



Univerzitet u Novom Sadu  
Fakultet tehničkih nauka



---

Mr Dragan Urošević, dipl.maš.inž.

# **RAZVOJ MODELA ZA ENERGETSKO VREDNOVANJE SLOŽENIH KOGENERATIVNIH POSTROJENJA**

DOKTORSKA DISERTACIJA

Novi Sad, 2014 godine

## Predgovor


Klimatske promene i energetska stabilnost su jedni od najvećih izazova našeg vremena. To su globalni izazovi koji zahtevaju zajedničku međunarodnu akciju, ali je teret, takođe, i na svakoj državi, pa i pojedincu, da nađe odogovarajuću meru za rešavanje ovih problema. Sagorevanje fosilnih goriva za proizvodnju energije identifikovano je kao glavni uzročnik emisije štetnih gasova koji dovode do klimatskih promena. Inovativnim idejama i tehnologijama iz oblasti energetske efikasnosti i očuvanja energije može se pomoći u rešavanju problema klimatskih promena. Kogeneracija je svakako jedna od tehnologija kojom može da se ostvari ušteda primarne energije i doprinese očuvanju životne sredine.

Doktorska disertacija trebalo bi da ostavi lični pečat njenog autora, prevashodno u naučnom doprinosu iz oblasti čijom se problematikom bavi. U tom smislu kogeneracija kao oblast dala je autoru mogućnost da ostvari naučnu jedinstvenost razvojem modela za energetske vrednovanje kogenerativnih postrojenja, ali i da na svom, mikronivou, doprinese promovisanju energetske efikasnosti i očuvanju energije.


Disertacijom je sa jedne strane ponuđen doprinos u promovisanju visokoeffikasne kogeneracije, odnosno kogeneracije koja će kvalitativno omogućiti minimum 10% uštede primarne energije u poređenju sa odvojenom proizvodnjom, a kvantitativno potencijalno učešće kogeneracije u proizvodnji energije u procentu koji je jasno definisan energetske politikom zemlje. Upravo ova disertacija, s druge strane, može da koristi kao alat pri kreiranju energetske politike iz oblasti kogeneracije i omogućiti da se zaštite novčana sredstva koja države daju za promociju kogeneracije. Sve to primenom pomenutog modela, čija je tačnost, fleksibilnost i jednostavnost primene pokazana na praktičnom primeru jednog složenog kogeneracionog postrojenja.

Za stručne savete, podršku i pomoć pri izradi ove disertacije posebnu zahvalnost dugujem svom mentoru prof. dr Dušanu Gvozdencu. Takođe, zahvaljujem i članovima komisije prof. dr Vojinu Grkoviću, prof. dr Mladenu Stojiljkoviću, prof. dr Ljubomiru Geriću i prof. dr Jovanu Petroviću na uloženoj trudu pri oceni rada i na korisnim sugestijama. I naravno na kraju velika zahvalnost porodici na podršci!

Mr Dragan Urošević, dipl. maš. inž.

	УНИВЕРЗИТЕТ У НОВОМ САДУ • ФАКУЛТЕТ ТЕХНИЧКИХ НАУКА 21000 НОВИ САД, Трг Доситеја Обрадовића 6
	<b>КЉУЧНА ДОКУМЕНТАЦИЈСКА ИНФОРМАЦИЈА</b>

Редни број, <b>РБР:</b>												
Идентификациони број, <b>ИБР:</b>												
Тип документације, <b>ТД:</b>	Монографска публикација											
Тип записа, <b>ТЗ:</b>	Текстуални штампани материјал											
Врста рада, <b>ВР:</b>	Докторска дисертација											
Аутор, <b>АУ:</b>	Мр Драган Урошевић, дипл.инж.											
Ментор, <b>МН:</b>	Др Душан Гвозденац, редовни професор											
Наслов рада, <b>НР:</b>	<b>РАЗВОЈ МОДЕЛА ЗА ВРЕДНОВАЊЕ СЛОЖЕНИХ КОГЕНЕРАТИВНИХ ПОСТРОЈЕЊА</b>											
Језик публикације, <b>ЈП:</b>	Српски латиница											
Језик извода, <b>ЈИ:</b>	Српски/Енглески											
Земља публикавања, <b>ЗП:</b>	Србија											
Уже географско подручје, <b>УП:</b>	Војводина											
Година, <b>ГО:</b>	2014											
Издавач, <b>ИЗ:</b>	Ауторски репринт											
Место и адреса, <b>МА:</b>	21125 Нови Сад, Трг Доситеја Обрадовића 6											
Физички опис рада, <b>ФО:</b> (поглавља/страна/ цитата/табела/слика/графика/прилога)	9 поглавља, 110 страна, 93 цитата, 16 табела, 47 слика											
Научна област, <b>НО:</b>	Техничко-технолошке науке											
Научна дисциплина, <b>НД:</b>	Енергетика											
Предметна одредница/Кључне речи, <b>ПО:</b>	Когенерација; коефицијент губитка електричне снаге; фактор електричне снаге; енергетска ефикасност; заштита животне средине											
<b>УДК</b>												
Чува се, <b>ЧУ:</b>	Библиотека Факултета техничких наука у Новом Саду											
Важна напомена, <b>ВН:</b>	Предложен је и тестиран модел за енергетско вредновање когенеративних постројења при чему се прорачун коефицијента губитка електричне снаге обавља помоћу поступка који је посебно наведен и предложен. Сам модел може и треба да представља снажан алат приликом креирања енергетске политике, у делу који се односи на когенерацију, с обзиром на то да пружа могућност јасног енергетског вредновања постројења у смислу ефикасности и уштеде примарне енергије као и дефинисања који део и колико когенерација треба да буде стимулисана, односно потенцијално заступљена у оквиру неког енергетског система. Предложени модел је тестиран на сложеном когенеративном постројењу снаге 150 MW.											
Извод, <b>ИЗ:</b>												
Датум прихватања теме, <b>ДП:</b>	14. јануар 2010.											
Датум одбране, <b>ДО:</b>												
Чланови комисије, <b>КО:</b>	<table border="1"> <tr> <td>Председник:</td> <td>Др Војин Грковић, редовни професор</td> <td rowspan="5">Потпис ментора</td> </tr> <tr> <td>Члан:</td> <td>Др Младен Стојиљковић, редовни професор</td> </tr> <tr> <td>Члан:</td> <td>Др Љубомир Герић, редовни професор</td> </tr> <tr> <td>Члан:</td> <td>Др Јован Петровић, ванредни професор</td> </tr> <tr> <td>Члан, ментор:</td> <td>Др Душан Гвозденац, редовни професор</td> </tr> </table>	Председник:	Др Војин Грковић, редовни професор	Потпис ментора	Члан:	Др Младен Стојиљковић, редовни професор	Члан:	Др Љубомир Герић, редовни професор	Члан:	Др Јован Петровић, ванредни професор	Члан, ментор:	Др Душан Гвозденац, редовни професор
Председник:	Др Војин Грковић, редовни професор	Потпис ментора										
Члан:	Др Младен Стојиљковић, редовни професор											
Члан:	Др Љубомир Герић, редовни професор											
Члан:	Др Јован Петровић, ванредни професор											
Члан, ментор:	Др Душан Гвозденац, редовни професор											

	<b>UNIVERSITY OF NOVI SAD ● FACULTY OF TECHNICAL SCIENCES</b> 21000 NOVI SAD, Trg Dositeja Obradovića 6
	<b>KEY WORDS DOCUMENTATION</b>

Number, <b>No:</b>												
Identification Number, <b>ID:</b>												
Type of Document, <b>ToD:</b>	Monograph											
Type of Record, <b>ToR:</b>	Printed text											
Type of Paper, <b>ToP:</b>	Doctoral Thesis											
Author, <b>A:</b>	Dragan Urošević, M.Sc. in Engineering											
Mentor, <b>M:</b>	Professor, Dušan Gvozdenac, D.Sc.											
Title, <b>T:</b>	<b>DEVELOPMENT OF THE MODEL FOR EVALUATION OF COMPLEX COGENERATION PLANTS</b>											
Language of Publication, <b>LoP:</b>	Serbian, Latin script											
Language of Abstract, <b>LoA:</b>	Serbian / English											
Country of Publication, <b>CoP:</b>	Serbia											
Region, <b>R:</b>	Vojvodina											
Year, <b>Y:</b>	2014											
Publisher, <b>P:</b>	Author's reprint											
City and Address, <b>CA:</b>	21125 Novi Sad, Trg Dositeja Obradovića 6											
Physical Description, <b>PD:</b> (Chapters/pages/citations/tables/figures/charts/arts/appendices)	9 chapters, 110 pages, 93 citations, 16 tables, 47 figures											
Science Field, <b>SF:</b>	Technical – technological science											
Scientific Discipline, <b>SD:</b>	Energy											
Subject / Key Words, <b>QW:</b>	Cogeneration; Power loss coefficient; Power to heat ratio; Energy efficiency											
<b>UDC</b>												
Kept with, <b>Kw:</b>	Library of the Faculty of Technical Sciences Novi Sad											
Notes, <b>N:</b>												
Abstract, <b>A:</b>	<p>A model for energy evaluation of a cogeneration plant is proposed and tested with the calculation of electric power loss done by means of a procedure which is particularly specified and proposed.</p> <p>The model itself can and should be used as a powerful tool for the creation of energy policies in the part regarding cogeneration since it gives opportunities for a clear energy evaluation of a plant in terms of efficiency and primary energy saving, as well as for defining which part and to what extent cogeneration should be stimulated, that is, potentially represented within a specified energy system.</p> <p>The proposed model has been tested on a cogeneration plant with the capacity of 150 MW.</p>											
Acceptance Date, <b>AD:</b>	14 <sup>th</sup> January 2014											
Defence Date, <b>DD:</b>												
Commission Members, <b>CM:</b>	<table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <td style="width: 30%;">Chairman:</td> <td>Professor Vojin Grković, D. Sc.</td> <td rowspan="5" style="width: 20%;"></td> </tr> <tr> <td>Member:</td> <td>Professor Mladen Stojiljković, D. Sc.</td> </tr> <tr> <td>Member:</td> <td>Professor Ljubomir Gerić, D. Sc.</td> </tr> <tr> <td>Member:</td> <td>Associate Professor Jovan Petrović, D. Sc.</td> </tr> <tr> <td>Member, Mentor:</td> <td>Professor Dusan Gvozdenac, D. Sc.</td> </tr> </table>	Chairman:	Professor Vojin Grković, D. Sc.		Member:	Professor Mladen Stojiljković, D. Sc.	Member:	Professor Ljubomir Gerić, D. Sc.	Member:	Associate Professor Jovan Petrović, D. Sc.	Member, Mentor:	Professor Dusan Gvozdenac, D. Sc.
Chairman:	Professor Vojin Grković, D. Sc.											
Member:	Professor Mladen Stojiljković, D. Sc.											
Member:	Professor Ljubomir Gerić, D. Sc.											
Member:	Associate Professor Jovan Petrović, D. Sc.											
Member, Mentor:	Professor Dusan Gvozdenac, D. Sc.											
	Mentor's Signature											

## Sadržaj

<b>PREDGOVOR .....</b>	<b>I</b>
<b>PREGLED OZNAKA .....</b>	<b>VI</b>
<b>SPISAK SLIKA.....</b>	<b>IVIII</b>
<b>SPISAK TABELA.....</b>	<b>X</b>
<b>1. UVODNA RAZMATRANJA.....</b>	<b>1</b>
1.1 Uvod.....	1
1.2 Značaj kogeneracionih sistema .....	2
1.3 Postavka problema.....	2
1.4 Predmet istraživanja.....	3
<b>2. DOSADAŠNJA ISTRAŽIVANJA .....</b>	<b>4</b>
<b>3. KOGENERACIONI SISTEMI.....</b>	<b>12</b>
3.1 Razlozi za primenu kogeneracionih sistema .....	12
3.2 Tehnički principi kogeneracionih sistema .....	14
3.3 Termodinamički principi kogeneracionih sistema .....	15
3.4 Tipovi kogeneracionih postrojenja.....	17
3.4.1 Parna turbina.....	18
3.4.1.1 Protivpritisne parne turbine.....	18
3.4.1.2 Kondenzacione parne turbine s oduzimanjem .....	19
3.4.2 Gasna turbina .....	19
3.4.2.1 Gasne turbine s otvorenim ciklusom .....	20
3.4.2.2 Gasne turbine sa zatvorenim ciklusom .....	20
3.4.2.3 Mikrogasna trubina .....	21
3.4.3 Kombinovani ciklus.....	21
3.4.4 SUS motor .....	22
3.4.5 Gorive ćelije .....	23
3.4.6 Stirlingov motor.....	23
3.5 Analiza kogeneracionih tehnologija.....	24
3.6 Direktiva evropske komisije o promociji kogeneracije [26] .....	28
3.6.1 Komentari u vezi sa primenom Direktive .....	31
<b>4. CHP I NE-CHP PROCESI .....</b>	<b>35</b>
4.1 CHP postrojenje .....	35
4.2 CHP proces.....	37
4.3 Ne-CHP proces.....	38
4.3.1 Ne-CHP toplotna energija .....	38
4.3.2 Ne-CHP električna energija .....	39
4.4 Gubitak električne energije ili snage.....	40
4.4.1 Procesi bez gubitka električne energije .....	41
4.4.2 Procesi sa gubitkom električne energije .....	41
<b>5. SLOŽENA KOGENERACIONA POSTROJENJA .....</b>	<b>44</b>

5.1	Primeri složenih CHP postrojenja .....	47
5.1.1	Kombinovani ciklus gasne i parne turbine sa rekuperacijom toplote i dodatnim sagorevanjem .....	47
5.1.2	Kombinovani ciklus gasne i parne turbine sa rekuperacijom toplote, bajpas uređajima i dodatnim sagorevanjem.....	48
5.1.3	Kombinovani ciklus gasne i parne turbine sa kolektorima pare .....	49
5.1.4	Složeno kogeneraciono postrojenje sa parnim turbinama i kolektorima pare.....	50
<b>6.</b>	<b>MODEL ZA ENERGETSKO VREDNOVANJE KOGENERATIVNIH POSTROJENJA</b>	<b>52</b>
6.1	Određivanje ukupne energije goriva (F) .....	52
6.2	Određivanje ukupne električne/mehaničke energije (E).....	52
6.3	Određivanje ukupne korisne toplotne energije (Q).....	52
6.4	Određivanje ne-CHP korisne toplotne energije i odgovarajuće energije goriva.....	53
6.5	Određivanje ukupnog stepena korisnosti ( $\eta$ ) .....	53
6.6	Određivanje ne-CHP električne/mehaničke energije i odgovarajuće energije goriva .....	54
6.6.1	Određivanje koeficijenta gubitka električne snage ( $\beta$ ) .....	54
6.6.2	Određivanje stepena korisnosti proizvodnje ne-CHP električne energije.....	59
6.6.3	Određivanje faktora električne snage .....	59
6.6.4	Određivanje CHP električne energije.....	60
6.6.5	Određivanje ne-CHP električne energije.....	61
6.6.6	Određivanje energije goriva za generisanje ne-CHP električne energije .....	61
6.6.7	Određivanje energije goriva za generisanje CHP električne energije.....	61
6.7	Određivanje uštede primarne energije .....	61
6.8	Računarski program za energetsko vrednovanje kogenerativnih postrojenja.....	62
<b>7.</b>	<b>PRIMER ENERGETSKOG VREDNOVANJA KOGENERATIVNOG POSTROJENJA</b>	
	<b>ELEKTRIČNE SNAGE 150 MW .....</b>	<b>63</b>
7.1	Tehnički parametri analiziranog postrojenja.....	63
7.2	Pogonska merenja (decembar 2005 - novembar 2006. god.) .....	66
7.2.1	Energetski bilans postrojenja .....	69
7.2.2	Analiza kogeneracionog procesa i određivanje stepena korisnosti.....	74
7.2.3	Ušteta primarne energije (PES).....	78
7.2.4	Analiza rezultata .....	81
7.2.4.1	Analiza uticaja koeficijenta gubitka snage ( $\beta$ ).....	81
7.2.4.2	Analiza uticaja stepena korisnosti CHP postrojenja ( $\eta_{\text{CHP}}$ ) .....	83
7.2.4.3	Uticaj referentnih stepena korisnosti odvojene proizvodnje ( $\eta_{\text{Ref,E}}$ i $\eta_{\text{Ref,Q}}$ ) .....	85
<b>8.</b>	<b>ZAKLJUČAK .....</b>	<b>88</b>
<b>9.</b>	<b>LITERATURA.....</b>	<b>91</b>

## Pregled oznaka

CHP	Kombinovana proizvodnja toplotne i električne energije (eng. <b>C</b> ombine <b>H</b> eat and <b>P</b> ower)
EU	Evropska Unija
FESR	Ušteda energije goriva (eng. <b>F</b> uel <b>E</b> nergy <b>S</b> aving <b>R</b> atio)
PES	Ušteda primarne energije (eng. <b>P</b> rimary <b>E</b> nergy <b>S</b> aving)
GFCB	Kondenzacioni kotao na prirodni gas
NGCC-CHP	Kombinovano postrojenje gasne i parne kondenzacione turbine s jednim oduzimanjem
ORC	Organski Rankinov ciklus
O&M	Pogon i održavanje (eng. <b>O</b> peration& <b>M</b> aintenance)
E	Električna energija
F	Energija goriva
Q	Toplotna energija
$\eta$	Ukupan stepen korisnosti
$\eta_{\text{CHP}}$	Stepen korisnosti CHP postrojenja
$\sigma$	Faktor električne snage
$\beta$	Koeficijent gubitka električne energije ili snage
KU	Kotao utilizator
K	Kotao
HRB	Rekuperator toplotne energije – kotao rekuperator (eng. <b>H</b> eat <b>R</b> ecovery <b>B</b> oiler)
GT	Gasna turbina
KOM	Kompresor
BJP	Bajpas
PT	Parna turbina
G	Generator
P	Pumpa
$M_{\text{GV}}$	Protok pare kroz glavni ventil na ulazu u parnu turbinu
$\eta_{\text{m}}$	Mehanički stepen korisnosti turbine
$\eta_{\text{G}}$	Stepen korisnosti generatora
$M_0$	Maseni protok pare oduzete iz turbine
V	Ventil
TVP	Turbina visokog pritiska

---

TNP	Turbina niskog pritiska
cond	Kondenzacija
$\eta_{ref, Q}$	Referentni stepen korisnosti odvojene proizvodnje toplotne energije
$\eta_{ref, E}$	Referentni stepen korisnosti odvojene proizvodnje električne energije
$Q_{PSGT}$	Toplotna energija produkata sagorevanja gasne turbine
VP	Visoki pritisak
NP	Niski pritisak
NV	Napojna voda
SV	Sveža voda
PS	Produkti sagorevanja



## Spisak slika

- Slika 1.1 Energetska efikasnost kogeneracionih postrojenja
- Slika 3.1 Zahtevana energija goriva u zavisnosti od temperature korisne toplote
- Slika 3.2 Uticaj faktora električne snage CHP postrojenja na uštedu primarne energije
- Slika 3.3 Protivpritisna parna turbine
- Slika 3.4 Kondenzaciona parna turbina s oduzimanjem
- Slika 3.5 Gasna trubina s otvorenim ciklusom
- Slika 3.6 Gasna turbina sa zatvorenim ciklusom
- Slika 3.7 Kombinovano postrojenje sa gasnom i parnom turbinom
- Slika 3.8 Kogeneracioni sistem sa SUS motorom
- Slika 3.9 Gorive ćelije
- Slika 3.10 Stirlingov motor
- Slika 3.11 Prikaz raspoloživih CHP tehnologija prema rasponu snaga i specifičnih cena
- Slika 3.12 Prikaz stepena korisnosti pri proizvodnji električne energije, raspoloživim tehnologijama i električnoj snazi
- Slika 3.13 Prikaz troškova pogona i održavanja za raspoložive CHP tehnologije prema instalisanom kapacitetu
- Slika 4.1 Šema CHP postrojenja (kombinacija CHP i ne-CHP procesa)
- Slika 4.2 Raspodela energije goriva u CHP postrojenju sa slike 4.1
- Slika 4.3 CHP process
- Slika 4.4 Proizvodnja ne-CHP toplotne energije u dodatnom kotlu
- Slika 4.5 Proizvodnja ne-CHP električne energije
- Slika 4.6 Kogeneraciono postrojenje sa gasnim motorom, proces bez gubitka el. energije
- Slika 4.7 Kombinovano parogasno postrojenje, proces s gubitkom el. energije
- Slika 5.1 Granice sistema
- Slika 5.2 Pravilno i nepravilno definisanje granice postrojenja kada se pored gasne turbine koristi pomoćni kotao za proizvodnju pare
- Slika 5.3 Pravilno i nepravilno definisanje granice postrojenja sa sekundarnom parnom turbinom
- Slika 5.4 Određivanje ne-CHP količine goriva i korisne toplote kod složenih CHP postrojenja
- Slika 5.5 Kombinovano postrojenje sa rekuperacijom i dodatnim sagorevanjem
- Slika 5.6 Kombinovano postrojenje sa rekuperacijom, bajpas uređajima i dodatnim sagorevanjem
- Slika 5.7 Složeno CHP postrojenje sa gasnom i parnom turbinom i kolektorima pare

- Slika 5.8 Složeno kogeneraciono postrojenje sa parnim turbinama i kolektorima pare
- Slika 6.1 Šema parnog postrojenja za kombinovanu proizvodnju toplotne i električne energije
- Slika 6.2 T-s dijagram kondenzacione parne turbine s oduzimanjem pare
- Slika 6.3 Radni dijagram kondenzacione turbine s oduzimanjem (2 MW)
- Slika 7.1 Efekat promene temperature vazduha na usisu kompresora na performanse gasne turbine
- Slika 7.2 Šema analiziranog postrojenja (unete su srednje mesečne snage za period dec. 2005. do nov. 2006. godine)
- Slika 7.3 Parnoturbinski deo CHP postrojenja
- Slika 7.4 Proces u parnoj turbini prikazan u T – s dijagramu
- Slika 7.5 Bilans napojne vode i kondenzata kotla utilizatora
- Slika 7.6 Proizvodnja električne energije u izveštajnom periodu
- Slika 7.7 Dnevna proizvodnja i potrošnja pare u izveštajnom periodu
- Slika 7.8 Mapa režima parne turbine
- Slika 7.9 Promena koeficijenta gubitka električne snage u izveštajnom periodu
- Slika 7.10 Uticaj promene  $\beta$  na CHP električnu energiju i energiju goriva
- Slika 7.11 Procentualno odstupanje  $E_{\text{CHP}}$  i  $F_{\text{CHP}}$  sa promenom  $\beta$
- Slika 7.12 Zavisnost CHP električne energije od stepena korisnosti CHP postrojenja
- Slika 7.13 Zavisnost  $PES_{\text{CHP}}$  od stepena korisnosti CHP postrojenja
- Slika 7.14 Osetljivost  $PES$  na  $\eta_Q$  i  $\eta_E$  ( $\eta_{\text{Ref},Q} = 85\%$ ;  $\eta_{\text{Ref},E} = 45\%$ )
- Slika 7.15 Osetljivost  $PES$  na  $\eta_Q$  i  $\eta_E$  ( $\eta_{\text{Ref},Q} = 83,72\%$ ;  $\eta_{\text{Ref},E} = 41,53\%$ )

## Spisak tabela

Tabela 3.1 Pregled CHP tehnologija

Tabela 3.2 Pregled tehničkih karakteristika kogenerativnih tehnologija

Tabela 3.3 Pregled ekonomskih karakteristika kogenerativnih tehnologija

Tabela 3.4 Vrednosti odnosa električne i toplotne snage ( $\sigma$ ) za različite tipove kogeneracionih postrojenja

Tabela 3.5 Referentne vrednosti efikasnosti odvojene proizvodnje toplotne energije u EU

Tabela 3.6 Referentne vrednosti efikasnosti odvojene proizvodnje električne energije u EU

Tabela 3.7 Referentne vrednosti koje se koriste u Tajlandu

Tabela 6.1 Kondenzaciona parna turbina sa kontrolisanim oduzimanjem pare

Tabela 7.1 Osnovni tehnički podaci parne turbine

Tabela 7.2 Elektroenergetski sistem Tajlanda u 2011. godini

Tabela 7.3 Energije i snage u pojedinim delovima postrojenja

Tabela 7.4 Energetske karakteristike goriva

Tabela 7.5 Bilans kogeneracionog postrojenja BLOK 1 (dec. 2005. – nov. 2006. godine)

Tabela 7.6 Prosečne vrednosti u izveštajnom periodu i standardna devijacija

Tabela 7.7 Rekapitulacija proračuna

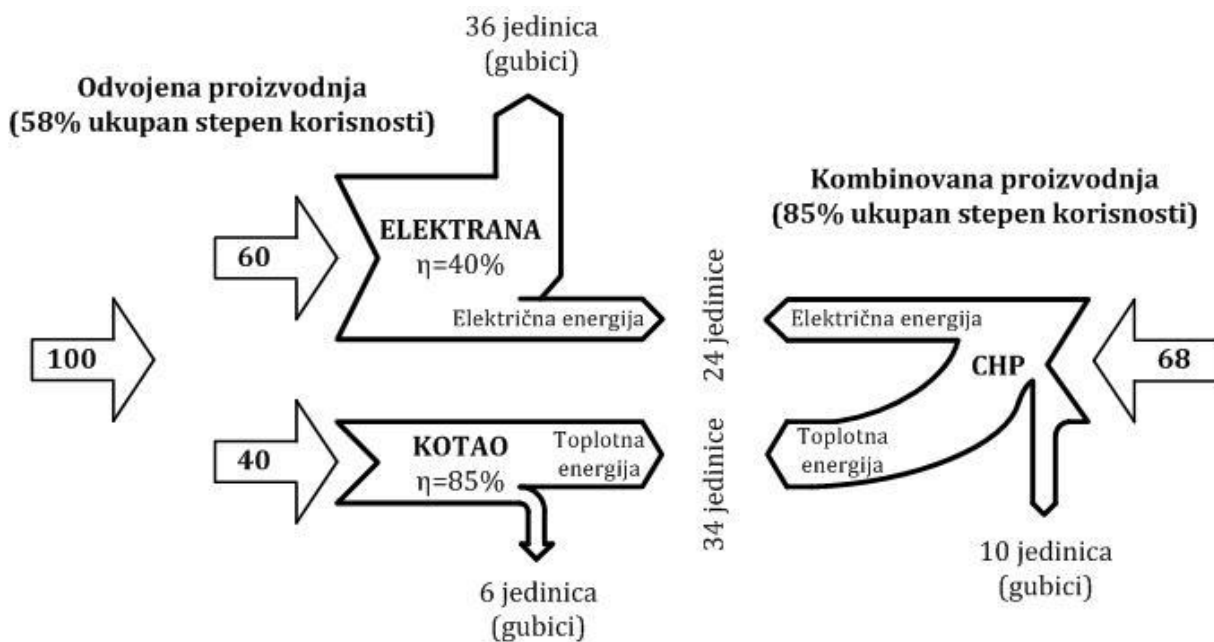
Tabela 7.8 Uticaj izračunate prosečne vrednosti  $\beta$  na CHP električnu energiju i energiju goriva

# 1. Uvodna razmatranja

## 1.1 Uvod

Kogeneracija ili kombinovana proizvodnja toplotne i električne energije (Combined Heat and Power – CHP) podrazumeva istovremeno generisanje više korisnih oblika energije (uobičajeno mehaničku i toplotnu) u jednom, integrisanom sistemu. CHP sistemi se sastoje od niza pojedinačnih komponenti – pogonske mašine, generatora, rekuperatora toplote, i elektroinstalacija - konfigurisanih u jednu celinu. Vrsta opreme koja „pokreće“ ceo sistem (pogonska mašina) obično identifikuje sam CHP sistem. Pogonska mašina kod CHP sistema može biti klipni motor, gasna turbina, parna turbina, mikroturbine, gorive ćelije. Ove pogonske mašine mogu da sagorevaju različita goriva, prirodni gas, ugalj, naftu, i alternativna goriva da bi proizveli mehaničku energiju. Ovako proizvedena mehanička energija se najčešće koristi za pokretanje generatora za proizvodnju električne energije, a takođe može da se koristi i za pokretanje kompresora, pumpi, i ventilatora. Toplotna energija iz sistema može da se koristi direktno u određenim procesima ili indirektno za proizvodnju pare, tople vode, grejanje vazduha za sušenje, ili hladne vode za procese hlađenja.

Na slici 1.1 je prikazana osnovna prednost kogeneracije u poređenju s odvojenom proizvodnjom električne energije u konvencionalnim termoelektranama i toplote u kotlu. Ako se uporede ova dva procesa, kogeneracija i odvojena proizvodnja, za proizvodnju iste količine energije CHP sistemi uobičajeno zahtevaju samo tri četvrtine primarne energije u poređenju sa sistemima za odvojenu proizvodnju toplote i električne energije. Smanjenje potrošnje primarne energije, tj. goriva čini osnovnu korist kogeneracije u zaštiti životne sredine, a što je rezultat povećanja ukupnog stepena korisnosti postrojenja.



Slika 1.1 – Energetska efikasnost kogeneracionih postrojenja

## 1.2 Značaj kogeneracionih sistema

Ako se pretpostavi da je kogeneraciono postrojenje optimizovano na najbolji način (dimenzionisano na osnovu toplotnog zahteva), moguće je ostvariti sledeće koristi:

- Povećanje efikasnosti transformacije i korišćenja energije odnosno ušteda primarne energije,
- Smanjenje emisije štetnih gasova u okolinu, posebno CO<sub>2</sub>, najvažniji gas koji prouzrokuje dodatni efekat staklene bašte,
- Velike ekonomske uštede,
- Korišćenje biomase i različitih otpadnih materijala,
- Decentralizaciju proizvodnje električne energije i smanjenje gubitaka u elektrodistributivnoj mreži,
- Povećanje konkurentnosti na tržištu električne energije i povećanje sigurnosti snabdevanja energijom.

Kao što je već navedeno, osnovna tehnička prednost kogeneracionih sistema jeste efikasnije korišćenje goriva u proizvodnji električne i toplotne energije. Manje goriva je potrebno za proizvodnju određene količine električne i toplotne energije u kogeneracionom postrojenju nego što je potrebno za generisanje iste količine oba tipa energije sa konvencionalnom, odvojenom proizvodnjom (npr. u turbogeneratoru i parnom kotlu). Razlog je što se najveći deo otpadne toplote koja se generiše u konvencionalnim postrojenjima za proizvodnju električne energije u kogeneracionim koristi kao korisna toplota (npr. tehnološka para).

Tehničke prednosti kogeneracije dovode i do značajnih ekoloških prednosti. Povećanje efikasnosti i odgovarajuće smanjenje potrošnje goriva u kogeneracionim sistemima, u poređenju s ostalim konvencionalnim procesima za proizvodnju toplotne i električne energije, obično dovodi i do značajnih smanjenja emisije gasova staklene bašte. Ova smanjenja mogu biti i do 50% u nekim slučajevima, uz ostvarenje istih količina toplotne i električne energije.

Kogeneracioni sistemi u većini slučajeva imaju ekonomsku prednost u odnosu na odvojenu proizvodnju toplotne i električne energije. U ostalim slučajevima, troškovi u opciji kogeneracije i nekogeneracije su slični, ali druge, prethodno navedene, prednosti (smanjenje potrošnje goriva i emisije) mogu da omoguće kogenerativnoj opciji da bude u prednosti.

U nekim slučajevima u kogeneracionim sistemima može kao gorivo da se koristi biomasa i neki otpadni materijali (procesni i poljoprivredni otpad, otpadni gasovi iz rafinerije...). Korišćenjem ovih materijala kao goriva u kogeneracionim sistemima povećava se isplativost i smanjuje potreba za odlaganjem otpada.

## 1.3 Postavka problema

Može se grubo reći da je većina od prvih kogeneracionih postrojenja projektovana na bazi proizvodnje električne energije, a u skladu sa raspoloživim toplotnim opterećenjem. Međutim, s obzirom na to da toplotno opterećenje uobičajeno varira, postrojenja su projektovana sa mogućnošću rada i u kondenzacionom režimu (proizvodnja samo električne energije) u slučaju kada nema potrebe za toplotnom energijom. Kada isto postrojenje može da radi u kogeneracionom i kondenzacionom režimu, nije uvek lako tačno proceniti koliko je proizvedeno energije u svakom od režima.

Uobičajeno se električna energija proizvedena u kogeneracionom postrojenju, istovremeno sa korisnom toplotom, naziva CHP električna energija. Ukoliko se deo toplote proizvedene u kogeneracionom postrojenju oslobodi u okolinu i ne smatra se korisnom toplotom, odgovarajuća električna energija proizvedena u kombinaciji s ovom toplotom se ne može smatrati CHP električnom energijom. Iako ova definicija zvuči jednostavno, u praksi nije nimalo lako odrediti, koji deo generisane energije je CHP električna energija, naročito u savremenim, složenim, kogeneracionim postrojenjima.

S obzirom na veliki broj različitih konfiguracija kogeneracionih postrojenja ne postoji teorijsko opravdanje za samo jednom i tačnom definicijom za određivanje CHP električne energije. Takođe, uobičajeno nije moguće direktno meriti količinu proizvedene CHP električne energije u bilo kojem postrojenju pa je neophodna neka vrsta proračuna, odnosno modela za proračun.

Osnovu potrebe za rešavanje ovog problema čini rad Evropske komisije koja je prepoznala sve navedene prednosti kogeneracije i koja je 1997. godine započela regulatorni proces za podršku i promociju kogeneracije. Direktivom iz 2004. godine rezimiran je posao započet 1997. godine i postavljeni su okviri kojim se uspostvaljaju, pre svega, tehnički elementi bitni za primenu kogeneracije. Ova Direktiva upravo pokušava precizno da definiše i izdvoji kogeneracioni proces iz realnih složenih energetske sistema, a što je trebalo da obezbedi jasne osnove za regulatorno delovanje i izradu onih mehanizama kojim bi se promovisala kogeneracija i ostvarila gradnja novih postrojenja.

Ipak, pomenuta Direktiva nije u potpunosti ostvarila ono što se od nje očekivalo, pa su tako neke stvari ostale nedovoljno precizno definisane, ali ni pojedine granične vrednosti nisu dovoljno dobro zadate. Kasnije Direktive omogućile su potrebne korekcije, ali su i dalje neki tehnički elementi zahtevali i zahtevaju nova poboljšanja.

Dakle, sa jedne strane se mora garantovati da je električna energija proizvedena u kogeneracionom procesu i da pri tome taj proces zadovoljava unapred propisane uslove efikasnosti. Sve to da bi se zaštitila novčana stimulacija koje države daju za promociju kogeneracije, a za to su potrebni modeli za energetske vrednovanje kogenerativnih postrojenja, pri čemu je bitno da modeli koji se koriste budu dovoljno tačni, jednostavni za upotrebu i da su primenjivi za različite konfiguracije složenih kogenerativnih postrojenja.

Ispostavilo se da je to prilično težak tehnički problem, koji zahteva precizna merenja i nadzor rada kogeneracionog postrojenja.

## 1.4 Predmet istraživanja

Predmet ove disertacije je:

- Modeliranje kogeneracionih postrojenja, radi utvrđivanja njihovih energetske indikatora na osnovu kojih je moguće precizno da se utvrdi potrošnja goriva koja se troši na spregnutu proizvodnju električne i toplotne energije i ona koja se troši na odvojenu proizvodnju bilo toplotne ili električne.
- Postupak proračuna koeficijenta gubitka električne snage i njegova upotreba za vrednovanje udela unapred definisanog kogeneracionog procesa u radu celog postrojenja, gde se posebno analiziraju kogeneracioni procesi sa gubicima električne snage, a takav je, na primer, proces u kondenzacionoj parnoj turbini s oduzimanjem.

## 2. Dosadašnja istraživanja

Istorijski posmatrano kogeneracija je stara više od 130 godina, ako se kao primarna uzmu ostvarenja Tomasa Edisona [Thomas Edison] 1880-ih. Međutim, sa sigurnošću se može konstatovati da je značaj kogeneracije verifikovan radom Evropske komisije od kraja XX veka, pa do danas. To je postignuto izradom preporuka, usvajanjem strategija, donošenjem obavezujućih političkih dokumenata koji su inicirali brojne regulative, direktive i odluke u vezi sa kogeneracijom, energetsom efikasnošću, obnovljivim izvorima energije, itd. Evropska komisija je stvorila jasne okvire za promociju i primenu kogeneracije. Davanje novčane stimulacije, kao jednog od osnovnih podsticajnih elemenata za kogeneraciju, podrazumevalo je i jasno određivanje kogenerativnog, odnosno stimulišućeg dela proizvedene električne energije. Na taj način je otvoren ovaj tehničko-političko-socijalno-ekonomski problem, koji je relativno tek u začetku i o kojem postoji relativno mali broj naučnih radova. Slobodno se može reći da njegovu osnovu čini kogeneracija kao naučno-tehnički dobro poznata i istražena oblast, zatim jasan politički stav o očuvanju životne sredine i smanjenju energetske potrošnje i ekonomski podsticaji za definisan deo kogenerativnog procesa. Iz tog razloga je neophodno analizirati i razvoj evropske regulative koja se bavi promovisanjem kogeneracije i naučnih radova, a koji se direktno bave problemom energetske vrednovanja kogenerativnih postrojenja.

Pre Evropske komisije je Savet Evropske zajednice započeo promociju CHP koncepta 1974. godine. Tada je okupljena grupa eksperata iz industrije radi istraživanja mogućnosti povećanja efikasnosti termoelektrana. Na bazi istraživanja ove grupe usvojena je Preporuka Saveta (77/714/EEC) od 25. oktobra 1977. godine, za promovisanje kogeneracije i iskorišćenje otpadne toplote kojom se pozivaju države članice da osnuju savetodavna tela ili odbore sa ciljem da:

- a) Daju mišljenje o svim merama koje mogu da dovedu do povećanja efikasnosti u snabdevanju električnom i toplotnom energijom,
- b) Identifikuju i eliminišu netehničke prepreke za razvoj CHP,
- c) Podstiču CHP.

Skoro sve zemlje članice su osnovale ova savetodavna tela koja su učinila primarne korake na promovisanju CHP ideje. To je naročito značajno ako se uzmu u obzir teški uslovi ne-liberalizovanog energetskeg tržišta, niskih cena električne energije i manjka zabrinutosti za očuvanje životne sredine u to vreme.

Sledeća Preporuka Saveta (88/611/EEC), u vezi sa promocijom CHP, od novembra 1988. godine odnosila se na promovisanje saradnje između javnih preduzeća i samostalnih proizvođača električne energije (proizvodnja električne energije za sopstvene potrebe), naročito korišćenjem obnovljivih izvora, goriva iz otpada i CHP. Glavni cilj je bio da se uklone zakonske i administrativne prepreke uvođenjem sledećih političkih principa:

- obaveza za javna preduzeća da kupuju višak proizvedene električne energije od samostalnih proizvođača,
- pravične procedure ovlašćenja za elektrane u privatnom vlasništvu,
- naknadu od javnih preduzeća u skladu sa principom „izbegnutih troškova“, koji obuhvataju investicione troškove, troškove goriva...

- nediskriminišući tretman u pogledu isporuke električne energije u javnu elektromrežu.

U julu 1992. godine Komisija je izvestila Savet o napretku u skladu s ovom Preporukom. Iako su odnosi između samostalnih proizvođača i javnih preduzeća znatno poboljšani i dalje su postojala značajna ograničenja koja je trebalo ukloniti da bi kogeneracija ostvarila svoj potencijal. Kao glavna prepreka za razvoj primene kogeneracije u tom trenutku je smatran odnos između samostalnih proizvođača električne energije i javnih snabdevača električnom energijom, kao i nedostatak u napretku postizanja unutrašnjeg tržišta električnom energijom u EU.

Na osnovu političke inicijative, po prestanku Hladnog rata, da se prevaziđu dotadašnje ekonomske podele na evropskom kontinentu potpisana je Evropska energetska povelja (European Energy Charter) u decembru 1991. godine s obzirom na to da su izgledi za uzajamno korisnu saradnju između Istoka i Zapada najjasniji bili u energetske sektoru. Na osnovu te povelje nastao je Ugovor o energetske Povelji (Energy Charter Treaty) i Protokol energetske Povelje o energetske efikasnosti (Energy Charter Protocol on Energy Efficiency), koji je potpisan u decembru 1994. godine, a stupio je na snagu u aprilu 1998. godine. Ugovorom su uspostavljeni multilateralni pravni okviri za međugraničnu trgovinu i saradnju u oblasti energetike. Taj okvir pokriva brojna pitanja uključujući tranzit energenata, energetske efikasnost, i investicije u energetske postrojenja. Sam Protokol o energetske efikasnosti predstavlja važan novi okvir za kogeneraciju u zemljama potpisnicama. U Protokolu se eksplicitno pominju podrška promociji kogeneraciji i mere za povećanje efikasnosti daljinskog grejanja.

Imajući u vidu Povelju donesene su važne Direktive za razvoj CHP ideje o zajedničkim pravilima za unutrašnje tržište električne energije i prirodnog gasa. Direktivom (96/92/EC) od 19. decembra 1996. godine o liberalizaciji unutrašnjeg tržišta električne energije data je mogućnost zemljama članicama da operator sistema da prednost CHP postrojenjima prilikom isporuke električne energije u mrežu. Takođe, donošenjem Direktive (98/30/EC) od 22. juna 1998. godine o zajedničkim pravilima za unutrašnje tržište prirodnog gasa očekivalo se da se poveća dostupnost gasa po konkurentnim cenama i tako doprinese ekonomskoj isplativosti CHP postrojenja na prirodni gas.

Predlogom Saveta Direktive koja se odnosi na restrukturiranje okvira zajednice za oporezivanje energenata, a koja je usvojena od Komisije 12. marta 1997. godine, nudi se mogućnost zemljama članicama da odobre fiskalne prednosti za obnovljive izvore energije i toplotu dobijenu iz kogeneracije.

Tokom 1995. godine Evropska komisija je usvojila Zeleni i Beli papir o energetske politici Evropske unije. To su dokumenti kojim se iskazuje politička volja da se krene putem sigurnog snabdevanja i zaštite životne sredine, što podrazumeva i povećanje energetske efikasnosti i primene obnovljivih izvora energije. U Beloj knjizi Komisija se obavezala da će predstaviti strategiju koja nudi koherentan pristup za promociju CHP u Evropskoj uniji. Ta inicijativa podrazumeva neophodnu saradnju između zajednice, njenih država članica, proizvođača i potrošača električne energije i toplote da pomognu u otklanjanju barijera za razvoj ovog ekološkog koncepta i koncepta kojim se značajno štedi energija.

Na osnovu pomenutih dokumenata Evropska komisija je usvojila prvu rezoluciju koja se direktno odnosi na promociju kogeneracije, „Strategija Zajednice za promovisanje kombinovane proizvodnje toplotne i električne energije“ od 18. decembra 1997. godine. Tada je već postojala jasna politička namera da se primenom kogeneracionih tehnologija poveća efikasnost energetske transformacije i krene u prilagođavanje privrednog sistema za ostvarivanje zacrtanih planova razvoja energetike uopšte. Ovim dokumentom je praktično započeta gradnja političkog procesa za promociju kogeneracije. A Komisija je kao indikativni cilj postavila



dupliranje udela proizvodnje električne energije iz kogeneracije u ukupnoj proizvodnji električne energije u EU, odnosno od 9% u 1994. na 18% u 2010.

Identifikovanje najpouzdanijih merila za procenu efikasnosti CHP postrojenja je jedno od pitanja o kojem je najviše raspravljano u naučnom svetu, s obzirom na to da su mnogi kriterijumi [X. Feng i ostali (1998)] koji su predloženi, okarakterisani različitim termodinamičkim pristupima. Ušteda energije goriva (FESR - fuel energy saving ratio) je jedini razuman od postojećih termodinamičkih kriterijuma za ocenu kogeneracionih sistema. Eksergetski stepen korisnosti ne uzima u obzir anergiju kod grejanja, tako da ne može da pruži racionalnu procenu kogeneracionog sistema. U svom radu Feng je predložio novi kriterijum, kogeneracioni stepen korisnosti ( $\eta_{CG}$ ), za kogeneracione sisteme. Prilikom procene CHP sistema, korišćenjem  $\eta_{CG}$  mogu da se dobiju isti zaključci kao i primenom FESR, a bolje je korišćenje  $\eta_{CG}$ s obzirom na to da se pored ocene kogeneracionog sistema može utvrditi i raspodela troškova po toplotnoj i električnoj energiji, što se primenom FESR ne može postići.

Krajem 2000. godine Evropska komisija je usvojila Zeleni papir o evropskoj strategiji o sigurnom energetsom snabdevanju. S obzirom na to da je Komisija u ovom dokumentu istakla da je EU izuzetno energetski zavisna sa 50% uvoza energije, da je emisija gasova staklene bašte u EU u porastu i da EU ima relativno ograničene mogućnosti da utiče na snabdevanje energijom ova zapažanja obezbeđuju jake argumente za razvoj novih politika Zajednice i mera usmerenih na smanjenje potrošnje energije i emisije gasova staklene bašte. To je možda i ključni dokument kojim je iskazana snažna politička volja za povećanjem energetske efikasnosti i primenom obnovljivih izvora energije. Kogeneracija je u njemu apostrofirana kao značajan činilac u povećanju energetske efikasnosti.

S obzirom na to da nije primećen značajan porast učešća kogeneracije u ukupnoj proizvodnji električne energije u skladu sa ciljem koji je Komisija postavila 1997. godine, nakon diskusije dve draft verzije, finalno Direktiva (2004/8/EC – CHP Direktiva) o promociji kogeneracije (Directive on the promotion of cogeneration based on a useful heat demand in the internal energy market) usvojena je 11. februara 2004. godine. Deklarisani cilj CHP Direktive jeste povećanje energetske efikasnosti i poboljšanje sigurnosti snabdevanja kreiranjem okvira za promociju i razvoj visokoefikasne kogeneracije na bazi zahteva za korisnom toplotnom energijom. Osnovni elementi kroz koje je CHP Direktivom predviđeno postizanje ovih ciljeva su:

- uspostavljanje usaglašenih kriterijuma efikasnosti za kogeneraciju,
- garancija porekla električne energije iz visokoefikasne kogeneracije. To proizvođačima omogućava da pokažu da je električna energija koju prodaju proizvedena iz visokoefikasne kogeneracije,
- zahtev od država članica da analiziraju potencijal za visokoefikasnom kogeneracijom i barijere za njihovu realizaciju,
- obezbeđivanje mehanizama podrške za kogeneraciju, koja se zasniva na zahtevu za korisnom toplotnom energijom i uštedom primarne energije,
- rešavanje pristupa elektromreži i tarifnih nepravilnosti za visokoefikasnu kogeneraciju.

Za CHP Direktivu se sa sigurnošću može reći da je najznačajniji dokument kojim se promoviše kogeneracija, a posebnu snagu daju tehnički, odnosno kvantitativni elementi. Kvantitativni deo CHP Direktive odražava dve faze pristupa evaluaciji postrojenja: harmonizovanu metodologiju za izračunavanje CHP električne energije i metodologiju za određivanje efikasnosti kogenerativnog procesa (Aneks I i II – Direktive 2004/8/EC). Međutim, treba naglasiti i da su u samoj CHP Direktivi mnoga važna pitanja ostala nerazjašnjena i da određene granične vrednosti (npr. faktor električne snage) nisu dobro zadate. Svakako su potrebna dodatna poboljšanja CHP Direktive da bi se dobila bolja osnova, transparentnija

metodologija, a što ne umanjuje stvarni napredak i pokretačku snagu koji je ova Direktiva donela u promociji kogeneracije.

Internacionalna asocijacija za CHP, daljinsko grejanje i hlađenje (Euroheat&Power) komentarišući CHP Direktivu dala je i predloge za rešavanje nejasnih i nedovoljno definisanih odredbi. Za faktor električne snage, koji nije sa dovoljnom tačnošću definisan Aneksom II CHP Direktive, data je procedura za proračun kroz uputstvo za izračunavanje CHP električne energije. Za graničnu vrednost ukupnog stepena korisnosti predloženo je da bude jedinstvena vrednost 80%, koja bi zadovoljila zahtev harmonizovanosti i jednakog tretmana sa visokim stepenom. Konfuziju da li Aneks III CHP Direktive treba da bude alternativa pre nego komplement Aneksu II rešio bi upravo predloženi stepen korisnosti od 80%, koji bi omogućio zahtevanu uštedu primarne energije. Time bi Aneks III koristio da se dokumentuje količina uštede primarne energije, a ne da se proverava kvalitet CHP procesa. Mnogo složenije pitanje je kako odrediti odgovarajući referentni scenario.

Čak i pre nego što je EU CHP Direktiva objavljena, zainteresovane strane su se okupile u CEN/CENELEC kancelariji u Briselu da se dogovore o metodologiji za precizniju identifikaciju i kvantifikaciju CHP aktivnosti od one ponuđene tekstem CHP Direktive. Kao rezultat, u septembru 2004. objavljeno je CEN Uputstvo za određivanje kombinovane toplotne i električne energije (Manual for Determination of Combined Heat and Power). Uputstvo je obimno, ali sa algoritmom koji sumira ceo postupak, a sva specifična pitanja su obrađena u posebnim poglavljima (npr. složena parno-turbinska postrojenja sa više od jednim oduzimanjem pare). CEN je prepoznao veliki značaj pitanja kvantifikacije CHP naglašavajući da je određivanje toplote i električne energije iz CHP važno ne samo za CHP Direktivu, nego i za EU trgovinu emisijom štetnih gasova (EU Emission Trading Scheme), državne smernice za unapređenje životne sredine (State Aid guidelines for environmental improvement) i CHP Direktivu o oporezivanju energije (energy taxation Directive). U uputstvu je formulisana procedura za vrednovanje ulaza i izlaza kogeneracionih postrojenja, ali bez kvalitativnog rangiranja kao što su ušteda primarne energije ili uticaj na životnu sredinu.

U radu Kardona i Pijaćentina [Cardona E, Piacentino A. (2005)] analizirano je na termodinamičkoj osnovi da li CHP Direktiva 2004/8/EC može da dovede do očekivanog širenja CHP postrojenja (18% udela proizvodnje električne energije iz kogeneracije u ukupnoj proizvodnji električne energije u EU). Analizom su obuhvaćeni različiti kriterijumi za ocenu visokoeфикаsne kogeneracije iz zemalja EU i SAD-a koji su poređeni sa kriterijumima definisanim u CHP Direktivi na bazi energetske i ekološke koristi, kao i očekivanog efekta na CHP tržište. Zaključeno je da referentne vrednosti za odvojenu proizvodnju moraju biti precizno definisane i da se periodično moraju ažurirati, da se direktno treba fokusirati na energetske i ekološke koristi uz izbegavanje drugih pristupa, uključujući ukupan stepen korisnosti, drugi Zakon Termodinamike s obzirom na to da različito procenjuju postrojenja koja postižu istu uštedu primarne energije. Takođe, naglašeno je da u kriterijumima treba napraviti razliku između primene u industriji i tercijalnom sektoru, kao i mnogo jasniju razliku u pogledu temperaturnih nivoa korisne toplote. Jasno je da precizno definisanje kriterijuma za ocenu ima važnu ulogu sa promotivnog ili metodološkog gledišta, ali i uprkos tome teško je proceniti uticaj na zajedničkom slobodnom tržištu energije, pošto je predviđanje ishoda na ovom tržištu gotovo nemoguće, zbog njegove kompleksnosti.

Shodno članu 4 CHP Direktive, Evropska komisija je donela odluku o uspostavljanju harmonizovanih referentnih vrednosti stepena korisnosti za odvojenu proizvodnju električne i toplotne energije u primeni Direktive 2004/8/EC. Ova odluka (2007/74/EC) sastoji se od matičnih vrednosti koje se razlikuju u zavisnosti od relevantnih faktora, koji uključuju godinu izgradnje postrojenja i tip goriva. Takođe, definisani su i korekcionni faktori koji se odnose na prosečnu klimatsku situaciju i metod za uspostavljanje klimatskih zona, kao i korekcionni faktor

za izbegavanje gubitaka mreže za primenu harmonizovanih referentnih vrednosti stepena korisnosti za odvojenu proizvodnju električne energije.

Razmatranje efikasnosti i indikatora definisanih u cilju promovisanja kogeneracije u različitim legislativama zemalja EU i SAD-a, na termodinamičkoj osnovi, bio je predmet rada Nešeima i Ertesvaga [Svein J. Nesheim, Ivar R. Ertesvag (2007)]. Indikatori su poređeni s eksergetskom ocenom postrojenja. Nijedan od razmatranih indikatora nije u stanju da obezbedi potpunu termodinamičku evaluaciju CHP postrojenja, ali se čini da su neki aspekti drugog Zakona Termodinamike kada je reč o toploti i električnoj energiji indukovani u indikatore na bazi modifikovanih stepena korisnosti (ekvivalentni stepen korisnosti električne energije u legislativi Španije, Portugala i SAD-a). Ipak, treba naglasiti i da strogo termodinamičko poređenje indikatora ne daje potpuni utisak efekta različitih mera za promovisanje kogeneracije.

Kao što se može videti u radovima Kardonea, Pijaćentina i Nešeima, Ertesvaga tema analize su bili indikatori za ocenu kogeneracionih postrojenja sa termodinamičkog stanovišta, a koji se koriste u različitim legislativama. Zaključci ovih radova su oprečni i kada je reč o korišćenju drugog Zakona Termodinamike kao indikatora, a razlog je verovatno u činjenici da se oba pristupa mogu smatrati ispravnim, odnosno može se reći da eksergetska ocena postrojenja ne daje potpunu i jasnu smernicu za promovisanje kogeneracije, ali i da eksergetsko vrednovanje u vidu temperaturnih nivoa korisnika toplote treba na neki način uvrstiti u kriterijume.

Na primeru Portugala prikazano je kako se određene barijere u promovisanju kogeneracije stvorene lokalnom energetsom politikom i restriktivnim okvirima za instalaciju novih kogenerativnih postrojenja mogu prevazići relativno jednostavnim prilagođavanjem CHP Direktivi 2004/8/EC [Nuno A. Moreira i ostali (2007)]. Na praktičnom primeru mikro-kogeneracije pokazano je da podsticajni mehanizmi treba da budu indeksirani prema uštedi primarne energije (PES – Primary Energy Saving), koja je definisana CHP Direktivom. A što se relativno jednostavno može preneti u postojeći pravni okvir Portugala.

U svom radu, Verbruggen [A. Verbruggen (2007)] je dao smernice, odnosno sugestije kako da se poboljša Direktiva 2004/8/EC. CHP Direktiva je ocenjena kao nekompletna sa nepreciznim definicijama i lošom identifikacijom. Proračun električne energije u kogeneracionom režimu definisan Aneksom II CHP Direktive je pojednostavljen i nije najjasnije definisan i kvantifikovan, dok su granične vrednosti date za ukupan stepen korisnosti (75 i 80%, zavisno od CHP tehnologije) i faktor električne snage (označen sa „S“ u CHP Direktivi, ili uobičajeno sa „ $\sigma$ “ u stručnoj literaturi, zavisi od tehnologije) date proizvoljno i ne promovišu najbolju praksu, pa ih treba izbegavati u regulativi kojom se promoviše visokoefikasna kogeneracija. Na poteškoće u kvantifikovanju kogeneracionih aktivnosti u CHP Direktivi nije dat odgovor, nego su Aneksom III kvalifikovane performanse kogeneracije na bazi PES „zaboravljajući“ Aneks II. Sa druge strane CHP Direktiva ne nameće svoju metodologiju Članicama, nego daje mogućnost da same Članice mogu da koriste druge metode za vrednovanje električne energije iz kogeneracije od one definisane Aneksom II, ali uz prethodnu saglasnost Komisije. Time EU mudro ne nameće metodu definisanu CHP Direktivom, ali na taj način ne povećava harmonizaciju koja je navedena kao osnovni cilj CHP Direktive. Takođe, autor je u radu dao i komentar CEN uputstva u kojem je data metodologija za identifikovanje i kvantifikovanje CHP aktivnosti, mnogo tačnija od teksta CHP Direktive. CEN uputstvo pravi razliku između kogeneracionih procesa sa gubitkom snage usled oduzimanja korisne toplote i onih bez gubitaka snage, sa fokusom na kondenzacione parne turbine s oduzimanjem kod kojih je kombinacija režima CHP i ne-CHP i gubitak snage istaknut, sa dodatnom kompleksnošću da se oduzimanje za korisnu toplotu može ostvariti na različitim pritiscima i temperaturama. Kao nedostatak CEN uputstva navodi se fiksna granica ukupnog stepena korisnosti prihvaćena iz Aneksa II CHP Direktive koja se koristi kod klasifikovanja CHP postrojenja (postrojenja s ukupnim stepenom korisnosti iznad navedene granice se u potpunosti prihvataju kao kogeneraciona) i prilikom određivanja CHP električne energije. Kao rešenje,

umesto korišćenja fiksnih graničnih vrednosti stepena korisnosti, predlaže se da se kompletno proizvedena električna energija prihvati kao CHP električna energija, kada postrojenje ne sadrži uređaje u kojima se pojavljuje otpadna toplota (kondenzacija). A u slučaju postrojenja sa kombinovanim kogeneracionim i kondenzacionim aktivnostima, određivanje CHP električne energije bi se sprovelo merenjem realnih gubitaka postrojenja (non-recoverable losses) i toplote oslobođene kondenzacijom ( $Q_{\text{Cond}}$ ).

Uticao koeficijenta gubitka električne snage ( $\beta$ ), kao i ostalih faktora na uštedu primarne energije (PES) na primeru kogeneracionog postrojenja na Tajlandu tema je rada Harmena [H. Burhanuddin i ostali (2008)]. Za pet različitih režima rada, analiziran je koeficijent gubitka električne snage, računat sa tri različite formule. Najbolje rezultate daje termodinamički pristup proračuna  $\beta$ . Sprovedena je i analiza osetljivosti PES na promenu nezavisno promenljivih (četiri stepena korisnosti – referentni stepeni korisnosti za odvojenu proizvodnju toplote i električne energije i stepeni korisnosti proizvodnje toplotne i električne energije CHP postrojenja), a očigledno je da mala promena ovih promenljivih uzrokuje značajnu promenu PES. Iz tog razloga je izuzetno važno kako se definišu referentni stepeni korisnosti i kako se računaju stepeni korisnosti CHP sistema.

Krenuvši od pitanja „Zašto bi uopšte CHP trebalo da bude promovisana?“, zaključak je da prvenstveno treba uraditi tačnu identifikaciju i merenje CHP aktivnosti, odnosno kvantifikovanje CHP aktivnosti, a zatim eksterni benčmarking, odnosno kvalitativno vrednovanje CHP aktivnosti [A. Verbruggen (2008)]. Problemi se uvećavaju kada se prvi deo ne uradi kvalitetno. Količina električne energije proizvedena u čistom kogeneracionom režimu je neophodan i dovoljan indikator za kvantifikaciju CHP performansi, ali uz proceduru za tačnu identifikaciju faktora električne snage CHP postrojenja, kao i proceduru za periodično kontrolisanje i izveštavanje o količini korisne toplotne energije u CHP postrojenju. Ove procedure nisu definisane CHP Direktivom. Takođe, kvalitativne norme definisane Direktivom na bazi eksternog benčmarkinga (poređenje efikasnosti CHP postrojenja sa stepenom korisnosti referentne odvojene proizvodnje toplotne i električne energije, odnosno CHP sa ne-CHP procesom) podrazumevaju male podsticaje za unapređenje realnog kvaliteta CHP procesa, što može da se ispravi internim benčmarkingom (poređenje na bazi primera CHP procesa najbolje prakse, s istom tehnologijom).

Sa ciljem da se osigura harmonizovana metodologija za proračun količine električne energije iz kogeneracije Evropska komisija je u novembru 2008. godine uspostavila detaljne smernice za sprovođenje i primenu Aneksa II Direktive 2004/8/EC. Te smernice trebalo bi da omoguće državama članicama da u potpunosti transponuju ključne delove CHP Direktive, kao što je garancija porekla i uspostave mehanizme podrške za visokoeffikasnu kogeneraciju. Proračun električne energije iz kogeneracije (CHP električna energija) je dat u pet koraka, a u posebnom poglavlju je dato uputstvo za pravilno postavljanje granica složenih kogeneracionih sistema.

Evropska komisija je 2008. godine podnela izveštaj parlamentu i savetu Evrope sa ciljem da izvesti o trenutnom stanju CHP i da prikaže mogućnosti za budući razvoj. Navedeno je da je sprovođenje CHP Direktive od 2004. godine znatno sporije od onoga što se očekivalo. Najveći izazov je predstavljalo usvajanje harmonizovanih referentnih vrednosti stepena korisnosti za odvojenu proizvodnju električne i toplotne energije (usvojeno 2006. godine) i usvajanje detaljnih smernica za izračunavanje električne energije iz kogeneracije (usvojeno 2008. godine). Takođe, obavezujuće izveštavanje, u skladu sa CHP Direktivom, o CHP potencijalima i napretku iskorišćenja ovih potencijala država članica nije u potpunosti sprovedeno. Samo je manji broj članica podneo potpune izveštaje, a razlog je kašnjenje u sprovođenju CHP Direktive. Svakako, Evropska komisija vidi CHP Direktivu kao značajan alat koji doprinosi da se u Evropi odgovori na energetske izazove. U tom smislu je potrebno da države članice preduzmu hitne mere na sprovođenju zakonske regulative s obzirom na to da su se svi osnovni uslovi stekli usvajanjem

prethodno navedene dve odluke Evropske komisije. Od velike važnosti je i da se uspostave izveštaji svih država članica. Komisija će nastaviti praćenjesprovođenja i omogućiće svu podršku.

Sveobuhvatna analiza performansi za četiri različita kogeneraciona postrojenja (parno-turbinsko, gasno-turbinsko, dizel-motor i geotermalni sistem) na bazi energetske i eksergetskog stepena korisnosti sprovedena je u radu Kanoglua i Dinsera [M. Kanoglu, I. Dincer (2009)]. Zaključak je da eksergetski stepen korisnosti daje realističnija poređenja između različitih kogeneracionih sistema naročito kada sistemi koriste niskotemperaturske izvore, kao što je geotermalna toplota. Na taj način, eksergetska analiza omogućava poboljšanja koja se ne mogu dostići energetske analize, kao što su povećanje efikasnosti, smanjenje potrošnje goriva i smanjenje emisije štetnih gasova.

U cilju uzimanja u obzir tehnološkog razvoja i promena u raspodeli izvora energije, 2011. godine, Evropska komisija je revidirala harmonizovane referentne vrednosti stepena korisnosti za odvojenu proizvodnju električne i toplotne energije u primeni Direktive 2004/8/EC, uspostavljene odlukom 2007/74/EC. Nova odluka (2011/877/EU) podrazumeva redovnu četvorogodišnju reviziju referentnih vrednosti.

U skladu sa CHP Direktivom, da bi se kogeneracioni sistemi kvalifikovali za ekonomsku i finansijsku korist, moraju da zadovolje određene zahteve kada je reč o efikasnosti i uštedi primarne energije. Iz tog razloga je proračun ova dva indikatora performansi, zajedno sa količinom električne energije proizvedenom u spregnutoj proizvodnji sa korisnom toplotom, od ključne važnosti za ekonomsku isplativost ovih sistema, Frangopoulos [C. A. Frangopoulos (2012)]. S obzirom na to da sama CHP Direktiva, kao i smernice objavljene 2008. godine ne daju jasnu i kompletnu proceduru za neophodne proračune, kompletna procedura je prezentovana u radu čime se dobijaju vrednosti svih najznačajnijih indikatora performansi kogeneracionih sistema. Prikazana je opasnost narušavanja I Zakona Termodinamike korišćenjem zadatih vrednosti faktora električne snage definisanih CHP Direktivom, kao i pojave diskontinuiteta CHP električne energije, kao funkcije ukupnog stepena korisnosti sistema. Predlog za proračun koeficijenta faktora snage je formula koja odgovara onoj definisanom CEN uputstvom. Takođe, data je definicija „punog režima kogneracije“, kao i formula za proračun PES za CHP i ne-CHP deo kogeneracionog sistema, što nije u potpunosti definisano CHP Direktivom. Iz navedenih razloga CHP Direktiva i odgovarajuće odluke Evropske komisije moraju biti podložne recenziji i reviziji s' vremena na vreme.

U izveštaju o napretku CHP Direktive pokazalo se da je efikasnost i efektivnost CHP Direktive ograničena. Udeo električne energije proizvedene iz visokoeffikasne kogeneracije porastao je sa 10,5% u 2004. na samo 11,0% u 2008. godini. Ovo pokazuje da CHP Direktiva nije uspela u potpunosti da stvori potrebnu investicionu sigurnost, da se smanji teret brojnih administrativnih procedura i da se stvore ravnopravni uslovi za CHP tehnologiju i njene operatore. Takođe, Savet Evrope je 2011. godine zaključio da se zacrtani cilj od 20% energetske efikasnosti u 2020. godini mora ispuniti, iako se u tom trenutku nije bilo na putu ostvarenja tog cilja. Iz navedenih razloga 25. oktobra 2012. godine usvojena je Direktiva o energetske efikasnosti (2012/27/EU), kojom je u potpunosti zamenjena CHP Direktiva. Ideja je da se integralnim pristupom u obzir uzmu svi postojeći potencijali za uštedu energije, koji obuhvataju i uštedu u snabdevanju energijom i uštedu kod krajnjih korisnika i da se kumulativnom realizacijom konkretnih nacionalnih i Evropskih mera unapređenja energetske efikasnosti u različitim oblastima dostigne cilj od 20% energetske efikasnosti. U isto vreme, sve odredbe iz CHP Direktive kroz novu Direktivu treba da budu ojačane.

Uticao podsticajnih mehanizama i barijera na razvoj kogeneracije u EU na bazi 5 standardnih projekata (različita kogeneraciona postrojenja definisana kapacitetom, pogonskom mašinom i korisnikom proizvedene enrgije) je tema rada Moya [J. A. Moya (2013)]. Jedinstven

set pretpostavki je korišćen za sve države članice. Analizom je pokazano da nema dokaza da države članice u kojima je merama podsticaja data ekonomska prednost kogeneracionim projektima su uspešnije u promovisanju kogeneracije od ostalih država članica. Slična analiza uticaja barijera za širenje kogeneracije pokazuje da nijedna od analiziranih barijera nije odlučujuća u sprečavanju razvoja kogeneracije. Međutim, postavlja se i pitanje kvaliteta izveštavanja o barijerama od pojedinih zemalja članica. Iz tog razloga potreban je jasan pristup izveštavanja o barijerama za razvoj kogeneracije. Analiza osetljivosti promene udela kogeneracije na prisustvo ili odsustvo mera koje daju ekonomsku prednost kogeneracionim projektima pokazala je da su zemlje sa već visokim udelom kogeneracije znatno osetljivije na uklanjanje ili produženje mera podrške. Takođe, provereno je i moguće „preklapanje“ sa promocijom OIE, a zaključak je da promocija obnovljivih izvora energije značajno ne utiče na promociju CHP.

Postoje različite metode za procenu uštede primarne energije CHP postrojenja u poređenju s odvojenom proizvodnjom toplotne i električne energije, o čemu je široko diskutovano u stručnoj literaturi, ali bez naučnog konsenzusa i jedinstvene široko prihvaćene metode za određivanje energetske performanse CHP sistema. I sama EU CHP Direktiva nije nametnula svoj predloženi metod na države članice, pa se metode za određivanje potencijala uštede energije primenom kogeneracije i dalje veoma razlikuju čak i unutar Evrope. U radu Klasena i Patela [R. E. Klaassen, M. K. Patel (2013)] poređene su različite metode, uključujući i metodu iz EU CHP Direktive, za procenu uštede primarne energije kombinovanog postrojenja gasne i parne kondenzacione turbine sa jednim oduzimanjem (NGCC-CHP) u poređenju sa tipičnim kućnim kondenzacionim kotlom na prirodni gas (GFCB) u domaćinstvima u Holandiji. U pogledu uštede energije zaključak je da snabdevanje stanova daljinskim grejanjem iz NGCC-CHP štedi energiju u poređenju sa tipičnim GFCB. Međutim, izračunata ušteda energije ne zavisi samo od usvojene metode, nego i od pretpostavljenog referentnog stepena korisnosti ( $\eta_{e,ref}$ ). Metod po EU CHP Direktivi daje veću vrednost PES u poređenju s ostalim analiziranim metodama za vrednosti  $\eta_{e,ref}$  ispod 51-53%, a negativnu vrednost PES za  $\eta_{e,ref}$  iznad ~60%. Argumentovano je da CHP Direktiva daje korisnu metodu za procenu PES kogenerativnih postrojenja. Međutim, kod rešavanja NGCC-CHP sistema, važno je da se uzmu u razmatranje faktori sistema daljinskog grejanja koji utiču na uštedu energije. U radu su uključeni u razmatranje: gubici toplote u mreži daljinskog grejanja i korišćenje back-up kotla za CHP sistem. Ovi faktori nisu obuhvaćeni metodologijom definisanom CHP Direktivom, gde granica sistema za određivanje uštede obuhvata samo kogeneracioni proces.

Iz priloženih dosadašnjih istraživanja vrednovanja kogenerativnih postrojenja može se zaključiti da prava istina leži u multidisciplinarnom pristupu, međusobnom preplitanju teorije i prakse. Takođe, evidentno je da postavljeni planovi za povećanje udela kogeneracije nisu u potpunosti ispunjeni, a osim kompleksnosti zajedničkog slobodnog tržišta energije sigurno da deo odgovornosti nosi i nedovoljno jasno definisana, nepotpuna, neharmonizovana CHP Direktiva. Iz tog razloga CHP Direktiva i sve Direktive zasnovane na njoj, kao i definisane metodologije za energetske vrednovanje kogenerativnih postrojenja moraju biti periodično revidovane kako bi se postigao motivišući faktor za CHP postrojenja u skladu sa zacrtanim planovima, ali i na transparentan i tehnički ispravan način definisao i kontrolisao deo energije CHP postrojenja za koji se daje subvencija. Samo promovisanje kogeneracije, njen značaj u ostvarenju cilja energetske efikasnosti i smanjenja emisije štetnih gasova, odnosno značaj CHP Direktive u osnovi, ne treba dovoditi u pitanje.

### 3. Kogeneracioni sistemi

Osnovu procesa kogeneracije ili kombinovane proizvodnje toplotne i električne energije čini jedinstven termodinamički proces, uz korišćenje samo jednog pogonskog goriva i korišćenje otpadne toplote koja nastaje kada se generiše električna energija, radi proizvodnje tople vode i/ili pare. Para ili topla voda mogu da se koriste u tehnološkim procesima, za grejanje prostora, u pripremi tople potrošne vode ili za pogon apsorpcionih rashladnih uređaja, a proizvedena električna energija može da se preda u elektroenergetsku mrežu.

Kogenerativna postrojenja mogu biti različitih snaga i kao takva mogu da se koriste u toplanama-termoelektranama za daljinsko grejanje i kao nešto manja postrojenja koja se koriste u industriji, uz mogućnost da se osim zadovoljenja sopstvenih potreba za energijom podmiruju i toplotne potrebe obližnjih subjekata. Postrojenja manje snage našla su primenu u industriji sa manjim toplotnim potrošačima i u sektoru zgradarstva. U novije vreme razvijaju se CHP postrojenja vrlo male snage, koja mogu da se koriste za proizvodnju energije i u individualnim domaćinstvima. Ovde će se razmatrati uglavnom složena kogeneraciona postrojenja velike i srednje snage.

Sigurnost i pouzdanost snabdevanja, pre svega električnom energijom, zahtevala je njenu distribuiranu proizvodnju. Pored toga, nacionalne ekonomije su prepustile manji deo proizvodnje električne energije privatnim kompanijama, i u tom cilju su i razvile pogodne ekonomske i finansijske mehanizme, tako da su u pojedinim razvijenim zemljama učešća ovakvih privatnih kompanija dostigla proizvodnju od nekoliko desetina procenata ukupne nacionalne potrošnje električne energije. Upravo ovakva postrojenja, koja pretenduju na upotrebu beneficija nacionalnih regulatora, moraju da zadovolje stroge propisane uslove rada postrojenja i efikasnosti koje postrojenje postiže.

#### 3.1 Razlozi za primenu kogeneracionih sistema

Kada se govori o razlozima za primenu kogeneracije prvenstveno se misli na smanjenje potrošnje primarne energije i smanjenje emisije štetnih gasova. Ovo su i osnovni razlozi navedeni u CHP Direktivi za promociju kogeneracije. Osim ovih postoji još niz posrednih i neposrednih koristi primene kogenerativnih postrojenja, koji dodatno opravdavaju motiv promovisanja kogeneracije, a za šta postoje i određena suprotna mišljenja. Primenom kogenerativnih postrojenja postiže se sledeće:

- Smanjuje se oslobađanje štetnih materija u atmosferu

Svaka energetska transformacija je velik izvor zagađenja životne sredine. Ova tehnologija smanjuje oslobađanje štetnih materija na taj način što se njenom primenom koristi znatno manje goriva za podmirenje istih ukupnih energetskih potreba. Kao rezultat se javlja poboljšan kvalitet životne sredine. Radom CHP postrojenja i boljom iskorišćenošću primarnog goriva dolazi do snižene emisije gasova s efektom staklene bašte. Time se omogućava izbegavanje plaćanja visokih kazni u slučaju preterane emisije navedenih gasova, a posebno CO<sub>2</sub>.

- Povećava se pouzdanost elektroenergetskog sistema

Pouzdanost sadašnjih elektroenergetskih sistema je mala, a i pogonski prekidi koštaju mnogo, naročito kod visokokompjuterizovanih sistema. Primena kogenerativnih postrojenja ublažava opšte prekide, koji mogu da se jave kao posledica problema u javnom prenosu i distribuciji.

- Rasterećuje se elektrodistributivni kapacitet mreže

Primenom kogenerativnih postrojenja proizvodi se nova količina električne energije, čime se smanjuje potreba za novim investicijama u javnu mrežu i izvore, a samim tim se smanjuju i značajni gubici u mreži (transmisioni i distributivni gubici).

- Omogućava se autonomnost snabdevanja električnom energijom

Tržište električnom energijom je još uvek u velikoj meri monopolizovano. Primenom kogenerativnih postrojenja povećava se globalna sigurnost i smanjuje rizik da potrošač ostane bez električne ili toplotne energije. Istovremeno, na globalnom planu postiže se rasterećenje mreže snabdevanja energijom u vreme najveće potrošnje, uklapanjem ovakvih sistema u centralnu mrežu. Projekti implementacije kogenerativnih postrojenja u postojeći energetska sistem dovode do toga da se javljaju novi učesnici na tržištu energije, i tako postaju potencijalna konkurencija tradicionalnim snabdevačima električne energije.

- Pozitivno utiče na zaštitu životne sredine

Nove (velike) elektrane predstavljaju veliki udar na životnu sredinu, dok su kogenerativna postrojenja mala i obično nenametljivo postavljena između postojećih zgrada i pogona, bez ugrožavanja najbliže okoline.

- Omogućava se brži dolazak do nedostajućih količina električne energije

Za izgradnju novih elektrana potrebne su godine. Kogenerativno postrojenje se pušta u rad obično za manje od dve godine, a manja postrojenja (do 2 MW) i za šest meseci.

- Povećava se strateška sigurnost zemlje

Energetski sistemi su ranjiva meta napada. Kogenerativni sistemi su distribuirani na međusobnoj udaljenosti. Za razliku od njih, velika postrojenja su lako uočljiva u slučaju neprijateljskih napada i njihovo oštećenje može da prouzrokuje velike energetske poremećaje.

- Snižavaju se troškovi za nabavku energije (električna i toplotna energija, gorivo)

Sniženje ukupnih troškova za energiju nastaje zbog povećane efikasnosti iskorišćenja goriva i smanjivanja utroška energije.

- Ostvaruje se dodatni profit

- a) Dodatni prihod se ostvaruje od prodaje viška električne energije elektrodistributivnoj mreži.
- b) Ostvaruje se dodatni profit od valorizacije nastalog smanjenja emisije gasova s efektom staklene bašte, putem karbon trgovine sa CER (Certifited Emission Reduction) potvrdama.
- c) Mogućnost ostvarenja dodatnog profita od prodaje poluproizvoda (npr. pepeo od sagorevanja pirinčane ljuske).

Bitno je istaći da će dobro projektovano kogenerativno postrojenje uvek omogućiti veću efikasnost nego konvencionalna postrojenja, ako se posmatraju vodeći izdaci za energente i ostvarena proizvodnja, odnosno bolje iskorišćenje primarnog energenta – goriva.



Kada je reč o kogenerativnim postrojenjima treba imati na umu da postoje neki osnovni uslovi i prepreke koje utiču na razmatranja mogućnosti implementacije kogenerativnih postrojenja, ali i na sam izbor tehnologije i snage postrojenja. Dakle, kogenerativna postrojenja ne dovode jednoznačno do navedenih koristi i prednosti, nego je neophodno poznavanje tehnologije, tehničkih i termodinamičkih principa prilikom izbora i projektovanja postrojenja. Neki faktori koji određuju primenu kogenerativnih postrojenja su:

- Podudaranje potrebe za električnom i toplotnom energijom

*Postavlja se pitanje:*

*Da li se tokom celog veka eksploatacije može da plasira proizvedena električna i toplotna energija?*

*Ukoliko to nije tako, dolazi do značajno promenjenih odnosa, pa i do zaključka da kogenerativno postrojenje ekonomski ne može da izdrži konkurenciju dva jednostavnija postrojenja za odvojenu proizvodnju električne i toplotne energije, odnosno manjeg postrojenja za transformaciju primarne u toplotnu energiju i preuzimanje potrebne električne energije od javne elektrodistributivne mreže.*

*Što su potrebe subjekta za električnom energijom veće, u isto vreme povećavaju se i potrebe za toplotom (za grejanje, hlađenje ili sušenje), to je primena kogenerativnih postrojenja atraktivnija – odnosno ostvarene energetske uštede su veće, a vreme vraćanja investicije kraće.*

- Odnos cene električne energije i prirodnog gasa

*Što je veća razlika između kupovine cene električne energije iz mreže i cene prirodnog gasa (kada je planirano da se prirodni gas koristi kao pogonsko gorivo), to znači da je veća isplativost primene kogenerativnih postrojenja.*

- Godišnje angažovanje kogenerativnih postrojenja

*Od ukupnih 8.760 sati godišnje neophodno je da CHP postrojenje radi minimalno 3.000 h/god. Što je broj sati rada veći, to je isplativost ulaganja u izgradnju kogenerativnih postrojenja veća.*

- Razlika u troškovima nabavke, izgradnje i puštanja u rad

*Što je niža razlika između troškova za nabavku, izgradnju i puštanje u rad kogenerativnih postrojenja prema konvencionalnom sistemu, to su veće uštede prilikom izgradnje kogenerativnih postrojenja.*

- Značaj potrebe za kvalitetom električne energije i sigurnošću u njenom kontinuiranom snabdevanju
- Potrebne snage električne i toplotne energije na strani potrošača

### 3.2 Tehnički principi kogeneracionih sistema

Prethodno su navedeni osnovni faktori koji definišu primenu kogeneracionih sistema. Pored ovih faktora postoje i određeni tehnički principi koji se koriste prilikom izbora i definisanja CHP postrojenja. Kogeneracioni procesi mogu biti dimenzionisani na različite načine u zavisnosti od zahtevane količine energije (toplotne i/ili električne). U pogledu temperaturnog nivoa korisne toplote generalno mogu da se razlikuju tri tipa kogeneracionih sistema:

- primena u industriji, uobičajeno  $>140^{\circ}\text{C}$
- grejanje prostora, uobičajeno  $40-140^{\circ}\text{C}$
- primena u poljoprivredi (npr. staklenici),  $\approx 40^{\circ}\text{C}$

Navedene primene moguda se postignu korišćenjem različitih tehnologija.

Takođe, postoje velike razlike, naročito u ekonomskim i finansijskim uslovima, u zavisnosti od veličine (snage) kogeneracionih postrojenja. I tu mogu da se razlikuju:

- postrojenja velike snage,  $>50 \text{ MW}_{\text{el}}$
- postrojenja srednje snage,  $5 \text{ MW}_{\text{el}} - 50 \text{ MW}_{\text{el}}$
- postrojenja male snage,  $5 \text{ kW}_{\text{el}} - 5 \text{ MW}_{\text{el}}$

Kao što je prethodno navedeno izbor i ocenu kogenerativnih postrojenja, odnosno najoptimalnije tehnologije za dati slučaj je od velike važnosti za kasnije ostvarivanje svih koristi koje nudi CHP. U tom smislu postoji niz pokazatelja koji mogu da se koriste za ocenu najoptimalnije tehnologije. Kriterijumi za ocenu CHP tehnologija mogu biti:

- tehnički:
  - veličina
  - stepen korisnosti
  - ponašanje na parcijalnim opterećenjima
  - fleksibilnost promene opterećenja
  - fleksibilnost promene goriva
  - dostupnost
- ekonomski:
  - investicioni troškovi
  - operativni troškovi
  - obrazovanje zaposlenih (npr. znanje, iskustvo)
  - socioekonomski
- ekološki:
  - $\text{CO}_2$
  - $\text{NO}_x$
  - radioaktivni otpad
  - toksini

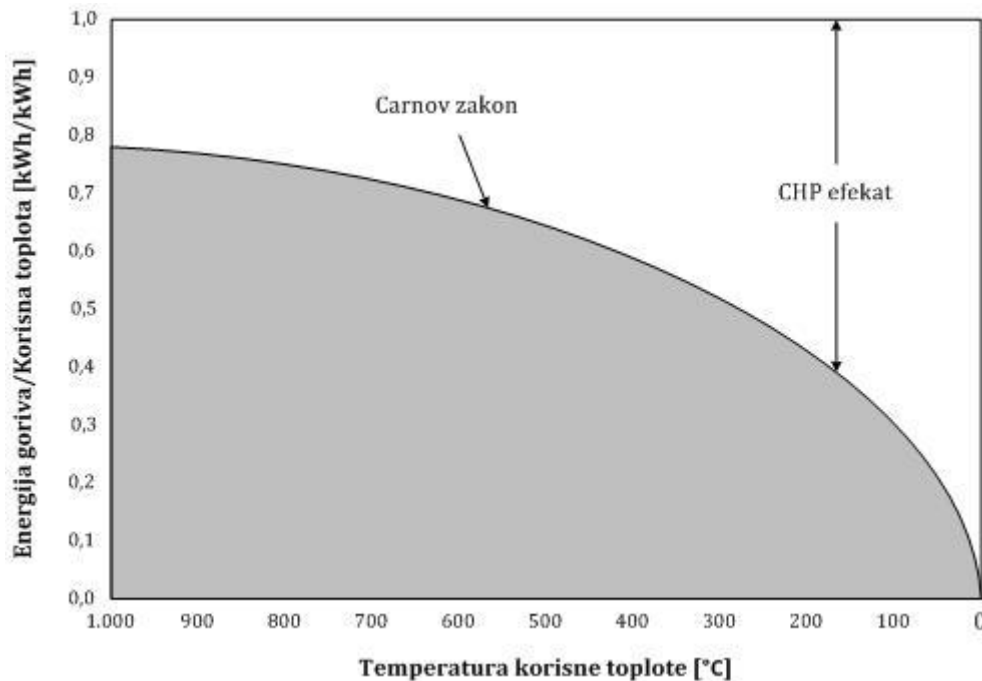
### 3.3 Termodinamički principi kogeneracionih sistema

Kogeneracija je simultana proizvodnja dve energetske forme iz jednog primarnog energenta. Obično je to proizvodnja mehaničke i toplotne energije. Mehanička energija može da se koristi za pogon generatora i proizvodnju električne energije ili za pokretanje rotacionih mašina. Toplotna energija može da se koristi direktno ili za indirektnu proizvodnju vodene pare, vrele vode, toplog vazduha ili rashladne vode.

Kod odvojene proizvodnje električne energije, kao na primer u parnim kondenzacionim turbinama ili gasnim turbinama bez rekuperacije toplote, nema iskorišćenja niskotemperaturne toplotne energije vodene pare, odnosno toplih dimnih gasova respektivno. Tako se ta toplotna energija oslobađa u atmosferu, preko kondenzatora ili direktno kao topli dimni gasovi, bez iskorišćenja i na taj način biva izgubljena.

U odvojenoj proizvodnji samo toplotne energije za grejanje, kao na primer u kotlovima na gas ili ugalj, nema proizvodnje električne energije. Temperaturski nivo zahtevane toplotne energije (400 do 100°C) je uobičajeno daleko ispod temperature sagorevanja (>1000°C). Visokotemperaturna toplotna energija generisana sagorevanjem goriva se konvertuje u niskotemperaturnu korisnu toplotnu energiju i na taj način degradira, bez potpunog iskorišćenja. Umesto da se visokotemperaturna energija konvertuje u električnu energiju do temperaturskog nivoa toplotnog konzuma.

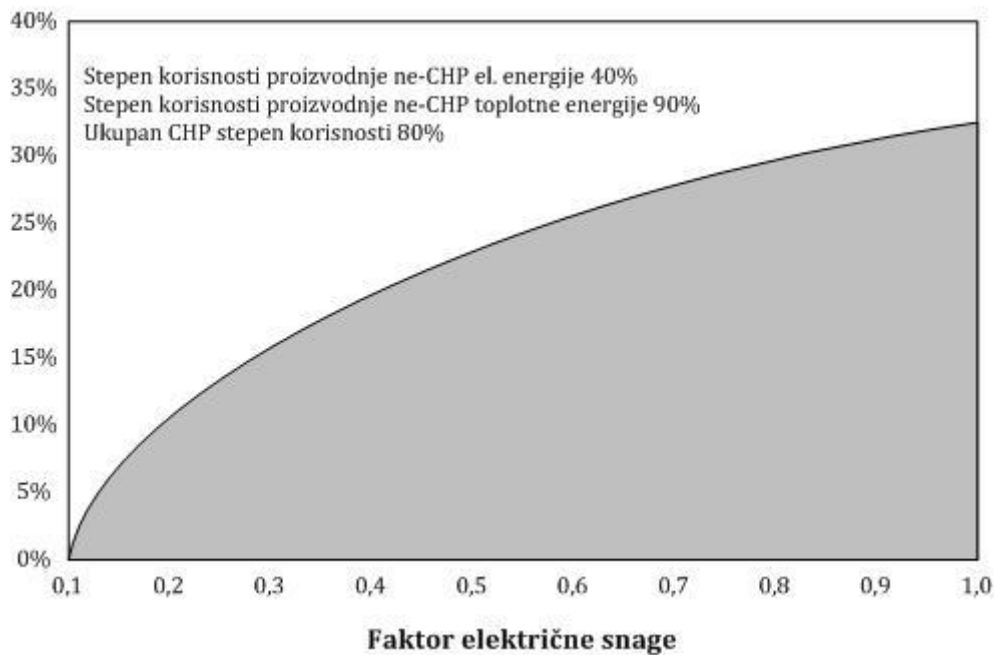
Prednost CHP postrojenja u odnosu na odvojenu proizvodnju kada je reč o korišćenju temperaturskog nivoa korisne toplote na bazi Karnovog (Carnot) zakona prikazan je na slici 3.1. Kao što može da se vidi sa slike, što je niža temperatura korisne toplote više energije može da se konvertuje u električnu energiju, a samim tim veća je i prednost kogeneracije.



Slika 3.1 – Zahtevana energija goriva u zavisnosti od temperature korisne toplote

Faktor električne snage jedan je od najvažnijih parametara koji utiču na izbor kogeneracionog sistema. Odnos toplotne i električne energije potrošača trebalo bi da se podudara sa karakteristikama kogeneracionog sistema, koji će biti instaliran.

CHP tehnologije, kao što su kombinovani ciklus gasne i parne turbine, uobičajeno imaju faktor električne snage 0,4 i više. Kogeneracijom se štedi 10% i više primarne energije, inače potrebne za odvojenu proizvodnju te iste količine toplotne i električne energije. Jak uticaj faktora električne snage CHP postrojenja na uštedu primarne energije prikazan je na slici 3.2.



Slika 3.2 – Uticaj faktora električne snage CHP postrojenja na uštedu primarne energije

### 3.4 Tipovi kogeneracionih postrojenja

Kogeneraciona postrojenja se uobičajeno dele u skladu sa tehnologijom, koja se koristi za kombinovanu proizvodnju električne i toplotne energije. Mogu da se razlikuju kogeneraciona postrojenja:

- sa parnom turbinom
  - kondenzaciona turbina s oduzimanjem
  - protivpritisna turbina
- sa gasnom turbinom
  - otvoren ciklus
  - zatvoren ciklus
  - mikrogasna turbina
- kombinovani ciklus
- sa motorom s unutrašnjim sagorevanjem (SUS motor)
- gorive ćelije
- stirlingov motor

Ovi različiti tipovi kogeneracionih postrojenja pokrivaju veoma širok spektar u pogledu snage postrojenja, goriva, tehničkih principa, a samim tim i operativnih svojstava.

Osim ovih postoji još tehnologija koje mogu da se koriste u CHP postrojenjima (kao npr. parni motor i organski Rankinov ciklus – ORC, koji su pored prethodno navedenih obuhvaćeni Aneksom I CHP Direktive, vidi Poglavlje 3.6), ali je njihova primena neznatna i neće biti razmatrane u okviru ove disertacije.

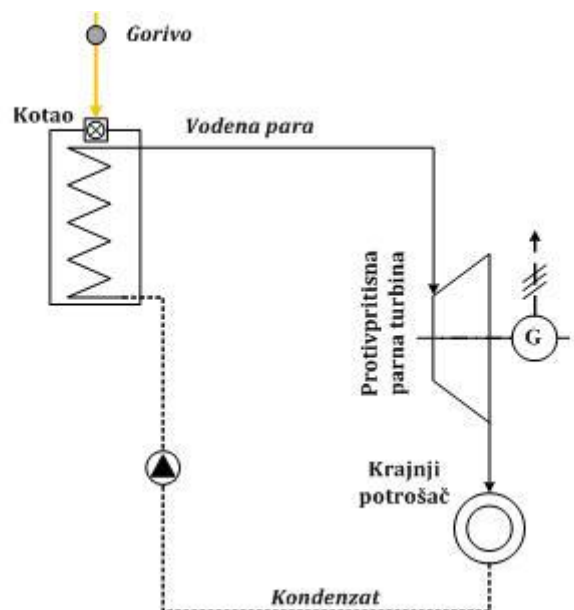
### 3.4.1 Parna turbina

Parne turbine su jedne od najsvestranijih i najstarijih pogonskih mašina, koje su još u uvek u opštoj proizvodnji. Proizvodnja električne energije pomoću parnih turbina je u upotrebi više od 100 godina, kada su zamenile parne mašine, zbog svoje veće efikasnosti i manjih troškova. Snaga parnih turbina se kreće od 50 kW, pa do nekoliko stotina MW-a kod velikih termoelektrana. Parne turbine imaju veliku primenu za kombinovanu proizvodnju toplotne i električne energije (CHP aplikacije). Specifične prednosti korišćenja parnih turbina u poređenju s ostalim pogonskim mašinama je mogućnost korišćenja raznih konvencionalnih, kao i alternativnih goriva (ugalj, prirodni gas, mazut, biomasa...), samim tim i jeftnijih goriva. Raspoložive su u gotovo svim mogućim kapacitetima, i dobro su poznata tehnologija. Sa druge strane ograničen im je stepen korisnosti proizvodnje električne energije, relativno im je dugo vreme startovanja i skupe su u radu za male snage.

Dva tipa parnih turbina koji se najviše koriste u praksi su protivpritisne i kondenzacione s oduzimanjem. Izbor između ova dva tipa parnih turbina zavisi od količine toplote i električne energije, kvaliteta toplote i ekonomskog faktora.

#### 3.4.1.1 Protivpritisne parne turbine

Protivpritisne parne turbine (slika 3.3) imaju relativno jednostavnu konfiguraciju, a izlazni pritisak kod njih je veći ili jednak atmosferskom, što zavisi od zahteva za toplotnom energijom.



Slika 3.3 – Protivpritisna parna turbina

Prednosti protivpritisnih parnih turbina u odnosu na kondenzacione su:

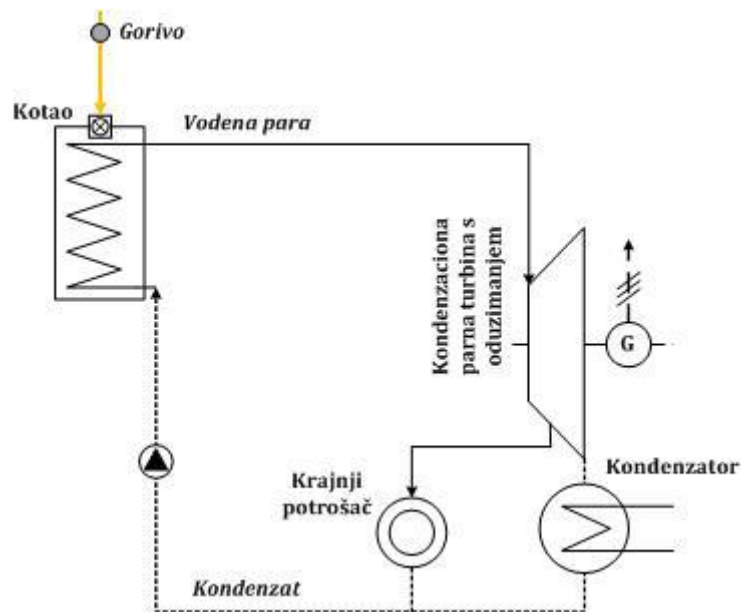
- jednostavnija konfiguracija
- izbegnuti troškovi skupog niskopritisnog dela turbine
- manji investicioni troškovi
- nije potrebna rashladna voda
- visok stepen korisnosti, s obzirom na to da nema rasipanja otpadne toplote u okolinu preko kondenzatora

Osnovni nedostaci protivpritisnih parnih turbina su:

- po gabaritima su veće od ekvivalentnih kondenzacionih turbina, pošto rade sa manjim toplotnim padom pare
- protok pare kroz turbinu zavisi od zahteva za toplotnom energijom. Iz tog razloga, proizvedena električna energija kontrolisana je količinom zahtevane toplotne energije, što rezultuje u maloj ili nikakvoj fleksibilnosti direktnog usklađivanja proizvedene električne energije i zahtevane električne energije. Za stalan i konstantan toplotni konzum im je konstantan faktor električne snage.

### 3.4.1.2 Kondenzacione parne turbine s oduzimanjem

Za sisteme sa kondenzacionom turbinom (slika 3.4), para za toplotno opterećenje se obezbeđuje sa jednim ili više oduzimanja iz turbine na odgovarajućem pritisku i temperaturi. Ostali deo pare ekspandira do pritiska kondenzacije, koji je manji od atmosferskog.



Slika 3.4 – Kondenzaciona parna turbina s oduzimanjem

U poređenju sa protivpritisnim parnim turbinama imaju veće investicione troškove i manji stepen korisnosti. Takođe, kod kondenzacionih parnih turbina s oduzimanjem faktor električne snage je promenljiv, što im daje prednost u odnosu na protivpritisne parne turbine.

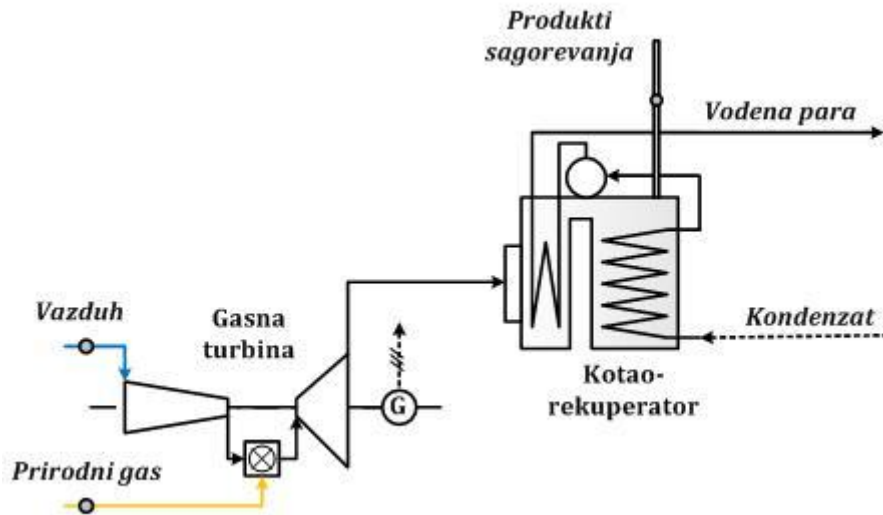
### 3.4.2 Gasna turbina

Iako se kod kogeneracionih sistema sa gasnom turbinom kao gorivo najčešće koristi prirodni gas, mogu da se koriste i drugi energenti, kao što su lož ulje ili dizel. Tipičan opseg snage gasnih turbina varira od dela megavata do oko 100 MW.

Kogeneracioni sistemi sa gasnim turbinama su verovatno doživeli najbrži razvoj u poslednjih nekoliko godina, zbog veće dostupnosti prirodnog gasa, brzog napretka tehnologije, značajnog smanjenja troškova instalacije i boljih performansi od uticaja na životnu sredinu. Osim toga, period za razvoj projekta je kraći i oprema može biti isporučena modularno. Gasna turbina ima kratko vreme startovanja i omogućava fleksibilnost rada sa prekidima. Iako imaju nisku efikasnost konverzije toplote u električnu energiju, više toplote može da serekuperiše na višim temperaturama. Ako je toplotna snaga manja od one koju zahteva korisnik, moguće je dodatnim sagorevanjem prirodnog gasa, mešanjem dodatnog goriva i izduvnih gasova bogatih kiseonikom, povećati toplotnu snagu.

### 3.4.2.1 Gasne turbine s otvorenim ciklusom

Većina danas raspoloživih sistema sa gasnom turbinom, u bilo kojoj oblasti primene, rade s otvorenim ciklusom, slika 3.5.



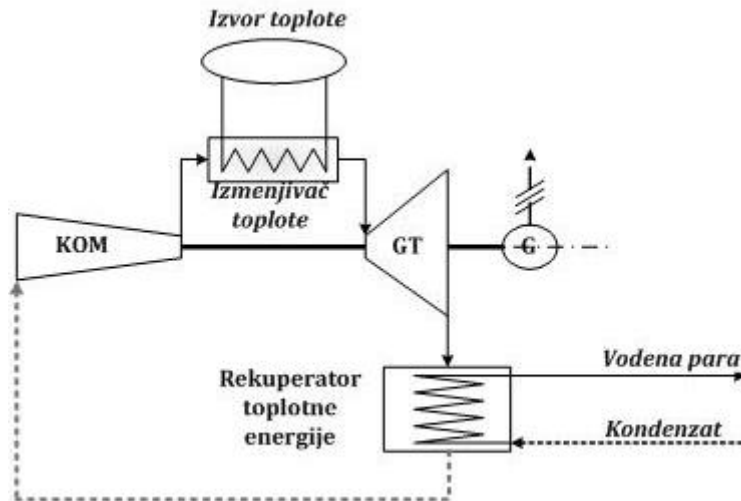
Slika 3.5 – Gasna turbina s otvorenim ciklusom

Izlazni gasovi napuštaju turbinu na znatnom temperaturnom nivou (450-600°C), što je idealno za visokotemperaturnu rekuperaciju toplote. To može da se ostvari u kotlu najjednom ili na dva pritiska, čime se još efikasnije rekuperiše toplota. Para proizvedena u ovakvom kotlu može da ima visok pritisak i temperaturu, što je čini pogodnom ne samo za toplotni konzum, nego i za pokretanje parne turbine, čime bi se dodatno proizvodila i električna energija. Kombinovana postrojenja gasne i parne turbine biće detaljnije objašnjena u posebnom poglavlju.

### 3.4.2.2 Gasne turbine sa zatvorenim ciklusom

U zatvorenom ciklusu sa gasnom turbinom, radni fluid (uobičajeno helijum ili vazduh) kruži u zatvorenom krugu. Samim tim radni fluid ostaje čist i ne izaziva koroziju ili eroziju lopatica turbine.

Izvor toplote za zagrevanje radnog fluida može biti sagorevanje bilo kojeg goriva. Takođe, mogu da se koriste nuklearna ili solarna energija.



Slika 3.6 – Gasna turbina sa zatvorenim ciklusom

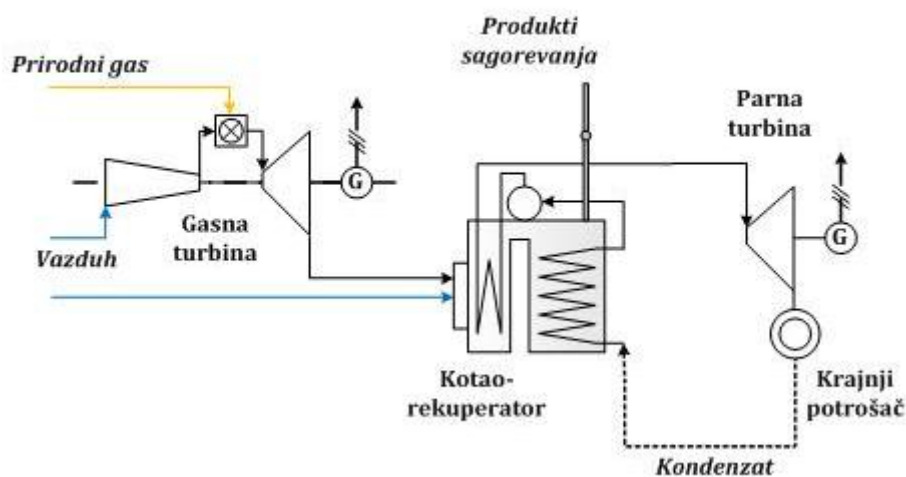
### 3.4.2.3 Mikrogasna trubina

Mikrogasne turbine uspešno se koriste u industriji za pokrivanje sopstvene potrošnje električne energije, kao i za pokretanje radnih mašina (npr. kompresora). Snaga ovih turbina je uobičajeno 25-500 kW<sub>el</sub>.

Prednost mikrogasnih turbina je ta što mogu da se koriste za aplikacije sa malim toplotnim zahtevom. A mane su nedostatak pouzdanosti i nizak faktor električne snage.

### 3.4.3 Kombinovani ciklus

Najrasprostranjeniji kombinovani ciklus za proizvodnju toplotne i električne energije čine gasna i parna turbina, kao što je prikazano na slici 3.7.



Slika 3.7 – Kombinovano postrojenje sa gasnom i parnom turbinom

Najveću primenu ovakva postrojenja imaju u industriji i u sistemima daljinskog grejanja, s instalisanom snagom iznad 10 MW<sub>el</sub>. Kombinovana postrojenja inicijalno su građena za srednje



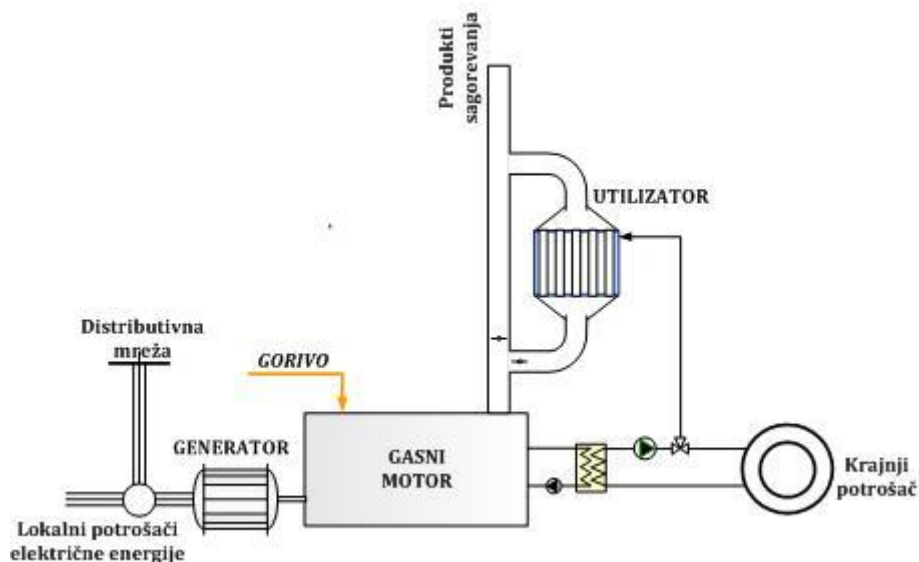
i velike izlazne snage (20-400 MW<sub>el</sub>), dok se u poslednje vreme grade i sistemi manje snage (4-15 MW<sub>el</sub>) sa daljom tendencijom smanjenja limita snage postrojenja.

Prednosti kombinovanih postrojenja su relativno velikaelektrična snaga, poznata tehnologija, a izborom kondenzacione parne turbine s oduzimanjem može da ima promenljiv faktor električne snage. Osnovni nedostaci su korišćenje skupog goriva i primena samo kod aplikacija velike snage.

### 3.4.4 SUS motor

Kogeneracioni sistemi sa SUS motorima (u novije vreme se često koristi i naziv gasni motori, s obzirom na korišćenje prirodnog gasa kao goriva) su pogodni za različite primene, u industriji, komercijalnim i institucionalnim objektima. Odlikuje ih brz start, fleksibilni su u pogledu promene opterećenja, pa su idealni za rad sa prekidima, imaju dobar stepen korisnosti na parcijalnim opterećenjima, i generalno imaju visoku pouzdanost. U poređenju s ostalim pogonskim mašinama imaju visok stepen korisnosti. U mnogim slučajevima, korišćenjem većeg broja jedinica SUS motora može dodatno da se poveća kapacitet i pouzdanost postrojenja. SUS motori imaju veći stepen korisnosti proizvodnje električne energije od gasnih turbina uporedive snage i samim tim niže operativne troškove povezane sa potrošnjom goriva.

Kod SUS motora postoje dva izvora toplote za rekuperaciju: izduvni gasovi na visokoj temperaturi i rashladna voda, koja služi za hlađenje motora, na niskoj temperaturi, slika 3.8. Niskotemperaturna toplota se koristi za dobijanje tople vode ili pare niskog pritiska ( $p < 3\text{bar}$ ). Dok se dimnim gasovima može da generiše i para srednjeg pritiska ( $p < 15\text{bar}$ ), ali visokotemperaturni dimni gasovi sadrže približno polovinu raspoložive toplotne energije SUS motora.



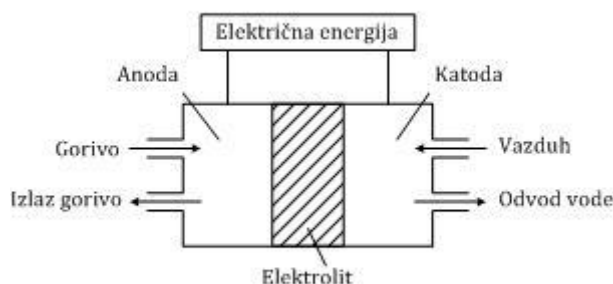
Slika 3.8 – Kogeneracioni sistem sa SUS motorom

Iako se dizel u prošlosti koristio kao najčešće gorivo, SUS motori mogu da rade i sa mazutom i prirodnim gasom. U urbanim sredinama gde postoji distributivna mreža prirodnog gasa, gasni motori nalaze širu primenu, zbog lakoće rukovanja gorivom i čistije emisije izduvnih gasova motora.

Iako je početna investicija kod ovih mašina niska, njihovi operativni troškovi i troškovi održavanja su visoki što donekle može da se ublaži angažovanjem sopstvenog održavanja ili neke lokalne uslužne organizacije.

### 3.4.5 Gorive ćelije

Gorive ćelije su elektromehanički uređaji, u kojima se hemijska energija goriva direktno pretvara u električnu, bez međukoraka sagorevanja i proizvodnje mehaničkog rada. Određeni tipovi gorivih ćelija su raspoloživi na tržištu, mada sa visokom cenom. Gorive ćelije se još uvek smatraju tehnologijom u nastajanju, ali veoma obećavajućom kako za proizvodnju električne energije tako i za kogeneraciju.



Slika 3.9 – Gorive ćelije

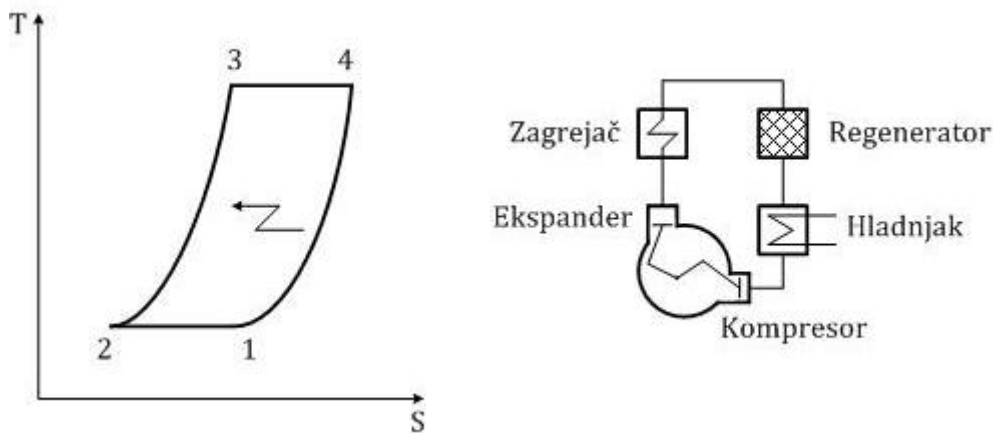
Gorive ćelije imaju dobru osobinu da im se efikasnost povećava na parcijalnim opterećenjima i da je nezavisna od veličine postrojenja, zbog njihove modularne konstrukcije. Zahtevaju malo održavanja, imaju nizak nivo buke i vibracija, veoma nisku emisiju štetnih gasova, a minimalno korišćenje vode je između ostalog važna prednost, koja postrojenjima sa gorivim ćelijama omogućava da se nalaze u urbanim sredinama.

Glavni nedostaci su im, kao što je već napomenuto, visoka cena i relativno kratak upotrebnik vek. Očekuje se da će se korišćenjem jeftinijih materijala i masovnom proizvodnjom smanjiti investicioni troškovi. A, daljim istraživanjem i razvojem rešavaće se tehnološki problemi.

### 3.4.6 Stirlingov motor

Ova tehnologija još uvek nije u potpunosti razvijena pa ne postoji ni široka primena, ali postoji povećano interesovanje zbog određenih prednosti: mogućnost visokog stepena korisnosti, dobre performanse na parcijalnim opterećenjima, fleksibilnost goriva, nizak nivo emisije, nizak nivo buke i vibracija.

U početku su razvijani za automobilske motore sa snagom 3-100 kW, dok je dalji razvoj fokusiran na motore sa kapacitetom 1-1,5 MW i očekivanim vekom trajanja od 20 godina. S obzirom na to da su u fazi razvoja, nema adekvatnih podataka o njihovoj raspoloživosti i pouzdanosti, ali se očekuje da budu uporedivi sa dizelmotorima. Zahvaljujući spoljnjem sagorevanju i zatvorenom ciklusu rada, pokretni delovi motora nisu izloženi produktima sagorevanja, a moguće je korišćenje različitih goriva (gasovita, ugalj, biomasa...), slika 3.10.



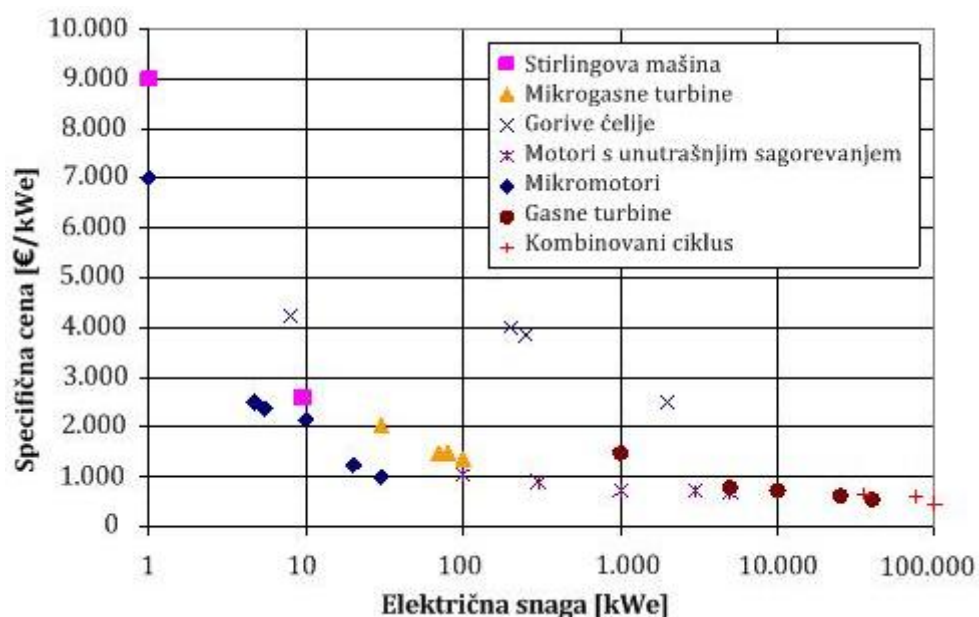
Slika 3.10 – Stirlingov motor

### 3.5 Analiza kogeneracionih tehnologija

U ovom poglavlju je dat uporedni prikaz i analiza prethodno razmatranih kogeneracionih tehnologija. Za analizu i međusobno poređene korišćeni su kriterijumi za ocenu CHP tehnologija (snaga, stepen korisnosti, cena, troškovi, raspoloživost...).

Danas na tržištu postoji veliki broj tehnologija, koje su namenjene za kombinovanu proizvodnju električne i toplotne energije. Najčešće korišćene tehnologije za pogon ovih postrojenja su, kao što je prethodno objašnjeno, motori s unutrašnjim sagorevanjem, gasne turbine, parne turbine, mikroturbine, gorive ćelije, stirling motor. U praksi su najčešće korišćeni gasni motori i turbine, zbog svojih tehničkih karakteristika i cene. Za njih se može reći da su jedine stvarno komercijalne kogenerativne tehnologije.

Na slici 3.11 dat je prikaz raspoloživih kogenerativnih tehnologija, raspon specifičnih cena, prema kapacitetu postrojenja (električna snaga).



Slika 3.11 - Prikaz raspoloživih CHP tehnologija prema rasponu snaga i specifičnih cena

Na slici se može videti da su Stirlingove mašine malog kapaciteta veoma skupe, pa je optimalno koristiti ih kada je instalisana snaga postrojenja od oko 10 kW<sub>e</sub>. Gasni motori mogu da se koriste do maksimalno 10 MW<sub>e</sub>. Za veće snage od oko ili preko 10 MW<sub>e</sub> optimalno rešenje jeste izbor gasnih turbina, koje su za te snage neprikosnovene, imajući u vidu njihovu cenu i efikasnost.

U vrlo velike sisteme, kapaciteta preko 10 MW<sub>e</sub> obično se ugrađuju parne turbine, odnosno kombinovani ciklus. Takve velike jedinice koriste se i kod industrijskih postrojenja gde kombinovano proizvode toplotnu i električnu energiju, dok je generisani višak električne energije namenjen za prodaju elektromreži.

Cena po instalisanom kW<sub>e</sub> za gorive ćelije, kao što može da se vidi još uvek je vrlo visoka u odnosu na konvencionalne tehnologije. I dalje se intenzivno radi na razvoju ovih tehnologija, što će sigurno smanjiti njihovu cenu.

U tabeli 3.1 prikazane su prednosti i mane navedenih kogenerativnih (CHP) tehnologija, kao i snage postrojenja koje su raspoložive na tržištu.

Tabela 3.1 – Pregled CHP tehnologija

CHP sistem	Prednosti	Mane	Raspoložive snage
Parna turbina	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Visok ukupni stepen korisnosti</li> <li>• Za pogon može da se koristi svaka vrsta goriva</li> <li>• Postoji mogućnost da udovolji više nego jednom toplotnom zahtevu</li> <li>• Dug radni vek i visoka pouzdanost</li> <li>• Odnos električne energije prema toplotnoj može da varira</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sporo pokretanje</li> <li>• Nizak odnos električne i toplotne energije</li> </ul>	od 0,5 do 250 MW
Gasna turbina	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Visok stepen pouzdanosti</li> <li>• Niska emisija gasova</li> <li>• Visok raspon raspoloživih toplotnih kapaciteta</li> <li>• Nije potrebna rashladna voda</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zahteva visok pritisak kod gasa ili da bude ugrađen kompresor</li> <li>• Niska efikasnost pri malom opterećenju</li> <li>• Učink opada kada ambijentalna temperatura raste</li> </ul>	od 0,5 do 250 MW
Mikroturbina	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mali broj pokretnih delova</li> <li>• Laka je i kompaktna</li> <li>• Niska emisija gasova</li> <li>• Ne zahteva hlađenje</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Visoki investicioni troškovi</li> <li>• Niska efikasnost</li> </ul>	od 30 do 250 kW
Kombinovano postrojenje gasne i parne turbine	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Relativno niski investicioni troškovi po jedinici instalisane snage</li> <li>• Brzo startovanje i zaustavljanje</li> <li>• Manji uticaj na životnu sredinu</li> <li>• Visoka fleksibilnost u radu</li> <li>• Visok ukupni stepen korisnosti</li> <li>• Poznata tehnologija</li> <li>• Može biti projektovano sa promenljivim faktorom električne snage</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ograničena mogućnost korišćenja nekvalitetnih goriva – visoki troškovi goriva</li> <li>• Prosečan stepen korisnosti na parcijalnim opterećenjima</li> <li>• Primena samo za aplikacije velike snage</li> </ul>	od 3 do 300 MW

SUS motor	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Visoka <math>\eta_{ee}</math> pri parcijalnom opterećenju</li> <li>• Brz start</li> <li>• Relativno niski investicioni troškovi</li> <li>• Ima dobru mogućnost prilagođavanja različitim opterećenjima</li> <li>• Može biti remontovan na lokaciji, uz angažovanje radnika iz redovnog održavanja</li> <li>• Radi na niskom pritisku gasa</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Visoki troškovi održavanja</li> <li>• Limitirane su niže temperature kod primene kogeneracije</li> <li>• Mora da postoji hlađenje, čak i ako se ne koristi otpadna toplota</li> <li>• Visok nivo niskofrekventne buke</li> </ul>	0,01 do 5 MW
Gorive ćelije	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Niska emisija gasova</li> <li>• Nizak nivo buke</li> <li>• Visoka efikasnost</li> <li>• Modularni dizajn</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Visoki investicioni troškovi</li> <li>• Niska izdržljivost i jačina struje</li> <li>• Gorivo zahteva obradu, ukoliko se ne koristi čist vodonik</li> </ul>	100 W do 2 kW po ćeliji 5 kW do 2 MW sistem
Stirlingov motor	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fleksibilnost goriva</li> <li>• Dobre performanse na parcijalnim opterećenjima</li> <li>• Niska emisija gasova</li> <li>• Nizak nivo buke</li> <li>• Visoka efikasnost</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Visoki investicioni troškovi</li> <li>• Nije u potpunosti razvijena tehnologija</li> </ul>	od 0,003 do 1,5 MW

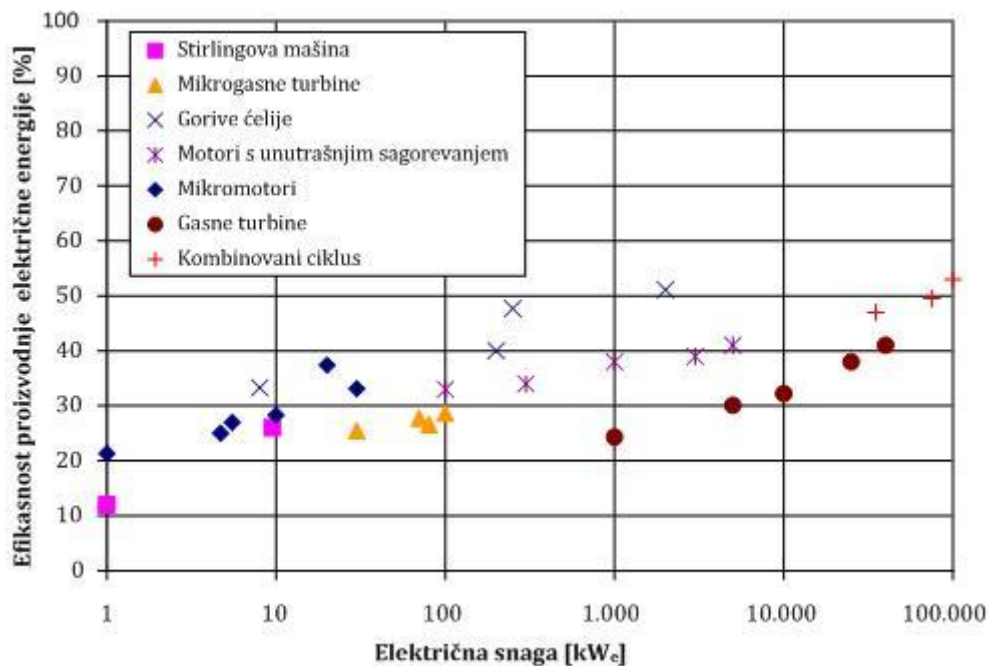
Praktično sva goriva koja se koriste u proizvodnji toplotne energije mogu biti upotrebljena i u kogenerativnim postrojenjima. U praksi se najčešće koristi prirodni gas, prvenstveno iz ekoloških razloga. Kogenerativna postrojenja mogu biti projektovana tako da koriste više od jednog goriva, u nekim slučajevima čak i do četiri, kako bi se realizovala mogućnost izbora trenutno najjeftinijeg goriva. Upotreba goriva niskog kvaliteta dovodi do smanjenja troškova za gorivo, ali, sa druge strane, prisutni su znatni dodatni troškovi za rukovanje gorivom i kontrolisanje procesa sagorevanja, kako bi se zadovoljili ekološki normativi.

Osnovne tehničke karakteristike nekih tehnologija za kombinovanu proizvodnju električne i toplotne energije prikazane su u tabeli 3.2. Vidi se da je najveći stepen konverzije primarnog goriva u električnu energiju baš u gorivim ćelijama, čiji su i investicioni troškovi najviši.

Tabela 3.2 - Pregled tehničkih karakteristika kogenerativnih tehnologija

Sistem	Godišnja prosečna raspoloživost	Stepen korisnosti proizvodnje el. energije	Ukupni stepen korisnosti	Faktor električne snage	Vreme pokretanja
	(%)	(%)	(%)	(-)	(-)
Parna turbina	≈100	15-35	60-85	0,1-0,5	1h - 1dan
Gasna turbina	90-98	25-40	65-87	0,5-2,0	10min - 1h
Mikroturbina	90-98	27	90	0,4-0,7	60 sec
Kombinovano postrojenje	90-98	35-55	75-90	0,6-2,0	10min - 1h
SUS motor	92-97	25-45	65-90	0,5-1,0	10 sec
Gorive ćelije	>95	40-65	85-90	1,0-2,0	3h - 2dan
Stirlingov motor	85-90	10-50	≈95	1,2-1,7	-

Na slici 3.12 prikazani su stepeni korisnosti postrojenja za proizvodnju električne energije prema snazi različitih tipova postrojenja za kogeneraciju. Primetno je da se stepen korisnosti povećava sa povećanjem električne snage postrojenja.



Slika 3.12 - Prikaz stepena korisnosti pri proizvodnji električne energije, raspoloživim tehnologijama i električnoj snazi

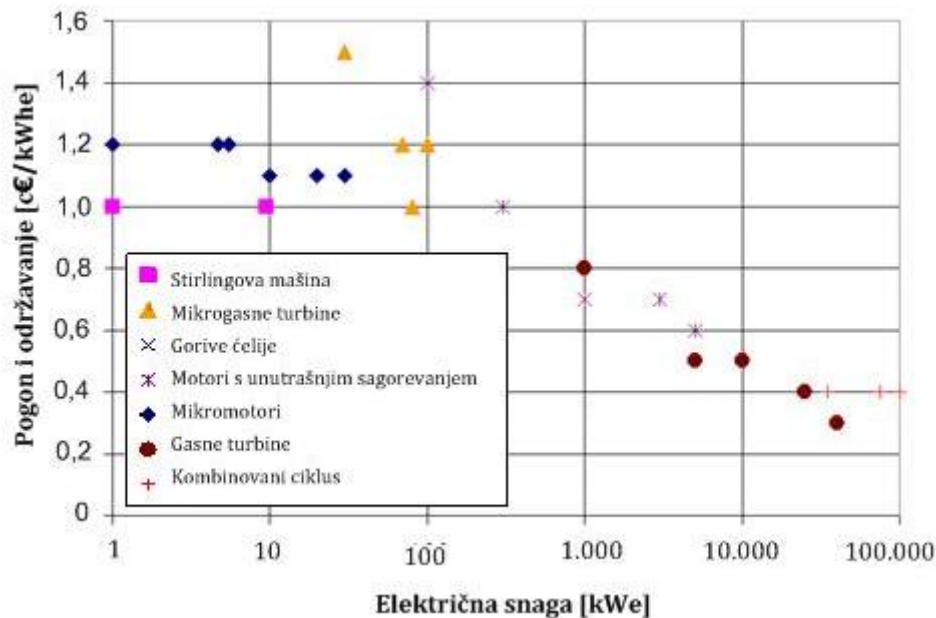
Kapitalni i operativni troškovi određenih tehnologija za proizvodnju električne i toplotne energije su značajno pali u poslednjih nekoliko godina i može se očekivati da će se taj trend i nastaviti. Troškovi nabavke i instaliranja postrojenja za proizvodnju električne energije variraju u zavisnosti od tehnologije, kapaciteta i drugih faktora (tabela 3.3). U tabeli navedene cene uključuju trošak nabavke i instaliranja postrojenja, ali ne i efekte na poreze i moguće subvencije. Cene su iskazane u dolarima iz 2007. godine. U koloni "O&M troškovi", iskazani su troškovi pogona i održavanja postrojenja.

Tabela 3.3 - Pregled ekonomskih karakteristika kogenerativnih tehnologija

Sistem	Investicioni troškovi	O&M troškovi	Vreme do remonta	Radni vek
	(\$/kW)	(\$/kWh)	(h)	(godina)
Parna turbina	800 - 1.500	< 0,005	> 50.000	25 - 35
Gasna turbina	970 - 1.300	0,004 - 0,011	30.000 - 50.000	20
Mikroturbina	2.400 - 3.000	0,012 - 0,025	20.000 - 40.000	10 - 15
Kombinovano postrojenje	600 - 800	0,002 - 0,008	30.000 - 50.000	15 - 25
SUS motor	1.100 - 2.200	0,009 - 0,022	25.000 - 50.000	15 - 25
Gorive ćelije	5.000 - 6.500	0,032 - 0,038	32.000 - 64.000	10 - 15
Stirlingov motor	1.000 - 10.000	≈0,010	-	20

Proizvođači opreme predviđaju da će gorive ćelije poboljšati svoje performanse i da će doći do pada cene u narednih nekoliko godina do te mere da će uskoro biti pogodna i za široku upotrebu u kogeneracionim sistemima.

Slika 3.13 prikazuje troškove pogona i održavanja postrojenja u zavisnosti od korišćene tehnologije i električne snage postrojenja, odnosno instalisanog kapaciteta.



Slika 3.13 - Prikaz troškova pogona i održavanja za raspoložive CHP tehnologije prema instalisanom kapacitetu

### 3.6 Direktiva evropske komisije o promociji kogeneracije [26]

S obzirom na značaj CHP Direktive i na činjenicu da je ona polazna osnova za dalju analizu i proračune u ovom poglavlju će se detaljnije navesti i razmotriti svi relevantni elementi kogeneracionih postrojenja definisani pomenutom direktivom, naročito proračun efikasnosti i ušteda potrošnje primarne energije.

Pošto je kroz pregled dosadašnjih istraživanja već navedeno da se velika uloga u definisanju procedura i pravila korišćenja kogeneracionih postrojenja prepušta nacionalnim regulatornim telima, koja treba kroz tehničke propise da ostvare željeni razvoj proizvodnje, pre svega, električne energije u kogeneracionim postrojenjima, to će se, iz pregleda koji sledi, i potvrditi.

#### ANEKS I: Kogeneracione tehnologije koje direktiva sadrži

- a) Kombinovani ciklusi gasne turbine sa rekuperacijom toplote,
- b) Protivpritisna parna turbina,
- c) Parna kondenzaciona turbina s oduzimanjem,
- d) Gasna turbina sa rekuperacijom toplote,
- e) Motori s unutrašnjim sagorevanjem,
- f) Mikroturbine,
- g) Stirlingove mašine,

- h) Gorive ćelije,
- i) Parne mašine,
- j) Rankinovi ciklusi s organskim fluidima,
- k) Bilo koja druga tehnologija ili kombinacija pomenutih tako da bude zadovoljen uslov da podrazumeva spregnutu proizvodnju toplotne i električne enrgije.

### ANEKS II: Proračun električne energije proizvedene kogeneracijom

Proračunu električne energije dobijene kogeneracijom treba obaviti na osnovu očekivanih ili stvarnih uslova rada postrojenja, pri redovnim uslovima. Za mikrokogeneraciona postrojenja proračun može da se obavi na osnovu kataloških vrednosti.

- a) Električna energija proizvedena u kogeneracionom postrojenju je ona električna energija, koja je izmerena na stezaljkama generatora električne energije.
  - u kogeneracionim jedinicama tipa b), d), e), f), g) i h) navedenih u Aneksu I, godišnja zadata vrednost ukupne efikasnosti kogeneracionog postrojenja mora biti najmanje 75%,
  - u kogeneracionim jedinicama tipa a) i c) navedenih u Aneksu I, godišnja zadata vrednost ukupne efikasnosti mora biti najmanje 80 %.

Regulaciono telo država članica ili one države koje koriste ovu direktivu, propisuju granične vrednosti imajući u vidu zadate minimalne vrednosti.

- b) Ako je ukupna godišnja efikasnost kogeneracionih jedinica manja od onih propisanih u prethodnoj tački, proizvedena električna energija u kogeneracionom postrojenju se izračunava prema sledećoj jednačini:

$$E_{CHP} = Q_{CHP} \cdot \sigma, \quad (3.1)$$

gde je:

$E_{CHP}$  električna snaga kogeneracije merena na stezaljkama generatora,

$\sigma$  odnos električne i toplotne snage kogeneracije,

$Q_{CHP}$  korisna toplotna snaga kogeneracije (izračunava se kao ukupna korisna toplotna snaga nastala u kogeneracionom postrojenju, koje se nalazi unutar zadatih kontrolnih granica i snage nastale u odvojenim kotlovima ili u toplotnim razmenjivačima, koji koriste paru pre njene ekspanzije u parnoj turbini).

Proračun električne snage kogeneracije mora da se zasniva na stvarnom odnosu električne i toplotne snage ( $\sigma$ ). Ako ovaj odnos nije poznat, mogu da se koriste zadate vrednosti prema tabeli 3.4. Prema Aneksu I izračunata električna snaga kogeneracionog postrojenja mora biti jednaka ili manja od zadatih vrednosti i tabeli 3.5. Ova tabela se odnosi samo na tipove kogeneracionih postrojenja a), b), c), d) i e).



Tabela 3.4- Vrednosti odnosa električne i toplotne snage ( $\sigma$ ) za različite tipove kogeneracionih postrojenja

Tip postrojenja	Zadate vrednosti odnosa električne i toplotne snage, $\sigma$
Kombinovani ciklusi gasne turbine sa rekuperacijom toplote	0,95
Protivpritisna parna turbina	0,45
Parna kondenzaciona turbina s oduzimanjem	0,45
Gasna turbina sa rekuperacijom toplote	0,55
Motori s unutrašnjim sagorevanjem	0,75

Nacionalna regulatorna tela mogu da definišu vrednosti  $\sigma$  i za ostale tipove kogeneracionih postrojenja navedenih u Aneksu I (tipovi f), g), h), i), j) i k).

- Ako se deo energije goriva dobija recikliranjem ili rekuperacijom otpadne energije tada se ta energija oduzima od ulazne energije goriva i sa tako umanjenom energijom goriva se računa ukupna efikasnost kogeneracije.
- Nacionalno regulatorno telo može da dozvoli određivanje odnosa električne i korisne toplotne snage ( $\sigma$ ) pri nižim kapacitetima kogeneracionog postrojenja, ako se koriste procesne merene vrednosti.
- Regulatorno telo može da dopusti druge izveštajne periode, a ne samo jednogodišnji.

### ANEKS III: Metodologija za određivanje efikasnosti kogeneracionog procesa

Vrednosti koje se koriste za proračun efikasnosti kogeneracije i uštede primarne energije određuju se na osnovu očekivanih i stvarnih procesnih merenja postrojenja u nesmetanim uslovima rada.

- Visokoefektivna kogeneracija treba da obezbedi uštedu primarne energije kogeneracionog postrojenja od najmanje 10%. Ušteda primarne energije definisana je direktivom i izračunava se korišćenjem sledeće jednačine:

$$PES = 1 - \frac{1}{\frac{\eta_Q}{\eta_{Ref,Q}} + \frac{\eta_E}{\eta_{Ref,E}}} , \quad (3.2)$$

gde je:

- PES ušteda primarneenergije, [-],
- $\eta_Q$  stepen korisnosti proizvodnje toplotne energije u kogeneracionom postrojenju (definisan odnosom proizvedene korisne toplotne energije u izveštajnom periodu i utrošenog goriva u istom periodu za proizvodnju toplotne i električne energije).
- $\eta_{Ref,Q}$  referentna vrednost stepena korisnosti nezavisne proizvodnje toplotne energije.
- $\eta_E$  stepen korisnosti proizvodnje električne energije u kogeneracionom postrojenju (definisan odnosom proizvedene električne energije u izveštajnom periodu i utrošenog goriva u istom periodu za proizvodnju toplotne i električne energije).
- $\eta_{Ref,E}$  referentna vrednost stepena korisnosti nezavisne proizvodnje električne energije.

Proizvodnja električne energije malih i mikrokogeneracionih postrojenja, koji ostvaruju uštedu primarne energije, mogu da se kvalifikuju kao visokoefikasna kogeneracija.

- b) Proračun energetske uštede korišćenjem alternativne procedure. Nacionalni regulator može propisati da se ušteda primarne energije pri spregnutoj proizvodnji toplotne i električne energije bez primene Aneksa I dopušta za postrojenja električne snage preko 25 MW i da ima ukupnu efikasnost preko 70%. Međutim, specifikacija električne energije proizvedena iz ovakvih postrojenja, radi izdavanja garancije o poreklu električne energije za statističke potrebe, treba da se odredi prema aneksu II.
- c) Referentne vrednosti za odvojenu proizvodnju toplotne i električne energije treba da se zasnivaju na sledećim principima:
  - Odvojena proizvodnja električne energije treba da se odnosi na isto gorivo koje se koristi i u kogeneracionom postrojenju.
  - Svako kogeneraciono postrojenje treba da se poredi sa najboljim raspoloživim komercijalnim tehnologijama za odvojenu proizvodnju toplotne i električne energije, koja su bila dostupna u godini izgradnje kogeneracionog postrojenja.
  - Referentne efikasnosti za kogeneraciona postrojenja, starije od 10 godina, treba da se uzmu za 10 godina stara postrojenja.
  - Efikasnosti postrojenja za odvojenu proizvodnju toplotne i električne energije treba da se koriguju u skladu sa referentnim klimatskim uslovima.

#### **ANEKS IV: Kriterijumi za analizu nacionalnih potencijala za visokoefikasnu kogeneraciju**

- a) Analiza nacionalnih potencijala treba da se obavi razmatranjem sledećih elemenata:
  - Gorivo pogodno za korišćenje u kogeneracionim postrojenjima, posebno obnovljivi izvori energije raspoloživi na nacionalnom tržištu,
  - Tip kogeneracione tehnologije (aneks I) poželjan za upotrebu,
  - Tipovi odvojene proizvodnje električne i toplotne energije koji su pogodni za zamenu sa visokoefikasnom kogeneracionom tehnologijom,
  - Udeo kogeneracionog potencijala u modernizaciji postojećih kapaciteta i izgradnju novih.
- b) Analiza treba da uključi i odgovarajući mehanizam procene ekonomskih efekata. Procena ovih efekata treba u obzir da uzme i njihovu saglasnost sa nacionalnim ciljevima u okviru kontrole klimatskih promena.
- c) Analizu procene potencijala kogeneracije na nacionalnom nivou treba postaviti u vremenski okvir (do 2020. ili 2030. godine) i ponuditi procenu troškova za svaki od vremenskih perioda.

### **3.6.1 Komentari u vezi sa primenom Direktive**

Činjenica je da je raznolikost tipova kogeneracionih postrojenja koji se sreće u praksi veoma velik i to, pre svega, po snazi, ali i po tehnološkim rešenjima. Od malih postrojenja za privatne kuće, pa do postrojenja koja snabdevaju velike urbane celine ili industrijske pogone.

Od samog početka diskusije koje su prethodile formiranju evropske Direktive [11] bile su u punoj saglasnosti svih učesnika da postrojenja treba, pre svega, da zadovolje potrebu za

toplotnom energijom (grejanje ili industrijski proces) i da se uz proizvodnju električne energije ostvari efikasna potrošnja goriva. Pri tome je trebalo imati u vidu i tržište električne energije, koje je utemeljeno cenom i troškovima. Sve dok neophodni troškovi primene mera za poboljšanje energetske efikasnosti nisu u potpunosti pokriveni i u skladu sa tržištem, neophodno je uspostavljanje finansijskog mehanizma podsticaja.

Energetsko tržište zahteva visoki stepen harmonizacije, održivosti i uporedivosti. Međutim, generalno je prihvatljivo i ima puno smisla finansijski podstaći takvo tržište u ograničenom periodu u sektoru električne energije. I, stvarno, to je bilo potrebno u sektoru električne energije. Uglavnom su stepeni korisnosti proizvodnje električne energije u brojnim termoelektranama, koje rade u kondenzacionom režimu, bili niži od onih koji se ostvaruju u kogeneracionim postrojenjima. Zbog toga je neophodno pravilno vrednovati efikasnost kogeneracionih postrojenja. Pre svega, tu se misli na zadovoljenje definicije kogeneracionog postrojenja, odnosa električne i toplotne snage i visoke ukupne efikasnosti postrojenja.

Zadovoljenje ovih uslova je istovremeno i osnova anekasa II i III Direktive. Aneks II definiše tip kogeneracionog postrojenja i postavlja mu osnovni uslov odnosa električne i toplotne snage, a Aneks III ima zadatak da definiše i uporedi efikasnost analiziranog postrojenja sa zahtevanim.

Bez obzira na to što je u velikoj meri postignut konsensus o Anakesu II i III Direktive, neophodna je dalja analiza njihove praktične primene. Takva analiza treba da bude zasnovana na praktičnim industrijskim merenjima, ali i proračunima. Dobijene vrednosti moraju da zadovolje, pre svega, tačnost i pouzdanost.

Postignut je dogovor o potrebi harmonizacije definicija (u skladu sa termodinamičkim principima), kojima se potpuno jasno odvajaju procesi kogeneracione proizvodnje toplotne i električne energije od eventualnih nespregnutih procesa, koji mogu da se pojave u složenim postrojenjima. To znači da je neophodno odrediti precizno sledeće veličine:

- CHP električna snaga ili energija,
- CHP korisna toplotna snaga ili energije,
- CHP snaga ili energija goriva.

Vrednost odnosa električne i toplotne snage je posebno propisana Aneksom II.

Aneks III definiše uštedu primarne energije (PES). Primena aneksa III pokazala je da je uticaj referentnih vrednosti veoma velik, ali možda i neporavdano favorizovan. Misli se na zadavanje referentnih vrednosti odvojene proizvodnje toplotne i električne energije. Ove vrednosti su neophodne, radi provere da li analizirano kogeneraciono postrojenje zadovoljava zahteve Direktive.

Referentne vrednosti utvrđuje nacionalni regulator i one treba da budu u potpunoj saglasnosti s aktuelnom energetsom politikom, jer mogu da utiču i na ekonomske i finansijske koristi koje mogu da nastanu korišćenjem kogeneracionog postrojenja. To istovremeno ukazuje i na značaj nacionalnog regulatora u ostvarivanju energetske politike i promociji kogeneracionih tehnologija. To svakako podrazumeva da su kogeneracione tehnologije zastupljene u nacionalnoj energetske politici, što je vrlo verovatno.

Harmonizovane referentne vrednosti odvojene proizvodnje korisne toplotne energije u EU [15, 16] su prikazane u tabeli 3.5. Te vrednosti se odnose na donju toplotnu moć goriva ( $H_d$  [MJ/kg]), pri standardnim uslovima atmosferskog vazduha od 15 °C, pritiska 1,013 bara i relativne vlažnosti 60%.

Tabela 3.5 - Referentne vrednosti efikasnosti odvojene proizvodnje toplotne energije u EU

Gorivo	Para ili vrela voda	Direktno korišćenje produkata sagorevanja
Kameni uglaj i koks	88%	80%
Gorivno drvo	86%	78%
Poljoprivedna biomasa	80%	72%
Tečna goriva i TNG	89%	81%
Biogoriva (biodizel, etanol, itd.)	89%	81%
Prirodni gas	90%	82%
Biogas	70%	62%

Harmonizovane referentne vrednosti za odvojenu proizvodnju električne energije su prikazane u tabeli 3.6.

Tabela 3.6 - Referentne vrednosti efikasnosti odvojene proizvodnje električne energije u EU

Gorivo	Godina proizvodnje	
	1996 i pre	2006 - 2011
Kameni uglaj i koks	39,7	44,2
Gorivno drvo	25,0	33,0
Poljoprivedna biomasa	20,0	25,0
Tečna goriva i TNG	39,7	44,2
Biogoriva (biodizel, etanol, itd.)	39,7	44,2
Prirodni gas	50,0	52,5
Biogas	39,7	42,0

Kao što je već pomenuto, primer na kojem će biti testiran ponuđeni model vrednovanja kogenerativnog postrojenja biće iz Tajlanda. U Tajlandu se u potpunosti primenjuju direktive EU, ali je nacionalni regulator propisao referentne vrednosti za oko 5% niže, u odnosu na one u EU, za kategorije prirodnog gasa i uglja (tabela 3.7).

Tabela 3.7 - Referentne vrednosti koje se koriste u Tajlandu

Gorivo	Ref $\eta_E$	Ref $\eta_Q$
Prirodni gas	45%	85%
Ugalj	40%	80%

Ne postoji egzaktna definicija referentnih vrednosti efikasnosti za odvojenu proizvodnju toplotne i električne energije. Zbog složenosti i stalnih promena izvora električne energije i njene prirode, sa jedne strane, i tržišta toplotne energije, sa druge strane, nemoguće je locirati koja primarna energija se koristi za proizvodnju električne energije, pa zato nije moguće odrediti ni potrošnju primarne energije i emisiju CO<sub>2</sub>, koje određeno kogeneraciono postrojenje zamenjuje.

Referentne vrednosti efikasnosti odvojene proizvodnje električne i toplotne energije propisuje nacionalni regulator koristeći sledeće kriterijume

- a) Harmonizacija,
- b) Nezavisnost od vrste goriva,
- c) Najbolja raspoloživa komercijalna tehnologija,
- d) Godina proizvodnje,
- e) Upotrebljena kogenerativna tehnologija,
- f) Pogonska efikasnost u realnim uslovima,
- g) Klimatski uslovi i
- h) Izbegnuti gubici u elektrodistributivnoj i -prenosnoj mreži.

Srednja godišnja temperatura u Tajlandu (okolina Bangkoka) jeste 27,8 °C, a relativna vlažnost 76,6%. Korekcionni faktor je:

$$27,8 - 15,0 \cdot 0,1\% = 1,28\% \quad (3.3)$$

Sada je korigovana referentna vrednost jednaka:

$$R_{ef}\eta_Q = 85 - 1,28 = 83,72\% \quad (3.4)$$

Referentna vrednost za odvojenu proizvodnju električne energije, kada se koristi prirodni gas kao gorivo, ne zavisi od starosti postrojenja i jednaka je u Tajlandu 45%.

U slučaju kada se proizvedena električna energija šalje u mrežu napon od 50 do 100 kV Direktiva EU predviđa korekcionni faktor 0,965 i 0,860 za električnu energiju utrošenu lokalno. Ako se u mrežu šalje 60% proizvedene energije a ostatak se utroši lokalno, sledi da je referentna vrednost efikasnosti odvojene proizvodnje električne energije jednaka:

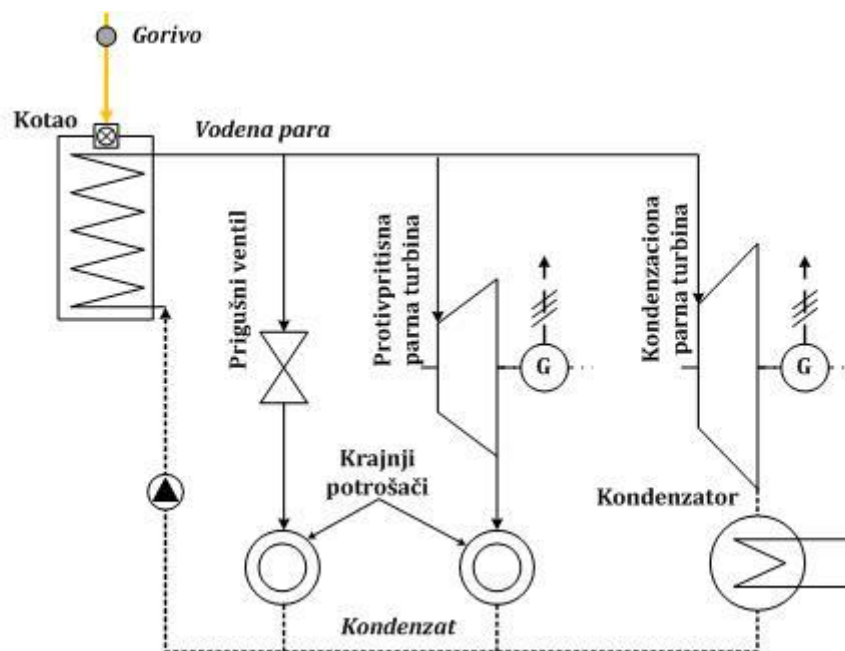
$$R_{ef}\eta_E = 45\% \cdot 0,860 \cdot 0,4 + 0,965 \cdot 0,6 = 41,53\% \quad (3.5)$$

## 4. CHP i ne-CHP procesi

Aneksom II CHP Direktive je definisano da ako kogeneraciono postrojenje ima vrednost ukupnog stepena korisnosti na godišnjem nivou veću od zadate granične vrednosti onda se ukupna proizvedena električna energija smatra CHP električnom energijom i može da ima povlašćeni status, odnosno propisane subvencije. Ukoliko je ukupni stepen korisnosti ispod granične vrednosti onda se od ukupno proizvedene mora odrediti CHP električna energija i samo taj deo može biti povlašćen. To se sprovodi tako što se CHP postrojenje deli na CHP i ne-CHP proces. Jasno je koliko je ovaj deo važan, naročito kod složenih kogeneracionih postrojenja velike i srednje snage, koja se prvenstveno razmatraju u okviru ove disertacije.

### 4.1 CHP postrojenje

Postrojenje na slici 4.1 može da se nazove CHP postrojenje, jer proizvodi korisnu toplotnu i električnu energiju. Međutim, ne proizvodi se celokupna korisna toplotna energija i celokupna električna energija strogo po uslovima koji važe za kogeneracionu proizvodnju – energija goriva mora da se transformiše *simultano* u električnu i toplotnu energiju.



Slika 4.1 – Šema CHP postrojenja (kombinacija CHP i ne-CHP procesa)

Ako se CHP postrojenje na slici 4.1 posmatra kao celina onda se može reći da se ukupna energija goriva ( $F$ ) transformiše u korisnu toplotnu energiju ( $Q$ ) i električnu energiju ( $Q$ ) (slika 4.2), pri čemu sva korisna toplotna i električna energija ne moraju biti proizvedena u CHP modu, pa je:

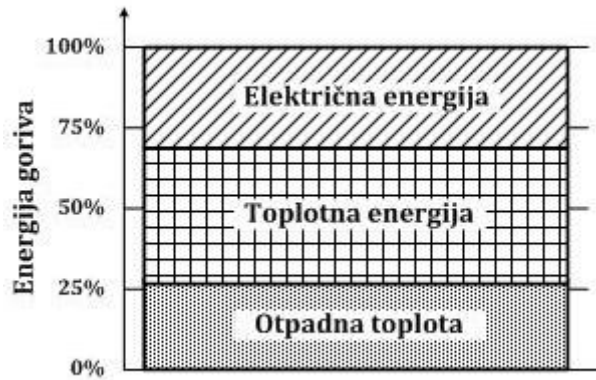
$$E = E_{CHP} + E_{ne-CHP} \quad (4.1)$$

$$Q = Q_{CHP} + Q_{ne-CHP} \quad (4.2)$$

$$F = F_{CHP} + F_{ne-CHP,E} + F_{ne-CHP,Q} , \quad (4.3)$$

gde su:

- $E$**  **Ukupna električna (ili mehanička) energija** se definiše kao bruto električna (ili mehanička) energija generisana CHP postrojenjem i isporučena kroz granicu sistema
- $Q$**  **Ukupna korisna toplotna energija** je isporučena toplotna energija od CHP postrojenja ka krajnjim korisnicima u izveštajnom periodu.
- $F$**  **Ukupna energija goriva** je ukupna energija goriva izračunata na osnovu donje toplotne moći. To je energija koja je potrebna CHP postrojeju za proizvodnju toplotne i električne energije u izveštajnom periodu.
- $E_{CHP}$**  **CHP električna energija** je integralna bruto električna energija, koja direktno korespondira sa proizvedenom CHP korisnom toplotnom energijom u izveštajnom periodu.
- $Q_{CHP}$**  **CHP korisna toplotna energija** je integralna korisna toplotna energija koju, CHP postrojenje isporučuje proizvodnom procesu ili toplotnoj mreži u izveštajnom periodu.
- $F_{CHP}$**  **CHP energija goriva** je energija goriva, računata sa donjom toplotnom moći, koja se utroši u CHP postrojenju za simultanu proizvodnju CHP korisne toplotne energije i CHP električne energije u izveštajnom periodu.
- $E_{ne-CHP}$**  **ne-CHP električna energija** je bruto električna energija koju proizvede CHP postrojenje u vremenu kada **nema** ili je **smanjena** potrošnja toplotne energije. To znači da cela ili deo proizvedene električne energije u CHP postrojenju ne može da se poveže s upotrebljenom toplotnom energijom u procesu ili toplotnoj mreži.
- $Q_{ne-CHP}$**  **ne-CHP korisna toplotna energija** je toplotna energija koju CHP postrojenje isporuči proizvodnom procesu ili toplotnoj mreži, ali koja nije proizvedena u direktnoj vezi sa proizvedenom električnom energijom u izveštajnom periodu.
- $F_{ne-CHP}$**  **ne-CHP energija goriva** ( $f_{ne-CHP} = f_{ne-CHP,Q} + f_{ne-CHP,E}$ ) je energija goriva, računata sa donjom toplotnom moći, utrošena u CHP postrojenju za proizvodnju ne-CHP korisne toplotne energije i ne-CHP električne energije u izveštajnom periodu.



Slika 4.2 – Raspodela energije goriva u CHP postrojenju sa slike 4.1

Ukupni stepen korisnosti ovakve energetske transformacije definiše se kao odnos svih energetskih tokova koji izlaze iz energetskih tokova goriva, koja ulaze u CHP postrojenje, ili:

$$\eta = \frac{E + Q}{F} \quad (4.4)$$

## 4.2 CHP proces

Kao što je prethodno navedeno CHP električna energija se definiše kao deo električne energije koji je proizveden u direktnoj vezi (istovremeno) sa proizvedenom korisnom toplotnom energijom, koja se tada naziva i CHP korisna toplotna energija.

Na slici 4.3 je prikazan deo sa CHP procesom, to je protivpritisna parna turbina u kojoj se para istovremeno koristi za proizvodnju električne energije i kao korisna toplota za potrošače.

Ukupan stepen korisnosti CHP procesa definiše se kao odnos ukupno proizvedene CHP električne i toplotne energije i utrošene CHP energije goriva:

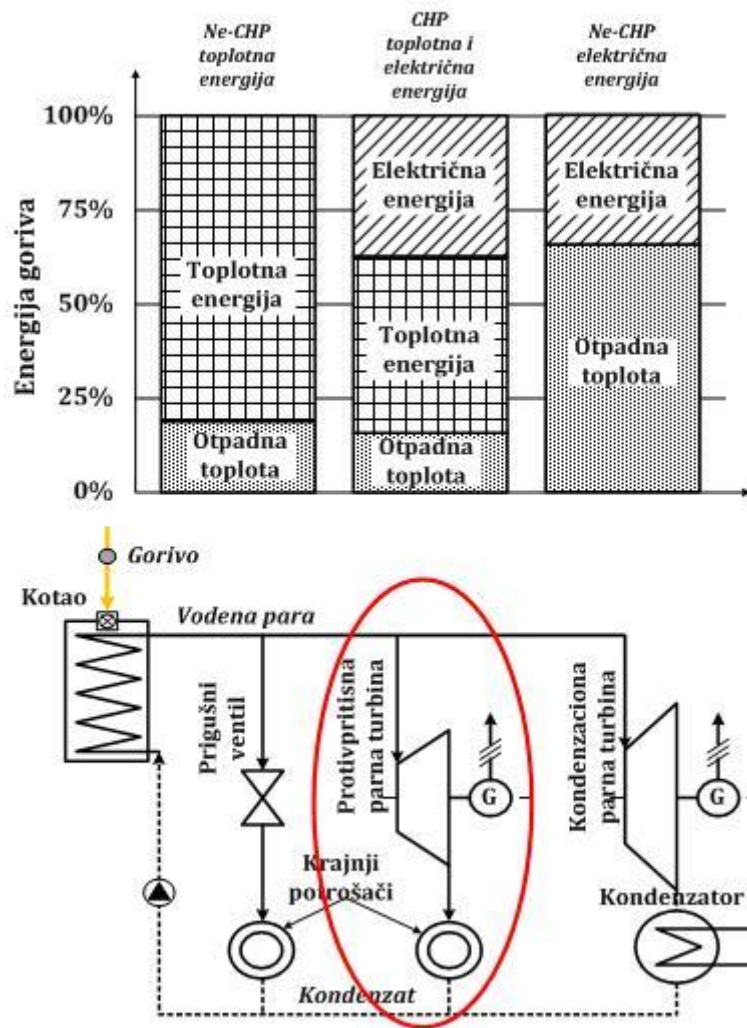
$$\eta_{CHP} = \frac{E_{CHP} + Q_{CHP}}{F_{CHP}} \quad (4.5)$$

Još jedna važna karakteristika CHP procesa je i **faktor električne snage ( $\sigma_{CHP}$ )**, koji je definisan odnosom CHP električne snage i snage korisne toplotne energije koju ostvaruje CHP postrojenje:

$$\sigma_{CHP} = \frac{E_{CHP}}{Q_{CHP}} \quad (4.6)$$

Važnost ovog faktora, pored gotovo presudne uloge pri izboru CHP tehnologije, ogleda se i u tome što se direktno koristi za izračunavanje CHP električne energije, kao što je definisano i Aneksom II CHP Direktive.





Slika 4.3 – CHP proces

### 4.3 Ne-CHP proces

Ne-CHP proces je, kao što je navedeno, proces u CHP postrojenjima u kojem se korisna toplota i električna energija ne proizvode istovremeno, tj. u kogeneracionom modu.

#### 4.3.1 Ne-CHP toplotna energija

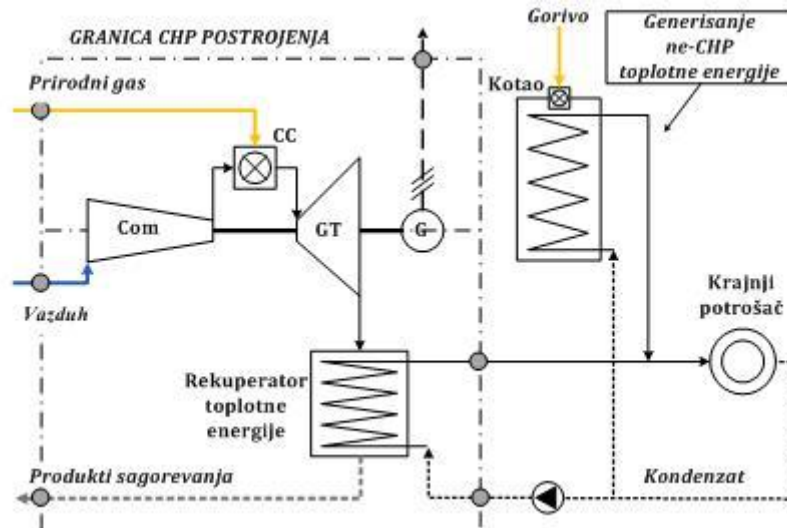
Proizvodnja ne-CHP korisne toplotne energije se dešava u procesu sa proizvodnjom korisne toplotne energije bez istovremene proizvodnje električne energije (slika 4.4), kao npr. korišćenjem:

- Oduzimanja sveže pare (oduzimanje pare pre prolaska kroz turbinu i mogućnosti proizvodnje električne energije)
- Parnog kotla bez parne turbine

- Kotla za iskorišćenje otpadne toplote sa pomoćnim/dodatnim sagorevanjem, bez parne turbine. Međutim, treba napomenuti da je otpadna toplota izlaznih gasova iz gasne turbine koja se koristi u takvim kotlovima deo CHP procesa.

Stepen korisnosti proizvodnje toplotne energije u ne-CHP procesu se određuje:

$$\eta_{ne-CHP,Q} = \frac{Q_{ne-CHP}}{F_{ne-CHP,Q}} \quad (4.6)$$



Slika 4.4 - Proizvodnja ne-CHP toplotne energije u dodatnom kotlu

### 4.3.2 Ne-CHP električna energija

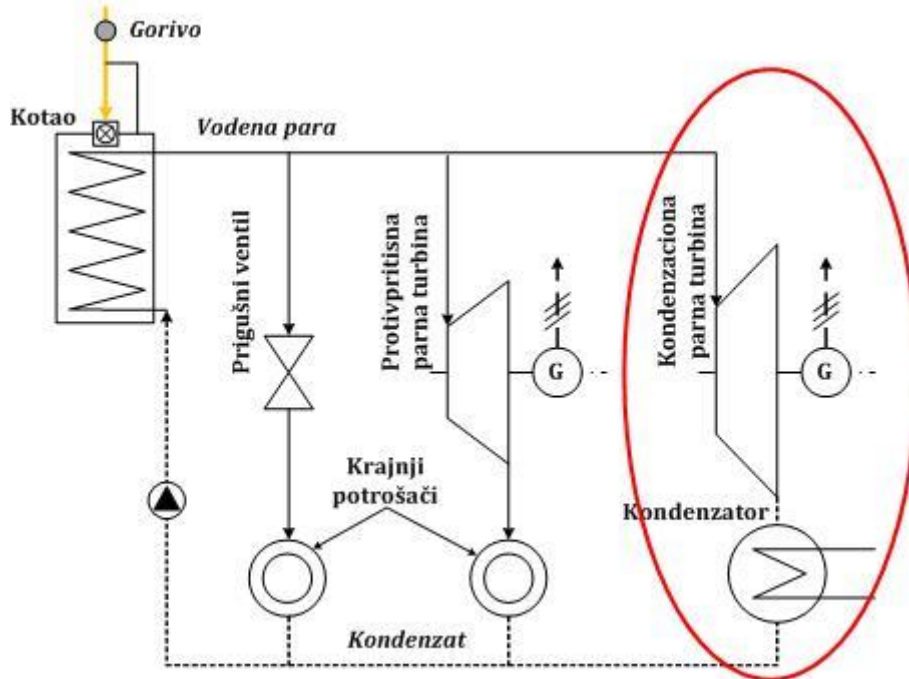
Ne-CHP proizvodnja električna energije se javlja u procesima sa nedovoljnom ili bez proizvodnje korisne toplotne energije ili u procesima sa uređajima za generisanje otpadne toplote (kao što su kondenzatori), npr:

- Gorive ćelije, gasne turbine i SUS motori sa nedovoljnim iskorišćenjem ili bez iskorišćenja toplote koja postaje otpadna, umesto korisne toplotne energije
- U kondenzacionim delovima elektrana i u kombinovanim postrojenjima sa kondenzacionom parnom turbinom suduzimanjem

Važno je napomenuti da se naročito kod postrojenja sa kondenzacionom parnom turbinom s oduzimanjem ne-CHP električna energija obično ne može direktno da meri. Dakle, u ovom slučaju proces mora biti podeljen na kondenzacioni (ne-CHP) i protivpritisni (CHP) deo.

Stepen korisnosti proizvodnje električne energije u ne-CHP procesu se određuje:

$$\eta_{ne-CHP,E} = \frac{E_{ne-CHP}}{F_{ne-CHP,E}} \quad (4.6)$$



Slika 4.5 – Proizvodnja ne-CHP električne energije

#### 4.4 Gubitak električne energije ili snage

Pri spregnutoj proizvodnji toplotne i električne energije moguće su šeme postrojenja u kojima je moguće u određenoj mjeri menjati učešće korisne toplote energije prema električnoj i obrnuto. Kada takva mogućnost postoji potrebno je ustanoviti zavisnost nastalog gubitka električne energije, zbog proizvodnje toplotne energije. Poznavanje ovog gubitka je važno posebno pri proceni efikasnosti kogenerativnog procesa ili dela koji se odnosi na kogeneraciju u složenim energetske postrojenjima, radi obarčuna mogućih beneficija.

Kogenerativna postrojenja mogu da se podele na ona kod kojih ne postoji gubitak električne energije i na one kod kojih je pojava ovakvog gubitka moguća.

Odnos između povećanja proizvodnje korisne toplotne energije i gubitka električne energije nastale zbog povećanja toplotne energije ili obrnuto naziva se **koeficijent gubitka električne energije ili snage ( $\beta$ )** i jednak je:

$$\beta = -\frac{\Delta E}{\Delta Q} \geq 0, \quad (4.7)$$

gde je:

$\Delta E = E_{\max} - E$  smanjenje snage električne energije u odnosu na maksimalno moguću u analiziranom postrojenju pri zadatoj snazi goriva, [kW] ili [kWh],

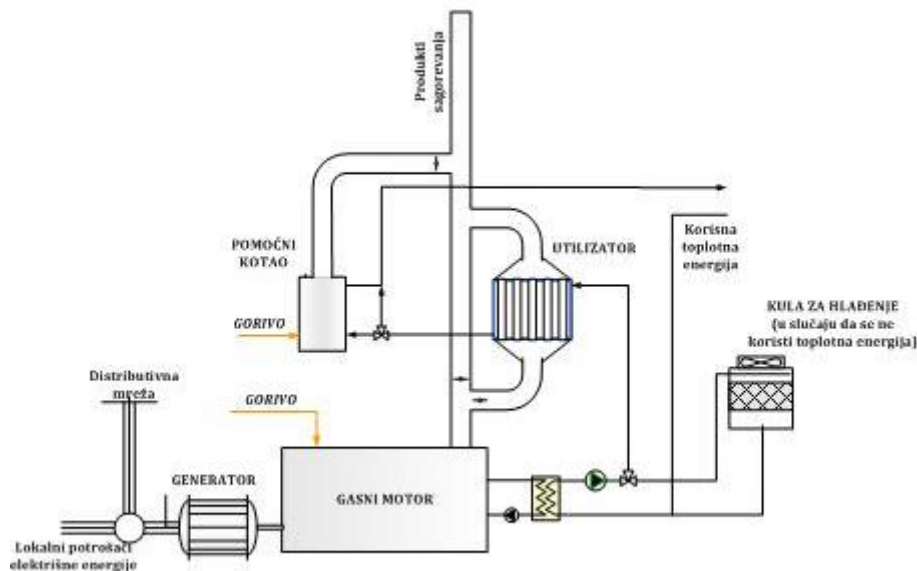
$\Delta Q = Q_{\min} - Q$  povećanje snage korisne toplotne energije u odnosu na minimalno moguću u analiziranom postrojenju pri zadatoj snazi goriva, [kW] ili [kWh].

#### 4.4.1 Procesi bez gubitka električne energije

Pretpostavljajući da je energija goriva na ulazu u postrojenje konstantna, kod ovakvih procesa neće doći do gubitaka električne energije, bez obzira na to da li se korisna toplotna energija povećava ili smanjuje. To znači da je koeficijent gubitka električne snage ( $\beta$ ) jednak:

$$\beta = -\frac{\Delta E}{\Delta Q} = 0 \quad (4.8)$$

Ovo se odnosi uglavnom na CHP postrojenja protivpritisne parne turbine, gasne turbine ili motora s unutrašnjim sagorevanjem. Pri konstantnom opterećenju (konstantnoj potrošnji goriva) ova postrojenja **neće** menjati proizvodnju električne energije iako se poveća ili smanji **korisna toplotna energija**. Kod ovakvih postrojenja prvo se obavi transformacija ulazne energije u mehaničku (električnu), pa tek nakon toga u korisnu toplotnu energiju. Procesi se odvijaju redno. Da bi se ovakvim postrojenjima povećala korisna toplotna energija treba smanjiti otpadnu toplotu, na primer, povećanjem površine toplotnog razmenjivača za iskorišćenje pare nakon protivpritisne parne turbine, ali se pri tome neće menjati proizvodnja električne energije.



Slika 4.6 - Kogeneraciono postrojenje sa gasnim motorom, proces bez gubitka el. energije

Na slici 4.6 prikazano je kogeneraciono postrojenje sa gasnim motorom. Gorivo se dovodi direktno u motor gde se obavlja njegova transformacija u mehaničku energiju, a zatim u generatoru u električnu energiju. Otpadna toplota ovog procesa je toplotna energija produkata sagorevanja i hlađenja motora. Zavisnost snage električne energije i goriva je poznata i to je karakteristika samog motora i generatora za proizvodnju toplotne energije. Snaga otpadne toplote je, takođe, poznata i može da se izmeri ili izračuna. Ali, tek kada se na postrojenje priključe odgovarajući toplotni razmenjivači može se od raspoložive otpadne toplote stvoriti **korisna toplota**, koja zavisi isključivo od karakteristika toplotnih razmenjivača.

#### 4.4.2 Procesi sa gubitkom električne energije

Kod CHP postrojenja koja sadrže kondenzacionu parnu turbinu ili kondenzacionu turbinu s oduzimanjem, proizvodnja električne energije zavisiće od količine oduzete pare i njenog pritiska, odnosno mesta gde se oduzima. Pri tome se podrazumeva da je oduzeta vodena para

**korisnat** toplotna energija i da je energija na ulazu parne turbine nepromenjena. Postoji zavisnost između povećanja korisne toplotne energije i smanjenja električne energije. Ovde se energija vodene pare koristi **istovremeno** ili **paralelno** i za proizvodnju toplotne i električne enrgije.

Ukoliko bi protok oduzete pare bio nula, sva ulazna energija bi bila utrošena za proizvodnju električne energije. U tom slučaju postrojenje nije kogeneraciono, jer ne proizvodi spregnutui toplotnu i električnu energiju.

Odnos između proizvedene korisne toplotne energije i simultano proizvedene električne energije naziva se koeficijent gubitka snage (ili energije). Pri tome se podrazumeva da je energija na ulazu parne turbine ostala nepromenjena (jed.4.7).

Ako ima više od jednog oduzimanja, radi proizvodnje korisne toplotne energije, koeficijent gubitka snage se određuje kao odnos zbira umnožaka pojedinih koeficijenata gubitka snage i korisnih toplotnih snaga na pojedinim oduzimanjima (pritiscima) i ukupne korisne snage svih oduzimanja, ili:

$$\beta = - \frac{\sum_{n=1}^N \beta_i \cdot Q_i}{\sum_{n=1}^N Q_i} \quad (4.9)$$

Koeficijent gubitka snage ( $\beta$ ) mora da se odredi na osnovu merenja na konkretnom kogeneracionom postrojenju ili, ako to nije moguće, na osnovu proračuna. Koeficijent gubitka snage ( $\beta$ ) zavisi od:

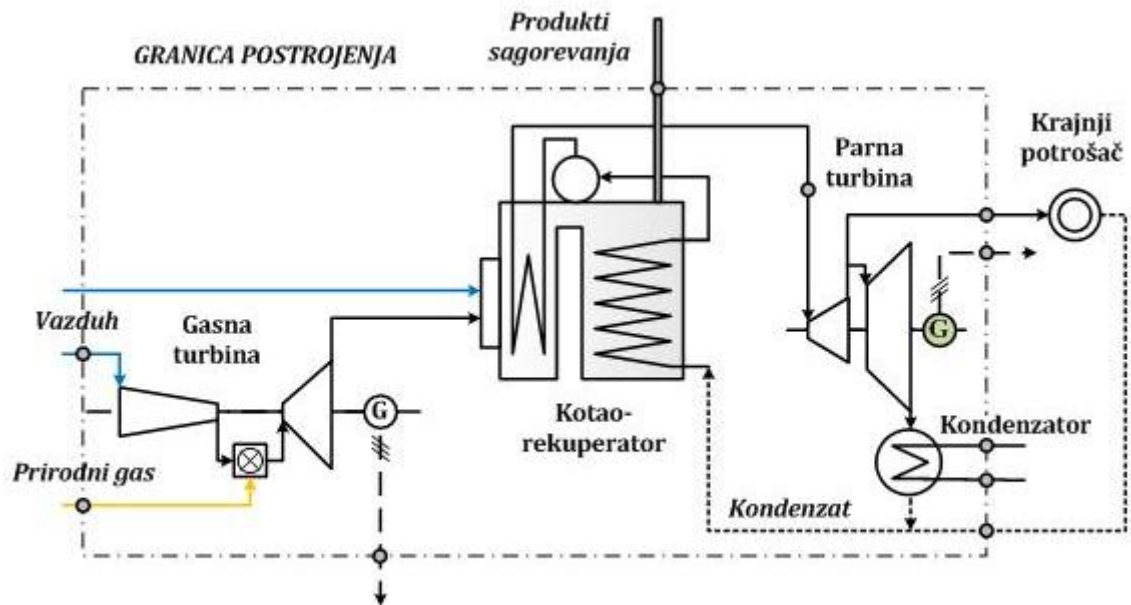
- 1) pritiska i temperature pare u oduzimanjima,
- 2) stepena korisnosti svih turbinskih stupnjeva i
- 3) vakuuma koji vlada u kondenzatoru.

Za pouzdan proračun moraju se poznavati svi pomenuti parametri.

Eksperimentalno određivanje koeficijenta gubitka snage ( $\beta$ ) zahteva adekvatna merenja u stacionarnom stanju u trajanju od oko sata i pažljivu manipulaciju rada kogeneracionog postrojenja. Test mora dase sprovede u radnim uslovoma, ali bez narušavanja proizvodnog procesa. Najbolje je test započeti sa maksimalnim kapacitetom kondenzatora i održavati konstantan protok i parametre pare na ulazu u turbinu. Tada postepeno treba povećavati protok oduzimanja, smanjivajući pri tome protok u kondenzatoru i snagu generatora električne energije. Idealno bi bilo kada bi se proces u početku snabdevao parom iz pomoćnog kotla, koji bi kasnije smanjivao kapacitet sa povećanjem oduzimanja. Na taj način bi se moglo pokriti celo radno područje postrojenja.

U slučaju više oduzimanja eksperiment bi mogao dase obaviti za svaki pritisak pojedinačno, zadržavajući ostale konstantnim. Inače, jednim eksperimentom se određuje izentropski koeficijent turbine i na osnovu njega se određuju pojedini koeficijenti gubitka snage ( $\beta_n$ ).

Za eksperimentalno određivanje koeficijenta gubitka snage potrebno je najmanje dva od tri merenja protoka pare (na ulazu u turbinu, na mestu oduzimanja i u kondenzatoru) i snage na stezaljkama generatora.



Slika 4.7 - Kombinovano parogasno postrojenje, proces sa gubitkom el. energije

Na slici 4.7 prikazano je kombinovano parogasno postrojenje sa jednim regulisanim odvođenjem para u parnoj turbini.

## 5. Složena kogeneraciona postrojenja

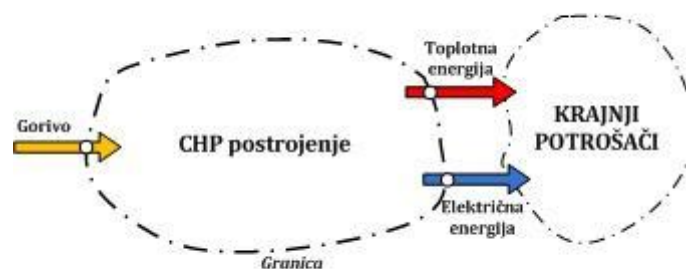
Složena kogeneraciona postrojenja se sastoje od raznih kombinacija CHP i ne-CHP tehnologija. Odvajanje CHP od ne-CHP procesa kod ovih postrojenja je kompleksno i može da zahteva značajan napor. Uobičajeno su to postrojenja sa gasnim i parnim turbinama velike snage, odnosno veće proizvodnje energije na godišnjem nivou, pa je samim tim i značaj što preciznijeg određivanja dela električne energije, CHP deo, koji može biti tema subvencije veći. Upravo ovakva postrojenja su i tema ove disertacije.

Kako će se kasnije videti iz analize mnogih mogućih praktičnih šema složenih kogeneracionih postrojenja, važno je precizno definisati pojmove koji će se koristiti. Ovde će se najpre navesti osnovne terminološke odrednice koje nisu navedene (objašnjene) u prethodnim poglavljima, a kasnije će se njima dodavati pojedine izvedene specifične odrednice.

**Izveštajni period** je neprekidno vremensko razdoblje na koje se odnose izmereni ili izračunati parametri CHP postrojenja. Ovi parametri se koriste za pisanje izveštaja. Sadržaj izveštaja obično propisuje nacionalno regulatorno telo ili je na neki drugi način propisan. Vremenski period od 12 konsektivnih meseci je najbolji, jer se unutar njega obično pojavljuju svi karakteristične faze analiziranog procesa. Izveštajni period može da bude i kraći, ali je njegov minimum jedan sat (60 minuta). U svakom slučaju mora biti precizno definisan.

**Uređaji za odbacivanje toplote u okolinu** su uređaji kojima se **neiskorišćena toplotna energija** odbacuje u okolinu. Na primer, hladnjak ulja gasnog motora koji nije priključen u sistem za korišćenje toplotne energije, dimnjak, kondenzator vodene pare koji nije u funkciji iskorišćenja otpadne toplote, hladnjak komprimovanog vazduha koji nije u sistemu korisne upotrebe toplote, itd.

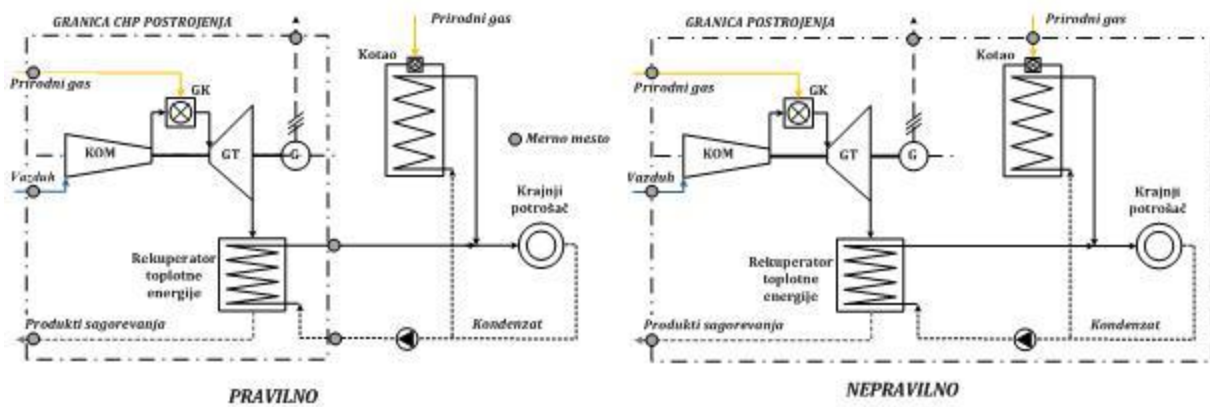
**Granica postrojenja (sistema)** je realna ili imaginarna trodimenzionalna zatvorena površina koja ograničava zapreminu ili regiju koju energetski sistem zauzima i kroz koju može da postoji protok materije, toplotne i mehaničke ili električne energije (slika 5.1). Važno je precizno definisati granice sistema koji se analizira i pri tome treba slediti funkcionalnu i tehničku ulogu svih komponenata postrojenja ili sistema. Svaki tok energije ili materije kroz granicu sistema treba meriti, jer jedino tako može da se ustanove bilansi.



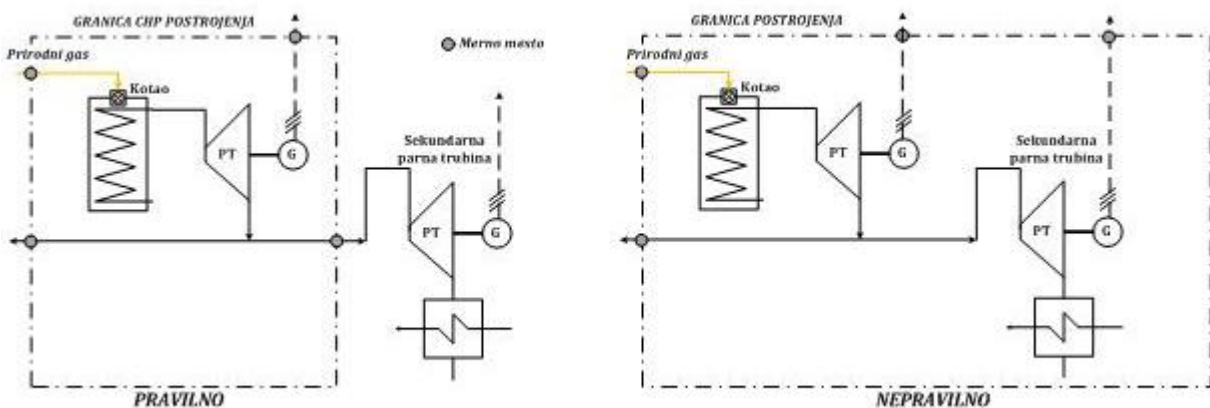
Slika 5.1 - Granice sistema

Kogeneraciono postrojenje snabdeva energijom krajnje potrošače, koji ne pripadaju kogeneracionom postrojenju. Granica sistema kojeg čine krajnji potrošači mogu biti industrijski proces, daljinski sistem grejanja ili hlađenja, individualni potrošači toplotne i električne energije, lokalna elektrodistributivna mreža, itd. Za definisanje granice CHP postrojenja mora se, pre svega, poći od definicije CHP sistema.

Na slici 5.2 prikazana je šema gasnoturbinskog bloka sa rekuperatorom izduvnih gasova. Pošto protok proizvedene pare u rekuperatoru nije dovoljan za potrebe procesa, koristi se kotao koji koristi takođe prirodni gas. Svi krajnji potrošači koriste paru istih parametara, a kondenzat se u potpunosti vraća u rekuperator i kotao. Prema definiciji kogeneracije, gasnoturbinski blok i rekuperator izduvnih gasova čine kogeneraciono postrojenje, zato što se na njegovom izlazu dobija korisna toplotna i električna energija. Parni kotao služi samo za proizvodnju pare i ne može da bude sastavni deo kogeneracionog postrojenja. Pogotovo je nepravilno stavljati krajnje korisnike unutar granica postrojenja. Zato je granica sistema na levoj strani slike 5.2 pravilno postavljena. Posebno treba istaći označena merna mesta na granici sistema, jer samo ono što se meri može da se bilansira i kontroliše.



Slika 5.2 - Pravilno i nepravilno definisanje granice postrojenja kada se pored gasne turbine koristi pomoćni kotao za proizvodnju pare

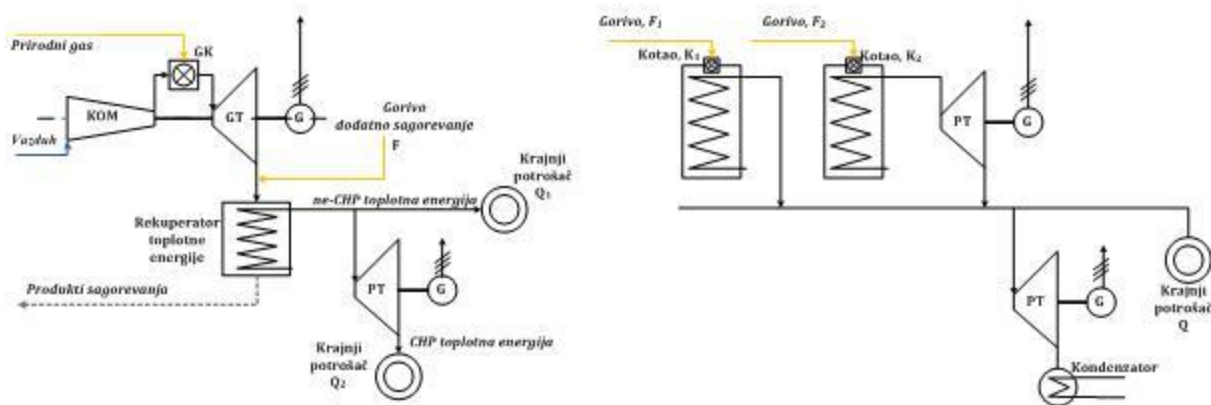


Slika 5.3 - Pravilno i nepravilno definisanje granice postrojenja sa sekundarnom parnom turbinom



Na slici 5.3 dat je još jedan primer pravilnog i nepravilnog definisanja granice postrojenja u slučaju sekundarne parne turbine. Sekundarna parna turbina mora biti u ovom slučaju uključena u granicu postrojenja. Električna energija proizvedena u sekundarnoj parnoj turbini čini deo izlazne energije postrojenja, dok se toplotna energija koja je potrebna za proizvodnju ove dodatne količine električne energije mora isključiti iz korisne toplotne energije kogeneracionog postrojenja kao celine. Iz tog razloga je granica sistema na desnoj strani slike 5.3 pravilno postavljena.

U ovakvim slučajevima se minimum količina goriva, električne i toplotne energije na granici postrojenja moraju meriti. Količina ne-CHP količine goriva i toplotne energije iz dodatnog sagorevanja može dase odredi bilansiranjem, slika 5.4.



Slika 5.4 – Određivanje ne-CHP količine goriva i korisne toplote kod složenih CHP postrojenja

Na levoj strani slike 5.4 prikazano je kombinovano postrojenje gasne i parne turbine sa dodatnim sagorevanjem goriva. Dodatno sagorevanje služi da bi se povećala količina pare, koja se proizvodi u rekuperatoru. Jedan deo pare iz rekuperatora se vodi na protivpritisnu parnu turbinu, dok se drugi deo direktno vodi ka korisniku toplotne energije. Jedan deo ove korisne toplotne energije je ne-CHP i to onaj deo koji se odnosi na dodatno sagorevanje. Upravo taj deo, ne-CHP energije goriva dodatnog sagorevanja treba odrediti. On se određuje iz energetskog bilansa energije goriva, koja se koristi za dodatno sagorevanje i generisane pare koja se koristi kao korisna toplotna energija:

$$F_{ne-CHP,Q} = \begin{cases} \frac{Q_1}{\eta_{KU}} & \text{ako je } F > \frac{Q_1}{\eta_{KU}} \\ F & \text{ako je } F \leq \frac{Q_1}{\eta_{KU}} \end{cases} \quad (5.1)$$

Postrojenje sa parnim turbinama, kolektorompare i kotlomsu prikazani na desnom delu slike 5.4. Pošto protok proizvedene pare na izlazu iz turbine nije dovoljan za potrebe procesa, koristi se kotao kao dodatni izvor toplotne energije. S obzirom na tose jedan deo korisne toplote generiše iz kotla, tj. kao ne-CHP korisna toplotna energija, ovaj deo se morao odrediti pomoću bilansa. Kao i u prethodnom slučaju potrebno je meriti određene protoke:

$$Q_{ne-CHP} = \begin{cases} F_1 \cdot \eta_K & \text{ako je } Q > F_1 \cdot \eta_K \\ Q & \text{ako je } Q \leq F_1 \cdot \eta_K \end{cases} \quad (5.2)$$

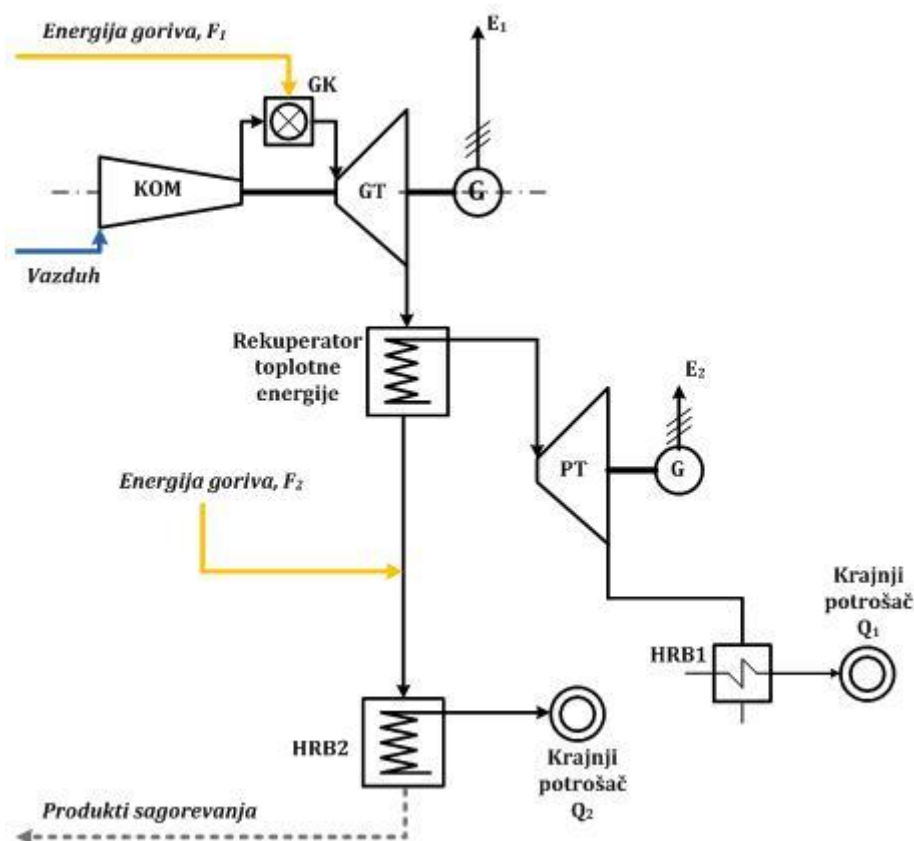
## 5.1 Primeri složenih CHP postrojenja

Na primerima složenih kogenerativnih postrojenja, različitim konfiguracija, biće prikazano kako se postavljaju granice sistema i određuje ulazna (energija dovedena gorivom sistemu) i izlazna CHP i ne-CHP energija (toplotna i električna), što predstavlja osnovu za dalji proračun koji će biti prikazan u narednom poglavlju.

### 5.1.1 Kombinovani ciklus gasne i parne turbine sa rekuperacijom toplote i dodatnim sagorevanjem

Da bi se odredila ulazna i izlazna energija za CHP i ne-CHP proces datog postrojenja najpre treba postaviti granicu sistema. U ovom slučaju postoji ne-CHP korisna toplota koja se generiše dodatnim sagorevanjem goriva  $F_2$ , ali koja se ne može direktno meriti obzirom na to da deo korisne toplote  $Q_2$  nastao u rekuperatoru HRB2 nastaje rekuperacijom dimnih gasova iz gasne turbine, kao CHP korisna toplota, a deo dodatnim sagorevanjem kao ne-CHP. Zbog toga se mora uključiti u granicu sistema i oduzeti od ukupne korisne toplote naknadnim proračunima.

Na samoj šemi (slika 5.5) su naznačene količine ulazne i izlazne energije izmerene za izveštajni period od godinu dana.



Slika 5.5 – Kombinovano postrojenje sa rekuperacijom i dodatnim sagorevanjem

S obzirom na to da se količina goriva za dodatno sagorevanje meri direktno, lako možeda se odredi energija goriva utrošena za proizvodnju ne-CHP korisne toplote energije.

$$F_{ne-CHP,Q} = F_2 \quad (5.3)$$



Određivanje ne-CHP korisne toplotne energije i količine goriva, za slučaj oba otvorena bajpasa, određuje se na isti način, kao kod prethodnog primera (jednačine 5.3 i 5.4).

### 5.1.3 Kombinovani ciklus gasne i parne turbine sa kolektorima pare

Na slici 5.7 prikazano je složeno CHP postrojenje sa jednom gasnom, pet parnih turbina, dva individualna kotla i kolektorima pare. Najpre treba odrediti granicu sistema. Pošto je moguće generisanje ne-CHP korisne toplote, a nije moguće direktno merenje ove korisne toplote, kao i ne-CHP energije goriva, moraju da se obuhvate granicom Sistema, a zatim naknadnim proračunom oduzmu od ukupne korisne toplote i energije goriva respektivno.

Na samoj šemi (slika 5.6) su naznačene količine ulazne i izlazne energije izmerene za izveštajni period od godinu dana.

Ne-CHP korisna toplota može da se generiše kod toplotnih potrošača HC<sub>3</sub> i HC<sub>4</sub>. Ne-CHP energija goriva se isporučuje u individualnim kotlovima FB<sub>1</sub> i FB<sub>3</sub>, kao i dodatnim sagorevanjem u SF. Da bi se odredila ne-CHP korisna toplota, kao i odgovarajuća energija goriva, potrebno je instalirati još tri dodatna merača protoka (M<sub>1</sub>, M<sub>2</sub> i M<sub>3</sub>).

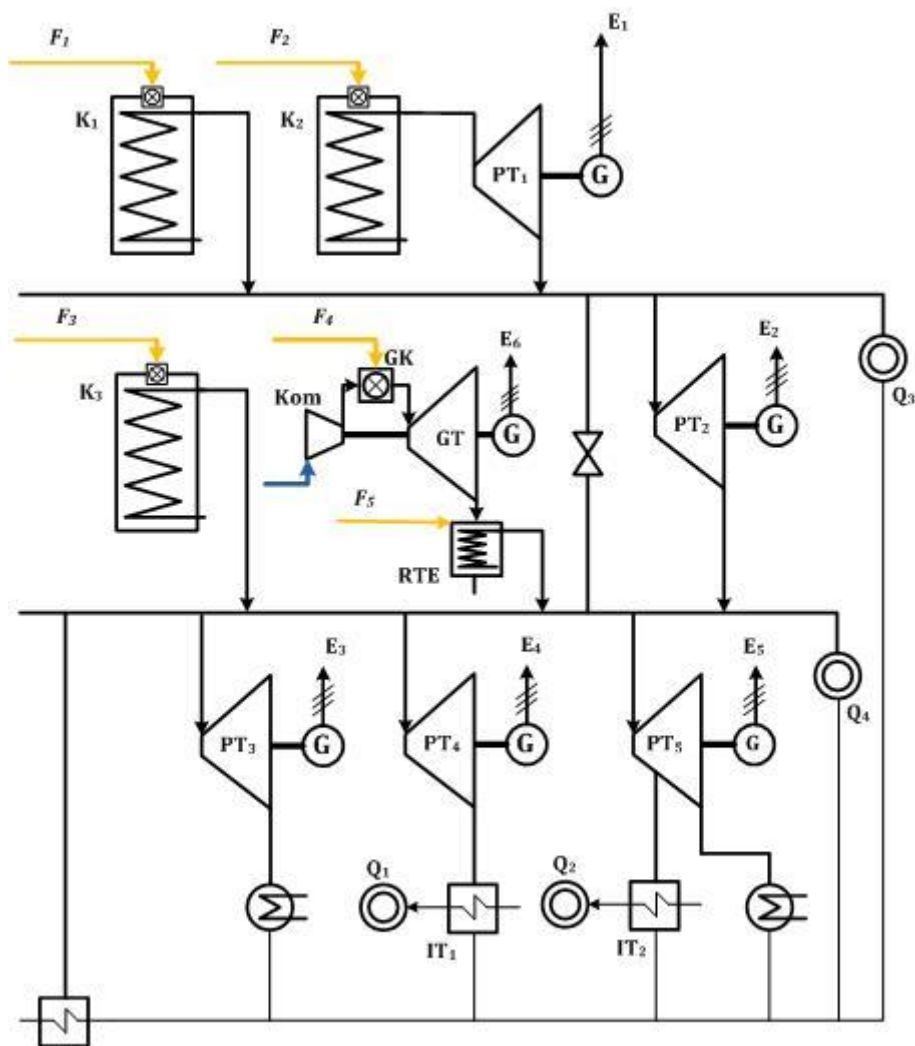
Na osnovu prethodno navedenih merenja i jednačine 5.2 može da se odredi ne-CHP korisna toplotna energija:

$$Q_{ne-CHP,3} = \begin{cases} F_1 & \text{ako je } Q_3 > F_1 \\ Q_3 & \text{ako je } Q_3 \leq F_1 \end{cases} \quad (5.5)$$

$$Q_{ne-CHP,4} = \begin{cases} (0,1 \cdot F_1 + F_3 + SF) & \text{ako je } Q_4 > (0,1 \cdot F_1 + F_3 + SF) \\ Q_4 & \text{ako je } Q_4 \leq (0,1 \cdot F_1 + F_3 + SF) \end{cases}, \quad (5.6)$$

gde je  $0,1 \cdot F_1 + F_3 + SF$  količina toplotne energije koja se individualnim kotlovima F<sub>1</sub>, i F<sub>2</sub>, kao i dodatnim sagorevanjem SF, dovodi u parni kolektor 2. Pa je ukupna ne-CHP korisna toplotna energija jednaka:

$$Q_{ne-CHP} = Q_{ne-CHP,3} + Q_{ne-CHP,4} \quad (5.7)$$



Slika 5.7 – Složeno CHP postrojenje sa gasnom i parnom turbinom i kolektorima pare

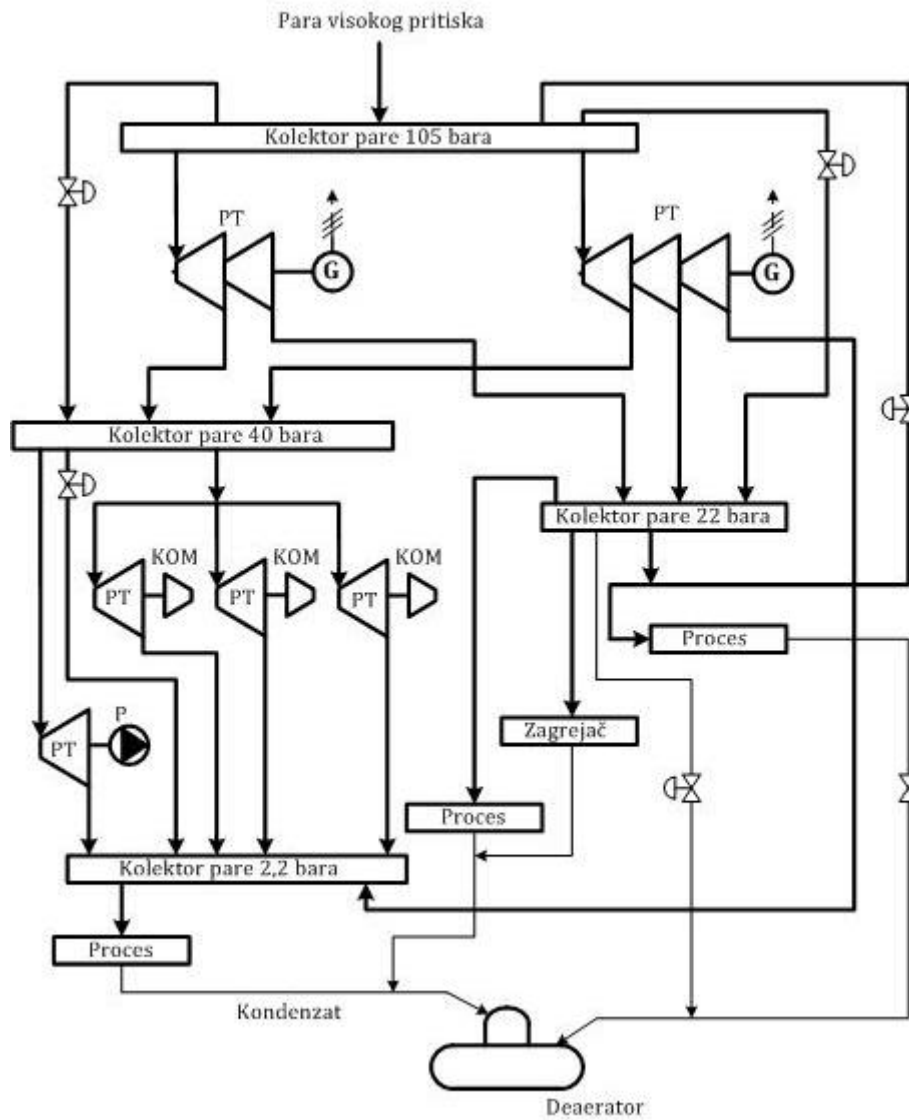
Za određivanje ne-CHP energije goriva mora da se poznaje odgovarajući stepen korisnosti generisanja ne-CHP toplotne energije:

$$F_{ne-CHP} = \frac{Q_{ne-CHP}}{\eta_{ne-CHP,Q}} \quad (5.8)$$

#### 5.1.4 Složeno kogeneraciono postrojenje sa parnim turbinama i kolektorima pare

Primer složenog kogeneracionog postrojenja sa parnim turbinama prikazan na slici 5.8 jeste industrijsko postrojenje proizvodnje kaustične sode. Ovaj proces je jedan od energetski najintenzivnijih hemijskih procesa koji zahteva i električnu i toplotnu energiju gotovo u istom odnosu, tj. faktor električne snage blizak jedinici. Kao najbolje rešenje za zadovoljavanje ovakvog zahteva koriste se protivpritisne parne turbine s oduzimanjem i kotlovi za proizvodnju visokopritisne pare.

Vodena para visokog pritiska se dobija iz 4 kotlovske jedinice i dovodi se u kolektor pare visokog pritiska odakle se jednim delom vodi u dve parne turbine, drugim delom u kolektore pare na srednjem pritisku, a trećim delom direktno u proces.



Slika 5.8 –Složeno kogeneraciono postrojenje sa parnim turbinama i kolektorima pare

Na isti način se para iz kolektora srednjeg pritiska vodi do turbina, kolektora pare niskog pritiska i direktno do potrošača.

Dakle, slično kao i u prethodnom primeru može da se generiše ne-CHP korisna toplotna energija, kao i ne-CHP energija goriva, koje se ne mogu direktno meriti, pa se moraju odrediti pomoću bilansnih jednačina (vidi jednačine 5.5 i 5.6).

## 6. Model za energetska vrednovanje kogenerativnih postrojenja

Model za energetska vrednovanje kogenerativnih postrojenja, koji će biti detaljno opisan u ovom poglavlju, u potpunosti je konzistentan sa CHP Direktivom i uputstvom za njenu primenu, pri čemu se proračun koeficijenta gubitka električne snage obavlja pomoću postupka koji je posebno naveden i ovde predložen.

Sam model može i treba da predstavlja snažan alat prilikom kreiranja energetske politike, u delu koji se odnosi na kogeneraciju, s obzirom na to da pruža mogućnost jasnog energetske vrednovanja postrojenja u smislu efikasnosti i uštede primarne energije kao i definisanja koji deo i koliko kogeneracija treba da bude stimulirana, odnosno potencijalno zastupljena u okviru nekog energetske sistema.

### 6.1 Određivanje ukupne energije goriva (F)

Energija koja se gorivom dovodi kogenerativnom sistemu određuje se na osnovu donje toplotne moći goriva i izražava u kW. Ukupna energija koja se gorivom dovodi sistemu u izveštajnom periodu je:

$$F = \sum_{i=1}^n F_i \quad (\text{MWh}) \quad (6.1)$$

### 6.2 Određivanje ukupne električne/mehaničke energije (E)

Ukupna električna/mehanička energija u izveštajnom periodu je zbir bruto električne i/ili bruto mehaničke energije, uključujući periode startovanja, zastoja i zaustavljanja:

$$E = \sum_{i=1}^n E_i \quad (\text{MWh}) \quad (6.2)$$

Električna energija se meri direktno na izlazu generator, dok se mehanička tretira jednako električnoj energiji sa faktorom 1.

### 6.3 Određivanje ukupne korisne toplotne energije (Q)

Ukupna korisna toplotna energija je ukupno isporučena toplotna energija od CHP postrojenja u izveštajnom periodu:

$$Q = \sum_{i=1}^n Q_i \quad (\text{MWh}) \quad (6.3)$$

## 6.4 Određivanje ne-CHP korisne toplotne energije i odgovarajuće energije goriva

Kao što je objašnjeno u poglavlju 4 kogeneraciono postrojenje može da generiše i ne-CHP korisnu toplotnu energiju. U tim slučajevima količina ne-CHP toplotne energije ( $Q_{ne-CHP}$ ) i odgovarajuće energije goriva ( $F_{ne-CHP}$ ) mora da se odredi. Poznavanjem ove dve veličine i korišćenjem jednačina 4.2 i 4.3 mogu da se odrede CHP korisna toplotna energija, kao i zbir CHP energije goriva i energije goriva za generisanje ne-CHP električne energije:

$$Q_{CHP} = Q - Q_{ne-CHP} \quad (6.4)$$

$$F_{CHP} + F_{ne-CHP,E} = F - F_{ne-CHP,Q} \quad (6.5)$$

Ukupna ne-CHP korisna toplotna energija kogeneracionog postrojenja je suma svih generisanih ne-CHP korisnih toplotnih energija postrojenja:

$$Q_{ne-CHP} = \sum_{i=1}^n Q_{ne-CHP,i} \quad (\text{MWh}) \quad (6.6)$$

Ukupna ne-CHP energija goriva za proizvodnju ne-CHP korisne toplotne energije kogeneracionog postrojenja je suma svih odgovarajućih ne-CHP energija goriva:

$$F_{ne-CHP,Q} = \sum_{i=1}^n F_{ne-CHP,Q,i} \quad (\text{MWh}) \quad (6.7)$$

Različiti primeri izračunavanja ne-CHP korisne toplotne energije i odgovarajuće energije goriva prikazani su u poglavlju 5.

## 6.5 Određivanje ukupnog stepena korisnosti ( $\eta$ )

Za određivanje ukupnog stepena korisnosti CHP postrojenja u izveštajnom periodu potrebno je poznavati:

- Ukupnu energiju goriva ( $F$ ), vidi jednačinu 6.1
- Ukupnu električnu/mehaničku energiju ( $E$ ), vidi jednačinu 6.2
- Ukupnu korisnu toplotnu energiju ( $Q$ ), vidi jednačinu 6.3
- Ne-CHP korisnu toplotnu energiju ( $Q_{ne-CHP}$ ), vidi jednačinu 6.6
- Ne-CHP energiju goriva za generisanje ne-CHP korisne toplotne energije ( $F_{ne-CHP,Q}$ ), vidi jednačinu 6.7

CHP korisna toplotna energija takođe mora da se odredi na osnovu jednačine 6.4.

Ukupan stepen korisnosti je definisan u skladu sa CHP Direktivom i predstavlja odnos sume ukupne godišnje proizvedene energije (električne i mehaničke i korisne toplotne energije) i količine goriva koja se dovodi postrojenju za proizvodnju ukupne električne i mehaničke energije, kao i toplotu proizvedenu u kogeneracionom procesu:

$$\eta = \frac{E + Q_{CHP}}{F - F_{ne-CHP,Q}} \quad (6.8)$$



Dakle, ukupan stepen korisnosti važi za celo kogeneraciono postrojenje u smislu proizvedene ukupne električne energije (CHP i ne-CHP) i za korisnu toplotnu energiju obzirom da se sama CHP Direktiva odnosi na promociju kogeneracije na bazi zahteva za korisnom toplotnom energijom. Pri čemu je korisna toplotna energija definisana kao toplota proizvedena u kogeneracionom procesu, radi zadovoljenja ekonomski opravdane potražnje za toplotnom i rashladnom energijom.

Kada se odredi ukupan stepen korisnosti mora da se uporedi sa referentnom vrednošću iz Aneksa II CHP Direktive.

Ukoliko je ukupan stepen korisnosti jednak ili veći od referentne vrednosti definisane CHP Direktivom onda je:

$$Q_{CHP} = Q - Q_{ne-CHP} \quad (6.9)$$

$$E_{CHP} = E \quad (6.10)$$

$$F_{CHP} = F - F_{ne-CHP,Q} \quad (6.11)$$

Odnosno postrojenje zadovoljava kriterijum ukupnog stepena korisnosti za visokoeffikasnu kogeneraciju, a ukupno proizvedena električna energija se smatra CHP električnom energijom.

U suprotnom moraju da se odrede ne-CHP električna/mehanička energija ( $E_{ne-CHP}$ ) i odgovarajuća energija goriva ( $F_{ne-CHP,E}$ ).

## 6.6 Određivanje ne-CHP električne/mehaničke energije i odgovarajuće energije goriva

Ukoliko je ukupan stepen korisnosti CHP postrojenja u izveštajnom periodu manji od referentne vrednosti navedene u Aneksu II CHP Direktive onda mora da se odredi ne-CHP električna/mehanička energija i odgovarajuća energija goriva.

Da bi se odredile ove vrednosti i da bi se „izdvojio“ CHP proces kogeneracionog postrojenja moraju da se uradi sledeće:

### 6.6.1 Određivanje koeficijenta gubitka električne snage ( $\beta$ )

Kao što je navedeno u poglavlju 4 moguća su postrojenja kod kojih dolazi do gubitka električne energije, zbog proizvodnje toplotne energije. To su postrojenja sa kondenzacionom ili protivpritiskom parnom turbinom s oduzimanjem, što je čest slučaj kod velikih industrijskih kogeneracionih postrojenja, koja se prvenstveno razmatraju u okviru ove disertacije.

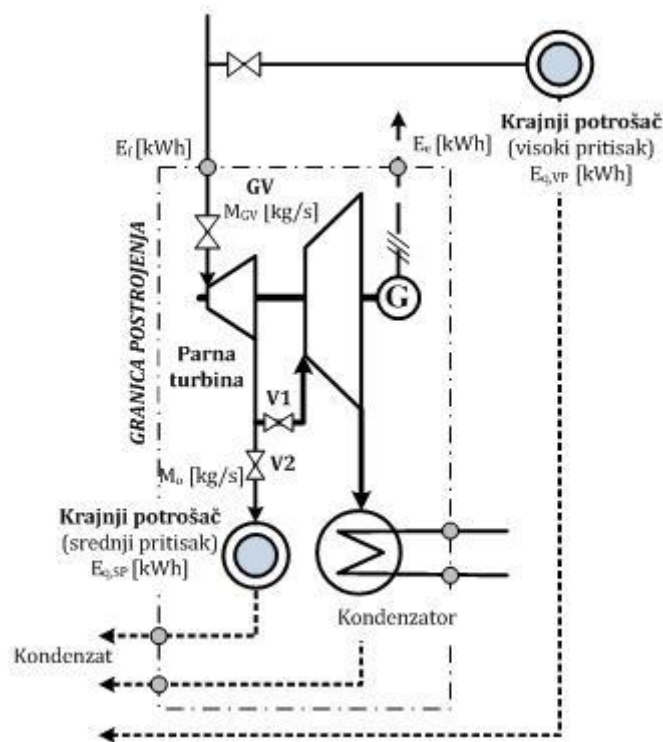
Upravo je određivanje koeficijenta gubitka električne snage najmanje objašnjeno ili je gotovo bez objašnjenja dato u naučnim radovima i modelima o vrednovanju kogenerativnih postrojenja. Njegovo određivanje kao i sam model moraju biti termodinamički ispravni, dovoljno tačni, primenljivi u praksi i na svim postrojenjima u realnim tehničkim i ekonomskim uslovima.

U okviru ove disertacije je prikazano određivanje koeficijenta gubitka električne snage na osnovu režima rada parne turbine i to standardnim merenjima u okviru postrojenja (protok, pritisak i temperatura sveže pare, na mestu oduzimanja i u kondenzatoru). Kroz sledeći primer biće objašnjeni osnovni elementi proračuna.

Na slici 6.1 prikazano je jednostavno postrojenje sa parnom turbinom za kombinovanu proizvodnju toplotne i električne energije. Proizvedena para u kotlu dovodi se do glavnog ventila (GV) turbine. Protok vodene pare u glavnom ventilu je  $M_{GV}$  [kg/s], a protok oduzete pare je  $M_o$  [kg/s]. Osim toga postoji mogućnost direktne upotrebe pare visokog pritiska u nekom od potrošača. Redukcija pritiska te pare je moguća u redukcionoj stanici. Ipak, u analizi koja sledi razmatraju se samo procesi unutar granice postrojenja.

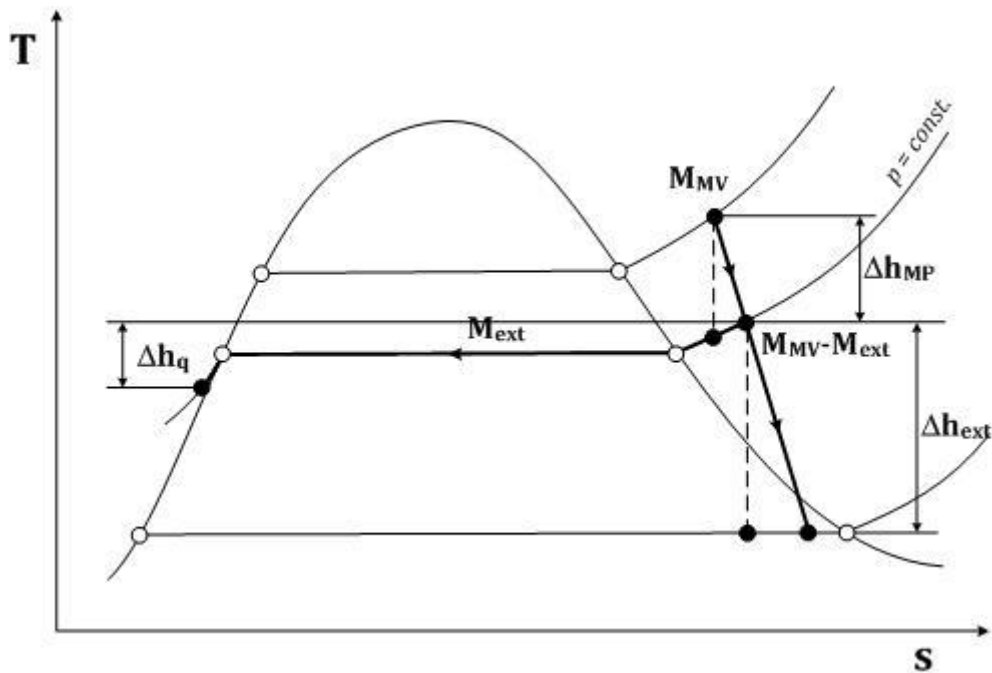
Istovremeno, oduzimanje pare iz turbine i njeno korišćenje za procese grejanja i manjeg ili većeg protoka pare u kondenzator, dovodi do toga da je stepen korisnosti kondenzacione turbine s oduzimanjem između stepena korisnosti, koji se postiže kod protivpritisne i kondenzacione turbine.

Šema postrojenja prikazanog na slici 6.1 je tipična za industriju. Ventili V1 i V2 imaju veoma važnu ulogu kod regulisanja oduzimanja pare iz turbine, što će kasnije biti detaljnije analizirano.



Slika 6.1 - Šema parnog postrojenja za kombinovanu proizvodnju toplotne i električne energije

Koeficijent gubitka snage zavisi od parametara, koji se mere u određenim tačkama procesa. Na slici 6.2 prikazan je proces u T-s dijagramu.



Slika 6.2 – T-s dijagram kondenzacione parne turbine s oduzimanjem pare

Snaga turbine na izlazu generatora može da se odredi iz sledeće jednačine:

$$E = M_{GV} \cdot \Delta h_{i,GV} \cdot \eta_m \cdot \eta_G + M_{GV} - M_O \cdot \Delta h_{i,O} \cdot \eta_m \cdot \eta_G \quad (6.12)$$

$$E = M_{GV} \cdot \Delta h_{i,GV} + \Delta h_{i,O} \cdot \eta_m \cdot \eta_G - M_O \cdot \Delta h_{i,O} \cdot \eta_m \cdot \eta_G \quad (6.12')$$

Maksimalna snaga se postiže pri  $M_{O,min}$  ili pri minimalnoj vrednosti masenog protoka (količini) oduzete pare iz turbine za konstantnu vrednost energije goriva, odnosno protoka pare na ulazu u turbinu  $M_{GV}$ .  $M_O$  (kg/s) je maseni protok pare oduzete iz turbine.

Ako je  $M_{O,min}$  onda je:

$$E_{max} = M_{GV} \cdot \Delta h_{i,GV} \cdot \eta_m \cdot \eta_G + M_{GV} - M_{O,min} \cdot \Delta h_{i,O} \cdot \eta_m \cdot \eta_G \quad (6.13)$$

$$E_{max} = M_{GV} \cdot \Delta h_{i,GV} + \Delta h_{i,O} \cdot \eta_m \cdot \eta_G - M_{O,min} \cdot \Delta h_{i,O} \cdot \eta_m \cdot \eta_G, \quad (6.13')$$

gde su:

$\Delta h_{i,GV}$  unutrašnji izentropski toplotni pad visokopritisnog dela turbine (kJ/kg)

$\Delta h_{i,O}$  unutrašnji izentropski toplotni pad niskopritisnog dela turbine (kJ/kg)

$M_{GV}$  maseni protok sveže pare, tj. kroz glavni ventil (kg/s)

$\eta_m$  mehanički stepen korisnosti turbine

$\eta_G$  stepen korisnosti generatora

Za  $M_{O,min}$  količina korisne toplotne energije je minimalna pri konstantnoj vrednosti energije goriva, odnosno protoka pare na ulazu u turbinu. Međutim, ukoliko je  $M_O > M_{O,min}$  korisna toplotna energija se definiše na sledeći način:

$$Q = M_o \cdot \Delta h_Q, \quad (6.14)$$

gde je:

$\Delta h_Q$       razlika entalpija pare na ulazu i kondenzata na izlazu krajnjeg korisnika (kJ/kg)

Ako se minimalna količina korisne toplotne energije korišćenjem jednačine 6.14 definiše na sledeći način:

$$Q_{min} = M_{o,min} \cdot \Delta h_Q \quad (6.15)$$

i uvrstise uz jednačine 6.12', 6.13' i 6.14 u jednačinu 4.7, onda je koeficijent gubitka električne snage kao što sledi:

$$\beta = -\frac{E_{max} - E}{Q_{min} - Q} \approx \frac{\Delta h_o}{\Delta h_Q} \quad (6.16)$$

Iz ove jednačine se može videti da koeficijent gubitka snage direktno zavisi od specifičnog toplotnog pada u niskopritisnom delu turbine i specifičnog toplotnog pada krajnjeg korisnika (potrošača). Takođe, indirektno zavisi od svih ostalih parametara koji imaju uticaja na stepen korisnosti i snaguturbine. Međutim, jednačina 6.16 može uspešno dase koristi za projekciju koeficijenta gubitka snage u realnim industrijskim uslovima. U realnim uslovima, pritisak i temperatura u dobro vođenim procesima mogu da odstupaju do 1%, što može da utiče na koeficijent gubitka snage do oko 5%.

Za svaku moguću radnu tačku parne turbine postoji minimalna vrednost masenog protoka pare oduzete iz turbine ( $M_{o,min} \geq 0$ ), pretpostavljajući konstantan protok pare na ulazu u turbinu. Ova vrednost zavisi od konstruktivnih karakteristika parne turbine. Koeficijent gubitka električne snage je broj koji predstavlja balans između porasta korisne toplotne energije i smanjenja generisane električne energije.

Tabela 6.1 - Kondenzaciona parna turbina sa kontrolisanim oduzimanjem pare

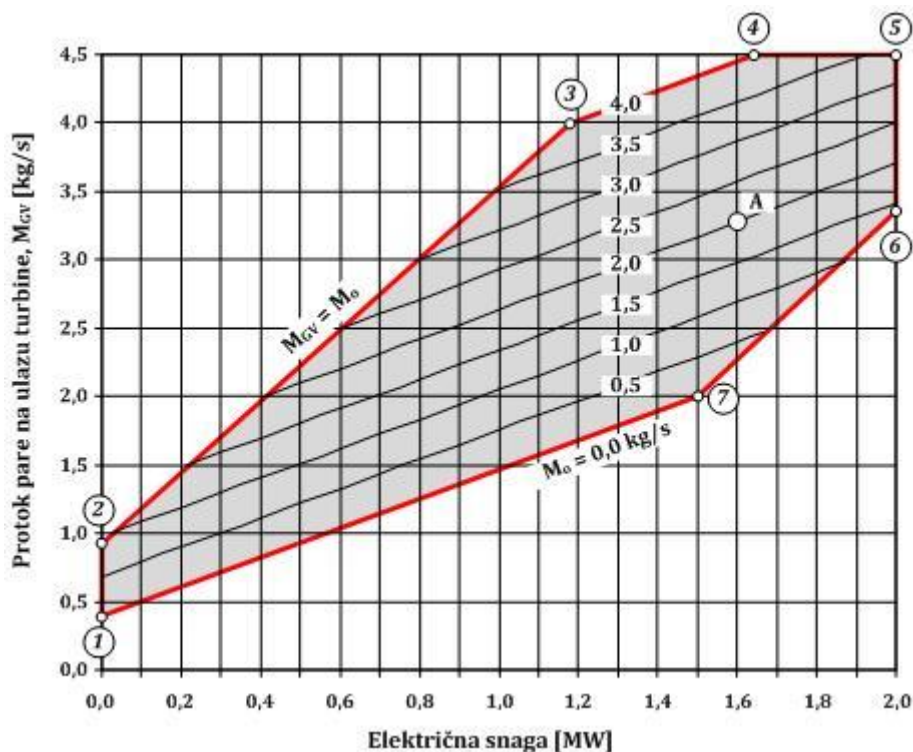
Parametri	
Nominalni (max) kapacitet, MW	2,0
Broj obrtaja, 1/min	7.500 → 3.000
Pritisak pare (abs), bar	34 (32-36)
Temperatura pare na ulazu, oC	435 (420-445)
Pritisak pare na mestu oduzimanja, bar	6 (5-8)
Temperatura pare na mestu oduzimanja, oC	248 (228-376)
Pritisak kondenzacije, bar	0,05 - 0,075

Koeficijent gubitka električne snage zavisi od ukupnog tehničkog rešenja, koje se koristi za podešavanje toplotne snage parne turbine i krajnjeg korisnika. Na primer, ovo podešavanje može dase ostvari korišćenjem ventila V1 i V2 (slika 6.1), u zavisnosti od oblasti rada turbine. Snaga parne turbine, kao i snaga celog postrojenja, moraju da se prilagode dinamici industrijskog procesa. Analiza rada postrojenja kao što je ono prikazano na slici 6.1 i posebno određivanje zavisnosti između protoka pare na ulazu u turbinu, protoka oduzete pare i proizvedene električne energije može da se sprovede korišćenjem dijagrama režima rada

turbine. Na slici 6.3 prikazan je primer dijagram režima rada kondenzacione parne turbine sa jednim regulisanim oduzimanjem. Više detalja o turbini je dato u tabeli 6.1.

Pod dijagramom režima rada parne turbine s oduzimanjem pare se podrazumeva grafički prikaz zavisnosti snage generatora od količine sveže pare i količine oduzete pare. Pri tome pritisak pare na mestu oduzimanja ostaje konstantan. Radi izrade dijagrama režima deo turbine visokog pritiska se posmatra kao jedna protivpritisna parna turbina, a deo turbine niskog pritiska kao jedna kondenzaciona parna turbina (ili jedna protivpritisna parna turbina u slučaju protivpritisne parne turbine s oduzimanjem pare). Grafičkim superponiranjem linije potrošnje pare obe turbine dobija se dijagram režima sa granicama radnog područja i linijama istog protoka oduzete pare.

Dijagram režima može se izraditi bez poznavanja velikog broja detaljnih informacija. Najpre se konstruiše linija potrošnje pare jedne protivpritisne parne turbine, tj. turbine visokog pritiska (TVP) i to u području između nominalne snage i praznog hoda i u području između nominalne snage i snage sa maksimalnim masenim protokom, za šta je potrebno poznavanje nominalne količine pare dela visokog pritiska i odgovarajuće snage, kao i potrošnje pare na praznom hodu i snage praznog hoda TVP. Zatim se konstruiše linija potrošnje pare za kondenzacionu parnu turbinu, odnosno turbinu niskog pritiska (TNP) u području između praznog hoda (snaga jednaka nuli) i nominalnog režima, kao i između nominalnog režima i maksimalnog protoka pare TNP. Za to je potrebno poznavanje nominalne količine pare dela niskog pritiska i odgovarajuće nominalne snage, kao i potrošnje pare na praznom hodu i snage praznog hoda TNP. Ostala ograničenja radnog područja su maksimalni protok TNP, maksimalni protok TVP i maksimalna snaga generatora. Potrebna je još i konstrukcija linija istih protoka oduzete pare koje počinju na graničnoj liniji za „čist protivpritisni pogon“, pri količini pare za TVP koja odgovara datom protoku oduzete pare i paralelne su liniji „čistog kondenzacionog režima“.



Slika 6.3 - Radni dijagram kondenzacione turbine s oduzimanjem (2 MW)

Osenčena oblast na slici 6.3 je radna oblast turbine sa slike 6.1. Na primer, tačka A definiše režim rada pri kojem je električna snaga 1,6 MW i pri tome je protok oduzete pare 2,0

kg/s. Na ulazu u turbinu potrebno je dovesti protok pare od 3,28 kg/s. U skladu sa definicijom koeficijenta gubitka električne snage, odgovarajući  $M_{0,\min}=1,322$  kg/s, a  $E_{\max}=1,9705$  MW. Ove vrednosti podrazumevaju da je  $M_{Gv}=3,28$  kg/s=const.

Kada je  $M_0=0$  (nema oduzimanja) maksimalna električna snaga na stezaljkama generatora je 1,5 MW. Da bi ostvarili maksimalnu električnu snagu od 2 MW mora da se ostvari oduzimanje od oko 1,5 do oko 3,4 kg/s (linija 6-5). Ako je protok oduzete pare ispod 1,5 kg/s, električna snaga će biti ispod 2 MW (linija 6-7). Granične linije 2-3, 3-4 i 4-5 određuju zavisnost moguće električne snage od ukupnog protoka pare na ulazu u turbinu i dirigovanog protoka oduzete pare. Radni dijagram je specifičan za svaku parnu turbinu i određen je njenim konstrukcionim karakteristikama. Dijagram prikazan na slici 6.3 je sa pravim linijama što je aproksimacija stvarnog dijagrama, gde su linije blago zakrivljene.

Prikazani dijagram režima rada važi samo za uslove definisane pritiscima i temperaturama pare, prikazanim uz sliku 6.3 (zameniti sa slikom iz rada). Uobičajeno je da industrijska kogeneraciona postrojenja imaju instalirana merenja pritiska i temperature pare na ulazu u turbinu kao i na mestu oduzimanja pare, i merenje pritiska kondenzacije. Poznavajući ove vrednosti moguće je odrediti entalpiju pare, a korišćenjem jednačine 6.16 izračunati koeficijent gubitka električne snage. Važno je napomenuti da se koeficijent gubitka električne snage na ovaj način određuje dovoljno tačno, sa standardnim merenjima na postrojenju odnosno bez dodatnih troškova, komplikovanih instalacija i eksperimentalnih merenja.

Posebno treba naglasiti da generalno dijagram režima rada važi samo za jednu grupu parametara, pri kojima određena parna turbina može da radi. Promena, na primer, pritiska pare na ulazu u turbinu, ili na mestu oduzimanja ili pritiska kondenzacije, dovodi do promene vrednosti koje su navedene u dijagramu režima rada. Za sve vrednosti u okviru osenčane površine na dijagramu, koeficijent gubitka električne snage je konstantan. Dijagram kakav je prikazan na slici 6.3 važi samo za parametre navedene u tabeli 6.1. Promenom nekih ili svih od navedenih parametara u toj tabeli, menja se i radni dijagram, a time i vrednost koeficijenta gubitka električne energije.

### 6.6.2 Određivanje stepena korisnosti proizvodnje ne-CHP električne energije

Vrednost koeficijenta gubitka električne snage izračunata na način opisan u prethodnom poglavlju se koristi za izračunavanje stepena korisnosti proizvodnje ne-CHP električne/mehaničke energije:

$$\eta_{ne-CHP,E} = \frac{E + \beta \cdot Q_{CHP}}{F - F_{ne-CHP,Q}} \quad (6.17)$$

gde je izraz u brojiocu proizvedena ne-CHP električna energija koja se za procese sa gubitkom električne energije dobija iz jednačine za određivanje  $\beta$  (6.16) za kondenzacioni režim, pri čemu je  $Q_{\min}=0$  a  $E_{\max}=E_{\text{cond}}=E_{\text{ne-CHP,E}}$ .

Za slučaj procesa bez gubitka električne snage:

$$\eta_{ne-CHP,E} = \frac{E}{F - F_{ne-CHP,Q}} \quad (6.18)$$

### 6.6.3 Određivanje faktora električne snage

Vrednosti faktora električne snage zadate su Aneksom II CHP Direktive (vidi tabelu 3.4) u zavisnosti od tipa kogeneracionog postrojenja i mogu da se koriste u slučaju kada stvarna

vrednost odnosa električne i toplotne snage nije poznata. Međutim, zadate vrednosti faktora električne snage, kao što je diskutovano u naučnim radovima, a i pokazano na praktičnom primeru u sledećem poglavlju, ne odražavaju realnu sliku postrojenja. Čak u nekim slučajevima postoji mogućnost narušavanja I Zakona Termodinamike i diskontinuitet proračunate CHP električne energije, ako se koriste zadate vrednosti faktora električne snage [36]. Iz tog razloga predloženo je određivanje faktora električne snage na osnovu proračuna u kojem figurišu veličine ( $\eta_{ne-CHP,E}$  i  $\beta$ ), koje se u okviru prikazanog modela računaju na osnovu realnih, izmerenih parametara za odgovarajuće postrojenje.

Faktor električne snage se definiše jednačinom 4.6.

Ukoliko kogeneraciono postrojenje sa kondenzacionom parnom turbinom s oduzimanjem u određenim radnim uslovima proizvodi količinu električne energije  $E$  i korisnu toplotu  $Q_{CHP}$ , onda se stepen korisnosti proizvodnje električne energije u čistom kondenzacionom modu računa uz pomoć sledeće jednačine:

$$\eta_{cond} = \frac{E_{cond}}{F} = \frac{E + \beta \cdot Q_{CHP}}{F} = \eta_{E,max} \quad (6.19)$$

Ako se pretpostavi da je stepen korisnosti proizvodnje ne-CHP električne energije jednak stepenu korisnosti u čisto kondenzacionom modu:

$$\eta_{ne-CHP,E} = \eta_{E,max} \quad (6.20)$$

onda se korišćenjem navedenih jednačina (4.6, 6.19, 6.20), uz određene transformacije dobija sledeća jednačina za proračun faktora električne snage:

$$\sigma_{CHP} = \frac{\eta_{ne-CHP,E} - \beta \cdot \eta_{CHP}}{\eta_{CHP} - \eta_{ne-CHP,E}} \quad (6.21)$$

Za slučaj procesa bez gubitka električne snage:

$$\sigma_{CHP} = \frac{\eta_{ne-CHP,E}}{\eta_{CHP} - \eta_{ne-CHP,E}} \quad (6.22)$$

gde je  $\eta_{CHP}$  referentna vrednost navedena u Aneksu II CHP Direktive, 0,75 ili 0,80 u zavisnosti od tipa kogeneracione tehnologije.

Treba napomenuti da je uticaj referentnog stepena korisnosti  $\eta_{CHP}$  na faktor električne snage značajan, a samim tim i na vrednost CHP električne energije, što će biti detaljno analizirano u narednom poglavlju. S obzirom na to da CHP električna energija može biti tema subvencije vrednost  $\eta_{CHP}$  treba da utvrđuje nacionalni regulator i ona treba da bude u punoj saglasnosti s aktuelnom energetska politikom, jer može da utiče na ekonomske i finansijske koristi koje mogu da nastanu korišćenjem kogeneracionog postrojenja.

#### 6.6.4 Određivanje CHP električne energije

CHP električna/mehanička energija se određuje na osnovu jednačine (vidi jednačinu 4.6) faktora električne snage:

$$E_{CHP} = \sigma_{CHP} \cdot Q_{CHP} \quad (6.23)$$

### 6.6.5 Određivanje ne-CHP električne energije

Na osnovu jednačine 4.1 određuje se CHP električna/mehanička energija kogeneracionog postrojenja:

$$E_{ne-CHP} = E - E_{CHP} \quad (6.24)$$

### 6.6.6 Određivanje energije goriva za generisanje ne-CHP električne energije

Energija goriva za generisanje ne-CHP električne/mehaničke energije se određuje na osnovu poznate količine ne-CHP električne energije, kao i poznatog stepena korisnosti proizvodnje ne-CHP električne energije:

$$F_{ne-CHP,E} = \frac{E_{ne-CHP}}{\eta_{ne-CHP,E}} \quad (6.25)$$

### 6.6.7 Određivanje energije goriva za generisanje CHP električne energije

Energija goriva za generisanje CHP električne/mehaničke energije se određuje na osnovu sledeće jednačine:

$$F_{CHP} = F - F_{ne-CHP,E} - F_{ne-CHP,Q} \quad (6.26)$$

ili

$$F_{CHP} = \frac{E_{CHP} + Q_{CHP}}{\eta_{CHP}} \quad (6.27)$$

## 6.7 Određivanje uštede primarne energije

U skladu sa CHP Direktivom visokoeфикасна kogeneracija treba da obezbedi minimum 10% primarne energije u kogeneracionom postrojenju. Ušteda primarne energije definisana je CHP Direktivom na sledeći način:

$$PES = 1 - \frac{1}{\frac{\eta_Q}{\eta_{Ref,Q}} + \frac{\eta_E}{\eta_{Ref,E}}} \quad (6.28)$$

gde su:

$$\eta_Q = \frac{Q}{F} \quad (6.29)$$

$$\eta_E = \frac{E}{F} \quad (6.30)$$

a  $\eta_{Ref,Q}$  i  $\eta_{Ref,E}$  referentne vrednosti odvojene proizvodnje toplotne i električne energije respektivno, koje su definisane odlukom Evropske komisije o uspostavljanju harmonizovanih referentnih vrednosti stepena korisnosti za odvojenu proizvodnju električne i toplotne energije [15, 16].



## **6.8 Računarski program za energetska vrednovanje kogenerativnih postrojenja**

Radi efikasne praktične primene navedenog modela za energetska vrednovanje kogenerativnih postrojenja, kao i što fleksibilnijeg i tačnijeg proračuna, neophodno je koristiti odgovarajuće alate u vidu programskih paketa. U okviru ove disertacije urađen je računarski program u MS Visual Basic 6, ali korišćenjem alata koji nudi MS Excel i mogućnosti direktnog korišćenja programskog jezika Visual Basic kroz integraciju MS događaja iz Visual Basica. Ta rutina u MS Excel-u je VBA (Visual Basic for Application). Sam program i model su testirani na konkretnom primeru u sledećem poglavlju.

Tačan proračun termodinamičkih veličina stanja različitih radnih materija (npr. vode i vodene pare) je od vitalnog značaja za rad računarskih programa ovog tipa. Već je rečeno da je merenje temperatura, pritiska pare i protoka (najmanje na glavnom ventilu) uobičajeno u industrijskim uslovima rada parne turbine dok se ostale termodinamičke veličine stanja (entalpija i entropija vodene pare) moraju da izračunaju. U ovom radu se proračun termodinamičkih veličina stanja obavlja u posebnoj programskoj celini koja je bazirana na radu: Reynolds W C: *Thermodynamic Properties in SI*, Stanford University, Stanford, (1979). U tom radu je dat postupak određivanja parametara pare u širokom opsegu pritiska i temperature za više materija, ali i za vodu i vodenu paru. Na taj način smanjeno je opterećenje glavnog programa u kojem se sprovodi proračun energetska indikatora u skladu sa modelom

Korišćenjem ovoga softvera obezbeđeno je da se brojne izmerene vrednosti temperatura i pritiska na više mesta u procesu na jednostavan, brz i tačan način obrade i koriste u proračunu ostalih parametara rada kogeneracionog postrojenja.

## 7. Primer energetskeg vrednovanja kogenerativnog postrojenja električne snage 150 MW

Na primeru jednog postrojenja demonstriraće se ukupan proračun koji podrazumeva energetske bilans celog postrojenja, ali i njegovu dekompoziciju, radi razgraničenja kogeneracionih procesa u njemu od onih koji to nisu. Proračun će se odnositi na izveštajni period od 1. decembra 2005. do 30. novembra 2006. godine, odnosno na dvanaest koneskutivnih meseci. Analizirani podaci se odnose na postrojenje u Tajlandu i ti su podaci bili jedino praktično raspoloživi u detaljima koji ovakav proračun zahteva.

### 7.1 Tehnički parametri analiziranog postrojenja<sup>1</sup>

Analizirano postrojenje čine dva identična bloka ukupne električne snage oko 300 MW i proizvodnje vodene pare od oko 300 t/h. Postrojenje je u pogonu od oktobra 1996. godine.

Svaki od blokova čine:

- 3 × gasne turbine. Svaka je električne snage na stezaljkama generatora oko 35 MW (u uslovima ugradnje);
- 3 × rekuperator otpadne toplote za proizvodnju vodene pare. Kapacitet svakog je 20 kg/s pare, bez dodatnog sagorevanja prirodnog gasa i 26 kg/s sa dodatnim sagorevanjem;
- 1 × kondenzaciona parna turbina s oduzimanjem. Električna snaga na stezaljkama generatora je oko 55 MW.

Postrojenje je kogeneraciono i proizvodi električnu energiju za nacionalni elektroenergetski sistem<sup>2</sup> i brojne industrijske potrošače. Pored toga postrojenje proizvodi i vodenu paru visokog (47 bara) i srednjeg pritiska (21 bara) za industrijske potrošače. Postrojenju pripada i priključak na elektrodistributivnu mrežu (115 kV i 22 kV) i parna distributivna mreža do dva obližnja industrijska parka. Osim toga u okviru postrojenja nalazi se i postrojenje za demineralizaciju vode kapaciteta oko 280 m<sup>3</sup>/h i postrojenje za prečišćavanje vode kapaciteta oko 900 m<sup>3</sup>/h.

Postrojenje kao gorivo koristi mešavinu prirodnog gasa i manju količinu gasa sa baklje iz obližnje rafinerije. Kao pomoćno gorivo koristi se dizel-gorivo.

Osnovni tehnički podaci gasnih turbina su:

---

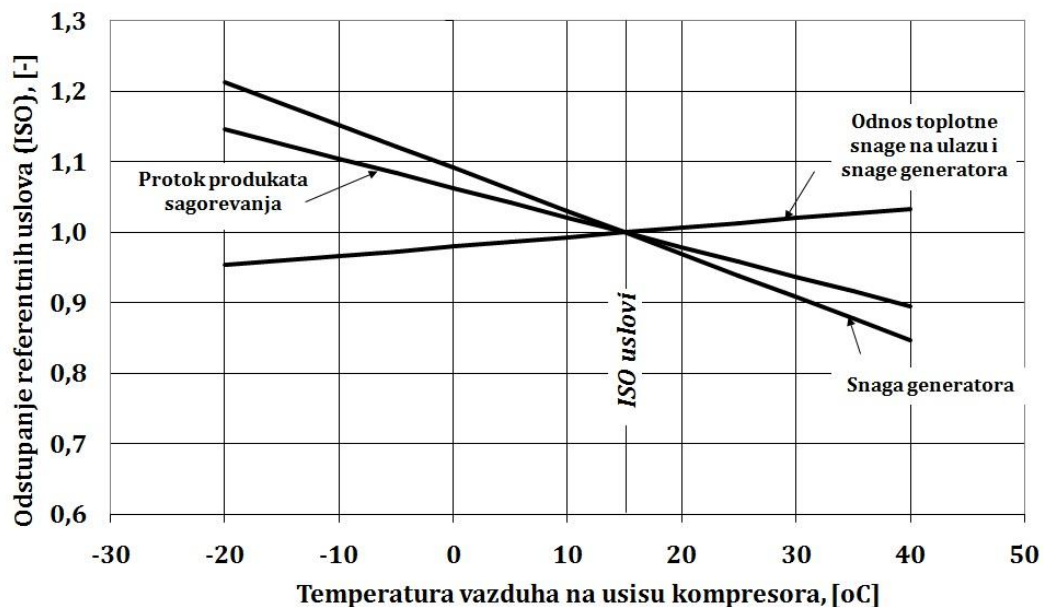
<sup>1</sup> GLOW Energy, Map Ta Phut Industrial Estate, Rayong, Thailand. GLOW grupa je energetska kompanija s osnovnim poslovanjem u proizvodnji električne energije, vodene pare, industrijske i demineralizovane vode. Ukupni proizvodnikapaciteti na više lokacija u Tajlandu i Laosu su 2.416 MW električne snage, 1.206 t/h vodene pare, 5.270 m<sup>3</sup>/h industrijske vode i demineralizovane vode i 7,74 MW hladne vode (decembar 2011. godine).

<sup>2</sup> Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT) – Kompanija za proizvodnju električne energije Tajlanda

**GENERAL ELECTRIC****Model 6581 B**

Temperatura gasova na ulazu u turbinu	=	1.160 °C
Broj obrtaja	=	5.100 1/min
Protok produkata sagorevanja pri ISO <sup>3</sup> uslovima	=	525.000 kg/h (145,83 kg/s)
Temperatura gasova na izlazu iz turbine	=	543 °C
Odnos pritiska	=	12,2
Nominalna snaga pri ISO uslovima	=	42,10 MW
Odnos toplotne snage na ulazu i snage generatora	=	11.223 kJ/kWh
Napon/frekvencija	=	11 kV/50 Hz

Na slici 7.1 prikazani su korekcionni koeficijenti snage generatora, protoka produkata sagorevanja i odnosa toplotne snage na ulazu u gasnu turbinu i snage generatora računatih pri ISO uslovima. Promenom temperature vazduha na usisu kompresora (obično ambijentalni vazduh) menjaju se performanse gasne turbine.



Slika 7.1 - Efekat promene temperature vazduha na usisu kompresora na performanse gasne turbine

Analički izrazi uticaja temeprature na usisu kompresora na pojedine performanse analizirane gasne turbine su kao što sledi:

$$\xi_{Gen} = -0,00610171 \cdot t_{uk} + 1,091526 \quad \text{snaga generatora} \quad (7.1)$$

$$\xi_{m-PS} = -0,00419492 \cdot t_{uk} + 1,062924 \quad \text{protok produkata sagorevanja} \quad (7.2)$$

<sup>3</sup>Izlazni parametri i performanse gasnih turbina se specificiraju prema ISO uslovima (ISO standard 3977-2. Standardni uslovi su: Ambijentalna temperatura 15 °C; Relativna vlažnost vazduha 60% i pritisak na površini mora.

$$\xi_{q/e} = 0,00133475 \cdot t_{uk} + 0,979979 \quad \text{odnos toplotne snage na ulazui snage generatora} \quad (7.3)$$

Temperatura vazduha je u °C. Ovi izrazi će se koristiti u proračunima koji slede.

Proizvođač parne turbine je SIEMENS. Osnovni tehnički podaci modifikovane parne turbine tip SST-300 dati su u tabeli 7.1.

Tabela 7.1 - Osnovni tehnički podaci parne turbine

Tehnički podaci	
Snaga na stezaljkama generatora	do 50 MW
Pritisak pare na ulazu u turbinu	do 120 bara
Temperatura pare na ulazu u turbinu	do 520 °C
Kontrolisano oduzimanje	
Pritisak	do 45 bara
Temperatura	do 400 °C
Krajnji protosci	
Protivpritisak	do 16 bara
Kondenzacija	do 0,3 bara
Površina izlaza	0,28 - 1,6 m <sup>2</sup>

To je samo jedno od brojnih postrojenja za proizvodnju električne energije, koje snabdeva nacionalni elektroenergetski sistem. U tabeli 7.2 prikazani su proizvodni kapaciteti elektroenergetskog sistema u Tajlandu. Učešće ovakvih kapaciteta je oko 45% (IPP<sup>4</sup> i SPP<sup>5</sup>). Uključivanje istih kapaciteta u nacionalne elektroenergetske sisteme je veoma izraženo u gotovo svim razvijenim zemljama. Distribuiranom proizvodnjom električne energije se postiže veća sigurnost rada elektroenergetskog sistema, i, što je posebno značajno, omogućava se uključivanje privatnog kapitala u izgradnju skupih elektroenergetskih postrojenja. Postrojenja velikih snaga ostaju uglavnom i dalje briga države. Treba naglasiti da je priključenje manjih privatnih proizvođača uređeno dugoročnim ugovorima i da je cela oblast njihovog priključenja na mrežu zakonski regulisana.

<sup>4</sup> IPP - Independent Power Producers (nezavisni proizvođači električne energije)

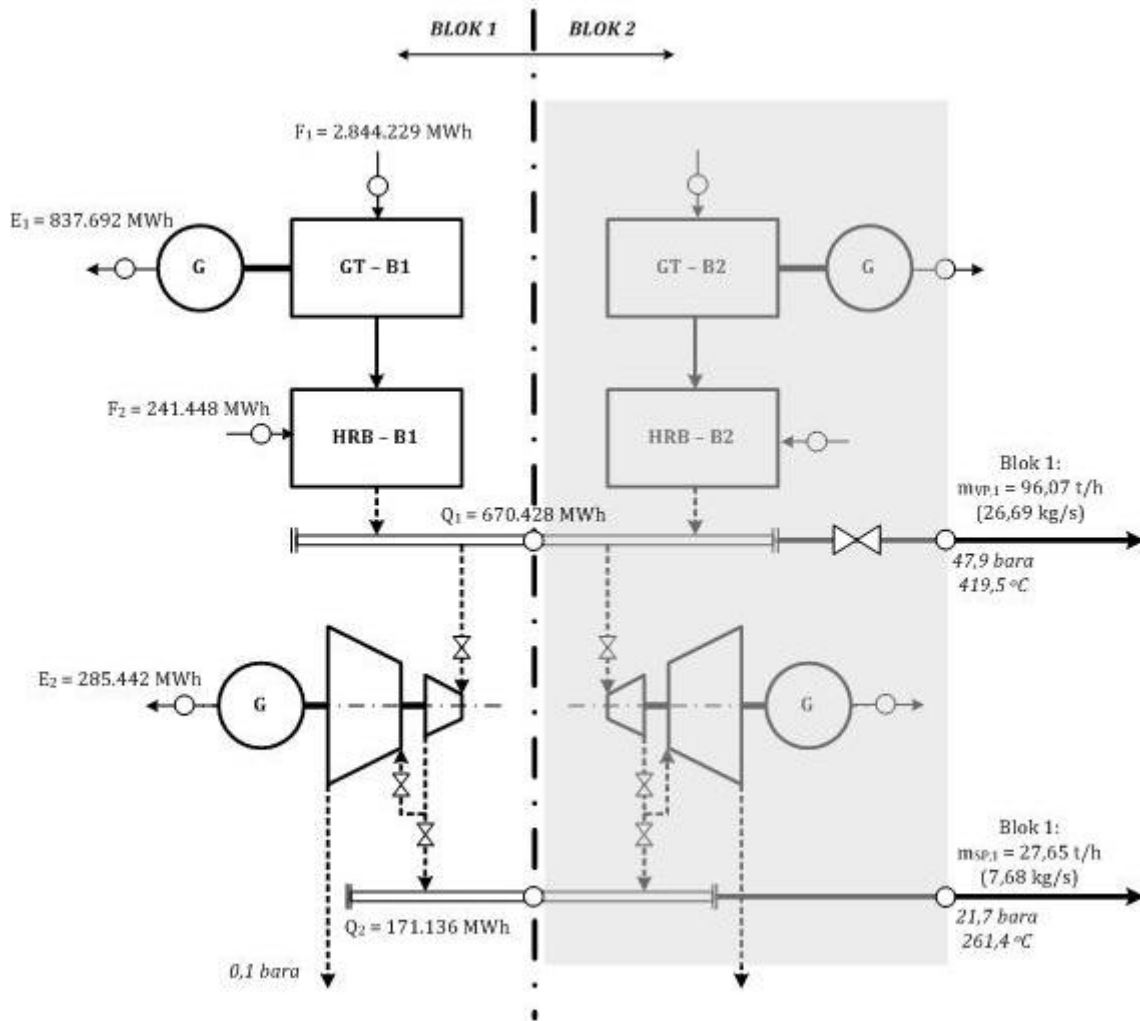
<sup>5</sup>SPP – Small Power Producers (mali proizvođači električne energije)

Tabela 7.2 - Elektroenergetski sistem Tajlanda u 2011. godini

<b>TIP POSTROJENJA</b>	<b>MW</b>
<b>Elektroenergetska postrojenja EGAT</b>	
Termo	4.699,00
Kombinovani ciklus	6.866,00
Hidro	3.424,18
Dizel	4,40
Obnovljivi izvori energije	4,55
ZBIR	14.998,13
<b>KUPLJENO od</b>	
<i>Domaća privatna elektroenergetska postrojenja</i>	
IPP (Independent Power Producers - Nezavisni proizvođači električne energije)	12.081,69
SPP (Small Power Producer - Mali proizvođači električne energije)	2.182,30
<i>Susedne zemlje</i>	
Laos	1.884,60
EGAT-TNB Interconnection System između Malezije i Tajlanda (izvoz električne energije za vreme male potrošnje i uvoz za vreme velike potrošnje)	300,00
ZBIR	16.448,59
<b>UKUPNO</b>	<b>31.446,72</b>

## 7.2 Pogonska merenja (decembar 2005 - novembar 2006. god.)

Principijelna šema analiziranog postrojenja prikazana je na slici 7.2. Na slici su date i srednje mesečne izmerene vrednosti energije goriva i električne i toplotne snage, kao i protoci pare u parnoj turbini i prema potrošačima. Na slici je šematski prikazan i blok 2, ali se on neće posebno analizirati. Treba samo primetiti da su na visokom i niskom pritisku oba bloka spojena parnim kolektorima i da se iz njih obavlja snabdevanje procesa parom.



Slika 7.2 - Šema analiziranog postrojenja (unete su srednje mesečne snage za period dec. 2005. do nov. 2006. godine)

Para na izlazu iz utilizacionog kotla je pritiska 120 bara, ali se za potrebe procesa deo pare prigušuje na potrebnih 46 - 48 bara. Ostali deo proizvedene pare vodi se u parnu turbinu. To svakako nije dobro tehničko rešenje jer se znatan protok pare priguši, umesto da se upotrebi za proizvodnju električne energije. Ipak, ugrađena je polovna parna turbina ograničenih i neprilagodljivih tehničkih mogućnosti. U tabeli 7.3, za izveštajni period dec. 2005. do nov. 2006, data je potrošnja goriva ( $F_1$ ,  $F_2$  i  $F$ ) i njegova srednja godišnja snaga, proizvedena električna energija ( $E_1$ ,  $E_2$  i  $E$ ) i srednja snaga i korisna toplotna energija ( $Q_1$ ,  $Q_2$  i  $Q$ ), kao i njena srednja godišnja snaga.

Tabela 7.3 - Energije i snage u pojedinim delovima postrojenja

$F_1$	2.844.229	MWh	$E_1$	837.692	MWh	$Q_1$	670.428	MWh
	324,7	MW		95,6	MW		76,5	MW
$F_2$	241.448	MWh	$E_2$	285.442	MWh	$Q_2$	171.136	MWh
	27,6	MW		32,6	MW		19,5	MW
$F$	3.085.677	MWh	$E$	1.123.134	MWh	$Q$	841.564	MWh
	352,2	MW		128,2	MW		96,1	MW

U tabeli 7.4 dati su parametri korišćenog goriva. Upotreba dizel-goriva je potpuno nebitna u poređenju s upotrebom mešavine prirodnog gasa i gasa sa baklje, mada je i značaj gasa sa baklje mali.

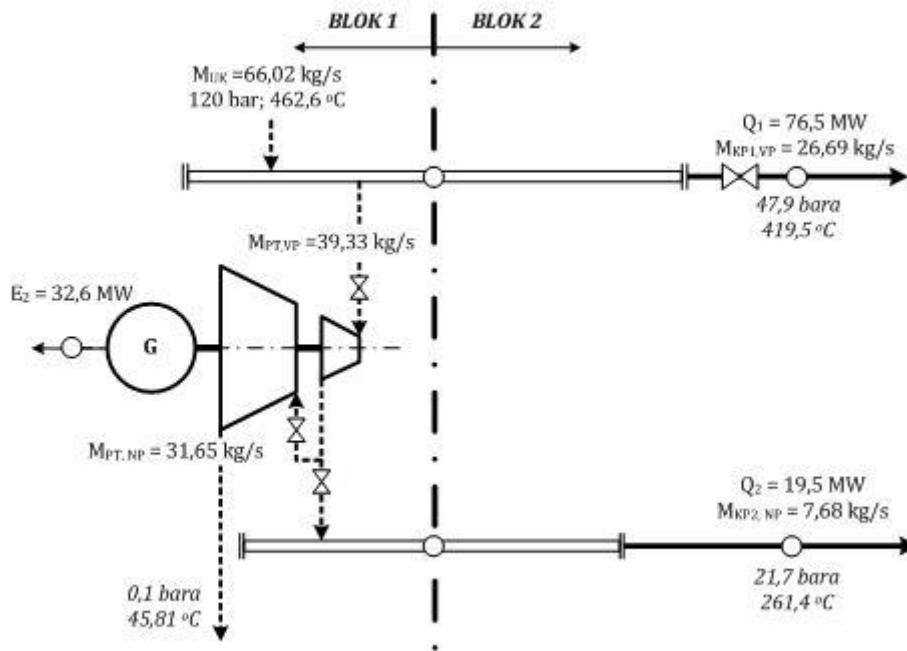
Tabela 7.4 - Energetske karakteristike goriva

Gorivo	Gustina	Srednja Hd
Mešavina prirodnog gasa i gasa sa baklje	0,9385 kg/sm <sup>3</sup>	9,6351 kWh/kg
Dizel (pomoćno gorivo)	0,836 kg/lit	41,38 MJ/kg

Korisna toplotna energija se isporučuje procesima na dva pritiska:

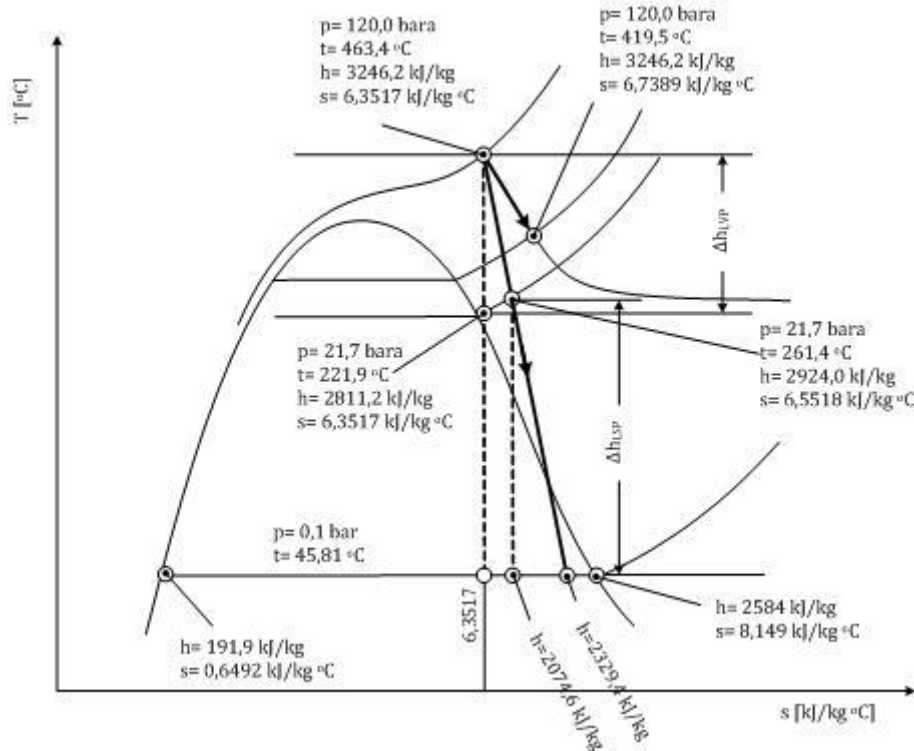
- Para visokog pritiska (srednje vrednosti: 47,9 bara; 419,5°C)
- Para niskog pritiska (srednje vrednosti: 21,7 bara; 261,4°C)

Na slici 7.3 prikazan je samo deo postrojenja bloka 1, koji se odnosi na parnu turbinu i korisne potrošače toplotne energije.



Slika 7.3– Parnoturbinski deo CHP postrojenja

Ekspanzija u parnoj turbini i prigušivanje dela pare u prigušnom ventilu prikazani su na slici 7.4. Procesu su prikazani u T – s dijagramu.



Slika 7.4 - Proces u parnoj turbini prikazan u T - s dijagramu

### 7.2.1 Energetski bilans postrojenja

Za raspoložive izmerene i konstrukcione podatke postrojenja napravljen je energetski bilans do detalja koji raspoloživi podaci dozvoljavaju. Specifičnost analize u ovoj disertaciji je što treba da se razgraniče potrošnje goriva i proizvedene električne i toplotne energije u postrojenju na osnovu realnih industrijskih merenja. Pošto je kogeneracioni proces gotovo bez izuzetaka uvek stimulisan po nekom od raspoloživih ekonomskih mehanizama, od ovakvih bilansiranja se traži da precizno razdvoji kogeneracione od nekogeneracionih procesa i da ustanovi stepene korisnosti pojedinih procesa. Pojedini procesi u postrojenju moraju da dostignu minimalne stepene korisnosti, koji su unapred propisani od nacionalnog ili regionalnog regulacionog tela.

U tabeli 7.5 dat je rezultat proračuna. Posebno su naznačene merene veličine i veličine koje se preuzimaju iz projektne dokumentacije i dokumentacije proizvođača opreme. Uobičajen je protok sveže pare na ulazu u turbinu merena veličina, međutim na razmatranom postrojenju se ne meri. Određen je na osnovu proizvedene električne energije parne turbine i njenog stepena korisnosti, kao i izmerenog protoka oduzete pare.

$$M_{GV} = \frac{E_2 + M_0 \cdot h_0 - h_{con}}{h_{GV} - h_0 + h_0 - h_{con}}, \quad (7.4)$$

gde je:

- $E_2$  električna energija proizvedena u parnoj turbini
- $M_0, h_0$  maseni protok i entalpija pare oduzete iz parne turbine
- $h_{GV}, h_{con}$  entalpija pare na ulazu u parnu turbinu i entalpija pare u kondenzatoru



Stepen korisnosti utilizacionog kotla je poznata vrednost, na osnovu dokumentacije proizvođača:

$$\eta_{KU} = 0,95, \quad (7.5)$$

dok se potrošnja goriva dodatnog sagorevanja u kotlu utilizatoru,  $F_2$ , izračunava na osnovu ukupno proizvedene toplotne energije u kotlu utilizatoru, raspoložive energije produkata sagorevanja gasnih turbina i stepena korisnosti kotla utilizatora:

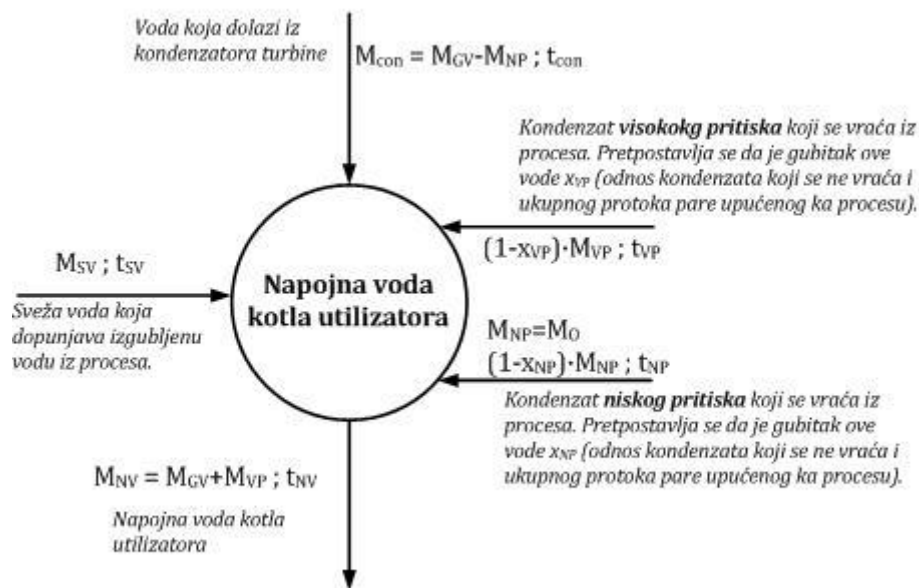
$$F_2 = \frac{Q_{KU}}{\eta_{KU}} - Q_{PSGT}, \quad (7.6)$$

gde je:

$Q_{KU}$  količina ukupne toplotne energije proizvedene u kotlu utilizatoru, koja se parom visokog pritiska vodi do potrošača ( $Q_1$ ) i parne turbine

$$Q_{KU} = M_{GV} + M_{VP} \cdot h_{GV} - c_p \cdot t_{NV} \quad (7.7)$$

Na slici 7.5 prikazan je bilans kondenzata i napojne vode kotla utilizatora.



Slika 7.5 – Bilans napojne vode i kondenzata kotla utilizatora

Temperatura napojne vode utilizacionog kotla određuje se iz bilansne jednačine kondenzata nastalog u procesima koji troše paru visokog i niskog pritiska, u kondenzatoru parnog turbopostrojenja i sveže vode. Tako se dobija da je:

$$t_{NV} = \frac{1 - x_{VP} \cdot M_{VP} \cdot t_{VP} + 1 - x_{NP} \cdot M_{NP} \cdot t_{NP} + M_{con} \cdot t_{con} + x_{VP} \cdot M_{VP} + x_{NP} \cdot M_{NP} \cdot t_{NV}}{M_{GV} + M_{VP}}, \quad (7.8)$$

gde je:

$M_{VP}, M_{NP}$  i  $M_{con}$  maseni protok pare procesnim postrojenjima visokog i niskog pritiska (protok pare procesnom postrojenju niskog pritiska je

	jednak protoku pare oduzimanja iz turbine, $M_{NP}=M_o$ ) i u kondenzatoru postrojenja (protok pare u kondenzatoru jednak je razlici protoka pare na ulazu u turbinu i na mestu oduzimanja, $M_{con}=M_{GV}-M_o$ ), [kg/s]
$x_{VP}$ i $x_{NP}$	odnos izgubljenog ili utrošenog kondenzata u procesima, [-]. Pretpostavlja se da u kondenzatoru nema gubitaka kondenzata i da se u potpunosti vraća u kotao.
$t_{VP}$ , $t_{NP}$ , $t_{con}$ , $t_{SVI}$ i $t_{NV}$	temperature kondenzata na izlazu iz postrojenja visokog i niskog pritiska, u kondenzatoru, sveže vode kojom se dopunjuje gubitak kondenzata i temperatura napojne vode. Specifična toplota vode uzima se da je konstantna i jednaka 4,21 kJ/(kg °C).

U konkretnom slučaju je  $x_{VP} = x_{NP} = 0,1$ , temperatura kondenzata iz procesa jeste 90 °C, temperatura sveže vode jeste 20 °C. Temperatura vode iz kondenzatora je 45°C, što odgovara ravnotežnom pritisku od 0,1 bara, koliki se održava u kondenzatoru.

Raspoloživa energija produkata sagorevanja gasnih turbina se računa na osnovu izmerenog protoka produkata sagorevanja i temperature produkata sagorevanja na ulazu i izlazu iz kotla utilizatora:

$$Q_{PSGT} = -0,00419492 \cdot t_{uk} + 1,062924 \cdot 3 \cdot M_{GT} \cdot c_p \cdot \Delta t_{PS} , \quad (7.9)$$

gde izraz u prvoj zagradi predstavlja uticaj temperature na usisu kompresora na protok produkata sagorevanja definisan jednačinom 7.2, a ostale veličine su:

$M_{GT}$  protok produkata sagorevanja kroz jednu gasnu turbinu [kg/s]

$c_p$  specifična toplota produkata sagorevanja [kJ/(kg °C)]

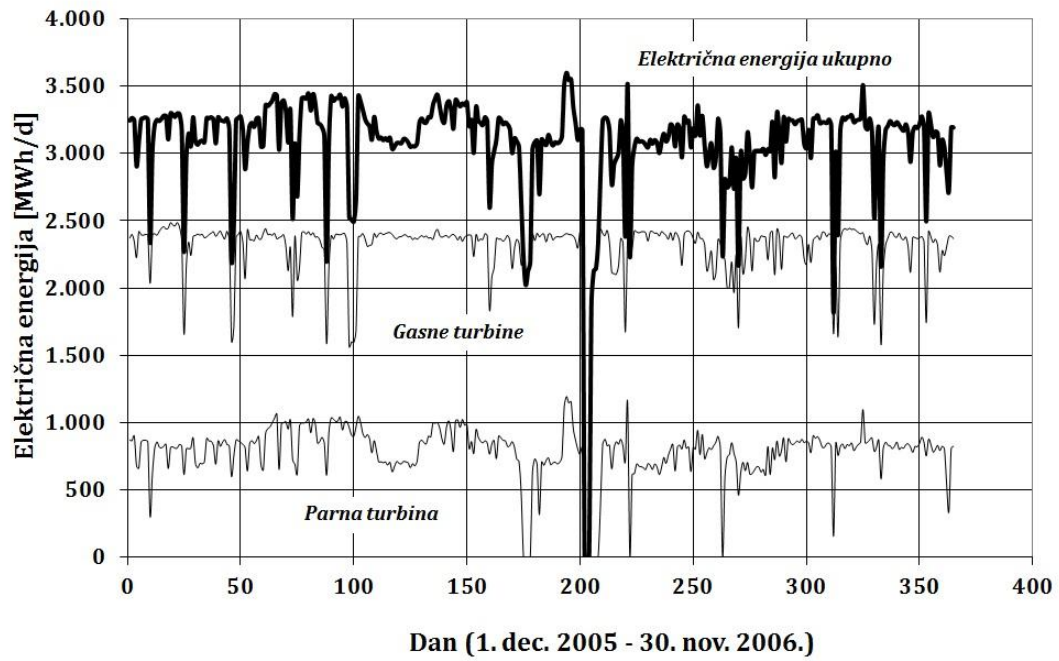
$$c_p = -6,02897 \cdot 10^{-8} \cdot t^2 + 1,062924 + -3,29655 \cdot 10^{-4} \cdot t + 1,03551, \quad (7.10)$$

gde je  $t$  temperatura produkata sagorevanja u °C.

$$\Delta t_{PS} = t_{PS,ul} - t_{PS,izl}, \quad (7.11)$$

gde su  $t_{PS,ul}$  i  $t_{PS,izl}$  temperature produkata sagorevanja na ulazu i izlazu kotla utilizatora

Srednja dnevna izmerena proizvodnja električne energije na stezaljkama generatora prikazana je na slici 7.6. Uočava se prekid rada gasnih turbina, nastao zbog potreba manjeg remonta.

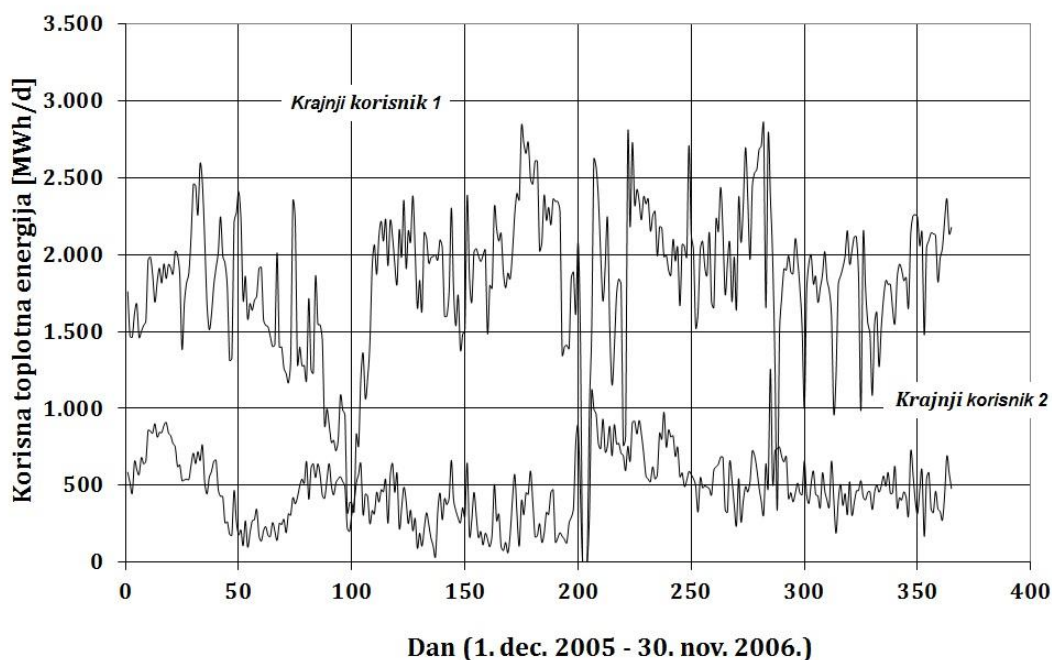


Slika 7.6 - Proizvodnja električne energije u izveštajnom periodu

Tabela 7.5 - Bilans kogeneracionog postrojenja BLOK 1 (dec 2005. – nov 2006. godine)

	Unit	Dec-05	Jan-06	Feb-06	Mar-06	Apr-06	May-06	Jun-06	Jul-06	Aug-06	Sep-06	Oct-06	Nov-06	Zbir	StDev	Srednje
Energija goriva na ulazu gasnih turbina (F1)	MWh	246.749	244.542	217.164	241.720	233.889	242.025	215.606	243.566	236.369	237.637	241.067	243.895	<b>2.844.229</b>	<b>10.306</b>	<b>237.019</b>
Energija goriva na ulazu KU (F2)	MWh	25.453	20.366	13.116	11.895	27.459	25.231	21.195	21.650	20.151	21.042	16.090	17.800	<b>241.448</b>	<b>4.779</b>	<b>20.121</b>
UKUPNA energija goriva (F)	MWh	272.202	264.908	230.280	253.615	261.348	267.255	236.801	265.216	256.520	258.679	257.157	261.695	<b>3.085.677</b>	<b>12.223</b>	<b>257.140</b>
Električna energija na stezaljkama generatora gasnih turbina (E1)	MWh	73.042	72.299	64.110	70.750	71.483	70.911	63.371	72.141	69.506	69.907	70.416	69.757	<b>837.692</b>	<b>3.036</b>	<b>69.808</b>
Električna energija na stezaljkama generatora parne turbine (E2)	MWh	24.173	25.078	25.698	26.511	26.263	21.243	18.844	22.141	23.102	23.240	25.242	23.906	<b>285.442</b>	<b>2.247</b>	<b>23.787</b>
UKUPNA proizvodnja električne energije (E)	MWh	97.215	97.377	89.808	97.261	97.746	92.154	82.215	94.282	92.608	93.147	95.658	93.663	<b>1.123.134</b>	<b>4.368</b>	<b>93.594</b>
Korisna toplotna energija visokog pritiska (Q1)	MWh	56.296	58.530	39.962	42.042	57.355	66.863	52.690	62.176	62.762	59.164	53.075	59.513	<b>670.428</b>	<b>7.999</b>	<b>55.869</b>
Korisna toplotna energija niskog pritiska (Q2)	MWh	21.679	11.196	11.415	13.517	9.302	8.265	12.587	23.209	15.754	17.030	13.559	13.621	<b>171.136</b>	<b>4.545</b>	<b>14.261</b>
UKUPNA korisna toplotna energija (Q)	MWh	77.976	69.726	51.377	55.560	66.657	75.129	65.277	85.385	78.516	76.194	66.634	73.133	<b>841.564</b>	<b>9.758</b>	<b>70.130</b>
eta - sistem		0,6436	0,6308	0,6131	0,6026	0,6291	0,6259	0,6229	0,6774	0,6671	0,6546	0,6311	0,6374	<b>0,6367</b>		<b>0,6363</b>
eta - Q		0,2865	0,2632	0,2231	0,2191	0,2551	0,2811	0,2757	0,3219	0,3061	0,2946	0,2591	0,2795	<b>0,2727</b>		<b>0,2721</b>
eta - E		0,3571	0,3676	0,3900	0,3835	0,3740	0,3448	0,3472	0,3555	0,3610	0,3601	0,3720	0,3579	<b>0,3640</b>		<b>0,3642</b>
PES-total		16,8%	16,6%	17,1%	15,6%	17,0%	14,2%	14,2%	19,4%	19,0%	18,0%	17,0%	16,4%	<b>16,8%</b>		<b>16,8 %</b>

Na slici 7.7 prikazana je srednja dnevna proizvodnja i potrošnja pare kogeneracionog postrojenja. Oscilacija potrošnje pare krajnjih potrošača je vrlo velika u odnosu na oscilacije koje se zapažaju pri proizvodnji električne energije. Potrošnja pare u industriji zavisi od tempa proizvodnje i upotrebe pojedinih mašina u proizvodnom procesu i potpuno je nezavisna od rada kogeneracionog postrojenja. To je vrlo nestabilan proces, za razliku od proizvodnje električne energije, gde sav višak može da se plasira u distributivnu mrežu. Gasne turbine su u analiziranom periodu radile blizu maksimalne snage, a proizvodnja pare uglavnom zavisi od izduvnih gasova gasnih turbina, a znatno manje od dodatnog sagorevanja u kotlu utilizatoru.



Slika 7.7 - Dnevna proizvodnja i potrošnja pare u izveštajnom periodu

## 7.2.2 Analiza kogeneracionog procesa i određivanje stepena korisnosti

Da bi se odredile ulazne i izlazne energije (snage) treba prvo da se postavljaju kontrolne granice. Postrojenje sa slike 7.2 može da radi u različitim režimima. Na primer:

- Bez parne turbine. Rade samo gasne turbine.
- Bez gasnih turbina (jedne, dve ili sve tri), ali sa parnom turbinom.
- Bez gasnih i parne turbine. Proizvodi se samo korisna toplotna energija.

Opšti je režim kada rade sve turbine i kada se proizvodi korisna toplotna energija. Za taj režim će biti određene sve ulazne i izlazne energije.

Za posmatrano postrojenje važe sledeće relacije:

$$F = F_1 + F_2 = 2.844.229 + 241.448 = 3.085.677 \text{ MWh} \quad (7.12)$$

$$E = E_1 + E_2 = 837.692 + 285.442 = 1.123.134 \text{ MWh} \quad (7.13)$$

$$Q = Q_1 + Q_2 = 670.428 + 171.136 = 841.564 \text{ MWh} \quad (7.14)$$

Prvo se određuje korisna toplotna energija (snaga), koja nije direktno nastala u kogeneracionom procesu. Analizirano postrojenje može da koristi i dodatno gorivo u utilizacionom kotlu. Potrošnja goriva u njemu je  $F_2$ , koja se računa na osnovu jednačine 7.6. Stepenn korisnosti utilizacionog kotla je poznata veličina, jednačina 7.5. Sada je:

$$F_{ne-CHP,Q} = \begin{cases} \frac{Q_1}{\eta_{KU}} & \text{ako je } F_2 > \frac{Q_1}{\eta_{KU}} \\ F_2 & \text{ako je } F_2 \leq \frac{Q_1}{\eta_{KU}} \end{cases} \quad (7.15)$$

gde je:

$$F_2 = 241.448 \text{ MWh}$$

$$\frac{Q_1}{\eta_{KU}} = \frac{670.428}{0.95} = 705.714 \text{ MWh},$$

iz čega sledi da je:

$$F_{ne-CHP,Q} = F_2 = 241.448 \text{ MWh}, \quad (7.15')$$

odnosno celokupna toplotna energija  $q_{ne-CHP}$  pripisuje se dodatnom gorivu i ta je energija proizvedena izvan kogeneracionog procesa:

$$Q_{ne-CHP} = F_{ne-CHP,Q} \cdot \eta_{KU} = 241.448 \cdot 0,95 = 229.376 \text{ MWh} \quad (7.16)$$

Koristeći ovaj rezultat i jednačinu 6.4 sledi da je:

$$Q_{CHP} = Q - Q_{ne-CHP} = 841.564 - 229.376 = 612.188 \text{ MWh} \quad (7.17)$$

U ovoj fazi proračuna je određeno učešće korisne ne-CHP toplotne energije i odgovarajuća snaga goriva. Ukupni stepen korisnosti postrojenja je:

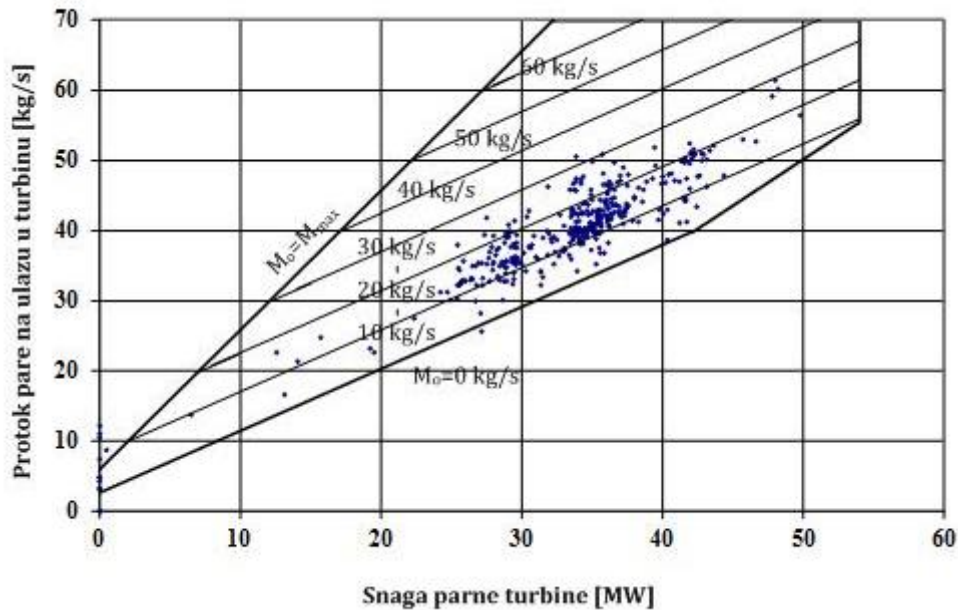
$$\eta = \frac{E + Q_{CHP}}{F - F_{ne-CHP,Q}} = \frac{1.123.134 + 612.188}{3.085.677 - 241.448} = 0,6101 < 0,8 \quad (7.18)$$

Aneks II CHP Direktive [27] propisuje da ovaj stepen korisnosti treba da bude najmanje 80% da bi se postrojenje moglo smatrati visokoefikasnim kogeneracionim postrojenjem. Pošto to nije slučaj, mora se pristupiti procesu dekompozicije postrojenja i definisanju izolovano kogeneracionih komponenta.

Dalji postupak se radi u skladu sa modelom iz prethodnog poglavlja gde se najpre definiše koeficijent gubitka snage, s obzirom na to da oduzimanje pare iz parne turbine ( $Q_2$ ) i njeno korišćenje u procesu smanjuje mogućnost proizvodnje električne energije u parnoj turbini.

Mapa režima rada parne turbine prikazana je na slici 7.8 i na njoj su označene radne tačke koje reprezentuju prosečne dnevne vrednosti rada parne turbine u izveštajnom periodu. Treba naglasiti da se parametri koji utiču na dijagram režima menjaju u izveštajnom periodu, odnosno da bi radne tačke realno trebalo prikazati kroz više dijagrama režima rada. Međutim, ovde su prikazane sve radne tačke u dijagramu režima koji je definisan srednjim vrednostima uticajnih veličina (pritisci i temperature sveže pare, oduzimanja i kondenzacije) u izveštajnom periodu s obzirom na to da to nema uticaj na sam proračun, a praktično daje dovoljno dobar prikaz režima rada i ne usložnjava sam model i njegovu praktičnu primenu. Osim toga sama

odstupanja uticajnih veličina nisu značajna i neznatan broj radnih tački je izvan dijagrama režima, što je upravo rezultat prethodno navedenog usrednjavanja.



Slika 7.8 - Mapa režima parne turbine

Prosečne vrednosti i standardna devijacija parametara pare na ulazu u turbinu, na mestu oduzimanja i u kondenzatoru, za izveštajni period prikazani su u tabeli 7.6.

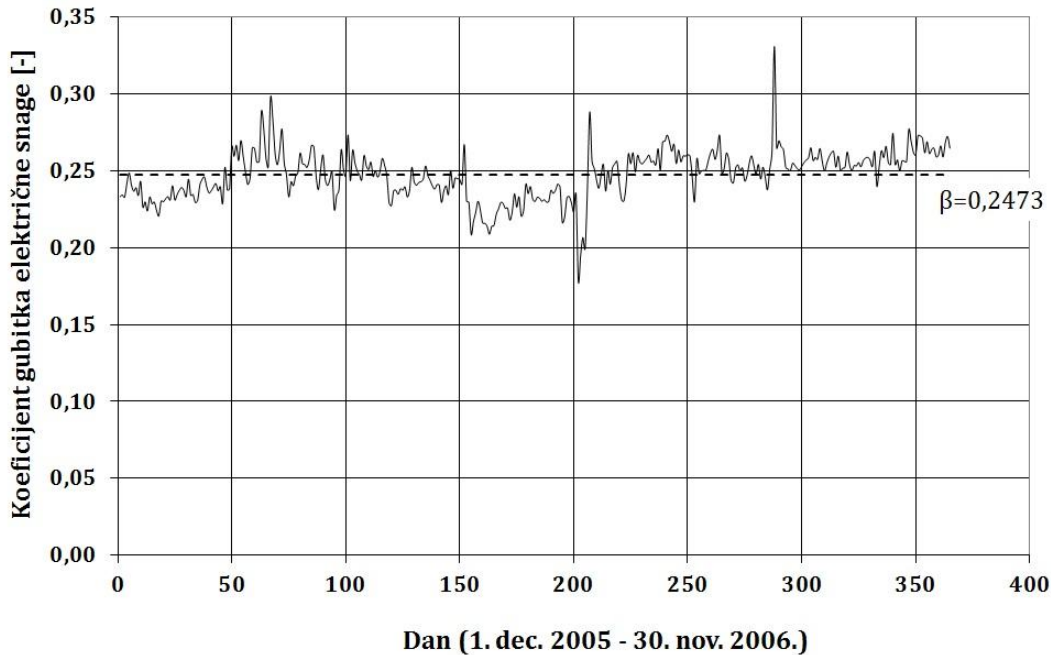
Tabela 7.6 –Prosečne vrednosti u izveštajnom periodu i standardna devijacija

	Glavni ventil			Oduzimanje			Kondenzator
	M [kg/s]	p [bar]	t [°C]	M [kg/s]	p [bar]	t [°C]	p [bar]
Prosečno	66,02	120	463,4	7,68	20,7	261,4	0,1
StDev	9,88	1,98	2,93	3,56	0,21	7,88	0

Koeficijent gubitka snage ( $\beta$ ) računat je za svaku radnu tačku, odnosno za svaki dan izveštajnog perioda prema jednačini 6.16. Prosečne dnevne izmerene vrednosti parametara postrojenja su korišćene za proračun koeficijenta gubitka snage. Promena koeficijenta gubitka snage prikazana je na slici 7.9.

$$\beta_{sr} = \frac{\sum_{i=1}^{365} \Delta h_{0,i}}{365} = 0,2473 \quad (7.19)$$

Srednja vrednost koeficijenta gubitka snage u analiziranom periodu je 0,2473, dok je standardna devijacija  $\pm 0,0161$ . Kao što je prethodno navedeno, u radu postrojenja tokom analiziranog prioda, postoje promene nominalnih parametara (pritiska i temperature), što prouzrokuje promenu koeficijenta gubitka snage.



Slika 7.9 – Promena koeficijenta gubitka električne snage u izveštajnom periodu

Stepen korisnosti ne-CHP proizvodnje električne energije je definisan odnosom ukupno proizvedene električne energije (uvećane za neproizvedenu električnu energiju u parnoj turbini, zbog oduzimanja pare i njenog korišćenje kao korisne toplotne energije) i goriva utrošenog u kogeneracionom procesu. Tako je:

$$\eta_{ne-CHP,E} = \frac{E + \beta \cdot Q_{CHP}}{F - F_{ne-CHP,Q}} = \frac{1.123.134 + 0,2473 \cdot 612.188}{3.085.677 - 241.448} = 0,4481 \quad (7.20)$$

Sada je moguće odrediti odnos električne prema toplotnoj snazi ( $\sigma_{CHP}$ ):

$$\sigma_{CHP} = \frac{\eta_{ne-CHP,E} - \beta \cdot \eta_{CHP}}{\eta_{CHP} - \eta_{ne-CHP,E}} = \frac{0,4481 - 0,2473 \cdot 0,80}{0,80 - 0,4481} = 0,7112 \quad (7.21)$$

Ovde je  $\eta_{CHP}$  stepen korisnosti CHP postrojenja (80%) unapred zadat, kao što je definisano CHP Direktivom [27]. Prema tome to je ona vrednost  $\sigma$  koju postrojenje treba da ostvari da bi ukupni stepen korisnosti postrojenja bio 80%, koliko se direktivom zahteva. Administrativno je visokoeffikasno kogenerativno postrojenje samo ono kod kojeg je  $\eta_{CHP} \geq 80\%$ .

CHP električna energija je:

$$E_{CHP} = \sigma_{CHP} \cdot Q_{CHP} = 0,7112 \cdot 612.188 = 435.388 \text{ MWh} \quad (7.22)$$

Ne-CHP električna energija je:

$$E_{ne-CHP} = E - E_{CHP} = 1.123.134 - 435.388 = 687.746 \text{ MWh} \quad (7.23)$$

Energija goriva za proizvodnju ne-CHP električne energije je:

$$F_{ne-CHP,E} = \frac{E_{ne-CHP}}{\eta_{ne-CHP,E}} = \frac{687.746}{0,4481} = 1.534.804 \text{ MWh} \quad (7.24)$$



Gorivo za CHP proces je:

$$F_{CHP} = F - F_{ne-CHP,E} - F_{ne-CHP,Q} = 3.085.677 - 1.534.804 - 241.448 = 1.309.425 \text{ MWh} \quad (7.25)$$

Rekapitulacija proračuna je data u tabeli 7.7.

Iz ove tabele se može zapaziti da je učešće visokoeфикаsne kogeneracije malo ili, drugim rečima, postrojenje je prvenstveno orijentisano na proizvodnju električne energije. Učešće proizvodnje korisne toplotne energije je minimizirano.

### 7.2.3 Ušteda primarne energije (PES)

Visokoeфикаsna kogeneracija treba da zadovolji sledeći kriterijum:

- Ušteda primarne energije kogeneracionog postrojenja izračunava se po formuli (jednačina 6.26) i mora biti najmanje 10%. Formulom se porede kogenerativna proizvodnja toplotne i električne energije sa referentnim proizvodnjama ovih energija u odvojenim postrojenjima.

Ušteda primarne energije (PES) kada se proračun odnosi na celo postrojenje izračunava se korišćenjem sledeće jednačine:

$$PES = 1 - \frac{1}{\frac{\eta_Q}{\eta_{Ref,Q}} + \frac{\eta_E}{\eta_{Ref,E}}} = 1 - \frac{1}{\frac{0,2727}{0,8372} + \frac{0,3640}{0,4153}} = 16,8\% , \quad (7.26)$$

gde su:

$$\eta_Q = \frac{Q}{F} = \frac{841.564}{3.085.677} = 0,2727 \quad (7.27)$$

$$\eta_E = \frac{E}{F} = \frac{1.123.134}{3.085.677} = 0,3640 \quad (7.28)$$

Za analizirani slučaj usvajaju se vrednosti koje tajlandski regulator predlaže za postrojenja koja koriste prirodni gas:  $\eta_{Ref,E} = 45\%$  i  $\eta_{Ref,Q} = 85\%$ . Zbog starosti postrojenja i klimatskih uslova rada treba uvesti korekcije tih vrednosti prema direktivi [16], koja je prihvaćena i u Tajlandu. Tako je konačno  $Ref E\eta^* = 41.53\%$  i  $Ref Q\eta^* = 83.72\%$ .

Proračun PES koji se odnosi na čist kogeneracioni proces računa se na sledeći način:

$$PES_{CHP} = 1 - \frac{1}{\frac{\eta_{Q,CHP}}{\eta_{Ref,Q}} + \frac{\eta_{E,CHP}}{\eta_{Ref,E}}} = 1 - \frac{1}{\frac{0,4675}{0,8372} + \frac{0,3325}{0,4153}} = 26,4\% , \quad (7.29)$$

gde su:

$$\eta_{Q,CHP} = \frac{Q_{CHP}}{F_{CHP}} = \frac{612.188}{1.309.425} = 0,4675 \quad (7.30)$$

$$\eta_{E,CHP} = \frac{E_{CHP}}{F_{CHP}} = \frac{435.388}{1.309.425} = 0,3325 \quad (7.31)$$

Kao što se može videti kada se proračun odnosi na celo postrojenje PES je 16,8%, odnosno zadovoljava kriterijum PES iz CHP Direktive (>10%) iako kriterijum ukupnog stepena korisnosti nije zadovoljen. Ukupni stepen korisnosti postrojenja 61,01% je manji od zahtevanog (80%). Na ovom primeru se vidi da kriterijumi definisani CHP Direktivom nisu harmonizovani. Odnosno kao što je definisano CHP Direktivom da bi se ispunio uslov visokoefikasne kogeneracije ukupan stepen korisnosti postrojenja mora biti jednak ili veći od 80%, a PES mora biti veći od 10%. Međutim, kao što se vidi u nekim slučajevima nije moguće ispuniti oba kriterijuma, pa je potrebno definisati koji je u tom slučaju primarni kriterijum, odnosno da li je važno ispuniti oba kriterijuma.

Rezultat PES koji se odnosi na čist kogeneracioni proces, 26,4%, zadovoljava zadati kriterijum. A, svakako je dekomponovani kogeneracioni deo CHP postrojenja računat s usvojenim stepenom korisnosti 0,80%, radi ispunjenja kriterijuma ukupnog stepena korisnosti.

Tabela 7.7 –Rekapitulacija proračuna

	Unit	Dec-05	Jan-06	Feb-06	Mar-06	Apr-06	May-06	Jun-06	Jul-06	Aug-06	Sep-06	Oct-06	Nov-06	Zbir	Srednje
$\beta$	-	0,2339	0,2464	0,2583	0,2476	0,2410	0,2257	0,2312	0,2542	0,2547	0,2566	0,2557	0,2625	<b>0,2473</b>	<b>0,2473</b>
$F_{ne-CHP,Q}$	MWh	25.453	20.366	13.116	11.895	27.459	25.231	21.195	21.650	20.151	21.042	16.090	17.800	<b>241.448</b>	<b>20.121</b>
$Q_{ne-CHP}$	MWh	24.181	19.347	12.460	11.300	26.086	23.969	20.135	20.568	19.144	19.990	15.285	16.910	<b>229.376</b>	<b>257.140</b>
$Q_{CHP}$	MWh	53.795	50.379	38.917	44.260	40.571	51.159	45.142	64.817	59.372	56.204	51.349	56.223	<b>612.188</b>	<b>69.808</b>
$\eta$	-	0,6120	0,6042	0,5928	0,5855	0,5914	0,5921	0,5907	0,6532	0,6430	0,6285	0,6098	0,6146	<b>0,6101</b>	<b>0,6101</b>
$\eta_{ne-CHP,E}$	-	0,4450	0,4490	0,4598	0,4477	0,4597	0,4285	0,4297	0,4547	0,4558	0,4527	0,4513	0,4445	<b>0,4481</b>	<b>0,4481</b>
$\sigma_{CHP}$	-	0,7263	0,7175	0,7444	0,7086	0,7845	0,6673	0,6610	0,7281	0,7320	0,7122	0,7074	0,6598	<b>0,7112</b>	<b>0,7112</b>
$E_{CHP}$	MWh	39.071	36.145	28.968	31.364	31.826	34.140	29.840	47.191	43.463	40.028	36.326	37.098	<b>435.388</b>	<b>36.282</b>
$E_{ne-CHP}$	MWh	58.144	61.232	60.840	65.897	65.920	58.014	52.375	47.091	49.145	53.119	59.332	56.564	<b>687.746</b>	<b>57.312</b>
$F_{ne-CHP,E}$	MWh	130.666	136.388	132.307	147.191	143.392	135.401	121.879	103.556	107.826	117.347	131.473	127.242	<b>1.534.804</b>	<b>127.897</b>
$F_{CHP}$	MWh	116.083	108.154	84.857	94.530	90.496	106.624	93.727	140.010	128.544	120.291	109.594	116.652	<b>1.309.425</b>	<b>109.122</b>
$\eta_{CHP}$	-	0,8000	0,8000	0,8000	0,8000	0,8000	0,8000	0,8000	0,8000	0,8000	0,8000	0,8000	0,8000	<b>0,8000</b>	<b>0,8000</b>
$\eta_{CHP,E}$	-	0,3366	0,3342	0,3414	0,3318	0,3517	0,3202	0,3184	0,3371	0,3381	0,3328	0,3315	0,3180	<b>0,3325</b>	<b>0,3325</b>
$\eta_{CHP,Q}$	-	0,4634	0,4658	0,4586	0,4682	0,4483	0,4798	0,4816	0,4629	0,4619	0,4672	0,4685	0,4820	<b>0,4675</b>	<b>0,4675</b>
PES	-	16,8%	16,6%	17,1%	15,6%	17,0%	14,2%	14,2%	19,4%	19,0%	18,0%	17,0%	16,4%	<b>16,8%</b>	<b>16,8%</b>
PES <sub>CHP</sub>	-	26,7%	26,5%	27,0%	26,4%	27,7%	25,6%	25,5%	26,7%	26,8%	26,4%	26,4%	25,5%	<b>26,4%</b>	<b>26,4%</b>

## 7.2.4 Analiza rezultata

Model za energetske vrednovanje kogenerativnih postrojenja razmotren je u prethodnim poglavljima na primeru kombinovanog postrojenja sa gasnom i parnom turbinom električne snage 150 MW. Rezultati proračuna su prikazani u tabelama 7.5 i 7.7, dok određene pretpostavke, analize i komentari prate sam proračun.

U ovom poglavlju je data detaljnija analiza uticaja sledećih parametara:

- Koeficijent gubitka snage ( $\beta$ )
- Stepennost korisnosti CHP postrojenja ( $\eta_{\text{CHP}}$ )
- Referentni stepeni korisnosti odvojene proizvodnje ( $\eta_{\text{Ref,E}}$  i  $\eta_{\text{Ref,Q}}$ )

### 7.2.4.1 Analiza uticaja koeficijenta gubitka snage ( $\beta$ )

Uticaj koeficijenta gubitka snage na rezultate dobijene proračunom je značajan s obzirom na pristup njegovog određivanja koji je prikazan u ovoj disertaciji, a ogleda se kroz analizu dobijene vrednosti u samom modelu (neka vrsta internog benchmarkinga), kao i analizu osetljivosti određenih parametara proračuna na promenu koeficijenta gubitka snage (eksterni benchmarking kojim se mogu porediti različiti pristupi određivanja koeficijenta gubitka snage i njihov značaj na sam model, tj. njegovu tačnost).

Kao što je navedeno, prilikom proračuna, vrednost koeficijenta gubitka snage ( $\beta$ ) je računata za svaki dan, ali se dalje u modelu koristila srednja vrednost za analizirani period (godinu dana). U tabeli 7.8 prikazan je uticaj vrednosti  $\beta$  na ukupnu CHP električnu energiju i energiju goriva u izveštajnom periodu u slučaju proračuna sa prosečnom mesečnom i prosečnom dnevnom vrednošću  $\beta$ .

Tabela 7.8 –Uticaj izračunate prosečne vrednosti  $\beta$  na CHP električnu energiju i energiju goriva

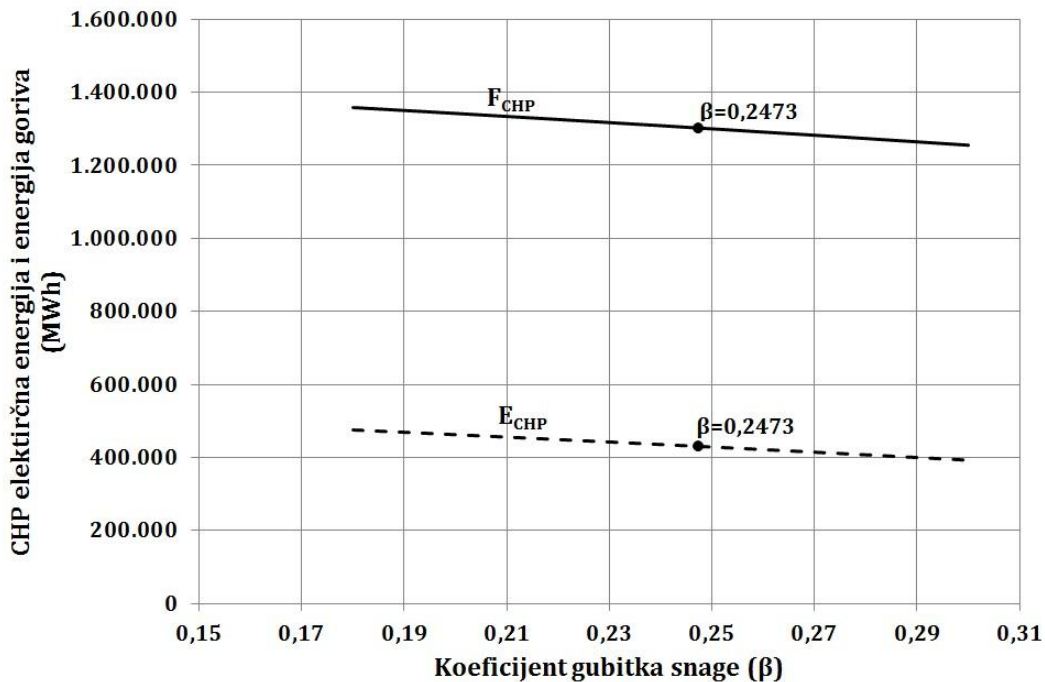
$\beta$ prosečno	CHP električna energija		CHP energija goriva	
	(MWh/god.)	Odstupanje	(MWh/god.)	Odstupanje
Godišnje	435.388	-	1.309.425	-
Mesečno	435.460	-0,02%	1.309.561	-0,01%
Dnevno	429.863	1,27%	1.301.408	0,61%

Kao što se može videti iz tabele ukoliko se proračun sprovede sa prosečnom mesečnom vrednošću  $\beta$  dobija se odstupanje CHP električne energije u odnosu na onu proračunatu sa prosečnim godišnjim  $\beta$  ( $\beta_{\text{sr}}=0,2473$ ) od -0,02%, dok je odstupanje CHP energije goriva -0,01%. U slučaju proračuna sa prosečnim dnevnim vrednostima  $\beta$  odstupanje CHP električne energije je 1,27%, dok je odstupanje CHP energije goriva 0,61%.

Može se reći da je odstupanje prihvatljivo i da značajno ne utiče na proračunate vrednosti naročito ako se uzmu u obzir i određena zaokruživanja prilikom proračuna, a pojednostavljenje može biti značajno prilikom praktične primene.

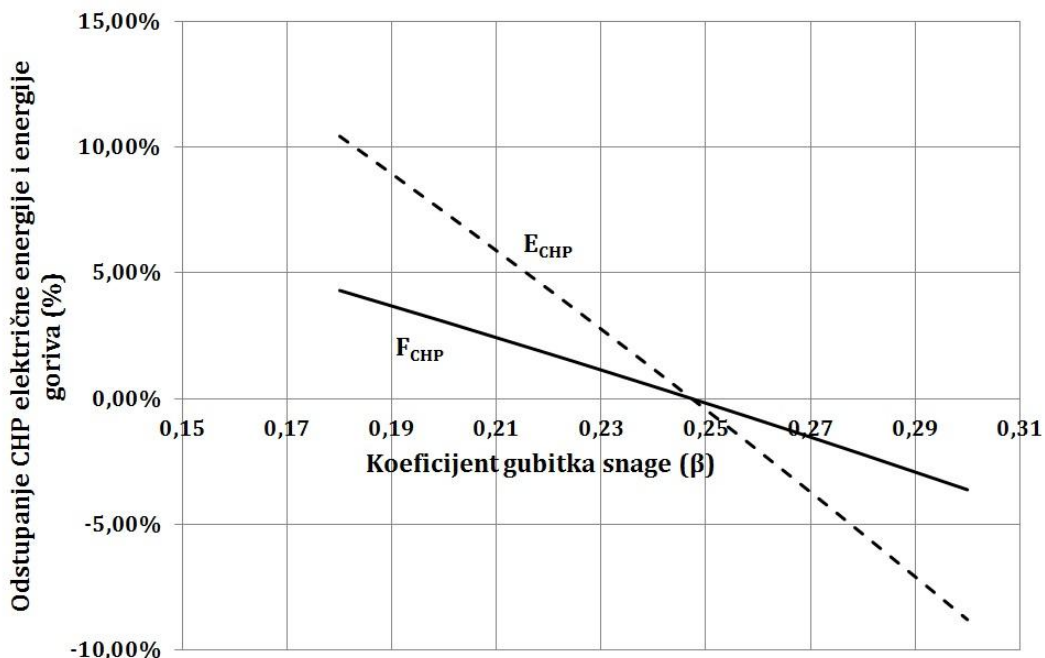
Uticaj promene vrednosti  $\beta$  na CHP električnu energiju i energiju goriva prikazan je na slici 7.10. Vrednosti  $\beta$  su varirane sa korakom 0,02 između minimalne i maksimalne dnevne prosečne vrednosti dobijene u izveštajnom periodu i za svaku vrednost je izračunata CHP električna energija i energija goriva. Pri tome su svi ostali ulazni parametri (potrošnja goriva, proizvedena toplotna i električna energija...) isti. Kao što se može videti sa slike razlika vrednosti

$E_{\text{CHP}}$  za minimalnu i maksimalnu vrednost  $\beta$  je približno 80.000, MWh a  $F_{\text{CHP}}$  približno 100.000 MWh.



Slika 7.10 – Uticaj promene  $\beta$  na CHP električnu energiju i energiju goriva

Na slici 7.11 prikazana su procenutalna odstupanja  $E_{\text{CHP}}$  i  $F_{\text{CHP}}$  u odnosu na vrednosti dobijene proračunom za  $\beta_{\text{sr}}=0,2473$ .



Slika 7.11 – Procentualno odstupanje  $E_{\text{CHP}}$  i  $F_{\text{CHP}}$  sa promenom  $\beta$

Odstupanje CHP električne energije može biti značajno, više od 10%, ukoliko se proračun sprovodi sa  $\beta$ , koje odgovara minimalnoj vrednosti ( $\beta=0,18$ ) iz analiziranog perioda. Ovo je izuzetno važno, naročito kada se uzme u obzir da se u skladu sa CHP Direktivom može da koristi preporučeni faktor električne snage ( $\sigma$ ) od 0,95 za kombinovana postrojenja sa rekuperacijom

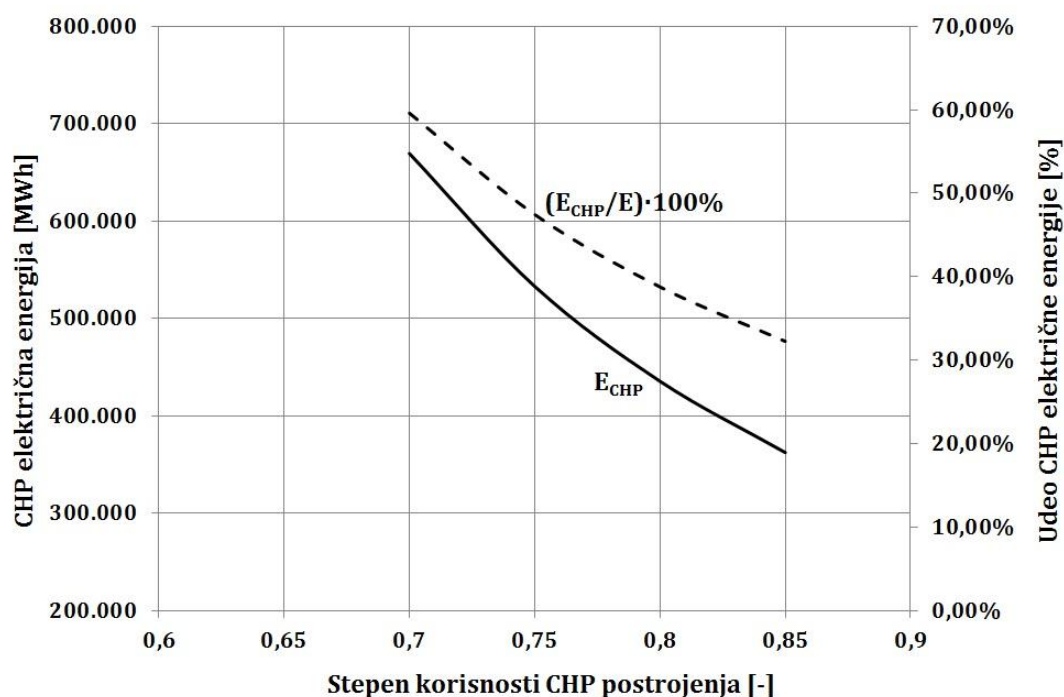
toplote, dok je korišćenjem predloženog modela dobijena vrednost  $\sigma$  od 0,7112. Vrednost  $\sigma$  u skladu sa CHP Direktivom bi za analizirano postrojenje odgovaralo koeficijentu  $\beta$  od 0,0256, što bi dalo odstupanje CHP električne energije od približno 25% u poređenju sa proračunom na osnovu predloženoog modela. Sa druge strane nijedan od raspoloživih modela za energetske vrednovanje kogenerativnih postrojenja ne daje jasno na koji način se određuje  $\beta$ .

Odstupanja CHP energije goriva u zavisnosti od promene  $\beta$  su malo manja u poređenju s odstupanjem CHP električne energije, ali i dalje značajna. Za minimalnu analiziranu vrednost  $\beta$  odstupanje CHP energije goriva je preko 4%.

Za analizu su uzete CHP električna energija i CHP energija goriva s obzirom na to da CHP električna energija može biti tema subvencije i njena vrednost se direktno ogleda u količini novca sa prihodne strane postrojenja, odnosno rashoda onoga ko subvencioniše, dok se kroz vrednost CHP energije goriva direktno vidi najveći trošak postrojenja, trošak energenta, i potencijalna ušteda primarne energije.

#### 7.2.4.2 Analiza uticaja stepena korisnosti CHP postrojenja ( $\eta_{\text{CHP}}$ )

Stepen korisnosti CHP postrojenja ( $\eta_{\text{CHP}}$ ) je veličina čija je vrednost definisana CHP Direktivom ( $\eta_{\text{CHP}}=0,80$ ), odnosno čiju bi vrednost trebalo da definiše svako nacionalno regulatorno telo u zavisnosti od sopstvene energetske politike. Ova vrednost direktno definiše koja količina električne energije CHP postrojenja može biti tema subvencije, tj. koja je to granica stepena korisnosti za koje se postrojenje smatra visokoefikasnim kao što je to definisano CHP Direktivom.

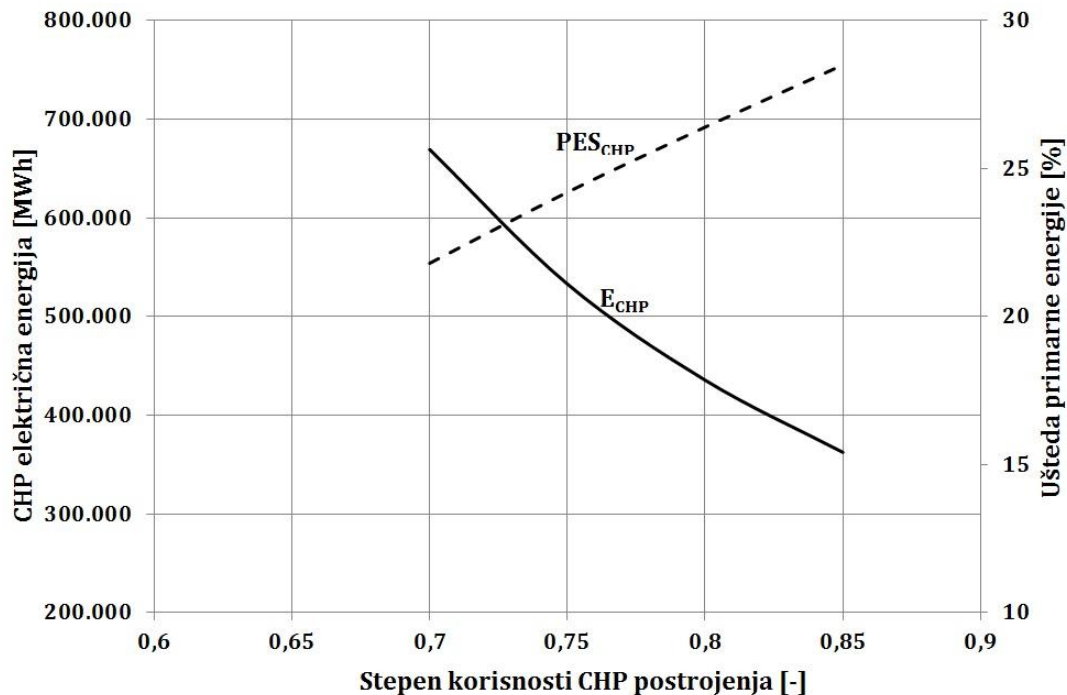


Slika 7.12 – Zavisnost CHP električne energije od stepena korisnosti CHP postrojenja

Na slici 7.12 prikazana je zavisnost CHP električne energije od stepena korisnosti CHP postrojenja. Za ulazne veličine iz primera varirana je vrednost  $\eta_{\text{CHP}}$  od 0,7 do 0,85 sa korakom 0,05 i računati su energetske pokazatelji CHP postrojenja. Na slici su prikazane vrednosti CHP električne energije pri promeni  $\eta_{\text{CHP}}$ , kao i procentualni udeo CHP električne energije u ukupno proizvedenoj količini električne energije za analizirane vrednosti  $\eta_{\text{CHP}}$ . Promena količine CHP električne energije sa promenom  $\eta_{\text{CHP}}$  je značajna. S obzirom na to da je zavisnost

eksponencijalna, sa promenom  $\eta_{\text{CHP}}$  za 0,05 vrednost CHP električne energije se menja, odnosno smanjuje sa porastom  $\eta_{\text{CHP}}$ , od približno 73.000 do 135.000 MWh. Udeo CHP električne energije u ukupnoj količini električne energije se na isti način menja od 6,5 do 12%, pri čemu manja promena, tj. smanjenje udela CHP električne energije (od 6,5%) odgovara promeni  $\eta_{\text{CHP}}$  sa 0,8 na 0,85.

Zavisnost uštede primarne energije kogeneracionog dela CHP postrojenja od  $\eta_{\text{CHP}}$  prikazana je na slici 7.13. Takođe, na istoj slici je paralelno data i prethodno razmatrana zavisnost CHP električne energije.



Slika 7.13 – Zavisnost  $PES_{\text{CHP}}$  od stepena korisnosti CHP postrojenja

Povećanjem stepena korisnosti CHP postrojenja raste i ušteda primarne energije kogeneracionog dela CHP postrojenja. U ovom slučaju je za sve analizirane vrednosti  $\eta_{\text{CHP}}$  vrednost  $PES_{\text{CHP}}$  daleko iznad vrednosti od 10%, koja je definisana CHP Direktivom. Pri tome treba naglasiti da vrednost PES, koja se odnosi na celo postrojenje, ostaje nepromenjena.

Iz prethodne analize jasno se može videti koliko je važna uloga stepena korisnosti CHP postrojenja i samog modela za energetske vrednovanje prilikom kreiranja energetske politike, odnosno regulative za promovisanje CHP postrojenja jedne zemlje. Nacionalni regulator na osnovu strateških planova o učešću CHP postrojenja u budućnosti, korišćenjem ovakvog modela, može da odredi vrednost  $\eta_{\text{CHP}}$  tako da motiviše ili demotiviše gradnju CHP postrojenja. Povećanjem vrednosti  $\eta_{\text{CHP}}$  deo CHP električne energije postrojenja se smanjuje, što se vidi na konkretnom primeru, slika 7.12, i na taj način se praktično demotiviše gradnja ovakvih postrojenja. Nasuprot tome ako je cilj energetske politike da se povećao udeo CHP postrojenja onda se smanjenjem vrednosti  $\eta_{\text{CHP}}$  može motivisati s obzirom na to da se u tom slučaju CHP električna energija, odnosno deo za koji se daju subvencije, povećava.

Kao što je prethodno navedeno CHP Direktiva karakteriše postrojenja sa stepenom korisnosti CHP postrojenja većim od granične vrednosti, definisane Direktivom kao visokoefikasna. U naučnim krugovima postoji diskusija da li je predložena vrednost od 0,80 opravdana, da li odgovara primerima najbolje prakse u smislu klasifikacije visokoefikasnosti, odnosno da li ta vrednost treba da bude veća. Možda ovu vrednost treba gledati kao alat koji

služi nacionalnim regulatorima da dođu do zacrtanih ciljeva o učešću kogeneracionih postrojenja u nacionalnoj energetici, a samim tim i do visokopostavljenih ciljeva EU, i u tom slučaju ne kvalifikovati je kao visokoeffikasnu, nego kao „željenu“. Svakako istovremeno treba koristiti i kriterijum uštede primarne energije i sa njime pored „motivacionog“ dela  $\eta_{\text{CHP}}$ , postaviti i granicu za ostvarivanje određenog PES.

Na primer, prema regulativi Republike Srbije kogeneraciona postrojenja na prirodni gas mogu steći status povlašćenog proizvođača električne energije, ukoliko ostvare ukupni godišnji stepen korisnosti veći od 85%. Dakle, regulativom RS stepen korisnosti CHP postrojenja je veći od onog preporučenog CHP Direktivom. Na osnovu slike 7.12 vidi se da bi za razmatrani primer, ukoliko se koristi  $\eta_{\text{CHP}}$  iz regulative RS, udeo CHP električne energije bio za 6,5% manji u odnosu na onaj dobijen sa vrednošću  $\eta_{\text{CHP}}$ , koji odgovara CHP Direktivi.

#### 7.2.4.3 Uticaj referentnih stepena korisnosti odvojene proizvodnje ( $\eta_{\text{Ref,E}}$ i $\eta_{\text{Ref,Q}}$ )

Definisanje referentnih stepena korisnosti za odvojenu proizvodnju toplotne i električne energije ( $\eta_{\text{Ref,E}}$  i  $\eta_{\text{Ref,Q}}$ ) ima direktan uticaj na kvalifikovanje CHP postrojenja (vidi jednačinu 7.26) u skladu sa CHP Direktivom, a samim tim i na budući razvoj kogeneracije. Iz tog razloga referentne vrednosti moraju biti uspostavljene i nadzirane od nacionalnih regulatornih tela. Ove vrednosti mogu biti takve da promovišu CHP postrojenja, ali mogu imati i smanjen ili čak negativan uticaj ako regulatorna tela definišu preterano stroge vrednosti referentnih stepena korisnosti.

Harmonizovane referentne vrednosti stepena korisnosti za odvojenu proizvodnju toplotne i električne energije u EU u skladu sa CHP Direktivom definišu se na svake četiri godine [15, 16], a prikazane su u tabelama 3.5 i 3.6.

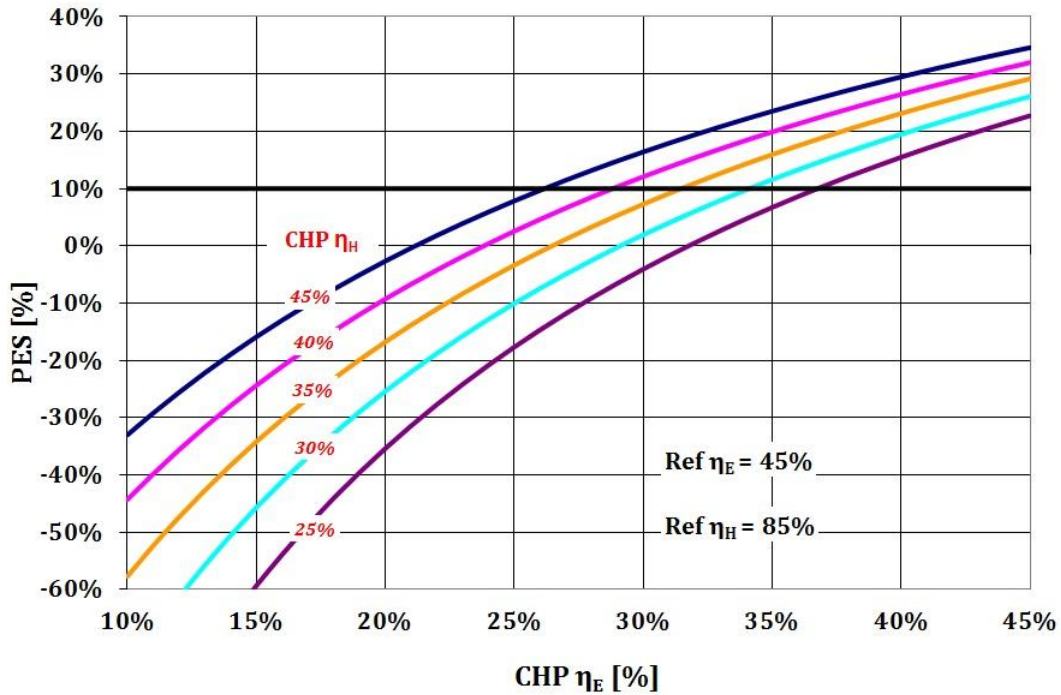
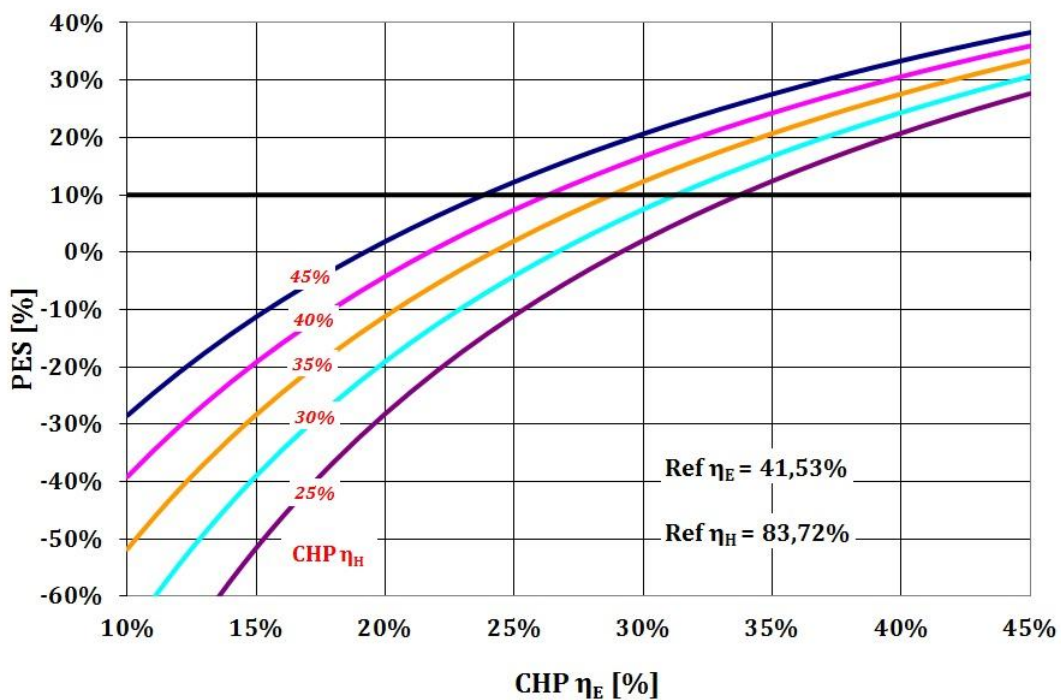
Jasno je da ne postoji samo jedna tačna definicija vrednosti referentnih stepena korisnosti odvojene proizvodnje toplotne i električne energije, koja bi se koristila u skladu sa CHP Direktivom. Zbog kompleksnosti i stalne promene procentualnog učešća različitih postrojenja za proizvodnju električne i toplotne energije sa jedne strane, kao i prirode tržišta električne i toplotne energije sa druge strane nemoguće je reći koje postrojenje, a samim tim i čija potrošnja primarne energije i emisija CO<sub>2</sub>, je zamenjena određenim CHP postrojenjem.

Definicija i određivanje vrednosti referentnih stepena korisnosti odvojene proizvodnje toplotne i električne energije stoga mora na neki način da odražava sporazum između organizacija uključenih u proces donošenja odluka u nacionalnom regulatornom telu. Rezultat mora da obezbedi pouzdan osnov za pravično i tačno poređenje CHP postrojenja sa pretpostavljenom odvojenom proizvodnjom i snabdevanjem toplotne i električne energije.

Sledeće aspekte treba uzeti u razmatranje pri definisanju vrednosti referentnih stepena korisnosti odvojene proizvodnje toplotne i električne energije: harmonizacija, neutralnost goriva, najbolje raspoložive tehnologije iz prakse, godina izgradnje, principi podsticaja, efikasnosti u realnim uslovima rada, klimatski uslovi i izbegnuti gubici u distribuciji.

Osetljivost formule za izračunavanje uštede primarne energije (PES) u zavisnosti od četiri nezavisno promenljive prikazana je na slikama 7.14 i 7.15. Vrlo mala promena nezavisno promenljivih dovodi do značajne promene vrednosti PES. To ukazuje na potrebu pažljive definicije referentnih vrednosti i tačnog proračuna efikasnosti postrojenja. Nezavisno promenljive su referentne vrednosti stepena korisnosti odvojene proizvodnje  $\eta_{\text{Ref,E}}$  i  $\eta_{\text{Ref,Q}}$ , kao i  $\eta_{\text{E}}$  i  $\eta_{\text{Q}}$ .



Slika 7.14 – Osetljivost PES na  $\eta_Q$  i  $\eta_E$  ( $\eta_{\text{Ref},Q} = 85\%$ ;  $\eta_{\text{Ref},E} = 45\%$ )Slika 7.15 - Osetljivost PES na  $\eta_Q$  i  $\eta_E$  ( $\eta_{\text{Ref},Q} = 83,72\%$ ;  $\eta_{\text{Ref},E} = 41,53\%$ )

Na slici 7.14 dat je proračun PES za propisane referentne vrednosti za postrojenja koja koriste prirodni gas ( $\eta_{\text{Ref},E} = 45\%$ ,  $\eta_{\text{Ref},Q} = 85\%$ ). Ove vrednosti se odnose na Tajland, gde se nalazi postrojenje iz primera. Da bi postigli prag od PES = 10% potrebno je da za  $\eta_E = 26,4\%$  bude  $\eta_Q = 45\%$ . Ako se primene harmonizovani referentni uslovi ( $\eta_{\text{Ref},E} = 41,53\%$ ,  $\eta_{\text{Ref},Q} = 83,72\%$ ), tada je za istu efikasnost proizvodnje električne energije dovoljno da je  $\eta_Q = 40\%$ .

Mnoge zemlje su prihvatile EU direktivu i pribegle su harmonizaciji referentnih vrednosti prema potrebama sopstvenih energetskeg politika.

## 8. Zaključak

Radi ostvarivanja zacrtanih ciljeva iz takozvanog „klimatsko-energetskog“ paketa Evropska komisija je postavila ambiciozne ciljeve kada je reč o udelu koegeneracije u proizvodnji električne energije. U tu svrhu usvojene su određene Direktive sa ciljem promocije koegeneracije i to samo takozvane visokoefikasne, definisane graničnom vrednošću stepena korisnosti CHP postrojenja. Međutim, ispostavilo se da to nije lak posao. Preporuke, modeli i granične vrednosti definisane CHP Direktivom u cilju određivanja dela CHP postrojenja koji podleže subvenciji otvorile su niz pitanja, a nisu dale željeni efekat.

Ovaj kompleksan problem zahtevao je sveobuhvatan naučno, tehničko, političko, ekonomski pristup radi modeliranja koegeneracionih postrojenja i utvrđivanja njihovih energetskih indikatora na osnovu kojih je moguće precizno da se utvrdi koji deo CHP postrojenja, odnosno koji deo proizvedene energije može biti tema potencijalne subvencije. Kompleksnost definisanja modela za energetsko vrednovanje koegeneracionih postrojenja podrazumeva da su tehnički dovoljno tačni, jednostavni za praktičnu upotrebu, da su primenljivi za različite konfiguracije složenih kogenerativnih postrojenja, da finansijski dodatno ne opterećuju postrojenje u investicionom smislu, daju mogućnost nacionalnim regulatornim telima da kroz analizu definišu harmonizovane granične vrednosti stepena korisnosti i na taj način koji i koliki deo energije iz koegeneracionih postrojenja će biti povlašćen i finansijski podstican od države. Sa takvim pristupom se jasno može definisati da li i koliko koegeneracija može biti promovisana radi ostvarivanja određenih ciljeva njenog udela u proizvodnji električne energije. To svakako ne garantuje ostvarivanje zacrtanog cilja zbog kompleksnosti energetske politike i povezanosti sa drugim uticajnim faktorima, ali daje sigurnu osnovu.

U okviru ove disertacije, definisan je model za energetsko vrednovanje kogenerativnih postrojenja. Model je testiran na primeru kombinovanog CHP postrojenja sa gasnom i parnom turbinom snage 150 MW.

Na početku disertacije, prikazana su dosadašnja istraživanja u ovoj oblasti. Analliziran je problem energetskog vrednovanja CHP postrojenja, i u skladu sa tim postavljeni zadaci koje treba istražiti u okviru disertacije.

U cilju odgovora na postavljeni problem objašnjena je dekompozicija kogeneracionog postrojenja na CHP i ne-CHP deo. Ovo je veoma bitno s obzirom na to da kogeneraciono postrojenje ne radi uvek u režimu istovremene proizvodnje električne i toplotne energije. Ono u svom radu može odvojeno da proizvodi električnu ili toplotnu energiju koja svakako ne zadovoljava kriterijume o promovisanju CHP postrojenja i mora da se izdvoji iz ukupno proizvedene energije. To je naročito važno kod kompleksnih industrijskih postrojenja srednje i velike snage sa kondenzacionim parnim turbinama gde je teže „izolovati“ ne-CHP procese, a količine proizvedene energije mogu biti značajne. Iz tog razloga u okviru disertacije su analizirana složena kogeneraciona postrojenja, prikazano je definisanje kontrolne granice oko postrojenja i određivanje CHP i ne-CHP procesa. Poseban akcenat je stavljen na postrojenja sa mogućim gubitkom električne energije ili snage, a to su ona koja sadrže kondenzacionu ili protivpritisnu parnu turbinu s oduzimanjem pare, što je najčešći slučaj kod postrojenja srednje i velike snage.

Ispravna dekompozicija CHP postrojenja i postavljanje kontrolne granice je neophodan uslov za modeliranje kogeneracionih postrojenja. U okviru definisanja modela za energetske vrednovanje kogeneracionih postrojenja naglasak je stavljen i na određivanje koeficijenta gubitka električne snage. Data je relativno jednostavna procedura za njegovo izračunavanje preko dijagrama režima rada. Iako koeficijent gubitka snage zavisi od puno nezavisno promenljivih koji reprezentuju rad parne turbine s oduzimanjem, u okviru disertacije i modela za energetske vrednovanje je data procedura za njegovo računanje na osnovu standardnih merenja i podataka praktično raspoloživih u industrijskoj praksi.

Rad samog modela je demonstriran na primeru složenog kogeneracionog postrojenja sa gasnom i parnom turbinom snage 150 MW. Za analizirano postrojenje je najpre urađen energetske bilans, a i određivanje energetske indikatora, uz korišćenje preporučenih referentnih vrednosti stepena korisnosti iz CHP Direktive. S obzirom na to da postrojenje ne zadovoljava kriterijum ukupnog stepena korisnosti, dobijeni stepen korisnosti je manji od graničnog koji definiše Direktiva, dekompozicijom postrojenja dobijene su vrednosti CHP električne energije, koja može biti tema subvencije. U slučaju ovog postrojenja u analiziranom periodu od godinu dana to je 38,77% od ukupno proizvedene električne energije. Kriterijum uštede primarne energije je ispunjen s obzirom na to da je PES veći od 10% definisanih CHP Direktivom.

U cilju praktičnog pojednostavljenja modela, u proračunu je korišćen prosečan godišnji (analiziran je period rada postrojenja od jedne godine) koeficijent gubitka snage. Analiziran je njegov uticaj na CHP električnu energiju i energiju goriva, ukoliko bi se koristio prosečan mesečni i prosečan dnevni koeficijent gubitka snage. Dobijeno je maksimalno odstupanje od 1,27% za CHP električnu energiju uz proračun sa prosečnim dnevnim koeficijentom, gubitkom snage. Ostala odstupanja su zantno manja što opravdava pojednostavljeno korišćenje prosečnog godišnjeg koeficijenta gubitka snage. Sa druge strane analiziran je i uticaj promene vrednosti koeficijenta gubitka snage na CHP električnu energiju i energiju goriva s obzirom na to da se u praksi koriste različiti modeli proračuna, a i da sama CHP Direktiva preporučuje vrednosti faktora električne snage (proračunski direktno zavisi od koeficijenta gubitka snage). Odstupanje CHP električne energije može biti značajno, i preko 10%, ako se na primer koristi, kao što je u disertaciji analizirano, minimalna vrednost koeficijenta gubitka snage iz izveštajnog perioda. Takođe, ukoliko bi se koristila preporučena vrednost, faktor električne snage iz CHP Direktive, dobilo bi se odstupanje CHP električne energije od približno 25% u poređenju sa proračunom na osnovu predloženoog modela.

Za isto postrojenje analiziran je i uticaj stepena korisnosti CHP postrojenja čija je vrednost definisana CHP Direktivom ( $\eta_{\text{CHP}}=0,80$ ). Ova vrednost definiše koja je to granica stepena korisnosti za koje se postrojenje smatra visokoefikasnim, kao što je to definisano CHP Direktivom. Promene CHP električne energije sa promenom  $\eta_{\text{CHP}}$  su značajne. Udeo CHP električne energije u ukupnoj količini električne energije je manji za 6,5%, ukoliko je  $\eta_{\text{CHP}}=0,85$ , odnosno veći čak 12% za  $\eta_{\text{CHP}}=0,70$ . To pokazuje koliko je važno da nacionalna regulatorna tela pravilno definišu graničnu vrednost stepena korisnosti CHP postrojenja na osnovu nacionalne energetske politike i planiranog udela kogeneracije u proizvodnji električne energije, a uz pomoć prikazanog modela kojim se može analizirati da li i koliko definisani stepen korisnosti CHP postrojenja promoviše kogeneraciju.

Slično kao i stepen korisnosti CHP postrojenja i vrednosti referentnih stepena korisnosti odvojene proizvodnje toplotne i električne energije utiču na kvalifikaciju kogeneracionih postrojenja, kroz određivanje uštede primarne energije. Iz tog razloga i ove referentne vrednosti moraju biti uspostavljene i nadzirane od nacionalnih regulatornih tela. Analizom je pokazano da mala promena referentnih vrednosti dovodi do značajne promene vrednosti PES. To ukazuje na potrebu pažljive definicije referentnih vrednosti i tačnog proračuna efikasnosti postrojenja.

Predloženi model je na analiziranom primeru pokazao da efiksano može da se koristi u praksi, da je primenljiv kod složenih kogeneracionih postrojenja, da su dovoljna standardna merenja i da nisu potrebna dodatna ulaganja u mernu opremu, da se može koristiti prilikom kreiranja nacionalne energetske politike i uloge kogeneracionih postrojenja.

## 9. Literatura

1. Amjadi M H, Nezamabadi-pour H, Farsangi M M: ***Estimation of electricity demand of Iran using two heuristic algorithms***, Energy Conversion and Management, Vol 51, Iss 3, 2010, pp 493-497
2. Ang B W: ***Decomposition analysis for policy making in energy: which is the preferred method?***, Energy Policy, Vol 32, Iss 9, 2004, pp 1131-1139
3. Banovac E, Glavić M, Tešnjak S: ***Establishing an efficient regulatory mechanism-prerequisite for successful energy activities regulation***, Energy, Vol 34, Iss 2, 2009, pp 178-189
4. Bejan A, Tsatsaronis G, Moran M: ***Thermal Design & Optimization***, John Wiley & Sons, Inc., Canada, 1996
5. Bendiksen K: ***Future energy systems. A technological perspective***, Energy Foresight Symposium 2007 (EFS 2007), Bergen, 22 – 23 March 2007
6. Bourgeois T, Kosanovic B: ***Public and commercial CHP screening tools and their capabilities***, Northeast Combined Heat and Power Application Center, University of Massachusetts, Amherst, USA, 2005
7. Brinkman K: ***International Experiences with the Promotion of CHP***, Euro-Mediterranean Energy Market Integration Project, March 2009.
8. Brooks F J: ***GE Gas Turbine Performance Characteristics***, GE Power Systems, GER-3567H
9. Burer M, Tanaka K, Favrat D, Yamada K: ***Multi-criteria optimization of a district cogeneration plant integrating a solid oxide fuel cell-gas turbine combined cycle, heat pumps and chillers***, Energy, Vol 28, Iss 6, 2003, pp 497-518
10. Burhanuddin H, Menke C, Gvozdenac D: ***The Influence of Power Loss Coefficient and Other Factors to the Primary Energy Saving of a Cogeneration Power Plant in Thailand***, 7<sup>th</sup> High Temperature Air Combustion and Gasification International Symposium, Phuket, Thailand, 13-16 January 2008
11. Cardona E, Piacentino A: ***Cogeneration: a regulatory framework toward growth***, Energy policy, Vol 33, Iss 16, 2005, pp 2100-2111
12. CEN/CENELEC: ***Manual for Determination of Combined Heat and Power (CHP)***, Ref. No.:CWA 45547, 2004
13. Chicco G, Mancarella P: ***Assessment of the greenhouse gas emissions from cogeneration and trigeneration systems. Part I: Models and indicators***, Energy, Vol 33, Iss 3, 2008, pp 410-417
14. COMMISSION DECISION of 19 November 2008 ***establishing detailed guidelines for the implementation and application of Annex II to Directive 2004/8/EC of the European***

- Parliament and of the Council** (notified under document number C(2008) 7294), Official Journal of the European Union L 338/55
15. COMMISSION DECISION of 19 December 2011 **establishing harmonised efficiency reference values for separate production of electricity and heat in application of Directive 2004/8/EC of the European Parliament and of the Council and repealing Commission Decision 2007/74/EC** Official Journal L 343, 23/12/2011, pp 91–96, (2011/877/EU)
  16. COMMISSION DECISION of 21 December 2006 **establishing harmonised efficiency reference values for separate production of electricity and heat in application of Directive 2004/8/EC of the European Parliament and of the Council**(notified under document number C(2006) 6817) (Text with EEA relevance), (2007/74/EC)
  17. Commission Green Paper of 29 November 2000 **Towards a European strategy for the security of energy supply**, COM(2000) 769
  18. COUNCIL AND COMMISSION DECISION of 23 September 1997 **on the conclusion, by the European Communities, of the Energy Charter Treaty and the Energy Charter Protocol on energy efficiency and related environmental aspects**, (98/181/EC)
  19. COUNCIL DIRECTIVE 93/76/EEC of 13 September 1993 **to limit carbon dioxide emissions by improving energy efficiency (SAVE)**, Official Journal L 237, 22/09/1993, pp 28–30
  20. COUNCIL RECOMMENDATION of 25 October 1977 **on the creation in the Member States of advisory bodies or committees to promote combined heat and power production and the exploitation of residual heat**, Official Journal L 295, 18/11/1977, pp 5–6,(77/714/EEC)
  21. COUNCIL RECOMMENDATION of 8 November 1988 **to promote cooperation between public utilities and auto-producers of electricity**, Official Journal L 335 , 07/12/1988, pp 29–30, (88/611/EEC)
  22. COUNCIL RESOLUTION of 18 December 1997 **on a Community strategy to promote combined heat and power**, Official Journal C 004, 08/01/1998
  23. DIRECTIVE 96/92/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 19 December 1996 **concerning common rules for the internal market in electricity**, Official Journal L 27, 30/1/1997, pp 20–29
  24. DIRECTIVE 98/30/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 22 June 1998 **concerning common rules for the internal market in natural gas**, Official Journal L 204 , 21/07/1998, pp 01-12
  25. DIRECTIVE 2001/77/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 27 September 2001 **on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market**, Official Journal L 283, 27/10/2001
  26. DIRECTIVE 2004/8/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 11 February 2004 **on the promotion of cogeneration based on a useful heat demand in the internal energy market and amending Directive 92/42/EEC**
  27. DIRECTIVE 2012/27/EU OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 25 October 2012 **on energy efficiency amending Directive 2009/125/EC and 2010/30/EU and repealing Directive 2004/8/EC and 2006/32/EC**, Official Journal L 315/1

28. **EDUCOGEN: The European Educational Tool on Cogeneration** (2<sup>nd</sup> Edition), EC SAVE Programme Contract n XVII/4.1031/P/99-159, 2001, [www.energymanagertraining.com/.../13-V-EDUCOGEN\\_Publishable\\_Report.pdf](http://www.energymanagertraining.com/.../13-V-EDUCOGEN_Publishable_Report.pdf)
29. **Energiesysteme-Kraft-Warme-Kopplung (Allokation und Bewertung)** VDI 4608 Blatt 2, (Verein Deutscher Ingenieure), ICS 27.010, December 2006
30. **Energy Management – Terms, definitions**, VDI 4602 Part 1 VDI 4608 Part 1, (Verein Deutscher Ingenieure), ICS 01.040.27; 27.010, Jun 2007
31. **Energy systems Combined heat and power (terms, definition, examples)**, VDI 4608 Part 1, (Verein Deutscher Ingenieure), ICS 01.040.27; 27.010, March 2005
32. Ertesvåg I S: **Exergetic comparison of efficiency indicators for combined heat and power (CHP)**, Energy, Vol 32, Iss 11, 2007, pp 2038-2050
33. **European Combined Heat & Power: A Technical Analysis of Possible Definition of the Concept of "Quality CHP"**, Union of the Electricity Industry – EURELECTRIC, 66 Boulevard de l'Impératrice, BE-1000 Brussels, BELGIUM, 2002
34. Feng X, Cai Y-N, Qian L-L: **A new performance criterion for cogeneration system**, Energy Conversion and Management, Vol 39, Iss 15, 1998, pp. 1607-1609
35. Franc J C: **Steam turbines for district heating application**, GEC Alsthom Technical Review, No.10, 1992, pp 19-34
36. Frangopoulos C A: **A method to determine the power to heat ratio, the cogenerated electricity and the primary energy savings of cogeneration systems after the European Directive**, Energy, Volume 45, Iss 1, 2012, pp 52–61
37. **Gas-Fired Distributed Energy Resource Technology Characterizations**, U.S. Department of Energy - Energy Efficiency and Renewable Energy, 2003, <http://www.osti.gov/bridge>
38. Griffiths R T: **Combined Heat and Power**, Energy Publications, Cambridge, 1995
39. Grkovic V: **Energy-Efficiency Improvements by Joint Operation of Two DH Systems Using old Condensing Turbines**, Energy, Vol 22, Iss 11, 1997, pp. 1099-1102
40. Grković V: **A New Approach in CHP Steam Turbines Thermodynamic Cycles Computations**, Thermal Science, Vol 16, Iss 2, 2012, ISSN 0354-9836
41. Grković V: **Optimizations for district heating of Belgrade from the Kolubara energy and industrial complex**, Energy, Vol 14, Iss 11, 1989, pp677-772
42. Grković V: **Tehnološke osnove regulisanja parnih turbina za SPETE**, Futura publikaije, Novi Sad, 1995
43. Grković V: **Toplotne turbomašine 2 (višestupne mašine; procesi i konstrukcije)**, FTN Izdavaštvo, Novi Sad, 2009
44. Gvozdenc B, Petrović J: **Program for Simulation of Techno-Economical Assessment of Natural Gas Based Distributed Cogeneration Plant Implemented in Buildings – Tested on an Example**, PSU-UNS International Conference on Engineering and Environment – ICEE 2007, Phuket, May 10-11, 2007 (paper ICEE2007180-539)



45. Gvozdenac D, Menke C, Vallikul P, Petrovic J, Gvozdenac B: **Assessment of potential for natural gas-based cogeneration in Thailand**, Energy, Vol 34, Iss 4, 2009, pp 465-475
46. Gvozdenac D, Petrović J, Gvozdenac-Urošević B: **Industrial Gas Turbine Operation Procedure Improvement**, Thermal Science, 2011, Vol 15, Iss 1, pp. 17-28
47. Gvozdenac-Urošević B, Jankes G: **Kombinovana proizvodnja električne i toplotne energije**, poglavlje u "Priručniku za poboljšanje energetske efikasnosti", Mašinski fakultet, Beograd, 2009, ISBN 978-86-7083-680-8
48. Gvozdenac-Urošević B: **Energy Efficiency and GDP**, Thermal Science, Vol 14, Iss 3, 2010, pp. 799-808
49. Gvozdenac-Urošević B: **Model planiranja razvoja distribuirane kogeneracije i njene integracije u regionalni energetski sistem (doktorska disertacija)**, Fakultet tehničkih nauka, Novi Sad, 2011
50. Habib M A: **Thermodynamic Analysis of the Performance of Cogeneration Plants**, Energy, Vol 17, Iss 3, 1992, pp. 485-491
51. Inan A, Izgi E, Ay S: **Modelling of the change in national exchange rate model depending on the economic parameters of a natural gas cogeneration system: Turkey case**, Energy Conversion and Management, Vol 50, Iss 4, 2009, pp 1049-1055
52. Janković V, Urošević D i dr.: **Implementacija metodologija mehanizama čistog razvoja (CDM) u kogenerativnim postrojenjima (CHP) na biogas/prirodan gas**, Međunarodno savetovanje ENERGETIKA 2008, Zlatibor, Srbija, mart 25-28, ISSN 0354-8651, str. 94-99, 2008.
53. Jebaraj S, Iniyar S: **A review of energy models**, Renewable & Sustainable Energy Reviews, Vol 10, Iss 4, August 2006, pp 281-311
54. Kanoglu M, Dincer I: **Performance assessment of cogeneration plants**, Energy Conversion and Management, Vol 50, Iss 1, 2009, pp 76-81
55. Kehlhofer R, Hannemann F, Stirnimann F, Rukes B: **Combined-Cycle Gas & Steam Turbine Power Plants**, 3rd Edition, PennWell Books, 2009 (ISBN: 978-1-59370-168-0)
56. Klaassen R E, Patel M K: **District heating in the Netherlands today: A techno-economic assessment for NGCC-CHP (Natural Gas Combined Cycle combined heat and power)**, Energy, Vol 54, 2013, pp 63-73
57. Korakianitis T, Grantstrom J, Wassingbo P, Massardo F: **Parametric performance of combined-cogeneration power plants with various power and efficiency enhancements**, Journal of engineering for gas turbines and power, Vol 127, Iss 1, 2005, pp. 65-72
58. Li H, Marechal F, Favrat D: **Power and cogeneration technology environomic performance typification in the context of CO<sub>2</sub> abatement part II: Combined heat and power cogeneration**, Energy, Vol 35, Iss 9, 2010, pp 3517-3523
59. Mancarella P, Chicco G: **Assessment of the greenhouse gas emissions from cogeneration and trigeneration systems. Part II: Analysis techniques and application cases**, Energy, Vol 33, Iss 3, 2008, pp 418-430

60. **Manual for calculation CHP electricity (Euroheat & Power CHP Manual)**, Euroheat&Power, Version 18, 2003
61. Martens A: **The energetic feasibility of CHP compared to the separate production of heat and power**, Applied Thermal Engineering, Vol 18, Iss 11, 1998, pp 935-946
62. Medina-Flores J M, Picón-Núñez M: **Modelling the power production of single and multiple extraction steam turbines**, Chemical Engineering Science, Vol 65, Iss 9, 2010, pp 2811-2820
63. Moya JA: **Impact of support schemes and barriers in Europe on the evolution of cogeneration**, Energy Policy, Vol 60, 2013, pp 345-355
64. Moreira NA, Monteiro E, Ferreira S: **Transposition of the EU cogeneration directive: A vision for Portugal**, Energy Policy, Vol 35, Iss 11, 2007, pp 5747-5753
65. Morvaj Z K, Gvozdenac D D: **Applied Industrial Energy and Environmental Management**, John Wiley & Sons, 2008
66. Nesheim J S, Ertesvag S I: **Efficiencies and indicators defined to promote combined heat and power**, Energy Conversion and Management, Vol 48, Iss 3, 2007, pp 1004-1015
67. Pepermans G, Driesen J, Haeseldonckx D, Belmans R, D'haeseleer W: **Distributed generation: definition, benefits and issues**, Energy Policy, Vol 33, 2005, pp 787-798
68. Petrovic M, Urosevic D et al: **Analysis of the possibilities of application of gas turbines for combined heat and power generation in the district heating plant Cerak during the heating season**, 11 Symposium Termics Society, Zlatibor, October 1-4, 2003
69. Petrović J, Gvozdenac B: **Computation Model for Technical and Economic Assessment of Justification of Construction of Distributed Cogeneration Plants**, Proceedings of the 2<sup>nd</sup> Joint International Conference on Sustainable Energy and Environment (SEE 2006) Bangkok, November 21-23, 2006, pp 964-969
70. Petrović J: **Model vrednovanja opravdanosti distribuirane spregnute proizvodnje električne i toplotne energije (doktorska disertacija)**, Fakultet tehničkih nauka, Novi Sad, 2007
71. Petrović M, Urošević D i dr.: **Ispitivanje mogućnosti primene gasne turbine za kombinovanu proizvodnju toplotne i električne energije u toplani Cerak u toku grejne sezone**, časopis GAS, ISSN 0354-8589, Vol 8, Iss 1, 2003, pp. 27 – 32
72. Petrović M, Urošević D, Mačić M: **Primena gasnih turbina u sistemima za centralizovano snabdevanje toplotom**, časopis GAS, ISSN 0354-8589, Vol 8, Iss 4, 2003, pp. 29 – 32
73. Rosic B, Urosevic D et al: **Development of a software system for steam turbine cycles calculation**, Conference ELEKTRANE 2004, Vrnjacka Banja, November 2-5, 2004
74. Rosić B, Marinković A, Urošević D.: **Dynamic parameters analysis of planetary transmission structure**, International Conference "POWER TRANSMISSIONS 2006", Novi Sad, Serbia, April 25-26, 2006. ISBN 86-85211-78-6, pp.159-162
75. Schenk N J: **Modelling energy systems: a methodological exploration of integrated resource management (Dissertation)**, RIJKSUNIVERSITEIT GRONINGEN, Copyright © by N.J. Schenk, ISBN 90-367-2730-8, 2006

76. Schmitt M, Gvozdenac D, Menke C, Fungtammasan B, Vallikul P, Limmeechokchai B: ***Application of CHP Systems in Industries and Large Commercial Buildings in Thailand***, Proceedings of the 2<sup>nd</sup> Joint International Conference on Sustainable Energy and Environment (SEE 2006) Bangkok, November 21-23, 2006, pp 703-708
77. Somcharoenwattana W, Menke C, Gvozdenac-Urošević B, Gvozdenac D: ***Analiza efikasnosti kogeneracionog postrojenja novog aerodroma u Bangkoku***, 41. međunarodni kongres o grejanju, hlađenju i klimatizaciji, Beograd, 1-3 decembar 2010
78. ***THE CHP DIRECTIVE or HOW TO UNTIE THE GORDIAN KNOT***, Euroheat & Power, Brussels, 2004, <http://www.docstoc.com/docs/1952841/THE-CHP-DIRECTIVE>
79. ***The Energy Charter Treaty and Related Documents*** (A Legal Framework for International Energy Cooperation), Energy Charter Secretariat, Brussels, 2004, <http://www.encharter.org>
80. Urošević D M, Gvozdenac-Urošević B D: ***Comprehensive Analysis of a Straw-Fired Power Plant in Vojvodina***, Thermal Science, Vol 16, Iss 1, 2012, pp. S97-S108
81. Urošević D, Banjalić M i dr.: ***Numerička simulacija rasprostiranja dimnih gasova u širokom području termoelektrane***, simpozijum ENERGETIKA 2005, Zlatibor, jun 19-22, 2005 (2. tematska oblast: Energetika i zaštita životne sredine, rad E 2005\_Urošević.doc)
82. Urošević D, Gvozdenac D, Grković V: ***Calculation of the power loss coefficient of steam turbine as a part of the cogeneration plant***, Energy, Vol 59, 2013, pp. 642-651
83. Urošević D, Janković V et al.: ***Implementation of clean development mechanism (CDM) methodologies in natural gas CHP plants***, WSEAS International Conference on Engineering Mechanics, Structures, Engineering Geology (EMEGEG '08), Heraklion, Crete Island, Greece, July 22-25, 2008, ISBN 978-960-6766-88-6, ISSN 1790-2769, pp 19-25
84. Urošević D, Janković V: ***Uspostavljanje sistema energetskeg menadžmenta u okviru kompanije "Victoria Group"***, konferencija "Industrijska energetika" – IEEP 2008, Zlatibor, jun 24-27, 2008, Zbornik na CD (Tematska oblast 3 – Energetski menadžment u industriji - rad III-03, 03-Urošević.pdf)
85. Urošević D, Kulić F i dr.: ***Metodologije mehanizama čistog razvoja (CDM) u kogenerativnim postrojenjima (CHP)***, PTEP, 2008, ISSN 1450-5029, Vol 12, br 4, pp. 236-238
86. Urošević D, Petrović M: ***Stresses analysis of high pressure vessels***, International Symposium "POWER PLANTS 2006", Vrnjačka Banja, Serbia, September 19-22, 2006
87. Urošević D: ***Energy management system in the "Victoria Group" company***, 4th International Conference of Engineering Technologies – ICET 2009, Novi Sad, Serbia, April 28-30, ISBN 978-86-7892-227-5, pp 397-401
88. van Beeck N: ***Classification of Energy Models***, Tilburg University & Eindhoven, University of Technology, Netherland, 1999
89. Vasiljević N: ***Parne turbine***, Mašinski fakultet, Beograd, 1990
90. Verbruggen A: ***The merit of cogeneration: Measuring and rewarding performance***, Energy Policy, Vol 36, Iss 8, 2008, pp 3069-3076

- 
91. Verbruggen A: ***What's Needed Next to Refine the EU Directive on Cogeneration Regulation***, The Electricity Journal, Vol 20, Iss 2, 2007, pp 63–70
  92. Voorspools K, Voets V, D'haeseleer W: ***Small Scale Decentralised Electricity Generation and the Interaction with the Central Power System***,  
<http://www.kuleuven.be/ei/Public/publications/EIWP01-17.pdf>
  93. Vuorinen A: ***Planning of Optimal Power Systems***, 2009, ISBN 978-952-67057-1-2