

Tehno-ekonomska analiza solarne toplane sa sezonskim skladištenjem toplinske energije u Zaprešiću

Vale, Carlo

Master's thesis / Diplomski rad

2018

Degree Grantor / Ustanova koja je dodijelila akademski / stručni stupanj: **University of Zagreb, Faculty of Mechanical Engineering and Naval Architecture / Sveučilište u Zagrebu, Fakultet strojarstva i brodogradnje**

Permanent link / Trajna poveznica: <https://urn.nsk.hr/urn:nbn:hr:235:079035>

Rights / Prava: [In copyright](#) / [Zaštićeno autorskim pravom](#).

Download date / Datum preuzimanja: **2024-07-22**

Repository / Repozitorij:

[Repository of Faculty of Mechanical Engineering and Naval Architecture University of Zagreb](#)



SVEUČILIŠTE U ZAGREBU
FAKULTET STROJARSTVA I BRODOGRADNJE

DIPLOMSKI RAD

Carlo Vale

Zagreb, 2018.

SVEUČILIŠTE U ZAGREBU
FAKULTET STROJARSTVA I BRODOGRADNJE

DIPLOMSKI RAD

Mentori:

Doc. dr. sc. Goran Krajačić, dipl. ing.

Student:

Carlo Vale

Zagreb, 2018.

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

Zahvaljujem se svom mentoru Doc. dr. sc. Goranu Krajačiću na savjetima i pomoći tijekom izrade ovog rada. Zahvaljujem se i prijateljici Viktoriji Dobravec mag. ing. mech. na posvećenom vremenu i pomoći.

Zahvaljujem se gospodinu Mariju Marjanoviću iz HEP Toplinarstva d.o.o. na ustupljenim podacima o toplinskom sustavu u Zaprešiću.

Zahvaljujem se i projektu 4DH na ustupljenim podacima koji su korišteni u ovom radu.

Zahvaljujem se svojoj obitelji, svojim prijateljima i kolegama koji su mi bili potpora za vrijeme studiranja i uljepšali moje studentske dane.

Za kraj, posebno se zahvaljujem svojim roditeljima: mami Mariji i ocu Danijelu na velikom razumijevanju i bezuvjetnoj ljubavi koju su mi pružili, kako za vrijeme pisanja ovog rada, tako kroz cijeli život.

Carlo Vale



SVEUČILIŠTE U ZAGREBU
FAKULTET STROJARSTVA I BRODOGRADNJE



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

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

DIPLOMSKI ZADATAK

Student: **Carlo Vale**

Mat. br.: 0035188837

Naslov rada na hrvatskom jeziku: **Tehno-ekonomska analiza solarne toplane sa sezonskim skladištenjem toplinske energije u Zaprešiću**

Naslov rada na engleskom jeziku: **Techno-economic analysis of solar district heating plant with sessional heat storage in Zaprešić**

Opis zadatka:

Solarni centralizirani toplinski sustavi sa sezonskim skladištenjem toplinske energije predstavljaju čist i obnovljiv izvor toplinske energije, jednostavan za instalaciju, održavanje i pogon. Niski troškovi pogona, gotovo konstantna cijena proizvedene toplinske energije, unaprijed poznata i do 30 godina te mogućnost zamjene fosilnih goriva, kao primarnog energenta i povećanje sigurnosti dobave energije daju značajnu prednost instalaciji ovih sustava u naseljima i gradovima gdje već postoje centralizirani toplinski sustavi. Toplinskim sustavima u gradu Zaprešiću upravlja tvrtka HEP Toplinarstvo d.o.o. Toplinski se sustav sastoji od četiri zatvorena i samostalna toplinska sustava ukupne duljine toplinske mreže od 1660 m. Tvrtka HEP Toplinarstvo d.o.o. planira sve sustave povezati u zajednički centralizirani toplinski sustav (CTS) s jednom kogeneracijskom jedinicom, jednom kotlovnicom te solarnom toplanom sa sezonskim skladištenjem toplinske energije.

U diplomskom radu potrebno je:

1. Napraviti pregled literature i dati detaljan opis nekoliko izvedenih tipova solarne toplane sa sezonskim skladištenjem toplinske energije.
2. Odrediti potreban kapacitet solarnih toplinskih kolektora i pripadajuću površinu zemljišta, uz pretpostavku sadašnje potrošnje toplinske energije te uvažavajući planove razvoja HEP Toplinarstva. Veličinu i tip sezonskog spremnika toplinske energije odabrati prema prostornim ograničenjima te uz uvjet minimalnog prosječnog troška proizvodnje toplinske energije cjelokupnog sustava. Pretpostaviti cijenu prirodnog plina od 35 EUR/MWh, ekstra lakog loživog ulja od 6,5 kn/litri te cijenu emisija stakleničkih plinova od 15 EUR/tCO₂. Investicijske troškove, troškove pogona, održavanja i osiguranja pretpostaviti prema literaturi. Pretpostaviti diskontnu stopu od 5% te tečaj 7,5 kn za 1 EUR.
3. Napraviti analizu osjetljivosti rezultata proračuna iz 2., uz uvjet povećanja i smanjenja veličina ulaznih varijabli za 30% te odredit udio toplinske energije koji se zadovoljava Sunčevom energijom.
4. Shematski prikazati idejno rješenje s predloženim lokacijama solarne toplane i spremnika toplinske energije u prostoru.

U radu je potrebno navesti korištenu literaturu i eventualno dobivenu pomoć.


Zadatak zadan:
16. studenog 2017.

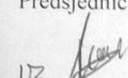
Datum predaje rada:
18. siječnja 2018.

Predviđeni datum obrane:
24., 25. i 26. siječnja 2018.

Zadatak zadao:

Predsjednica Povjerenstva:


Doc. dr. sc. Goran Krajačić


UZ
Prof. dr. sc. Tanja Jurčević Lulić

SADRŽAJ

SADRŽAJ	I
POPIS SLIKA	III
POPIS TABLICA	V
POPIS OZNAKA	VI
SAŽETAK	IX
SUMMARY	X
1. UVOD	1
1.1 Pariški sporazum o klimatskim promjenama	2
1.2 Niskouglična strategija Republike Hrvatske	2
2. CENTRALIZIRANI TOPLINSKI SUSTAVI	4
2.1 Centralizirani solarni toplinski sustavi (CSTS)	5
2.1.1 Razvoj CSTS-a	7
2.1.2 Sezonski spremnici topline	10
2.1.3 CSTS Silkeborg	13
2.1.4 CSTS Dronninglund	14
2.1.5 CSTS Marstal	17
2.1.6 CSTS Braedstrup	18
3. OPIS POSTOJEĆEG SUSTAVA I PLANOVI ZA BUDUĆNOST	21
3.1 Opis postojećeg sustava	21
3.2 Planovi izgradnje CTS-a u Zaprešiću	24
3.2.1 Energana Mokrička	25
3.2.2 Kotlovnica Mihanovićeve	25
3.2.3 Spojni cjevovod	26
4. OPIS ZADATKA I METODE	28
4.1 EnergyPLAN	28
4.2 Satno toplinsko opterećenje	29
4.3 Proizvodnja solarnih kolektora	32
4.4 Izrada scenarija	38
4.5 Sezonski spremnik topline	40
4.6 Proračun troškova solarne toplane sa sezonskim spremnikom topline	41
4.6.1 Troškovi kolektora postavljenih na zemlju	43
4.6.2 Troškovi sezonskog toplinskog spremnika	43
4.6.3 Ostali troškovi	45
5. PODACI	46
5.1 Klimatski podaci	46

5.2 Podaci o potrošnji toplinske energije.....	46
5.3 Podaci o kogeneracijskom postrojenju i kotlovnici.....	48
6. REZULTATI.....	49
6.1 Rezultati tehno-ekonomske analize solarne toplane bez odbacivanja solarne energije..	49
6.1.1 Analiza osjetljivosti cijene solarne toplinske energije za različite diskontne stope	51
6.2 Rezultati tehno-ekonomske analize čitavog sustava.....	52
6.2.1 Analiza isplativosti integracije solarne toplane u toplinski sustav s kogeneracijom i kotlovnicom	57
6.3 Shematski prikaz postrojenja	59
7. ZAKLJUČAK	61
POPIS LITERATURE.....	62
PRILOZI	66

POPIS SLIKA

Slika 1. Ciljevi smanjenja emisije stakleničkih plinova EU [8]	3
Slika 2. Shema centraliziranog toplinskog sustava [9]	4
Slika 3. Razvoj CTS-a [10]	5
Slika 4. Shematski prikaz CSTS-a [11]	6
Slika 5. CSTS Vojens, Danska [12]	7
Slika 6. Instalirani kapaciteti solarnih kolektora i njihova proizvodnja [13]	7
Slika 7. Centralizirano solarno grijanje i hlađenje u svijetu, godišnje [18]	9
Slika 8. Instalirani kapaciteti i kolektorske površine CSTS-a u pojedinim zemljama, 2016. god. [13]	10
Slika 9. Vrste sezonskih toplinskih spremnika [20]	11
Slika 10. CSTS Silkeborg [21]	13
Slika 11. Sezonski spremnik topline i kolektorko polje u pozadini [22]	14
Slika 12. Mjesečna proizvodnja iz pojedinih komponenti postrojenja [23]	15
Slika 13. Shema sustava [23]	15
Slika 14. Godišnja bilanca toplinske energije za CTS u Dronninglundu [23]	16
Slika 15. Shema sustava [25]	17
Slika 16. Kolektorsko polje i sezonski spremnik u Marstalu [26]	18
Slika 17. CSTS Breadstrup, strelica pokazuje BTES [28]	19
Slika 18. Bušotinski sezonski spremnik topline u Braedstrupu [27]	20
Slika 19. Prikaz kotlovnica, podstanica i distributivne mreže u Zaprešiću [31]	22
Slika 20. Planirani spojni cjevovod u Zaprešiću [31]	27
Slika 21. EnergyPLAN model [32]	29
Slika 22. Normalizirana krivulja PTV-a [33]	31
Slika 23. Satno toplinsko opterećenje kroz godinu	32
Slika 24. Pojašnjenje kutova za nagnutu plohu izloženu direktnom sunčevom zračenju	34
Slika 25. Prikaz učinkovitosti kolektora [34]	37
Slika 26. Satna distribucija specifične efektivne snage kolektora	38
Slika 27. Energetska bilanca prilikom rada solarne toplane sa sezonskim spremnikom [35]	39
Slika 28. Presjek PTES-a korištenog u modelu	41

Slika 29. Troškovi postavljanja kolektorskog polja [34]	43
Slika 30. Specifični investicijski troškovi sezonskih spremnika topline [34]	44
Slika 31. Specifični investicijski troškovi PTES-a [36].....	44
Slika 32. Temperatura zraka za sezonu grijanja	46
Slika 33. Potrošnja toplinske energije kroz godinu	47
Slika 34. Odnos veličina sustava za pojedine solarne frakcije	49
Slika 35. Cijene solarne toplinske energije za različite solarne frakcije.....	51
Slika 36. Analiza osjetljivosti optimistične predikcije cijena solarne toplinske energije.....	51
Slika 37. Analiza osjetljivosti pesimistične predikcije cijena solarne toplinske energije.....	52
Slika 38. Cijene toplinske energije u ovisnosti o solarnoj frakciji	54
Slika 39. Godišnji troškovi komponenti sustava.....	54
Slika 40. Godišnja potrošnja i troškovi goriva kod različitih solarnih frakcija	55
Slika 41. Satna proizvodnja toplinske energije.....	56
Slika 42. Satna napunjenost spremnika	57
Slika 43. Analiza osjetljivosti – optimistični scenarij.....	58
Slika 44. Analiza osjetljivosti – pesimistični scenarij	59
Slika 45. Shematski prikaz postrojenja u prostoru.....	60

POPIS TABLICA

Tablica 1. Svojstva sezonskih spremnika topline [20].....	12
Tablica 2. Tehničke karakteristike CSTS Silkeborg [21]	13
Tablica 3. Tehničke karakteristike CSTS Dronninglund [23]	16
Tablica 4. Tehničke karakteristike CSTS-a Marstal [27]	18
Tablica 5. Tehnički podaci vezani uz CSTS Braedstrup [27].....	20
Tablica 6. Duljine postojećih toplovoda prema nazivnim promjerima [31]	23
Tablica 7. Podaci o toplinskom sustavu u Zaprešiću [30]	24
Tablica 8. Tehničke karakteristike kogeneracijskog modula [31]	25
Tablica 9. Instalirana snaga energane Mokrička [31]	25
Tablica 10. Instalirana snaga kotlovnice Mihanovićeve [31]	26
Tablica 11. Optimalni godišnji kut nagiba i azimuta za područje Hrvatske	32
Tablica 12. Okvirne vrijednosti parametara za različite vrste kolektora [34].....	36
Tablica 13. Parametri korišteni u proračunu specifične snage kolektora	36
Tablica 14. Mjesečna potrošnja toplinske energije.....	47
Tablica 15. Podaci vezani uz postrojenja uneseni u EnergyPLAN [38].....	48
Tablica 16. Podaci vezani uz troškove [38]	48
Tablica 17. Rezultati ponašanja sustava za različite površine kolektorskih polja i kritičnih volumena spremnika	50
Tablica 18. Rezultati tehnoekonomske analize cijelokupnog toplinskog sustava	53
Tablica 19. Proizvodnja energije pojedine komponente sustava	56
Tablica 20. Rezultati analize isplativosti	57

POPIS OZNAKA

Oznaka	Jedinica	Opis
$Q_{gr,mj}$	MWh	Mjesečna potrošnja toplinske energije za grijanje prostora
$Q_{uk,mj}$	MWh	Ukupna mjesečna potrošnja toplinske energije
$Q_{PTV,mj}$	MWh	Mjesečna potrošnja toplinske energije za PTV
STP	MWh	Satno toplinsko opterećenje
SS	°C	Stupanj - sat
T_{proj}	°C	Projektna temperatura prostora za grijanje
$T_{vanjska}$	°C	Vanjska temperatura zraka u određenom satu
β	°	Kut nagiba solarnog kolektora
γ	°	Kut azimuta
I	Wh/m ²	Ukupno zračenje na horizontalnu površinu
I_b	Wh/m ²	Direktno zračenje na horizontalnu površinu
I_d	Wh/m ²	Difuzno zračenje na horizontalnu površinu
ρ_g	-	Faktor refleksije tla
R_b	-	Omjer direktnog zračenja na nagnutu površinu i horizontalnu plohu
$\cos\theta$	°	Kut između sunčevih zraka i normale nagnute plohe
$\cos\theta_z$	°	Kut između sunčevih zraka i vertikale
ϕ	°	Zemljopisna širina
δ	°	Kut nagiba zemljine osi prema ravnini orbite
n	-	Broj dana u godini
k_t	-	Indeks prozračnosti atmosfere
I_0	Wh/m ²	Ekstraterestičko zračenje

G_S	W/m^2	Sunčeva konstanta
η_{kol}	-	Učinkovitost solarnog kolektora
η_0	-	Optička učinkovitost solarnog kolektora
a_1	$W/(Km^2)$	Koeficijent toplinskih gubitaka 1. reda
a_2	$W/(K^2m^2)$	Koeficijent toplinskih gubitaka 2. reda
T_m	$^{\circ}C$	Srednja temperatura radnog medija solarnog kolektora
T_a	$^{\circ}C$	Temperatura okoliša
p_{kol}	W/m^2	Specifična efektivna snaga kolektora
I_t	Wh/m^2	Ukupno zračenje na nagnutu plohu
P_{kol}	Wh	Proizvodnja kolektora u pojedinom satu
A_{kol}	m^2	Korisna površina kolektorskog polja
RAD	$m^2/(MWh/god.)$	Omjer korisne površine kolektora i godišnje potrošnje toplinske energije
RVA_c	m^3/m^2	Omjer kritičnog volumena spremnika i korisne površine kolektora
$K_{spr}(i)$	MWh	uskladištena energija u spremnika u doređenom satu
$K_{spr}(i-1)$	MWh	Uskladištena energija u spremnika u prijašnjem satu
$Q_{punjenja}(i)$	MWh	Satno skladištenje energije u spremnik
$Q_{pražnjenja}(i)$	MWh	Satno pražnjenje energije iz spremnika
V_{spr}	m^3	Volumen spremnika
h	m	Dubina spremnika
B	m	Duljina stranice poklopca spremnika
b	m	Duljina stranice dna spremnika
RHB	-	Omjer dubine spremnika i duljine stranice polopca
Inv_{uk}	€	Ukupna investicija
f_{ind}	%	Todatni indirektni troškovi izraženi u

		postotku ukupne investicije
f_{aux}	%	Troškovi dodatnih sustava izraženi u postotku ukupne investicije
Inv_{kol}	€	Investicijski troškovi solarnih kolektora
Inv_{spr}	€	Investicijski troškovi spremnika topline
Z_{kol}	€/god	Godišnji troškovi vezani uz solarne kolektore
$f_{O\&M}$	%	Troškovi rada i održavanja izraženi u postotku ukupne investicije
i	%	Diskontna stopa
n_{kol}	God.	Životni vijek solarnih kolektora
Z_{spr}	€/god	Godišnji troškovi vezani uz toplinski spremnik
n_{spr}	God.	Životni vijek spremnika
C_{solar}	€/MWh	Nivelirana cijena toplinske energije dobivene iz solarne toplane
Q_{solar}	MWh	Toplinska energija proizvedena u solarnoj toplani
SF	%	Udio toplinske energije dobivene iz solara u ukupnoj potrošnji
η_{system}	%	Iskoristivost sustava
$C_{solar\ opt}$	€/MWh	Nivelirani trošak topl. energije iz solara kod optimističnog scenarija
$C_{solar\ pes}$	€/MWh	Nivelirani trošak topl. energije iz solara kod pesimističnog scenarija
A_{zemlj}	m ²	Bruto površina zemljišta za postavljanje kolektora i toplinskog spremnika
$Cq_{uk\ opt}$	€/MWh	Nivelirani trošak toplinske energije sustava kod optimističnog scenarija
$Cq_{uk\ pes}$	€/MWh	Nivelirani trošak toplinske energije sustava kod pesimističnog scenarija
IRR	%	Unutarnja stopa povrata
NPV	€	Neto sadašnja vrijednost

SAŽETAK

Centralizirani solarni toplinski sustavi predstavljaju budućnost u sektoru toplinarstva Europe. Cijena proizvedene toplinske energije gotovo je konstantna, tehnologija je čista i bez emisija, dostupna diljem Europe. U ljetnim razdobljima mogu u potpunosti zamijeniti ostale izvore toplinske energije, a zahvaljujući sezonskim spremnicima topline moguće je toplinsku energiju skladištiti za zimska razdoblja. Veliki centralizirani toplinski sustavi počinju se u Europi koristiti ranih 1980-ih godina, a danas u Europi postoji 199 takvih sustava nazivne toplinske snage veće od 700 kW. Najviše takvih sustava ima u Danskoj, gdje se nalazi i najveće takvo postrojenje u svijetu.

U sklopu ovog rada napravljena je tehnoeekonomska analiza solarne toplane sa sezonskim spremnikom topline u Zaprešiću uzevši u obzir sadašnju potrošnju toplinske energije. Napravljena je simulacija rada sustava u EnergyPLAN-u. Volumen toplinskog spremnika određen je na način da se ne odbacuje toplina proizvedena u solarnim kolektorima. Napravljeno je više scenarija, svaki sa različitom proizvodnjom toplinske energije u solarnim kolektorima i pripadajućim spremnikom. Kao najbolje rješenje se pokazala solarna toplana koja zadovoljava 64% potrošnje. Cijena toplinske energije dobivene iz solarne toplane iznosi 45,13 €/MWh za optimistični scenarij investicijskih troškova, odnosno 58,48 €/MWh za pesimistični scenarij investicijskih troškova.

Osim toga, napravljena je simulacija rada sustava solarne toplane sa sezonskim spremnikom topline, kogeneracijskim postrojenjem i kotlovima na prirodni plin. Integracija solarne toplane sa sezonskim spremnikom topline se pokazala financijski isplativom. U optimističnom scenariju IRR iznosi 9,39% , dok za pesimistični scenarij IRR iznosi 6,29%.

KLJUČNE RIJEČI: centralizirani solarni toplinski sustav, EnergyPLAN, kogeneracija, kotlovi, sezonski spremnik topline, tehnoeekonomska analiza

SUMMARY

Centralized solar thermal systems represent the future in the European district heating sector. The price of produced heat is almost constant, technology is clean and emission free, available all over Europe. In the summer months, system can completely replace other thermal energy sources and when combined with the seasonal thermal storage it is possible to store heat for winter periods. Large centralized heat systems were started to be used in Europe in the early 1980s, and today in Europe there are 199 such systems of rated power greater than 700 kWth. Most of these systems are located in Denmark, where the largest facility of that kind in the world is located.

A techno-economic analysis of the solar thermal system with the seasonal thermal storage that would take place in Zaprešić was made within this paper, taking into account current heat consumption. System simulation was performed in EnergyPLAN. The criterion of determining the volume of the thermal storage was not to reject any heat produced in solar collectors. Several scenarios have been made, each with a different production of heat in solar collectors and its corresponding storage. The best solution was shown to be a solar heating plant which produces 64% of heat consumed. The heat price from solar energy is 45.13 €/MWh for optimistic investment cost prediction, i.e. 58.48 €/MWh for pessimistic investment cost prediction.

In addition, a simulation of a system operation consisting of solar heating plant with seasonal thermal storage, cogeneration plant and natural gas boilers was performed. The integration of solar heating plant with the seasonal thermal storage has been shown to be financially viable. In the optimistic scenario IRR stands at 9.39%, while for the pessimistic scenario IRR is 6.29%.

centralizirani solarni toplinski sustav, EnergyPLAN, kogeneracija, kotlovi, sezonski spremnik topline, tehnoekonomska analiza

KEY WORDS: centralized solar thermal system, EnergyPLAN, cogeneration, boilers, techno-economic analysis, seasonal thermal storage, ,

1. UVOD

Europska unija (EU) uvela je svoje ciljeve za 2020. godinu u više različitih sektora. U energetske sektoru ciljevi za 2020. godinu temelje se na tri osnovna stupa prema kojima se vodi europska energetska politika:

- sigurnost opskrbe
- konkurentna tržišta
- održivost.

Ti su ciljevi smanjenje emisija stakleničkih plinova za 20% u usporedbi s razinom iz 1990. godine, povećanje energetske efikasnosti za 20% te povećanje udjela energije dobivene iz obnovljivih izvora na 20% u bruto finalnoj potrošnji energije. Još jedan razlog uvođenju ovih ciljeva, uz gore spomenute razloge, je upravo smanjenje štetnog djelovanja na okoliš koji se javlja kao posljedica emisija stakleničkih plinova za koje se vjeruje da su glavni uzročnici globalnog zatopljenja [1]. Uvođenje ovakvih mjera kao posljedicu ima gospodarski rast i otvaranje novih radnih mjesta te naposljetku sigurnost dobave energije.

Potrošnja energije za grijanje i hlađenje u stambenom, uslužnom i industrijskom sektoru čini polovinu ukupne potrošnje energije u Europi. Upravo zbog toga je EU izdala Direktivu o energetske učinkovitosti [2], kojom je određeno da su zemlje članice primorane izraditi planove za grijanje i hlađenje na nacionalnoj razini. Takvi planovi morali bi se temeljiti na upotrebi centraliziranih toplinskih sustava (CTS) i visokoučinkovitih kogeneracija, koji imaju veliki potencijal za uštedu primarne energije i mogućnost integracije obnovljivih izvora energije (OIE). Ako se u takve sustave implementiraju toplinski spremnici, efikasnost i fleksibilnost samog sustava se dodatno povećava.

Prema paketu mjera pod nazivom Čista energija za sve Europljane (eng. *Clean Energy for all Europeans*) Europska unija otišla je korak dalje te izdala ciljeve smanjenja emisije stakleničkih plinova za 40% u odnosu na razinu iz 1990. godine, povećanje energetske efikasnosti za 27% i povećanje udjela obnovljive energije na 27% u bruto finalnoj potrošnji energije [3].

1.1 Pariški sporazum o klimatskim promjenama

Na Konferenciji o klimatskim promjenama (COP 21), koja je održana 12. prosinca 2015. godine u Parizu, članice UNFCCC (*eng. United Nations Framework Convention on Climate Change*) postigle su važan sporazum za borbu protiv klimatskih promjena te ubrzanje aktivnosti i investicija potrebnih za postizanje samoodržive niskougljične budućnosti. Taj je sporazum poznat kao Pariški sporazum o klimatskim promjenama. Značaj ovog sporazuma je u tome što su po prvi puta u povijesti sve države svijeta postigle sporazum o borbi protiv klimatskih promjena. Glavni cilj Pariškog sporazuma je održati rast temperature u svijetu do 2100. godine ispod $2\text{ }^{\circ}\text{C}$ u odnosu na temperaturu u predindustrijskom razdoblju uz pokušaj da se taj rast ograniči čak na $1,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ [4]. Potpisivanje sporazuma započeto je 22. travnja 2016., na Dan planeta Zemlje, u sjedištu UN-a u New York-u, te je sporazum stupio na snagu 4. listopada 2016. godine kada je prihvaćen od strane vlada 55 zemalja koje su odgovorne za 55% ukupnih emisija u svijetu. Sporazum je do sada ratificiralo 170 zemalja [5]. Zanimljivo je da su Sjedinjene Američke Države (SAD) na čelu sa novim predsjednikom, Donaldom Trumpom, objavile svoje povlačenje iz Pariškog sporazuma 1. lipnja 2017. godine [6]. SAD se nalazi na drugom mjestu država s najvišim emisijama CO_2 u svijetu prema podacima iz 2015. godine sa 5,172,338 kt CO_2 [7].

1.2 Niskougljična strategija Republike Hrvatske

U skladu s ciljevima Europske unije o tranziciji ka niskougljičnoj budućnosti, od strane ministarstva zaštite okoliša i energetike upućena je na javnu raspravu strategija niskougljičnog razvoja Republike Hrvatske za razdoblje do 2030. godine s pogledom na 2050. godinu.



Slika 1. Ciljevi smanjenja emisije stakleničkih plinova EU [8]

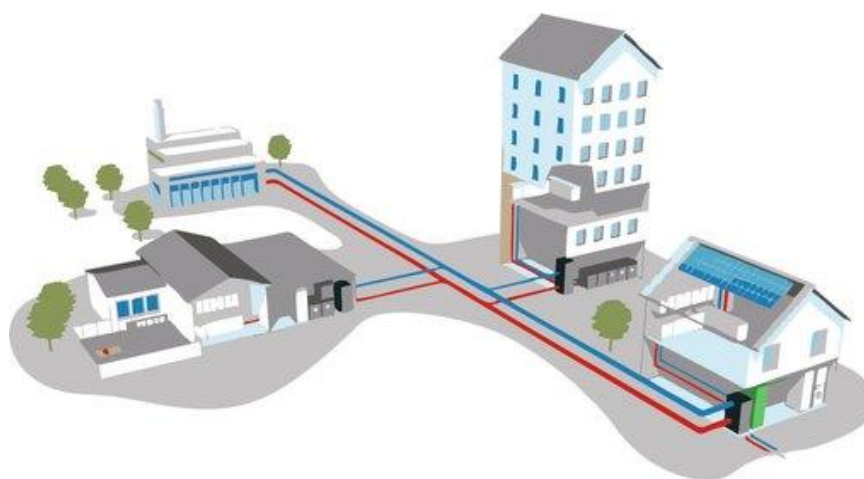
Niskougljična strategija postavlja sljedeće ciljeve [8]:

- postizanje održivog razvoja s niskom razinom ugljika i učinkovitim korištenjem resursa
- povećanje sigurnosti opskrbe energijom
- smanjenje emisija stakleničkih plinova
- poštivanje obveza Republike Hrvatske prema međunarodnim sporazumima u okviru politike EU.

Strategija obuhvaća sve sektore gospodarstva i ljudske djelatnosti, s naglaskom na energetiku, industriju, promet, šumarstvo i gospodarenje otpadom. Proces tranzicije ka niskougljičnom gospodarstvu je dugotrajan te zahtjeva promišljen plan i prilagodbu mogućnostima i raspoloživim resursima [8]. Razvoj centraliziranih toplinskih sustava prepoznat je kao važna karika za smanjenje štetnih emisija, uštedu primarne energije, integraciju toplinskog sustava sa elektroenergetskim i mogućnost primjene OIE. U strategiji su izrađeni scenariji u kojima se teži cilju da 40% kućanstava bude pokriveno CTS-om do 2050. godine.

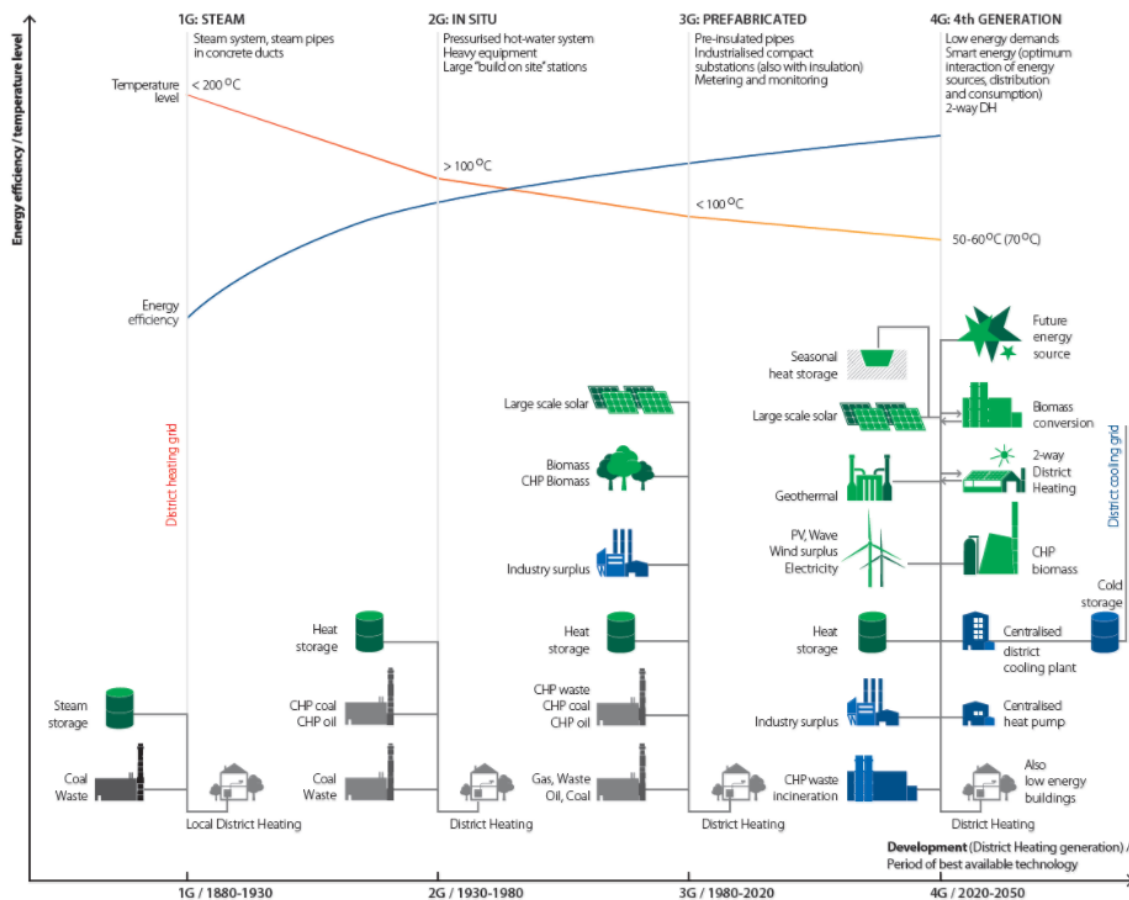
2. CENTRALIZIRANI TOPLINSKI SUSTAVI

Centralizirani toplinski sustavi predstavljaju sustave u kojima se toplinska energija distribuira u obliku tople vode ili pare iz jednog ili više centraliziranih postrojenja do većeg broja potrošača u svrhu grijanja prostora i/ili pripreme potrošne tople vode (PTV). Distribucija toplinske energije vrši se mrežom cjevovoda, a prilikom same distribucije koriste se toplinske podstanice u kojima toplinska energija sa medija prijenosnika u CTS-u prelazi na medij prijenosnik u samoj zgradi.



Slika 2. Shema centraliziranog toplinskog sustava [9]

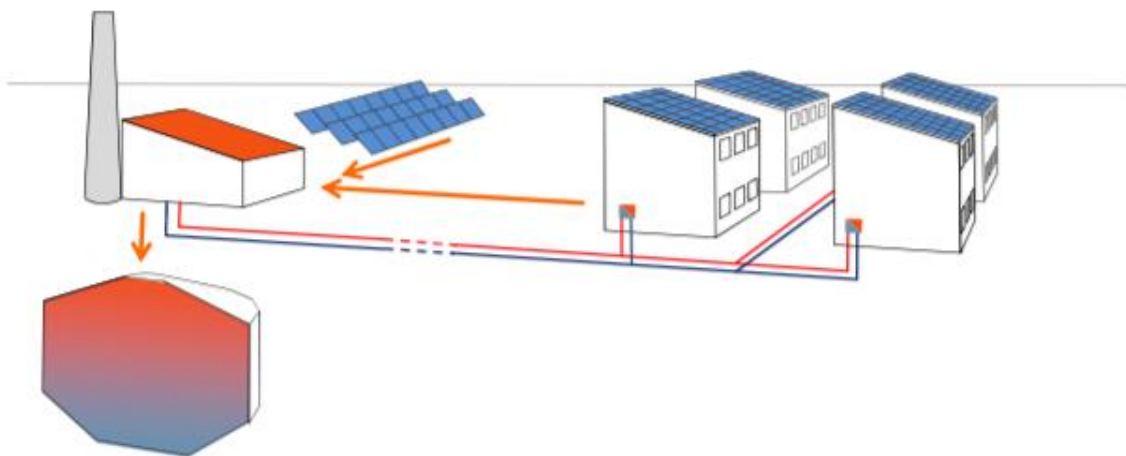
Toplinska se energija u CTS-u dobiva u postrojenjima za proizvodnju, često kogeneracijskim jedinicama, koje kao gorivo koriste fosilna goriva ili biomasu. Osim kogeneracijskih postrojenja, koriste se klasične kotlovnice za proizvodnju isključivo toplinske energije. U novije vrijeme integracija obnovljivih izvora energije u CTS-e ima sve veću ulogu zbog ranije spomenutog smanjenja emisije štetnih plinova u atmosferu. Noviji sustavi koriste dizalice topline, solarne toplane ili geotermalnu energiju za proizvodnju toplinske energije. CTS osigurava veću efikasnost, nižu razinu emisije štetnih plinova i sigurnost opskrbe u odnosu na lokalizirane kotlovnice koje nisu povezane u zajednički sustav. Razvoj CTS-a prikazan je na slici (Slika 3).



Slika 3. Razvoj CTS-a [10]

2.1 Centralizirani solarni toplinski sustavi (CSTS)

Solarni toplinski sustavi (*eng. solar district heating – SDH*) igraju veoma važnu ulogu u energetskej tranziciji u sektoru toplinarstva Europe. Toplinska energija dobivena iz energije Sunca je bez stakleničkih emisija, dostupna diljem Europe i njena je cijena gotovo konstantna, poznata i do 30 godina unaprijed. Na slici (Slika 4) je dan shematski prikaz jednog takvog sustava.



Slika 4. Shematski prikaz CSTS-a [11]

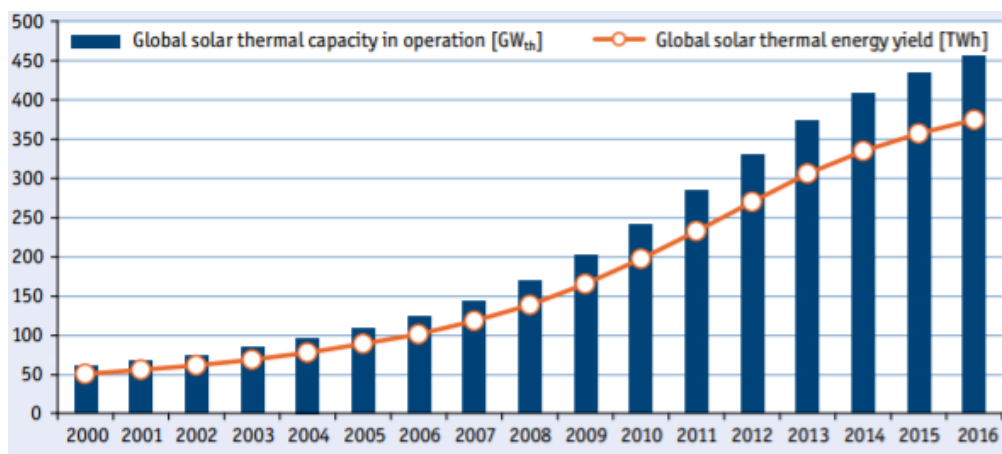
U centraliziranim toplinskim sustavima toplinska se energija proizvodi u velikim količinama. Poput ostalih tehnologija, i solarne toplane integrirane u centralizirani sustav mogu proizvesti velike količine toplinske energije. Za vrijeme toplijih razdoblja mogu u potpunosti zamijeniti ostale izvore toplinske energije, koji često koriste fosilna goriva. Zahvaljujući velikim sezonskim spremnicima toplinske energije (*eng. seasonal thermal energy storage – STES*) moguće je toplinsku energiju proizvedenu ljeti skladištiti za uporabu zimi. U ovakvim sustavima toplinska se energija iz nerijetko velikih kolektorskih polja distribucijskom mrežom prenosi do krajnjih potrošača ili spremnika ukoliko nema neposredne potrebe za energijom. Slika 5 prikazuje centralizirani solarni toplinski sustav s kolektorskim poljem i sezonskim spremnikom topline u neposrednoj blizini. Solarni kolektori su u većim CSTS-ima najčešće postavljeni na zemlju.



Slika 5. CSTS Vojens, Danska [12]

2.1.1 Razvoj CSTS-a

Krajem 2016. godine ukupni instalirani toplinski kapacitet svih kolektora iznosio je 456 GW_{th} , što je 7,4 puta više nego 2000. godine. Na taj način uštedeno je 40,3 milijuna tona nafte i 130 milijuna tona CO_2 manje je ispušteno u atmosferu [13]. Slika 6 prikazuje ukupne instalirane kapacitete svih solarnih kolektora u svijetu u razdoblju od 2000. do 2016. godine.



Slika 6. Instalirani kapaciteti solarnih kolektora i njihova proizvodnja [13]

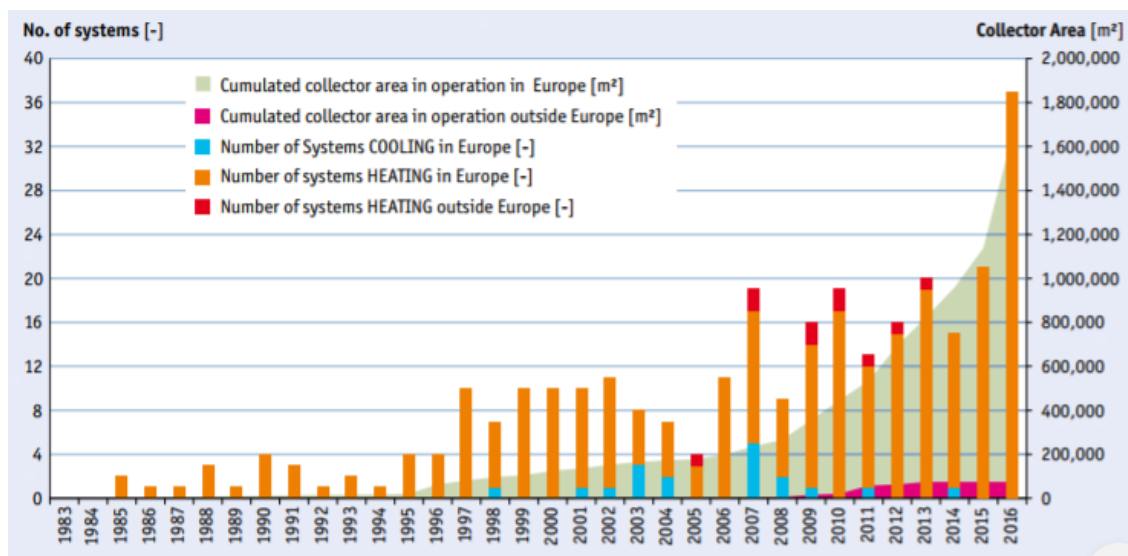
Veliki solarni sustavi integrirani u mrežu centraliziranog grijanja u Europi se počinju koristiti ranih 1980-ih godina u Švedskoj i Danskoj, ali i u ostalim europskim zemljama poput Austrije, Njemačke, Španjolske i Grčke. U Europi trenutno postoji 199 centraliziranih solarnih toplinskih sustava nazivne snage veće od $700 \text{ kW}_{\text{th}}$ [14]. Vodeća zemlja je svakako Danska, koja ima deset najvećih postrojenja u Europi.

Nadalje, što se tiče solarnih kolektora na razini centraliziranih solarnih toplinskih sustava, do kraja 2016. godine 300 takvih sustava nazivne snage veće od $350 \text{ kW}_{\text{th}}$ (500 m^2) i 18 sustava centraliziranog hlađenja bilo je u pogonu. Ukupni instalirani kapacitet iznosio je $1.154 \text{ MW}_{\text{th}}$ ($1.648.383 \text{ m}^2$). U 2016. godini instalirana su 37 CSTS-a, sa otprilike 500.000 m^2 kolektorskog polja ($350 \text{ MW}_{\text{th}}$). Od 37 postrojenja, čak njih 31 instalirano je u Danskoj, 4 u Njemačkoj i po 1 u Švedskoj i Francuskoj. Uz to, povećali su se kapaciteti 5 postojećih kolektorskih polja u Danskoj. Čak oko 30% novoinstaliranih kapaciteta pripada najvećem takvom postrojenju na svijetu koje se nalazi u Silkeborgu, Danska. Dotično postrojenje ima instaliranu snagu $110 \text{ MW}_{\text{th}}$, a površina polja solarnih kolektora iznosi 156.694 m^2 [14].

Drugi najveći CSTS također se nalazi u Danskoj, točnije u gradu Vojens i sustav je prikazan na slici (Slika 5). Toplinski kapacitet postrojenja iznosi $50 \text{ MW}_{\text{th}}$ (69.991 m^2) i osigurava 55-60% ukupne potrošnje grada. Sezonski spremnik ima volumen 203.000 m^3 [14].

U Europi, Njemačkoj i Austriji instalirano je par solarnih toplana koji su integrirani u sustav centraliziranog sustava grijanja, veličine do par MW_{th} . Najveća postrojenja u Njemačkoj nalaze se u Crailsheimu, kapaciteta $5,1 \text{ MW}_{\text{th}}$ i u Neckarsulmu, kapaciteta $3,9 \text{ MW}_{\text{th}}$. Najveće postrojenje u Austrji ima instalirani kapacitet $5,2 \text{ MW}_{\text{th}}$ [15].

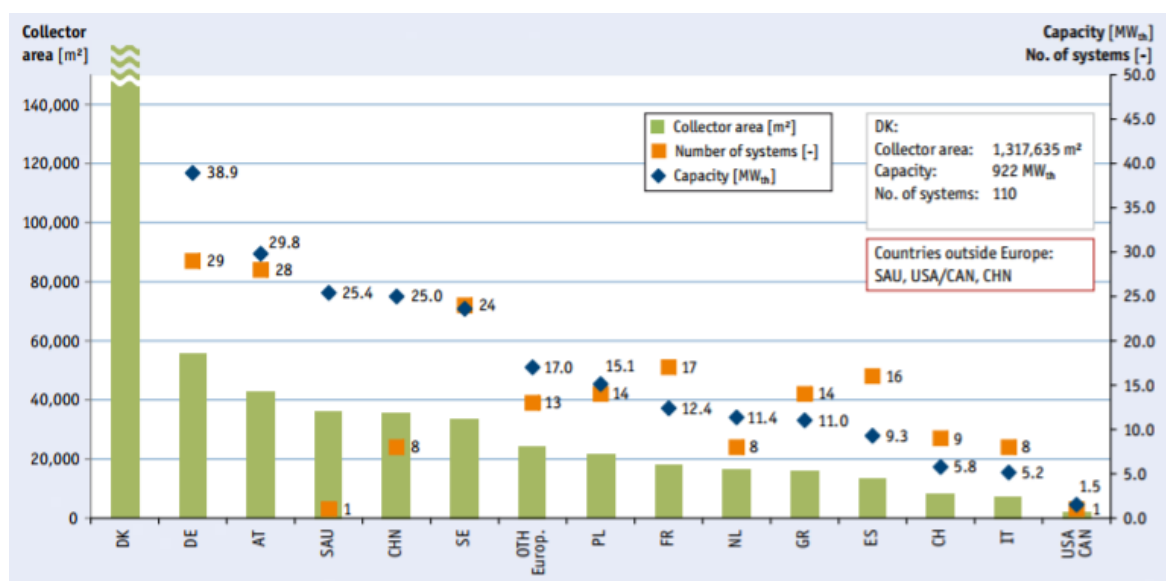
U Saudijskoj Arabiji nalazi se CSTS instaliranog kapaciteta $25,4 \text{ MW}_{\text{th}}$ koji služi za grijanje prostora i potrošne tople vode na sveučilišnom kampusu u Riyadhu [16]. Kanada također ima centralizirani toplinski sustav grijanja potpomognut solarnim kolektorima u državi Alberti. The Drake Landing Solar Community koristi centraliziranu solarnu toplanu, ukupnog kapaciteta $1,6 \text{ MW}_{\text{th}}$ (2.293 m^2), spojenu na sezonski bušotinski spremnik topline [17].



Slika 7. Centralizirano solarno grijanje i hlađenje u svijetu, godišnje [18]

Slika 7 prikazuje ukupne površine instaliranih solarnih kolektora koji su u pogonu od 1983. do 2016. godine.

Kao što je već spomenuto, Danska je po instaliranom kapacitetu centraliziranih solarnih toplinskih sustava grijanja daleko ispred ostalih zemalja svijeta, što je vidljivo na dijagramu (Slika 8). Do kraja 2016. godine ukupni instalirani kapacitet u Danskoj iznosio je 922 MW_{th}, a ukupna površina kolektorskih polja iznosila je 1.317.635 m². Nadalje, Danska je jedini primjer zrelog tržišta solarne toplinske energije dok u nekolicini zemalja postoje začeci takvih tržišta, poput Austrije koja ima 28 sustava, kolektorskih površina preko 500 m², uključenih u mrežu centraliziranog grijanja. Ostale zemlje vrijedne spomena su Njemačka (29 pilot postrojenja), Švedska (24 postrojenja), Francuska (17 postrojenja), Grčka i Poljska (14 postrojenja) [19].



Slika 8. Instalirani kapaciteti i kolektorske površine CSTS-a u pojedinim zemljama, 2016. god. [13]

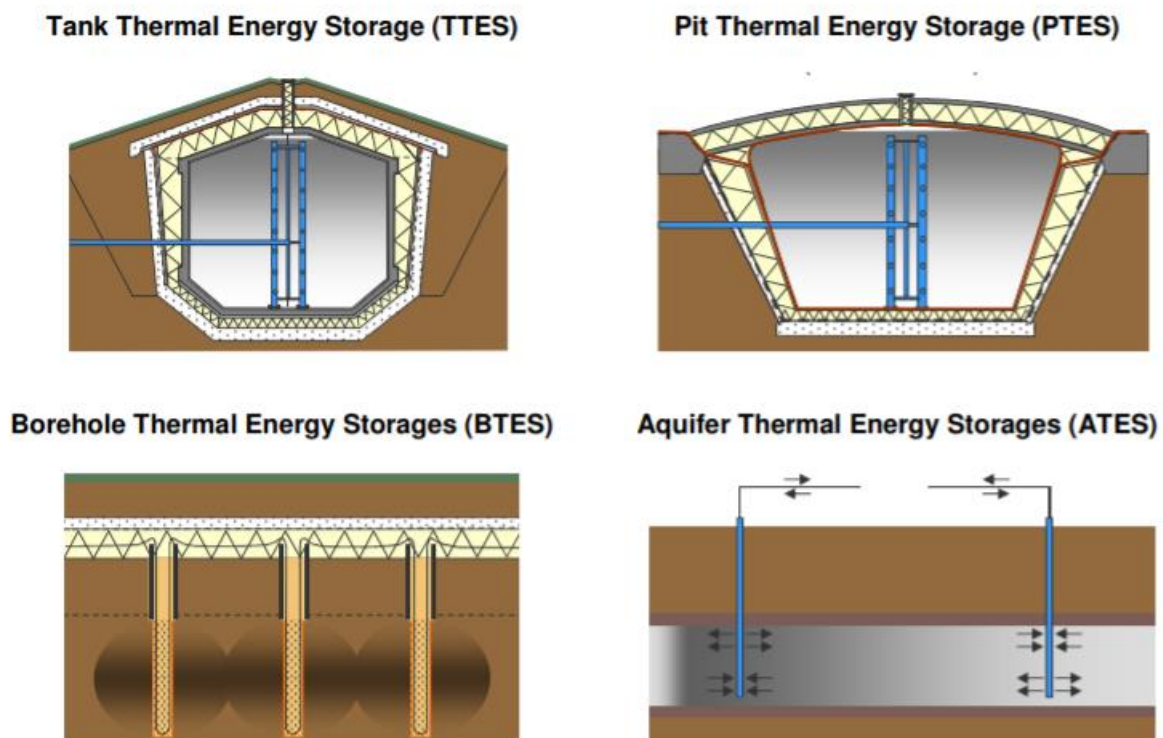
2.1.2 Sezonski spremnici topline

Sezonski spremnik topline neophodan je za postizanje solarne frakcije veće od 30%. Glavni razlog tomu je što spremanje toplinske energije omogućuje bolje iskorištavanje intermitentne proizvodnje iz solarnih kolektora tijekom dijela ili čak cijele godine. Dakle, višak toplinske energije iz razdoblja veće količine sunčevog zračenja može se skladištiti za razdoblje potrošnje topline s niskim udjelom solarne frakcije, npr. tokom ljeta za zimu. To povećava solarni doprinos sustavu.

Uglavnom se za sezonske spremnike koriste 4 glavna tipa:

- Toplinski čelični spremnik (TTES);
- Toplinski spremnik u obliku izolirane jame (PTES);
- Toplinski spremnik u obliku bušotine (BTES);
- Toplinski spremnik u obliku vodonosnika (ATES) [20]

Prethodno navedene vrste toplinskih spremnika prikazani su na slici (Slika 9).



Slika 9. Vrste sezonskih toplinskih spremnika [20]

Tablica 1 sadrži karakteristike pojedinih vrsta sezonskih spremnika topline. Za velike udjele solarne energije (preko 50%) najčešće se koriste toplinski spremnici u obliku jama zbog niskih investicijskih troškova, ali isto tako iziskuju veliku površinu tla za izgradnju.

Tablica 1. Svojstva sezonskih spremnika topline [20]

Tip spremnika	TTES	PTES	BTES	ATES
Medij	Voda	Voda/šljunčana voda	Zemlja oko bušotina	Podzemna voda u vodonosniku
Specifični kapacitet [kWh/m ³]	60 – 80	60 – 80/30 - 50	15 – 30	30 - 40
Ekvivalentna količina vode	1 m ³ spremnika =1 m ³ vode	1 m ³ spremnika =1 m ³ vode	3 – 5 m ³ spremnika=1 m ³ vode	2 – 5 m ³ spremnika=1 m ³ vode
Geološki zahtjevi	-čvrsto tlo -poželjno bez podzemnih voda 5-15 m dubine	-čvrsto tlo -poželjno bez podzemnih voda -5-15 m dubine	-tlo pogodno za bušenje -poželjne podzemne vode -visoka toplinska vodljivost -brzina strujanja podzemne vode < 1m/s -30-100 m dubine	-debljina vodonosnog sloja 20 – 50 m -bez ili niski prirodni protok podzemne vode -ograničavajući slojevi iznad i ispod
Korištenje	Kratkotrajni/dnevni toplinski spremnik	-Sezonski spremnik za solarnu proizvodnju veću od 10.000 MWh -Kratkotrajni spremnik za kogeneracijsko postrojenje (CHP)	Sezonski spremnik za postrojenja proizvodnje veće od 15.000 MWh	Sezonski toplinski/rashladni spremnik
Temperatura spremnika [°C]	5 – 95	5 – 95	5 – 90	7 - 18
Specifični invest. troškovi [EUR/m ³]	110 - 200 EUR/m ³ (za TTES iznad 2,000 m ³)	20 - 40 EUR/m ³ (za PTES iznad 50,000 m ³)	20 - 40 EUR/m ³ (za PTES iznad 50,000 m ³ ekvivalentne količine vode)	50 - 60 €/m ³ (for ATES iznad 10,00 m ³ ekvivalentne količine vode)
Prednosti	Mogućnost jednostavnog punjenja/praznjenja	-Mogućnost jednostavnog punjenja/praznjenja -Niski investicijski troškovi	Većina tla pogodna za BTES	- Toplinski/rashladni spremnik -mnogo geološki pogodnih mjesta
Nedostaci	Visoki investicijski troškovi	Potrebna velika površina zemljišta	Teško punjenje/praznjenje	-niske temperature -niska ΔT

2.1.3 CSTS Silkeborg

U Silkeborgu, Danska, krajem 2016. godine najveća svjetska solarna toplana puštena je u pogon. Instalacija toplane provedena je u sklopu rekonstrukcije kogeneracijskog postrojenja (CHP) u blizini Silkeborga. Godišnji udio solarne toplinske energije trebao bi biti 20% toplinskog konzuma te bi trebao snabdjevati 4.400 kućanstava. Nadalje, CO₂ emisije trebale bi se smanjiti za 15.700 tona/godišnje. Ukupna površina kolektorskog polja iznosi 156.964 m², što je vidljivo na slici (Slika 10). Nema sezonskog toplinskog spremnika, a ukupna duljina vrelovoda je oko 1,2 kilometra [21]. Ukupna godišnja proizvodnja toplinske energije iznosi 80.000 MWh.



Slika 10. CSTS Silkeborg [21]

Tablica 2 sadrži glavne tehničke karakteristike solarne toplane u Silkeborgu.

Tablica 2. Tehničke karakteristike CSTS Silkeborg [21]

Naziv projekta	Silkeborg Forsyning
Država	Danska
Površina solarnih kolektora	156.694 m ²
Vrsta kolektora	FPC (ravni pločasti kolektori)
Vrsta spremnika	Kratkoročni spremnici, ukupan volumen 4x16 m ³
Godišnja proizvodnja topl. energije	80.000 MWh
Instalirani kapacitet	110 MW _{th}
Udio u godišnjoj potrošnji	20%

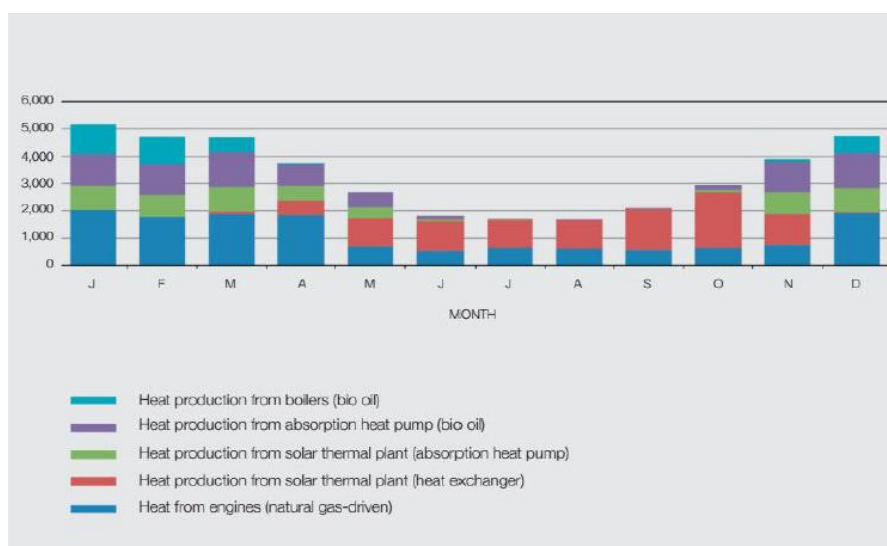
2.1.4 CSTS Dronninglund

Još jedan primjer centraliziranog solarnog toplinskog sustava nalazi se u danskom gradu Dronninglundu, ukupne populacije oko 3.500 stanovnika. U svibnju 2014. godine u pogon je puštena tada najveća solarna toplana na svijetu. Sustav se sastoji od 2.982 solarna kolektora, ukupne površine 37.573 m² i sezonskog toplinskog spremnika u obliku izolirane jame, ukupnog volumena 62.000 m³. U ljetnim mjesecima solarna toplana proizvede mnogo više toplinske energije nego što se troši pa se ostatak koristi za grijanje vode u spremniku.



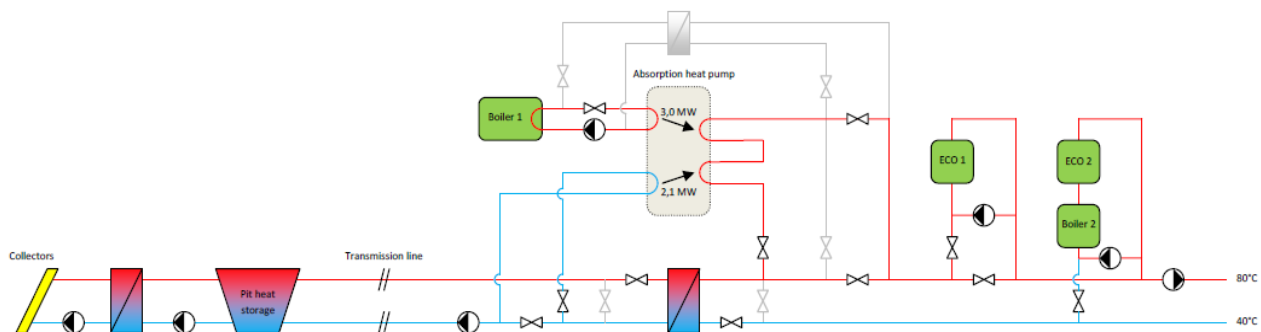
Slika 11. Sezonski spremnik topline i kolektorko polje u pozadini [22]

Maksimalni instalirani kapacitet kolektora je 26 MW_{th}, što je dvostruko više od vršnog opterećenja koje iznosi 12 MW u najhladnijim razdobljima. Toplana u Dronninglundu godišnje proizvede 17.453 MWh, što je dovoljno za zadovoljavanje otprilike 40% ukupnih potreba za toplinskom energijom (Slika 12).



Slika 12. Mjesečna proizvodnja iz pojedinih komponenti postrojenja [23]

Osim solarnih kolektora i sezonskog spremnika, sustav se sastoji od 2,1 MW dizalice topline, CHP postrojenja na prirodni plin, te kotlovnice koja kao gorivo koristi bio ulje. Slika 13 prikazuje shemu sustava u Dronninglundu.



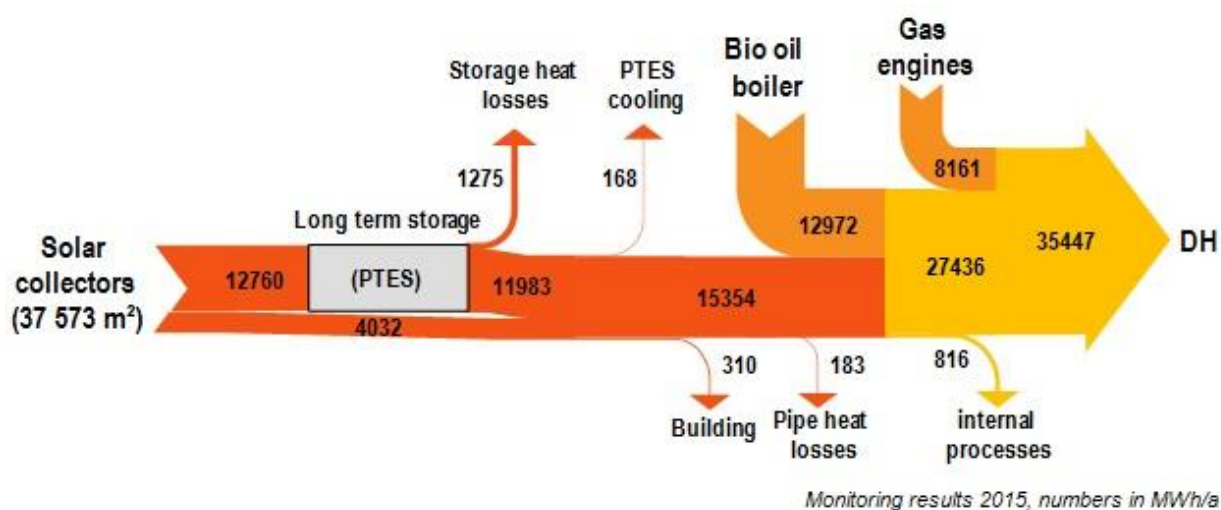
Slika 13. Shema sustava [23]

Tablica 3 sadrži najvažnije tehničke podatke u vezi solarne toplane.

Tablica 3. Tehničke karakteristike CSTS Dronninglund [23]

Naziv projekta	Dronninglund
Država	Danska
Površina solarnih kolektora	37.573 m ²
Vrsta kolektora	FPC (ravni pločasti kolektori)
Vrsta spremnika	Sezonski PTES 62.000 m ³
Godišnja proizvodnja topl. energije	18.000 MWh
Instalirani kapacitet	26 MWth
Udio u godišnjoj potrošnji	40%

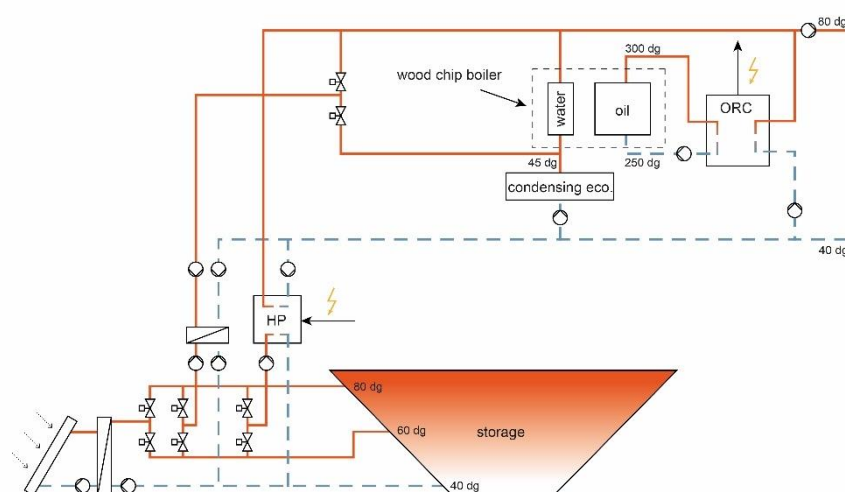
Godišnja bilanca toplinske energije za CTS u Dronninglundu prikazana je na dijagramu (Slika 14). Prema dijagramu sa slike godišnji gubici spremnika iznose svega 10%.



Slika 14. Godišnja bilanca toplinske energije za CTS u Dronninglundu [23]

2.1.5 CSTS Marstal

Centralizirani toplinski sustav u Marstalu opskrbljuje oko 1.600 domaćinstava toplinskom energijom koja je 100% obnovljiva, a udio solarne toplinske energije iznosi 40%. Prvi CTS u Marstalu napravljen je 1963. godine, a 1990.-ih počelo se razmišljati o solarnoj toplani. Projekt je sproveden 2003. godine, kada je instalirano nešto više od 18.000 m² kolektorskog polja, tada najveće takvo u svijetu. Proširenje sustava uslijedilo je u razdoblju između 2010. – 2012. godine sa dodatnih 15.000 m² kolektorskog polja i novim sezonskim spremnikom topline u obliku izolirane jame, volumena 75.000 m³. Pored toga, u sustav centraliziranog grijanja uključena je dizalica topline i ORC (*Organic Rankine Cycle*) ciklus, koji je proizvodi električnu energiju iz energije dimnih plinova iz kotlovnice na biomasu [24]. Proširenje sustava dio je projekta Sunstore 4. Slika 15 prikazuje shemu sustava u Marstalu.



Slika 15. Shema sustava [25]

Sezonski spremnik topline je tipa izolirane jame (PTES), oblika naopako okrenute krnje piramide. Kapacitet spremnika je već spomenutih 75.000 m³. Zemlja koja je iskopana prilikom pravljenja same jame iskorištena je za nasipavanje oko iste. Temperatura u spremniku ljeti doseže 80 – 85 °C, a zimi se spušta do 10 °C.



Slika 16. Kolektorsko polje i sezonski spremnik u Marstalu [26]

Tablica 4 sadrži glavne tehničke značajke sustava u Marstalu dane su u tablici

Tablica 4. Tehničke karakteristike CSTS-a Marstal [27]

Naziv projekta	Marstal Sunstore 4
Država	Danska
Površina solarnih kolektora	18.300 m ² + 15.000 m ²
Vrsta kolektora	FPC (ravni pločasti kolektori)
Vrsta spremnika	Sezonski PTES 75.000 m ³
Godišnja proizvodnja topl. energije	18.000 MWh
Instalirani kapacitet	23,3 MW _{th}
Udio u godišnjoj potrošnji	41%

2.1.6 CSTS Braedstrup

Braedstrup je grad u Danskoj ukupne populacije oko 3.500 stanovnika. Danas se u Braedstrupu nalazi centralizirani solarni toplinski sustav koji snabdijeva oko 1.200 domaćinstava toplinskom energijom.

U početku se centralizirani toplinski sustav temeljio na, za Dansku već tradicionalnim, kogeneracijskim postrojenjima i kotlovnica, koje koriste prirodni plin kao gorivo. Posljednjih 10-ak godina CTS u Braedstrupu je primjer kako centralizirani sustavi grijanja mogu biti efikasni, proizvedena toplinska energija jeftina, a tehnologija ekološki prihvatljiva. Do 2005. godine nijedan danski CTS nije radio kao kombinacija CHP-a i solarne toplane. Sve dok studije nisu pokazale da bi takav sustav mogao biti dobra opcija. Shodno studijama, 2007. godine instalirano je 8.000 m² kolektorskog polja i to je postala prva solarna toplana koja je radila u kombinaciji s CHP-om koje koristi prirodni plin. Godinu dana kasnije, u Breadstrupu su odlučili napraviti korak dalje ka 100% obnovljivoj toplinskoj energiji i sustav proširili sa 10.600 m² solarnih panela, kratkoročnim spremnikom topline volumena 5.500 m³, sezonskim spremnikom topline u obliku bušotina (BTES), 1,2 MW_{th}-nom dizalicom topline i električnim kotlom snage 10 MW. Braedstrup spada među 25% najjeftinijih sustava centraliziranog grijanja u Danskoj [27].



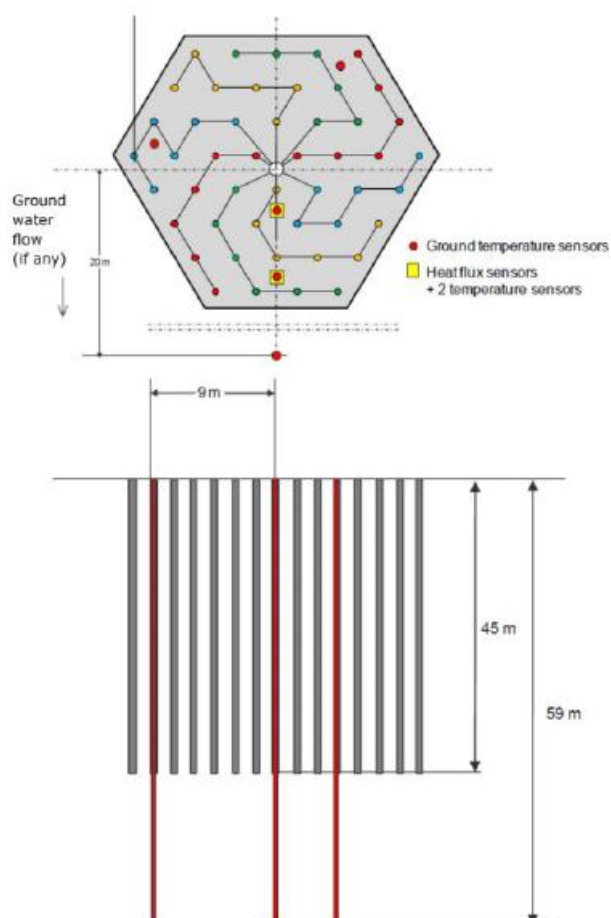
Slika 17. CSTS Braedstrup, strelica pokazuje BTES [28]

Kao što je već spomenuto, sezonski spremnik topline je bušotinskog tipa, a bušotine su poslagane tako da tvore uzorak pčelinjeg saća (Slika 18). U svakoj bušotini nalazi se dupla U-cijev. Bušotine su duboke 45 metara. Temperatura u spremniku ljeti doseže 55-60 °C, a zimi se hladi do 15 °C.

Tablica 5 sadrži glavne značajke sustava.

Tablica 5. Tehnički podaci vezani uz CSTS Braedstrup [27]

Naziv projekta	Braedstrup
Država	Danska
Površina solarnih kolektora	8.000 m ² + 10.600 m ²
Vrsta kolektora	FPC (ravni pločasti kolektori)
Vrsta spremnika	Sezonski BTES 75.000 m ³
Kapacitet spremnika	19.000 m ³ zemlje ~ 8.000 m ³ vode
Godišnja proizvodnja topl. energije	8.900 MWh
Instalirani kapacitet	13 MW _{th}
Udio u godišnjoj potrošnji	41%



Slika 18. Bušotinski sezonski spremnik topline u Braedstrupu [27]

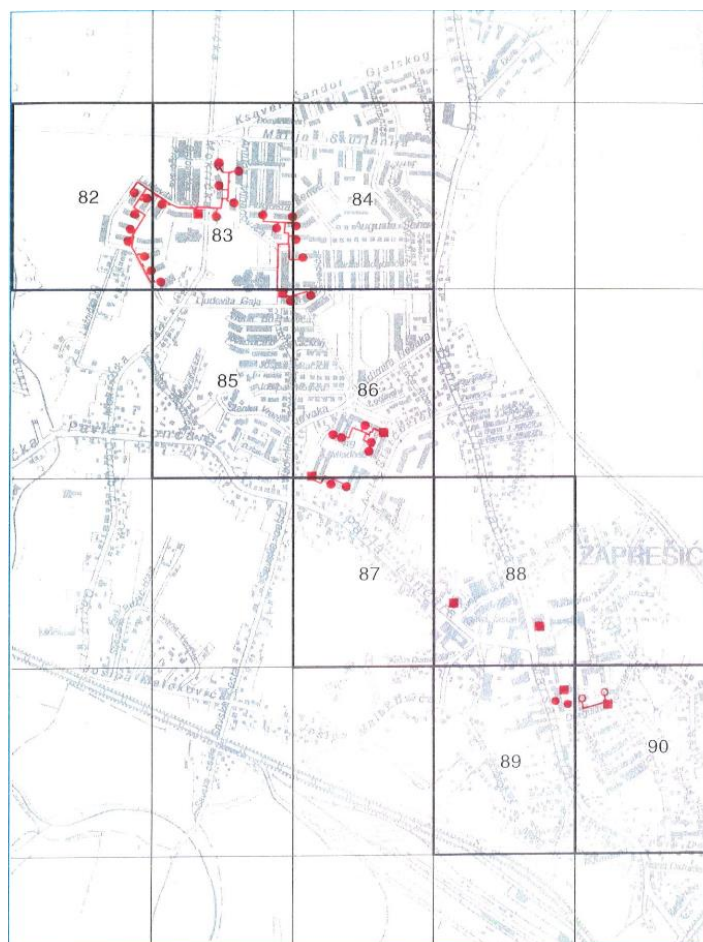
3. OPIS POSTOJEĆEG SUSTAVA I PLANOVI ZA BUDUĆNOST

U ovom poglavlju ukratko su opisani postojeći toplinski sustav grada Zaprešića i prikazani planovi HEP Toplinarstva za budućnost.

3.1 Opis postojećeg sustava

Zaprešić je grad na sjeverozapadu Hrvatske i dio je Zagrebačke županije. Prostire se na 52,60 km², dok je uže gradsko područje površine 18,96 km². Prema popisu stanovništva iz 2011. godine u Zaprešiću je živjelo 25.233 stanovnika [29] te je po broju stanovnika treći grad u Zagrebačkoj županiji. Prema podacima studije ministarstva gospodarstva ukupna potrošnja toplinske energije u Zaprešiću 2015. godine iznosila je 394,533 GJ (109,44 GWh) [30].

Toplinski sustavi grada Zaprešića pod nadležnošću su HEP – Toplinarstva d.o.o. Toplinarstvo se sastoji od 8 pojedinačnih sustava, od kojih su 4 samostalna (STS) i 4 zatvorena toplinska sustava, koji su međusobno nepovezani. Svaki od sustava ima svoju kotlovnicu u kojoj se proizvodi toplinska energija i distribucijskom mrežom šalje do potrošača. U kotlovnicama se kao gorivo koriste zemni plin te ekstra lako i lako loživo ulje. Na slici (Slika 19) kvadratićima su označene kotlovnice, dok su toplinske podstanice u opskrbnim objektima označene kružićima. Na slici je također ucrtana postojeća distribucijska mreža vrelovoda, čija ukupna duljina iznosi 1.660 m.



Slika 19. Prikaz kotlovnica, podstanica i distributivne mreže u Zaprešiću [31]

Distribucija toplinske energije kod zatvorenih i centraliziranih sustava od kotlovnica do toplinskih podstanica obavlja se vanjskom toplinskom mrežom. Samostalni sustavi nemaju vanjsku toplinsku mrežu, a kotlovnice i toplinske podstanice se nalaze u objektu. Opskrba potrošača toplinskom energijom obavlja se preko 36 toplinskih podstanica ukupne zakupljene snage 15,061 MW i ukupne instalirane snage 20,36 MW. Opskrba toplinskom energijom je direktna i indirektna.

Najveće kotlovnice u Zaprešiću su kotlovnice „Mokrička 61“ i kotlovnica „Mihanovićeve 28“, koje proizvode 32% ukupne toplinske energije u sustavu grijanja grada Zaprešića. Ukupna snaga kotlovnice „Mokrička 61“ iznosi 4.400 kW te ima 915 m vanjske toplovodne mreže. U kotlovnici su smještena dva kotla TKT tip TK 220 svaki snage 2.200 kW. Kotlovnica je spojena na četrnaest indirektnih toplinskih podstanica. Iz kotlovnice se ukupno

grije i priprema topla sanitarna voda za 626 stan ukupne površine 25.605,75 m². Ukupno instalirana snaga u podstanicama iznosi 4.070 kW [31].

Ukupna snaga kotlovnice „Mihanovićeve 28“ iznosi 4.530 kW te ima 450 m vanjske toplovodne mreže. U kotlovnici su smještena tri kotla EMO tip SVN 1300 svaki snage 1.510 kW. Kotlovnica je spojena na devet toplinskih direktnih podstanica. Iz kotlovnice se ukupno grije i priprema topla sanitarna voda za 526 stanova ukupne površine 25.094,88 m². Ukupno instalirana snaga u podstanicama iznosi 4.003 kW [31].

Toplovodi su izrađeni od čeličnih cijevi izoliranih mineralnom vunom i položenih u betonske kanale. U slučaju potrebe zamjene određene dionice (sanacija puknuća), te u slučaju priključenja novih potrošača koriste se predizolirane cijevi koje se polažu izravno u zemlju. Najstarije toplovodne dionice stare su preko 30 godina i biti će ih potrebno zamijeniti u idućih nekoliko godina.

Tablica 6. Duljine postojećih toplovoda prema nazivnim promjerima [31]

Promjeri toplovodne mreže	Duljina [m]
NO 250	130
NO 200	90
NO 175	0
NO 32 – NO 150	1 440
Ukupno	1 660

Tablica 7 sadrži podatke o nazivnim snagama pojedine kotlovnice, proizvodnji toplinske energije, površini grijanog prostora (kvadratura objekata) i potrošnji energenata.

Tablica 7. Podaci o toplinskom sustavu u Zaprešiću [30]

Podaci o proizvodnim jedinicama	Jedinica	ZTS				STS				Ukupno:
Adresa		Mihanovićeveva 28	Mokrička 61	Trg mladosti 10	Trg mladosti 6	Lončareva 6	Trg žrtava fašizma 6	Krajačićeva 1	Kodrmanova 13	
Uk. instalirana snaga	MW	4.530	4.400	2.400	3.300	1.330	1.500	1.700	1.200	20.360
Potrošnja prirodnog plina	m ³	478.084	631.802	318.690	317.554	0	0	94.069	0	1.840,119
Potrošnja EL lož ulja	l	0	0	0	0	56.704	79.165	0	76.721	212.590
Uk. ulazna energija goriva	kWh	4.607,637	6.092,637	3.073,425	3.061,388	530,525	740,671	905,909	717,805	19.730,282
Podaci o predanoj toplinskoj energiji										
Isporučena toplinska energija	MWh	3647	4552	2746	2480	423	543	659	813	15863
Duljina distribucijske mreže	m	450	915	75	220	0	0	0	0	1.660
Broj toplinskih podstanica	Kom.	9	14	3	6	1	1	1	1	36
Broj krajnjih kupaca										
Kućanstva	-	526	626	347	295	79	121	137	149	2.280
Poslovni prostori	-	5	7	39	15	0	4	19	0	89
Ukupna grijana površina										
Kućanstva	m ²	25.348,88	25.355,75	15.490,94	16.768,63	2.595,10	4.993,31	6.003,29	6.113,16	102.699,06
Poslovni prostori	m ²	323,29	254,19	1.451,94	1.602,75	0,00	1.150,89	1.186,97	0,00	5.969,95
Potrošnja po jedinici površine	MWh/m ²	0.142	0.178	0.162	0.135	0.163	0.088	0.092	0.133	0.146
Zakupljena snaga	MW	4,004	3,259	1,824	2,527	0,4	0,806	0,943	1,084	14,846
Kućanstva	MW	3,958	3,231	2,303	3,231	0,400	0,806	0,943	1,084	14,350
Poslovni prostori	MW	0,46	0,27	0,199	0,224	0	0	0	0	0,496
Efikasnost										
Efikasnost kotlovnice	-	0,800	0,800	0,800	0,800	0,745	0,578	0,754	0,883	0,791
Efikasnost distribucije	-	0,955	0,829	0,961	0,896	1,000	1,000	1,000	1,000	0,913
Efikasnost toplinskog sustava	-	0,764	0,663	0,769	0,716	0,745	0,578	0,754	0,883	0,723

3.2 Planovi izgradnje CTS-a u Zaprešiću

Prema planovima HEP Toplinarstva, toplinski sustav u Zaprešiću zamišljen je kao jedinstveni centralizirani toplinski sustav s jednom energanom i jednom kotlovnicom, te zajedničkom distributivnom mrežom. Za potrebe CTS-a, kotlovnica u Mokričkoj pretvorila bi se u energanu za proizvodnju toplinske i električne energije, dok bi se kotlovnica u Mihanovićevoj obnovila s povećanim kapacitetom. Ostale postojeće kotlovnice bi se ukinule i postale toplinske podstanice.

Prioritet rada kroz cjelogodišnji period imaju kogeneracijski moduli, a potom se po potrebi uključuju kondenzacijski/nisko temperaturni kotlovi u Mokričkoj. U slučaju da instalirani kapacitet energane ne pokriva potrebe grijanja i pripreme PTV-a, uključuje se kotlovnica u Mihanovićevoj.

3.2.1 Energana Mokrička

Dva manja kogeneratora kompaktne izvedbe VITOBLOC 200 nazivnih snaga 660 kW planirana su za energanu. Tehničke karakteristike kogeneracijskih modula prikazani su u tablici (Tablica 8).

Tablica 8. Tehničke karakteristike kogeneracijskog modula [31]

Nazivna toplinska snaga [kW _{th}]	660
Nazivna električna snaga [kW _e]	530
Toplinska iskoristivost [%]	52,0%
Električna iskoristivost [%]	39,5 %

Osim kogeneracije (CHP) predviđena su dva niskotemperaturna kotla tipa VITOMAX 100 LW, kapaciteta 6 MW. Ukupna instalirana toplinska snaga kotlovnice iznosi 13,32 MW.

Tablica 9. Instalirana snaga energane Mokrička [31]

Komponente	Instalirana snaga [MW]
Kogeneracijski modul, kom. 2	1,32
Niskotemperaturni kotao, kom. 2	12
Ukupno:	13,32

3.2.2 Kotlovnica Mihanovićeve

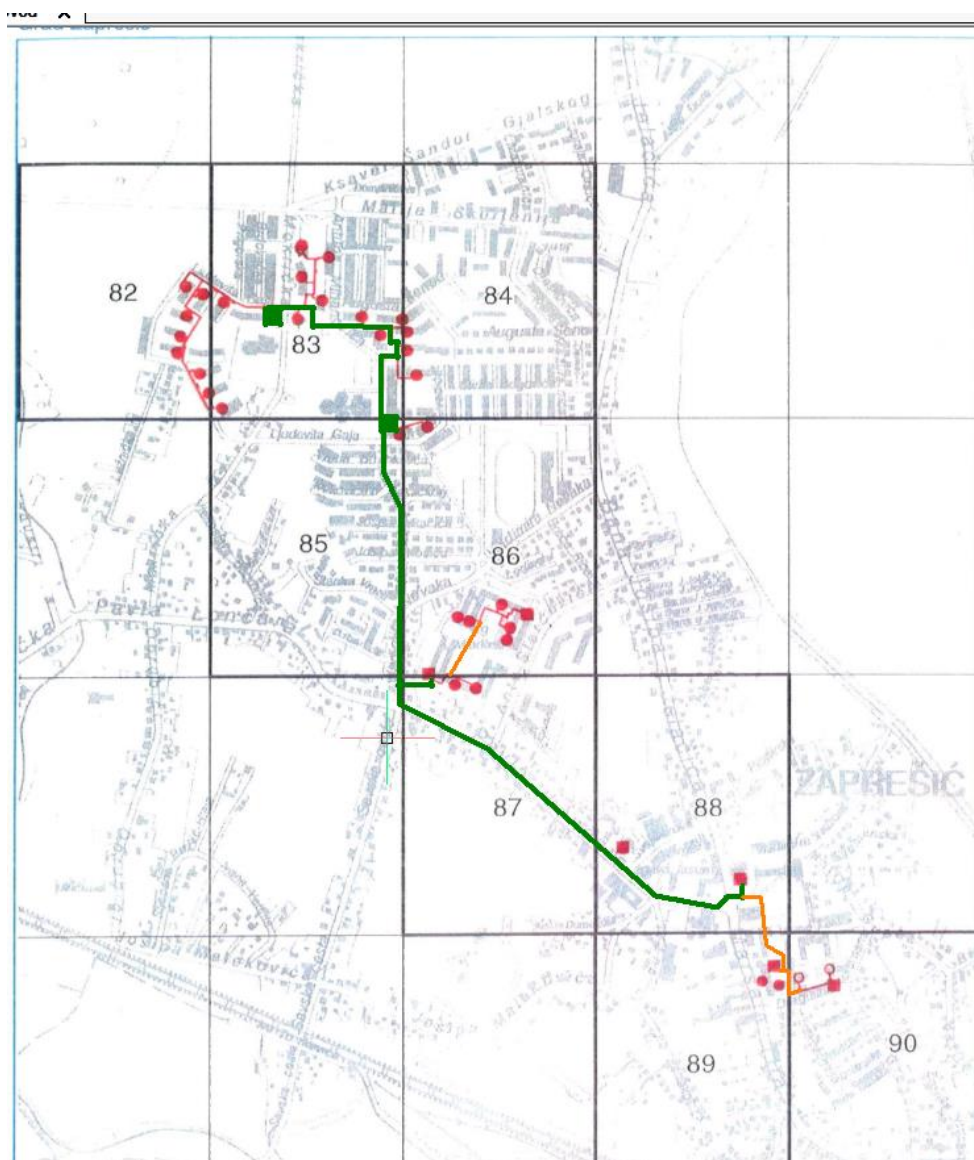
Kao što je već navedeno, kotlovnica u Mihanovićevoj bi se renovirala i povećao bi joj se kapacitet. Ugradio bi se jedan niskotemperaturni kotao VIESSMANN tip VITOMAX 100 LW kapaciteta 2,3 MW. Osim kondenzacijskog kotla ugradila bi se tri kondenzacijska kotla VIESSMANN VITOCROSSAL CR3B, svaki po 1,28 MW (Tablica 10). Stupanj učinkovitosti takvih kotlova kreće se do 98%.

Tablica 10. Instalirana snaga kotlovnice Mihanovićeve [31]

Komponente:	Instalirana snaga [MW]
Kondenzacijski kotao, kom. 3	3,84
Niskotemperaturni kotao, kom. 1	2,3
Ukupno:	6,14

3.2.3 Spojni cjevovod

Spojnim cjevovodom spojile bi se energana u Mokričkoj i kotlovnica u Mihanovićevoj. Osim navedenih, spojile bi se sve podstanice (bivše kotlovnice) u jedinstveni CTS. Slika 20 prikazuje trasu planiranog spojnog cjevovoda. Na slici zeleni kvadratići prikazuju energanu i kotlovnicu, a zelenom linijom prikazan je spojni cjevovod između Mihanovićeve 28 i Trga žrtava fašizma 6. Narančastom linijom prikazan je spojni cjevovod između Trga mladosti 6 i Trga mladosti 10, te spojni cjevovod koji bi povezivao podstanice Trga žrtava fašizma 6 s podstanicom Franje Krajačića 1 i Kodrmanovom 13. Promjer cjevovoda označenog zelenom bojom je D – 250, narančastom bojom D – 200 i crvenom bojom D – 80.



Slika 20. Planirani spojni cjevovod u Zaprešiću [31]

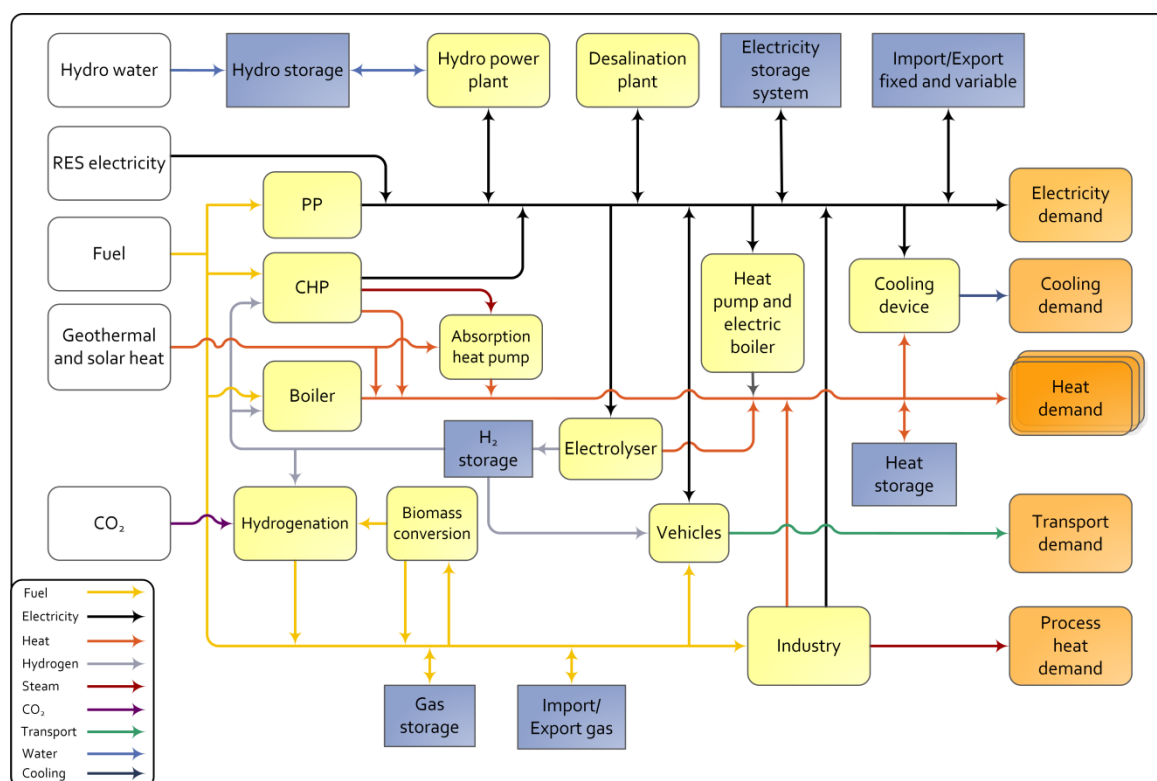
4. OPIS ZADATKA I METODE

U sklopu rada bilo je potrebno napraviti tehno-ekonomsku analizu integracije solarne toplane u centralizirani sustav grijanja u Zaprešiću, za koji su planirani energana i kotlovnica na prirodni plin. Shodno tome, trebalo je odrediti kapacitet solarnih kolektora i sezonskog toplinskog spremnika uzimajući u obzir prostorna ograničenja. Podaci o trenutnoj potrošnji toplinske energije za toplinski sustav u Zaprešiću dobiveni su od strane tvrtke HEP – Toplinarstvo d.o.o. Scenariji s različitim udjelima toplinske energije proizvedene iz solarne toplane izrađeni su u računalnom programu EnergyPLAN-u.

4.1 EnergyPLAN

EnergyPLAN je računalni model za analizu naprednih energetske sustava, čija je prva verzija izašla 1999. godine. Riječ je o modelu koji prilikom analize energetske sustava analizira dobavu energije (eng. *supply side model*), pretvorbu energije u energetske postrojenjima i analizom krajnje potrošnje od strane potrošača. U EnergyPlan-u se mogu modelirati i uspoređivati razne strategije vođenja sustava. Važno je napomenuti da je EnergyPLAN optimizacijski model koji ne služi predviđanju događaja u budućnosti već pokazuje koji je najbolji način vođenja sustava na temelju ekonomskih i tehničkih analiza te je pogodan za nacionalno i regionalno planiranje. Ulazni podaci za model su potrošnja energije, instalirane snage postrojenja, krivulje proizvodnje i potrošnje, obnovljivi izvori energije, troškovi tehnologija i strategije vođenja, dok su izlazni podaci energetske bilance, godišnje proizvodnje, potrošnje goriva i uvozi/izvozi energije itd. U modelu se optimizira strana dobave, a ne i strana potrošnje [32].

EnergyPLAN model funkcionira na satnoj kalkulaciji i sve su simulacije svedene na godinu dana sa 8.784 vremenska koraka. Na taj način moguće je analizirati utjecaj intermitentnosti dnevne, tjedne ili sezonske potrošnje energije u sustavu. EnergyPLAN optimizira rad sustava, a ne investicije u sustav, ali analizirajući različite investicije može se zaključiti koja je ekonomska alternativa najbolja.



Slika 21. EnergyPLAN model [32]

Prije objašnjenja izrade scenarija biti će prikazani podaci koje je potrebno izračunati za izradu samog scenarija.

4.2 Satno toplinsko opterećenje

U svrhu izvođenja simulacije u EnergyPLAN-u potrebno je izraditi satno toplinsko opterećenje. Podaci o ukupnoj mjesečnoj potrošnji toplinske energije (grijanje prostora i PTV) u Zaprešiću dobiveni su od HEP Toplinarstva d.o.o. Od ukupne mjesečne potrošnje toplinske energije oduzet je fiksni dio koji se odnosi na PTV, a ostatak ulazi u proračun satnog toplinskog opterećenja. Pretpostavljeno je da sva toplinska energija u ljetnim mjesecima služi za zagrijavanje PTV.

$$Q_{gr,mj} = Q_{uk,mj} - Q_{PTV,mj} \quad (1)$$

Gdje je:

$Q_{gr,mj}$ – mjesečna potrošnja toplinske energije za grijanje prostora [MWh]

$Q_{uk,mj}$ – ukupna mjesečna potrošnja toplinske energije [MWh]

$Q_{PTV,mj}$ – mjesečna potrošnja toplinske energije za PTV [MWh]

Ovom metodologijom dobiva se toplinsko opterećenje na satnoj razini kroz čitavu godinu (8.784 sata) te se može vidjeti vršno toplinsko opterećenje kroz godinu.

Satno toplinsko opterećenje računa se pomoću jednadžbe (2):

$$STP = \frac{Q_{gr,mj}}{\sum SS} \cdot SS = Q_{potr} \quad (2)$$

Gdje je:

STP – satno toplinsko opterećenje [MWh]

$Q_{gr,mj}$ – mjesečna potrošnja toplinske energije za grijanje prostora [MWh]

SS – stupanj - sat [°C]

Stupanj – sat je definiran pomoću jednadžbe (3):

$$SS = T_{proj} - T_{vanjska} \quad (3)$$

Gdje je:

T_{proj} – projektna temperatura prostora za grijanje [°C]

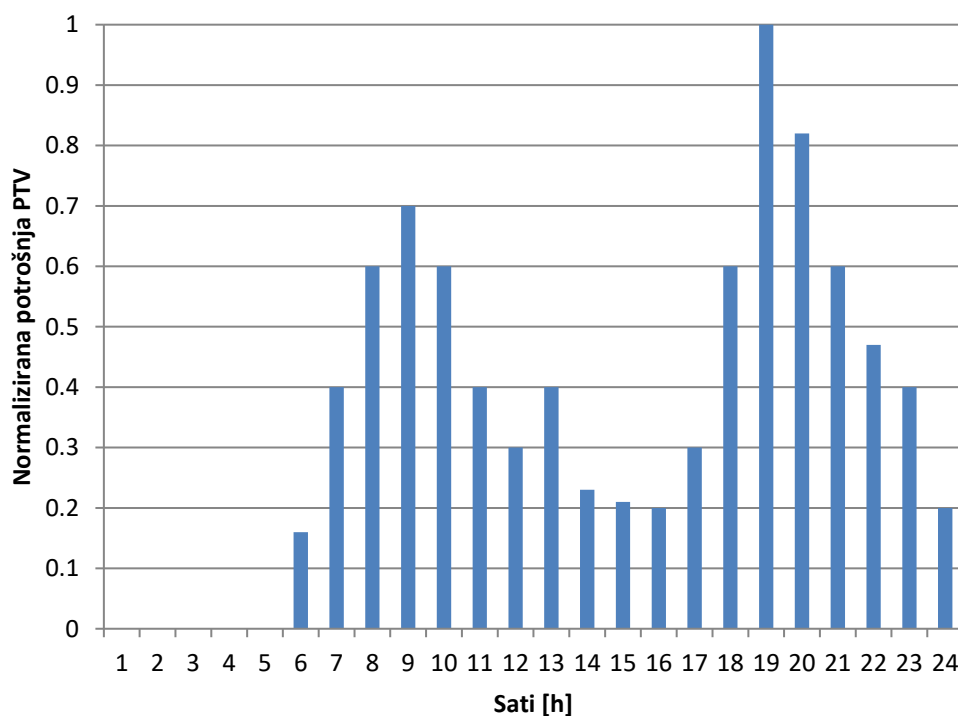
$T_{vanjska}$ – vanjska temperatura zraka u određenom satu [°C]

Za projektnu temperaturu T_{proj} uzima se iskustvena vrijednost 21 °C.

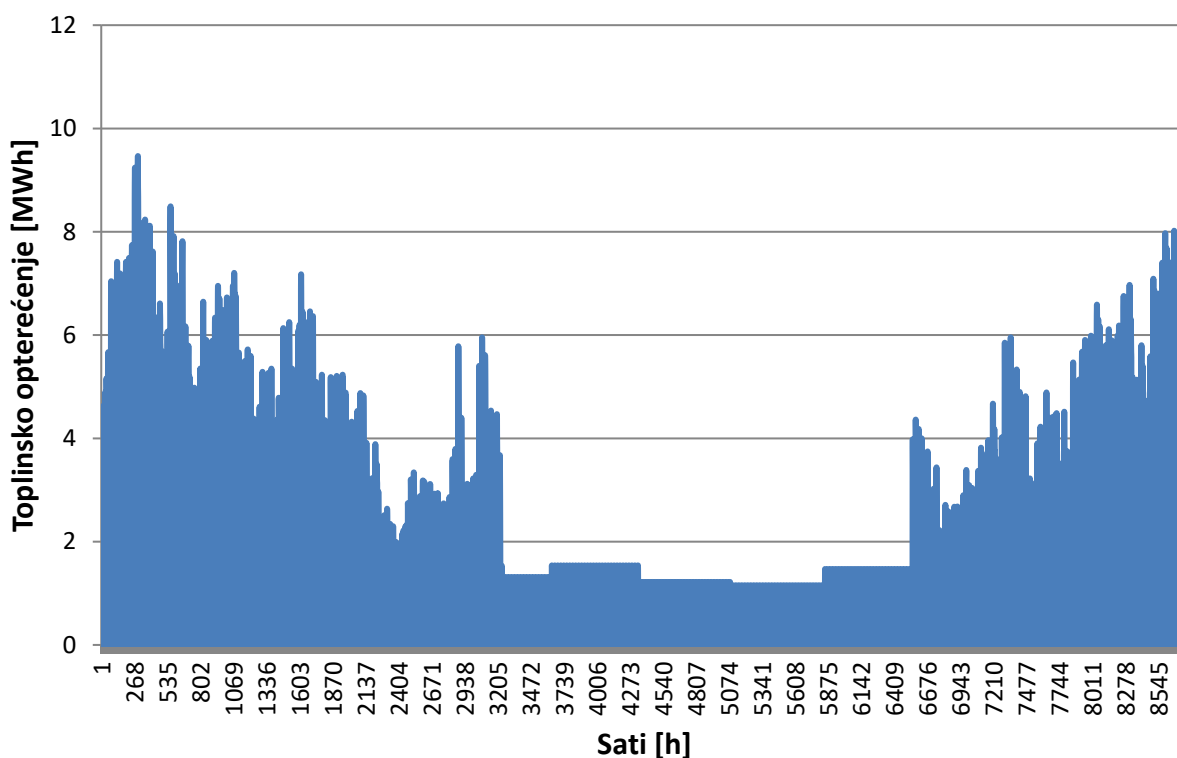
U modelu su korištene određene pretpostavke o načinu rada CTS-a kroz godinu:

- sezona grijanja traje od 1.10. do 15.5.

- u ljetnim mjesecima CTS proizvodi toplinsku energiju za pokrivanje potreba PTV
- CTS radi od 5 do 23 sata
- ako vanjska temperatura $T_{vanjska}$ za vrijeme sezone grijanja prijeđe vrijednost $16\text{ }^{\circ}\text{C}$, CTS se gasi
- dnevna krivulja PTV preuzeta je iz [33].



Slika 22. Normalizirana krivulja PTV-a [33]



Slika 23. Satno toplinsko opterećenje kroz godinu

4.3 Proizvodnja solarnih kolektora

Solarni kolektori koji se proračunavaju u ovom radu su fiksno ugrađeni na tlu, kao što je slučaj kod većine solarnih toplana u CSTS-a. Solarni kolektori orijentirani su prema jugu i postavljeni pod kutom od 35° . Proizvodnja solarnih kolektora izračunata je prema izotropnom modelu. Taj model uzima u obzir samo onaj dio difuznog zračenja koji pada na plohu ravnomjerno raspršen s cijelog nebeskog svoda, dok se dio difuznog zračenja koncentriran oko sunčevog diska i oko linije horizonta zanemaruje [33].

Tablica 11 prikazuje optimalni godišnji kut nagiba i orijentacija kolektora za Hrvatsku.

Tablica 11. Optimalni godišnji kut nagiba i azimuta za područje Hrvatske

	Nagib β	Azimut γ
Optimalni kut [$^\circ$]	35	0

Izraz prema kojem se određuje ukupno zračenje na nagnutu plohu prema izotropnom modelu dan je jednadžbom (4) [33]:

$$I_T = I_b \cdot R_b + I_d \cdot \left(\frac{1 + \cos\beta}{2}\right) + I \cdot \rho_g \cdot \left(\frac{1 - \cos\beta}{2}\right) \quad (4)$$

Gdje je:

I_T – ukupno zračenje na nagnutu plohu [Wh/m²]

I – ukupno zračenje na horizontalnu površinu [Wh/m²]

I_b – direktno zračenje na horizontalnu površinu [Wh/m²]

I_d – difuzno zračenje na horizontalnu površinu [Wh/m²]

ρ_g – faktor refleksije tla [-]

R_b je odnos između direktnog zračenja na nagnutu površinu i horizontalnu plohu i računa se prema izrazu:

$$R_b = \frac{\cos\theta}{\cos\theta_z} \quad (5)$$

Gdje je:

$\cos\theta$ – kut između sunčevih zraka i normale nagnute plohe [°]

$\cos\theta_z$ – kut između sunčevih zraka i vertikale [°]

Za plohe orijentirane prema jugu ($\gamma=0^\circ$), $\cos\theta$ se može izračunati prema jednadžbi (6):

$$\cos\theta = \cos(\phi - \beta)\cos\delta\cos\omega + \sin(\phi - \beta)\sin\delta \quad (6)$$

Gdje je:

ϕ – zemljopisna širina [°]

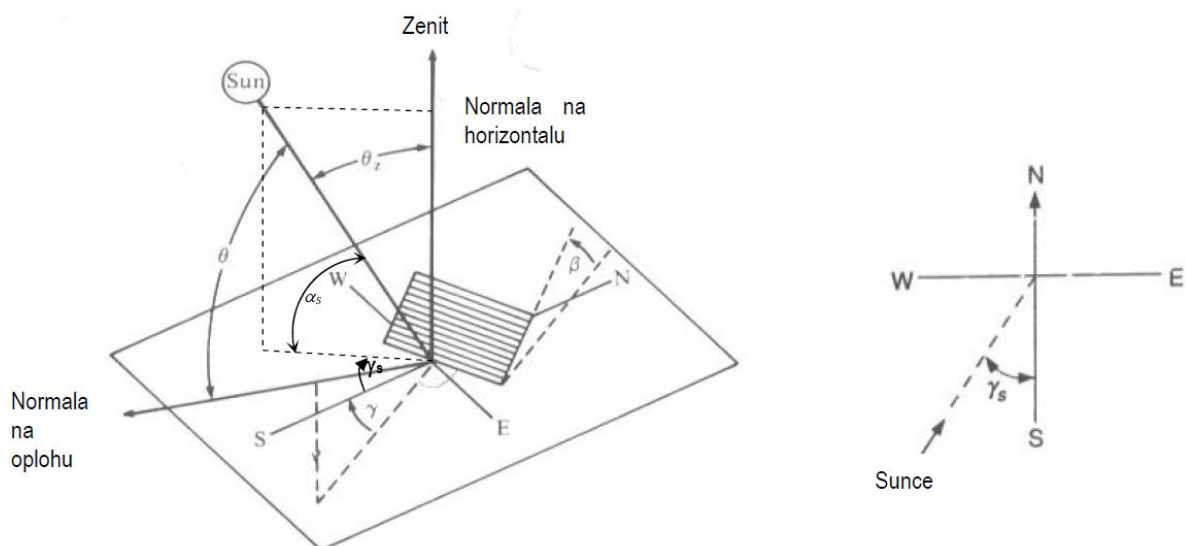
δ – kut nagiba zemljine osi prema ravnini orbite [°]

i računa se prema jednadžbi (7):

$$\delta = 23.45 \sin[360^\circ(284 + n)/365] \quad (7)$$

Gdje je:

n – broj dana u godini [-]



Slika 24. Pojašnjenje kutova za nagnutu plohu izloženu direktnom sunčevom zračenju

Difuzna komponenta zračenja računa se preko tzv. indeksa prozračnosti atmosfere, koji se računa prema jednadžbi (8):

$$k_T = \frac{I}{I_0} \quad (8)$$

Gdje je:

I_0 – ekstraterestičko zračenje [Wh/m^2]

i računa se prema jednadžbi (9):

$$I_0 = G_S \left(1 + 0.033 \cos \frac{360n}{365} \right) \cos \theta_z \quad (9)$$

Gdje je:

G_S – Sunčeva konstanta (1367) [W/m^2]

$$1 \leq n \leq 365$$

Za područje Republike Hrvatske veza između indeksa prozračnosti i difuznog zračenja zadana je empirijskim izrazom:

$$\frac{I_d}{I} = 1.05 - 1.125k_T \quad (10)$$

Nadalje, da bi se izračunala specifična efektivna snaga kolektora potrebno je izračunati njegovu efikasnost. Efikasnost kolektora računa se prema jednadžbi (11) [34]:

$$\eta_{kol} = \eta_0 - a_1 \cdot \frac{(T_m - T_a)}{I_t} - a_2 \cdot \frac{(T_m - T_a)^2}{I_t} \quad (11)$$

Gdje je:

η_{kol} – učinkovitost solarnog kolektora [-]

η_0 – optička učinkovitost solarnog kolektora [-]

a_1 – koeficijent toplinskih gubitaka 1. reda [W/(Km²)]

T_m – srednja temperatura radnog medija solarnog kolektora [°C]

T_a – temperatura okoliša [°C]

a_2 – koeficijent toplinskih gubitaka 2. reda [W/(K²m²)]

Koeficijenti toplinskih gubitaka i srednja temperatura radnog medija su dinamičke varijable koje ovise o globalnoj ozračenosti, temperaturi zraka, protoku medija i drugim. Za potrebe ovog rada ti su parametri uzeti kao konstantne vrijednosti.

Tablica 12 prikazuje okvirne vrijednosti optičke učinkovitosti η_0 i koeficijente toplinskih gubitaka a_1 i a_2 .

Tablica 12. Okvirne vrijednosti parametara za različite vrste kolektora [34]

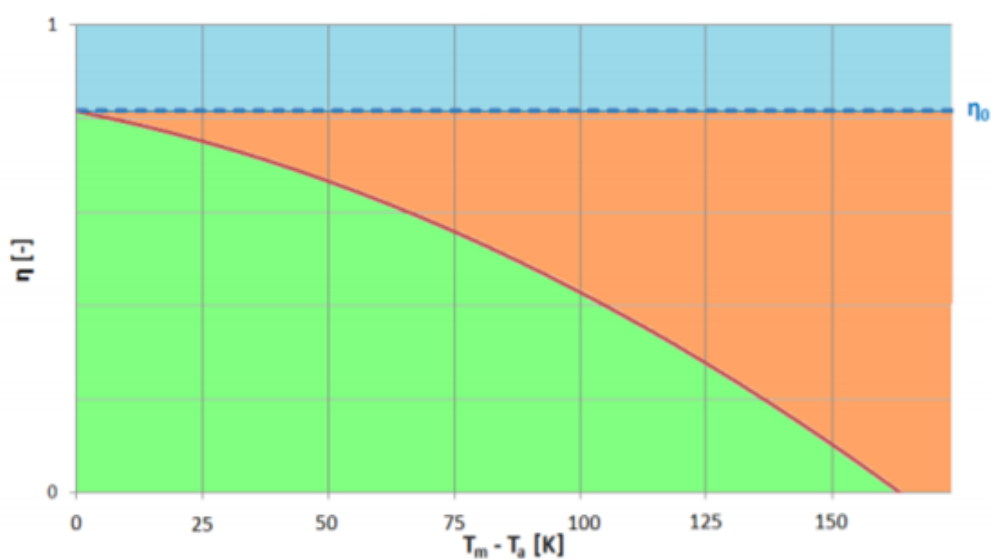
Tip kolektora	η_0	a_1	a_2
Visokokvalitetni ETC	0,75	1,0	0,005
Visokokvalitetni FPC	0,8	3,0	0,008
Uobičajeni FPC	0,75	4,0	0,010

Vrijednosti parametara odabranih za proračun prikazani su u tablici (. Tablica 13).

Tablica 13. Parametri korišteni u proračunu specifične snage kolektora

Vrsta kolektora	η_0 [-]	a_1 [W/(K m ²)]	a_2 [W/(K ² m ²)]	T_m
Pločasti kolektor	0,8	3	0,008	50

Slika 25 prikazuje ilustraciju jednadžbe 11.



Slika 25. Prikaz učinkovitosti kolektora [34]

Zelenom bojom je prikazana učinkovitost kolektora, crvenom bojom označeni su toplinski gubici, a plavom bojom označeni su optički gubici u ovisnosti o temperaturi radnog medija i zraka.

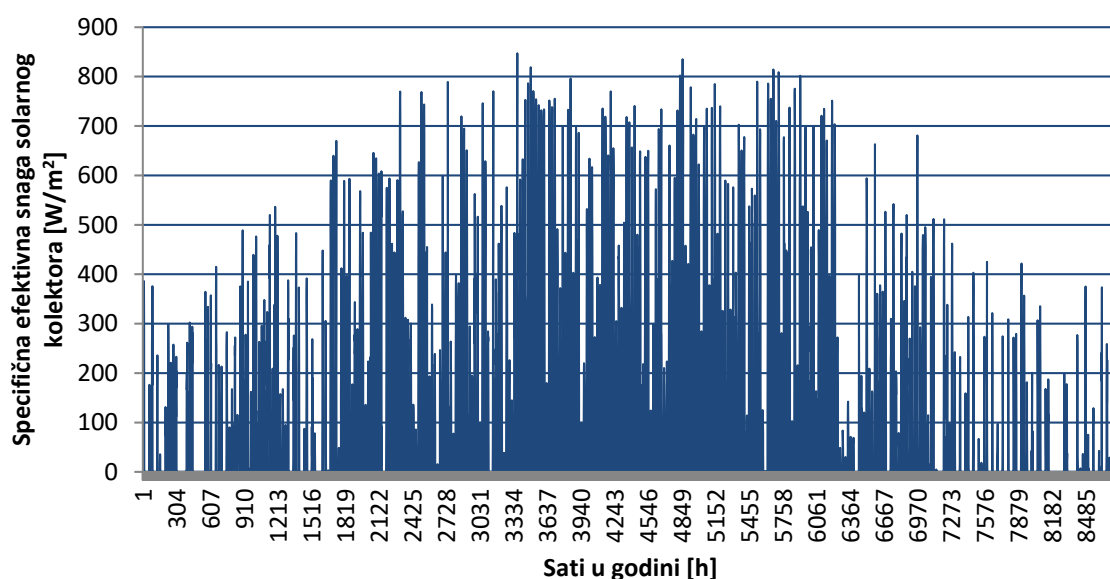
Specifična snaga solarnog kolektora računa se pomoću jednadžbe (12):

$$p_{kol} = \eta_{kol} \cdot I_t \quad (12)$$

Gdje je:

p_{kol} – specifična efektivna snaga kolektora [W/m^2]

Slika 26 prikazuje dobivenu satnu distribuciju specifične efektivne snage solarnog kolektora.



Slika 26. Satna distribucija specifične efektivne snage kolektora

Ukupna specifična efektivna toplinska energija iz kolektora iznosi 741,722 kWh/m². Prema [35] vrijednost specifične proizvodnje kolektora za Zaragozu iznosi 869,214 kWh/m², dok specifične proizvodnje kolektora instaliranih u Danskoj iznose oko 500 kWh/m² [20]. Prema PVGIS-u globalno zračenje na horizontalnu plohu u Zaprešiću iznosi 1.330 kWh/m², dok globalno zračenje za Zaragozu iznosi 1.720 kWh/m².

Proizvodnja kolektora dobiva se prema jednadžbi (13):

$$P_{kol} = A_{kol} \cdot p_{kol} \quad (13)$$

Gdje je:

P_{kol} – proizvodnja kolektora u pojedinom satu [Wh]

A_{kol} – korisna površina kolektorskog polja [m²]

4.4 Izrada scenarija

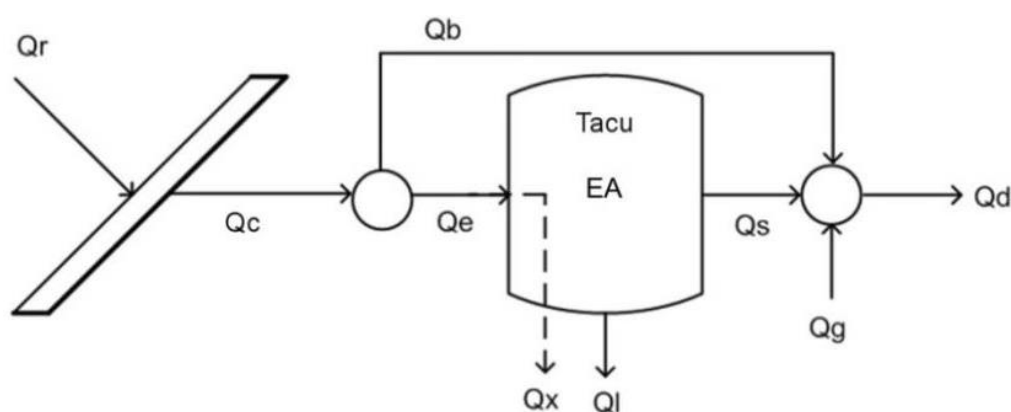
U svrhu rada napravljeni su scenariji sa različitim udjelima solarne toplinske energije i odgovarajućim sezonskim toplinskim spremnikom, čiji je kapacitet određen na način da se ne odbacuje proizvedena solarna toplinska energija. Nazivne snage kogeneracijskog postrojenja

i kotlovnice preuzete su iz planova HEP Toplinarstva, a investicijski troškovi i troškovi rada i održavanja korišteni u simulaciji pretpostavljeni su prema [38].

U EnergyPLAN-u je odabrana strategija tehničke simulacije (eng. *technical simulation strategy*) prema kojoj se potrošnja toplinske energije zadovoljava redom iz:

- (i) solarne toplane
- (ii) CHP-a
- (iii) kotlovnice za zadovoljavanje vršnih potreba.

U satima kada je proizvodnja solarnih kolektora veća od potrošnje toplinske energije, višak topline sprema se u spremnik, dok se u satima kada je proizvodnja solarnih kolektora manja od potrošnje ostatak uzima iz spremnika. U slučaju da trenutna uskladištena energija spremnika nije dovoljna za pokrivanje potrošnje uključuju se kogeneracijsko postrojenje i kotlovnice (Slika 27).



Slika 27. Energetska bilanca prilikom rada solarne toplane sa sezonskim spremnikom [35]

Za ocjenu rada solarne toplane izrađeni su scenariji sa različitim proizvodnjama solarnih kolektora, na način da se mijenjaju ukupna površina kolektorskog polja i odgovarajuća veličina pripadajućeg toplinskog spremnika. Mijenjanjem navedenih varijabli dobivaju se različiti udijeli solarne toplinske energije (Q_{solar}) i u skladu s time mijenjaju se ukupni investicijski i godišnji troškovi. Dodatno je napravljena analiza osjetljivosti za različite ulazne varijable u model za odabrani sustav.

Varijable koje se mijenjaju u scenarijima su:

RAD – omjer korisne površine kolektora i godišnje potrošnje toplinske energije [$m^2/(MWh/god.)$]

RVA_c – omjer volumena spremnika i korisne površine kolektora [m^3/m^2].

4.5 Sezonski spremnik topline

U radu je odabran sezonski spremnik topline u obliku izolirane jame (PTES). Sezonski spremnik topline modeliran je na način da se ne odbacuje toplinska energija proizvedena u solarnim kolektorima. Kapacitet spremnika u svakom satu u EnergyPLAN-u računa se prema jednadžbi 14:

$$K_{spr}(i) = K_{spr}(i - 1) + 0.9 \cdot Q_{punjenja}(i) - Q_{pražnjenja}(i) \quad (14)$$

Gdje je:

$K_{spr}(i)$ – uskladištena energija u spremnika u određenom satu " i " [MWh]

$K_{spr}(i - 1)$ – uskladištena energija u spremnik u prijašnjem satu " $i-1$ " [MWh]

$Q_{punjenja}(i)$ – satno skladištenje energije u spremnik [MWh]

$Q_{pražnjenja}(i)$ – satno pražnjenje energije iz spremnika [MWh]

Ukupni volumen sezonskog spremnika dobiven je na pojednostavljeni način da se ukupni kapacitet u MWh podijelio sa specifičnom gustoćom toplinske energije za tu vrstu spremnika koja prema [20] iznosi 60 – 80 kWh/m³; u ovom rada odabrana je vrijednost 80 kWh/m². Gubici toplinskog spremnika tijekom godine iznose 10%.

Oblik spremnika je okrnjena piramida prema uzoru na projekt Marstal Sunstore 4 [25]. U projektu Sunstore 4 PTES je pravokutnog oblika, a duljine stranica na površini tla iznose 88 metara i 113 metara. Kut suženja u odnosu na vodoravnu ravninu znosi 26.6°. U ovom radu površina spremnika je kvadratnog oblika, ali su odnosi između dimenzija isti kao u Marstalu. Volumen spremnika računa se prema jednadžbi (15):

$$V_{spr} = \frac{h}{3} (B + b + \sqrt{B \cdot b}) \quad (15)$$

Gdje je:

V_{spr} – volumen spremnika [m^3]

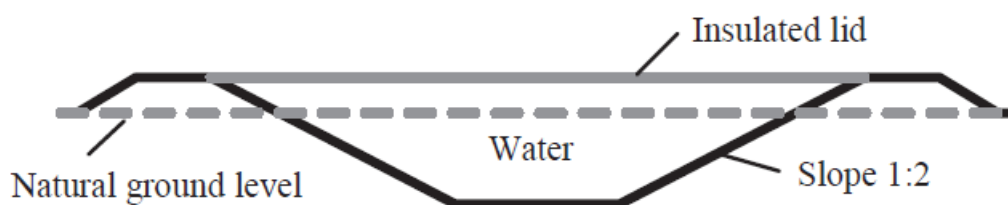
h – dubina spremnika [m]

B – duljina stranice poklopca spremnika [m]

b – duljina stranice dna spremnika [m]

Omjer između dubine spremnika i duljine stranice poklopca je konstantan i iznosi 0.16.

$$RHB = \frac{h}{B} \quad (16)$$



Slika 28. Presjek PTES-a korištenog u modelu

4.6 Proračun troškova solarne toplane sa sezonskim spremnikom topline

U radu su izračunati ukupni investicijski troškovi kako bi se mogla procijeniti cijena toplinske energije iz solarne toplane. Računati su investicijski troškovi solarnih kolektora postavljenih na tlo i investicijski troškovi sezonskog spremnika topline. Cijena zemljišta za postavljanje solarnih kolektora i sezonskog spremnika topline nije uzeta u obzir jer je za odabrano zemljište ustvrđeno da je gradsko.

Jednadžbe za proračun ukupnih investicijskih i godišnjih troškova preuzete su iz [35].

Ukupni investicijski troškovi računaju se prema jednadžbi (17):

$$Inv_{uk} = (1 + f_{ind}) \cdot (1 + f_{aux}) \cdot (Inv_{kol} + Inv_{spr}) \quad (17)$$

Gdje je:

Inv_{uk} – ukupna investicija [€]

f_{ind} – indirektni troškovi izraženi u dodatnom postotku ukupne investicije [%]

f_{aux} – troškovi dodatnih sustava izraženi u postotku ukupne investicije [%]

Inv_{kol} – investicijski troškovi solarnih kolektora [€]

Inv_{spr} – investicijski troškovi spremnika topline [€]

Jednadžbama (18) – (20) računaju se godišnji troškovi:

$$Z_{kol} = \frac{Inv_{kol} \cdot (f_{O\&M} + i \cdot (1 + i)^{n_{kol}})}{(1 + i)^{n_{kol}} - 1} \quad (18)$$

Gdje je:

Z_{kol} – godišnji troškovi vezani uz solarne kolektore [€/god]

$f_{O\&M}$ – troškovi rada i održavanja izraženi u dodatnom postotku ukupne investicije [%]

i – diskontna stopa [%]

n_{kol} – životni vijek solarnih kolektora [god]

$$Z_{spr} = \frac{Inv_{kol} \cdot (f_{O\&M} + i \cdot (1 + i)^{n_{kol}})}{(1 + i)^{n_{spr}} - 1} \quad (19)$$

Gdje je:

Z_{spr} – godišnji troškovi vezani uz toplinski spremnik [€/god]

n_{spr} – životni vijek spremnika [god]

$$Z = (1 + f_{ind}) \cdot (1 + f_{aux}) \cdot (Z_{kol} + Z_{spr}) \quad (20)$$

Gdje je:

Z – ukupni godišnji troškovi [€/god]

Cijena toplinske energije dobivene iz solara računa se prema jednadžbi (21):

$$C_{solar} = \frac{Z}{Q_{solar}} \quad (21)$$

Gdje je:

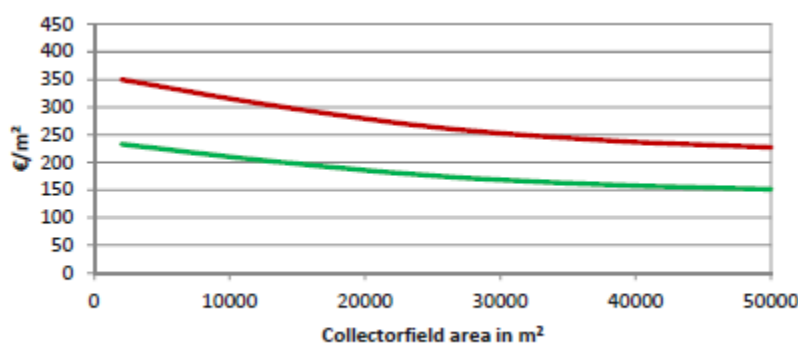
C_{solar} – cijena toplinske energije dobivene iz solarne toplane [€/MWh]

Q_{solar} – toplinska energija proizvedena u solarnoj toplani [MWh]

Određivanje veličina u gore navedenim jednadžbama objašnjeno je u sljedećim poglavljima.

4.6.1 Troškovi kolektora postavljenih na zemlju

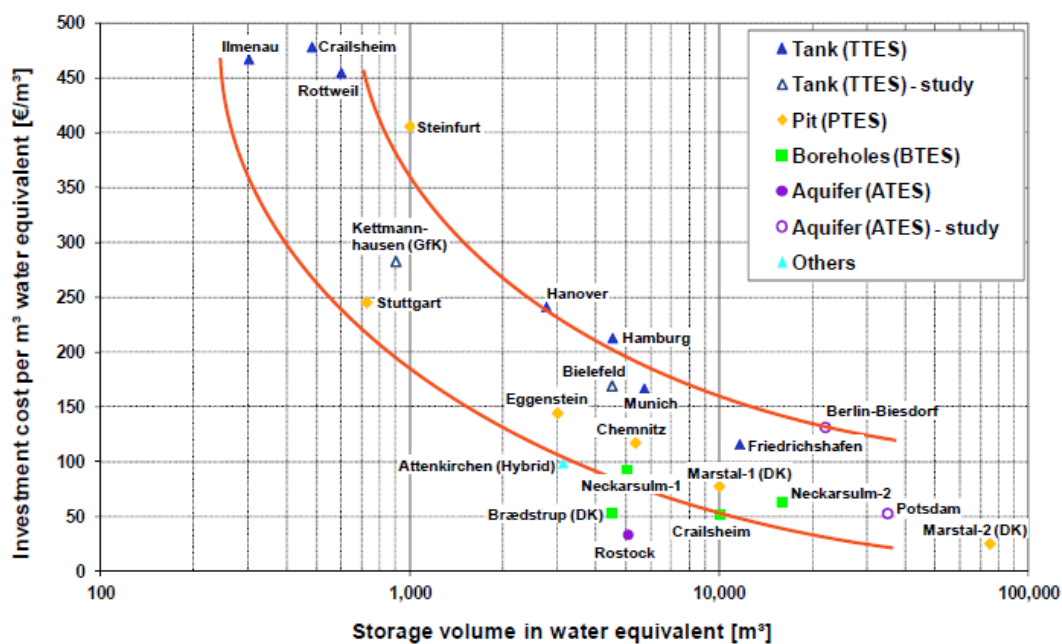
Specifična cijena instalacije kolektora, uključujući cijevi u kolektorskom polju, tekućinu protiv smrzavanja i izmjenjivače topline ovisi o površini kolektorskog polja (Slika 29). Cijene su obično između gornje i donje krivulje, a u ovom radu donja krivulja je uzeta za predikciju cijena u optimističnom scenariju troškova, a gornja za pesimistični scenarij troškova.



Slika 29. Troškovi postavljanja kolektorskog polja [34]

4.6.2 Troškovi sezonskog toplinskog spremnika

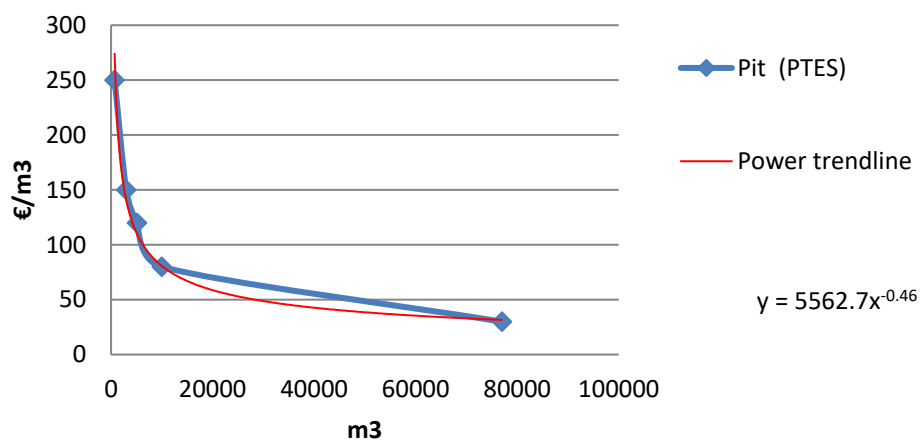
Slika 30 prikazuje specifične investicijske troškove demonstracijskih sezonskih toplinskih spremnika i nekih studija o mogućoj izgradnji. Iz slike je vidljivo da postoji značajan pad u investicijskim troškovima prilikom povećanja volumena spremnika. TTES su generalno najskuplja vrsta spremnika, ali zato imaju nešto bolja termodinamička svojstva i mogu se izgraditi gotovo svugdje. Najniži investicijski troškovi su prilikom odabira ATES-a i BTES-a, ali su oni zahtjevniji prilikom odabira zemljišta za izgradnju i veći su troškovi održavanja. Investicijski troškovi za PTES variraju između 40 – 250 €/m³.



Slika 30. Specifični investicijski troškovi sezonskih spremnika topline [34]

Specifični investicijski troškovi PTES-a, koji je odabrana vrsta spremnika u ovom radu, mogu se aproksimirati krivuljom prikazanom na sljedećoj slici. Očekivani životni vijek toplinskog spremnika topline iznosi 50 godina.

Pit (PTES)



Slika 31. Specifični investicijski troškovi PTES-a [36]

4.6.3 Ostali troškovi

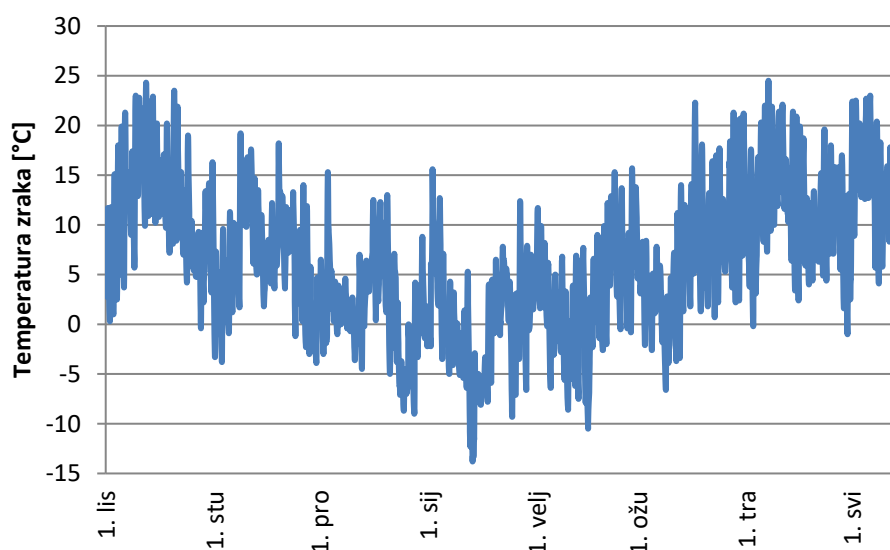
Indirektni troškovi (troškovi planiranja, optimizacije, sustava upravljanja itd.) dosežu dodatnih 12% ukupne investicije. Povrh toga, troškovi priključnog cjevovoda, pumpi, ventila itd. prema [35] iznose dodatnih 10% ukupne investicije kojim se može pokriti 2 km cjevovoda. Troškovi rada i održavanja iznose dodatnih 1,5% investicijskih troškova.

5. PODACI

U ovom poglavlju biti će prikazani podaci koji su korišteni pri izradi rada.

5.1 Klimatski podaci

Klimatski podaci potrebni za proračun stupanj – sata, kao i podatci o dozračenoj sunčevoj energiji na horizontalnu plohu dobiveni su pomoću programa Meteonorm [37].



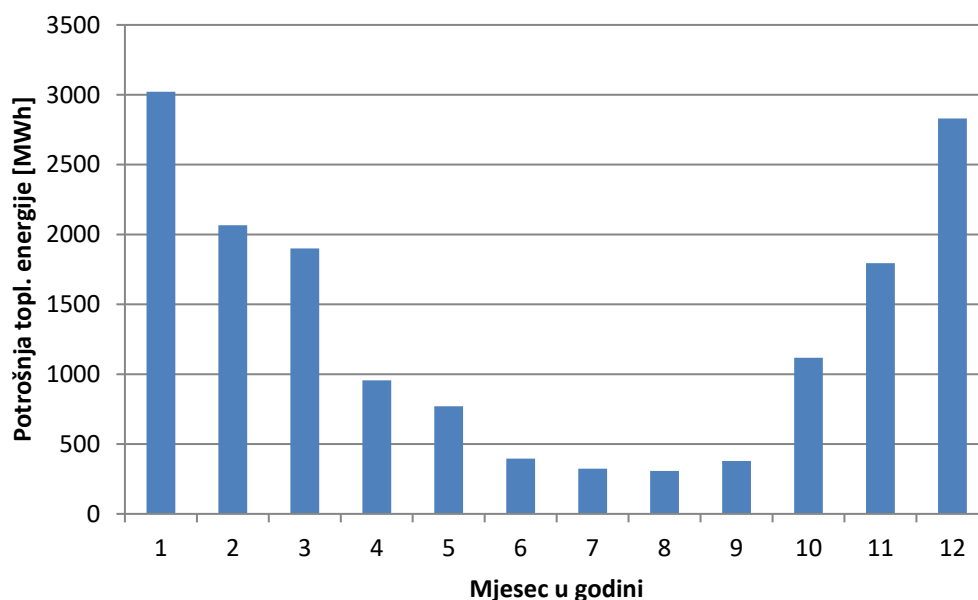
Slika 32. Temperatura zraka za sezonu grijanja

5.2 Podaci o potrošnji toplinske energije

Podaci o proizvodnji toplinske energije u Zaprešiću dobiveni su od strane HEP – Toplinarstva d.o.o. za 2016. godinu za svaku od postojećih kotlovnica u sustavu. Podaci su na mjesečnoj bazi i prikazuju ukupnu proizvedenu toplinsku energiju za grijanje prostora i potrošnu toplu vodu. Tablica 14 prikazuje mjesečnu proizvodnju toplinske energije u toplinarskom sustavu grada Zaprešića u 2016. godini.

Tablica 14. Mjesečna potrošnja toplinske energije

Adresa kotlovnice	Mihanovićeva 28	Mokrička 61	Trg mladosti 10	Trg mladosti 6	Lončareva 6	Trg žrtava fašizma 6	Krajačićeva 1	Kodrmanova 13	Ukupno:
Isporučena topl. energija	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Mjesec:									
Siječanj	732	806	468	446	85	146	162	177	3.022
Veljača	484	588	339	307	55	81	101	111	2.066
Ožujak	425	533	344	290	50	70	87	101	1.900
Travanj	205	288	191	156	22	17	31	46	956
Svibanj	156	240	158	132	19	10	20	35	770
Lipanj	67	140	96	81	12	0	0	0	396
Srpanj	59	118	76	59	12	0	0	0	324
Kolovoz	56	124	81	39	8	0	0	0	308
Rujan	68	141	80	77	12	0	0	0	378
Listopad	260	325	191	184	28	45	34	51	1.118
Studeneni	428	508	287	280	42	59	79	112	1.795
Prosinac	707	741	435	429	78	115	145	180	2.830
Ukupno:	3647	4552	2746	2480	423	543	659	813	15.863



Slika 33. Potrošnja toplinske energije kroz godinu

Ukupna godišnja potrošnja toplinske energije u 2016. godini iznosila je 15.863 MWh.

5.3 Podaci o kogeneracijskom postrojenju i kotlovnici

Podaci o nazivnim snagama postrojenja dobiveni su od HEP Toplinarstva, a troškovi pojedinih tehnologija korištenih u EnergyPLAN simulaciji preuzeti su iz [38]. Cijena prirodnog plina, emisija CO₂ i diskontna stopa zadane su zadatkom. Tablica 15 i Tablica 16 sadrže navedene podatke.

Tablica 15. Podaci vezani uz postrojenja uneseni u EnergyPLAN [38]

Postrojenje	Nazivna snaga [MW]	Investicijski troškovi [M€/MW _e]	Fiksni O&M troškovi [% inv.]	Varijabilni O&M troškovi [€/MWh]	Životni vijek [god.]
Mali CHP	1,32	1.2	3	2.5	25
Kotlovnica	18,4	0.075	1.47	0.15	25

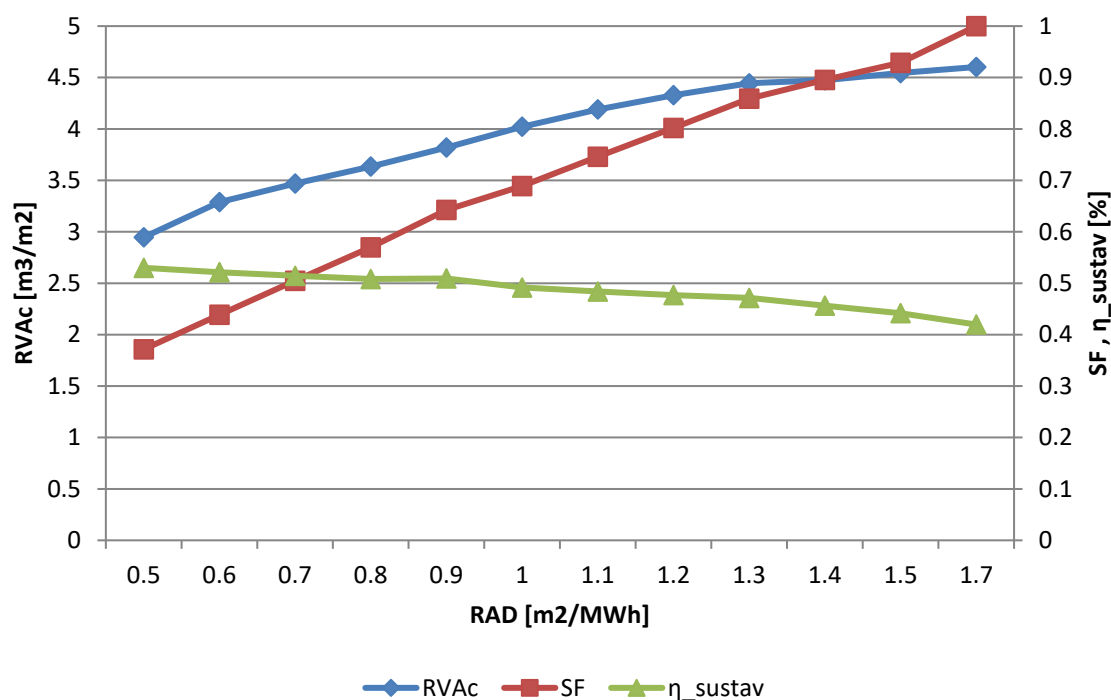
Tablica 16. Podaci vezani uz troškove [38]

Cijena prirodnog plina [€/MWh]	35
Cijena emisija [€/tCO ₂]	15
Diskontna stopa [%]	5

6. REZULTATI

6.1 Rezultati tehno-ekonomske analize solarne toplane bez odbacivanja solarne energije

U ovom poglavlju prikazani su rezultati simulacije rada solarne toplane sa sezonskim spremnikom topline u EnergyPLAN-u. Kriterij određivanja veličine spremnika za različite površine kolektorskog polja jest da se ne odbacuje toplinska energija proizvedena u solarnim kolektorima. Povećavanjem površine kolektorskog polja raste (RAD) udio solarne energije (SF) raste gotovo linearno, dok kritična veličina spremnika raste (RVAc) raste brže za niže udjele solarne energije. Iskoristivost sustava pada s povećanjem udjela solarne energije (Slika 34).



Slika 34. Odnos veličina sustava za pojedine solarne frakcije

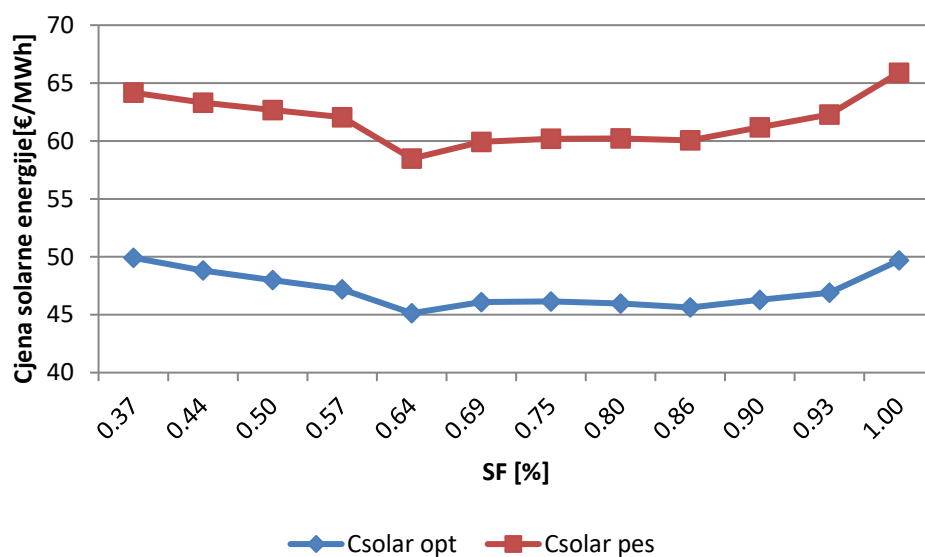
Rezultati tehno-ekonomske analize solarne toplane sa sezonskim spremnikom topline uz diskontnu stopu od 5% i životni vijek solarnih kolektora od 25 godina te spremnika topline od 50 godina prikazani su u tablici 17.

Tablica 17. Rezultati ponašanja sustava za različite površine kolektorskih polja i kritičnih volumena spremnika

RAD	A _{kol}	RV _{Ac}	V _{spr}	A _{zemlj}	Q _{solar}	SF	n _{system}	C _{solar opt}	C _{solar pes}
m ² /MWh	m ²	m ³ /m ²	m ³	m ²	MWh	%	%	€/MWh	€/MWh
0.5	7.931,5	2,9	23.372,94	32.182,5	5.891	0,37	0,53	49,92	64,17
0.6	9.517,8	3,3	31.301,18	38.699,86	6.956	0,44	0,52	48,82	63,31
0.7	11.104,1	3,5	38.525,88	45.058,04	8.006	0,50	0,51	47,99	62,68
0.8	12.690,4	3,6	46.117,65	51.371,96	9.040	0,57	0,50	47,19	62,05
0.9	14.276,7	3,8	54.534,12	57.712,45	10.1	0,64	0,50	45,13	58,48
1	15.863	4	63.801,18	64.019,5	10.931	0,69	0,49	46,09	59,92
1.1	17.449,3	4,2	73.109,41	70.676,55	11.833	0,75	0,48	46,14	60,20
1.2	19.035,6	4,3	82.388,24	77.102,17	12.722	0,8	0,47	45,96	60,22
1.3	20.621,9	4,4	91.648,24	83.180,66	13.625	0,86	0,47	45,63	60,05
1.4	22.208,2	4,5	99.352,94	89.349,54	14.204	0,89	0,45	46,28	61,18
1.5	23.794,5	4,54	108.117,6	95.557,39	14.733	0,93	0,44	46,90	62,29
1.7	26.967,1	4,6	124.117,6	107.957,1	15.863	1	0,41	49,69	65,89

U tablici su prikazane optimistične i pesimistične predikcije cijena solarne energije za različite solarne frakcije.

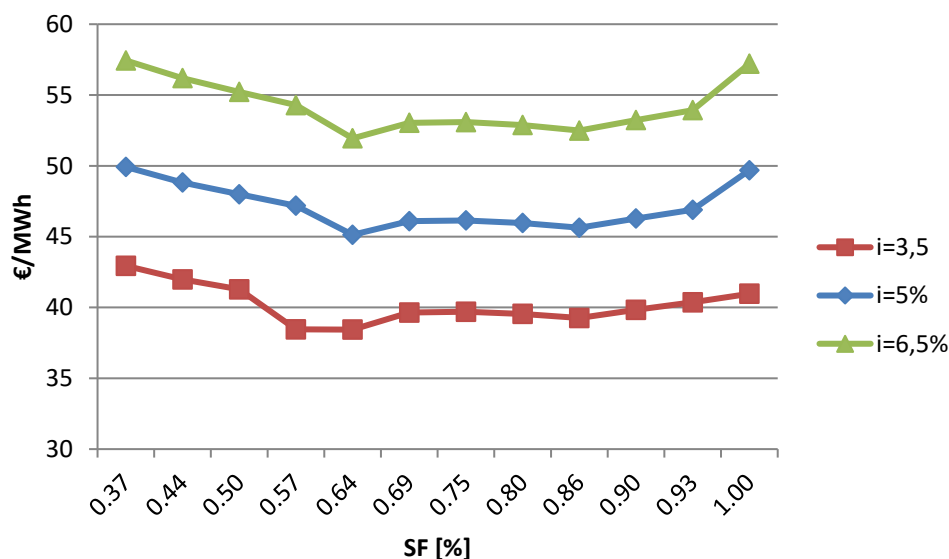
Slika 35 prikazuje cijene solarne toplinske energije za različite udjele solarne energije. Na slici se vidi da je relativni minimum cijene solarne energije dobiven kod solarne frakcije od 64% i iznosi 45,13 €/MWh za optimistični scenarij, odnosno 58,48 €/MWh za pesimistični scenarij. Trenutna cijena toplinske energije za Zaprešić prema [39] iznosi 40 €/MWh.



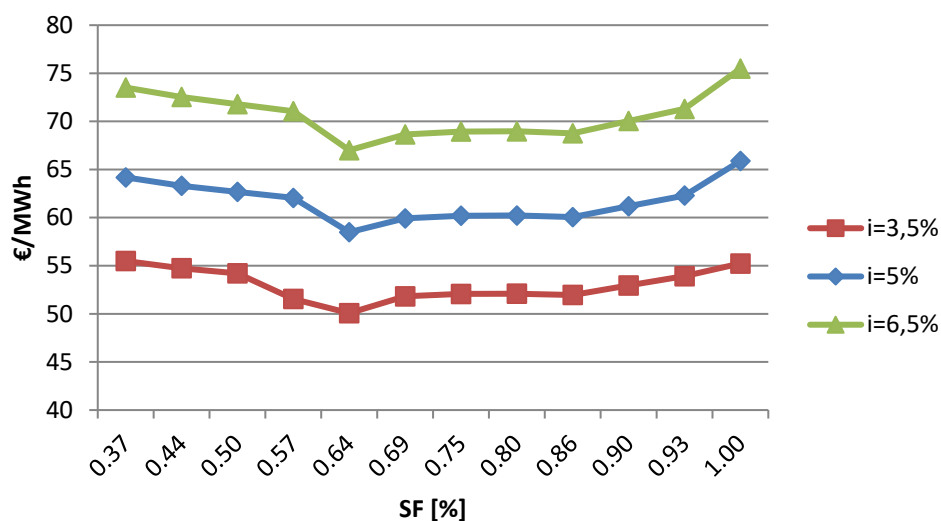
Slika 35. Cijene solarne toplinske energije za različite solarne frakcije

6.1.1 Analiza osjetljivosti cijene solarne toplinske energije za različite diskontne stope

Napravljena je analiza osjetljivosti cijene solarne toplinske energije uz povećanje i smanjenje diskontne stope za 20%. Na slikama 36 i 37 prikazane su cijene solarne toplinske energije za optimistični i pesimistični scenarij.



Slika 36. Analiza osjetljivosti optimistične predikcije cijena solarne toplinske energije



Slika 37. Analiza osjetljivosti pesimistične predikcije cijena solarne toplinske energije

Za diskontnu stopu od 6,5% cijene solarne energije se kreću između 50 – 58 €/MWh za optimistični scenarij, odnosno između 65 – 75 €/MWh za pesimistični scenarij, što je više od sadašnje cijene toplinske energije u Zaprešiću. Za diskontnu stopu od 3,5% cijene solarne energije u optimističnom scenariju kreću se između 38 – 43 €/MWh za optimistični scenarij, a za pesimistični između 50 – 56 €/MWh.

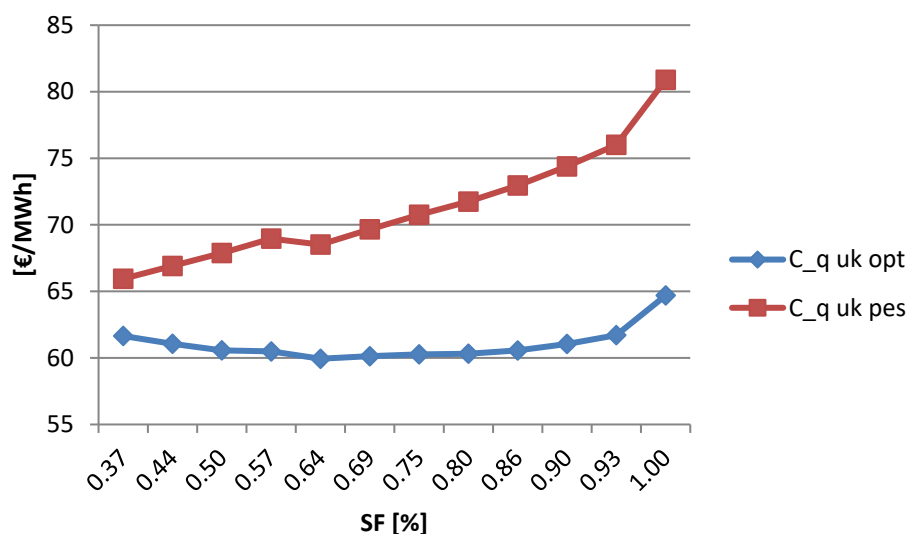
6.2 Rezultati tehno-ekonomske analize čitavog sustava

Tehničkom simulacijom u EnergyPLAN-u dobiveni su rezultati rada sustava koji uz solarnu toplanu sa sezonskim spremnikom topline sadrži kogeneracijsko postrojenje i kotlovnice. Povećavanjem proizvodnje solarnih kolektora mijenjaju se ukupni godišnji troškovi sustava. Ukupni godišnji troškovi za optimistični i pesimistični scenarij, kao i cijene toplinske energije čitavog sustava prikazani su u tablici.

Tablica 18. Rezultati tehnokonomске analize cijelokupnog toplinskog sustava

SF	Q_{solar}	Godišnji troškovi solarna toplana –opt. scenarij	Godišnji troškovi solarna toplana –pes. scenarij	Godišnji troškovi CHP + kotlovnica	Zarada el. en.	Ukupni godišnji troškovi –opt. scenarij	Ukupni godišnji troškovi –pes. scenarij	C_q uk. opt.	C_q uk. pes
%	MWh	€/god	€/god	k€/god	k€/god	€/god	€/god	€/MWh	€/MWh
0.37	5.891	294.099	378.089	761	93	977.962	1.046.089	61,65	65,95
0.44	6.956	339.653	440.440	702	81	977.961	1.061.440	61,05	66,91
0.50	8.006	384.239	501.824	646	71	959.239	1.076.825	60,57	67,88
0.57	9.040	426.561	560.944	591	58	959.561	1.093.945	60,49	68,96
0.64	10.1	459.989	596.052	540	49	950.789	1.086.852	59,93	68,51
0.69	10.931	503.824	655.005	492	42	953.824	1.105.005	60,13	69,66
0.75	11.833	546.057	712.356	446	36	956.057	1.122.356	60,27	70,75
0.80	12.722	584.742	766.159	402	30	956.742	1.138.159	60,31	71,75
0.86	13.625	621.711	818.246	357	18	960.711	1.157.246	60,56	72,95
0.89	14.20	657.430	869.083	324	13	968.430	1.180.084	61,05	74,39
0.93	14.733	690.927	917.698	297	9	978.927	1.205.699	61,71	76,00
1	15.863	788.182	1.045.190	238	0	1.026.183	1.283.190	64,69	80,89

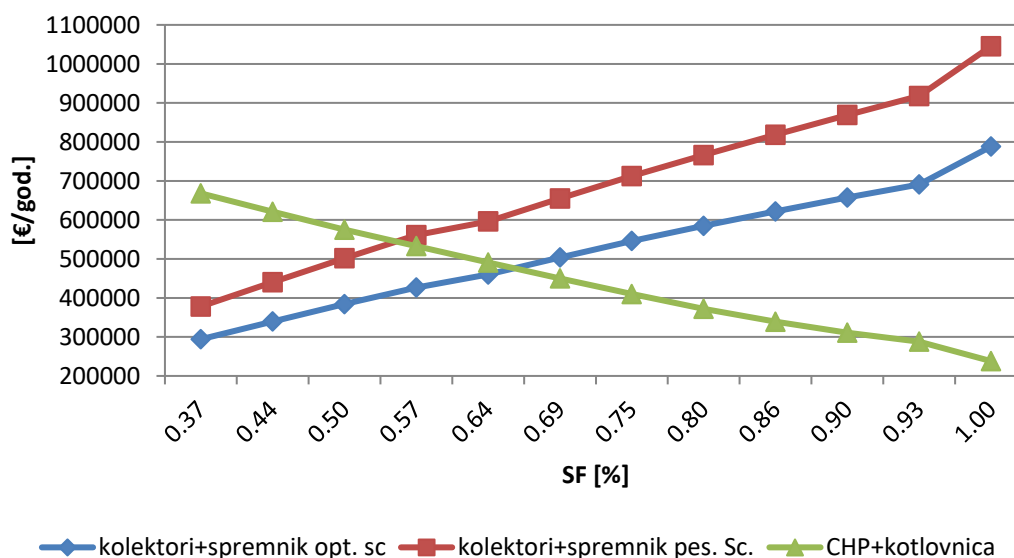
Kako se povećava udio solarne toplinske energije, smanjuju se radni sati kogeneracijskog postrojenja i kotlovnice. Najveća zarada od prodaje električne energije je kod najmanjeg udjela solarne energije jer tada kogeneracija radi najviše sati. Treba ponoviti da se radi o tehničkoj simulaciji u EnergyPLAN-u u kojoj se zadovoljavaju samo potrebe za toplinskom energijom uz minimiziranje troškova rada sustava. Za tržišnu simulaciju potrebno je poznavati satnu distribuciju cijena električne energije na tržištu i potrošnju električne energije promatranog sustava. Cijene toplinske energije sustava se gotovo ne razlikuju za različite solarne frakcije kod optimističnog scenarija, dok je rast cijena kod pesimističnog scenarija izraženiji. Slika 38 prikazuje cijene toplinske energije sustava.



Slika 38. Cijene toplinske energije u ovisnosti o solarnoj frakciji

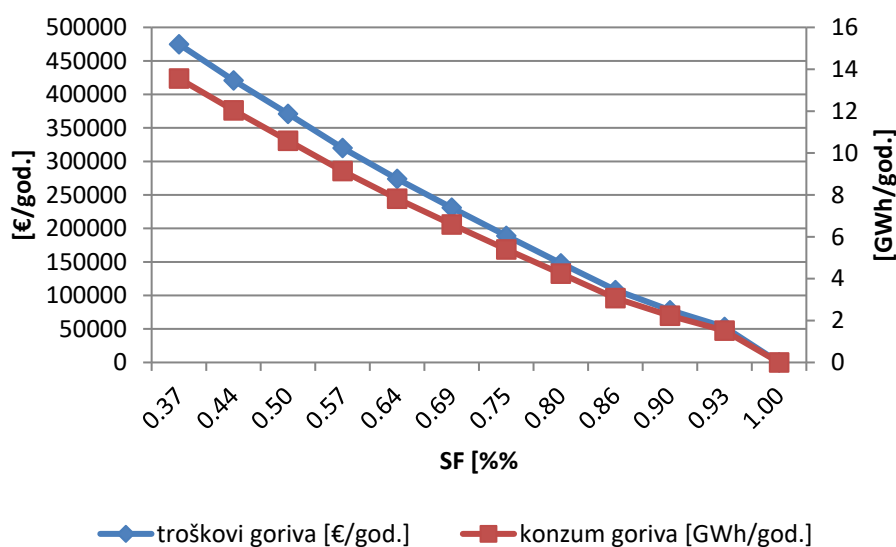
Relativni minimum cijene u optimističnom scenariju je kod udjela solarne toplinske energije od 64% i iznosi 59,93 €/MWh, dok je u kod pesimističnog scenarija najniža cijena kod najnižeg udjela solarne energije i iznosi 65,95 €/MWh.

Ukupni godišnji troškovi solarne toplane sa sezonskim spremnikom topline kod pesimistične i optimistične predikcije i ukupni godišnji troškovi kogeneracije i kotlovnice prikazani su na slici (Slika 39).



Slika 39. Godišnji troškovi komponenti sustava

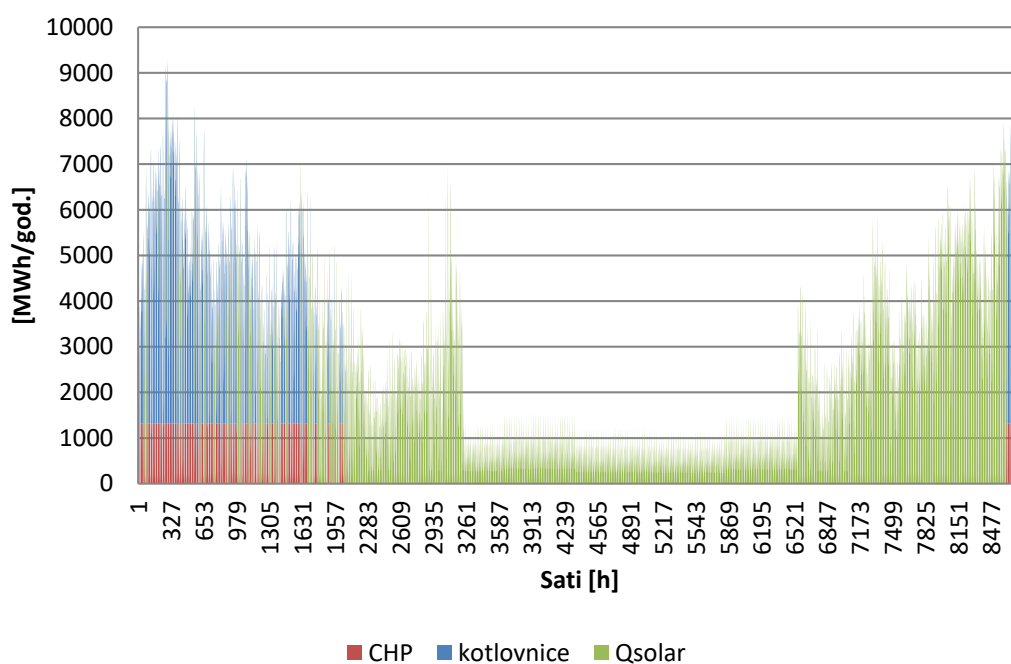
S porastom solarne frakcije rastu godišnji troškovi solarne toplane zbog većih investicijskih troškova, dok godišnji troškovi kogeneracije i kotlovnice padaju zbog manjih varijabilnih troškova i manje potrošnje goriva.



Slika 40. Godišnja potrošnja i troškovi goriva kod različitih solarnih frakcija

Kao najbolje rješenje odabran je scenarij kod udjela solarne energije od 64% jer dodatnim povećanjem solarne frakcije u pesimističnom scenariju rastu cijene toplinske energije sustava sa 68 €/MWh za 64% do 80,89 €/MWh za solarnu frakciju od 100%. U slučaju da se planovi ne ispune i ne izgradi kogeneracijsko postrojenje, kod ovog udjela solarne energije nema značajnog porasta cijene toplinske energije u odnosu na sadašnje stanje.

Za odabrani slučaj ukupna proizvodnja solarne toplinske energije iznosi 10,1 GWh/god., proizvodnja toplinske energije iz kotlovnica iznosi 4,10 GWh/god., a proizvodnja toplinske i električne energije iz kogeneracijskog postrojenja iznose 1,65 GWh/god., odnosno 1,25 GWh/god. Slika 41 prikazuje satnu proizvodnju toplinske energije iz pojedinog postrojenja.



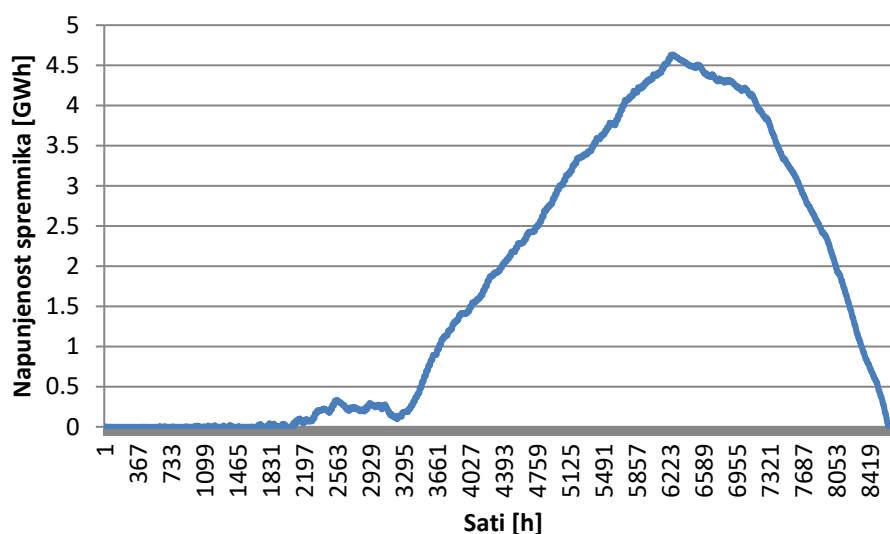
Slika 41. Satna proizvodnja toplinske energije

Tablica 19 sadrži ukupnu godišnju proizvedenu toplinsku i električnu energiju iz pojedinog postrojenja.

Tablica 19. Proizvodnja energije pojedine komponente sustava

Toplinska energija – solarne toplane [GWh/god.]	10,1
Toplinska energija – kotlovi [GWh/god.]	4,10
Toplinska energija – CHP [GWh/god.]	1,65
Električna energija – CHP [GWh/god.]	1,25

Slika 42 prikazuje napunjenost sezonskog toplinskog spremnika u pojedinom satu kroz godinu.



Slika 42. Satna napunjenost spremnika

6.2.1 Analiza isplativosti integracije solarne toplane u toplinski sustav s kogeneracijom i kotlovnicom

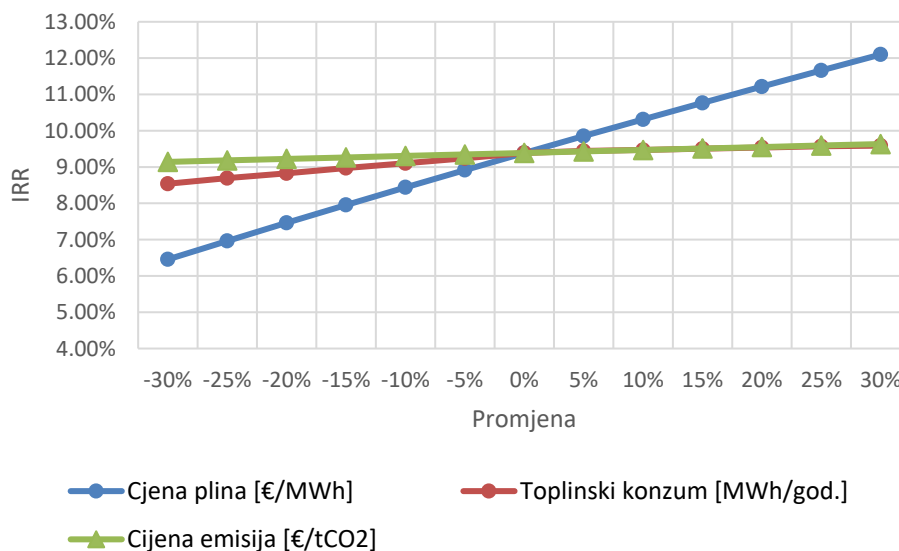
Napravljena je analiza isplativosti integracije solarne toplane sa sezonskim spremnikom topline u budući sustav koji se sastoji od kogeneracije i kotlovnica. U analizi su u obzir uzeti samo investicijski troškovi vezani uz solarnu toplanu sa sezonskim spremnikom topline, dok investicijski troškovi kogeneracijskog postrojenja i kotlovnica nisu uzeti u obzir.

Tablica 20 sadrži podatke vezane uz analizu isplativosti solarne toplane sa sezonskim spremnikom. Ukupna investicija solarne toplane u optimističnom scenariju iznosi 5.760.920,62 €, a IRR iznosi 9,39%. U pesimističnom scenariju ukupna investicija iznosi 7.328.502,28 €, a IRR iznosi 6,29%.

Tablica 20. Rezultati analize isplativosti

Optimistični scenarij		Pesimistični scenarij	
IRR [%]	NPV [€]	IRR [%]	NPV [€]
9,39	1.810.591	6,29	638.246

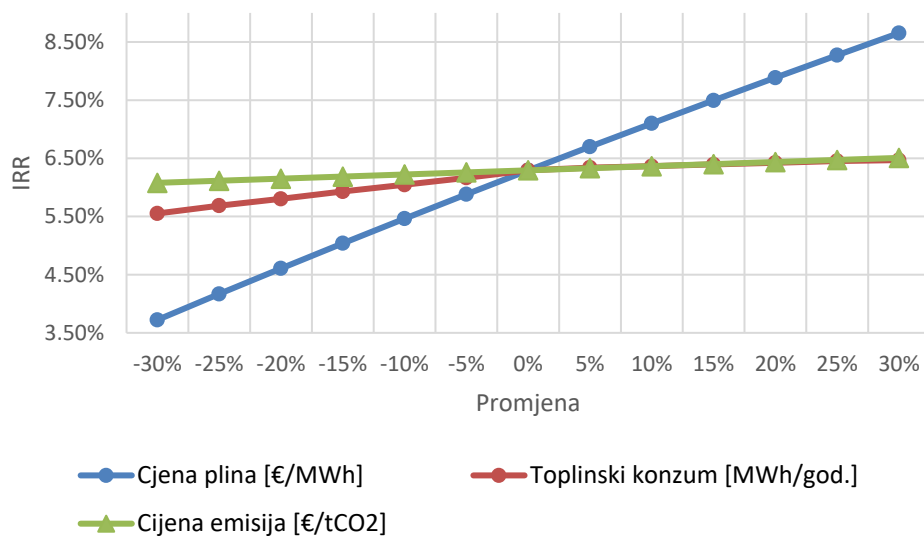
Prema analizi projekt je isplativ u oba scenarija. Dodatno je napravljena analiza osjetljivosti za optimistični i pesimistični scenarij.



Slika 43. Analiza osjetljivosti – optimistični scenarij

Analiza osjetljivosti optimističnog scenarija (Slika 43) pokazuje da najveći utjecaj na promjenu IRR-a ima promjena cijene goriva. Povećanjem cijene prirodnog plina za 30% IRR od 9,39% raste na 12,10%, a smanjenjem cijene za 30% dobiva se vrijednost IRR-a od 6,46%. Promjena cijene emisija CO₂ i promjena toplinskog konzuma imaju manji utjecaj na promjenu IRR-a. Promjenom cijene emisija za 30% dobivaju se vrijednosti IRR-a 9,63%, odnosno 9,14%. Povećanjem i smanjenjem toplinskog konzuma za 30% dobivaju se vrijednosti IRR-a 9,59% i 8,54%.

Povećanjem i smanjenjem cijene goriva kod pesimističnog scenarija za 30% dobivaju se vrijednosti IRR-a 8,56%, odnosno 3,72%. Promjenom cijene emisija CO₂ za 30% dobivaju se vrijednosti IRR-a 6,51% i 6,08%, dok se promjenom toplinskog konzuma dobivaju vrijednosti IRR-a 6,47% i 5,55%. Slika 44 prikazuje rezultate analize osjetljivosti pesimističnog scenarija.

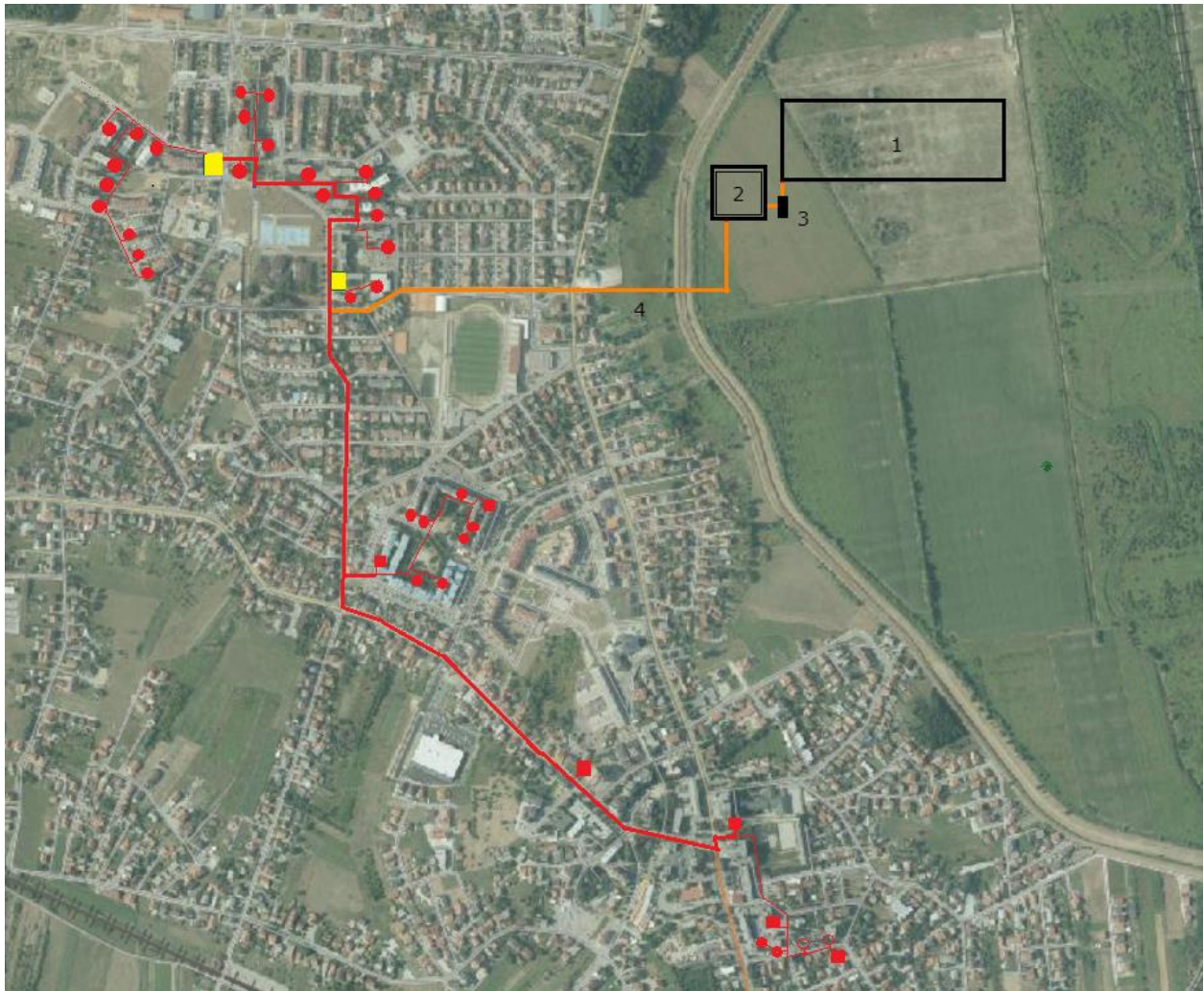


Slika 44. Analiza osjetljivosti – pesimistični scenarij

Uz cijenu prirodnog plina najveći utjecaj na isplativost imaju investicijski troškovi solarne toplane, što je vidljivo iz usporedbe IRR-a kod optimistične i pesimistične predikcije investicijskih troškova solarne toplane. Povećanjem investicijskih troškova za 21% (pesimistični scenarij u odnosu na optimistični scenarij) IRR se mijenja s 9,39% na 6,29%.

6.3 Shematski prikaz postrojenja

Shematski prikaz postrojenja u prostoru s predloženom lokacijom prikazan je na slici (Slika 45). Mjerilo slike je 1:10.000. Ukupna potrebna površina zemljišta za postavljanje kolektorskog polja efektivne površine 14.276 m² iznosi 50.000 m², a površina poklopca spremnika iznosi 7.774 m². Duljina spojnog cjevovoda iznosi 860 m. Potrebna je velika površina zemljišta za postavljanje kolektorskog polja i izgradnju spremnika stoga se ova lokacija čini kao dobra opcija, dodatno ako se u obzir uzme blizina spojnog cjevovoda grada Zaprešića što dodatno olakšava poslove priključivanja i smanjuje troškove.



Slika 45. Shematski prikaz postrojenja u prostoru

Brojevi na slici predstavljaju:

1. kolektorsko polje
2. sezonski spremnik topline
3. strojarnica
4. spojni cjevovod.

7. ZAKLJUČAK

Centralizirani solarni toplinski sustavi predstavljaju budućnost u sektoru toplinarstva Europe. Cijena proizvedene toplinske energije gotovo je konstantna, tehnologija je čista i bez emisija, dostupna diljem Europe. U ljetnim razdobljima mogu u potpunosti zamijeniti ostale izvore toplinske energije, a zahvaljujući sezonskim spremnicima topline moguće je toplinsku energiju skladištiti za zimska razdoblja.

U sklopu ovog rada napravljena je tehnoeekonomska analiza solarne toplane sa sezonskim spremnikom topline u Zaprešiću. Najbolja solucija tražila se je na način da se mijenja površina kolektorskog polja i odgovarajući volumen spremnika kod kojeg nema odbacivanja proizvedene solarne energije. Napravljena su dva scenarija na temelju optimistične i pesimistične predikcije investicijskih troškova. Kao najbolje rješenje odabrana je opcija s najnižim troškovima toplinske energije.

Rezultati optimističnog scenarija pokazuju da cijena topline dobivene iz solarne toplane iznosi 45,13 €/MWh, što nije mnogo više od sadašnje cijene toplinske energije u Zaprešiću koja iznosi 40 €/MWh [39]. U pesimističnom scenariju cijena toplinske energije iz solara iznosi 58,48 €/MWh. Realno je za očekivati da cijene solarne toplinske energije budu negdje između optimistične i pesimistične predikcije.

Nadalje, napravljena je analiza isplativosti implementacije solarne toplane u centralizirani toplinski sustav, koji bi prema planovima HEP Toplinarstva sadržavao kogeneracijsko postrojenje i kotlovnice. Kao najbolja opcija pokazao se sustav kod kojeg se 64% potrebe za toplinskom energijom zadovoljava iz solarne toplane sa sezonskim spremnikom. Integracija solarne toplane u sustav uz zadanu cijenu plina od 35 €/MWh i cijenu emisija od 15 €/tCO₂ pokazala se isplativom (IRR iznosi 9,39% za optimistični scenarij, 6,29% za pesimistični scenarij). Cijena toplinske energije sustava u optimističnom scenariju iznosi 59,94 €/GWh, a u pesimističnom scenariju iznosi 68,51 €/MWh. Iako cijene toplinske energije sustava odgovaraju cijenama sličnih toplinskih sustava u Danskoj, treba napomenuti da ovi rezultati ne prikazuju u potpunosti realno stanje pošto je rad kogeneracijskog postrojenja dirigiran praćenjem toplinskog opterećenja (tehnička simulacija), a ne tržištem električne energije (tržišna simulacija).

POPIS LITERATURE

- [1] European Commission, “Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions on an EU Strategy for Heating and Cooling,” 2016.
- [2] European Parliament, European Council, “Directive 2010/31/EU of the,” *Off. J. Eur. Union*, pp. 13–35, 2010.
- [3] “2030 Energy Strategy - European Commission.” [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/2030-energy-strategy>. [Accessed: 14-Jan-2018].
- [4] “UNFCCC eHandbook - Startpage.” [Online]. Available: <http://bigpicture.unfccc.int/#content-the-paris-agreemen>.
- [5] “Paris Agreement - Status of Ratification.” [Online]. Available: http://unfccc.int/paris_agreement/items/9444.php.
- [6] T. Independent, “Donald Trump confirms withdrawal from Paris Agreement on climate change in huge blow for global deal.” [Online]. Available: <http://www.independent.co.uk/news/world/americas/us-politics/trump-paris-agreement-climate-change-withdrawal-latest-news-updates-global-warming-deal-a7768116.html>.
- [7] Wikipedia, “List of countries by carbon dioxide emissions.” .
- [8] EKONERG – institut za energetiku i zaštitu okoliša, “Bijela knjiga - Strategija niskougličnog razvoja Republike Hrvatske za razdoblje do 2030. s pogledom na 2050.,” 2017.
- [9] “Howard Services - Biomass Boiler Servicing: District Heating.” [Online]. Available: [http://howard.services/services/district heating.html](http://howard.services/services/district%20heating.html).
- [10] H. Lund *et al.*, “4th Generation District Heating (4GDH) Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems,” *Energy*, vol. 68, pp. 1–11, 2014.
- [11] “Large Scale Solar Heating Plants.” [Online]. Available: <http://solar-district-heating.eu/ServicesTools/Plantdatabase.aspx>.
- [12] “Sun&Wind Energy, The platform for renewable Energies.” [Online]. Available: <http://www.sunwindenergy.com/solar-thermal/arcon-sunmark-merge>.

-
- [13] “Solar Thermal World.” [Online]. Available: <http://www.solarthermalworld.org/>.
- [14] “Arcon-Sunmark.” [Online]. Available: http://arcon-sunmark.com/cases?p=NY_Referencer.aspx.
- [15] W. Weiss, M. Spörk-Dür, and F. Mauthner, “Solar Heat Worldwide Global Market Development and Trends in 2016,” 2017.
- [16] “Solar Thermal World.” [Online]. Available: <http://www.solarthermalworld.org/content/saudi-arabia-womens-university-solar-district-heating>.
- [17] “Solar Thermal World.” [Online]. Available: <http://www.solarthermalworld.org/content/canada-district-heating-90-solar-fraction>.
- [18] IEA Solar Heating & Cooling Programme, “Solar update Newsletter - IEA SHC Solar Award 2017,” 2017.
- [19] M. A. R. Ibrahim Dincer, *Thermal energy storage systems and applications*. Ontario, Canada: Wiley, 2011.
- [20] Energinet.dk, *Technology data for energy plants*, no. May. 2012.
- [21] “Silkeborg: Record-breaking solar district heating plant in operation.” [Online]. Available: <http://solar-district-heating.eu/NewsEvents/News/tabid/68/ArticleId/498/Silkeborg-Recordbreaking-solar-district-heating-plant-in-operation.aspx>.
- [22] “4DHresearch.” [Online]. Available: <https://twitter.com/4DHresearch>.
- [23] Dronninglund Fjernvarme and PlanEnergi and Niras, “Dronninglund Solar thermal plant,” 2014.
- [24] PlanEnergi, “Summary technical description of the SUNSTORE 4 plant in Marstal,” 2013.
- [25] “Sunstore 4 - 100% Renewable District Heating.” [Online]. Available: <http://sunstore4.eu/understand/examples-of-sunstore4/>.
- [26] “Euroheat&power Renewable District Heating.” [Online]. Available: <https://www.euroheat.org/our-projects/sunstore4-100-renewable-district-heating/>.
- [27] Danish Energy Agency, “Long term storage and solar district heating,” 2016.
- [28] J. Worm, “The Integration of Large-Scale Solar Thermal and Heat Pumps in District Heating Systems.” .

- [29] “Državni zavod za statistiku, Popis stanovništva 2011.” [Online]. Available: <https://www.dzs.hr/hrv/censuses/census2011/results/censustabshtm.htm>.
- [30] Energetski institut Hrvoje Požar, “Program korištenja potencijala za učinkovitost u grijanju i hlađenju za razdoblje 2016. – 2030.,” 2015.
- [31] H. d. o. o. Tehnokom, “Centralni toplinski sustav grijanja Zaprešić.”
- [32] “EnergyPLAN | Advanced energy systems analysis computer model.” [Online]. Available: <http://www.energyplan.eu/>.
- [33] D. Dović, *Obnovljivi izvori energije , Uporaba sunčeve energije u termotehničkim sustavima*. Zagreb: Fakultet strojarstva i brodogradnje, 2012.
- [34] P. A. Sørensen, J. E. Nielsen, R. Battisti, T. Schmidt, and D. Trier, “Solar district heating guidelines: Collection of fact sheets,” 2012.
- [35] M. Guadalfajara, M. A. Lozano, and L. M. Serra, “Simple calculation tool for central solar heating plants with seasonal storage,” *Sol. Energy*, vol. 120, pp. 72–86, 2015.
- [36] J. F. Andreu, “Evaluation of integration of solar energy into district heating system of the City of Velika Gorica,” 2015.
- [37] “Meteonorm.” [Online]. Available: <http://www.meteonorm.com/>.
- [38] Mathiesen, Brian Vad; Hansen, Kenneth, “The role of Solar thermal in Future Energy Systems Mathiesen ,” 2017.
- [39] “HEP-Toplinarstvo d.o.o. - Cjenik.” [Online]. Available: <http://toplinarstvo.hep.hr/toplinarstvo/kupci/cijena.aspx>.

PRILOZI

I. CD-R disc