad (22)$$

Pri delitvi stroškov porabljenega goriva za proizvodnjo posameznih produktov se srečamo s problematiko delitve stroškov pri SPTE med proizvedene produkte, ki je glavna problematika magistrskega dela. Za delitev stroškov v primeru kratkoročne stroškovne

optimizacije sem uporabila metodo nadomestnih objektov na osnovi energijskih tokov, ki izhaja iz izpeljave primarnega prihranka energije, navedenega v Direktivi 2012/27/EU.

#### 4.4 Podatki za stroškovni model vključevanja plinske turbine v obratovanje

##### 4.4.1 Določitev normativne porabe goriva za proizvodnjo električne energije, ogrevne toplote in tehnološke pare

Normativno porabo goriva za proizvodnjo EE, OT in TP sem določila na podlagi metode nadomestnih objektov za delitev stroškov med električno energijo in toploto pri SPTE. Iz normativov in referenčnih cen energentov sem v nadaljevanju izračunala povprečne variabilne stroške za posamezni primer obratovanja, in sicer za vse tri produkte.

Zaradi omejenih razpoložljivih proizvodnih podatkov sem pri izračunu sprejela nekatere poenostavitve. V stroškovnem modelu sem obravnavala zgolj primer obratovanja na primarni vir energije, ki je v primeru plinske turbine v vršnem viru TOŠ zemeljski plin in v primeru glavnega vira TE-TOL rjavi premog. Pri proizvodnji v plinski turbini sem zanemarila možnost obratovanja na sekundarni vir energije, ki je ekstra lahko kurilno olje. Pri proizvodnji v glavnem viru TE-TOL sem zanemarila obratovanje na lesno biomaso. Predpostavila sem, da sta bili vsa nadomestna električna energija in toplota proizvedeni v bloku 1, ki obratuje zgolj na premog.

*Tabela 1: Izračunani normativi za porabo goriva za proizvodnjo električne energije, ogrevne toplote in tehnološke pare v plinski turbini v vršnem viru Toplarni Šiška za leto 2011 (v  $MWh_{GORIVA}/MWh_{PRODUKTA}$ )*

<i>Produkt</i>	<i>Gorivo</i>	<i>Normativ</i>	<i>Enota</i>
<i>Električna energija</i>	<i>Zemeljski plin</i>	<i>1,660</i>	<i><math>MWh_{ZP}/MWh_{EE}</math></i>
<i>Ogrevna toplota</i>	<i>Zemeljski plin</i>	<i>0,914</i>	<i><math>MWh_{ZP}/MWh_{OG}</math></i>
<i>Tehnološka para</i>	<i>Zemeljski plin</i>	<i>0,914</i>	<i><math>MWh_{ZP}/MWh_{TP}</math></i>

V Tabeli 1 so prikazani normativi za porabo zemeljskega plina v primeru obratovanja plinske turbine v TOŠ. V Tabeli 2 so prikazani normativi za porabo goriva v primeru nadomestne proizvodnje v glavnem viru TE-TOL ter vršnih parnih kotlih v TOŠ. Podrobnejši izračun določitve normativov na podlagi metode nadomestnih objektov je prikazan v nadaljevanju.

*Tabela 2: Izračunani normativi za porabo goriva za proizvodnjo električne energije in ogrevne toplote v glavnem viru Termoelektrarni Toplarni Ljubljana ter tehnološke pare v vršnih parnih kotlih v Toplarni Šiška za leto 2011 (v  $MWh_{GORIVA}/MWh_{PRODUKTA}$ )*

<b>Produkt</b>	<b>Gorivo</b>	<b>Normativ</b>	<b>Enota</b>
Električna energija	Premog	2,428	$MWh_P/MWh_{EE}$
Ogrevna toplota	Premog	1,126	$MWh_P/MWh_{VV}$
Tehnološka para	Zemeljski plin	1,100	$MWh_Z/MWh_{TP}$

#### 4.4.1.1 Določitev normativov pri sočasni proizvodnji toplote in električne energije v plinski turbini v vršnem viru TOŠ

Normativno porabo goriva po produktih v primeru plinske turbine v TOŠ sem določila na podlagi metode nadomestnih objektov, izpeljane iz izračuna primarnega prihranka energije, določenega v Direktivi 2012/27/EU. Za potrebe izračuna normativov sem pridobila podatke o proizvedeni električni energiji, ogrevni toploti in tehnološki pari ter podatke o skupni porabi goriva.

Podatke o obratovanju plinske turbine sem pridobila iz internega letnega energetskega poročila za leto 2011 (Javno podjetje Energetika Ljubljana d.o.o., 2012b). Zaradi omejene dovoljene uporabe podatkov sem delitev stroškov pripravila na primeru podatkov iz leta 2011. Tudi z vidika obratovanja plinske turbine je bilo leto 2011 primerno leto, saj je to leto plinska turbina obratovala velik del leta. Zabeleženo je bilo majhno število zaustavitev. V Tabeli 3 je prikazana letna proizvodnja električne energije in toplote s plinsko turbino na zemeljski plin. Direktiva 2012/27/EU obravnava uporabo tehnološke pare za potrebe industrijskih odjemalcev in vročo vodo za potrebe daljinskega ogrevanja enakovredno, kot koristno toploto, pridobljeno iz procesa sočasne proizvodnje toplote in električne energije, zato sem prikazala zgolj delitev na električno energijo in toploto. V Tabeli 4 je prikazana letna poraba zemeljskega plina v plinski turbini za proizvodnjo omenjenih produktov.

*Tabela 3: Proizvodnja električne energije in toplote v plinski turbini za leto 2011 (v MWh)*

<b>Leto 2011</b>	<b>Količina [MWh]</b>
Električna energija	45.385
Toplota	77.066

*Vir podatkov: Javno podjetje Energetika Ljubljana d.o.o., Energetsko poročilo o obratovanju plinskega postroja 2011, 2012.*

*Tabela 4: Poraba zemeljskega plina za proizvodnjo električne energije in toplote v plinski turbini za leto 2011 (v MWh)*

<i>Leto 2011</i>	<i>Količina [MWh]</i>
<i>Zemeljski plin</i>	<i>145.756</i>

*Vir podatkov: Javno podjetje Energetika Ljubljana d.o.o., Energetsko poročilo o obratovanju plinskega postroja 2011, 2012.*

Za določitev referenčnih vrednosti izkoristkov sem uporabila tabele, ki so navedene v Izvedbenem sklepu komisije 2011/877/EU (Evropska komisija, 2011). Plinska turbina v Toplarni Šiška je bila zgrajena leta 1988 (Hvastja, 2011). Za primer delitve stroškov sem uporabila leto 2011, zato je treba upoštevati vrednosti referenčnih izkoristkov za leto 2001, saj je plinska turbina stara več kot 10 let. Harmonizirana vrednost referenčnega izkoristka za ločeno proizvodnjo električne energije za vrsto goriva zemeljski plin znaša za leto 2001 51,7 odstotka. Harmonizirana vrednost referenčnega izkoristka za ločeno proizvodnjo toplote za vrsto goriva zemeljski plin znaša za leto 2001 90 odstotkov.

Referenčnim vrednostim izkoristkov za proizvodnjo električne energije iz tabele je treba dodati korekcijske faktorje, ki se nanašajo na povprečne podnebne razmere in izgube omrežja, do katerih ni prišlo, saj so vrednosti iz tabele določene na podlagi neto kaloričnih vrednosti in pogojev standarda ISO (temperatura okolja 15 °C, 1,013 bara in 60-odstotna relativna vlažnost).

Če je povprečna temperatura države članice nad 15 °C, je treba vrednosti iz tabele za vsako stopinjo odšteti 0,1 odstotne točke, in obratno, za vsako stopinjo pod 15 °C je treba prišteti 0,1 odstotne točke. Za potrebe izračuna sem uporabila vrednost povprečne temperature v Ljubljani za leto 2011 (Agencija RS za okolje, 2016). Povprečna letna vrednost temperature zraka v Ljubljani za leto 2011 je znašala 11,8 °C, kar sem zaokrožila na 12 °C. Korekcijski faktor zaradi podnebnih razmer tako znaša +0,3 odstotne točke.

Korekcijski faktor za izgube omrežja, do katerih ni prišlo, se določa na podlagi razmerja za elektriko, ki se je porabila na mestu, in za elektriko, ki je bila izvožena v omrežje. Za plinsko turbino je v povprečju za leto 2011 veljalo, da je bilo 91 odstotkov elektrike izvožene v omrežje, preostalih 9 odstotkov elektrike pa se je porabilo na mestu, torej za lastno rabo in porabo električne energije. Plinska turbina proizvede električno energijo, ki se uvršča v razred 0,4 do 50 kV, zato upoštevam korekcijski faktorja 0,945 za elektriko, izvoženo v omrežje, in 0,925 za elektriko, porabljeno na mestu.

Ob upoštevanju tabelarnih vrednosti in vseh korekcijskih faktorjev za leto 2011 tako znašata referenčna izkoristka z uporabo enačb (23) in (24) za ločeno proizvodnjo električne

energije in toplote v primerjavi s sočasno proizvodnjo v plinski turbini, za območje Ljubljane s povprečno letno temperaturo 12 °C, upoštevajoč tudi izgube omrežja, do katerih ni prišlo:

$$Ref \eta_{EE\_PT} = (51,7 \% + 0,3 \%) \cdot (0,925 \cdot 0,09 + 0,945 \cdot 0,92) = 0,4954, \quad (23)$$

$$Ref \eta_{TO\_PT} = 0,90, \quad (24)$$

kjer je  $Ref \eta_{EE\_PT}$  referenčni izkoristek za ločeno proizvodnjo električne energije in  $Ref \eta_{TO\_PT}$  referenčni izkoristek za ločeno proizvodnjo toplote v primerjavi s plinsko turbino.

Na podlagi količin proizvedenih produktov in količin skupne porabe goriva ter določenih referenčnih izkoristkov za ločeno proizvodnjo lahko z uporabo enačb (7) in (8) izračunamo deleže porabljene energije goriva po produktih v enačbah (25) in (26):

$$y_{TO} = \frac{1}{1 + \frac{EE \eta_{BAT TO}}{TO \eta_{BAT EE}}} = \frac{1}{1 + \frac{45.385}{77.066} \frac{0,90}{0,4954}} = 0,48 \quad (25)$$

$$y_{EE} = \frac{1}{1 + \frac{TO \eta_{BAT EE}}{EE \eta_{BAT TO}}} = \frac{1}{1 + \frac{77.066}{45.385} \frac{0,4954}{0,90}} = 0,52 \quad (26)$$

Izračunani deleži porabljene energije goriva po produktih so osnova za izračun normativne porabe zemeljskega plina pri sočasni proizvodnji električne energije in toplote v plinski turbini z uporabo enačb (27) in (28):

$$Normativ \text{ za } TO \text{ iz } ZP \text{ v } PT = \frac{ZP}{TO} y_{TO} = \frac{145.756}{77.066} 0,48 = 0,914 \frac{MWh_{ZP}}{MWh_{TO}}, \quad (27)$$

$$Normativ \text{ za } EE \text{ iz } ZP \text{ v } PT = \frac{ZP}{EE} y_{EE} = \frac{145.756}{45.385} 0,52 = 1,660 \frac{MWh_{ZP}}{MWh_{EE}}, \quad (28)$$

kjer je *Normativ za TO iz ZP v PT* normativna poraba zemeljskega plina za proizvodnjo toplote in *Normativ za EE iz ZP v PT* normativna poraba zemeljskega plina za proizvodnjo električne energije v plinski turbini. Normativ za proizvodnjo toplote se upošteva tako za proizvodnjo vroče vode kot tudi tehnološke pare.

#### 4.4.1.2 Določitev normativov pri sočasni proizvodnji toplote in električne energije v glavnem viru TE-TOL

Osnova za določitev normativa za proizvodnjo električne energije in ogrevne toplote v TE-TOL je metoda nadomestnih objektov, izpeljana iz izračuna primarnega prihranka energije iz Direktive 2012/27/EU. Podatke za izračun normativov sem pridobila iz letnega poročila



TE-TOL 2011 (Termoelektrarna Toplarna Ljubljana, d.o.o., 2012). V letnem poročilu TE-TOL 2011 je navedeno, da znaša skupna proizvodnja vroče vode in električne energije iz lesnih sekancev 10 odstotkov celotne električne energije in 11 odstotkov toplote. Od skupnih proizvedenih količin sem tako odštela delež proizvedenih količin iz lesne biomase in dobila količine, ki so bile v letu 2011 proizvedene iz premoga. V Tabeli 5 so prikazane izračunane proizvedene količine električne energije in toplote. Tehnološko paro in vročo vodo sem obravnavala skupaj, in sicer kot koristno toploto, pridobljeno iz soproizvodnje. Podatek o skupni porabi premoga za proizvodnjo električne energije in toplote je prikazan v Tabeli 6 (Termoelektrarna Toplarna Ljubljana, d.o.o., 2012).

*Tabela 5: Proizvedene količine električne energije in ogrevne toplote v Termoelektrarni Toplarni Ljubljana za leto 2011 (v MWh)*

<b>Proizvodnja v TE-TOL</b>	<b>Količina [MWh]</b>
Električna energija	410.837
Ogrevna toplota	1.153.958

*Vir podatkov: Termoelektrarna Toplarna Ljubljana, d.o.o., Letno poročilo 2011, 2012.*

*Tabela 6: Poraba premoga za proizvodnjo električne energije in toplote v Termoelektrarni Toplarni Ljubljana za leto 2011 (v t)*

<b>Poraba goriva v TE-TOL</b>	<b>Količina [t]</b>
Premog	395.854

*Vir podatkov: Termoelektrarna Toplarna Ljubljana, d.o.o., Letno poročilo 2011, 2012.*

Sočasna proizvodnja toplote in električne energije v TE-TOL poteka v treh blokih. Bloka 1 in 2 sta bila zgrajena leta 1966, blok 3 pa leta 1984. Blok 3 je bil leta 2009 prenovljen, dodana mu je bila možnost uporabe lesne biomase za primarni vir energije (Hvastja, 2011). Za potrebe izračuna sem upoštevala, da sta bili nadomestna električna energija in ogrevna toplota v primeru zaustavitve plinske turbine v TOŠ proizvedeni v bloku 1, ki uporablja primarni vir energije rjavi premog. Tehnologija SPTE v bloku 1 je bila leta 2011 tako starejša od 10 let, zato sem uporabila vrednosti referenčnih izkoristkov iz tabele za leto 2001.

Harmonizirana vrednost referenčnega izkoristka za ločeno proizvodnjo električne energije za vrsto goriva rjavi premog znaša za leto 2001 40,3 odstotka. Harmonizirana vrednost referenčnega izkoristka za ločeno proizvodnjo toplote za vrsto goriva rjavi premog znaša za leto 2001 86 odstotkov. Vrednosti referenčnih izkoristkov sem odčitala iz tabel, ki so navedene v Izvedbenem sklepu komisije 2011/877/EU (Evropska komisija, 2011).

Korekcijski faktor zaradi podnebnih razmer znaša +0,3 odstotne točke, tako kot v primeru plinske turbine, saj gre za isto podnebno območje. Za potrebe določitve korekcijskega faktorja za izgube omrežja, do katerih ni prišlo, sem uporabila razmerje med celotno proizvedeno električno energijo na pragu in lastno rabo električne energije iz letnega poročila 2011. Dejanska proizvodnja električne energije na pragu TE-TOL je leta 2011 znašala 387.787 MWh. Lastna raba električne energije za leto 2011 je znašala 68.698 MWh (Termoelektrarna Toplarna Ljubljana, d.o.o., 2012). Izračun sem zaradi pomanjkanja podatkov poenostavila in sem razmerje med proizvedeno električno energijo na pragu in lastno rabo električne energije, ki velja za celotni TE-TOL, prenesla tudi na blok 1. V letu 2011 je bilo 85 odstotkov elektrike izvožene v omrežje, preostalih 15 odstotkov elektrike pa se je porabilo za lastno rabo. Za določitev korekcijskih faktorjev za izgube omrežja, do katerih ni prišlo, sem uporabila korekcijska faktorja 0,985 za elektriko, izvoženo v omrežje, in 0,965 za elektriko, porabljeno na mestu.

Vrednosti referenčnih izkoristkov bloka 1 v TE-TOL za proizvodnjo ogrevne toplote in električne energije za leto 2011 znašata z uporabo enačb (29) in (30):

$$Ref \eta_{EE\_TOL} = (0,403 + 0,003) \cdot (0,985 \cdot 0,85 + 0,965 \cdot 0,15) = 0,399, \quad (29)$$

$$Ref \eta_{TO\_TOL} = 0,86, \quad (30)$$

kjer je  $Ref \eta_{EE\_TOL}$  referenčni izkoristek za ločeno proizvodnjo električne energije in  $Ref \eta_{TO\_TOL}$  referenčni izkoristek za ločeno proizvodnjo toplote v primerjavi s sočasno proizvodnjo v TE-TOL.

V prispevku za konferenco SDDE je bil prikazan podoben izračun za TE-TOL (Kuštrin, Oman, & Bole, 2007). Leta 2005 so v prispevku določili referenčne vrednosti izkoristkov v velikosti 37,2 odstotka za električno energijo in 86 odstotkov za toploto. Za potrebe izračuna so uporabili harmonizirane vrednosti izkoristkov za leto 1995.

Z uporabo enačb (7) in (8) izračunamo deleže porabljene energije goriva po produktih v primeru sočasne proizvodnje v TE-TOL, kot je prikazano v enačbah (31) in (32):

$$y_{TO} = \frac{1}{1 + \frac{EE \eta_{BAT TO}}{TO \eta_{BAT EE}}} = \frac{1}{1 + \frac{410.837}{1.153.958} \frac{0,86}{0,399}} = 0,57 \quad (31)$$

$$y_{EE} = \frac{1}{1 + \frac{TO \eta_{BAT EE}}{EE \eta_{BAT TO}}} = \frac{1}{1 + \frac{1.153.958}{410.837} \frac{0,399}{0,86}} = 0,43 \quad (32)$$

Iz izračunanih deležev porabljene energije goriva po produktih določimo normativno porabo rjavega premoga pri sočasni proizvodnji toplote in električne energije v bloku 1 glavnega vira TE-TOL z uporabo enačb (33) in (34):

$$\text{Normativ za TO iz P v TOL} = \frac{P}{TO} y_{TO} = \frac{395.854}{1.153.958} 0,57 = 1,1255 \frac{\text{ton}_P}{\text{MWh}_{TO}}, \quad (33)$$

$$\text{Normativ za EE iz P v TOL} = \frac{P}{EE} y_{EE} = \frac{395854}{410837} 0,43 = 2,4276 \frac{\text{ton}_P}{\text{MWh}_{EE}}, \quad (34)$$

kjer je *Normativ za TO iz P v TOL* normativna poraba premoga za proizvodnjo toplote in *Normativ za EE iz P v TOL* normativna poraba premoga za proizvodnjo električne energije v plinski turbini. Normativ za proizvodnjo toplote se upošteva tako za proizvodnjo vroče vode kot tudi tehnološke pare.

#### 4.4.1.3 Določitev normativa za proizvodnjo tehnološke pare v vršnih parnih kotlih v vršnem viru TOŠ

Za določitev normativa za nadomestno proizvodnjo tehnološke pare v primeru zaustavitve plinske turbine v vršnih parnih kotlih v TOŠ sem v enačbi (35) uporabila vrednost referenčnega izkoristka za ločeno proizvodnjo toplote za vrsto goriva zemeljski plin. Predpostavila sem, da je bila nadomestna tehnološka para proizvedena v vršnem parnem kotlu, ki je bil leta 2011 starejši od 10 let, zato sem uporabila vrednost referenčnega izkoristka za leto 2001, ki je znašala 90 odstotkov. Tudi za določitev vrednosti referenčnega izkoristka v enačbi (36) sem uporabila tabele, ki so navedene v Izvedbenem sklepu komisije 2011/877/EU (Evropska komisija, 2011).

$$\text{Ref } \eta_{TO} = 0,90, \quad (35)$$

kjer je *Ref*  $\eta_{TO}$  referenčni izkoristek ločene proizvodnje toplote v kotlih. Na podlagi določenega referenčnega izkoristka sem določila normativno porabo zemeljskega plina pri proizvodnji tehnološke pare v parnih kotlih:

$$\text{Normativ za TO iz ZP v VPK} = 1,100 \frac{\text{MWh}_{ZP}}{\text{MWh}_{TO}}, \quad (36)$$

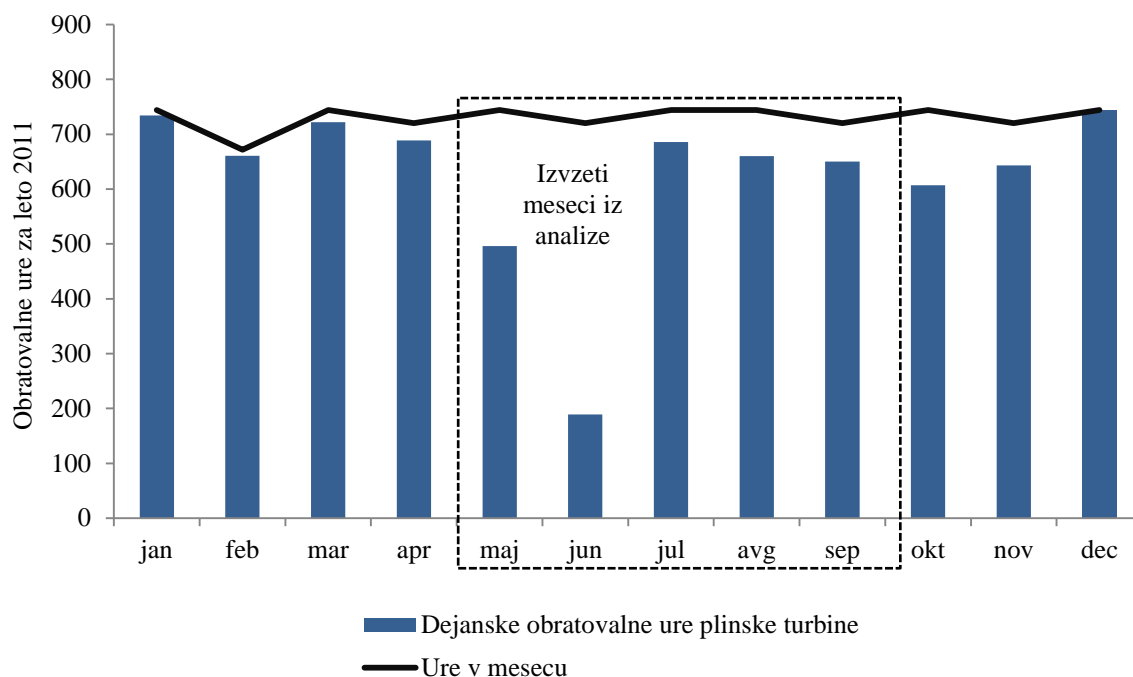
kjer je *Normativ za TO iz ZP v VPK* normativna poraba zemeljskega plina v vršnih parnih kotlih.

#### 4.4.2 Proizvodnja električne energije, vroče vode in tehnološke pare v plinski turbini v letu 2011

V letu 2011 je plinski postroj v vršnem viru TOŠ obratoval skozi celo leto. V mesecu decembru je dosegel vse predvidene obratovalne ure, medtem ko so bile v ostalih mesecih

prisotne zaustavitve. Prehodne in poletne mesece sem izvzela iz analize zaradi številnih posebnosti v obratovanju, ki se običajno zvrstijo tekom poletnih mesecev. V sistemu daljinskega ogrevanja Ljubljana potekajo namreč poleti številna testiranja, prenove in remont. Najbolj karakteristični meseci za izvedbo analize obratovanja so meseci znotraj ogrevalne sezone, torej meseci od oktobra do aprila. V obravnavanih mesecih je plinski postroj obratoval več kot 80 odstotkov predvidenih obratovalnih ur, kot je prikazano na Sliki 12. Podatke o obratovanju plinskega postroja v TOŠ za leto 2011 sem pridobila iz internih energetskih poročil JPE (Javno podjetje Energetika Ljubljana d.o.o., 2012a).

Slika 12: Obratovalne ure plinske turbine v Toplarni Šiška za leto 2011



Vir podatkov: Javno podjetje Energetika Ljubljana d.o.o., Energetsko poročilo o obratovanju plinskega postroja 2011, 2012.

Za potrebe analize sem iz internih energetskih poročil JPE pridobila podatke o proizvodnji električne energije, tehnološke pare in vroče vode s plinsko turbino v vršnem viru TOŠ. Pri analizi sem upoštevala zgolj količine, ki so bile proizvedene s plinsko turbino znotraj plinskega postroja. Pridobljene količine z dogrevanjem in izkoriščanjem odpadne pare iz vršnih parnih kotlov sem izvzela, saj se lahko te količine proizvedejo ne glede na to, ali plinska turbina obratuje ali ne. Vse obravnavane mesece je plinska turbina obratovala na primarni vir energije zemeljski plin.

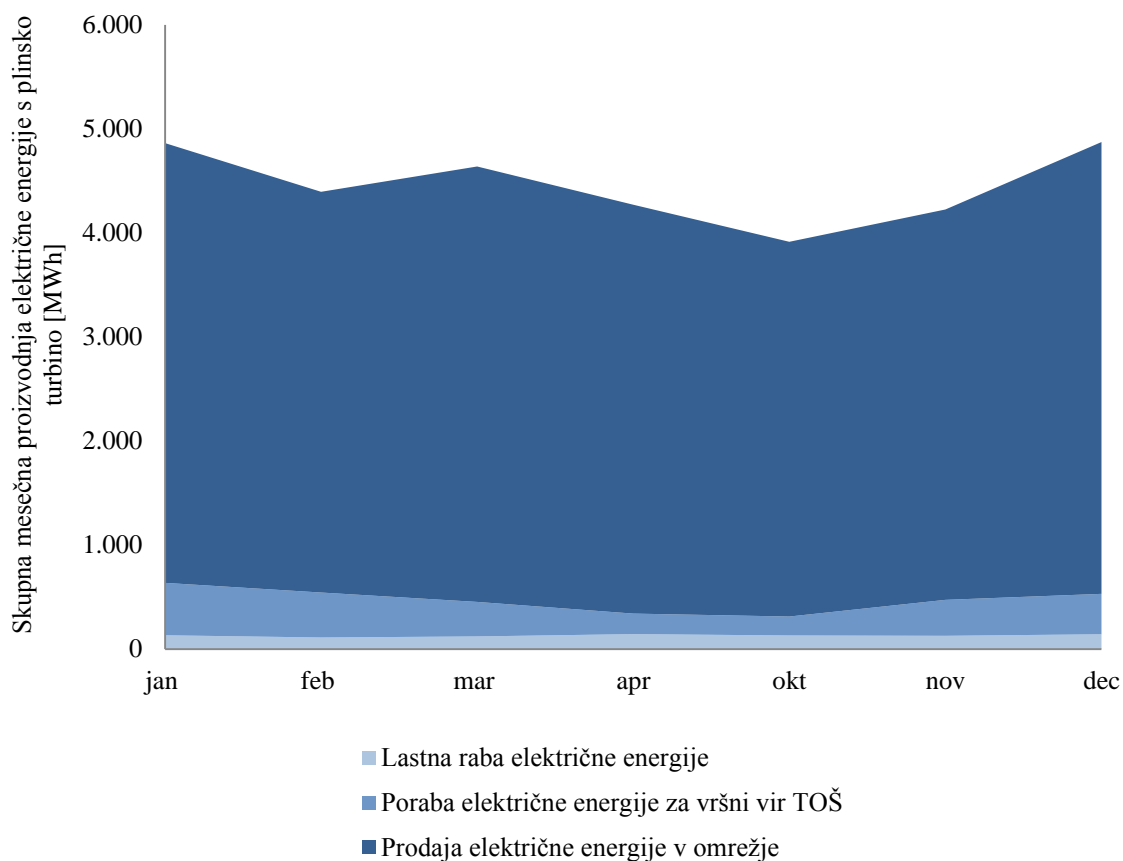
Skupna proizvedena električna energija se deli na lastno rabo električne energije, lastno porabo električne energije za vršni vir TOŠ in prodajo električne energije v elektroenergetsko omrežje. Na Sliki 13 so prikazane mesečne vrednosti za posamezne rabe

električne energije. V Tabeli 7 so v MWh navedene povprečne mesečne vrednosti, ki sem jih v nadaljevanju uporabila v stroškovnem modelu vključevanja plinske turbine v obratovanje.

Toplota dimnih plinov po ekspanziji v turbini se uporabi za proizvodnjo tehnološke pare v parnem kotlu za potrebe bližnjih industrijskih odjemalcev. Na Sliki 14 je prikazana mesečna proizvodnja tehnološke pare s plinsko turbino, v Tabeli 8 pa je zabeležena povprečna mesečna vrednost, ki sem jo v nadaljevanju uporabila v stroškovnem modelu vključevanja plinske turbine v obratovanje.

Na Sliki 15 je prikazana skupna mesečna proizvodnja ogrevne toplote v plinski turbini, v Tabeli 9 pa so prikazane povprečne mesečne vrednosti, ki sem jih v nadaljevanju uporabila v stroškovnem modelu vključevanja plinske turbine v obratovanje.

*Slika 13: Mesečna proizvodnja električne energije s plinsko turbino za leto 2011*



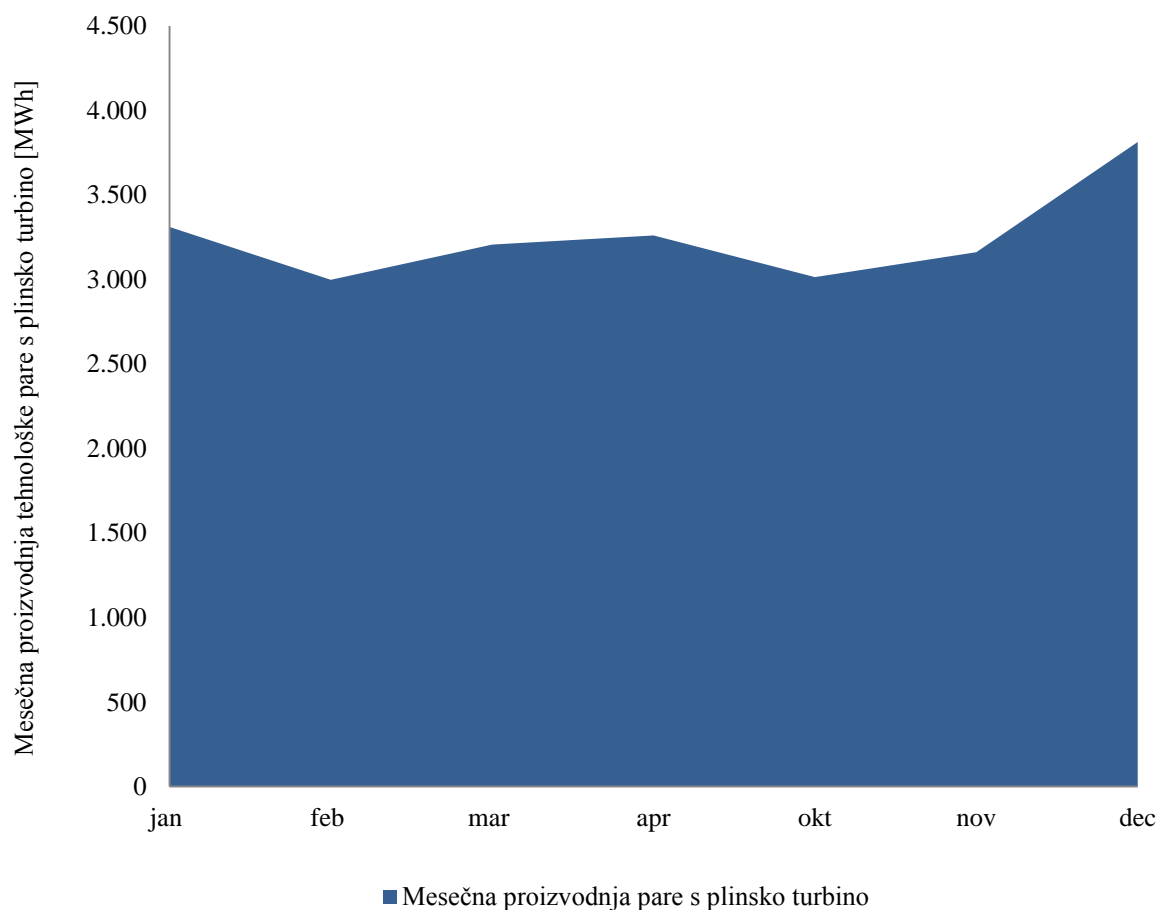
*Vir podatkov: Javno podjetje Energetika Ljubljana d.o.o., Energetsko poročilo o obratovanju plinskega postroja 2011, 2012.*

Tabela 7: Povprečne mesečne proizvedene količine električne energije s plinsko turbino za leto 2011 (v MWh)

<i>Leto 2011</i>	<i>Količina [MWh]</i>
<i>Lastna raba električne energije</i>	<i>131</i>
<i>Lastna poraba električne energije za vršni vir TOŠ</i>	<i>340</i>
<i>Prodaja električne energije v elektroenergetsko omrežje</i>	<i>3.985</i>
<i>Skupaj</i>	<i>4.456</i>

Vir podatkov: Javno podjetje Energetika Ljubljana d.o.o., Energetsko poročilo o obratovanju plinskega postroja 2011, 2012.

Slika 14: Mesečna proizvodnja tehnološke pare s plinsko turbino za leto 2011



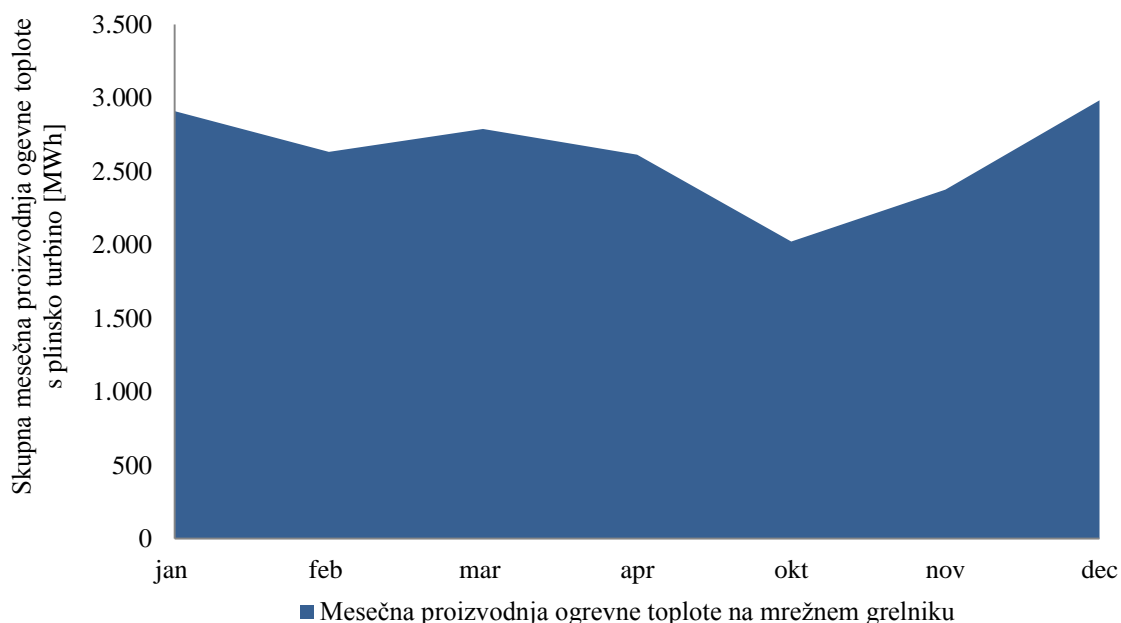
Vir podatkov: Javno podjetje Energetika Ljubljana d.o.o., Energetsko poročilo o obratovanju plinskega postroja 2011, 2012.

Tabela 8: Povprečne mesečne proizvedene količine tehnološke pare s plinsko turbino za leto 2011 (v MWh)

Leto 2011	Količina [MWh]
Tehnološka para	3.252

Vir podatkov: Javno podjetje Energetika Ljubljana d.o.o., Energetsko poročilo o obratovanju plinskega postroja 2011, 2012.

Slika 15: Mesečna proizvodnja ogrevne toplote s plinsko turbino za leto 2011



Vir podatkov: Javno podjetje Energetika Ljubljana d.o.o., Energetsko poročilo o obratovanju plinskega postroja 2011, 2012.

Tabela 9: Povprečne mesečne proizvedene količine ogrevne toplote s plinsko turbino za leto 2011 (v MWh)

Leto 2011	Količina [MWh]
Ogrevna toplota	2.617

Vir podatkov: Javno podjetje Energetika Ljubljana d.o.o., Energetsko poročilo o obratovanju plinskega postroja 2011, 2012.

#### 4.4.3 Referenčne cene energentov

Zaradi omejenih razpoložljivih podatkov sem določila cene goriva za stroškovni model na podlagi podatkov o referenčnih cenah energentov, ki jih Agencija na letnem nivoju

objavlja v okviru napovedi položaja proizvodnih naprav OVE in SPTE. V poročilu Agencija določi referenčne cene za električno energijo, zemeljski plin, lesno biomaso, substrat koruzne silaže in premog. Referenčne cene energentov se uporabljajo za določanje položaja proizvodnih naprav, ki proizvajajo električno energijo iz obnovljivih virov in v SPTE z visokim izkoristkom. V Tabeli 10 so prikazane referenčne cene zemeljskega plina in premoga za 8 let, od leta 2010 do leta 2017.

Predpostavila sem, da je kljub razliki med referenčnimi cenami energentov s strani Agencije in dejanskimi cenami goriva v JPE razlika med ceno zemeljskega plina in premoga primerljiva, kar je bistveno za stroškovni model vključevanja plinske turbine v obratovanje. Za prikaz primerjave variabilnih stroškov vključevanja plinske turbine v obratovanje sem uporabila referenčne cene iz leta 2011.

*Tabela 10: Referenčne cene zemeljskega plina in premoga za obdobje 2010–2017 (v EUR/MWh)*

<i>Leto</i>	<i>Referenčna cena zemeljskega plina [EUR/Sm<sup>3</sup>]</i>	<i>Referenčna cena zemeljskega plina [EUR/MWh]</i>	<i>Referenčna cena premoga [EUR/GJ]</i>	<i>Referenčna cena premoga [EUR/MWh]</i>
2010	0,2271	21,09	2,87	10,32
<b>2011</b>	<b>0,2868</b>	<b>26,63</b>	<b>2,83</b>	<b>10,18</b>
2012	0,3768	34,99	2,65	9,53
2013	0,4087	37,95	2,61	9,39
2014	0,3042	28,25	2,54	9,14
2015	0,2770	25,72	/	/
2016	0,2131	19,79	/	/
2017	0,2186	20,30	/	/

*Vir podatkov: Javna agencija RS za energijo, Napoved položaja proizvodnih naprav na obnovljive vire energije in s soproizvodnjo z visokim izkoristkom na trgu z električno energijo za leto 2010, 2009; Javna agencija RS za energijo, Napoved položaja proizvodnih naprav na obnovljive vire energije in s soproizvodnjo z visokim izkoristkom na trgu z električno energijo za leto 2011, 2010; Javna agencija RS za energijo, Napoved položaja proizvodnih naprav na obnovljive vire energije in s soproizvodnjo z visokim izkoristkom na trgu z električno energijo za leto 2012, 2011; Javna agencija RS za energijo, Napoved položaja proizvodnih naprav na obnovljive vire energije in s soproizvodnjo z visokim izkoristkom na trgu z električno energijo za leto 2013, 2012; Javna agencija RS za energijo, Napoved položaja proizvodnih naprav na obnovljive vire energije in s soproizvodnjo z visokim izkoristkom na trgu z električno energijo za leto 2014, 2013; Javna agencija RS za energijo, Napoved položaja proizvodnih naprav na obnovljive vire energije in s soproizvodnjo z visokim izkoristkom na trgu z električno energijo za leto 2015, 2014; Agencija za energijo, Napoved položaja proizvodnih naprav OVE in SPTE za leto 2016, 2015; Agencija za energijo, Napoved položaja proizvodnih naprav OVE in SPTE za leto 2017, 2017.*



Za pretvorbo enote pri premogu iz EUR/GJ v EUR/MWh sem uporabila faktor 0,278. Pri pretvorbi enot zemeljskega plina iz EUR/Sm<sup>3</sup> v EUR/MWh sem upoštevala enotno zgornjo kurilnost zemeljskega plina 10,769 kWh/Sm<sup>3</sup>, ki je določena v Aktu o metodologiji za obračunavanje omrežnine za distribucijski sistem zemeljskega plina, izdanem s strani Agencije za energijo (2015a).

#### **4.5 Stroškovni model vključevanja plinske turbine v obratovanje**

Stroškovni model optimalnega vključevanja plinske turbine v obratovanje zajema primerjavo variabilnih stroškov proizvodnje EE, OT in TP v primeru obratovanja plinske turbine z variabilnimi stroški nadomestne proizvodnje enakih količin produktov v primeru zaustavitve plinske turbine za en mesec povprečnega obratovanja v letu 2011. PT je z vidika variabilnih stroškov optimalno vključiti v obratovanje, ko so variabilni stroški v primeru obratovanja PT nižji od variabilnih stroškov v primeru nadomestne proizvodnje. Vhodni podatki za stroškovni model optimalnega vključevanja PT v obratovanje so normativi porabe zemeljskega plina za proizvodnjo EE, OT in TP v PT v primerjavi z normativom porabe zemeljskega plina za proizvodnjo TP v VPK ter normativom za proizvodnjo EE in OT v TE-TOL.

Poleg normativov so vhodni podatki za stroškovni model tudi referenčne cene energentov, in sicer zemeljskega plina in premoga. Produkt normativov in referenčnih cen energentov nam poda povprečne variabilne stroške proizvodnje posameznih produktov v primeru obratovanja ali zaustavitve plinske turbine. Zadnji vhodni podatek, na podlagi katerega lahko izračunamo skupne variabilne stroške proizvodnje posameznih produktov, je povprečna količina proizvedenih produktov OT, TP in EE. V Tabeli 11 so prikazani vhodni podatki, povprečni variabilni stroški in skupni variabilni stroški proizvodnje posameznih produktov v primeru obratovanja plinske turbine. V Tabeli 12 so prikazani vhodni podatki, povprečni variabilni stroški in skupni variabilni stroški nadomestne proizvodnje produktov v primeru zaustavitve turbine.

Na Sliki 16 je prikazana grafična primerjava variabilnih stroškov posameznih proizvedenih produktov v obeh primerih obratovanja. V primeru obratovanja PT je z vidika variabilnih stroškov ugodnejša proizvodnja TP, saj nadomestna proizvodnja poteka v vršnih parnih kotlih, ki so dražja proizvodna tehnologija. V primeru zaustavitve PT je nadomestna proizvodnja OT in EE cenejša, saj proizvajamo OT in EE v glavnem proizvodnem viru TE-TOL, v katerem se uporablja cenovno veliko bolj ugoden primarni vir energije, tj. premog. Iz primerjave skupnih variabilnih stroškov proizvodnje EE, OT in TP lahko razberemo, da je pri izbranih referenčnih cenah energentov stroškovno učinkovitejša nadomestna proizvodnja v primeru zaustavitve plinske turbine.

Slika 16: Primerjava variabilnih stroškov proizvodnje vseh treh produktov v obeh primerih obratovanja

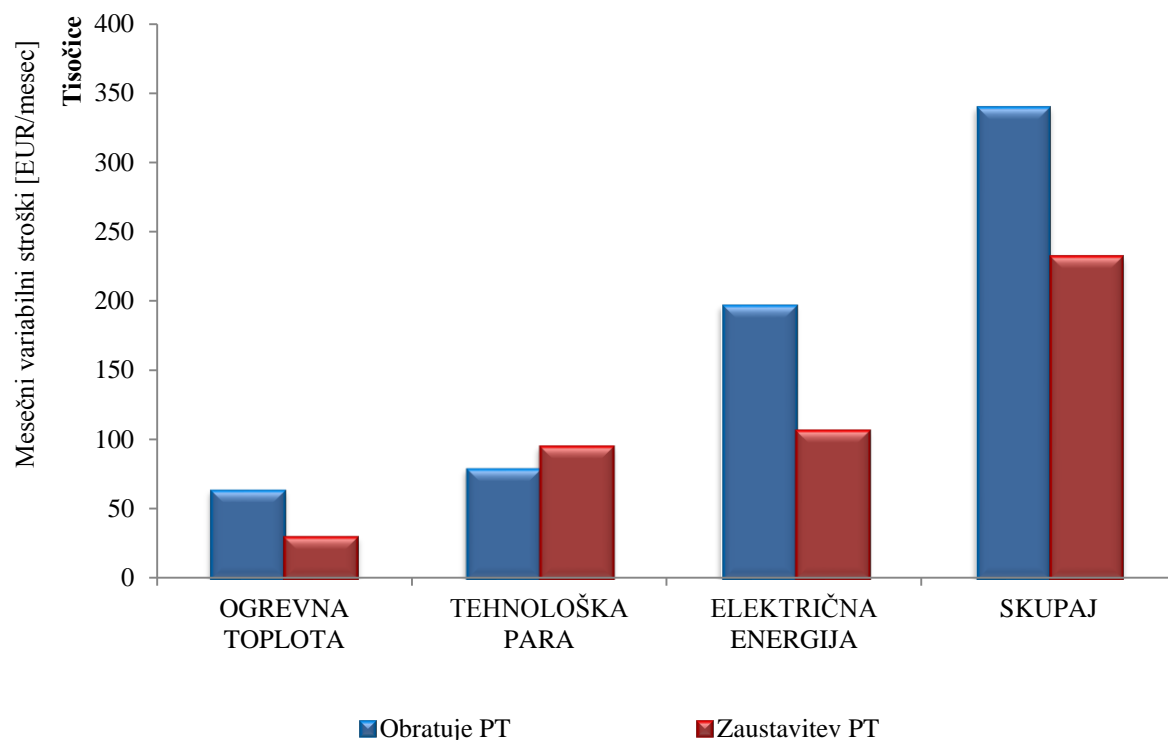


Tabela 11: Variabilni stroški proizvodnje ogrevne toplote, tehnološke pare in električne energije v primeru obratovanja plinske turbine v letu 2011 (v EUR/mesec)

Produkt	Podrobnejša delitev produkta	Gorivo	Normativ [MWh goriva / MWh produkta]	Referenčna cena energenta [EUR/MWh goriva]	Povprečni variabilni stroški [EUR/MWh produkta]	Količine [MWh produkta /mesec]	Variabilni stroški [EUR/mesec]
OT		ZP	0,914	26,63	24,34	2.617	63.697
TP		ZP	0,914	26,63	24,34	3.252	79.153
EE	Lastna raba	ZP	1,660	26,63	44,21	131	5.791
	Poraba TOŠ	ZP	1,660	26,63	44,21	340	15.030
	V omrežje	ZP	1,660	26,63	44,21	3.985	176.160
<b>Skupni variabilni stroški [EUR/mesec]</b>		339.831					

Vir podatkov: Javna agencija RS za energijo, Napoved položaja proizvodnih naprav na obnovljive vire energije in s sproizvodnjo z visokim izkoristkom na trgu z električno energijo za leto 2011, 2010; Javno podjetje Energetika Ljubljana d.o.o., Energetsko poročilo o obratovanju plinskega postroja 2011, 2012.

*Tabela 12: Mesečni variabilni stroški nadomestne proizvodnje ogrevne toplote, tehnološke pare in električne energije v primeru zaustavitve plinske turbine v letu 2011 (v EUR/mesec)*

<i>Produkt</i>	<i>Podrobnejša delitev produkta</i>	<i>Gorivo</i>	<i>Normativ [MWh goriva / MWh produkta]</i>	<i>Referenčna cena energenta [EUR/MWh goriva]</i>	<i>Povprečni variabilni stroški [EUR/MWh produkta]</i>	<i>Količine [MWh produkta /mesec]</i>	<i>Variabilni stroški [EUR/mesec]</i>
<i>OT</i>		<i>premog</i>	<i>1,126</i>	<i>10,18</i>	<i>11,46</i>	<i>2.617</i>	<i>29.985</i>
<i>TP</i>		<i>ZP</i>	<i>1,100</i>	<i>26,63</i>	<i>29,29</i>	<i>3.252</i>	<i>95.261</i>
	<i>Poraba TOŠ</i>	<i>premog</i>	<i>2,428</i>	<i>10,18</i>	<i>24,71</i>	<i>340</i>	<i>8.402</i>
	<i>V omrežje</i>	<i>premog</i>	<i>2,428</i>	<i>10,18</i>	<i>24,71</i>	<i>3.985</i>	<i>98.481</i>
<b>Skupni variabilni stroški [EUR/mesec]</b>		<b>232.129</b>					

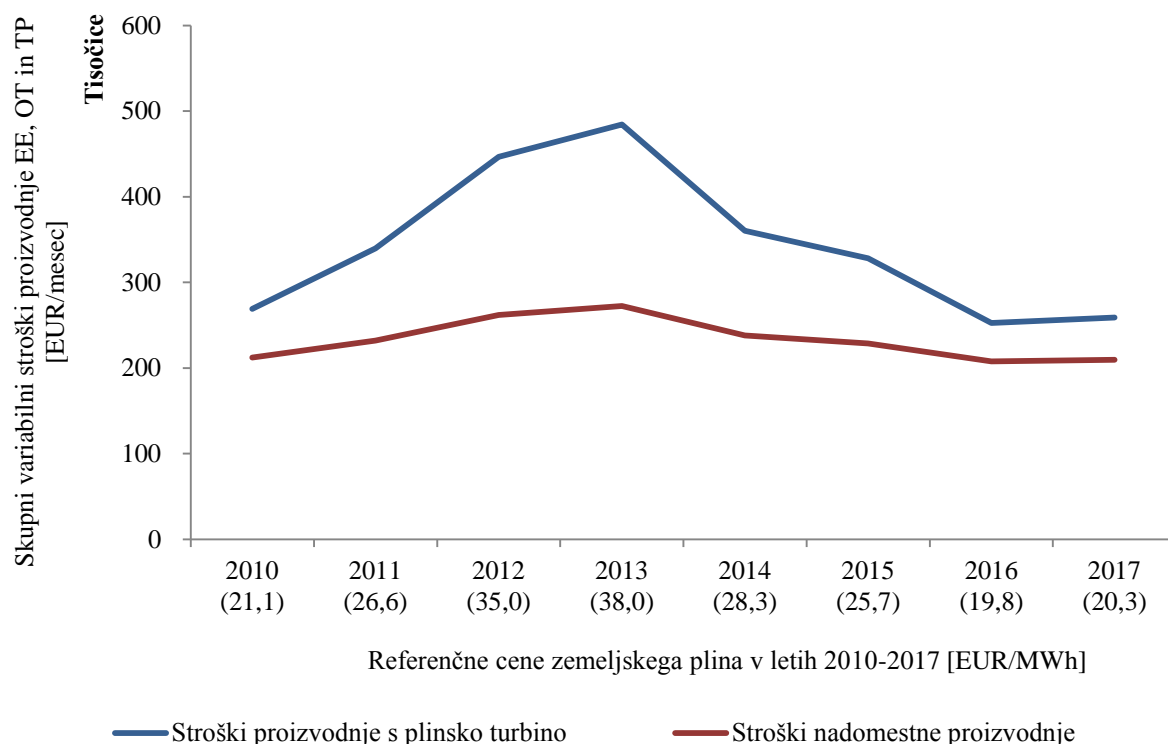
*Vir podatkov: Javna agencija RS za energijo, Napoved položaja proizvodnih naprav na obnovljive vire energije in s proizvodnjo z visokim izkoristkom na trgu z električno energijo za leto 2011, 2010; Javno podjetje Energetika Ljubljana d.o.o., Energetsko poročilo o obratovanju plinskega postroja 2011, 2012.*

#### **4.6 Rezultati in njihova interpretacija**

Upoštevajoč referenčne cene energentov iz leta 2011, znaša mesečna razlika skupnih variabilnih stroškov obeh primerov obratovanja cca 108.000 EUR v prid nadomestni proizvodnji v primeru zaustavitve plinske turbine. Na skupne variabilne stroške v največji meri vplivajo izbrani vhodni podatki. Izmed vseh vhodnih podatkov so zagotovo najbolj vpliven parameter referenčne cene energentov in z njimi povezano dogajanje na trgu primarnih virov energije. Pri nižjih cenah zemeljskega plina in višjih cenah premoga bi se rezultat stroškovnega modela lahko hitro prevesil na stran obratovanja plinske turbine.

Na Slikah 17 in 18 je prikazana odvisnost skupnih variabilnih stroškov v obeh primerih obratovanja od spreminjajočih se referenčnih cen energentov. Za projekcije stroškov sem uporabila vrednosti referenčnih cen energentov od leta 2010 do leta 2017, ki so prikazane v Tabeli 10. Na grafu spreminjajoče se referenčne cene zemeljskega plina lahko vidimo, da spreminjanje cen zemeljskega plina pomembno vpliva na rezultat stroškovnega modela. Če bi primerjali variabilne stroške proizvodnje OT, TP in EE v obeh primerih obratovanja z referenčnimi cenami zemeljskega plina iz leta 2013, bi bila razlika med posameznima primeroma obratovanja enkrat višja kot v letu 2011 v prid zaustavitvi turbine. Vidimo lahko tudi, da cene zemeljskega plina v zadnjih letih izrazito padajo in da se skupni variabilni stroški alternativnih načinov obratovanja približujejo.

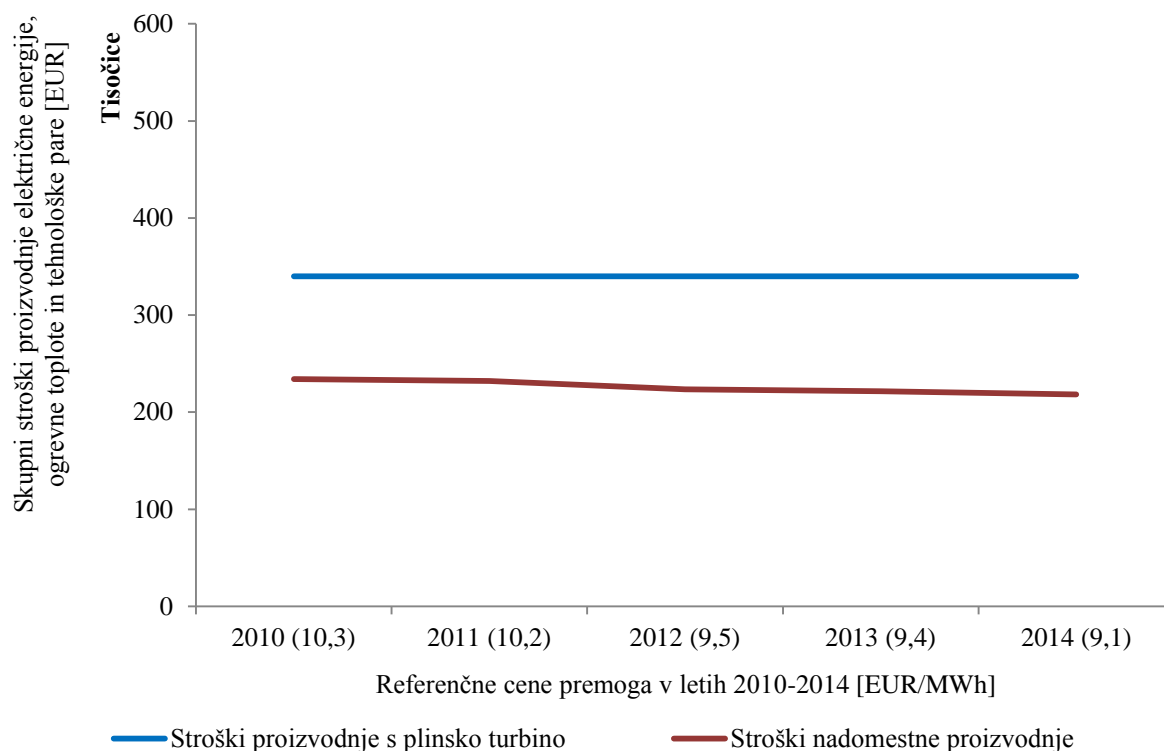
Slika 17: Primerjava skupnih variabilnih stroškov proizvodnje ogrevne toplote, tehnološke pare, električne energije v obeh primerih obratovanja v odvisnosti od spreminjajočih se referenčnih cen zemeljskega plina



Vir podatkov: Javna agencija RS za energijo, Napoved položaja proizvodnih naprav na obnovljive vire energije in s sproizvodnjo z visokim izkoristkom na trgu z električno energijo za leto 2010, 2009; Javna agencija RS za energijo, Napoved položaja proizvodnih naprav na obnovljive vire energije in s sproizvodnjo z visokim izkoristkom na trgu z električno energijo za leto 2011, 2010; Javna agencija RS za energijo, Napoved položaja proizvodnih naprav na obnovljive vire energije in s sproizvodnjo z visokim izkoristkom na trgu z električno energijo za leto 2012, 2011; Javna agencija RS za energijo, Napoved položaja proizvodnih naprav na obnovljive vire energije in s sproizvodnjo z visokim izkoristkom na trgu z električno energijo za leto 2013, 2012; Javna agencija RS za energijo, Napoved položaja proizvodnih naprav na obnovljive vire energije in s sproizvodnjo z visokim izkoristkom na trgu z električno energijo za leto 2014, 2013; Javna agencija RS za energijo, Napoved položaja proizvodnih naprav na obnovljive vire energije in s sproizvodnjo z visokim izkoristkom na trgu z električno energijo za leto 2015, 2014; Agencija za energijo, Napoved položaja proizvodnih naprav OVE in SPTE za leto 2016, 2015; Agencija za energijo, Napoved položaja proizvodnih naprav OVE in SPTE za leto 2017, 2017.

Na Slikah 19 in 20 sta prikazana grafa skupnih variabilnih stroškov za oba primera obratovanja, in sicer v odvisnosti od teoretičnih sprememb cen zemeljskega plina in premoga glede na referenčno ceno energenta iz leta 2011. Če bi se cena ZP zmanjšala na 60 odstotkov referenčne cene iz leta 2011 pri nespremenjeni ceni premoga iz leta 2011, bi bili skupni variabilni stroški obeh primerov obratovanja enaki. Analogno, če bi se cena premoga zvišala na cca 180 odstotkov referenčne cene iz leta 2011 pri nespremenjeni ceni ZP iz leta 2011, bi bili skupni variabilni stroški obeh primerov obratovanja enaki.

Slika 18: Primerjava skupnih variabilnih stroškov proizvodnje ogrevne toplote, tehnološke pare, električne energije v obeh primerih obratovanja v odvisnosti od spreminjajočih se referenčnih cen premoga

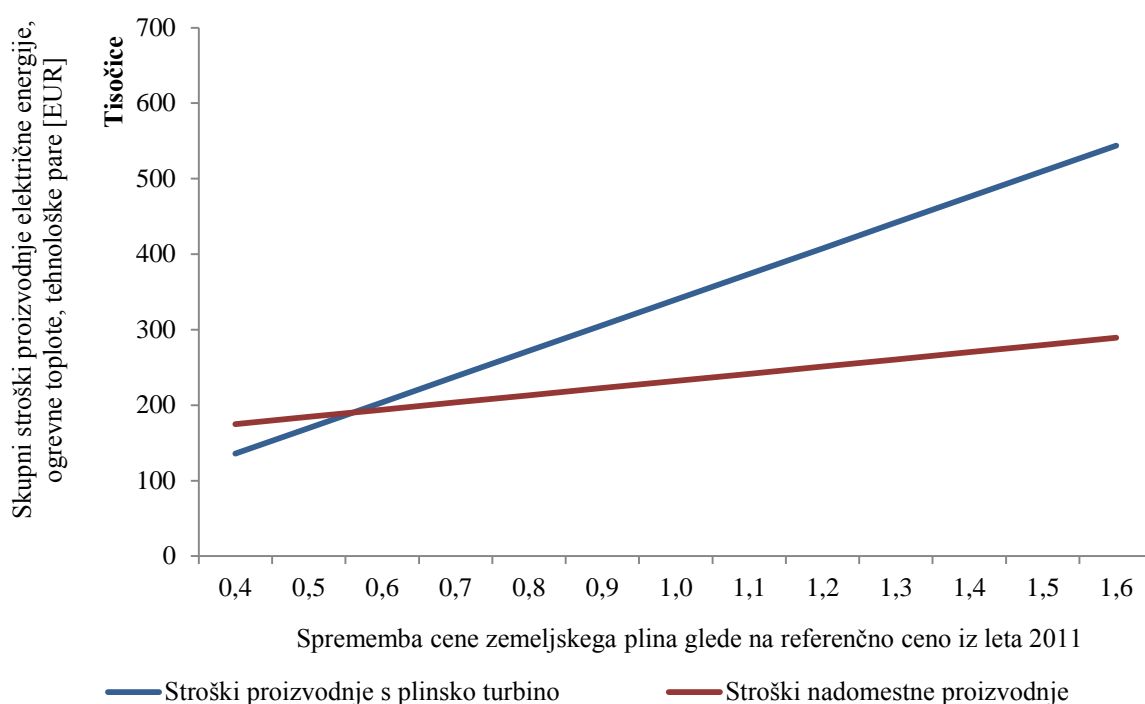


Vir podatkov: Javna agencija RS za energijo, Napoved položaja proizvodnih naprav na obnovljive vire energije in s sproizvodnjo z visokim izkoristkom na trgu z električno energijo za leto 2010, 2009; Javna agencija RS za energijo, Napoved položaja proizvodnih naprav na obnovljive vire energije in s sproizvodnjo z visokim izkoristkom na trgu z električno energijo za leto 2011, 2010; Javna agencija RS za energijo, Napoved položaja proizvodnih naprav na obnovljive vire energije in s sproizvodnjo z visokim izkoristkom na trgu z električno energijo za leto 2012, 2011; Javna agencija RS za energijo, Napoved položaja proizvodnih naprav na obnovljive vire energije in s sproizvodnjo z visokim izkoristkom na trgu z električno energijo za leto 2013, 2012; Javna agencija RS za energijo, Napoved položaja proizvodnih naprav na obnovljive vire energije in s sproizvodnjo z visokim izkoristkom na trgu z električno energijo za leto 2014, 2013; Javna agencija RS za energijo, Napoved položaja proizvodnih naprav na obnovljive vire energije in s sproizvodnjo z visokim izkoristkom na trgu z električno energijo za leto 2015, 2014; Agencija za energijo, Napoved položaja proizvodnih naprav OVE in SPTE za leto 2016, 2015; Agencija za energijo, Napoved položaja proizvodnih naprav OVE in SPTE za leto 2017, 2017.

Na podlagi podatkov iz letnega poročila Energetike Ljubljana (Javno podjetje Energetika Ljubljana d.o.o., 2017b) lahko predvidevamo, da se bo pri upoštevanju trenutnih gibanj cen energentov rezultat optimizacijskega problema približeval primeru obratovanja z vključeno plinsko turbino. V primeru cene premoga namreč beleži JPE nenehno rast. V letih 2014 in 2015 je cena premoga padala, kakor nakazuje tudi gibanje referenčnih cen energentov, v letu 2016 pa se je trend spremenil in je začela cena premoga naraščati. Po navedbah JPE je leto 2016 zaznamovala tudi izrazito nizka cena zemeljskega plina, ki je dosegla celo rekordno nizko vrednost na borzi od leta 2009.

Graf na Sliki 21 podaja skupno odvisnost razlike variabilnih stroškov obratovanja v primeru obratovanja in zaustavitve plinske turbine v odvisnosti od spreminjajoče se cene zemeljskega plina in premoga. Z temno barvo je označeno področje, kjer so variabilni stroški v primeru obratovanja plinske turbine manjši od variabilnih stroškov v primeru zaustavitve turbine. Za takšen rezultat bi se morala cena premoga izrazito dvigniti, hkrati pa bi se morala cena zemeljskega plina izrazito znižati. Svetlo območje prikazuje primere, ko so variabilni stroški obratovanja v primeru zaustavitve turbine nižji od variabilnih stroškov v primeru obratovanja plinske turbine.

*Slika 19: Skupni variabilni stroški obeh primerov obratovanja v odvisnosti od spreminjanja cene zemeljskega plina glede na referenčno ceno iz leta 2011*



*Vir podatkov: Javna agencija RS za energijo, Napoved položaja proizvodnih naprav na obnovljive vire energije in soproizvodnjo z visokim izkoristkom na trgu z električno energijo za leto 2011, 2010.*

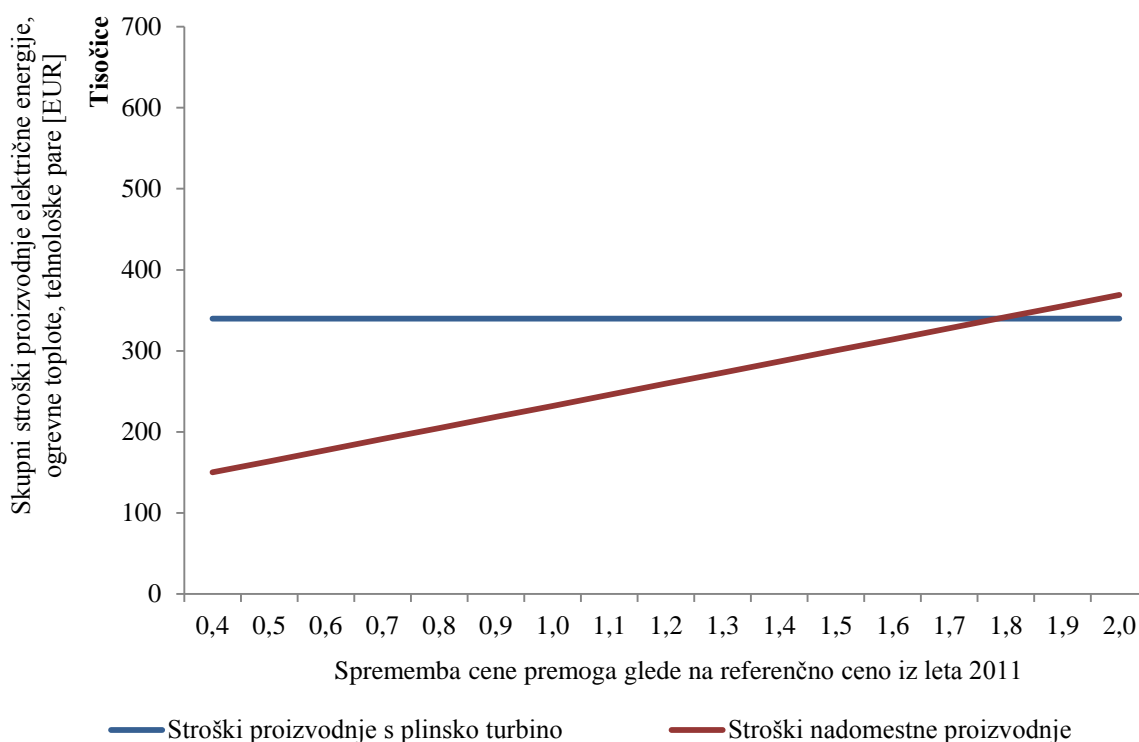
Na rezultat optimizacijskega problema pomembno vplivata tudi dva finančna inštrumenta, ki vplivata na dogajanje v energetskega sektorju, in sicer emisijski kuponi in podpore tehnologijam SPTE. Variabilnih stroškov emisijskih kuponov v modelu nisem upoštevala, saj dosegajo trenutno nizko ceno in na sam rezultat ne bi imeli vpliva. V primeru rasti cen emisijskih kuponov bi se razmere v prid zaustavitvi plinske turbine močno poslabšale, saj bi imela visoka cena emisijskih kuponov velik vpliv na strošek proizvodnje z uporabo premoga.

Pomemben vpliv na rezultat plinskega modela prinaša tudi ukinitvev podpore za proizvodnjo iz SPTE. Trajanje zagotovljenega odkupa in obratovne podpore, ki so

potrebne zaradi tržnih nepopolnosti, se za SPTE ukinejo po 10 letih (Agencija za energijo, 2015a). Tržne nepopolnosti nastanejo, ko cene fosilnih goriv in električne energije ne odražajo vseh stroškov zaradi obremenjevanja okolja. Podporne sheme napravam za sočasno proizvodnjo na fosilna goriva in obnovljive vire energije so v preteklosti pomembno vplivale na doseganje prihrankov pri rabi primarnih virov energije, saj so spodbudile uporabo tovrstnih tehnologij. V prihodnje si JPE prizadeva obnoviti plinsko turbino in se znova umestiti v podporno shemo, kar bo vplivalo na rezultat zgornjega modela.

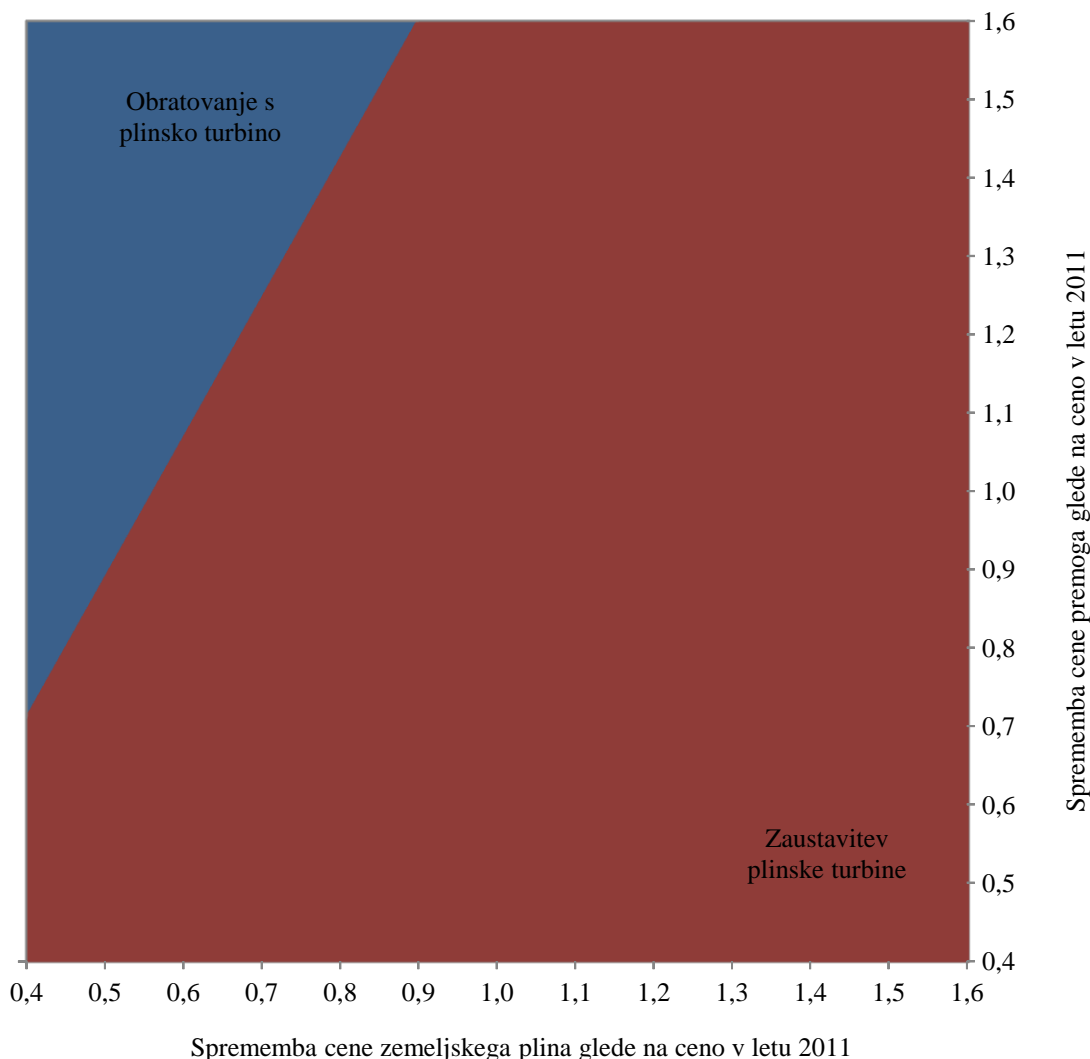
Na podlagi zadnjih sklepov je jasno, da so razmere na trgu energentov dinamične in da je tovrstna optimizacija variabilnih stroškov glede na spreminjajoče se cene energentov izredno pomembna. Ponudniku daljinskega ogrevanja omogoča takšna analiza detajlen vpogled v obratovalne stroške, na podlagi katerih lahko ponudnik daljinskega ogrevanja vrši sprotno stroškovno optimizacijo in pozitivno vpliva na znižanje skupnih stroškov obratovanja sistema daljinskega ogrevanja.

*Slika 20: Skupni variabilni stroški obeh primerov obratovanja v odvisnosti od spreminjanja cene premoga glede na referenčno ceno iz leta 2011*



*Vir podatkov: Javna agencija RS za energijo, Napoved položaja proizvodnih naprav na obnovljive vire energije in soproizvodnjo z visokim izkoristkom na trgu z električno energijo za leto 2011, 2010.*

Slika 21: Razlika variabilnih stroškov v primeru obratovanja in zaustavitve plinske turbine pri spreminjajoči se ceni goriva



Vir podatkov: Javna agencija RS za energijo, Napoved položaja proizvodnih naprav na obnovljive vire energije in s sproizvodnjo z visokim izkoristkom na trgu z električno energijo za leto 2011, 2010.

## SKLEP

Proizvodnja toplote za potrebe ogrevanja in pripravo sanitarne tople vode predstavlja v svetovnem merilu enega največjih porabnikov primarnih virov energije. Sistemi daljinskega ogrevanja in z njimi tesno povezana tehnologija SPTE predstavljajo pomembno orodje za doseganje prihrankov primarnih virov energije. Z nadomestitvijo individualnih kurišč, ki so v več kot polovici primerov dotrajana, neučinkovita, potratna, lahko pomembno prispevamo k uresničevanju cilja Evropske unije za doseganje učinkovite rabe energije in tesno povezanih prihrankov primarnih virov energije. Kljub temu da je tehnologija sočasne proizvodnje toplote in električne energije strateško zelo pomembna



tako za samo področje daljinskega ogrevanja kot tudi širše, za doseganje ciljev EU, so zakonodaja in z njo povezane smernice na tem področju zelo osiromašene.

Sočasna proizvodnja toplote in električne energije je proizvodni proces, kjer se pri enkratnem vložku primarnih virov energije istočasno proizvajata dva produkta, električna energija in toplota. Električna energija se porablja za potrebe proizvodnega procesa, preostanek proizvedene električne energije pa se distribuira v elektroenergetsko omrežje in služi za oskrbo odjemalcev z električno energijo. Sočasno proizvedena toplota se uporablja v sistemih daljinskega ogrevanja za oskrbo odjemalcev s toploto za ogrevanje in pripravo sanitarne tople vode. Pri sočasni proizvodnji dveh produktov v enem proizvodnem procesu naletimo na ekonomski problem delitve stroškov med oba sočasno proizvedena produkta. Pri procesu sočasno proizvedene električne energije in toplote enotne metode delitve stroškov še ni bilo sprejete. Kljub številnim raziskavam so avtorji enotnega mnenja, da tradicionalne termodinamične metode ne delujejo dobro pri spreminjajočih se razmerah na trgu električne energije in toplote, zato je treba oblikovati delitev stroškov po tržnih metodah, ki upoštevajo spreminjajoče se razmere na trgu in so se sposobne prilagajati spremembam na trgu tudi v prihodnje. Vendar pa kljub številnim obstoječim metodam primerne metode, ki bi »pravično« delila stroške med oba produkta, ni. Upoštevajoč prepoved navzkrižnega subvencioniranja, ki bi enemu od produktov ustvarjala boljše razmere na trgu na račun dominantne vloge drugega produkta na trgu, ni mogoče oblikovati metode, ki ne bi enemu od produktov pripisala večje prednosti sočasne proizvodnje v primerjavi z drugim produktom.

V državah članicah EU se je razvil liberaliziran trg električne energije, kjer se spodbuja konkurenca in posledica česar so nizke cene električne energije. Na področju daljinskega ogrevanja imajo ponudniki toplote v državah članicah EU večinoma monopolni položaj in delujejo na reguliranem trgu. Proizvajalci električne energije pri izboru metod delitve stroškov pri SPTE zagovarjajo metode, ki pripisujejo večje stroške toploti in razbremenjujejo električno energijo. Povsem pričakovano zagovarjajo po drugi strani proizvajalci toplote metode, ki razbremenjujejo toploto in obremenjujejo električno energijo. Kljub monopolnemu položaju na trgu daljinskega ogrevanja so zadnja leta pritiski na visoke cene daljinskega ogrevanja veliki, saj so se na trgu pojavile za odjemalce interesantne alternative, ki na primer v Sloveniji zadnja leta povzročajo negativni trend števila odjemalcev na sistemih daljinskega ogrevanja. Poleg konkurenčnih ponudb pa se odjemalci obnašajo tudi v smeri manjšanja stroškov za ogrevanje in izkoriščajo spodbude EU za prenovu stanovanjskih objektov. To se pri ponudnikih daljinskega ogrevanja odraža na zmanjšanju povpraševanja in več kot očitno je, da tudi sistemi daljinskega ogrevanja z visokimi cenami ne morejo preživeti. Iz tega izhaja, da ima izbor metode delitve stroškov velik vpliv na samo oblikovanje cene daljinskega ogrevanja, saj izbrana metoda določa višino stroškov, ki se bodo pripisali sočasno proizvedenemu produktu toploti. V kolikor bo razbremenjena električna energija, bo cena daljinskega ogrevanja visoka, in obratno, v

kolikor bo obremenjena električna energija, bo cena daljinskega ogrevanja nizka. V Sloveniji izvaja regulacijo cen daljinskega ogrevanja Agencija za energijo, ki je na podlagi zahtev EZ-1 določila ustrezno metodologijo za oblikovanje cen daljinskega ogrevanja. Kljub pomembnemu vplivu izbora metode delitve stroškov pri SPTE metodologija ne obravnava niti samih razlik med proizvodnimi viri, kaj šele področje delitve stroškov pri sočasni proizvodnji. Metodologija enostavno predpisuje upravičene stroške, s katerimi lahko ponudnik daljinskega ogrevanja obremeni ceno toplote, usmeritev za delitev stroškov v primeru SPTE pa ni določena. Glede na to, da predstavlja v Sloveniji tehnologija SPTE zelo velik delež pri proizvodnji toplote za potrebe ogrevanja, bi pričakovali, da bi zakonodaja podala določene smernice, ki bi vplivale na pravičnejšo obremenitev produktov, predvsem v primerih, ko distributer odkupuje toploto od proizvajalca električne energije.

Največji sistem daljinskega ogrevanja v Sloveniji je sistem daljinskega ogrevanja mesta Ljubljana. S problemi izbora »pravične« metode delitve stroškov na električno energijo in toploto ter oblikovanja cene toplote daljinskega ogrevanja se srečuje tudi ponudnik daljinskega ogrevanja v mestu Ljubljana, in sicer Javno Podjetje Energetika Ljubljana, d.o.o. Omenjeni negativni trend števila odjemalcev daljinskega ogrevanja, ki ga Agencija za energijo beleži zadnja leta, je spodbudil podjetje k ukrepom za povečanje učinkovitosti obratovanja tako z energijskega vidika kot tudi z vidika optimizacije stroškov obratovanja. S povečano učinkovitostjo obratovanja in stroškovno optimizacijo bo podjetje lahko doseglo nižjo ceno daljinskega ogrevanja, ki bo preprečila odjemalcem izbor konkurenčne alternative. Kratkoročna stroškovna optimizacija vključevanja proizvodnih virov v obratovanje omogoča podjetju zniževanje variabilnih stroškov obratovanja in prilagajanje na spreminjajoče se razmere na trgu energentov. Primer optimalnega vključevanja plinske turbine v obratovanje prikazuje kratkoročni stroškovni optimizacijski problem, ki zahteva natančno analizo variabilnih stroškov obratovanja. Optimizacijski problem se nanaša na optimalno vključevanje plinske turbine v obratovanje glede na cene primarnih virov energije. Pri tem sem upoštevala, da je smiselno vključiti turbino v obratovanje, ko so variabilni stroški obratovanja turbine manjši od nadomestne proizvodnje. Pri detajlni analizi variabilnih stroškov na primeru plinske turbine se srečamo tudi s problemom delitve stroškov med električno energijo in toploto, ki se sočasno proizvajata v plinski turbini. Za delitev stroškov sem izbrala metodo nadomestnih objektov, ki je edina metoda, ki jo posredno omenja Direktiva 2012/27/EU. Tudi v primeru analize stroškov ima izbor metode velik vpliv. Na primeru plinske turbine se je izkazalo, da pri trenutnih cenah energentov obratovanje s plinsko turbino ni stroškovno upravičeno. Vendar pa se v primeru povišanja cen premoga in znižanja cen zemeljskega plina lahko odločitev hitro prevesi v prid obratovanju turbine. Kratkoročna stroškovna optimizacija variabilnih stroškov v primeru optimalnega vključevanja proizvodnih virov v obratovanje omogoča podjetju zniževanje stroškov pri obstoječem proizvodnem procesu in delovni sili, kar lahko prinese podjetju konkurenčnejši položaj na trgu daljinskega ogrevanja.

## LITERATURA IN VIRI

1. Agencija RS za okolje. (2016). *Preglednica PS4-1: Povprečna letna temperatura zraka, Slovenija, 1961–2015*. Najdeno 30. junija 2017 na spletnem naslovu [http://kazalci.arso.gov.si/xml\\_table?data=graph\\_table&graph\\_id=16099&ind\\_id=744](http://kazalci.arso.gov.si/xml_table?data=graph_table&graph_id=16099&ind_id=744)
2. Agencija za energijo. (2009). *Uredba o določanju količine električne energije, ki je proizvedena v soproizvodnji toplote in električne energije z visokim izkoristkom ter določanju izkoristka pretvorbe energije biomase*. Maribor: Agencija za energijo.
3. Agencija za energijo. (2015a, 9. maj). *Akt o metodologiji za obračunavanje omrežnine za distribucijski sistem zemeljskega plina*. Maribor: Agencija za energijo.
4. Agencija za energijo. (2015b, april). *Poročilo o doseganju nacionalnih ciljev na področju OVE in SPTE za obdobje 2012–2014*. Maribor: Agencija za energijo.
5. Agencija za energijo. (2015c, 27. november). *Referenčne cene električne energije in energentov za leto 2016*. Najdeno 1. junija 2017 na spletnem naslovu <https://www.agen-rs.si/-/referencne-cene-elektricne-energije-in-energentov-za-leto-2016>
6. Agencija za energijo. (2016a, junij). *Pomembnejši kazalniki na področju oskrbe z električno energijo in zemeljskim plinom za leto 2016*. Maribor: Agencija za energijo.
7. Agencija za energijo. (2016b, junij). *Poročilo o stanju na področju energetike v Sloveniji v letu 2015*. Maribor: Agencija za energijo.
8. Agencija za energijo. (2017a, 14. januar). *Akt o metodologiji za oblikovanje cene toplote za daljinsko ogrevanje*. Maribor: Agencija za energijo.
9. Agencija za energijo. (2017b, 18. september). *Napoved položaja proizvodnih naprav OVE in SPTE*. Najdeno 1. junija 2017 na spletnem naslovu <https://www.agen-rs.si/ove-spte-napoved-položaja>
10. Arakelyan, E. K., Kozhevnikov, N. N., & Kuznetsov, A. M. (2006). Tariffs for Electricity and Heat from Cogeneration Stations. *Thermal Engineering*, 06(53), 925–929.
11. Božič, P., & Fendre, C. (2011). *Energetske in okoljske perspektive: gradivo za 2. letnik*. Ljubljana: Zavod IRC.
12. Colmenar-Santos, A., Rosales-Asensio, E., Borge-Diez, D., & Blanes-Peiro, J. (2016, 3. maj). District heating and cogeneration in the EU-28: Current situation, potential and proposed energy strategy for its generalization. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(62), 621–639.
13. Čater, T. (2007). *Dejavniki konkurenčne prednosti in uspešnosti podjetja*. Maribor: Društvo ekonomistov Maribor. Najdeno 25. maja 2017 na spletnem naslovu [https://www.google.si/search?q=dejavniki+konkuren%C4%8Dne+prednosti+in+uspe%C5%A1&sourceid=ie7&rls=com.microsoft:sl-SI:IE-Address&ie=&oe=&gws\\_rd=cr,ssl&dcr=0&ei=NWHLWeODB4uKgAaNn6yQAw](https://www.google.si/search?q=dejavniki+konkuren%C4%8Dne+prednosti+in+uspe%C5%A1&sourceid=ie7&rls=com.microsoft:sl-SI:IE-Address&ie=&oe=&gws_rd=cr,ssl&dcr=0&ei=NWHLWeODB4uKgAaNn6yQAw)
14. Energetika-Marketing, d.o.o. (2006). *Priročnik za ogrevanje*. Logatec: Energetika-Marketing, d.o.o.
15. Energetski zakon (EZ-1). *Uradni list RS* št. 17/14, 81/15.

16. Energy Charter Secretariat. (2006). *Cogeneration and District Heating: Best Practices for Municipalities*. Brussels: Energy Charter Secretariat.
17. Euroheat & Power. (2016a). *Country by country, 2015 Survey: statistics overview*. Najdeno 20. junija 2017 na spletnem naslovu <http://www.euroheat.org/wp-content/uploads/2016/03/2015-Country-by-country-Statistics-Overview.pdf>
18. Euroheat & Power. (2016b). *Top District Heating Countries, Euroheat & Power 2015 Survey Analysis*. Najdeno 15. junija 2017 na spletnem naslovu <https://www.euroheat.org/news/district-energy-in-the-news/top-district-heating-countries-euroheat-power-2015-survey-analysis/>
19. Evropska komisija. (2011, 23. december). *Izvedbeni sklep komisije z dne 19. decembra 2011 o določitvi harmoniziranih vrednosti referenčnih izkoristkov za ločeno proizvodnjo električne energije in toplote pri uporabi Direktive 2004/8/ES Evropskega parlamenta in Sveta ter razveljavitvi Odločbe Komisije 2007/74/ES*. Bruselj: Evropska komisija.
20. Evropska komisija. (2012, 11. november). *Direktiva 2012/27/EU Evropskega parlamenta in Sveta z dne 25. oktobra 2012 o energetski učinkovitosti, spremembi direktiv 2009/125/ES in 2010/30/EU ter razveljavitvi direktiv 2004/8/ES in 2006/32/ES*. Bruselj: Evropska komisija.
21. Evropska komisija. (2016, 16. februar). *An EU Strategy on Heating and Cooling*. Bruselj: Evropska komisija.
22. Finnish Energy. (2017). *Almost 15.000 km of district heating networks*. Najdeno 30. julija 2017 na spletnem naslovu [https://energia.fi/en/energy\\_sector\\_in\\_finland/energy\\_networks/district\\_heating\\_networks](https://energia.fi/en/energy_sector_in_finland/energy_networks/district_heating_networks)
23. Frederiksen, S., & Werner, S. (2013). *District Heating and Cooling*. Sweden: Studentlitteratur.
24. Gochenour, C. (2003). *Regulation of heat and electricity produced in combined-heat-and-power plants*. Washington, D.C.: The World Bank
25. Groth, T. (2015, 17. julij). Best practice from Denmark in price setting for heat tariffs. *Vanguards District Heating Conference* (str. 1–18). Leicester: UK Local Authority District Energy Vanguards – Leicester.
26. Heat Roadmap Europe 2050. (2017). *Heating and cooling: facts and figures*. Najdeno 30. julija 2017 na spletnem naslovu [https://energia.fi/en/energy\\_sector\\_in\\_finland/energy\\_networks/district\\_heating\\_networkshttps://www.euroheat.org/wp-content/uploads/2017/07/29882\\_Brochure\\_Heating-and-Cooling\\_web-1.pdf](https://energia.fi/en/energy_sector_in_finland/energy_networks/district_heating_networkshttps://www.euroheat.org/wp-content/uploads/2017/07/29882_Brochure_Heating-and-Cooling_web-1.pdf)
27. Hvastja, P. (2011). *Daljinsko ogrevanje in soproizvodnja v Ljubljani: trajnostna energetska tehnologija za danes in jutri: 50 let*. Ljubljana: JP Energetika Ljubljana, d.o.o.
28. Janež, H. (2016). *Oblikovanje cene daljinskega ogrevanja in primerjalna analiza* (magistrsko delo). Ljubljana: Ekonomska fakulteta.

29. Javna agencija RS za energijo. (2009, november). *Napoved položaja proizvodnih naprav na obnovljive vire energije in s sproizvodnjo z visokim izkoristkom na trgu z električno energijo za leto 2010*. Maribor: Javna agencija RS za energijo.
30. Javna agencija RS za energijo. (2010, november). *Napoved položaja proizvodnih naprav na obnovljive vire energije in s sproizvodnjo z visokim izkoristkom na trgu z električno energijo za leto 2011*. Maribor: Javna agencija RS za energijo.
31. Javna agencija RS za energijo. (2011, november). *Napoved položaja proizvodnih naprav na obnovljive vire energije in s sproizvodnjo z visokim izkoristkom na trgu z električno energijo za leto 2012*. Maribor: Javna agencija RS za energijo.
32. Javna agencija RS za energijo. (2012, november). *Napoved položaja proizvodnih naprav na obnovljive vire energije in s sproizvodnjo z visokim izkoristkom na trgu z električno energijo za leto 2013*. Maribor: Javna agencija RS za energijo.
33. Javna agencija RS za energijo. (2013, november). *Napoved položaja proizvodnih naprav na obnovljive vire energije in s sproizvodnjo z visokim izkoristkom na trgu z električno energijo za leto 2014*. Maribor: Javna agencija RS za energijo.
34. Javna agencija RS za energijo. (2014, november). *Napoved položaja proizvodnih naprav na obnovljive vire energije in s sproizvodnjo z visokim izkoristkom na trgu z električno energijo za leto 2015*. Maribor: Javna agencija RS za energijo.
35. Javno podjetje Energetika Ljubljana d.o.o. (2012a). *Energetsko poročilo o obratovanju plinskega postroja 2011* (interno gradivo). Ljubljana: JP Energetika Ljubljana d.o.o.
36. Javno podjetje Energetika Ljubljana d.o.o. (2012b). *Letno poročilo 2011* (interno gradivo). Ljubljana: JP Energetika Ljubljana d.o.o.
37. Javno podjetje Energetika Ljubljana d.o.o. (2014). *Pripojitev družbe Te-Tol k družbi Energetika Ljubljana*. Najdeno 1. 6. 2017 na spletnem naslovu <http://www.energetika-lj.si/aktualno/pripojitev-druzbe-te-tol-k-druzbi-energetika-ljubljana>
38. Javno podjetje Energetika Ljubljana d.o.o. (2016). *Sistemska obratovalna navodila za distribucijski sistem toplote za geografsko območje Mestne občine Ljubljana*. Ljubljana: JP Energetika Ljubljana d.o.o.
39. Javno podjetje Energetika Ljubljana d.o.o. (2017a). *Cenik za tarifne skupine toplote*. Ljubljana: JP Energetika Ljubljana d.o.o.
40. Javno podjetje Energetika Ljubljana d.o.o. (2017b). *Letno poročilo 2016*. Ljubljana: JP Energetika Ljubljana d.o.o.
41. Javno podjetje Energetika Ljubljana d.o.o. (2017c). *Tehnične zahteve za graditev vročevodnega omrežja in toplotnih postaj ter za priključitev stavb na vročevodni sistem*. Ljubljana: JP Energetika Ljubljana, d.o.o.
42. Kim, D., & Choi, B. (2011). Cost Allocation of Electricity and Heat. *Advances in Energy Research*, 11(5), 271–309.
43. Kuštrin, I., Oman, J., & Bole, I. (2006, april). Vrednotenje sproizvodnje toplote in elektrike v skladu z Direktivo 2004/8/EC Evropskega parlamenta in Sveta. *Konferenca daljinske energetike 2007* (str. 231–238). Portorož: Slovensko društvo za daljinsko energetiko.
44. Kuštrin, I., Oman, J., & Bole, I. (2007, marec). Uporaba metode nadomestnih objektov za porazdelitev stroškov za gorivo in emisij ogljikovega dioksida med toploto in

- električno energijo iz soproizvodnje. *Mednarodno srečanje daljinske energetike in IX. Strokovno posvetovanje* (str. 139–146). Portorož: Slovensko društvo za daljinsko energetiko.
45. Li, H., Sun, Q., Zhang, Q., & Wallin, F. (2014). A review of the pricing mechanisms for district heating systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(42), 56–65.
  46. Mestna občina Ljubljana. (2016, 10. junij). *Odlok o prioritetni uporabi energentov za ogrevanje na območju Mestne občine Ljubljana*. Ljubljana: Mestna občina Ljubljana.
  47. Ministrstvo za infrastrukturo. (2017a, april). *Strokovne podlage za celovito oceno možnosti za uporabo soproizvodnje in daljinskega ogrevanja*. Ljubljana: Ministrstvo za infrastrukturo.
  48. Ministrstvo za infrastrukturo. (2017b). *Pravilnik o delitvi stroškov zagotavlja večjo pravičnost*. Najdeno 15. 6. 2017 na spletnem naslovu [http://www.mzi.gov.si/si/medijsko\\_sredisce/novica/article/771/8452/](http://www.mzi.gov.si/si/medijsko_sredisce/novica/article/771/8452/)
  49. Paiho, S., & Reda, F. (2015). Towards next generation district heating in Finland. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(65), 915–924.
  50. Prašnikar, J. (2013). *Upravljalna ekonomika: zapiski predavanj*. Ljubljana: Ekonomska fakulteta.
  51. Riipinen, M. (2012, 21. september). District Heating and Cooling in Helsinki. *Klimaenergy 2012* (str. 1–22). Bolzano: Klimaenergy.
  52. Siemens. (2017). *Combined Heat and Power*. Najdeno 15. 6. 2017 na spletnem naslovu <https://www.siemens.com/global/en/home/products/energy/power-generation/power-plants/combined-heat-and-power.html>
  53. Song, J., Wallin, F., Li, H., & Karlsson, P. (2015). Price models of district heating in Sweden. *Energy Procedia*, 16(88), 100–105.
  54. Šalamun, A. (2015, marec). *Cene daljinskega ogrevanja so večinoma prenizke*. Ljubljana: Energijadoma.
  55. Termoelektrarna Toplarna Ljubljana, d.o.o. (2012). *Letno poročilo 2011*. Ljubljana: Termoelektrarna Toplarna Ljubljana, d.o.o.
  56. Verda, V., & Colella, F. (2015). Primary energy savings through thermal storage in district heating networks. *Energy*, 11(36), 4278–4286.
  57. Werner, S. (2017). District heating and cooling in Sweden. *Energy*, 17(126), 419–429.
  58. Werner, S. (izide v letu 2017). International review of district heating and cooling. *Energy*.

## **PRILOGA**





## **PRILOGA: Seznam kratic**

Agencija	Agencija za energijo
Akt	Akt o metodologiji za oblikovanje cene toplote za daljinsko ogrevanje (Agencija za energijo, 2017a)
EE	električna energija
EU	Evropska unija
EZ-1	Energetski zakon EZ-1 (Ur. l. RS, št. 17/14, 81/15)
Goriva	primarni viri energije
JPE	Javno podjetje Energetika Ljubljana, d.o.o.
MOL	Mestna občina Ljubljana
Normativ	normativna poraba goriva
OT	ogrevna toplota
PPE	primarni prihranek energije
PT	plinska turbina
SPTE	sočasna proizvodnja toplote in električne energije
TE-TOL	Termoelektrarna Toplarna Ljubljana
TOŠ	Toplarna Šiška
TP	tehnološka para
VPK	vršni parni kotli
ZP	zemeljski plin