

Analyse av tekniske og økonomiske forhold ved kraft-varmeproduksjon og fjernvarmeanlegg ved økte energipriser og CO₂-avgifter

Magnus Kosberg

Master i energi og miljø
Oppgaven levert: Februar 2010
Hovedveileder: Rolf Ulseth, EPT

Oppgavetekst

I forbindelse med økt fokus på energibruk, energieffektivisering og best mulig utnyttelse av energipotensialet i forskjellige energikilder, er CHP i kombinasjon med fjernvarme spesielt interessant.

I Norge er CHP benyttet lite kommersielt i forhold til andre energiforsyningsalternativer. Dette gjør at det knyttes usikkerhet rundt det økonomiske aspektet ved bruk av CHP som energiforsyningsalternativ. I denne oppgaven skal det derfor foretas en økonomisk analyse ved bruk av CHP, samt en sammenligning knyttet opp mot andre energiforsyningsalternativer.

Det vil spesielt bli fokusert på hvordan energipriser og CO₂-avgifter vil innvirke på den kommersielle bruken av CHP.

I tillegg vil bruken av primærenergi og utslipp av CO₂ drøftes ved bruk av CHP og andre energiforsyningsalternativ.

Oppgaven gitt: 21. september 2009

Hovedveileder: Rolf Ulseth, EPT



MASTEROPPGAVE

for

Stud.techn. Magnus Kosberg

Høsten 2009

Analyse av tekniske og økonomiske forhold ved kraft-varmeproduksjon og fjernvarmeanlegg ved økte energipriser og CO₂-avgifter

*Analysis of technical and economical conditions by Combined Heat and Power (CHP)
with District Heating and increased energy prices and CO₂ taxes*

Bakgrunn

I det internasjonale energimiljøet er det et stadig økende påtrykk for å satse mer på CHP. I denne sammenheng utpeker CHP i kombinasjon med fjernvarme seg som spesielt interessant. Det er åpenbart at økte energipriser og CO₂-avgifter generelt vil forbedre konkurransesituasjonen for CHP i forhold til andre alternativer.

Mål

Hovedmålet med denne oppgaven er å kartlegge hvordan økte energipriser og CO₂-avgifter vil innvirke på det økonomiske konkurranseforholdet mellom systemer med CHP og fjernvarme i forhold til andre aktuelle alternativer for energiforsyning.

Oppgaven bearbeides ut fra følgende punkter

1. Beskriv på nødvendig detaljert måte utvalgte, relevante case hvor CHP og fjernvarme utgjør de sentrale delene av det totale system for energiforsyning. For de valgte case forutsettes det at anleggenes størrelse velges slik at de er relevante for fjernvarmesystemer i Norge.
2. Klarlegg alle nødvendige kostnadselementer som er nødvendig for å gjennomføre en økonomisk analyse av de valgte systemene under pkt. 1 med akseptabel nøyaktighet.
3. Gjennomfør økonomiske analyser for de valgte systemer ved bruk av relevante metoder for fremskaffing av de mest aktuelle økonomiske indikatorer. Energiprisene og/eller CO₂-avgifter antas å være de mest sentrale parametere som varieres i analysene.
4. Gjennomfør beregninger som viser de aktuelle primærenergifaktorer for levert fjernvarme for de valgte systemer og hvilke CO₂-koeffisienter som sluttbruker kan bruke ved beregning av CO₂-utslipp på energisertifikatet..
5. Gjennomfør beregninger som viser totalt forbruk av primærenergi og CO₂-utslipp for de utvalgte systemer, og for relevante alternativer med separat, termisk elektrisitetsproduksjon og fjernvarme uten CHP.

-- ” --

Senest 14 dager etter utlevering av oppgaven skal kandidaten levere/sende instituttet en detaljert fremdrift- og evt. forsøksplan for oppgaven til evaluering og evt. diskusjon med faglig ansvarlig/veiledere. Detaljer ved evt. utførelse av dataprogrammer skal avtales nærmere i samråd med faglig ansvarlig.

Besvarelsen redigeres mest mulig som en forskningsrapport med et sammendrag både på norsk og engelsk, konklusjon, litteraturliste, innholdsfortegnelse etc. Ved utarbeidelsen av teksten skal kandidaten legge vekt på å gjøre teksten oversiktlig og velskrevet. Med henblikk på lesning av besvarelsen er det viktig at de nødvendige henvisninger for korresponderende steder i tekst, tabeller og figurer anføres på begge steder. Ved bedømmelsen legges det stor vekt på at resultatene er grundig bearbeidet, at de oppstilles tabellarisk og/eller grafisk på en oversiktlig måte, og at de er diskutert utførlig.

Alle benyttede kilder, også muntlige opplysninger, skal oppgis på fullstendig måte. (For tidsskrifter og bøker oppgis forfatter, tittel, årgang, sidetall og evt. figurnummer.)

Det forutsettes at kandidaten tar initiativ til og holder nødvendig kontakt med faglærer og veileder(e). Kandidaten skal rette seg etter de reglementer og retningslinjer som gjelder ved alle (andre) fagmiljøer som kandidaten har kontakt med gjennom sin utførelse av oppgaven, samt etter eventuelle pålegg fra Institutt for energi- og prosesssteknikk.


I henhold til "Utfyllende regler til studieforskriften for teknologistudiet/sivilingeniørstudiet" ved NTNU § 20, forbeholder instituttet seg retten til å benytte alle resultater i undervisnings- og forskningsformål, samt til publikasjoner.

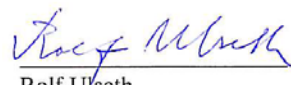
Ett -1 komplett eksemplar av originalbesvarelsen av oppgaven skal innleveres til samme adressat som den ble utlevert fra. (Det skal medfølge et konsentrert sammendrag på maks. en maskinskrevet side med dobbel linjeavstand med forfatternavn og oppgavetittel for evt. referering i tidsskrifter).

Til Instituttet innleveres to - 2 komplette, kopier av besvarelsen. Ytterligere kopier til evt. medveiledere/oppdragsgivere skal avtales med, og evt. leveres direkte til, de respektive.

Til instituttet innleveres også en komplett kopi (inkl. konsentrerte sammendrag) på CD-ROM i Word-format eller tilsvarende.

Institutt for energi og prosesssteknikk, 19. august 2009


Olav Bolland
Instituttleder


Rolf Ulseth
Faglig ansvarlig/veileder

side2 av 2

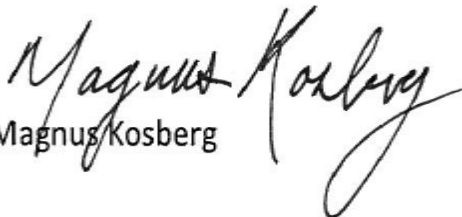
Forord

Å skrive masteroppgave gjennom en høst med svineinfluensa. RS-virus, vannkopper med mer, har vist seg å være krevende både for forfatter og hans nærmeste. Jeg vil i første omgang rette en stor takk til min samboer, Randi, for at vi i felleskap har greid å fullføre denne masteroppgaven på en best mulig måte.

Før jeg høsten 2009 startet arbeidet med avslutningen av 5 års studier på energi- og miljø ved NTNU, hadde jeg to målsetninger. For det første ville jeg lære med VBA, programmeringsspråket i excel, og for det andre ville jeg tilfredsstillere mine egne ambisjoner når det gjaldt å skrive en masteroppgave. Dette føler jeg at jeg i stor grad har lyktes med, og jeg går dermed ut av universitetet med hevet hode.

Proessen med å skrive denne masteroppgaven har foruten en del barnesykdommer gått relativt smertefritt. Dette er først og fremst på grunn av at jeg har fått jobbe med et emne som i stor grad har vakt min interesse. Det rettes derfor en stor takk til veileder, Rolf Ulseth, for en meget spennende oppgavetekst, og for øvrig gode leserinnlegg, se kapittel 10. Ellers vil jeg takke alle som har bidratt med i diskusjoner, rettskriving og britisk skrijving.

Trondheim, 25. februar 2010


Magnus Kosberg

Sammendrag

I 1983 nedsatte FN en kommisjon, den såkalte Brundtlandkommisjonen, som blant annet hadde som formål å kartlegge forholdet mellom fattigdom, miljø og utvikling. Etter fire års arbeid la kommisjonen fram sin rapport, "*Vår Felles Framtid*", der hovedkonklusjonen var at dagens utvikling tærer for mye på dagens naturressurser og truer opprettholdelsen av naturens livsbærende systemer. Dette skulle vise seg å danne grunnlag for et senere mye omdiskutert begrep, *bærekraftig utvikling*; en utvikling som imøtekommer dagens behov uten å forringe muligheten for senere generasjoner å imøtekomme deres behov. "*Vår felles framtid*" la dermed grunnlaget for et stadig økende påtrykk for større fokus på klimaproblematikk og effektiv utnyttelse av verdens energiressurser.

Ca 40 prosent av energibruken i Norge og resten av Europa kan knyttes opp mot energibruk i bygninger. I 2002 fremmet EU-parlamentet et direktiv, *on the Energy Performance of Buildings*, som har til hensikt å gi økt energiytelse i bygninger. Dette innebærer blant annet redusert energibehov og utslipp av CO₂ relatert til bygningssektoren, og skal belyses gjennom en energimerkeordning, der bygninger får karakterer ut i fra bygningers energibehov og energiforsyning. I 2009 fulgte EU-parlamentet opp med et forslag til nytt bygningsdirektiv der det stilles krav til at byggets primærenergiforbruk og CO₂-utslipp skal inkluderes i energimerkingen. Dette er et klart signal om at det rettes stort fokus mot energibruk og energieffektivisering tilknyttet bygningssektoren.

Norge er et land som har forholdsvis få mennesker fordelt over et langt geografisk område. Dette gir en lav energitetthet, og større utfordring til planlegging av energiforsyning til distrikter der det bor færre mennesker. I de største byene i Norge, der energitettheten er forholdsvis stor, er fjernvarme et velutviklet varmeforsyningsalternativ. I distriktene knyttes det større utfordringer til fjernvarmeutbygging på grunn av større avstander mellom forbrukerne. Gjennom økt fokus på energieffektivisering og klimaproblematikk gjennom lokale energiutredninger og energi- og klimaplaner, blir imidlertid fjernvarme vurdert som et godt alternativ også i distriktene. Denne vinteren har områdeprisen i Midt-Norge nådd rekordhøye priser på over 10 kr/kWh. Hovedgrunnen til dette er en lite tilfredsstillende nettkapasitet i området, og utkoblede reaktorer i Svenske kjernekraftverk. Liten nettkapasitet medfører problemer med å føre elektrisk kraft inn i enkelte regioner, og i perioder når etterspørselen er stor, vil dette påvirke prisene. I et land som Norge med en topografi bestående av mye fjellandskap, er det i tillegg knyttet store kostnader til nettutbygging. Dette gjør at bruk av CHP i kombinasjon med fjernvarme er et meget interessant alternativ til energiforsyning, spesielt i mindre Norske kommuner.

CHP-anlegg er samproduksjon av kraft og varme i en prosess. Dette betyr at brenselet som benyttes for å drive prosessen, utnyttes i mye større grad i forhold til vanlig kraftproduksjon. I gode CHP-anlegg kan man oppnå virkningsgrader på over 90 prosent. Dette krever

imidlertid en drift som gjør at de tekniske egenskapene i anlegget ivaretas på en tilfredsstillende måte. På grunn av stor variasjon i etterspørsel etter varme, stilles det store krav til planlegging av driften og sammensetningen av enheter i et CHP-anlegg. Å drifte et anlegg på en kapasitet som overskrider etterspurt varmebehov, vil medføre større tap fordi anleggets totale virkningsgrad måles ut fra produsert elektrisitet, og *nyttiggjort* varme. Dette fremskaffer stor motivasjon for å drifte et anlegg på en måte som gir minimale tap i forhold til energietterspørselen. En bedre sammensetning og drift av et CHP-anlegg i en energisentral, vil også kunne gjøre teknologien mer konkurransedyktig i forhold til andre energiforsyningsalternativ, både hva gjelder økonomisk lønnsomhet og miljøvennlighet.

Gjennom denne masteroppgaven er det rettet stor fokus mot å tilstrebe en best mulig sammensetning og drift av et CHP-anlegg i forhold til en gitt energietterspørsel. Dette vil bidra til en drastisk økning i det økonomiske og miljømessige konkurransefortrinnet til CHP i kombinasjon med fjernvarme i forhold til andre energiforsyningsalternativ.

Ved å benytte velkjente økonomiske metoder og standardiserte metoder for fremskaffing av primærenergiforbruk og CO₂-utslipp, er det gjennom denne masteroppgaven funnet ut at CHP i kombinasjon med fjernvarme vil være et energiforsyningsalternativ som absolutt bør tas i betraktning for at det totale energiforsyningssystemet skal imøtekomme Brundtlandkommisjonen og "*vår felles framtid*" sin konklusjon om å ivareta våre naturressurser og opprettholdelsen av naturens livsbærende systemer på en bærekraftig måte.

Summary

In 1983 the UN appointed a committee, "Brundland comision", to investigate the relationship between poverty, environment and development. After four years, the committee was presenting their report " Our Common Future". The conclusion pointed out that the development today is draining too much from the natural resources. They also concluded that today's development is threatening the earth's basis of existence. The report would later come to form the basis of a much debated term called "Sustainable development"; a development that can meet our demands without depriving the needs of later generations. " Our Common Future" Has laid the foundation for a greater pressure to focusing on the climate issues and an effective utilization of the worlds energy resources.

About 40 % of the consumed energy in Norway and the rest of Europe are due to the energy consumption in buildings. In 2002 the EU parliament promoted a directive called " On the Energy Performance of buildings", that was intended to give more energy economization in buildings. The directive was intending to reduce the energy demand and the CO₂ emission related to heating of buildings. To make this happen, buildings will be classified by energy demand and supply. In 2009 the EU parliament followed up with a proposal for a new directive that will include the buildings primary energy consumption and CO₂ emission in the energy classification. This indicates a clear signal of the great focus on energy consumption and energy efficiency connected to buildings today.

Norway is a country with relatively few people scattered over a long geographical area. This means that we have a low energy density and that we have great challenges regarding the planning of energy supply in areas with few people. In the biggest cities in Norway, where the energy density is relatively high, district heating is a well developed alternative. In the rural districts there are greater challenges regarding district heating because of the distance between the consumers. Because of the focus on energy efficiency and climate challenges through local energy studies district heating is now considered a good alternative also for the rural districts. This winter the area price for Middle of Norway has reached the all time high price of 10 NOK/kWh. The main reason for this is the poor capacity of the electrical distribution net that supplies the area with electricity and disabled nuclear reactors in Sweden. The poor capacity of the net is causing great problems in supplying some regions with electricity, and in periods of great demand this will affect the prices. Also, the Norwegian topography largely consists of mountains which make it very expensive to build power lines. Considering this, the use of CHP in combination with district heating is a very good alternative for energy supply, especially in small Norwegian municipalities.

CHP- plants is a co-production between power and heat in one process. This means that the fuel needed to make this process happen is much better utilized if you compare it to standard power production. Good CHP-plants could achieve over 90 % efficiency. This claims that the plant`s technical capacity is well utilized. Because of the variable demand for heat, there are great requirements for planning and operating the CHP-plants. To run a plant with a capacity which exceeds the demand for heat would lead to an economic loss because the plant`s efficiency is measured by the produced energy and the heat utilized. This would motivate to run a plant in a way that gives a minimum of loss regarding energy demand. A better composition and operation of a CHP-plant in energy central would also make the technology more competitive to other power supply alternatives, both regarding economy and the environment.

Through this Master thesis it is focused on the best composition to run a CHP-plant regarding a certain energy demand. This will contribute to a dramatic increase of the economic and environmental benefits of CHP-plants in combination with district heating if it is compared to other power supply alternatives.

By using well known economical methods, and standard methods for finding primary energy consumption and CO₂ emission, it is by this Master thesis proven that CHP combined with district heating is an energy supply alternative to consider, trying to meet the conclusion of "Brundtland comision" and " Our Common Future" to take care of our natural resources and maintain the earth`s basis of existence in a sustainable way.

Innhold

Forord	v
Sammendrag	vii
Summary	ix
Innhold	xi
Figurer	xvii
Tabeller	xix
Kapittel 1	1
1 Innledning.....	1
1.1 Tolkning av masteroppgaven.....	1
1.2 Masteroppgavens struktur	2
Kapittel 2 - Bakgrunnsstoff	5
2 CHP egenskaper og systemløsninger.....	5
2.1 Introduksjon.....	5
2.2 Karakteristiske egenskaper.....	7
2.2.1 Virkningsgrad kraft	8
2.2.2 Virkningsgrad varme.....	8
2.2.3 Virkningsgrad totalt.....	8
2.2.4 Kraftvarmeforhold.....	9
2.2.5 Dellastregulering	10
2.2.6 Fleksibilitet i bruk av brensel	11
2.3 Ulike tekniske systemer CHP.....	11
2.3.1 Damp turbin	12
2.3.2 Gassturbin	15
2.3.3 Forbrenningsmotor	17
2.3.4 Kombinerte anlegg	20
2.4 Kapasitetsområder for CHP-system	21
Kapittel 3 - Bakgrunnsstoff	23
3 CHP i tilknytning til fjernvarme	23
3.1 Introduksjon.....	23

3.2	Fjernvarme	24
3.2.1	Fjernvarmestatus i Norge	24
3.2.2	Eksempler på fjernvarmeanlegg i Trøndelag.....	25
3.3	Energiplanlegging	26
3.3.1	Fleksibilitet.....	27
3.3.2	Klima	28
3.3.3	Effektvarighetskurve	29
3.3.4	Bunnlast og topplast.....	30
3.3.5	ET-kurve	31
3.3.6	Sammenlagring	31
3.4	Valg av CHP-system og fjernvarmeanlegg	32
Kapittel 4 - Casestudie		35
4	CHP i et referanseområde	35
4.1	Aktuelt referanseområde	35
4.1.1	Energi- og effektbehov	36
4.2	Bruk av CHP i et aktuelt referanseområde	38
4.2.1	Case 1 – kort beskrivelse	40
4.2.2	Case 2 – kort beskrivelse	40
4.2.3	Case 3 – kort beskrivelse	41
4.2.4	Case 4 – kort beskrivelse	41
4.2.5	Case 5 – kort beskrivelse	42
4.2.6	Case 6 – kort beskrivelse	42
4.2.7	Case 7 – kort beskrivelse	43
4.2.8	Akkumulering	44
4.2.9	Nettap.....	46
Kapittel 5		47
5	Kostnadselementer i tilknytning til CHP og fjernvarme	47
5.1	Introduksjon	47
5.2	Kostnader tilknyttet distribusjon	48
5.2.1	Grøftarbeider	48
5.2.2	Rør	49
5.3	Kostnader tilknyttet energisentral	49

5.4	Kostnader tilknyttet CHP-anlegget.....	50
5.5	Kostnader tilknyttet distribusjon av elektrisitet	50
5.6	Totale investeringskostnader.....	50
5.7	Drifts- og vedlikeholdskostnader	51
5.7.1	Brenselskostnader.....	51
5.7.2	Kostnader i tilknytning til utslipp av klimagasser	52
5.7.3	Personell- og vedlikeholdskostnader	52
Kapittel 6.....		53
6	Økonomi.....	53
6.1	Introduksjon.....	53
6.1.1	Kalkulasjonsrente	54
6.1.2	Levetid	54
6.1.3	Viktige parametere som påvirker lønnsomheten i CHP.....	55
6.2	Nåverdimetoden	55
6.3	Årskostnadsmetoden (annuitetsmetoden)	56
6.4	Spesifikk energipris.....	56
6.5	Internrentemetoden	57
6.6	Kraftmarkedet.....	57
6.6.1	Elsport og systempriser	57
6.6.2	Områdepriser	59
6.6.3	Regulerkraftmarkedet	60
6.7	Energipriser.....	61
6.7.1	Tariffering av fjernvarme.....	61
6.7.2	Priser på gass	62
6.8	CO ₂ -avgifter.....	63
6.9	Grønne sertifikater	64
Kapittel 7.....		65
7	Optimaliseringsmodell for CHP-systemer.....	65
7.1	Introduksjon.....	65
7.2	Optimaliseringskriterium.....	66
7.2.1	Generelle krav til en optimaliseringsmodell.....	67
7.2.2	Optimaliseringsmetodikk for utarbeidet modell	68

7.3	Utarbeidet modell	72
7.3.1	Beskrivelse av modellen	72
7.3.2	Flytskjema for modellen	77
7.3.3	Implementering av akkumulatorer i modellen	78
7.3.4	Begrensninger i modellen	82
7.4	Simulering med og uten optimalisering	84
Kapittel 8		87
8	Økonomiske analyser	87
8.1	Introduksjon	87
8.2	Resultat del 1 – Lønnsomhetsanalyse	88
8.2.1	Nåverdibetraktninger av aktuelle case	88
8.2.2	Spesifikk energipris av aktuelle case	90
8.2.3	Internrentebetraktninger av aktuelle case	91
8.2.4	Sammendrag av lønnsomhetsanalyse	91
8.3	Resultat del 2 – Følsomhetsanalyse	93
8.3.1	Endringer i brenselspriser	93
8.3.2	Endringer i elprisen	94
8.3.3	Endringer i varmepris	95
8.3.4	Innføring av grønne sertifikater	96
8.4	Resultat del 3 - Sammenligning med andre energiforsyningsalternativ	97
8.5	Diskusjon	99
Kapittel 9		105
9	Primærenergifaktor og CO ₂ -koeffisienter	105
9.1	Introduksjon	105
9.2	Primærenergi og primærenergifaktorfaktor	107
9.3	Prinsippet bak metoden for kalkulering av primærenergifaktor til et fjernvarmesystem	108
9.3.1	Primærenergifaktor for fjernvarmesystemer	109
9.4	CO ₂ -koeffisienter	110
9.5	Energisertifikatet	111
Kapittel 10		113
10	Forbruk av primærenergi og utslipp av CO ₂ som følge av energiforsyning	113

10.1	Introduksjon	113
10.2	Energiforsyningsalternativ	114
10.2.1	Alternativ 1 - Energiforsyning fra CHP i kombinasjon med fjernvarme	114
10.2.2	Alternativ 2 - Varmeforsyning fra fjernvarme basert på bio og elforsyning fra elnettet	116
10.2.3	Alternativ 3 - Energiforsyning fra elnettet.....	117
10.2.4	Parameterforklaringer	118
10.2.5	Fastsatte parametre	119
10.3	Resultat del 1 - primærenergiforbruk	119
10.3.1	Primærenergifaktorer for ulike alternativ	119
10.3.2	Forbruk av primær energi.....	120
10.4	Resultat del 2 – CO ₂ -utslipp.....	121
10.4.1	CO ₂ -koeffisienter for ulike alternativ	121
10.4.2	Utslipp av CO ₂	122
10.5	Diskusjon	124
Kapittel 11	129
11	Oppsummering og konklusjon	129
11.1	Oppsummering	129
11.2	Konklusjon	130
11.3	Anbefalinger til videre arbeid.....	131
Referanser	133
Vedlegg	I
A	VBA-koder til simulering av Figur 6 og Figur 8	I
B	Skisse over fjernvarmeanlegget med avstander og rørdimensjoner.	IV
C	VBA-kode for å sette varme- og elbruk i en kolonne som grunnlag for effektvarighetskurvene.....	V
D	Lastkurve for totalt varmeforbruk.....	VI
E	Lastkurve for totalt elforbruk	VI
F	VBA-kode for korrigerings av last i tilfeller der det benyttes akkumulator	VII
G	Standardiserte rørdimensjoner til fjernvarmedistribusjon.....	X
H	VBA koder for hovedmodell	XI
I	Opplasting av to like motorer med og uten optimalisering.....	XXXII

J	VBA koder for internrenteberegning	XXXIV
K	Fullstendig tabell over primærenergifaktorer og CO2-koeffisienter fra EN 15603	XXXVI

Figurer

Figur 1: Prinsippskisse av et CHP-anlegg(til venstre) og et vanlig kraftverk(til høyre)	7
Figur 2: Påvirkning av varmeleveranse ved dellastdrift[8].....	10
Figur 3: Prinsippskisse av en dampturbinprosess med mottrykks dampturbin[13]	13
Figur 4: Prinsippskisse av en dampturbinprosess med kondenserende avtappingsturbin[13]	14
Figur 5: Prinsippskisse av en gassturbinprosess med varmegjenvinning fra røykgassen	15
Figur 6: Dellastdrift av en typisk gassturbin.....	17
Figur 7: Prinsippskisse av CHP basert på forbrenningsmotor[13]	18
Figur 8: Dellastegenskaper til en generell forbrenningsmotor.....	19
Figur 9: av en kombinert prosess med mottrykksturbin	20
Figur 10: Oversikt over fjernvarmeforbruk i Norge fra 1991-2007[17]	25
Figur 11: Utbygde eller planlagte fjernvarmeanlegg i noen kommuner i Trøndelag	26
Figur 12: Oversikt over energikilder i Norske fjernvarmeanlegg[17].....	27
Figur 13: Årlig normaltemperatur for fire geografisk forskjellige steder i Norge.....	28
Figur 14: Effektvarighetskurve for en varmesentral tilknyttet fjernvarmeanlegget i Oslo	30
Figur 15: Karakteristisk ET-kurve.....	31
Figur 16: Temperatursvingninger over et normalår.....	36
Figur 17: Effektvarighetskurve over varmeforbruket.....	37
Figur 18: Effektvarighetskurve over elektrisitetsbruken	38
Figur 19: Prinsippskisse av en akkumulatortank.....	44
Figur 20: Oversikt over investeringskostnadene.....	51
Figur 21: Systemprisen for januar 2010 og juli 2009[38]	58
Figur 22: Systempris den 1. februar 2010[38]	58
Figur 23: Prisforskjeller i Elspotmarkedet den 29. januar 2010[38]	59
Figur 24: Prisen på naturgass i EU[33].....	63
Figur 25: Flytskjema for marginal opplasting[52]	71
Figur 26: Fordeling av lastdekning	74
Figur 27: Marginalkostnad med tre og to motorer i drift ved en gitt last.....	75
Figur 28: Flytdiagram over modellen	77
Figur 29: Forbruk og mulighet for maksimal produksjon av varme den 2. januar	79
Figur 30: Forbruk og mulighet for maksimal produksjon av varme den 3. januar	79
Figur 31: Flytdiagram over lastregulering for case med akkumulatortanker	81
Figur 32: Korrigert varmeproduksjon for 2. januar	82
Figur 33: korrigert varmeproduksjon for 3. januar	82
Figur 34: Dellastdrift uten optimalisering	84
Figur 35: Dellastdrift med optimalisering	85
Figur 36: Sammenligning av total marginalkostnad med og uten dellastdrift.....	86
Figur 37: Nåverdier av aktuelle case	89

Figur 38: Nåverdi av case 6	90
Figur 39: Spesifikk energipris til de aktuelle case	90
Figur 40: Internrente for aktuelle case	91
Figur 41: Nåverdibetraktning ved endring i gasspris	93
Figur 42: Spesifikk energipris ved endring i gasspris.....	94
Figur 43: Nåverdien som funksjon av elprisen.....	94
Figur 44: Nåverdi som funksjon av endring i varmeprisen.....	95
Figur 45: Spesifikk energipris med endring i prisen på biogass	96
Figur 46: Nåverdi av CHP-anlegg basert på biogass inkludert grønne sertifikater	97
Figur 47: Variasjon i varmepris som funksjon av endring i elprisen	98
Figur 48: Illustrasjon over innvirkninger på energikjeden.....	107
Figur 49: Energibalanse av CHP-anlegget	115
Figur 50: Energibalanse av fjernvarmeanlegget	116
Figur 51: Energibalanse av energiforsyningssystemet	117
Figur 52: Primærenergiforbruk på bakgrunn av energiproduksjon	120
Figur 53: CO ₂ -utslipp (el fra UCPTTE)	122
Figur 54: CO ₂ -utslipp (el fra kullkraft).....	123
Figur 55: CO ₂ -utslipp med veiledende verdier fra SFT.....	123

Tabeller

Tabell 1: Oversikt over de viktigste egenskaper for CHP-anlegg	12
Tabell 2: De viktigste komponenter i en dampturbinprosess	12
Tabell 3: De viktigste komponenter i en gassturbinprosess.....	15
Tabell 4: Oversikt over kapasitetsområder for ulike CHP-teknologier.....	21
Tabell 6: Installert effekt i case 1	40
Tabell 7: Installert effekt i case 2	41
Tabell 8: Installert effekt i case 3	41
Tabell 9: Installert effekt i case 4	42
Tabell 10: Installert effekt i case 5	42
Tabell 11: Installert effekt i case 6	43
Tabell 12: Installert effekt i case 6	43
Tabell 5: Betydning av parametre i ligning 4.1	46
Tabell 13: Oversikt over investeringer for de forskjellige case.....	50
Tabell 15: Betydning av parametere i ligning 7.1 - 7.11.....	70
Tabell 16: Sammendrag av økonomisk analyse	92
Tabell 17: Varmekostnad for referanser	98
Tabell 18: Oversikt over aktuelle primærenergifaktorer og CO ₂ -koeffisienter	108
Tabell 19: Oversikt over parametre fra ligning 9.2	110
Tabell 20: oversikt over parametere i ligning 9.3	110
Tabell 21: Forklaring av parametere i kapittel 10.2	118
Tabell 22: Oversikt over primærenergifaktorene til de ulike alternativene.....	120
Tabell 23: oversikt over CO ₂ -koeffisienter benyttet i tallfesting av CO ₂ -utslipp	122

Kapittel 1

1 Innledning

1.1 Tolkning av masteroppgaven

Hovedmålet med denne masteroppgaven, er i følge oppgaveteksten, å *kartlegge hvordan økte energipriser og CO₂-avgifter vil innvirke på det økonomiske konkurranseforholdet mellom systemer med CHP og fjernvarme i forhold til andre aktuelle alternativer for energiforsyning.*

Å følge hovedmålet punkt og prikke, vil innebære en mindre detaljert kartlegging av CHP til fordel for større fokus rettet mot andre energiforsyningsalternativ, som for eksempel varmepumpe og bio- og pelletsanlegg. Etter nærmere ett års arbeid, gjennom prosjektoppgave og masteroppgave med hovedfokus på CHP i kombinasjon med fjernvarme, er hovedmålet på en naturlig måte blitt dreid over til en dypere forståelse av CHP. I de økonomiske analysene, som de tre første punktene i oppgaveteksten danner grunnlaget for, er det derfor rettet et fokus mot å *kartlegge hvordan en økonomisk optimal sammensetning og drift av CHP som energiforsyning i et fjernvarmesystem, kan være konkurransedyktig i forhold til andre energiforsyningsalternativ, og hvordan endringer i energipriser vil påvirke denne sammenligningen.* Et mer rendyrket konkurranseforhold betraktes i siste del av masteroppgaven. Der legger oppgaveteksten i de to siste punktene til grunn en sammenligning av systemer med CHP i kombinasjon med fjernvarme og andre energiforsyningsalternativ på bakgrunn av primærenergifaktorer, CO₂-koeffisienter, primært energiforbruk og CO₂-utslipp som følge av energiforsyning.

Norge er et land som har forholdsvis få mennesker fordelt over et langt geografisk område. Dette gir en lav energitetthet, og en større utfordring til planlegging av energiforsyning til distrikter der det bor mindre mennesker. I de største byene i Norge, der energitettheten er forholdsvis stor, er fjernvarme et velutviklet varmforsyningsalternativ. I distriktene knyttes det større utfordringer til fjernvarmeutbygging på grunn av større avstander mellom forbrukerne. Gjennom økt fokus på energieffektivisering og klimaproblematikk gjennom

lokale energiutredninger og energi- og klimaplaner, blir imidlertid fjernvarme vurdert som et godt alternativ også i distriktene. I tillegg er det per i dag stor fokus på utbygging av det elektriske distribusjonsnett, og kostnadsproblematikken rundt det i et land med mye fjellandskap. Årsaken til stor ulikhet i elektriske energipriser ut fra geografisk beliggenhet kan knyttes direkte opp mot mangelfull utbygging av eldistribusjonsnett. Bruk av CHP i kombinasjon med fjernvarme er derfor et meget interessant alternativ, spesielt i mindre kommuner i Norge.

På grunn av en sterkt varierende etterspørsel etter varme, stilles det store krav til planlegging av driften og sammensetningen av enheter i et CHP-anlegg, for å imøtekomme denne variasjonen. Å drifte et anlegg på en kapasitet som overskrider etterspurt varmebehov, vil medføre større tap fordi ett CHP-anlegg sin totale virkningsgrad måles ut fra produsert elektrisitet, og *nyttiggjort* varme. Dette fremskaffer stor motivasjon for å drifte et CHP-anlegg på en måte som gir minimale tap i forhold til etterspørselen. En bedre sammensetning og drift av et CHP-anlegget i en energisentral, vil også kunne gjøre teknologien mer konkurransedyktig i forhold til andre energiforsyningsalternativ, både hva gjelder økonomisk lønnsomhet og miljøvennlighet.

I utgangspunktet var det ønskelig å benytte en optimaliseringsmodell utviklet gjennom arbeide av en doktoravhandling, *Thermal Heat and Power Production with Models for Local and Regional Energy Systems*,^[1] kalt ESIM. Etter en telefonisk samtale med doktoravhandlingens forfatter, ble dette imidlertid skrinlagt. Vedkommende mente at denne modellen var vel tung og kompleks for bruk i en masteroppgave, men at en forenklet optimaliseringsmodell av et CHP-anlegg med implementering av akkumulatortanker absolutt ville være et interessant fokus i en masteroppgave.

Det er på bakgrunn av dette avsatt mye tid i å utvikle en slik optimaliseringsmodell. Modellen er en forenklet optimaliseringsmodell basert på marginalkostnadsprinsippet, som betyr at et CHP-system i en energisentral skal drives på en mest mulig kostnadseffektiv måte. Ved å simulere driften i et CHP-anlegg i en modell fremskaffes detaljerte opplysninger som vil benyttes i videre økonomiske analyser og fremskaffing av de mest aktuelle økonomiske indikatorer. Videre vil dette gi CHP i kombinasjon med fjernvarme et godt og detaljert utgangspunkt i en sammenligning med andre energiforsyningsalternativ.

Utover dette besvares oppgaven slavisk gjennom de fem punktene nedfelt i oppgaveteksten.

1.2 Masteroppgavens struktur

Etter en innledning bestående av tolkning av oppgaven og masteroppgavens struktur, vil det gjennom kapittel 2 gitt en detaljert innføring i uttrykket CHP, hva dette står for og hva det betyr. I tillegg vil det bli gitt en nærmere innføring i hvilke type teknologier CHP som finnes i dag, og teknologiens viktigste tekniske egenskaper og systemløsninger.

I oppgaveteksten fokuseres det på CHP i kombinasjon med fjernvarme. Det vil derfor være naturlig å gi en generell beskrivelse av fjernvarme. Dette vil bli drøftet i kapittel 3. I tillegg vil det opplyses nærmere om energiplanlegging, som anses som et meget viktig tema i forhold til CHP i kombinasjon med fjernvarme. Innføringen i kapittel 2 og kapittel 3, vil danne grunnlaget for valg av ulike case hvor CHP og fjernvarme utgjør de sentrale delene av det totale system for energiforsyning. Dermed vil punkt en i oppgaveteksten besvares gjennom kapittel 3 og 4 av masteroppgaven.

I kapittel 5 vil alle de viktigste kostnadselementer som er nødvendig for å gjennomføre en økonomisk analyse av de valgte systemer i kapittel 3 og 4, med CHP i kombinasjon med fjernvarme utdypes. Med dette besvares punkt to i oppgaveteksten.

For å utføre økonomiske analyser ved bruk av relevante metoder for å fremskaffe de mest aktuelle økonomiske indikatorer, vies kapittel 6 til en presentasjon av hvilke økonomiske metoder som skal benyttes i analysene. I tillegg presenteres en del relevante økonomiske faktorer som vil ha stor innvirkning på de økonomiske analysene.

En gjennomgang av hvilke kostnadselementer og økonomiske faktorer som er viktig i forbindelse ved en CHP-installasjon i kombinasjon med fjernvarme, danner grunnlaget for hvilke kriterier som vil være viktig i en optimaliseringsmodell. I kapittel 7 presenteres den omtalte optimaliseringsmodellen, og hvilke kriterier som legges i grunn for optimaliseringen.

Kapittel 8 omhandler resultat av økonomiske analyser, følsomhetsanalyser og økonomisk sammenligning av det beste CHP-anlegg med andre energiforsyningsalternativ. Analysene er gjort med utgangspunkt i kostnadselementene presentert i kapittel 5, de økonomiske metodene og økonomiske faktorene presentert i kapittel 6 og optimaliseringsmodellen i kapittel 7. Sist i kapittel 8 er det lagt en diskusjonsdel som omhandler resultatet av den økonomiske delen av masteroppgaven. Med dette besvares punkt tre i oppgaveteksten.

Kapittel 9 omhandler metodikken bak kalkulasjon av primærenergifaktorer og CO₂-utslipp. I tillegg presenteres standardiserte primærenergifaktorer og CO₂-koeffisienter. Dette danner grunnlaget for beregninger av primær energiforbruk og CO₂-utslipp for tre ulike energiforsyningsalternativ, herav CHP med akkumulatortanker i kombinasjon med fjernvarme, energiforsyning ved bruk av fjernvarme uten CHP og et energiforsyningsalternativ basert på helelektrisk energiforsyning. Resultatene av dette presenteres i kapittel 10. Til slutt i kapittel 10 legges en ny diskusjonsdel som omhandler resultatene av resultatet av primært energiforbruk og CO₂-utslipp. Dermed besvares punkt fire og fem i oppgaveteksten.

Masteroppgaven avsluttes med en oppsummeringsdel, som inneholder konklusjon og anbefalinger til videre arbeid.

Kapittel 2 - Bakgrunnsstoff

2 CHP egenskaper og systemløsninger

Gjennom dette kapitlet skal det gis en nærmere innføring i hva CHP er, de viktigste egenskapene og hvilken type teknologier som finnes. En slik orientering vil bidra til et innblikk i både fordeler og ulemper ved bruk av CHP, i tillegg til at det gir en forståelse for hva som danner grunnlag for valg av system ut i fra hvilket energibehov som er gjeldende i forskjellige områder.

2.1 Introduksjon

CHP er en forkortelse for Combined Heat and Power, eller kraftvarmeverk på norsk. Gjennom denne hovedoppgaven benyttes CHP gjennomgående.

Produksjon av elektrisitet har stått sentralt i den industrielle delen av verden siden elektrifiseringen startet på slutten av 1800 tallet. I dag er det i Norge og andre land i den vestlige verden en selvfølge at man får lys ved å slå på en bryter, slipper å vaske klær ved hjelp av vaskebrett og ikke minst har muligheten til å slå på panelovner når temperaturen utendørs kryper nedover gradestokken. Langt fra alle overveier at denne elektrisiteten må produseres og distribueres rundt om i de tusen hjem.

Norsk kraftproduksjon har lange tradisjoner innenfor vannkraft, som står for over 99 prosent av den totale produksjonen og gjør landet til den sjette største vannkraftprodusenten i verden[2]. På grunn av den store tilgangen på vannressurser har det i Norge vært lite fokus på andre alternativer for produksjon av elektrisitet. I tillegg har rikeligheten bidratt til at prisene har holdt seg lave og forbruket vært høyt. Etter at EU-parlamentet i 2001 hjemlet fornybardirektivet i EU traktaten, og i 2005 besluttet å innlemme direktivet i EØS-avtalen, har imidlertid Norges fokus på kraftproduksjon dreid i en annen retning.

I 2008 framla daværende statsminister, Jens Stoltenberg, et forlik mellom de rødgrønne regjeringspartiene og opposisjonen. Dette klimaforliket skulle danne et grunnlag for den nasjonale satsingen på reduksjon av klimagasser, blant annet gjennom betydelige beløp til fornybar energi. Videre fulgte regjeringen gjennom klimaforliket opp med å legge fram en

egen handlingsplan for en overgang fra fossile til fornybare energikilder til oppvarming av husstander. Dette innebærer blant annet krav om fleksible energisystemer i offentlige bygg, i tillegg til en forberedelse om forbud mot oljefyring i næringsbygg over 500 kvadratmeter i løpet av 2009[3].

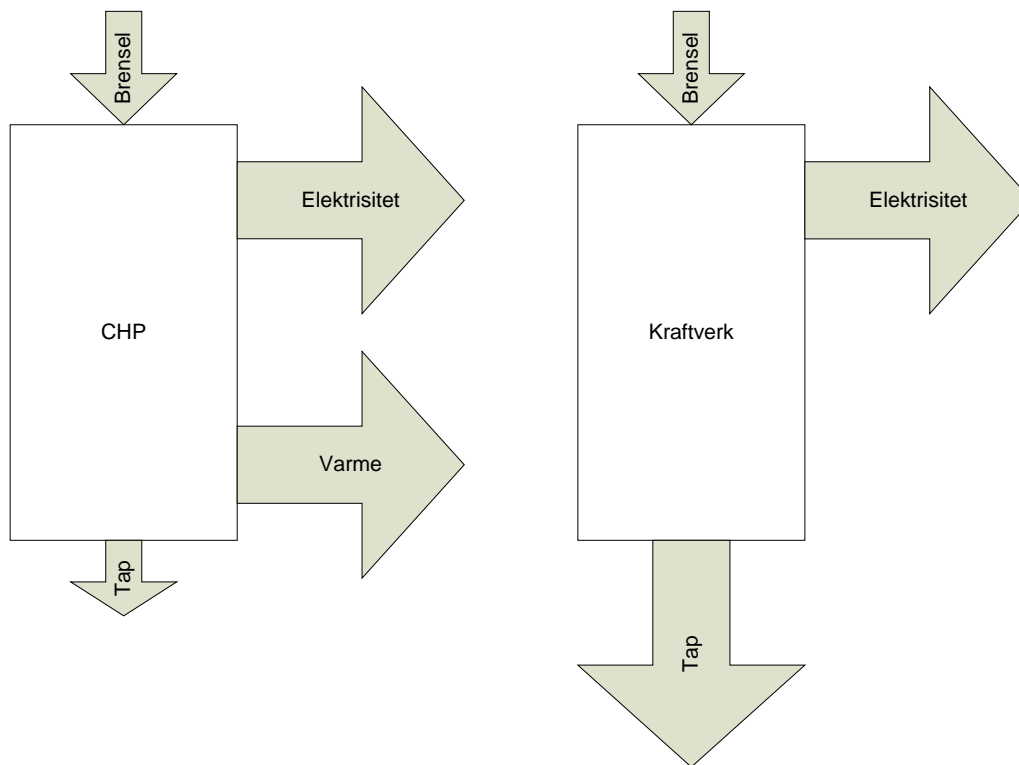
Arbeidet knyttet til omlegging av energibruk og energiproduksjon utføres av Enova, et statsforetak som hører inn under Olje- og energidepartementet. Enova skal ta initiativ til å fremme mer effektiv energibruk, produksjon av fornybar energi og miljøvennlig bruk av naturgass.

I 2004 fremmet EU-parlamentet et nytt direktiv, om å fremme kogenerering (CHP) av kraft og varme basert på nyttig varmeetterspørsel i det indre energimarked og om endring av direktiv 92/42/EEC ("CHP direktivet"). Samme år ble det nye CHP-direktivet hjemlet i EU-traktaten, og ble i løpet av 2006 innlemmet i EØS-avtalen. Direktivet har som formål å forbedre energieffektivitet og forsyningssikkerhet ved å fremme høyeffektiv kombinert kraft og varmeproduksjon der det er nyttbar varmeetterspørsel[4].

I bakgrunnen for direktivet pekes det på at det finnes et betydelig potensial for økt bruk av effektive CHP-enheter der det eksisterer et varme- eller kjølebehov. Realisering av dette potensialet kan føre til økt energieffektivitet, redusert utslipp av klimagasser, reduserte nettap og økt forsyningssikkerhet. Økt produksjon av kraft og varme representerer et politisk svar på denne utfordring. Direktivet stiller seg nøytralt i forhold til valg av primærenergikilde for CHP-anlegg. Det vil si at CHP fra både gass, kull og fornybar energi kan være fornuftige alternativer i miljø og forsyningssikkerhetssammenheng[4].

CHP er altså samproduksjon av elektrisk kraft og varme i en og samme prosess. Ved å nyttiggjøre varmen som blir til gode *etter* at den har ekspandert gjennom en turbin eller et stempel i en forbrenningsmotor, evner man å heve den totale virkningsgraden radikalt. Figur 1 viser en prinsippskisse av et CHP-anlegg til sammenligning med et vanlig kraftverk der overskuddsvarmen ikke nyttiggjøres.

Begge systemene i Figur 1 forsynes med samme mengde brensel, og genererer like mye elektrisitet. Forskjellen ligger altså i at systemet med CHP utnytter energimengden som er i røykgassen til oppvarming av typisk et fjernvarmeanlegg eller direkte til en industriell prosess. For å overføre varmen fra røykgassen brukes gjerne en gasskjøler eller en varmeveksler. I forbrenningsmotorer er det i tillegg vanlig å varmeveksle oljekjøling, motorkjøling og ladeluftskjøling for turbomaskiner med mindre varmevekslere. Dette betyr følgelig mer nyttiggjort energi fra brenselet, som igjen øker den totale virkningsgraden i systemet.



Figur 1: Prinsippskisse av et CHP-anlegg(til venstre) og et vanlig kraftverk(til høyre)

Bruk av CHP forutsetter derfor en avtager av overskuddsvarmen, med tilhørende infrastruktur. I et desentralisert land som Norge har muligens dette, sammen med de enorme vannressursene, vært ankepunktet mot bruk av CHP. Et av den nåværende regjeringssatsningspunkter gjennom tildelinger av midler fra energifondet til Enova, er imidlertid økt utbygging av fjernvarmeinfrastruktur[3]. Dette kan legge til rette for økt bruk av CHP også i Norge.

Selv om CHP i liten grad benyttes i Norge, er teknologien godt etablert på kontinentet. En skal ikke gå lenger enn til Sverige for å finne en viss elproduksjon basert på CHP. 6 prosent av elektrisiteten som forbrukes i Sverige kommer fra CHP ifølge Svensk fjernvarme[5], som forøvrig ligger under Europeisk nivå.

2.2 Karakteristiske egenskaper

Hvor stor andel av brenselet som genereres til elektrisitet, hvor mye av overskuddsvarmen som nyttiggjøres og hvilken type brensel som kan benyttes i CHP-anlegg kommer an på hvilke karakteristiske egenskaper det besitter. Gjennom dette delkapitlet blir det gitt nærmere opplysninger om hvilke karakteristiske egenskaper som vanligvis vektlegges når CHP-anlegg skal vurderes.

2.2.1 Virkningsgrad kraft

Virkningsgraden for kraft, eller el-virkningsgraden, beskriver hvor stor andel av energiinnholdet i brenselet som blir omformet til elektrisk kraft. Ligning 2.1 viser denne sammenhengen:

$$\eta_{el} = \frac{P}{NBV \cdot \dot{m}} \quad (2.1)$$

Der P beskriver netto utnyttbar elektrisk kraft fra prosessen [kW], \dot{m} er massestrømmen [$\frac{kg}{s}$] og NBV er brenselets nedre brennverdi [$\frac{kJ}{kg}$].

Nedre brennverdi betegnes gjerne som energiinnholdet i brenselet. Nedre brennverdi er lik øvre brennverdi minus kondensasjonsvarmen for vanndampen, og blir oftest benyttet i beregning av virkningsgrader fordi forbrenningsprosessene ikke tillater vanndamp i systemene på grunn av korrosjonsproblematikk. Øvre brennverdi er det teoretiske energiutbyttet ved en fullstendig forbrenning av brenselet i en forbrenningsprosess[6].

2.2.2 Virkningsgrad varme

Virkningsgraden for varmeproduksjon i et CHP-anlegg beskrives ut fra ligning 2.2:

$$\eta_v = \frac{Q}{NBV \cdot \dot{m}} \quad (2.2)$$

Der Q beskriver netto utnyttbar varme fra prosessen [kW].

Netto utnyttbar varme ut av prosessen betraktes som den lavverdige andelen av varmeenergi som kan utnyttes i et CHP-anlegg [7], mens da den høyverdige andelen benyttes til å generere elektrisitet. Det finnes ulike måter å utnytte varmen i et CHP-anlegg på, etter hvilken type teknisk system som benyttes. Den mest vanlige metoden er å benytte varmeveksler eller gasskjøler i røykgassen for å utvinne den potensielle varmen som er igjen i brenselet etter elektrisitetsutvinningsprosessen. I tillegg kan det i systemer med forbrenningsmotor utvinnes varme fra oljekjøling, motorkjøling og ladeluftkjøling for turbomaskiner. Varmen anvendes som oftest i et fjernvarmesystem eller i industrielle prosesser.

2.2.3 Virkningsgrad totalt

Den totale virkningsgraden for et CHP-anlegg beskriver hvor mye energi i form av kraft og utnyttbar varme som utvinnes fra brenselet. Ligning 2.3 beskriver totalvirkningsgraden i et CHP-anlegg:

$$\eta_{tot} = \frac{P + Q}{NBV \cdot \dot{m}} \quad (2.3)$$

Ligning 2.3 viser at varmeutnyttelse bidrar til å øke virkningsgraden i en forbrenningsprosess. Dette betyr at bruk av CHP kan utnytte den faktiske energien som er til rådighet på en langt mer effektiv måte, som er helt i samsvar med fornybardirektivet, klimaforliket og CHP-direktivet.

Det er viktig å bemerke at det er el-virkningsgraden som representerer maskinens tekniske egenskaper. Dette er fordi at Q er definert som *utnyttbar* varme. I situasjoner med høye el-priser, er det selvfølgelig ønskelig å utnytte maksimal kapasitet i maskinen for høy produksjon og profitt. Hvis det i dette tilfellet er lavt varmebehov, vil den totale virkningsgraden bli lavere enn hvis varmebehovet er høyt. Det trenger dermed ikke å være fullstendig samsvar mellom økonomisk lønnsomhet og energieffektivitet, selv om i de fleste tilfeller nok er det. De tekniske egenskapene til denne maskinen vil uansett være konstante.

Ved å benytte såkalte kondenserende anlegg, kan en oppnå virkningsgrader på over 100 prosent. I denne typen anlegg utnyttes vanndampen i røygassen ved å kondensere den ved hjelp av en røygasskondensator. På grunn av at man da kan utnytte mer energi enn det som er definert gjennom nedre brennverdi, vil dette gi virkningsgrader på over 100 prosent. Dette er blant annet brukt i Danmark, og kan i teorien benyttes i alle typer anlegg som er presentert i dette kapitlet. På grunn av urenheter i avgassen ved forbrenning av olje og kull, er gass å foretrekke hvis kondenserende anlegg skal benyttes.

2.2.4 Kraftvarmeforhold

I et CHP-anlegg uttrykkes forholdet mellom kraftproduksjon og varmeproduksjon ved følgende ligning:

$$PHR = \frac{P}{Q} \quad (2.4)$$

Kraftvarmeforholdet, eller Power to Heat Ratio (PHR) er en meget viktig faktor i et CHP-system. Forholdet mellom kraft- og varmeproduksjon vil ha store innvirkninger på totalvirkningsgraden i anlegget. Generelt sett vil en økning i varmeproduksjon gi en høyere totalvirkningsgrad. Men økt varmeproduksjon kan for enkelte tekniske CHP-systemer føre til tap i kraftproduksjonen, som kan gi lavere profitt hvis prisene på elektrisitet er høye.

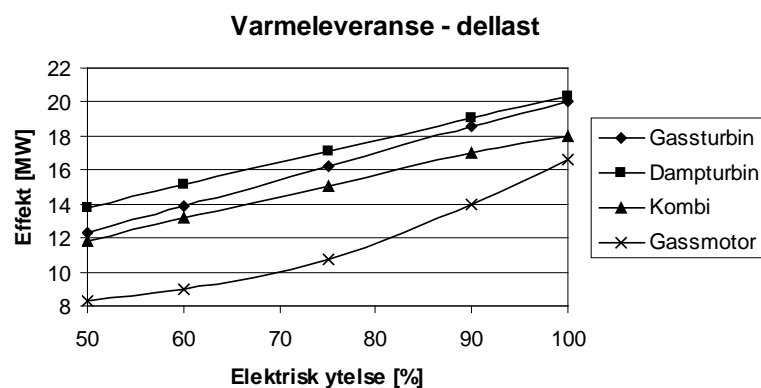
Det vil derfor være meget viktig å kartlegge spesielt varmebehovet til avtageren slik at verdien av PHR blir riktig ut fra dette. Dette vil i stor grad bidra til at totalvirkningsgraden blir høyest mulig for et spesifikt anlegg. Hvis systemet er tilkoblet nettet, vil produsert elektrisitet mates inn i det lokale elnettet, der kjøp og salg forekommer i det nordiske kraftmarkedet, Nordpool. Dette gir et signifikant større marked enn for kjøp og salg av varme, og en kartlegging av elforbruk vil dermed ikke være like avgjørende. For en nærmere redegjøring av Nordpool, se kapittel 6.6.

Enkelte CHP-teknologier har også fleksibilitet tilknyttet kraftvarmeforholdet. Dette gjør det mulig å tilpasse produksjonen av el og varme ut fra varierende behov gjennom et år. Med større fleksibilitet vil en ut fra en ET-kurve, se kapittel 3.3.5, kunne regulere varmeproduksjonen slik at den er høy (lav PHR) i kaldere perioder av året, da etterspørselen etter varme er stor, og motsatt når varmebehovet er lite. Dette vil være spesielt gunstig der det er store temperaturvariasjoner mellom sommer- og vinterforhold. Likeledes vil det være gunstig å kunne regulere ned varmeavtappingen (høy PHR) ved høye priser på elektrisitet.

2.2.5 Dellastregulering

Når etterspørselen etter varme i et område synker, tvinges man til å regulere ned produsert energi i CHP-anlegget. For å imøtekomme frekvensen i det elektriske nettet, må maskin og generator i et hvilket som helst forbrenningsanlegg der elektrisitet produseres, kjøres med konstant turtall. Konstant hastighet på turbinen medfører konstante friksjonstap, og med mindre gjennomstrømming av massestrøm vil dette bety en lavere elvirkningsgrad for prosessen[8]. Dette betyr at de tekniske egenskapene ved delastregulering er svakere enn ved drift på maksimal kapasitet.

Mindre massestrøm vil også ofte gi lavere temperaturer å operere med for varmegjenvinningen i røykgassen, som igjen vil gi lavere andel av utnyttbar varme. Slik vil også totalvirkningsgraden bli lavere ved et dellastregulert system. Figur 2 viser hvordan varmeleveransen avtar som følge av dellastdrift for de fire mest teknisk kommersielle systemer ved bruk av CHP.



Figur 2: Påvirkning av varmeleveranse ved dellastdrift[8]

Figuren viser at varmeleveransen er lavest, og synker mest for systemet med gassmotor. Gassmotorer er vanligvis en teknologi med gode dellastegenskaper, som gir en moderat nedgang i elvirkningsgraden ved dellastdrift. Men forbrenningsmotorteknologi, se kapittel 2.3.3, opererer ved lavere temperaturer enn de andre tre tekniske løsningene, noe som forklarer resultatet av Figur 2. Når gassmotoren driftes på 50 prosent av maksimal kapasitet, synker varmeleveransen med over 50 prosent for dette systemet med gassmotorer.

Når både elvirkningsgraden, varmeleveransen og dermed også den totale virkningsgraden synker som følge av dellastreguleringer, beviser dette at store variasjoner i varmeetterspørsel er en stor utfordring for systemer med CHP, og stiller derfor store krav til planleggingen og driften av slike anlegg.

2.2.6 Fleksibilitet i bruk av brensel

For at en forbrenningsprosess skal kunne defineres som fornybar, må brenselet være en form for biobrensel. Biobrensel er definert som en fornybar energikilde så lenge det er basert på en akseptabel biomasseproduksjon, der biomasse inkluderer alle typer materiale som direkte eller indirekte er hentet fra samtids fotosyntesereaksjoner[9]. For å etterkomme fornybardirektivet og klimaforliket må dermed et CHP-anlegg kunne drives på biobrensel. På en annen side åpner CHP-direktivet for bruk av både olje, kull og gass i CHP-anlegg så lenge det anses som energieffektivt, og dermed være et bidrag til miljøgevinst.

Dette har det imidlertid ikke vært tradisjon for i Norge. I 2007 sto et nytt gasskraftverk med en kapasitet på 420 MW ferdigstilt på Kårstø i Rogaland, etter en nesten 10 år lang kamp mot miljøorganisasjoner og politiske motpoler. Kraftverket kan yte en gjennomsnittlig virkningsgrad på 57 prosent gjennom levetiden, sammenlignet med gjennomsnittlige europeiske kraftverk som opererte med gjennomsnittlige virkningsgrader på ca 42 prosent i 2000[10]. Per dags dato har gasskraftverket ikke vært i kommersiell drift.

For at bruk av CHP skal få aksept i Norge vil det dermed være en stor fordel om anlegget har kan benytte biobrensel i forbrenningsprosessen, selv om Enova skal ta initiativ til å fremme mer effektiv energibruk, produksjon av fornybar energi og *miljøvennlig bruk av naturgass*.

2.3 Ulike tekniske systemer CHP

Det finnes mange ulike tekniske løsninger for et CHP-anlegg. En del er enda på forskningsnivå, som for eksempel brenselceller og stirlingmotorer, mens andre har vært anvendt i en årrekke, som dampturbiner og gassturbiner. Alle systemer krever en forbrenningsprosess for å oppnå tilstrekkelig høye temperaturer til produksjon av elektrisitet. Dernest finnes det flere måter å benytte overskuddsvarmen på. I denne masteroppgaven skal det fokuseres på de fire mest kommersielle CHP-systemer; dampturbin, gassturbin, forbrenningsmotor og kombinerte anlegg. Det vil bli gitt en innføring i teknologien bak, samt en vurdering av de tekniske egenskapene for de ulike teknologier, se kapittel 2.2. Tabell 1 viser en oppsummering av de karakteristiske egenskapene til de ulike CHP-anlegg.

Tabell 1: Oversikt over de viktigste egenskaper for CHP-anlegg

System	Virkningsgr. kraft [%]	Virkningsgr. totalt [%]	PHR	Dellastegensk.
Diesel anlegg	35 - 45	80 - 92	0,5 - 2,4	Gode
Gassmotor	30 - 41	80 - 92	0,5 - 2,4	Gode
Gassturbin-systemer	20 - 35	70 - 92	0,5 - 2	Mindre gode
Dampturbin-systemer	15 - 30	20 - 85	0,1 - 0,5	Mindre gode
Kombikraftverk-systemer	40 - 58	47 - 90	0,6 - 2	Middels gode

2.3.1 Dampturbin

Dampturbin er en vanlig teknologi i CHP-anlegg. Ved bruk av en dampturbinprosess i et CHP-anlegg skilles det mellom to forskjellige teknologiske systemer, henholdsvis mottrykksturbiner og kondenserende avtappingsturbiner. Det spesielle med en dampturbin, er at forbrenningen skjer på utsiden av selve arbeidsmediet. Dette betyr at arbeidsmediet, som for eksempel kan være damp, må varmeveksles med selve forbrenningen i en dampkjel[11]. Tabell 2 gjengir de viktigste komponentene i et dampturbinanlegg.

Tabell 2: De viktigste komponenter i en dampturbinprosess

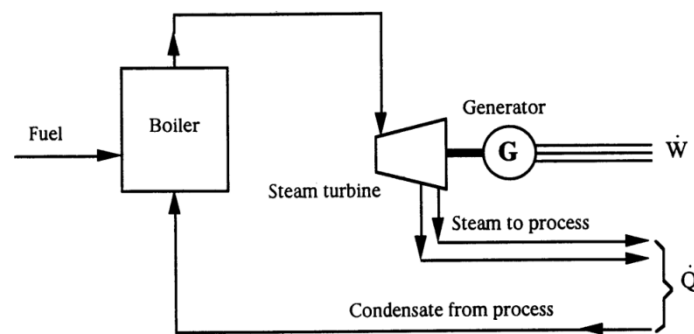
Dampkjel	Arbeidsmediet tilføres varme gjennom varmeveksling med en forbrenning
Dampturbin	Arbeidsmediet ekspanderer gjennom turbinen, og trykkenergi omformes til mekanisk energi
Generator	Mekanisk energi omformes til elektrisk energi
Kondensator	Arbeidsmediet kjøles fra damp til væske
Pumpe	Arbeidsmediet transporteres fra kondensatoren til dampkjelen

Selve prosessen starter med at arbeidsmediet er i væskeform. Det skal derfor lite energi til for å transportere mediet fra lavt trykk i kondensatoren til høyt trykk i dampkjelen. Dette skjer ved hjelp av en tilførselpumpe. I selve dampkjelen må derimot arbeidsmediet tilføres mye energi da det først skal omgjøres fra væskeform til dampform, for så å få økt trykket og temperaturen betraktelig. Typiske verdier for trykk- og temperaturøkning i dampkjelen vil

være henholdsvis 10-60 bar og 200-500 °C[11]. Dette skjer gjennom varmeoverføring i en varmeveksler. Etter turbinen vil arbeidsmediet bli nedkjølt gjennom kondensatoren, slik at det nå kan returneres til pumpa i væskeform. Denne prosessen skjer om igjen og om igjen, og blir innenfor termodynamikken kalt for en rankine cycle[12].

2.3.1.1 Mottrykksturbin

I en mottrykks dampturbin vil en oppnå høyt trykk etter turbinen, slik at man kan utnytte kondensatorvarmen. Med høyt trykk menes her trykk over atmosfære[8]. Dette betyr at elektrisitetsproduksjonen vil bli styrt etter varmereproduksjonen, som gjør at mottrykksturbiner bli brukt der det er et stabilt og kontinuerlig varmebehov. Nøyaktighet i kartlegging av varmebehovet er derfor viktig, slik at anlegget blir dimensjonert riktig etter dette. Figur 3 viser prosessen i en mottrykks dampturbin.

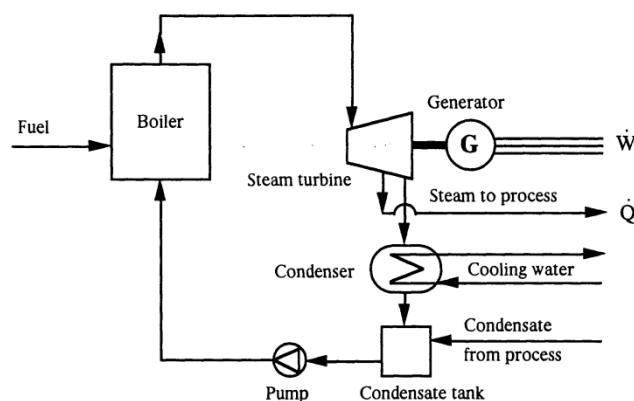


Figur 3: Prinsippkisse av en dampturbinprosess med mottrykks dampturbin[13]

Skissen viser at dampen utnyttes til varmeformål etter at den har ekspandert gjennom turbinen. Det vil både være mulighet for å benytte damp direkte til industrielle prosesser og til oppvarming av vann i fjernvarmesystemer.

2.3.1.2 Kondenserende avtappingsturbin

For å produsere mest mulig elektrisk kraft i en dampturbin må trykkdifferansen og den spesifikke mengden superopphevet damp inn og ut på turbinen være størst mulig. Dette medfører at trykket i utløpet av en kondenserende avtappingsturbin er under atmosfæretrykk, og varmegjenvinning blir dermed umulig. All utnyttbar varme blir derfor tappet direkte fra turbinen. Figur 4 viser prosessen i en mottrykks kondenserende avtappingsturbin.



Figur 4: Prinsippskisse av en dampturbinprosess med kondenserende avtappingsturbin[13]

I en kondenserende avtappingsturbin har man mulighet til å tappe av damp før turbinen hvis for eksempel etterspørselen etter varme er stor. Dette vil medføre en lavere trykkdifferanse før og etter turbin, og elektrisitetsproduksjonen vil derfor synke.

2.3.1.3 Kraftvarmeforhold

Kraftvarmeforholdet er en viktig faktor som har direkte innvirkning på totalvirkningsgraden i CHP-anlegg, se kapittel 2.2.4.

En kondenserende avtappingsturbin har større fleksibilitet i forhold til varmeuttak sammenlignet med en mottrykksturbin, fordi man lett kan regulere mengden avtappet damp. Dette vil ha innvirkning på kraftvarmeforholdet, som blir større ved mindre avtapping av damp. Et slikt system åpner for større mulighet til å styre produksjonen ut fra elektrisitetsbehovet enn for systemer med mottrykksturbin, som bør styres etter varmebehov. For dampturbinprosesser med mottrykksturbin vil det være en direkte sammenheng mellom varme- og kraftproduksjon som gjør at endringer i varmeproduksjonen gir endringer i kraftproduksjonen uten reguleringsmuligheter[1]. Valg av system bør derfor gjøres på bakgrunn av bruksmønster i varmeforbruket.

2.3.1.4 Virkningsgrader

Total virkningsgrad for et dampturbinsystem vil typisk ligge mellom 20-85 prosent, mens den elektriske virkningsgraden ligger mellom 15-30 prosent [8]. Generelt kan det bemerkes at jo høyere temperatur som kreves for prosessdampen, jo lavere elektrisk virkningsgrad [13].

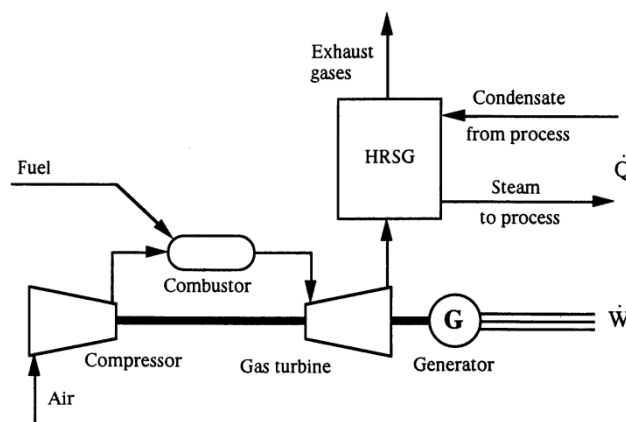
2.3.1.5 Dellastregulering

Dellastregulering i en dampturbin oppnås ved struping av damp inn på selve turbinen [8]. Generelt sett har dampturbinsystemer mindre gode dellastegenskaper. Dette har sammenheng med at varmeleveransen synker betraktelig ved dellastdrift. Lavere varmeleveranse gir lavere totalvirkningsgrad.

Dette bør bemerkes hvis produsert varme skal benyttes til formål der varmebehovet gjenspeiler store variasjoner. Varmebehovet i fjernvarmesystemer med store temperaturforskjeller over året er et eksempel på slike formål. Under slike omstendigheter tvinges CHP-anlegget til dellastdrift i store deler av året, og virkningsgradene vil påvirkes.

2.3.2 Gassturbin

Gassturbiner er en kjent teknologi i sammenheng med CHP. Selv om det i gassturbin CHP-anlegg er tilgang til varme i både kjølesystemet for olje og på turbinens ytre overflate, benyttes kommersielt sett kun varme fra eksosgassen etter turbinen [11]. Med temperaturer i størrelsesorden 450-600 °C, vil eksosgassen i et gassturbinanlegg være en ideell måte å gjenvinne varme på.



Figur 5: Prinsippskisse av en gassturbinprosess med varmegjenvinning fra røykgassen

På grunn av forurensende partikler i eksosgassen, må varmen overføres ved hjelp av varmevekslere eller en hetvannskjel[8]. Dampen som produseres vil på bakgrunn av de høye temperaturene i eksosgassen være anvendbar både til direkte bruk innenfor industrielle prosesser, oppvarming av vann i et fjernvarmenett.

I motsetning til dampturbinprosessen, vil forbrenningen i en gassturbinprosess skje i selve arbeidsmediet. Dette betyr at komponentene i systemet er i direkte kontakt med forbrenningen, som setter store krav til disse. De viktigste komponentene i en gassturbinprosess er gjengitt i Tabell 3.

Tabell 3: De viktigste komponenter i en gassturbinprosess

Kompressor	Luft tas inn og komprimeres
Brennkammer	Forbrenning skaper høyt trykk og temperatur
Turbin	Arbeidsmediet ekspanderer gjennom turbinen, og trykkenergi omformes til mekanisk energi.
Generator	Mekanisk energi omformes til elektrisk energi

Selve prosessen starter med at luft blir sugd inn i kompressoren, der den komprimeres til et trykk i størrelsesorden 10-60 bar, avhengig av type gassturbin. I brennkammeret vil brensel injiseres og brennes kontinuerlig. Den komprimerte lufta fra kompressoren blandes med eksosgassen til forbrenningen og danner temperaturer opp mot 1500 °C[14]. I turbinen vil gassen ekspandere gjennom en serie med roterende blader og ledeskovler slik at det disponible varmefallet (trykkenergien) omsettes til hastighetsenergi til den når et trykk rett i overkant av atmosfæretrykk. Hastighetsenergien blir utnyttet gjennom en aksling som er koblet opp mot turbinen, og videre til en generator som omgjør den mekaniske energien til elektrisk energi. Denne prosessen kalles Brayton cycle[12].

2.3.2.1 Kraftvarmeforhold

Kraftvarmeforholdet for en gassturbinprosess med avgasskjel varierer mellom 0,5 og 2,0[13]. Maksimal tilleggsfyring vil i dette tilfelle gi minst kraftvarmeforhold. Tilleggsfyring vil være mulig på bakgrunn av at oksygennivået i eksosgassen er så høyt at ekstra tilførsel av luft ikke vil være nødvendig[8].

Ved å benytte en såkalt rekuperator, vil en åpne for stor fleksibilitet for kraftvarmeforholdet i et gassturbinbasert CHP-anlegg [1]. En rekuperator er et varmevekslingssystem som forvarmer den komprimerte lufta inn på forbrenningskammeret fra temperaturene i røykgassen. Dette gjør at innløpstemperaturen på turbinen kan økes, som betyr større el-produksjon, høyere PHR og bedre el-virkningsgrad. Man skal imidlertid være oppmerksom på diverse problematikk i forhold til høye innløpstemperaturer i gassturbiner. Blant annet medfører dette større dannelse av NO_x-gasser. Høyere innløpstemperatur avhenger derfor av oppdatert kjøleteknologi.

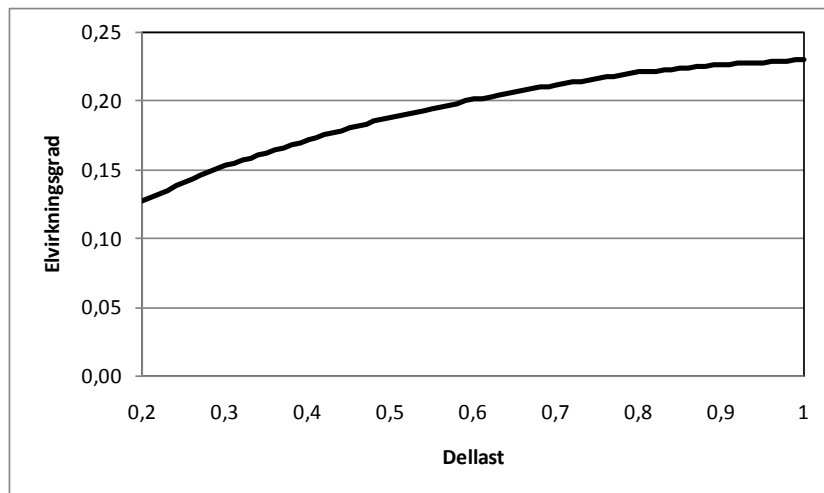
2.3.2.2 Virkningsgrader

Totalvirkningsgraden for et gassturbinanlegg ligger mellom 70-92 prosent, mens el-virkningsgraden ligger mellom 20-35 prosent[8]. Mye av energien som produseres gjennom anlegget må benyttes til å drive kompressoren. Ofte kan dette bli opp mot 50 prosent, noe som definitivt bidrar til en såpass lav el-virkningsgrad[13].

2.3.2.3 Dellastregulering

En gassturbin dellastreguleres ved å variere brenselmengden inn til brennkammeret eller trykkdifferansen over turbinen. Med konstante friksjonstap vil dette bety dårligere virkningsgrad for prosessen [11].

Figur 6 viser en typisk dellastkarakteristikk for en generell gassturbinprosess.



Figur 6: Dellastdrift av en typisk gassturbin

Figur 6 viser hvordan el-virkningsgraden synker når turbinen driftes på dellast. Dette viser at dellastegenskapene for et gassturbinanlegg er relativt dårlige. Dette spesielt for ytelser under 70 prosent [8]. På grunn av at el-virkningsgraden er proporsjonal med totalvirkningsgraden, vil dette også ha negativ innvirkning på totalvirkningsgraden. Figuren er simulert på bakgrunn av reelle data for gassturbiner[8, 13]. Simuleringene er gjort ved hjelp av VBA i excel. Kodene finnes i vedlegg 12.1.

2.3.2.4 Fleksibilitet i bruk av brensel

En gassturbin kan forbrenne en rekke brenselalternativer inkludert alle former for gassformig brensel (inklusive biogass). I større anlegg kan også tungolje benyttes[11]. I de fleste gassturbiner som har blitt installert i de senere år, forbrennes som regel naturgass. Dette på grunn av at gass i forhold til olje gir en bedre forbrenningsprosess med tanke på virkningsgrad, tilgjengelighet og utslipp av klimagasser[14].

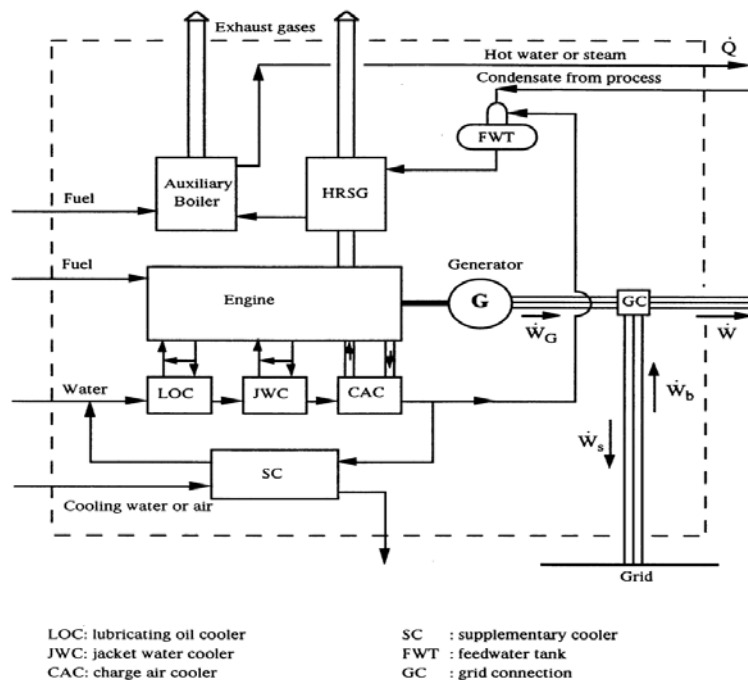
2.3.3 Forbrenningsmotor

På bakgrunn av lett tilgjengelighet, god virkningsgrad (selv med bruk av mindre anlegg) og et bredt spekter ytelser (75 kW – 50 MW), har forbrenningsmotorer fram til nå vært den mest anvendte teknologien innenfor CHP. I likhet med en gassturbin vil selve forbrenningen i en forbrenningsmotor skje direkte til arbeidsmediet, og blir derfor ofte kalt en indre forbrenningsmotor[11]. Forbrenningen skjer i en lukket sylinder, og driver et stempel som er koblet til en aksling, slik at mekanisk energi kan bli utnyttet.

Forbrenningsmotorer deles inn i to kategorier, henholdsvis Otto cycle og Diesel cycle. Kjennetegnet for en Otto cycle er at en miks av luft og brensel komprimeres i sylindren og selve antenningen skjer ved hjelp av en ekstern gnist. Dette gjør at motoren kan benytte flere typer brensel som bensin, naturgass, propan, biogass m.m. Ved bruk av gass kalles gjerne en Otto cyklemotor for en gassmotor. I en Diesel cycle, eller bare en dieselmotor, vil bare luft tas inn i sylindren og komprimeres. Når lufta er maksimalt komprimert injiseres

brenselet, som umiddelbart antenner på grunn av den høye temperaturen på den komprimerte lufta. På grunn av høyere trykk og temperatur vil en dieselmotor anvende tyngre brensel som diesel og fyringsolje.

Som i et gassturbinanlegg er det mye varme å hente fra eksosgassen i et CHP-anlegg basert på en forbrenningsmotor. På grunn av lavere temperaturer (300-400 °C), er det imidlertid ofte nødvendig med etterfyring. Det må da i tillegg tilføres ekstra med luft på grunn av lavt O₂-innhold i eksosgassen[13]. Det er i tillegg flere alternativer til varmegjenvinning i en forbrenningsmotor. Figur 7 viser en prinsippskisse av et system der man mer eller mindre inkluderer de fleste former for varmegjenvinning i en forbrenningsmotor.



Figur 7: Prinsippskisse av CHP basert på forbrenningsmotor[13]

Selve motoren driver generatoren for produksjon av elektrisk kraft. Fire varmevekslere gjenvinner varme fra kjølinga i forbindelse med smøreolja, kjølevannet, ladeluftkjølesystemet (for turbomotorer) og fra gjenvinning av eksosgass. Den gjenvunne varmen produserer varmt vann eller damp, som for eksempel kan benyttes til henholdsvis varmforsyning til et fjernvarmenett eller direkte til industrielle prosesser. Det refereres til [13] for en mer detaljert beskrivelse.

2.3.3.1 Kraftvarmeforhold

Kraftvarmeforholdet i en forbrenningsmotor ligger mellom 0,5 og 2,4. Fleksibilitet i forhold til PHR er lavt for spesielt dieselmotorer[1].

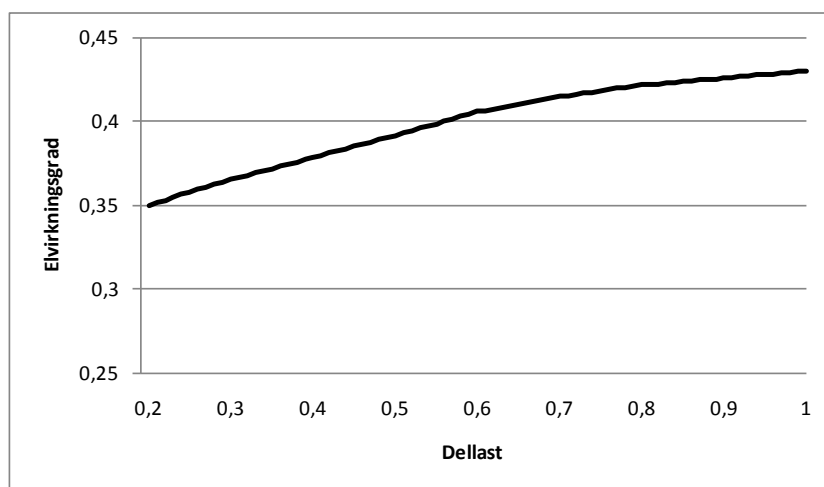
2.3.3.2 Virkningsgrader

Totalvirkningsgraden for et CHP-anlegg basert på forbrenningsmotor synes å ligge mellom 80-92 prosent, mens el-virkningsgraden ligger mellom 30-45 prosent[8]. Denne avhenger av om det anvendes dieselmotor eller en forbrenningsmotor basert på en Otto cycle.

Dieselmotoren kan oppnå høyere virkningsgrader for kraftproduksjon fordi det i prosessen opereres med høyere verdier for trykk og temperatur[13].

2.3.3.3 Dellastregulering

Generelt synes både dieselmotorer og gassmotorer å ha gode dellastegenskaper sammenlignet med de andre tekniske systemene [8]. Figur 8 viser dellastegenskaper til en typisk gassmotor.



Figur 8: Dellastegenskaper til en generell forbrenningsmotor

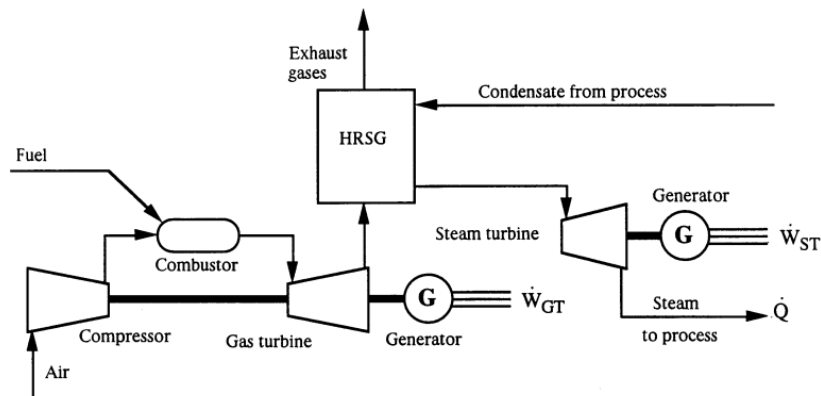
Figur 8 viser at en drift på 50 prosent av maksimal kapasitet vil gi en nedgang i elvirkningsgraden på ca 7 prosent, mens den samme dellastdriften for en gassturbin vil gi en nedgang på ca 15 prosent ut i fra Figur 6, se kapittel 2.3.2.3. Dette forklarer hvorfor det i Tabell 1 framkommer at gassmotorer og dieselmotorer har gode dellastegenskaper, mens gassturbiner har mindre gode. Figur 8 er simulert på bakgrunn av reelle data for gassturbiner[8, 13]. Simuleringene er gjort ved hjelp av VBA i excel. Kodene finnes i vedlegg 12.1.

2.3.3.4 Fleksibilitet i bruk av brensel

Det er stor fleksibilitet for hvilken type brensel som kan benyttes i en forbrenningsmotor. For brensel i væskeform kan både lett og medium olje benyttes. I tillegg kan man i større anlegg også bruke tungolje. For en gassmotor kan blant annet både naturgass og biogass benyttes[11].

2.3.4 Kombinerte anlegg

Kombinerte anlegg består av to termodynamiske prosesser, som opererer mellom to forskjellige temperaturnivå. Ved toppprosessen (høytemperaturnivå) produseres spillvarme som bunnprosessen (lavtemperaturnivå) gjenvinner. På grunn av mulighet til elektrisk kraftproduksjon i både topp- og bunnprosessen, oppnås en økning av el-virkningsgrad. Som regel består en kombinert prosess av en gassturbin og en dampturbin [13]. I dette tilfellet opererer gassturbinen i høytemperaturnivå. Dampkjelen gjenvinner varmen fra eksosgassen til gassturbinen, og opererer dermed i lavtemperaturnivå. Som i en ren dampturbinprosess skiller det mellom to tekniske utførelser for dampturbinen i et kombinert anlegg; henholdsvis kombinert prosess med mottrykksturbin og kombinert prosess med kondenserende avtappingsturbin. Prinsippene for de to forskjellige systemene er de samme som for en ren dampturbinprosess. Figur 9 viser en prinsippskisse av en kombinert prosess med mottrykksturbin.



Figur 9: av en kombinert prosess med mottrykksturbin

For å oppnå et best mulig energieffektivt system, bør teknisk utførelse velges ut i fra varmebehov, og ønske om fleksibilitet i varmeuttak. HRSG betyr Heat Recovery Steam Generator, og er varmevekslersystemet mellom røykgassen fra gassturbinen og arbeidsmediet i dampturbinprosessen.

2.3.4.1 Kraftvarmeforhold

Kraftvarmeforholdet i en kombinert prosess vil ligge mellom 0,6 og 2[13]. Det er åpent for stor fleksibilitet i forhold til kraftvarmeforholdet i en kombinert prosess, spesielt hvis kondenserende avtappingsturbin benyttes på dampturbinsiden.

2.3.4.2 Virkningsgrader

Totalvirkningsgraden for et kombinert anlegg ligger mellom 47-90 prosent, mens el-virkningsgraden ligger mellom 40-58 prosent[8]. Det er imidlertid knyttet usikkerhet til om kombinerte anlegg med el-virkningsgrader opptil 60 prosent kvalifiserer til CHP fordi varmeproduksjonen blir veldig liten i forhold til kraftproduksjonen. Ifølge[13], er de ikke det.

2.3.4.3 Dellastregulering

Dellastregulering for et kombinert anlegg kan tolkes til middels bra. Spesielt når primærbehovet er elektrisk kraft, vil man kunne opprettholde en middels bra virkningsgrad ved dellastregulering [8].

2.3.4.4 Fleksibilitet i bruk av brensel

For et kombinert anlegg vil brenselsalternativene være de samme som for en ren gassturbinprosess.

2.4 Kapasitetsområder for CHP-system

Kapasitetsområdet for et CHP-anlegg bestemmes ut fra maksimal elektrisk kraftproduksjon. Man kan få anlegg som leverer helt ned til 3 kW_{el}[8], og store anlegg som leverer over 500 MW_{el} [11]. Det er med andre ord et stort spekter av muligheter for å benytte CHP kommersielt.

Det er videre verdt å merke seg at de forskjellige tekniske systemer opererer best innenfor forskjellige kapasitetsområder. Det er dermed nyttig å kartlegge hvilket CHP-anlegg som er egnet ut fra effektbehov. Tabell 1 viser en oversikt over typiske størrelser for systemløsninger av CHP-anlegg.

Tabell 4: Oversikt over kapasitetsområder for ulike CHP-teknologier

Teknisk system	Kapasitetsområde (el)
Damp turbin	250 kW _{el} – 500 MW _{el}
Gassturbin	50 kW _{el} – 300 MW _{el}
Forbrenningsmotor	20 kW _{el} – 50 MW _{el}
Kombinert prosess	4 MW _{el} – 400 MW _e

Damp turbiner er som nevnt en av de mest brukte teknologier innenfor CHP. Ut fra tabellen kan vi se at en damp turbin kan operere i et kapasitetsområde mellom 250 kW_{el} til i overkant av 500 MW_{el}. Dette betyr at CHP-systemer basert på damp turbin generelt sett benyttes for større anlegg.

Gassturbiner finnes i størrelser fra 50 kW_{el} til overkant av 300 MW_{el}. For bruk i CHP-systemer benyttes imidlertid sjeldent turbiner som er under 1 MW_{el}, fordi disse gir dårligere virkningsgrad og høye kapitalkostnader per kW elektrisitet produsert [11].

Gassturbin systemer anvendes dermed normalt i større applikasjoner.

Forbrenningsmotorer benyttet i CHP-anlegg ligger som oftest i størrelsesorden 20 kW_{el} til 50 MW_{el}. Forbrenningsmotorer har en fordel ved at den kan oppnå høye virkningsgrader og lave investeringskostnader for små enheter, og er dermed å foretrekke i forbindelse med lavere ytelser [13]. Det er også vanlig å sette sammen flere motorer for å oppnå ønsket effekt.

Opprinnelig var kombinerte prosesser konstruert for mellomstore og store applikasjoner, som indikerer en kapasitet mellom 20 og 400 MW_{el}. I de senere år er det i tillegg blitt konstruert en del mindre anlegg i kapasitetsområdet mellom 4 og 15 MW_{el} [13].

Kapittel 3 - Bakgrunnsstoff

3 CHP i tilknytning til fjernvarme

Et av hovedmålene og bakgrunnen i denne masteroppgaven er i følge oppgaveteksten en nærmere kartlegging av CHP i kombinasjon med fjernvarme. Det vil derfor være naturlig å gi en nærmere beskrivelse av begrepet fjernvarme. I tillegg til en generell innføring i energiplanlegging for et område som skal forsynes med varme, vil dette bli etterkommet i kapittel 3. Dette vil skape en grundigere forståelse for hvordan alternative energikilder kan benyttes til boligoppvarming, og hvordan CHP kan implementeres i energiforsyning.

3.1 Introduksjon

Et av de store satsningsområder for Norske myndigheter for å imøtekomme fornybardirektivet, er storstilt utbygging av fjernvarme. Senest i mai 2009 gikk olje- og energiminister, Terje Riis-Johansen, ut og kalte fjernvarme en vinn – vinn situasjon fordi nye fornybare energikilder blir tatt i bruk, samtidig som det gir besparelser i form av redusert strømforbruk og reduserte utslipp av klimagasser[2]. Med en slik satsing har bransjen oppnådd en dobling av fjernvarmeproduksjonen de siste ti årene. For å sikre driftsgrunnlag for fjernvarmeanlegg er det innført en anledning til å kreve tilknytning til fjernvarmeanlegg i plan- og bygningsloven. Tilknytningsavgiften fastsettes ved kommunal vedtekt, som bare kan vedtas for konsesjonsbehandlede fjernvarmeanlegg, og kan kun gjøres gjeldende innenfor konsesjonsområdet [15].

I CHP-direktivet er fjernvarme i kombinasjon med CHP ikke nevnt, selv om bruk av CHP til bygningsoppvarming opplagt krever bruk av vannbåren varme. Da et av hovedmålene og bakgrunnen for denne hovedoppgaven innebærer nærmere kartlegging av CHP i samsvar med fjernvarme, er det funnet grunnlag for å gi en innføring i fjernvarme og gjøre en vurdering av hvordan CHP på en mest mulig rasjonell måte kan implementeres i et fjernvarmeanlegg. Det vil bli vurdert hvilke av de ulike tekniske løsninger i kapittel 2 som vil

være relevante for fjernvarmesystemer i Norge, og deretter foretatt et valg av systemløsninger som i kapittel 4 skal utredes videre gjennom flere case for energiforsyning til et fjernvarmeanlegg.

3.2 Fjernvarme

Hvis oppvarmingen av et bygg foregår ved at varmeproduksjonen skjer et annet sted enn i selve bygget, er dette fjernvarme. Varmen genereres i en varmesentral bestående av en eller flere fyringsenheter. I varmesentralen overføres varmen til vann gjennom varmeveksling, og distribueres ut gjennom dimensjonerte rør. Temperaturen i vannet ut i fra varmesentralen, turtemperaturen, vil ligge et sted mellom 100 - 120 °C, som betyr at rørene er trykksatt[16].

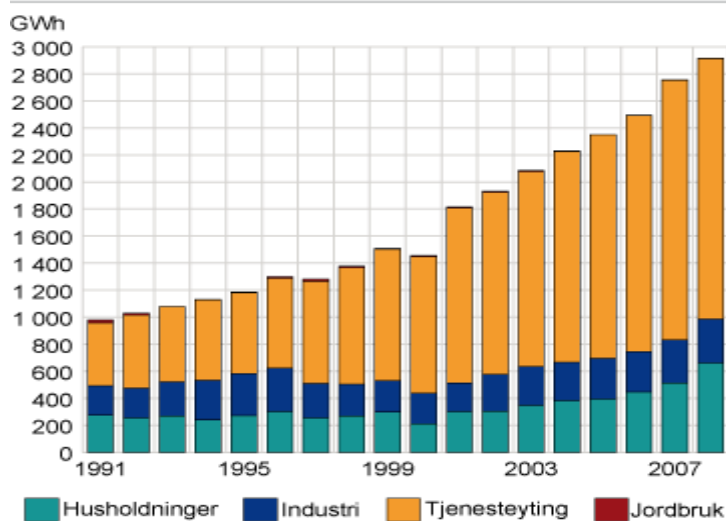
Fordelingen av varmt vann ut til de forskjellige bygningene som er tilknyttet fjernvarmesystemet, skjer enten ved bruk av et direkte eller et indirekte system. I et direkte system vil vannet fra varmesentralen føres direkte inn i varmeelementene i bygningene uten bruk av varmeveksling. For å tilpasse turtemperaturen til bygningen må dermed vann fra den nedkjølte returkretsen blandes inn. Normal temperatur for turtemperaturen i bygninger er ca 80 °C[16]. Alternativet er å anvende et indirekte system, der vannet fra varmesentralen varmeveksles i abonnentsentraler som er installert i bygningene. I dette tilfellet er vannet fra varmesentralen, primærsiden, og vannet i bygningen, sekundærsiden, separert. Når vannet fra varmesentralen er nedkjølt enten i varmeveksleren i abonnentsentralen eller i varmeelementene i bygningene, returneres det til varmesentralen for å varmes opp på nytt.

For at varmeenergien fra en varmesentral skal kunne overføres til bygninger på denne måten, kreves et vannbårent varmesystem. Ved oppføring av nye bygg, vil dette gi en betydelig merkostnad for byggherren, men det åpner for fleksibilitet i varmforsyningen i bygget. Hvis et nytt bygg skal oppføres i et konsesjonsområde for fjernvarme, er det krav om tilknytningsplikt, som medfører at byggherren må installere vannbåren varme og ta de merkostnadene dette gir. Varmeavgiving i bygninger skjer vanligvis gjennom radiatorer eller et gulvvarmesystem, i tillegg til at varmeenergien fra fjernvarmesystemet ofte benyttes til varmt tappevann og til varmebatteri i ventilasjonsanlegg. For en mer detaljert informasjon om fjernvarme vises det til [16].

3.2.1 Fjernvarmestatus i Norge

Det er stadig økende bruk av fjernvarme i Norge. Siden 1983, da fjernvarmeproduksjonen i Norge var på 193 GWh, har forbruket av fjernvarme økt nesten hvert år fram til i dag [17]. Figur 10 viser en oversikt over fjernvarmeforbruket fra 1991 og fram til i dag.

**Forbruk av fjernvarme i ulike forbrukergrupper.
1991-2008. GWh (Rettet 1. oktober 2009)**



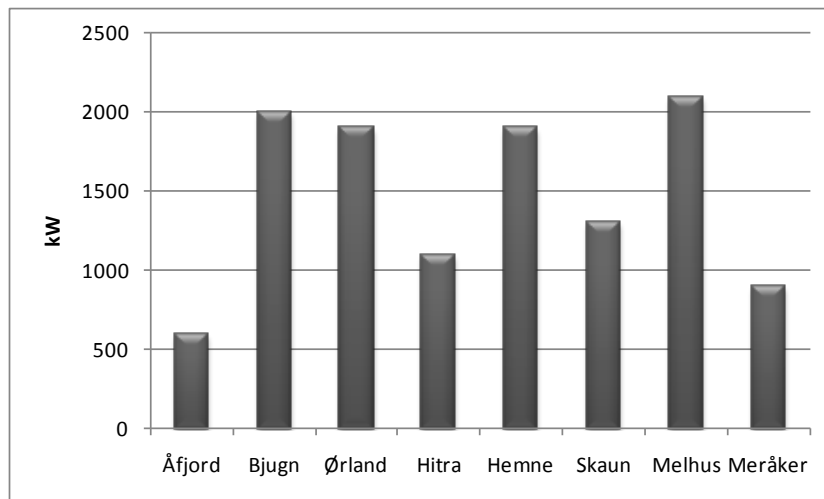
Figur 10: Oversikt over fjernvarmeforbruk i Norge fra 1991-2007[17]

Som figuren viser var forbruket i 2007 tett opptil 3 TWh. Selv om fjernvarme kun utgjør 1,2 prosent av netto innenlands sluttbruk av energi, er det en klar tendens til at fjernvarme er en fremtidig bidragsyter til energiforsyning til bygninger og industri i Norge. Figuren viser også at økningen av fjernvarmeforbruket til tjenesteyting er klart størst. Mens denne gruppen brukte om lag halvparten av all fjernvarmen på midten av 1990-tallet, er andelen nå 70 prosent.

3.2.2 Eksempler på fjernvarmeanlegg i Trønderlag

Trønderlag består av til sammen 49 kommuner, hvorav 25 i Sør-Trønderlag og 24 i Nord-Trønderlag. Av disse 49 kommunene er det kun 9 (4 i Sør-Trønderlag og 5 i Nord-Trønderlag) som har et folketall over 10 000 mennesker[18]. Dette betyr at ca 82 prosent av kommunene består av mindre tettsteder. Dette gjør at fjernvarmeanleggene vil ha lite installert effekt på grunn av få bygninger knyttet sammen gjennom et fjernvarmenett med forsyning fra en varmesentral.

Figur 11 viser en oversikt over utbygde og planlagt utbygde fjernvarmeanlegg i et utvalg trønderske kommuner. Figuren viser at alle disse 8 fjernvarmeanleggene er på mindre enn 2500 kW, noe som betyr at de kan betraktes som nærvarmeanlegg. Nærvarmeanlegg er et fjernvarmeanlegg som er mindre enn 10 MW. I fortsettelsen av denne oppgaven vil imidlertid fjernvarme bli brukt omgående.



Figur 11: Utbygde eller planlagte fjernvarmeanlegg i noen kommuner i Trøndelag

Dette står i skarp kontrast til Hafslund fjernvarme sitt anlegg i hovedstaden, som har en installert effekt på nesten 1000 MW. Dette er Norges største fjernvarmeanlegg som per dags dato benytter 9 forskjellige energikilder, blant annet CHP. Dette illustrerer at det i Norge er store forskjeller når det gjelder størrelse på fjernvarmeanlegg. Det er i tillegg verdt å nevne at det gjennom lokale energiutredninger og energi- og klimaplaner er vedtatt at alle kommuner, blant annet skal kartlegge muligheter for etablering eller videre utbygging av fjernvarme.

3.3 Energiplanlegging

Energiplanlegging for et system med forskjellige energikilder, energibærere og distribusjonssystem er en utfordrende problemstilling med mange hensyn å ta. I en by som Trondheim er det for eksempel et vel etablert fjernvarmesystem i tillegg til en mengde lokale fyringsanlegg som forsyner bygninger med varme. Samtidig er byen sammen med resten av Norden samlet i et felles marked, Nordpool, for kjøp og salg av elektrisitet, og må forholde seg til distribusjonsutfordringen dette medfører.

Planlegging og kartlegging av energibruk er derfor en problemstilling som det er grepet fatt i. Noregs vassdrags og energidirektorat, NVE, er et direktorat underlagt Olje- og energidepartementet med ansvar for å forvalte vann- og energiresursene i Norge. NVE har ansvar for å øke kunnskapen om lokal energiforsyning og stasjonært energibruk, og har derfor pålagt alle kommuner i Norge å utrede dette gjennom en *lokal energiutredning*. Hovedmålet for utredningsarbeidet er å bidra til en samfunnsmessig rasjonell, eller en samfunnsøkonomisk lønnsom og miljøvennlig utvikling av energisystemet. Den lokale energiutredningen skal beskrive status for energisystemet i kommunene gjennom en kartlegging av alle typer etablert infrastruktur, i tillegg til stasjonært forbruk av elektrisitet, olje, gass, fjernvarme og biobrensel. Det skal også fokuseres på forventet energibruk fordelt på ulike energibærere, og gis en vurdering av hva som er de mest samfunnsmessig rasjonelle løsningene for å imøtekomme denne etterspørselen. Videre skal den lokale

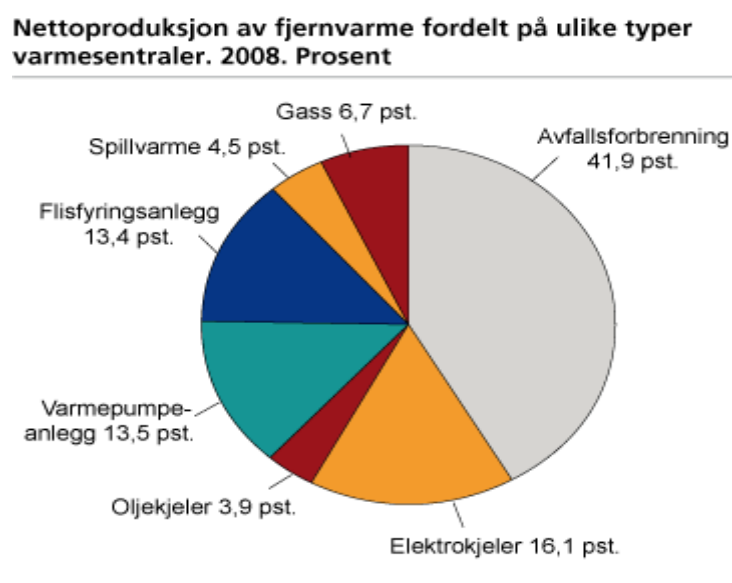
energiutredningen danne grunnlaget for ytterligere utredninger i kommunenes *energi- og klimaplaner* [19]. Gjennom kapittel 3.3 vil viktige hensyn innen energiplanlegging drøftes.

3.3.1 Fleksibilitet

Fleksibilitet i et varmeanlegg som skal forsyne en bygning med energi kan forklares med muligheten anlegget har til å anvende to eller flere energikilder.

Ved å etablere energifleksibilitet i et oppvarmingssystem, vil man få mulighet til å tilpasse energiproduksjonen ut fra hvilke energikilder som til en hver tid vil være teknisk og økonomisk mest gunstig. Dette vil i et langsiktig perspektiv gi en tryggere driftssituasjon som følge av mindre sensitivitet i forhold til fremtidig prisutvikling og leveransesikkerhet for de ulike energikilder. Hvis for eksempel prisene på naturgass øker mer enn strømprisen i årene framover, åpner denne energifleksibiliteten for bruk av varmepumpe, og en slipper at driftskostnadene i varmesentralen stiger i takt med naturgassprisene. Et annet eksempel er hentet fra Europa: Ca 80 prosent av gassen i Russland går til Europa[20], og i 2006 stengte russerne gassen til Ukraina på grunn av uenigheter i betalingen. Dette gjorde energibyråkratene i EU svett under armene, og tiltak ble iverksatt for at dette skulle unngås i framtiden. Dette illustrerer sårbarheten i energisystemet, og bekrefter fordelene ved å besitte et system med energifleksibilitet. På kortere sikt vil energifleksibilitet i bygninger gi en løpende valgmulighet av å kunne benytte den energikilde som til en hver tid er billigst, i tillegg til en optimal fordeling av kostnadsstrukturen til installert effekt og levert energi i varmesentralen[16].

Figur 12 viser en prosentvis oversikt over hvilke typer energikilder som ble benyttet i varmesentraler i Norske fjernvarmeanlegg i 2008. Figuren viser at avfallsforbrenning er en dominerende energikilde i Norske fjernvarmeanlegg, noe som i tillegg til å være en fornybar energikilde bidrar til å bli kvitt folks søppel.

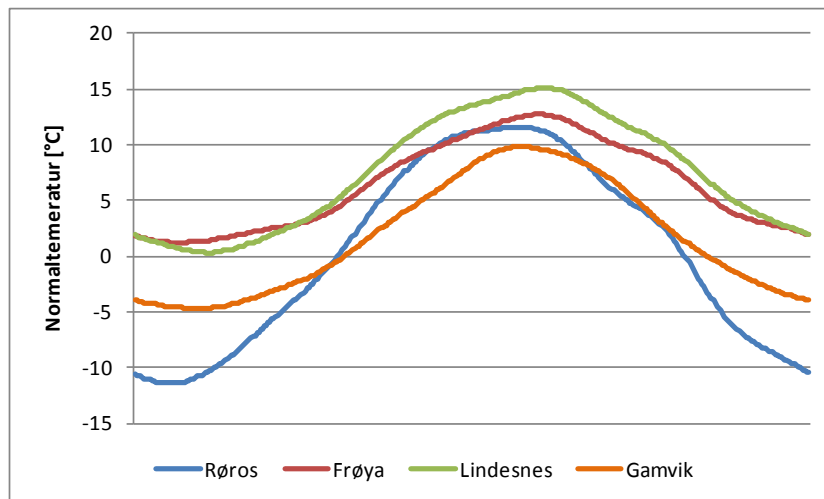


Figur 12: Oversikt over energikilder i Norske fjernvarmeanlegg[17]

Figuren viser at det knyttes stor fleksibilitet i forhold til valg av energikilde hvis fjernvarme benyttes som varmforsyning til bygninger.

3.3.2 Klima

Norge er et langt land som strekker seg over 14 lengdegrader, noe som medfører store klimatiske forskjeller fra sør til nord i landet. I tillegg utgjør varmestrømmer i havet temperaturforskjeller fra kystnære strøk til innland. Figur 13 viser årlig normaltemperatur til fire geografisk forskjellige steder i Norge.



Figur 13: Årlig normaltemperatur for fire geografisk forskjellige steder i Norge

Figuren viser store forskjeller i temperatursvingningen gjennom året. Den blå og den røde linjen viser at temperaturforskjellen mellom sommer og vinter er langt større på Røros enn på Frøya. Begge kommunene ligger i Sør-Trøndelag, men Frøya ligger på kysten og Røros i innlandet. Dette betyr at det stilles større krav til planleggingen av et fyringsanlegg på Røros. Bakgrunnen for dette er at dimensjonerende effekt må ta utgangspunkt i de kaldeste periodene om vinteren, når etterspørselen etter varme er stor. Dette medfører en stor overdimensjonering i anlegget på våren og høsten, når varmeetterspørselen er langt lavere. På Frøya, der det er langt lavere temperaturdifferanse mellom sommer og vinter, vil derfor overdimensjoneringen bli mindre. Overdimensjonering av varmeenheter i fyringsanlegg vil generelt gi en lavere virkningsgrad, som betyr mindre energieffektivitet og dårligere økonomi. For nærmere beskrivelse av overdimensjonering i fyringsanlegg henvises det til [16].

Den grønne og den oransje linjen i Figur 13 viser også at temperaturforskjellen mellom sommer og vinterforhold er forholdsvis like for Lindesnes (Sør-Norge) og Gamvik (Nord-Norge). Forskjellen for disse stedene ligger i at det er jevnt kaldere i Gamvik enn på Lindesnes.

For å korrigere for geografiske temperaturforskjeller er Norge delt inn i 7 klimasoner. I tillegg må det korrigeres for årlige temperaturendringer ved bruk av graddagskorrigerings.

Graddagstallet blir brukt ved overslagsberegning av bygningers fyringsbehov over året. Graddagstallet defineres per i dag vanligvis som tidsintegralet av differansen mellom innetemperaturen og utetemperaturen over den delen av året når utetemperaturen er lavere enn innetemperaturen [6]. For hvert år utarbeider Enova graddagstall, i tillegg til at de har utarbeidet graddagstall for et *normalår/referanseår* ved å beregne gjennomsnittet de siste 30 år. Ved å dividere graddagstallet for normalåret på graddagstallet for et aktuelt år, får man en korrigeringsfaktor. På denne måten kan energibruken i bygninger på de fire forskjellige stedene i Norge sammenlignes. Det skal også nevnes at forskjellige typer bygg kategoriseres ut fra hvilket bruksmønster som er normalt. For mer informasjon om dette henvises det til [21].

3.3.3 Effektvarighetskurve

I kapittel 3.3.2 framkommer viktigheten av å ta høyde for hvordan temperaturdifferansen mellom sommer- og vinterforhold varierer under planleggingen av varmforsyning. Det er åpenbart at varmebehovet vil være høyt når utetemperaturen er lav, og likeledes vil varmebehovet være lavt når utetemperaturen er høy. På grunn av effektbehovets nære tilknytning til utetemperaturen, se kapittel 3.3.5, er det også åpenbart at jo høyere temperaturforskjell det er mellom sommer- og vinterforhold, jo høyere vil differansen for effektbehovet være.

Ved planlegging og bygging av varmeanlegg med vannbåren varme er det viktig både teknisk og økonomisk at en mest mulig korrekt informasjon for dimensjonerende effektbehov og årlig energibehov framskaffes. Sammenhengen mellom effekt- og energibehov beskrives som *brukstiden for maksimal effekt*, også omtalt som *brukstiden* [16]. Brukstiden, τ , for en aktuell effektinstallasjon kan på generell form uttrykkes ved følgende ligning:

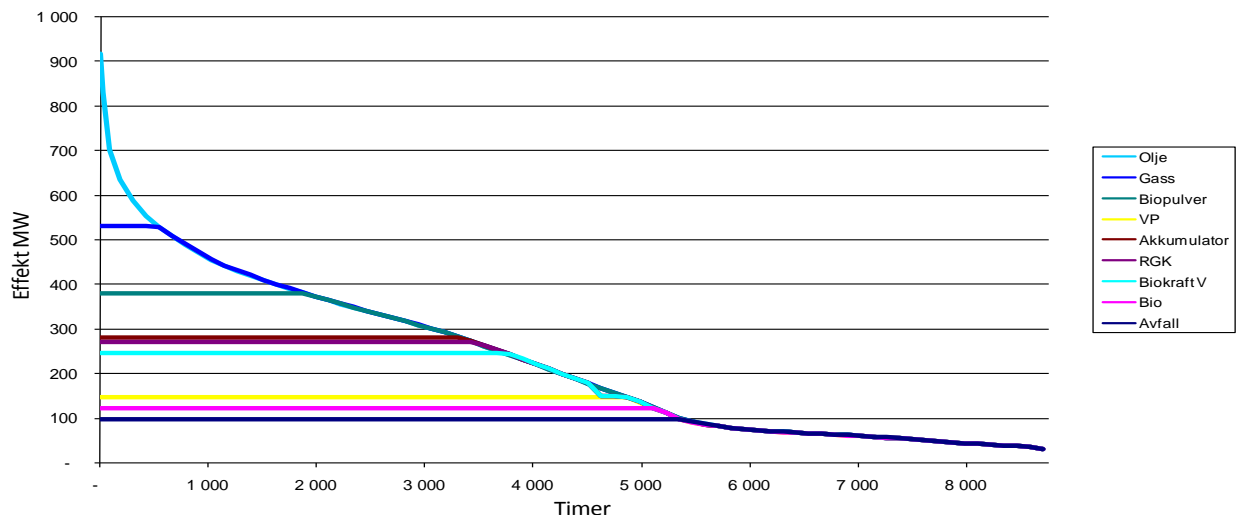
$$\Delta P = \frac{1}{\tau} \cdot \Delta W \quad (3.1)$$

Der ΔP aktuell effektinstallasjon [kW] og ΔW er årlig energibehov forårsaket av aktuell effektinstallasjon $\left[\frac{kWh}{\text{år}}\right]$.

Ved å sortere effektbehovet i synkende rekkefølge, og benytte dette i et diagram har man komponert en *effektvarighetskurve*. Integralet under kurven fra effektbehovet gir energibehovet over en tidsperiode, typisk ett år. Å skaffe en oversikt over effektbehovet og skissere en effektvarighetskurve blir sett på som en nødvendighet for å planlegge blant annet dimensjoneringen og bruksmønsteret til fyringsenhetene i en varmesentral. Figur 14 viser effektvarighetskurven for en varmesentral som er tilknyttet fjernvarmeanlegget i Oslo.

Figuren viser at denne varmesentralen kan benytte opptil 9 forskjellige energikilder. Dette gir en kortsiktig fordel fordi den ulike kostnadsprofilen på installert effekt og energiproduksjon kan optimaliseres, se kapittel 3.3.1. Med utgangspunkt i Figur 14 kan en tydelig se at store deler av energiproduksjonen foregår ved forholdsvis lav effekt. Ca 85

prosent av energiproduksjonen ved denne varmesentralen skapes ved en effekt under 400 MW. Det vil derfor være gunstig å benytte energikilder med lav energikostnad, som i dette tilfellet er avfall, biobrensel og varmepumpe. For energiproduksjon over 400 MW, vil det derimot være gunstig å produsere energi fra varmeanheter med lav effektkostnad. Det vil med andre ord si at dette energibehovet bør dekkes av billige varmeanheter, fordi driftstiden for disse er lav. Hva angår prisen på energikilden vil i dette tilfellet ikke være like vesentlig, nettopp på grunn av den lave brukstiden.



Figur 14: Effektvarighetskurve for en varmesentral tilknyttet fjernvarmeanlegget i Oslo

Ved å framskaffe en effektvarighetskurve som vist i Figur 14 under planleggingen av en varmesentral, åpner man for muligheten for å optimalisere sammensetningen av to eller flere varmekilder ut i fra tekniske og økonomiske interesser.

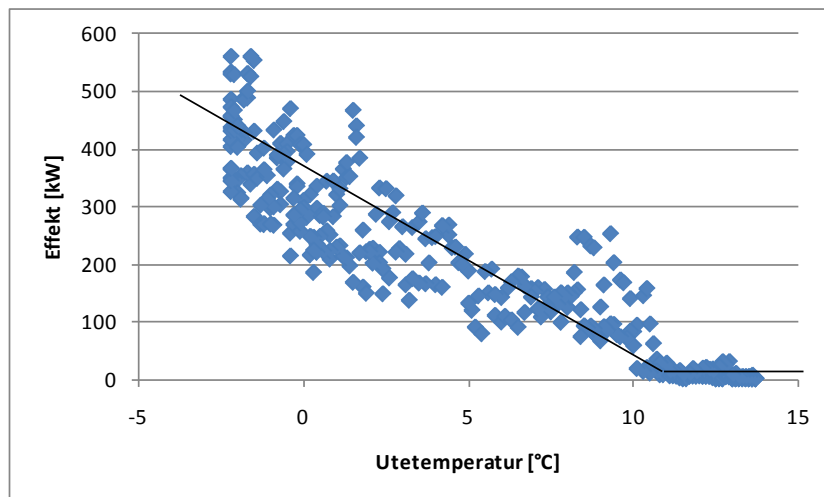
3.3.4 Bunnlast og topplast

Bunnlasten i en varmesentral bør være den energikilden med lavest energipris fordi den ofte dekker over 80 prosent av det årlige varmebehovet. Varmegeneratoren som benyttes til bunnlast trenger nødvendigvis ikke gode start- og stoppegenskaper eller dellastegenskaper, da den vil driftes jevnt over store deler av året. Det er derimot nødvendig at enheten har stor pålitelighet og lite vedlikeholdsbehov, slik at driftsstans unngås. I Figur 14 benyttes blant annet avfall, varmepumpe og akkumulator som bunnlast.

Topplasten bør dekkes av varmegeneratorer med lav investeringskostnad fordi disse sjelden er i bruk. Topplasten benyttes i de kaldeste dagene i året når effektbehovet er som høyest. I Figur 14 kommer det fram at Hafslund fjernvarme benytter olje og gass som topplast. Disse energikildene har lave investeringskostnader. I tillegg er olje og gass fossile brensler, og ønskes dermed og benyttes i minst mulig grad.

3.3.5 ET-kurve

Det er åpenbart nære relasjoner mellom utetemperaturen og effektbehovet i bygninger. Dette har sammenheng med at det i kaldere perioder er større etterspørsel etter varme. Dette kan illustreres gjennom en såkalt ET-kurve, eller en effekt-temperatur-kurve. Figur 15 viser en typisk ET-kurve.



Figur 15: Karakteristisk ET-kurve

De blå punktene fremstiller gjennomsnittet av døgnlige effektuttak fra en varmesentral over et helt år, mens den svarte linjen skisserer ET-kurvens typiske karakteristikk. Figuren viser tydelig hvordan effektbehovet stiger når utetemperaturen synker, og at varmebehovet omtrent ikke er tilstedeværende ved utetemperaturen over 10 °C. Dette gir en indikasjon på at varmesentralen bør stoppe produksjonen når utetemperaturen stiger over 10 °C, og at ET-kurver dermed er et verktøy som kan benyttes i planleggingen av driften i både sentrale og lokale varmesentraler.

Reguleringskurver for kjelanlegg styres vanligvis etter utetemperaturen. Avgitt effekt fra et varmeelement, som for eksempel en radiator, med gitt varmeavgivende flate øker med økende vanntemperatur inn på elementet[22]. Det vil si at turtemperaturen i et varmeanlegg reguleres opp etter en såkalt utetemperatur-kompenseringskurve i kaldere perioder, og reguleres ned i varmere perioder. I og med at turtemperaturen i en varmesentral styres av effektpådraget, vil en utetemperatur-kompenseringskurve ha lik form som ET-kurves typiske karakteristikk.

3.3.6 Sammenlagring

Ved energiforsyning av flere bygninger fra en energisentral vil det være viktig å ta hensyn til hvor stort effektuttak hvert bygg har ved et gitt tidspunkt. Dette vil som regel alltid være mindre enn det maksimale effektbehovet for hvert enkelt bygg. Sammenlagring av effektbehov defineres derfor ut i fra at det målte, totale, maksimale effektbehov på et gitt

tidspunkt vil være mindre enn summen av de maksimale verdiene for deeffektene, og kan settes opp i følgende ligning [23]:

$$(\Phi_1 + \Phi_2)_{maximum} < \Phi_{1,maximum} + \Phi_{2,maximum} \quad (3.2)$$

Der Φ_1 og Φ_2 er daglig varmelast for hver bygning når maksimalt effektbehov for hele systemet inntreffer.

Videre defineres sammenlagringsfaktoren ut i fra følgende ligning:

$$Sammenlagringsfaktor = \frac{\Phi_{maximum(total)}}{\sum_{i=1}^n \Phi_{i,maximum}} \quad (3.3)$$

Hvis bygningene i et område har forholdsvis likt bruksmønster vil det bidra til en større sammenlagringsfaktor, mens bygninger med ulikt bruksmønster vil bidra til en mindre. Et stort antall bygninger vil også bidra til en mindre sammenlagringsfaktor. Som regel vil sammenlagringsfaktoren ligge i området 0,7 - 0,8 [16].

Ved å realisere sammenlagringsfaktoren i energiplanlegging vil man unngå overdimensjonering av anlegget, som i tillegg til å gi direkte besparelser for investeringskostnadene, vil bidra til en bedre drift av anlegget og dermed lavere driftskostnader.

3.4 Valg av CHP-system og fjernvarmeanlegg

Det finnes flere forskjellige størrelser på fjernvarmesystemer i Norge, se kapittel 3.2.2. Et valg av relevant fjernvarmesystem i Norge vil derfor innebære alt fra fjernvarmeanlegget til Hafslund fjernvarme i Oslo, til mindre anlegg presentert i Figur 11. Norge er et desentralisert land, der varmeenergitettheten er forholdsvis lav. En kartlegging av energiforsyning i mindre anlegg betraktes derfor som høyst relevant ut i fra Norske forhold. I oppgaveteksten er det nedfelt at CHP og fjernvarme skal utgjøre de sentrale delene av det totale system for energiforsyning. Figur 14 viser at store anlegg gjerne benytter langt flere energibærere, og på den måten vil det bli ansett som lite realistisk om et stort fjernvarmeanlegg i hovedsak ble forsynt av CHP.

NVE har igjennom *lokale energiutredninger* pålagt alle Norske kommuner å kartlegge alle typer etablert infrastruktur, i tillegg til stasjonært forbruk av elektrisitet, olje, gass, fjernvarme og biobrensel. Dette skal danne et grunnlag for videre arbeid med kommunenes *energi- og klimaplaner*, som blant annet har til hensikt å vurdere tiltak for energieffektivisering av kommunal bygningsmasse. I dette tilfellet blir fjernvarme i likhet med andre tiltak sett på som meget interessant. Bjugn kommune i Sør - Trønderlag er et eksempel på en kommune der det er iverksatt og utført fjernvarmeutbygging.

Fjernvarmeanlegget er i dette tilfellet basert på en varmepumpe som henter varme fra fjæra gjennom ca 20 km med plastrør med sirkulasjon av en glykolblanding. Fjernvarmeanlegget

leverer varme til blant annet sykehjem, to skoler og rådhus, i tillegg til at overskuddsvarme fra skøytehallen blir matet inn på fjernvarmenettet i deler av året [24]. Total installert effekt for dette anlegget er ca 2000 kW.

På bakgrunn av dette, velges det å fokusere på mindre fjernvarmeanlegg i videre arbeid med denne masteroppgaven.

Effektbehovet, altså størrelsen på fjernvarmeanlegget, vil være et vesentlig moment når forskjellige typer CHP-anlegg skal vurderes. Ut fra Tabell 4, se kapittel 2.4, kan det på generelt grunnlag konstateres at forbrenningsmotorer vil være best egnet for mindre fjernvarmeanlegg, i størrelsesorden < 10 MW [8]. Grunnen til dette er at forbrenningsmotorene har bedre virkningsgrad og lavere investeringskostnader for lavere ytelser. I tillegg kan forbrenningsmotorene generelt levere varme ved lavere temperaturer enn turbinssystemene. For å imøtekomme effektbehovet til fjernvarmeanlegget er det lett å koble sammen flere motorer. Systemer basert på gassturbiner er i ferd med å bli mer attraktive for ytelser mellom 50kW - 10 MW på grunn av lave drifts- og vedlikeholdskostnader[13]. Gassturbiner er imidlertid mest benyttet med enheter mellom 2MW - 20 MW, og kan dermed knyttes til mellomstore fjernvarmeanlegg. For større fjernvarmeanlegg vil det ut fra kapasitetsområdet beskrevet i Tabell 4, være mest aktuelt med CHP-systemer basert på dampturbin, eller eventuelt en kombinert prosess.

Et annet viktig moment er å unngå overdimensjonering. Hvis anlegget dimensjoneres ut fra et for høyt effektbehov, vil det tvinges til å driftes på dellast i store perioder av året. Dette vil på bakgrunn av generelle dellastkarakteristikker medføre lavere virkningsgrader enn det opereres med i Tabell 1, se Figur 6 i kapittel 2.3.2.3 og Figur 8 i kapittel 2.3.3.3. På bakgrunn av kapasitetsområdene og de tekniske egenskapene, samt størrelsen på valgt fjernvarmeanlegg, vil det i denne masteroppgaven bli gjort nærmere studier av CHP-anlegg i form av forbrenningsmotorer. For å tilfredsstille de miljømessige hensyn, faller valget på gassmotorer. Forskjellige sammensetninger av gassmotorer vil presenteres som ulike case i kapittel 4. Det er i tillegg valgt å kartlegge et alternativt case basert på gassturbin.

Kapittel 4 - Casestudie

4 CHP i et referanseområde

Gjennom kapittel 2 og kapittel 3 er det gitt en detaljert innføring i ulike tekniske CHP - systemer, fjernvarme og energiplanlegging. Dette har, i tillegg til å gi leseren innblikk i hovedelementene i denne masteroppgaven, dannet grunnlaget for valg av et spesifikt fjernvarmeanlegg basert på CHP. Gjennom dette kapitlet vil det bli presentert et referanseområde som vil være representativt for norske fjernvarmesystemer. I tillegg skal sju ulike case hvor CHP i kombinasjon med fjernvarme utgjør de sentrale delene av det totale system for energiforsyning. Det vil også bli gitt en forklaring på hva akkumulatorer er og hvorfor dette er et interessant alternativ i sammenheng med CHP og fjernvarme.

4.1 Aktuelt referanseområde

Det aktuelle referanseområdet er en kommune i Sør-Trøndelag, som for øving ønsker full anonymitet. Gjennom sitt arbeid med energi- og klimaplan har denne kommunen kommet relativt langt i sitt arbeid med energieffektiviseringstiltak. Blant annet er et fjernvarmeanlegg basert på biobrensel ferdig utbygd og etablert. Fjernvarmeanlegget forsyner i dag fire kommunale bygg; et sykehjem, en videregående skole, en barne- og ungdomsskole og en idrettshall. Disse byggene har installert både biomåler og elmåler, slik at hele energiforbruket er tilgjengelig på timesbasis. Selve varmesentralen ligger plassert i en radius på ca 500 meter til lengste streng i fjernvarmenettet. En skisse av varmesentralens plassering med aktuelle avstander finnes i vedlegg 12.2. Det er i tillegg åpnet for videre utbygging av anlegget, slik at det kan dekke varmebehovet i flere privatboliger i et nyetablert boligfelt.

I og med at det finnes et eksisterende fjernvarmeanlegg i denne kommunen, har det lokale kraftlaget etablert timesbasert registrering av varme- og elforbruk til hver abonnent som er tilknyttet systemet. Ved å fremskaffe den reelle energietterspørselen er mange av punktene

under kapittel 3.3 energiplanlegging ivaretatt. Dette datamaterialet blir videre brukt som grunnlag for økonomiske og tekniske utredninger for CHP gjennom resten av denne masteroppgaven.

Figur 16 viser temperatursvingninger over et normalår i kommunen der fjernvarmeanlegget ligger.



Figur 16: Temperatursvingninger over et normalår

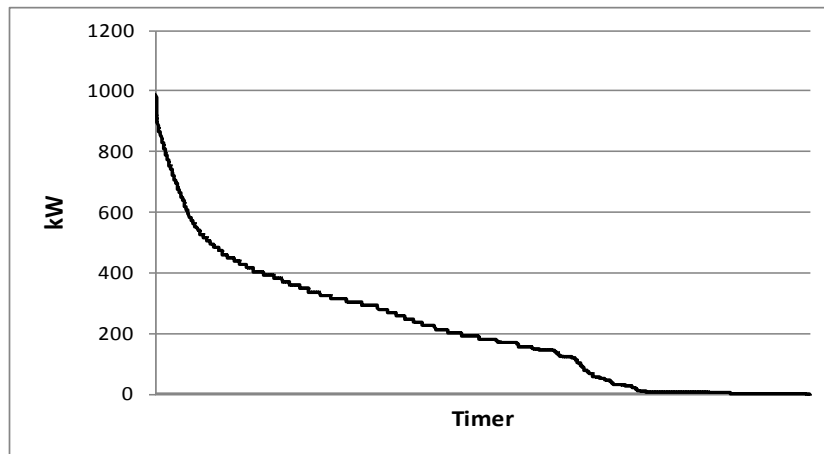
Figuren viser at temperaturdifferansen svinger ca 15 °C mellom sommer- og vinterforhold, som kan sies å være moderat sammenlignet med stedene i Figur 13, se kapittel 3.3.2.

4.1.1 Energi- og effektbehov

Gjennom fremskaffelse av årlige timesmålinger av varme- og elbehov for de fire byggene i det aktuelle referanseområdet, finnes det grunnlag for å komponere en effektvarighetskurve for fjernvarmeanleggets totale energibehov. Figur 17 og Figur 18 viser henholdsvis det samlede varmeforbruket og den samlede elektrisitetsbruken for de fire byggene i referanseområdet, satt opp i effektvarighetskurver. Forbruket er hentet fra 2008, og varmeforbruket er graddagskorrigert slik at det er representativt for et normalår. For å komponere en effektvarighetskurve, må alle innsamlede data til varme- og elforbruk sorteres i synkende rekkefølge i en kolonne. Fra kraftlaget kommer datamaterialet i time/døgn-format (24 kolonner og 365 rader). Denne manipulasjonen er gjort i VBA, kodene finnes i vedlegg 12.3.

Å sette energibruken inn i et slikt effektvarighetsdiagram gjør det enklere å planlegge en varmesentral fordi det tydeliggjør det maksimale effektbehovet. I tillegg viser formen på effektvarighetskurven hvordan effektbehovet varierer over året. Gjennom kapittel 3.3 ble det informert hvordan klimaet, og da spesielt utetemperaturens innvirkning på effektuttaket i bygninger. Referert til Figur 13, viser den blå linjen at Røros er det stedet hvor temperaturdifferansen er høyest. En sammenligning av effektvarighetskurven i Figur 17, og en effektvarighetskurve for de samme byggene på Røros, ville sannsynligvis ha vist en

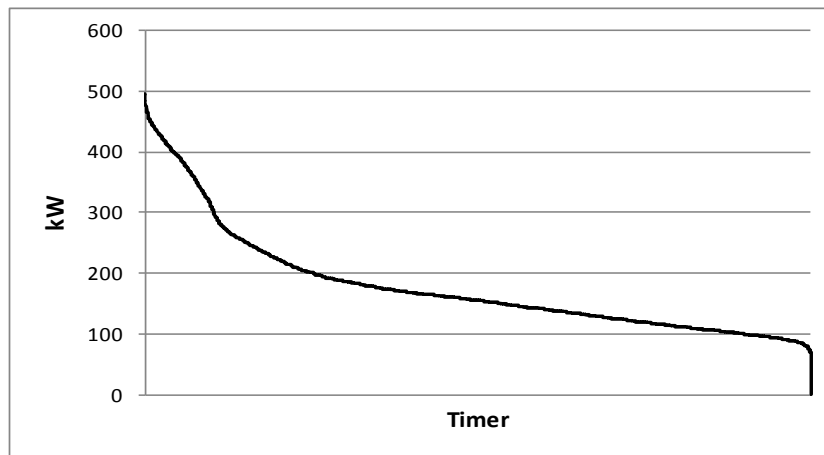
signifikant ulik form. På grunn av større forskjeller i utetemperaturer mellom sommer- og vinterforhold, ville variasjonen i effektuttaket på Røros ha ført til en kurve med brattere form. Med større variasjoner i effektbehovet vil det stilles større krav til tekniske løsninger i anlegget, blant annet egenskaper knyttet til delastdrift, automatikken i anlegget og de ekstra investeringskostnader og driftskostnader dette medfører. For nærmere informasjon om formen på effektvarighetskurver og hva som påvirker denne, henvises det til [22].



Figur 17: Effektvarighetskurve over varmemforbruket

Figur 17 viser at det i store deler av året er forholdsvis beskjedene variasjoner i effektuttaket i byggene tilknyttet dette fjernvarmesystemet. Figuren viser også at det i deler av året nærmest ikke finnes varmebehov i byggene. Lastkurven, som finnes i vedlegg 12.4, viser at dette gjelder sommermånedene. ET-kurven i Figur 15, som også er komponert på bakgrunn av forbruksdata for referanseområdet, bekrefter dette ved å vise at effektbehovet er tilnærmet lik null når utetemperaturer stiger over 10 °C. I denne perioden er det kun varmebehov for varme i tappevann. Behovet på begge skolene er på denne tiden av året preget av sommerferie, og i idrettshallen er varmtvannsbehovet neglisjerbart og dekkes i følge driftsansvarlig av lokale varmtvannsberedere. Sykehjemmet har derimot et vist varmtvannsbehov i denne perioden. Det er imidlertid ikke stort nok til at det er funnet lønnsomt å drifte fjernvarmeanlegget fordi tapene i distribusjonsnett og pumpeeffekten sannsynligvis ville ha krevd mer energi enn produsert varme, som igjen ville medført økonomiske tap. Når fjernvarmeanlegget settes ut av drift, opplyser driftsansvarlig at tappevannet på sykehjemmet forvarmes av en luft- til vannvarmepumpe, og ettervarmes av elkolber i to akkumulatortanker. Det betyr at det finnes et vist varmebehov på sykehjemmet i denne perioden av året, og at effektvarighetskurven i Figur 17 lyver litt. I resten av året er det fjernvarmeanlegget som dekker varmt tappevann på sykehjemmet.

På grunn av at det reelle varmemforbruket er innhentet på timebasis, er det tatt høyde for sammenlagring. Sammenlagringsfaktoren for de fire byggene i referanseområdet er ut fra ligning 3.3, se kapittel 3.3.6 kalkulert til å være 0,87. Dette betyr at installert effekt vil være 13 prosent lavere i varmesentralen til fjernvarmeanlegget, enn om oppvarmingen i byggene hadde foregått lokalt.



Figur 18: Effektvarighetskurve over elektrisitetsbruken

Figur 18 viser effektvarighetskurven for årlig elektrisitetsforbruk i de fire bygningene. Forbruket er forholdsvis jevnt, og variasjonene er grovt sett basert på døgnavariasjoner. På grunn av bruksmønsteret til skolene og idrettshallen, er det likevel noe høyere elforbruk på vinter og høst, enn for sommerhalvåret. Dette vises ut i fra lastkurven for det totale elforbruket, se vedlegg 12.5. Totalt elforbruk er noe mindre enn totalt varmeforbruk i det aktuelle referanseområdet, noe som tydelig kommer fram av Figur 17 og Figur 18. PHR av energiforbruket er ut fra ligning 2.4, se kapittel 2.2.4, beregnet til å være ca 0,66.

4.2 Bruk av CHP i et aktuelt referanseområde

Ved å fremskaffe årlig energiforbruk til et referanseområde, dannes grunnlaget for videre utredning i bruk av CHP. Dette anses som en meget viktig del i planleggingen av et CHP-anlegg, fordi det gjør at dimensjoneringen av anlegget stemmer i forhold til hvilket forbruk byggene i området har. Med utgangspunkt i effektvarighetskurvene i Figur 17 og Figur 18, vil det også tydeliggjøres hvordan brukstiden for anlegget vil utarte seg, og hvor mye energidekning bunnlasten og topplasten vil dekke.

Vanligvis vil CHP-anlegg reguleres etter varmebehovet [13], fordi overskudd av elektrisitet er lettere å omsette hvis systemet er tilkoblet elnettet. Hvis systemet reguleres etter elforbruket, vil man ved overproduksjon av varme beregne dette som tap og totalvirkningsgraden vil synke. I enkelte tilfeller vil det produseres mest mulig elektrisitet, for så å dekke varmebehovet med resterende energimengde som er igjen i røykgassen. Dette fordi elektrisitet betraktes som høyverdig energi, og fordi temperaturene i røykgassen uansett vil være tilstrekkelig høye til å forsyne varmeavtageren med turtemperaturer opp mot 100 °C. Dette er imidlertid mer vanlig når varmeavtakingen går til industrielle formål med en langt mer stabil temperatur på spillvarmen. Det henvises til [1], for en nærmere beskrivelse av dette. I denne masteroppgaven vil reguleringen av CHP-anlegget skje med

hensyn på varmebehovet ved lastkurven i vedlegg 12.4, og dimensjoneringen med hensyn på effektvarighetskurven i Figur 17.

Formen på effektvarighetskurven viser at maksimalt effektbehov vil være nesten 1000 kW. Hvis varmesentralen skal bestå av en gassmotor, vil denne bli tvunget til og dellastreguleres i store deler av året. Ut i fra Figur 8, se kapittel 2.3.3.3, vil forbrenningsmotorens tekniske egenskaper i stor grad påvirkes negativt, noe som vil medføre lavere elvirkningsgrad. De fleste case baseres derfor på en sammensetning av to eller tre gassmotorer med ulik størrelsessammensetning.

Gassmotorenes PHR-egenskaper bør være i samsvar med varme- og elletterspørselen. Det er ikke foretatt nærmere undersøkelser om de reelle PHR-egenskapene til gassmotorene og gassturbinen som er lagt til grunn i denne masteroppgaven. PHR settes derfor til 0,66, som er helt i samsvar med etterspørselen, og er innenfor rammevilkårene for gassmotorer og gassturbiner i Tabell 1, se kapittel 2.3.

Referansene for simuleringene av delastkurvene til både gassmotorene i Figur 8 og for gassturbinene i Figur 6, gir ingen opplysninger om dellastdrift på under 20 prosent av maksimal kapasitet [8, 13, 25]. Det anbefales generelt sett å installere mindre enheter som kan kjøres på en høyere prosentandel av dens maksimale kapasitet, i motsetning til installasjon av større enheter som tvinges til dellastdrift i lengre perioder [25].

I simuleringer og beregninger vil dermed varmforsyningen fra varmesentralen stoppe hvis etterspørselen er mindre enn 20 prosent av maksimal kapasitet til den minste installerte motor eller turbin i energisentralen. Dette vil være i tråd med hvordan varmesentralen i det aktuelle referanseåret drives per dags dato, da det er ingen drift av fjernvarmeanlegget i den varmeste delen av året. Dette vil gjenspeile brukstiden av enhetene i varmesentralen, og forsterker påstanden vedrørende viktigheten av å planlegge installasjonen etter ønsket etterspørsel. Dette vil kreve at det installeres et supplement som kan dekke etterspørselen etter varme i de deler av året da etterspørselen er lav. I en reell varmesentral vil det uansett være krav om en backupkjel til å dekke lasten ved havari eller vedlikehold av hovedenhetene. Dette kan være en elkjel eller oljekjel installert i varmesentralen, eller lokalt i hvert enkelt bygg. I det aktuelle referanseområdet er det slik at hvert bygg har installert backup. I sykehjemmet er det installert varmepumpe og akkumulatortanker med elkolbe for å dekke sommerlasten, se kapittel 4.1.1.

Videre i denne masteroppgaven vil det utover disse opplysningene ikke tas hensyn til backupkjeler, eller hvordan sommerlasten skal dekkes. Dette fordi hovedfokuset vil være bruk av CHP i kombinasjon med fjernvarme, og hvordan CHP på en måte som gir et energieffektivt energisystem kan implementeres i en varmesentral i et fjernvarmeanlegg. På grunn av CHP-anleggenes tekniske egenskaper, spesielt når det gjelder dellastdrift, vil slike anlegg utnyttes best når de brukes som grunnlast eller eventuelt mellomlast i en

varmesentral til et fjernvarmeanlegg[8]. Figur 14, se kapittel 3.3.3, viser at CHP blir benyttet som mellomlast i Hafslund energi sitt fjernvarmesystem.

4.2.1 Case 1 – kort beskrivelse

I case 1 består energiforsyningen av tre gassmotorer. Disse gir en samlet effektinstallasjon på $708 \text{ kW}_{\text{el}}$, som ut i fra effektvarighetskurven i Figur 18, se kapittel 4.1.1, er i overkant av $200 \text{ kW}_{\text{el}}$ høyere enn etterspørselen. Dette betyr at det må tas utgangspunkt i at CHP-anlegget er koblet opp mot det lokale elektrisitetsnettet, slik at overproduksjonen kan omsettes på den nordiske kraftbørsen, Nordpool. Tabell 5 gir en oversikt over installert elektrisk og termisk effekt i varmesentralen.

Tabell 5: Installert effekt i case 1

Motor	kW_{el}	kW_{th}
DEUTZ GAS	388	587
CUMMINGS GAS	200	303
CUMMINGS GAS	120	181
Totalt	708	1071

Med en PHR på 0,66 vil total installert termisk effekt være $1071 \text{ kW}_{\text{th}}$, som vil dekke etterspørselen ut i fra effektvarighetskurven i Figur 17, se kapittel 4.1.1. Den nedre grense for varmeproduksjon for case 1 blir $37 \text{ kW}_{\text{th}}$.

4.2.2 Case 2 – kort beskrivelse

I case 2 består energiforsyningen av tre gassmotorer. Disse gir en samlet effektinstallasjon på $440 \text{ kW}_{\text{el}}$, som ut i fra effektvarighetskurven i Figur 18, se kapittel 4.1.1, er ca $55 \text{ kW}_{\text{el}}$ lavere enn etterspørselen. Dette betyr at man har underdekning av elektrisk kraft i ca 1.3 prosent av året, som må dekkes inn av el i det lokale elnettet. Tabell 6 gir en oversikt over installert elektrisk og termisk effekt i varmesentralen.

Tabell 6: Installert effekt i case 2

Motor	kW _{el}	kW _{th}
CUMMINGS GAS	200	303
CUMMINGS GAS	120	181
CUMMINGS GAS	120	181
Totalt	440	665

Med en PHR på 0,66, vil total installert termisk effekt være 665 kW_{th}. For å dekke hele behovet i Figur 17, se kapittel 4.1.1, vil det bli tatt høyde for bruk av akkumulatortanker. Den nedre grense for varmeproduksjon for case 2 blir 37 kW_{th}.

4.2.3 Case 3 – kort beskrivelse

I case 3 består energiforsyningen av tre gassmotorer. Disse gir en samlet effektinstallasjon på 450 kW_{el}, som ut i fra effektvarighetskurven i Figur 18, se kapittel 4.1.1, er ca 45 kW_{el} lavere enn etterspørselen. Dette betyr at man har underdekning av elektrisk kraft i ca 0,8 prosent av året, som må dekkes inn av el i det lokale elnettet. Tabell 7 gir en oversikt over installert elektrisk og termisk effekt i varmesentralen.

Tabell 7: Installert effekt i case 3

Motor	kW _{el}	kW _{th}
CUMMINGS GAS	200	303
CUMMINGS GAS	200	303
DEUTZ GAS	50	75
Totalt	450	681

Med en PHR på 0,66, vil total installert termisk effekt være 681 kW_{th}. For å dekke hele behovet i Figur 17, se kapittel 4.1.1, vil det bli tatt høyde for bruk av akkumulatortanker. Den nedre grense for varmeproduksjon for case 3 blir 16 kW_{th}.

4.2.4 Case 4 – kort beskrivelse

I case 4 består energiforsyningen av to gassmotorer. Disse gir en samlet effektinstallasjon på 400 kW_{el}, som ut i fra effektvarighetskurven i Figur 18, se kapittel 4.1.1, er ca 95 kW_{el} lavere enn etterspørselen. Dette betyr at man har underdekning av elektrisk kraft i ca 4,4 prosent

av året, som må dekkes inn av el i det lokale elnettet. Tabell 8 gir en oversikt over installert elektrisk og termisk effekt i varmesentralen.

Tabell 8: Installert effekt i case 4

Motor	kW _{el}	kW _{th}
CUMMINGS GAS	200	303
CUMMINGS GAS	200	303
Totalt	400	606

Med en PHR på 0,66, vil total installert termisk effekt være 606 kW_{th}. For å dekke hele behovet i Figur 17, se kapittel 4.1.1, vil det bli tatt høyde for bruk av akkumulatortanker. Den nedre grense for varmeproduksjon for case 4 blir 61 kW_{th}.

4.2.5 Case 5 – kort beskrivelse

I case 5 består energiforsyningen av to gassmotorer. Disse gir en samlet effektinstallasjon på 508 kW_{el}, som ut i fra effektvarighetskurven i Figur 18, se kapittel 4.1.1, er i ca 13 kW_{el} høyere enn etterspørselen. Dette betyr at det må tas utgangspunkt i at CHP-anlegget er koblet opp mot det lokale elektrisitetsnettet, slik at overproduksjonen kan omsettes på den nordiske kraftbørsen, Nordpool. Tabell 9 gir en oversikt over installert elektrisk og termisk effekt i varmesentralen.

Tabell 9: Installert effekt i case 5

Motor	kW _{el}	kW _{th}
DEUTZ GAS	388	587
CUMMINGS GAS	120	181
Totalt	508	768

Med en PHR på 0,66, vil total installert termisk effekt være 768 kW_{th}. For å dekke hele behovet i Figur 17, se kapittel 4.1.1, vil det bli tatt høyde for bruk av akkumulatortanker. Den nedre grense for varmeproduksjon for case 5 blir 37 kW_{th}.

4.2.6 Case 6 – kort beskrivelse

I case 6 består energiforsyningen av en gass turbin. Denne gir en samlet effektinstallasjon på 486 kW_{el}, som ut i fra effektvarighetskurven i Figur 18, se kapittel 4.1.1, er ca 9 kW_{el} lavere

enn etterspørselen. Dette betyr at man har underdekning av elektrisk kraft i en time av året, som må dekkes inn av el fra det lokale elnettet.

Tabell 10: Installert effekt i case 6

Motor	kW _{el}	kW _{th}
P+W ST6L-721	486	736
Totalt	486	736

Med en PHR på 0,66, vil total installert termisk effekt være 736 kW_{th}. For å dekke hele behovet i Figur 17, se kapittel 4.1.1, vil det bli tatt høyde for bruk av akkumulatortanker. Den nedre grense for varmeproduksjon for case 6 blir 147 kW_{th}.

4.2.7 Case 7 – kort beskrivelse

I case 7 består energiforsyningen av en gassmotor. Denne gir en samlet effektinstallasjon på 486 kW_{el}, som ut i fra effektvarighetskurven i Figur 18, se kapittel 4.1.1, er ca 9 kW_{el} lavere enn etterspørselen. Dette betyr at man har underdekning av elektrisk kraft i en time av året, som må dekkes inn av el fra det lokale elnettet.

Tabell 11: Installert effekt i case 6

Motor	kW _{el}	kW _{th}
Ikke reell	486	736
Totalt	486	736

Med en PHR på 0,66, vil den totalt installerte termiske effekt være 736 kW_{th}. For å dekke hele behovet i Figur 17, vil det bli tatt høyde for bruk av akkumulatortanker. Den nedre grense for varmeproduksjon for case 6 blir 147 kW_{th}.

Case 7 er ikke basert på en reell motor, som de andre casene. Dette caset er inkludert i studien for å illustrere forskjellen på å installere en motor mot to eller tre. For å danne et så realistisk bilde som mulig, settes effektstørrelsen lik gasturbinens, mens de tekniske egenskapene vil være de samme som gassmotoren på 388 kW_{el}. Motoren blir på denne måten et fiktivt bilde av en blanding mellom gasturbinen i case 6 og Deutz gas 388 kW_{el} – motoren. Prisen på motoren er beregnet ut fra fremskaffede priser på de andre motorene.

4.2.8 Akkumulering

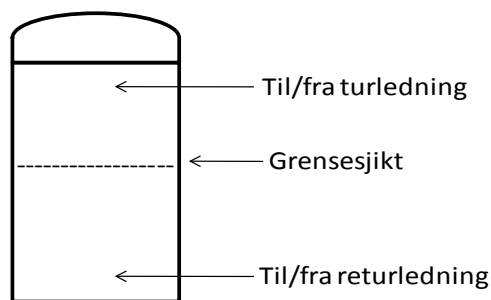
For å senke installert effekt i en varmesentral er et alternativ å benytte en eller flere akkumulatortanker. En akkumulator er et verktøy som kan benyttes til å lagre overskuddsvarme på, slik at man kan bruke denne energien senere ved stort varmebehov. I et fjernvarmesystem er det vanlig at denne overskuddsvarmen er lagret i vann, slik at den kan inkluderes i det vannbårne distribusjonssystemet. Det finnes flere alternativer for varmelager ut i fra hvilke forutsetninger omstendighetene gir, men de mest vanlige er akkumulatortanker, brønner i fjell eller grunn- og grunnvannslager. Da grunnforholdene i det aktuelle referanseområdet for energiforsyning ikke er nærmere undersøkt, er det i denne sammenhengen valgt å fokusere på akkumulatortanker.

Det skal nevnes at bruk av akkumulering er en velkjent teknologi, og benyttes av flere fjernvarmeleverandører, blant annet Hafslund energi, som vises i Figur 14, se kapittel 3.3.3.

Det finnes flere typer og bruksområder for akkumulatortanker. De kan utformes rektangulært eller sylinderformet, være isolert eller uisolert og kan være atmosfærisk eller trykksatt. Sylinderformete akkumulatortanker vil ha mindre varmetap en rektangulære fordi overflatearealet er mindre. På en annen side vil rektangulære tanker ofte være mer plassbesparende fordi utformingen er mer hensiktsmessig. Hvis man ikke lider av plassmangel vil en sylinderformet akkumulatortank være å foretrekke.

4.2.8.1 Prinsipp

Figur 19 viser en prinsippskisse av en akkumulatortank.



Figur 19: Prinsippskisse av en akkumulatortank

I et fjernvarmesystem vil en akkumulatortank være plassert mellom varmesentralen og forbrukerne. I tilfeller hvor etterspørselen etter varme er lavere enn installert effekt i en varmesentral, åpner et slikt system for at varmegeneratorene kan fyres med en høyere effekt, og dermed generere mer varme enn etterspørselen fra forbrukerne tilsier. Overskuddsproduksjonen lagres i akkumulatortanken. Ladningen skjer ved at det varme vannet fra varmesentralen tilføres inn i toppen av akkumulatortanken, samtidig som kaldt vann ledes ut fra bunnen og inn i returledningen av distribusjonsnett til fjernvarmesystemet. Dette gjør at varmt vann er lagret i akkumulatortanken og kan brukes

som et supplement til varmegeneratorene når etterspørselen etter varme øker. Da vil det varme vannet tappes fra toppen, mens kaldt vann fra returledningen i fjernvarmesystemet ledes inn i bunnen, og massebalansen i akkumulatortanken vil på denne måten opprettholdes. For å unngå redusert eksergiinnhold (utnyttbart energiinnhold) i akkumulatortanken, er det ønskelig at varmt og kaldt vann holdes separert. Miksing av varmt og kaldt vann vil medføre intern varmeovergang, og dermed blir det utnyttbare energipotensialet redusert. Dette gjør at det oppstår et grensesjikt mellom varmt og kaldt vann, som påvirkes av blanding av kaldt og varmt vann ved innløp/utløp (spesielt hvis tanken er full av kaldt vann og skal lades, eller full av varmt vann og skal utlades), naturlig konveksjon, varmediffusjon og konduksjon. For å minske blandingsproblematikken er det vanlig å montere diffusorer i toppen og bunnen av akkumulatortanken, slik at hastigheten på massestrømmen ved innløpet reduseres [26].

4.2.8.2 Atmosfærisk og trykksatt akkumulatortank

Hvis vannet i fjernvarmesystemet ikke overstiger 100 °C, er det anledning til å benytte en atmosfærisk akkumulatortank. Man skal i dette tilfellet være oppmerksom på at akkumulatortanken bør plasseres på et høyt punkt i nettet for å imøtekomme trykket i fjernvarmesystemet, og man mister dermed valgfriheten for plassering av tanken. Dette kan løses ved å installere en varmeveksler, men dette medfører både økt varmetap og økte investeringskostnader.

Atmosfæriske akkumulatortanker har direkte forbindelse til omgivelsene som gjør at oksygen kan slippe inn ved trykkregulering, løse seg opp i vannet og forårsake korrosjonsskader. Dette løses vanligvis ved å legge en dampplomme eller en nitrogenlomme på toppen av tanken [27].

En trykksatt akkumulatortank står man fritt til å plassere hvor som helst i anlegget fordi den i seg selv opprettholder systemtrykket. Det vil også være overveiende liten sannsynlighet for at det skal oppstå korrosjonsskader, da en trykksatt akkumulatortank ikke er i kontakt med omgivelsene slik at oksygen slipper inn og løser seg opp i vannet. På grunn av at det vil stilles større krav til konstruksjonen av trykksatte enn atmosfæriske akkumulatortanker, vil dette gi seg utslag i høyere pris. Ved trykksatte akkumulatortanker er det nødvendig å installere hydraulisk trykkseparasjon, som er et oppladnings- og utladningssystem med doble sikkerhetsventiler og doble pumper, som skal sørge for at det tillates differanse i trykket mellom fjernvarmenettet og akkumulatortanken.

4.2.8.3 Dimensjonering

Akkumulatortanken lagrer overskuddsproduksjonen av energi som er generert av motorer eller kjeler som allerede står i varmesentralen. En akkumulatortank dimensjoneres derfor etter hvor stor mengde *energi* den har kapasitet til å lagre, og ikke hvor stor *effekt* den har kapasitet til å yte, som motorer og kjeler. Ligning 4.1 viser sammenhengen for dimensjonering av en akkumulatortank:

$$Q = \rho \cdot C_p \cdot V \cdot \Delta T \quad (4.1)$$

Tabell 12 viser betydningen av parametrene i ligning 4.1:

Tabell 12: Betydning av parametre i ligning 4.1

Q	Mengde lagret energi [KJ]
ρ	Vannets densitet [$\frac{kg}{m^3}$]
C_p	Vannets spesifikke varmekapasitet [$\frac{KJ}{kg \cdot K}$]
V	Volum [m^3]
ΔT	Temperaturdifferanse mellom vannet i tanken og vannet i returledningen [K]

Volumet i dette tilfellet er utnyttbart volum, og defineres som volum av vann med tilstrekkelig temperatur når akkumulatortanken er fullt ladet, med volumet av eventuelle diffusorer trukket fra [26]. Virkningsgraden av akkumulatortanken beskrives ut fra følgende ligning:

$$\eta_{akk} = \frac{V_{nyttb}}{V_{tot}} \quad (4.2)$$

Å bestemme riktig dimensjon på en eller flere akkumulatortanker er en problemstilling som det vanligvis knyttes stor kompleksitet og ressursbruk til. International Energy Agency (IEA) har utviklet en beslutningsmodell og en optimaliseringsmetode for optimal dimensjonering av sentralisert eller desentralisert termisk lagring i et fjernvarme- og fjernkjølingssystem, som på grundig vis kartlegger framgangsmåten i denne type problemstillinger. For nærmere informasjon henvises det til *Two-step Decision and Optimisation Model for Centralised and Desentralised Thermal Storage in DH&C Systems* [26].

4.2.9 Nettap

Det vil oppstå tap i distribusjonen både for elektrisitet og varme. Fagmiljøer opererer vanligvis med et tap på 10 prosent. I det aktuelle referanseområdet er det sannsynligvis knyttet mindre tap i distribusjonen på grunn av at energisentralen ligger forholdsvis nære kundene. I beregninger bør dermed lasten pålegges en viss faktor som følge av nettap.

Kapittel 5

5 Kostnadselementer i tilknytning til CHP og fjernvarme

Det er knyttet flere kostnadselementer i et system bestående av CHP i tilknytning til fjernvarme. Gjennom dette kapitlet vil det bli lagt mest vekt på hva som kreves av investeringer for en eventuell utbygging, det vil si investeringskostnader. I tillegg vil det opplyses om hvilke kostnader det knyttes til drift av et CHP-anlegg, altså driftskostnader. Dette gir et grunnlag for de økonomiske analysene, som vil bli vurdert i detalj gjennom kapittel 6, 7 og 8.

5.1 Introduksjon

Dagens diskusjoner rundt lønnsomheten i fjernvarmeanlegg bunner ut i energiloven, som insisterer på at all produksjon og fordeling av energi skal foregå på en samfunnsmessig rasjonell måte, og at kostnadene skal sammenlignes med andre energiforsyningsalternativer. Kritiske røster til fjernvarme sikter i denne debatten blant annet til store kostnader knyttet til utbygging av distribusjonsnett. I tillegg vil det, som nevnt i introduksjonen til kapittel 2, knyttes betydelige merkostnader til et vannbårent varmesystem i hver husstand. Denne dekkes i fullstendig grad av forbrukeren, men vil ikke være enestående i forhold til fjernvarme. Det kan være gunstig å installere et vannbårent varmesystem utenfor et konsesjonsområde for fjernvarme på bakgrunn av økt energifleksibilitet, jamfør kapittel 3.3.1. Det vil ikke bli gitt nærmere vurderinger av kostnader tilknyttet vannbårent varmesystem i husstander.

Gjennom dette kapitlet vil det bli gitt opplysninger rundt kostnader i tilknytning til et fjernvarmesystem med utgangspunkt i det aktuelle referanseområdet og de sju casene med CHP, som ble presentert i kapittel 4. Med dette menes kostnader for distribusjonsnett,

kundesentraler, energisentral, selve CHP-installasjonene og kostnader tilknyttet distribusjon av generert elektrisitet. I tillegg vil det bli gitt en kort introduksjon av driftskostnaden, som førs og fremst dreier seg om brenselskostnader og vedlikeholdskostnader. Dette vil bli grundigere vurdert i kapittel 7 og 8, fordi brenselskostnadene er en parameter som kan variere i stor grad, og vil dermed inngå i de økonomiske analysene. Videre argumentasjon rundt en samfunnsmessig rasjonell måte å produsere og distribuere energi på, blir henvist til diskusjonsdelen i kapittel 8 og kapittel 10.

5.2 Kostnader tilknyttet distribusjon

Som nevnt innledningsvis til dette kapitlet, knyttes det sentrale kostnader til distribusjonsnett ved fjernvarmeutbygging. Dette er rene merkostnader i form av påslag på investeringskostnadene, til sammenligning med andre varmforsyningsalternativer. For de aktuelle casene for referanseområdet utredet i kapittel 4, vil kostnadene tilknyttet fjernvarmenettet være de samme.

Bygging av et fjernvarmenett kan deles opp i følgende entrepriser[28]:

- ✓ Grøftarbeider
- ✓ Leveranse av fjernvarmerør
- ✓ Montasje (sveising) av fjernvarmerør

I tillegg kommer det kostnader tilknyttet kundesentraler.

5.2.1 Grøftarbeider

Kostnadene tilknyttet grøftarbeid vil variere i stor grad ut i fra grunnforhold og omstendigheter. Det er åpenbart dyrere å drive grøftarbeid der grunnforholdene er fjell, mot graving i sand, leire etc. Det henvises til [16] for en mer detaljert utredning av kostnadsvariasjoner i forhold til grunnforhold. Omstendighetene rundt gravingen vil i likhet med grunnforholdene variere. Det knyttes for eksempel store merkostnader til graving i gatepartier med asfalt, brustein og kantstein, som tvinger fram at flere rørtrasèer legges til grøntarealer. I tettbygde områder, spesielt i større byer, kan grøftarbeider også forårsake større problemer for bil- og gangtrafikk. Dette kan medføre stengninger av gater og omkjøringer.

Detaljene rundt grøftarbeidet kjenner man som regel ikke før etter at arbeidet er slutført. Derfor rekkes det ofte med grovprosjektering, for så å utføre nøyaktige målinger og digitalisere i ettertid. Dette stiller strenge krav til dokumentasjonsarbeidet i sluttkravet fra entreprenøren [28].

I det aktuelle referanseområdet, er det ikke fjellgrunn, som gjør kostnadene tilknyttet grunnforholdene moderate. Det er lite komplikasjoner med trafikkbildet, og merkostnader for asfaltkryssing anses som normalt i forhold til hva som er gjengitt i [28].

5.2.2 Rør

Det finnes en mengde ulike rørtyper på markedet både hva gjelder materiale og utforming. Det mest vanlige er prefabrikerte fjernvarmerør som består av et indre rør av bløtt stål (som vannet ledes gjennom), en isolasjonsdel av polyutethaneskum og ytterst et lag av plast (polyetylen eller lignende) med høy tetthet[16]. Fjernvarmerør finnes enten som enkle eller doble rør. Dobbeltrørene (twinrør), har tur og returledning i samme mantel. Disse rørene er billigere per kulvertmeter rør enn to enkeltrør, og de har mindre tverrsnitt som gjør at de krever mindre grøftbredde. Da rørene ligger i samme kappe, blir varmetapet betydelig redusert sammenlignet med to enkeltrør, i tillegg har twinrør begrensede termiske bevegelser i bakken ettersom tur- og returrøret hindrer hverandres bevegelser. En ulempe med twinrør er mer komplisert sveisearbeide på grunn av kort avstand mellom rørene[28]. For en mer detaljert beskrivelse av rørtyper og rørmateriale henvises det til [16, 28].

5.2.2.1 Dimensjoneringsgrunnlag

Vannoverføringen i et fjernvarmenett er direkte proporsjonalt mot vannmengden og temperaturdifferansen. Dette vises ut fra følgende ligning:

$$P = \dot{m} \cdot C_p \cdot \Delta T \quad (5.1)$$

Der \dot{m} er massestrømmen $\left[\frac{kg}{s}\right]$, C_p er vannets spesifikke varmekapasitet $\left[\frac{kJ}{kg \cdot K}\right]$ og ΔT er temperaturdifferansen. Hvis temperaturdifferansen øker fra 30 K til 50 K, kan effekten som overføres i nettet økes med ca 67 prosent ved samme vannmengde[28].

Fjernvarmerør finnes i fastdimensjoner ut fra standarddimensjoner på stålrør og PEX-rør. En økning av dimensjonen med et trinn fører til omtrent en dobling av effekten, til 10 til 20 prosent av investeringen [28]. Derfor bør fjernvarmenettet overdimensjoneres til en viss grad. For nærmere informasjon vedrørende dimensjonering av fjernvarmerør henvises til [29]. En tabell for standardiserte dimensjoner av fjernvarmerør finnes i vedlegg 12.7.

Fjernvarmenettet for det aktuelle referanseområdet er dimensjonert ut i fra anbefalinger gjengitt i [28]. En skisse med rørlengder og rørdimensjoner finnes i vedlegg 12.2.

5.3 Kostnader tilknyttet energisentral

Installasjonene i energisentralen vil i grove trekk bestå av selve energiproduksjonsenhetene, nødvendig rørføring, nødvendig elektrisk anlegg, hovedsirkulasjonspumper, ekspansjon og sikkerhetssystemer, driftskontrollanlegg m.m. Energisentralen bør bygges med minimum en alternativ energikilde som back up ved revisjon eller havari. Dette åpner i tillegg for muligheten til energifleksibilitet ved variasjoner i energiprisene, jamfør kapittel 3.3.1. Oppføring av egen bygning tilknyttet vann og avløp blir nødvendig, og det er vanlig å plassere lagertank for brensel på utsiden av bygningen uavhengig av brenseltype [30]. Ved utbygging av energisentral bør det tas høyde for senere utbygginger.

5.4 Kostnader tilknyttet CHP-anlegget

Kostnader tilknyttet CHP-anlegget innebærer selve gassmotorene (inkludert generator), gasskjøler for gjenvinning av røykgassen og eventuelle akkumulatortanker. Det vil være kostnadene tilknyttet CHP-anlegget, som i størst grad vil skille de sju forskjellige casene fra hverandre hva gjelder investeringskostnader. Tabell 13 viser en oversikt over de forskjellige investeringene til de sju ulike casene for energiforsyning til det aktuelle referanseområdet.

Tabell 13: Oversikt over investeringer for de forskjellige case

Case 1	3 gassmotorer inkludert generator, 1 gasskjøler
Case 2	3 gassmotorer inkludert generator, 1 gasskjøler, 1 akkumulatortank
Case 3	3 gassmotorer inkludert generator, 1 gasskjøler, 1 akkumulatortank
Case 4	2 gassmotorer inkludert generator, 1 gasskjøler, 1 akkumulatortank
Case 5	2 gassmotorer inkludert generator, 1 gasskjøler, 1 akkumulatortank
Case 6	1 gassturbin, 1 gasskjøler, 1 akkumulatortank
Case 7	1 gassmotor, 1 gasskjøler, 1 akkumulatortank

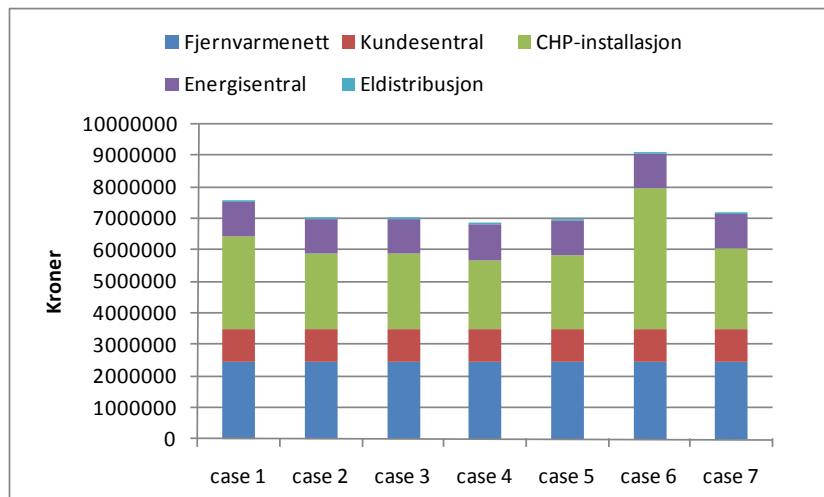
5.5 Kostnader tilknyttet distribusjon av elektrisitet

Dette kostnadselementet er en problemstilling som i stor grad vil variere fra sted til sted, der all lokal kraftproduksjon forekommer. Et viktig moment i denne sammenhengen er hvor kraftutbyggingen er geografisk plassert i forhold til nærmeste trafostasjon. Hvis den ligger langt unna, må det påberegnes tap i nettet, som vil medføre høyere kostnader. Hvis derimot kraftutbyggingen skjer i nærheten av en trafostasjon og forbrukere, kan netteieren spare kostnader på å bringe elektrisk kraft fra lengre avstander, og dermed begrense marginaltapene i nettet. Dette åpner for at kraftprodusent kan medregne profitt i forhold til innmating av elektrisitet i distribusjonsnettet.

I det aktuelle referanseområdet vil kraftproduksjonen foregå innefor et område på under en kilometer til forbrukerne. Det knyttes uklarerhet til plasseringen av nærmeste trafostasjon, men dette anses som en kostnad av mindre betydning for CHP-anlegget.

5.6 Totale investeringskostnader

Det er gjort relativt grundige vurderinger av investeringskostnadene for det aktuelle referanseområdet og de sju casene, med utgangspunkt i kostnadene som er gjennomgått i dette kapitlet. Figur 20 viser en hvordan fordelingen av og den reelle størrelsen investeringskostnadene vil utarte seg.



Figur 20: Oversikt over investeringskostnadene

Figur 20 viser at det i hovedsak er kostnaden tilknyttet fjernvarmenettet og kostnadene for CHP-anlegget som utgjør investeringskostnadene. Mens kostnadene for fjernvarmenettet vil være det samme for alle sju casene, vil kostnadene for CHP-anlegget bestemmes av hvilken sammensetning og hvilken type teknologi som befinner seg i energisentralen. For et system på størrelse med referanseåret kommer det fram av figuren at en gassturbinløsning vil være dyrere enn gassmotorer. Det kommer også fram av figuren at bruk av akkumulatortanker gir mindre investeringskostnader, fordi at man sparer på mindre installert effekt. Case 4 har minst installert effekt (to gassmotorer på 200 kW_{el}), mens case 1 har mest installert effekt (tre gassmotorer på henholdsvis 388, 200 og 120 kW_{el}). Dette gir en investeringsdifferanse på ca 750 000 kroner.

I tillegg til de sentrale punktene utdypet gjennom kapittel 5.2 til 5.5, er det også tatt høyde for kostnader tilknyttet prosjekterings- og byggeledelse, samt uforutsett konjunktur.

De fleste detaljer rundt prisene som danner utgangspunkt for Figur 20, er fremskaffet gjennom energi- og miljøteknikkavdelingen til entreprenør- og industrikonsernet AF-gruppen, og graderes som konfidensiell informasjon. Det kan imidlertid henvises til [28] og [31] for en nærmere innføring, og prising på fjernvarme og CHP.

5.7 Drifts- og vedlikeholdskostnader

Drifts- og vedlikeholdskostnader kan i stor grad variere fra CHP - anlegg til CHP - anlegg. Ved å investere i et billig CHP - anlegg, kan en risikere høyere drifts- og vedlikeholdskostnader, slik at den totale økonomiske løsningen blir negativ i forhold til et dyrere og kvalitetsmessig bedre anlegg. I hovedsak består drifts- og vedlikeholdskostnader av følgende[13].

5.7.1 Brenselskostnader

Brenselskostnadene utgjør i hovedsak driftskostnadene i CHP - anlegg, ofte opp mot 80 prosent[13]. Dette klargjør viktigheten i å fremskaffe gode avtaler med leverandører av

brensel. En gassmotor kan drives på forskjellige typer gass, der i blant naturgass, biogass og LPG (Liquified Petroleum Gas). Et kommersielt marked for kjøp og salg av biogass finnes ikke per dags dato, men interessen rundt biogass er sterkt voksende. Det er blant annet i Rogaland gjennomført utredninger rundt etablering av biogassanlegg, der en av visjonene er et samspill mellom naturgass og biogass i et felles rørnett. Det er i dag en veletablert infrastruktur for naturgass langs kysten i Rogaland [32]. Naturgassmarkedet er derimot et veletablert marked, der kjøp og salg foregår på handelssteder som Henry Hub (USAs markeds plass for naturgass) og NBP (National Balancing Point (UK) - Europas med likvide handels plass for naturgass). En liberalisering av gassmarkeder, slik EU siden starten på 1990-tallet har frontet, har ført til en del svingninger og en generell økning i gassprisen[33]. En generell økning i prisen på gass, vil i høyeste grad påvirke driftskostnadene i et CHP-anlegg basert på gassmotorer.

5.7.2 Kostnader i tilknytning til utslipp av klimagasser

Det finnes per dags dato ingen merkostnader i form av utslipp av klimagasser på produksjon av kraft basert på gassdrevet kraftproduksjon $< 1 \text{ MW}_{\text{el}}$. Det er for øvrig uklart om CO₂-avgiften vil slå inn på varmeproduksjonsdelen i CHP-anlegget. For mer informasjon, se kapittel 6.8.

5.7.3 Personell- og vedlikeholdskostnader

Kostnadene til personell vil i et anlegg på under 10 MW, anses som svært beskjedne i og med at anlegget kan operere uten kontinuerlig tilsyn. Et vist tilsyn kreves allikevel av sikkerhetsmessige årsaker hvis gasskjel i røykgassen benyttes[13].

Kvaliteten på utstyret som er installert i tilknytning til CHP anlegget er avgjørende for vedlikeholdskostnadene. Generelt kan man erkjenne at tyngre brensler øker vedlikeholdskostnadene. Det samme gjør hyppig frekvens av start og stopp av systemet på grunn av at dette gir en økning i varmebelastningen[13].

Kostnader til forsikring av systemet går også under drifts- og vedlikeholdskostnader. Vanligvis ligger disse kostnadene i størrelsesorden 0,25 til 2 prosent av kapitalkostnadene[13].

Kapittel 6

6 Økonomi

For å gjøre lønnsomhetsbetraktninger og økonomiske analyser av investeringer, er det utarbeidet generelle økonomiske beregningsmetoder som bør introduseres. For å kunne benytte disse beregningsmetodene, er de i tillegg til å fremskaffe investeringskostnader og essensielt å vite hvilke parametere som har påvirkningskraft på resultatet av de økonomiske analysene. Gjennom dette kapitlet vil de aktuelle metodene som er brukt de økonomiske analysene bli introdusert. I tillegg vil de mest aktuelle parametere som virker inn på lønnsomheten presenteres.

6.1 Introduksjon

Gjennom *program for fjernvarme nyetablering*, gir Enova støtte til aktører som ønsker å etablere infrastruktur for fjernvarme og tilhørende energiproduksjon. Programmet skal fremme fjernvarmeanlegg basert på fornybare energikilder, der kun registrerte foretak kan søke. Anlegg som omfattes inn under denne ordningen er blant annet:

- ✓ Fjernvarme- og fjernkjøleanlegg som leverer energi til eksterne kunder
- ✓ Fjernvarmeanlegg med kombinert kraft- og varmeproduksjon. Kraftleveransen vil inngå i energiutbyttet i tillegg til varmeleveransen.
- ✓ Har minimum 20 års økonomisk levetid
- ✓ Er basert på fornybar energi og/eller spillvarme som grunnlast
- ✓ Har en definert utstrekning og leveringsområde

Programmet er en investeringsstøtteordning, der Enova kan støtte prosjekter opp til en avkastning tilsvarende normal avkastning for varmebransjen. Dette betyr i praksis prosjekter med en reell kalkulasjonsrente på 8 prosent før skatt.

Følgende rangeringskriterier blir lagt til grunn ved vurdering av støttebeløp til ulike prosjekter:

- ✓ Høyt fornybart og totalt energiutbytte per støttekrone
- ✓ Høy leveringskapasitet per støttekrone
- ✓ Høyt fremtidig vekstpotensial utover angitt leveringsområde
- ✓ Lavt samlet fjernvarmekostnad levert til sluttbruker

Med energiutbytte menes varme, kjøling og kraftproduksjon ved tidspunkt for ferdigstilling av anlegget. Leveringsgrad betyr i dette tilfellet anleggets kapasitet for levering av varme og kjøling til sluttbruker i henhold til angitt utstrekning og leveringsområde[34].

Dette gir en indikasjon på at det settes visse krav for å imøtekomme Enovas støtteordninger. For å kontrollere at et spesifikt prosjekt oppfyller disse kravene, må det blant annet benyttes enkelte økonomiske beregningsmetoder for å fremskaffe relevante økonomiske opplysninger. Felles for alle disse beregningsmetodene er at de inkluderer *kalkulasjonsrente* og *levetid*.

6.1.1 Kalkulasjonsrente

Kalkulasjonsrenten har alltid vært et diskusjonstema innenfor økonomiske betraktninger. Dette er fordi kalkulasjonsrenten i investeringsbetraktninger bestemmes ut fra hvilke innvirkninger det er tatt hensyn til i forskjellige typer prosjekter. Realrenten er den nominelle renten, for eksempel utlånsrenten, korrigert for generell inflasjon. Dette betyr at realrenten korrigerer for kostnads- og prisutvikling i samfunnet generelt. Ved investeringer i energiøkonomiske tiltak, kan det være tilfeller der sentrale elementer i disse kalkylene har en annen pris- og kostnadsutvikling enn den generelle inflasjonen. Dette medfører at kalkulasjonsrenten for energiøkonomiske tiltak i også kan inneholde korreksjoner for eksempel energiprisene. I tillegg skilles det mellom egenfinansiering og fremmedfinansiering, eller låneopptak. Hvis en belåner deler av et energiøkonomisk tiltak gjennom for eksempel en bank, er dette fradragsberettiget gjennom skatteligningen. Dette betyr at kalkulasjonsrenten i disse tilfellene også må korrigeres for skattemessige forhold. Ved egenfinansiering faller imidlertid denne type korrigerende bort [6].

Kalkulasjonsrenten for energiøkonomiske tiltak har derfor utgangspunkt i realrenten, men kan inneholde korreksjoner for generell inflasjon, relativ energiprisendring og skatteforhold. Enova opererer med kalkulasjonsrente på 7 prosent for energiøkonomiske tiltak, noe som dermed vil bli benyttet videre i denne masteroppgaven.

6.1.2 Levetid

Økonomisk levetid kan variere for ulike investeringsobjekter, og den trenger ikke å tilsvare tekniske levetid. Dette avhenger av bruk, vedlikehold og teknisk utvikling for de installerte komponenter. Endringer i rammebetingelser som energipriser, lønnsutvikling, komfortkrav eller krav fra myndighetene kan framskynde utskiftninger av tekniske komponenter, lenge

før de er defekte[6]. Avskrivningstid (økonomisk levetid) for CHP-anlegg kan variere etter hvilket foretak det skal benyttes i. For fjernvarme, eller sentralfyrte anlegg, er ofte 20 år benyttet [8, 13, 31].

6.1.3 Viktige parametere som påvirker lønnsomheten i CHP

Profitten i et CHP-anlegg skapes gjennom salg av energi i form av elektrisitet og varme. Dette gjør at prisene på varen som selges naturlig nok påvirker profitten i stor grad. I tillegg trengs råvarer for å prosessere energi. I de gjeldende case, se kapittel 4.2, er det kun benyttet gassmotorer og en gassturbin. Det betyr at prisen på gass, enten det er naturgass, biogass eller LPG også vil være avgjørende for profitten.

Det meste av produsert og forbrukt elektrisitet i Norge kjøpes og selges gjennom et Nordisk kraftmarked. Det vil derfor være relevant i forhold til lønnsomheten i et CHP-anlegg å gi en grunnleggende innføring i hvordan dette markedet fungerer og hva som påvirker prisene. Dette vil bli gjennomgått i kapittel 6.6.

Priser på fjernvarme og forskjellige gasspriser blir gjennomgått i kapittel 6.7, mens andre faktorer som vil påvirke profitten i energiproduksjonen, som CO₂-avgifter og grønne sertifikater blir det gått nærmere inn på i kapittel 6.8 og 6.9.

6.2 Nåverdimetoden

Nåverdimetoden er en av de viktigste metodene for lønnsomhetsvurderinger og rangering av investeringer, i tillegg til at den danner utgangspunkt for andre økonomiske metoder. Utgangspunktet for nåverdimetoden er at alle inntekter og utgifter blir tilbakeført til et gitt tidspunkt. Selve tidspunktet er egentlig uavhengig, men som regel benyttes investerings- eller beregningstidspunktet som utgangspunkt. Dette betyr med andre ord at alle inn- og utbetalinger omregnes til dagens nivå, eller det foretas en nåverdiberegning (diskontinering) av alle tidligere og fremtidige kapitalverdier[6].

Ligning 6.1 viser hvordan nåverdien for et prosjekt som er representativt for denne masteroppgaven beregnes:

$$NV = (SI - U) \cdot \frac{1 - (1 + r)^{-N}}{r} - I \quad (6.1)$$

Der SI er salgsinntekter, U er utgifter, r er kalkulasjonsrenten, N er avskrivningstid og I er investering.

Dette er nåverdiligningen på sin enkleste grunnform i enøksammenheng. For at det skal være lønnsomhet i et prosjekt, må nåverdisummen av alle diskontinerte salgaintekter(SI) være større enn alle diskontinerte utgifter(U) og investeringen. Jo høyere nåverdien er, jo bedre er lønnsomheten av en investering[6]. Dette betyr med andre ord at et prosjekt med

negativ nåverdi, vil ikke være en lønnsom investering. I enkelte anledninger inkluderes salgsverdien av investeringsobjektet i nåverdiligningen. Det er det i denne masteroppgaven valgt å se bort fra fordi. Salgsverdien i dette tilfellet bør være neglisjerbar viss lønnsomheten i prosjektet i det hele tatt skal vurderes. Enova inkluderer heller ikke salgsverdien i sine anbefalinger til nåverdiberegninger[35].

6.3 Årskostnadsmetoden (annuitetsmetoden)

Bruk av årskostnadsmetoden forutsetter av summen av kapitalkostnader (renter og avdrag) og drift- og vedlikeholdskostnader for et prosjekt eller et anlegg, er like store for hvert år gjennom hele levetiden. For å beregne like store årlige beløp (annuiteter) av renter og avdrag for en investering, benyttes annuitetsfaktoren:

$$a = \frac{r}{1 - (1 + r)^{-N}} \quad (6.2)$$

Årskostnaden er da gitt ved:

$$K_{\text{å}} = I \cdot a + V + D \quad (6.3)$$

Der V er årlige vedlikeholdskostnader og D er driftskostnader. Opptil 80 prosent av de årlige driftskostnadene er tilknyttet brensel, sekap.5.7.1. Brenselskostnadene er ofte utsatt for årlige variasjoner, mens de resterende drifts- og vedlikeholdskostnader stort sett er konstante år for år. Dette gjør at brenselskostnadene ofte betraktes som et eget ledd i ligning 6.3, mens de resterende drifts- og vedlikeholdskostnadene betraktes som en prosentandel av investeringsbeløpet [22]. For denne masteroppgaven vil følgende ligning bli brukt for beregning av årskostnaden:

$$K_{\text{å}} = I \cdot a + I \cdot b \cdot a + K_b \quad (6.4)$$

Der b er prosentandelen og k_b er årlige kostnader tilknyttet brenselforbruk.

6.4 Spesifikk energipris

Et av hovedmålene med denne masteroppgaven er å tolke konkurranseforholdet mellom prosjekter som inngår CHP og fjernvarme i forhold til andre energiforsyningsalternativer. Siden hovedfokuset ligger på CHP i samsvar med fjernvarme, vil det bli benyttet erfaringstall i kartleggingen av kostnader for andre energiforsyningsalternativer. Erfaringstallene er som oftest vurdert ut i fra årlige kostnader per produserte energimengde. Årskostnadsmetoden i sammenheng med årlig produserte energimengde blir derfor i denne sammenheng relevant. Spesifikk energipris beskrives ved følgende ligning:

$$SE = \frac{K_{\text{å}}}{S_v + S_{el}} \quad (6.5)$$

Der S_v og S_{el} representerer henholdsvis solgt varme og solgt el per år.

6.5 Internrentemetoden

Nåverdimetoden og årskostnadsmetoden forutsetter at kalkulasjonsrenten skal være forhåndsbestemt. Selv om Enova har fastsatt en kalkulasjonsrente for energiøkonomiske tiltak, kan dette bidra til diskusjoner. Ved bruk av internrentemetoden unngår man dette. Internrenten, r_i , defineres som den rentefoten som gjør nåverdien lik null [35], og settes matematisk opp på følgende måte.

$$NV = 0 = (SI - U) \cdot \frac{1 - (1 + r_i)^{-N}}{r_i} - I \quad (6.6)$$

Siden r_i , er implisitt i ligning 6.6, er det mest hensiktsmessig å benytte en databasert iterasjonsmetode eller en grafisk løsningsmetode. Ved en grafisk løsning, settes nåverdien som funksjon av renten, og for en bestemt rentefot blir nåverdien null. Nåverdien vil da øke når internrenten synker.

Enova støtter fjernvarmeprosjekter gjennom *program for fjernvarme nyetablering*, opp til en avkastning tilsvarende normal avkastning for varmebransjen. Dette betyr i praksis prosjekter med en reell kalkulasjonsrente på minst 8 prosent før skatt, se kapittel 6.1.

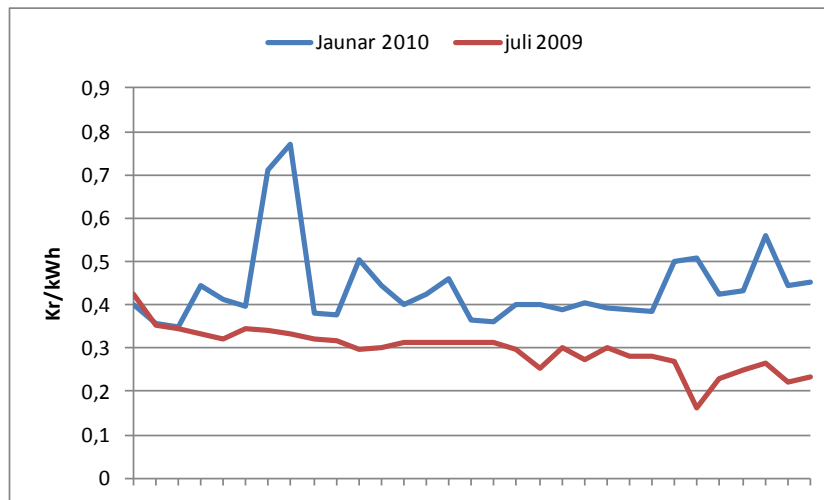
6.6 Kraftmarkedet

Det meste av omsetningen av elektrisitet i Norge går i gjennom det Nordiske kraftmarkedet, NordPool ASA, som eies av de systemansvarlige nettselskapene i Norge og Sverige, *Statnett SF* (50 %) og *Affärsverket Svenska Kraftnät* (50 %) [36]. NordPool ble etablert i 1993 som en børs for omsetning av elektrisitet i Norge, og i 1996 ble børsen utvidet til å inkludere Sverige, og ble dermed verdens første multinasjonale elektrisitetsbørs [37]. I dag organiserer NordPool flere finansielle og fysiske markeder markeder, blant annet Elspot, som er relevant i forhold til den reelle prisen på kjøp og salg av elektrisitet.

6.6.1 Elspot og systempriser

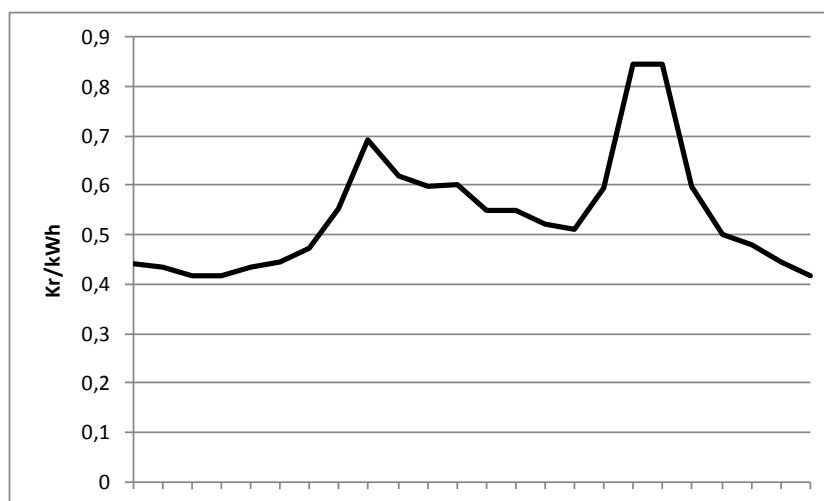
Elspot er markedet for fysisk omsetning av elektrisitet med levering ett døgn etter. Systemprisen i Elspot er referanseprisen for den finansielle handelen på det nordiske kraftmarkedet. Den er basert på en antagelse om at det ikke vil være kapasitetsproblemer i overføringsnettene, slik at elektrisiteten uhindret kan overføres dit den er kjøpt. Prisene beregnes etter aktørenes kjøps- og salgsanmeldinger for hver time gjennom døgnet, og representerer balanseprisene for de aggregerte tilbuds- og etterspørselskurvene [36]. Systemprisen på elspotmarkedet vil med andre ord variere for hver time gjennom året, ut i fra etterspørselen til forbrukerne, noe som i stor grad vil påvirke lønnsomheten for produsenter av elektrisk kraft. En grunnleggende markedsøkonomisk konsekvens av at prisene varierer ut i fra etterspørselen, er at prisene blir høyere når etterspørselen øker. Det vil med andre ord si at prisene stiger når det er underskudd av kraft i markedet. Dette gjør at

systemprisen ofte er høyere på vinterhalvåret enn på sommerhalvåret. Dette vises tydelig i Figur 21.



Figur 21: Systemprisen for januar 2010 og juli 2009[38]

Figur 21 viser systemprisen på elspot for januar 2010 og juli 2009, og illustrerer tydelig differanse. På vinteren, når temperaturen synker, øker vanligvis etterspørselen etter elektrisk energi blant annet fordi mange bygninger ikke har alternative energikilder til elektrisk oppvarming. Systemprisen varierer også betraktelig over et døgn, se Figur 22.

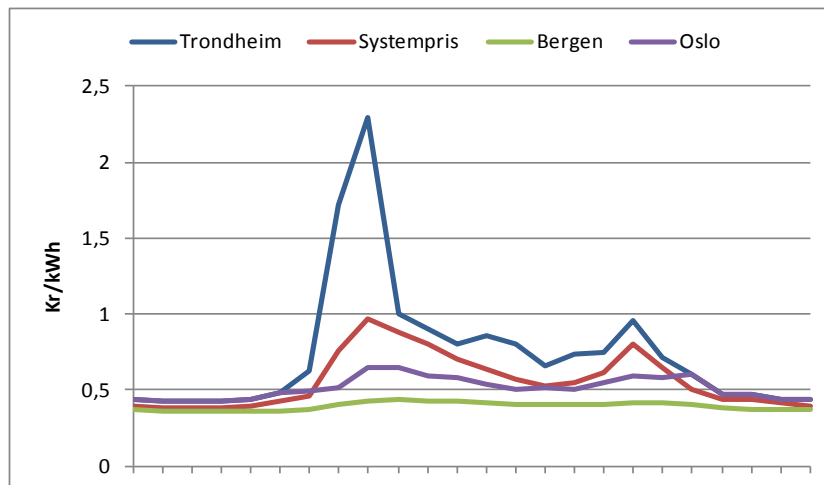


Figur 22: Systempris den 1. februar 2010[38]

Figur 22 viser at prisen er over dobbelt så høy på ettermiddagen, enn den er på natta. Dette indikerer en langt større aktivitet hos forbrukerne på ettermiddagen, noe som øker etterspørselen i markedet. Forbruket har også en peak på morgenen, mellom klokka 0600 og 0800. Dette kan ses i sammenheng med forbrukernes morgenrutiner, som ofte innebærer dusjing, matlaging, kaffekoking, på med lys, etc. Så vil prisen synke jevnt til ca kl 1400, før det igjen stiger kraftig på ettermiddagen. Dette er en typisk døgnkurve på en hverdag.

6.6.2 Områdepriser

Selv om systemprisen på Elspot er felles for hele det Nordiske kraftmarkedet, vil ikke prisen korrespondere uavhengig av geografisk plassering i Norden. Aktørene i det Nordiske kraftmarkedet, Norge, Sverige, Danmark og Finland er delt inn i områder, der det opereres med forskjellige områdepriser ut fra hvilken overføringskapasitet som finnes inn og ut til de forskjellige områdene. Norge er delt inn i to eller flere geografiske prisområder. Disse områdene bestemmes av overføringssystemoperatøren, som i Norge er Statnett SF. Statnetts oppgave gjennom inndeling av disse prisområdene, er å skape balanse i kraftmarkedet slik at produksjon samsvarer med forbruk. Dette betyr med andre ord at pris og markedskrefter styrer kraftoverføringen i det elektriske nettet, og skal sørge for at kapasiteten utnyttes på en best mulig måte. Per dags dato, er Norge delt inn i fire områder, Sør-Vestlandet, Østlandet, Midt-Norge og Nord-Norge. På grunn av ulik produksjon, ulik etterspørsel og ulik overføringskapasitet vil også prisene opptre ulikt innenfor de respektive områder, se Figur 23.



Figur 23: Prisforskjeller i Elspotmarkedet den 29. januar 2010[38]

Figuren viser betydelige prisforskjeller i de ulike områdene, og avvik fra systemprisen. Den blå linja indikerer områdeprisen i Midt-Norge. Den er i perioder langt høyere enn systemprisen i Elspotmarkedet, og områdeprisene på Vestlandet og Østlandet. Grunnen til dette er at Midt-Norge har et kraftunderskudd som gjør at etterspørselen tvinger prisene opp. Selv om det er kraftoverskudd på Vestlandet, som den grønne linja i Figur 23 indikerer, er overføringskapasiteten i nettet for lav til å dekke underskuddet i Midt-Norge, og det oppstår dermed store prisforskjeller.

På denne måten skapes det et økonomisk overskudd for kraftforbrukere på Vestlandet og for kraftprodusenter i Midt-Norge, som tærer på det økonomiske overskuddet for kraftforbrukere i Midt-Norge og kraftprodusenter på Vestlandet. Dette medfører et samfunnsøkonomisk tap fordi det økonomiske balansepunktet mellom forbruker og produsent i hele systemet ikke er optimalt, noe som åpenbart strider mot energiloven som

er klar på at all energiproduksjon og distribusjon skal skje på en samfunnsmessig rasjonell måte.

I følge *Power System Economics – the Nordic Electricity Market* [37], vil det skapes et økonomisk overskudd på bakgrunn av overføring av elektrisitet fra et lavt prisområde (Vestlandet) til et høyt prisområde (Midt-Norge) (det er i realiteten overføring selv om det ikke er tilstrekkelig). Dette overføringsoverskuddet, flaskehalsavgiften, administreres av NordPool og går til systemoperatøren som i Norge er Statnett SF. Flaskehalsavgiften er lik overføringskapasiteten multiplisert med prisdifferansen mellom prisområdene. Dette betyr i praksis at Statnett SF, som er ansvarlig i planleggingen av nettutbygging i Norge tjener penger på at det er stor prisdifferanse på grunn av lite tilstrekkelig overføringskapasitet mellom to prisområder.

På grunn av de nåværende reguleringer av statlige inntekter, er det imidlertid ikke knyttet profitt til Statnett SF som følge av flaskeavgiften, fordi den fører til at andre ledd i sentralnett-tariffen reduseres. For mer informasjon om planleggingen i sentralnettet henvises til [39].

Dette viser at de økonomiske konsekvensene for de involverte parter i kraftproduksjon, kraftforbruk og kraftoverføring ikke gir noe fornuftig signal om investeringer i overføringskapasiteten. Forbrukere i Midt-Norge og produsenter på Vestlandet ønsker i høyeste grad investeringer, mens forbrukere på Vestlandet og produsenter i Midt-Norge åpenbart ønsker å prioritere andre investeringer enn overføringskapasitet i nettet. Samtidig begrenses systemoperatørens investeringsønsker gjennom et system som faktisk kan gi mindre omsetning gjennom nyinvesteringer. Dette gjør at det i Norge er skapt et system som gjør nyinvesteringer i overføringskapasiteten noe komplisert, og de konsekvenser dette måtte medføre.

6.6.3 Regulerkraftmarkedet

For å oppnå balanse mellom forbruk og produksjon i kraftmarkedet, det vil si at frekvensen i nettet er på 50 Hz, har NVE pålagt Statnett SF å drive og utvikle et regulerkraftmarked. Det er derfor utarbeidet et dokument, *vilkår for anmelding, håndtering av bud og prissetting i regulerkraftmarkedet (RKM)* [40], som skal etterfølges for prissetting av reguleringsinngrep i kraftsystemet.

Dette betyr i praksis at kraftprodusenter eller kraftforbrukere kan gi bud på opp- eller nedregulering i et gitt effektkvantum for at systemoperatør skal kunne opprettholde frekvensen i nettet.

For drift av CHP-anlegg vil dette bety mulighet til å øke profitten i perioder der etterspørselen er liten, og alternativet er dellastdrift med påfølgende lav virkningsgrad og lite salg. Dette bør i så fall optimaliseres ut fra eventuelle tap i varmedelen av CHP-anlegget, hvis varmebehovet er begrenset.

Kraft- og varmeproduksjonen som beregnes gjennom denne masteroppgaven er imidlertid for liten til eventuelle bud i regulerkraftmarkedet, da minste effektkvantum er 10 MW [40]. Det kan derimot være et alternativ for større CHP-installasjoner.

6.7 Energipriser

I tillegg til strømprisen, er det flere energipriser som vil påvirke lønnsomheten i et CHP-anlegg.

6.7.1 Tariffering av fjernvarme

Utgangspunktet for en pristariff på fjernvarme er energilovens § 5-5, *vederlag for fjernvarme kan beregnes i form av tilknytningsavgift, fast årlig avgift og pris for bruk av fjernvarme. Prisen på fjernvarme skal ikke overstige prisen for elektrisk oppvarming i vedkommende forsyningsområde*. Bestemmelsens ordlyd er utdatert fordi det ikke lenger foreligger egne forsyningsområder[41].

6.7.1.1 Tilknytningsavgift

I henhold til energilovens § 5-1- kreves det generelt konsesjon for fjernvarmeanlegg. I forskriftene er dette begrenset nedad til anlegg med en samlet effekt på mer enn 10 MW. Det er derimot adgang til å søke konsesjon også for mindre anlegg dersom dette er ønskelig med tanke på å få adgang til tilknytningsplikt for anlegget[42].

På bakgrunn av at fjernvarmeanlegget i det aktuelle referanseområdet ikke er konsesjonspliktig, og at det arbeides etter et anlegg der det på forhånd er bestemt hvilke bygg som skal inkluderes, ses det i denne masteroppgaven bort fra tilknytningsplikten i tariffavtalen.

6.7.1.2 Fast årlig avgift

En fast årlig avgift skal fastsettes uavhengig av det konkrete forbruk, og kan dermed kreves selv om forbrukeren ikke benytter fjernvarmen i det hele tatt. Fjernvarmeselskapet fastsetter som regel denne faste avgiften som en effektavgift ut fra installert effekt, noe som normalt ikke er praktiserende for elnettselskaper for kunder med effektavregning. Disse baserer effektleddet på målt effekt, det vil si det høyeste målte effektuttaket gjennom et år. Dersom en kunde ber om en for høy effektinstallasjon, og fjernvarmeprisen blir for høy i forhold til strømpris basert på målt effekt, vil dette være fjernvarmeselskapets risiko[41].

6.7.1.3 Pris for bruk av varme

Fjernvarmeprisen skal i utgangspunktet ligge under områdeprisen på elektrisitet. Det har vært diskusjoner rundt denne problemstillingen, fordi nettselskaper fram til i 2009 har vært pliktig til å tilby kunder en uprioritert nettariff ved bruk av elektrisk oppvarming. Det betyr at man får en rimeligere pris på elforbruk hvis det er installert en brenselsfyrt reservekjel, som

kan kobles inn hvis kraftleverandøren skulle få problemer med nettkapasiteten. Som et ledd i den nasjonale dugnaden om at bygningsoppvarming skal foregå med alternative energikilder, har NVE i løpet av 2009 gjort endringer i forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomhet og tariffer (kontrollforskriften). Hovedendringene i forskriften er at bestemmelsen om utkoblbar kraftforbruk oppheves. Dette betyr at nettselskapene i praksis ikke er pliktige til å tilby tariffer for utkoblbar kraft. For detaljert informasjon henvises det til [43]. Dette vil medføre en større ro rundt fjernvarmetariffen, som i utgangspunkt i energiloven skal være rimeligere enn elektrisk oppvarming. Da ment i form av nettariff for *ordinær* overføring av elektrisk kraft, ikke *uprioritert* nettariff. Det finnes tilfeller der kunder som har nettariff basert på utkoblbar kraft, har påklaget fjernvarmetariffen som har tatt utgangspunkt i ordinær nettariff. Dette ble avvist i vedtak i klagesak av olje- og energidepartementet[41]. Enkelte fjernvarmeprodusenter tar dog utgangspunkt i uprioritert nettariff når de kalkulerer fjernvarmeprisen.

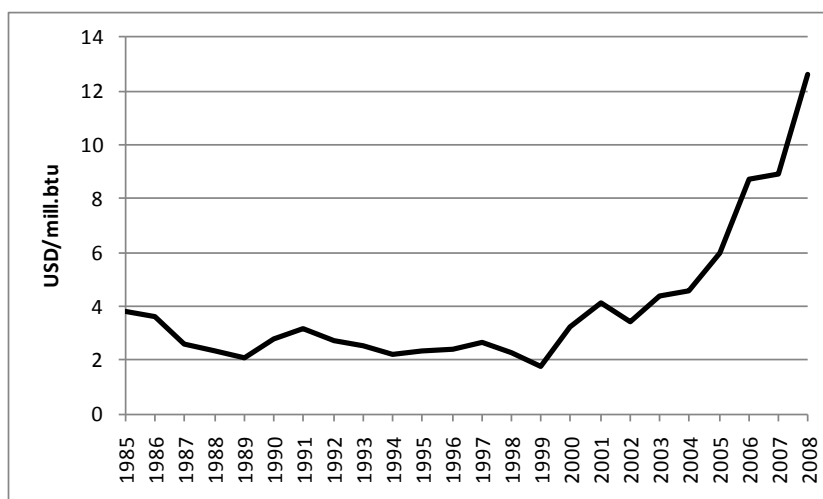
Spotprisen på strøm er utsatt for store variasjoner gjennom året, se kapittel 6.6.1 og 6.6.2. Dette betyr at strømprisen må beregnes over lengre tidsperioder for å danne et sammenligningsgrunnlag til bestemmelse av fjernvarmeprisen. Dette kan bestemmes av fjernvarmeleverandøren selv, og vil dermed variere. Typisk brukt er månedsmiddelprisen på Elspotmarkedet.

6.7.1.4 Varmepris i aktuelt referanseområde

Ved lønnsomhetsbetraktninger for de ulike case i det aktuelle referanseområdet, vil det bli benyttet en fjernvarmetariff som korresponderer med den reelle tariffen for den nåværende varmesentralen. Dette vil gi et realistisk bilde på fortjenesten for salg av varme. Detaljene rundt tariffavtalen fra den nåværende varmeleverandøren er gradert som fortrolige opplysninger.

6.7.2 Priser på gass

Naturgass kjøpes og selges i kommersielle marked på samme måte som elektrisitet. Europas mest likvide handelsplass for naturgass er NBP (National Balancing Point) lokalisert i Storbritannia. Etterspørselen etter naturgass har i de senere år økt, noe som har medført en prisstigning, se Figur 24.



Figur 24: Prisen på naturgass i EU[33]

Figuren viser hvordan prisen på naturgass har steget i Europa, spesielt etter år 2000. Denne prisstigningen vil åpenbart bidra med et enda større krav til effektivitet for bruk av gassdrevne CHP-anlegg. Hvis ikke el- og varmeprisen utvikler seg i samme retning vil dette ha en negativ innvirkning på profitten i anlegget.

Det finnes ingen kommersielle markeder for biogass, og dermed heller ingen faste priser. Biogass er imidlertid på grunn av sin grønne profil på full fart fram. I Norge er det i dag 29 biogassanlegg i drift, og det utredes stadig flere [44].

Biogassen har i utgangspunktet en lavere brennverdi enn naturgassen på grunn av et lavere metaninnhold. Hvis biogassen for eksempel skal integreres i etablerte naturgassdistribusjonsnett, må den derfor oppgraderes. Det finnes flere ulike oppgraderingsteknikker, blant annet vannscrubber og kjemisorpsjon[45]. Detaljene i oppgraderingsprosessen vil ikke gjennomgå videre i denne masteroppgaven, men oppgradert biogass vil yte samme brennverdi som naturgass. Utfordringen for produsenter av biogass, er å skape en teknologi som krever lite energi i prosessen. For å få lønnsomhet i biogassproduksjon, vil derfor prisene ligge betydelig over naturgassprisene. En biogassrapport fra 2006 hevder at Svensk Biogas i Lindköping, oppgir en produksjonskostnad på 3,90 kr/Nm³ for oppgradert biogass[45], mens opplysninger fra en fremskaffet konfidensiell rapport, beregner lønnsomhet av biogassproduksjon for et skisseprosjekt i Norge (2007) med utgangspunkt i et oppgradert biogassalg på mellom 5-7 kr/Nm³. Dette skulle tilsvare en pris på ca 40-60 øre/kWh, med de samme egenskapene som naturgass.

6.8 CO₂-avgifter

CO₂-avgiften er en miljømessig begrunnet avgift som har til hensikt å bidra til at Norge skal redusere utslippene av klimagassen CO₂. I henhold til Koyotoprotokollen har Norge forpliktet seg til å sørge for at klimagassutslippene i perioden 2008-2012 i gjennomsnitt ikke overskrider summen av de kvoter Norge ble tildelt i Koyotoprotokollen, og de kvoter landet

skaffer seg gjennom de såkalte Koyotomekanismene. Disse innebærer kjøp av utslippskvoter og utslippsreduksjoner i andre land[46]. I henhold til toll- og avgiftsdepartementet er det fra den tid finansdepartementet bestemmer, krav til følgende endringer i Stortingets vedtak om CO₂-avgift på mineralske produkter[47];

- ✓ Naturgass: kr 0,51 per standardkubikkmeter
- ✓ LPG: kr 0,65 per kg

Hva gjelder kjøp og salg av klimakvoter, vil dette gjelde for spesielle foretak, blant annet energiproduksjon over 10 MW[46]. Energiproduksjonen i det aktuelle referanseåret er på ca 1 MW, som betyr at kjøp av klimakvoter ikke vil være en aktualitet i dette tilfellet.

Det er enda ikke fattet vedtak i Stortinget om å endre CO₂-avgiften på bruk av naturgass eller LPG til oppvarming av boliger eller næringsbygg per dags dato[47], men det er tydelig at dette er opp til vurdering på høyeste hold kontinuerlig. Om det skal pålegges en CO₂-avgift på kraft- og varmeproduksjon basert på CHP, er et juridisk spørsmål som ikke skal utredes nærmere i denne masteroppgaven. I følge rundskriv nr. 11/2010 S, *avgifter på mineralske produkter mv. 2010*, er det nedfelt at det skal gis fritak, refusjon eller ytes tilskudd for CO₂-avgift på gass til annen bruk enn oppvarming av bygg.

6.9 Grønne sertifikater

Den 7. september 2009 underskrev Norges olje- og energiminister, Terje Riis – Johansen, og den Svenske næringsministeren, Maud Olofsson, en avtale om et felles marked for elsertifikater. I bakgrunnen for avtalen ligger blant annet en målsetning om å imøtekomme fornybardirektivet gjennom utvikling av fornybar energi. Sverige har hatt et elsertifikatmarked siden 2003, som gir stabile og gode rammevilkår for betydelige investeringer i fornybar elektrisitet [48].

Grønne sertifikater er en betegnelse på et markedsbasert virkemiddel for å fremme fornybar energi. Dette realiseres ved at produsenter av fornybar energi tildeles grønne sertifikater ut i fra den elektriske energimengden de produserer. Alle som kjøper elektrisitet forpliktes å kjøpe grønne sertifikater, og man har dermed oppnådd en etterspørsel. Fram til 7. september 2009, var den gjennomsnittlige prisen på grønne sertifikater i det Svenske markedet det siste året ca 24 Norske øre/kWh.

Kapittel 7

7 Optimaliseringsmodell for CHP-systemer

Hensikten av en grundig gjennomgang av ulike tekniske systemer CHP, fjernvarme og energiplanlegging, kostnadselementer og hvilke økonomiske krav et CHP-anlegg stilles ovenfor, har vært å skape et bilde av hva som bør være viktige elementer i planlegging av et CHP-anlegg. Utgangspunktet for en økonomisk analyse og konkurranseforholdet mellom systemer med CHP og fjernvarme i forhold til andre aktuelle energiforsyningsalternativer er å finne den mest mulig optimale CHP-løsningen for et gitt fjernvarmeanlegg. Gjennom dette kapitlet skal optimal drift av CHP-anleggene presentert i kapittel 4 finnes. Det er utarbeidet en modell programmert i VBA, som brukes som verktøy for simuleringer av de sju casene presentert i kapittel 4.

7.1 Introduksjon

Gjennom kapittel 2 og 3 ble det gitt en grundig innføring av de mest kommersielle tekniske systemer CHP og hvilken type teknologi som vil være mest gunstig i forhold til mindre fjernvarmesystemer, som det finnes flere av i Norge. Det ble valgt seks case med ulik sammensetning av gassmotorer, og et case med en gassturbin for kraft- og varmforsyning av et referanseområde. Dimensjonering av installert effekt ble gjort på bakgrunn av fremskaffede data for varme- og elektrisitetsbehov satt opp i en effektvarighetskurve.

I kapittel 5 og 6 er det blant annet gitt et innblikk i hvilke kostnadselementer som vil være av betydning ved oppføring og drift av et fjernvarmesystem basert på CHP. Den eneste investeringskostnaden som skilte de sju casene fra hverandre var grovt sett kostnader tilknyttet selve CHP-installasjonen. I kapittel 5.7 ble det informert om at brenselskostnadene i

stor grad utgjør kostnadene knyttet til driften av anlegget, og i kapittel 6.7.2 ble prisene for brenselkostnadene, naturgass og biogass, belyst.

Å drive et CHP-anlegg på en økonomisk og teknisk rasjonell måte vil være en meget viktig faktor for at gassbasert CHP og fjernvarme skal være et konkurransedyktig alternativ til andre energikilder og energibærere. Ut fra delastkarakteristikkene i Figur 6 og Figur 8, se kapittel 2, bør CHP-anlegg unngås å drives langt under maksimal kapasitet i lengre perioder. Samtidig stilles det på bakgrunn av lav prisdifferanse mellom råvare (gass) og salgsvare (strøm og varme) og høye investeringskostnader store krav til at brukstiden er vesentlig gjennom et år.

På bakgrunn av dette er det valgt å rette et stort fokus på å utvikle en optimaliseringsmodell som har til hensikt å finne optimal drift av de ulike case presentert i kapittel 4. Denne modellen danner også grunnlag for å finne hvilket av de sju casene, som vil være mest energieffektivt og økonomisk lønnsomt i de økonomiske analysene i kapittel 8. Dette caset vil være utgangspunktet for videre sammenligning med andre energiforsyningsalternativ hva gjelder både økonomisk konkurranseforhold, totalt forbruk av primærenergi og CO₂-utslipp. Dette blir presentert i kapittel 10.

I seks av de sju casene, er det tatt høyde for bruk av akkumulatortanker. I dette kapitlet vil det gis en detaljert beskrivelse på hvordan akkumulatortankene skal implementeres i systemet og simuleringsmodellen.

7.2 Optimaliseringskriterium

Hva gjelder optimalisering av energisentraler, vil både driftskostnader og faste kostnader være av betydning. I enkelte tilfeller kan et optimaliseringskriterium også innebefatte for eksempel klimagassutslipp, som vil medføre restriksjoner for enkelte enheter. Når det gjelder energieffektivisering, som blant annet er et sentralt uttrykk i både klimaforliket og energiloven, vil dette i stor grad ses i sammenheng med økonomi og lønnsomhet. I en energisentral er det vanlig å ta utgangspunkt i to optimaliseringsproblemstillinger for videre beregninger[49].

- ✓ Optimalisering av systemløsningen
- ✓ Optimalisering av driften

Det første punktet omfatter den optimale løsningen for energisentralen. Dette dreier seg i praksis om sammensetningen av enheter i en energisentral. Hvis en tenker seg en større energisentral, som er tilfelle for Hafslund Energi sin sentral i Oslo, se figur Figur 14 i kapittel 3.3.3, består systemløsningen av 9 forskjellige energikilder. Valget er med andre ord stort, så det er en fordel å finne den optimale sammensetningen for hver enkelt energikilde. Det andre punktet gjelder beregningen av driftskostnader for en gitt sammensetning av energisentralen. Fordelingen av effekt og driftstid mellom de 9 energikildene i Hafslund fjernvarmes energisentral i Oslo, er ikke tilfeldig. Et optimalt driftsvalg for en energisentral er

bestemt ut fra hvilken enhet, eller hvilke enheter, som til en hver tid (typisk for hver time) skal dekke en gitt last ut fra et gitt kriterium.

7.2.1 Generelle krav til en optimaliseringsmodell

Det finnes et antall ulike prinsipper som kan legges til grunn for både enklere beregninger eller tyngre datamodeller for optimalisering av energisentraler[49].

- ✓ Analyse ut fra effektvarighetskurve
- ✓ Derivate metoder og modeller (leter etter bunn- eller toppunkter)
- ✓ Lineær eller ikke-lineær programmering
- ✓ Iterativ bruk av passende driftsimuleringsmodeller
- ✓ Oppdeling og delløsning for optimaliseringsproblemet

De to siste punktene kan omfatte hvilken som helst av de andre prinsippene. Det første punktet er en statisk optimaliseringsmodell, der det ikke tas hensyn til variasjoner i energipriser, virkningsgrader eller start og stoppkostnader når driftskostnader for en viss effektoppdeling skal beregnes. Den gir i tillegg små muligheter til å analysere effekten av variasjoner i investeringskostnadene.

Bruk av derivate metoder eller kalkulasjoner for optimaliseringsproblemstillinger krever differensialfunksjoner og kun likhetsrestriksjoner. Denne metoden kan dermed ikke benyttes hvis installerte enheter har til hensikt å variere utgående effekt[49].

Lineær programmering er en matematisk modell for å løse problemstillinger som består av en objektfunksjon og en eller flere restriksjoner. Et krav til lineær programmering, er som navnet sier, at relasjonene i problemstillingen må være lineære. Ikke-lineære problemstillinger kan lineariseres, men dette kan vise seg å være problematisk i praksis. Ikke-lineær programmering er en mer kompleks metode en lineær programmering, og det kan i tilfeller være umulig å finne optimal løsning. Både lineære og ikke-lineære metoder behandler ulikheter[50].

Iterativ bruk av passende driftsimuleringsmodeller åpner for å tilpasse simuleringsmodeller ut fra særegne ønsker. Det finnes også en mengde programmeringsverktøy som passer til ulike modeller. Eksempler på programmeringsspråk er fortran, matlab, excel, C++.

Oppdeling og delløsning for optimaliseringsproblem vil medføre suboptimalisering av problemstillinger, som sjelden fører til et optimalt totalsystem. Dette fordi suboptimalisering ikke vil ta hensyn til kriterier for den totale optimaliseringen. Dette er et velkjent fenomen for eksempel i den globale klimapolitikk.

For å få en god representasjon av variasjonen i faste og driftsavhengige kostnader, bør optimaliseringsmodeller som skal benyttes ta hensyn til en del viktige faktorer[49, 51].

- ✓ Virkningsgrader for hver enhet skal være representert
- ✓ Maksimum og minimum effekter må tas hensyn til
- ✓ Start- og stoppkostnader for enheter
- ✓ Tillate at ulike driftskombinasjoner evalueres i hvert tidssteg
- ✓ Løpende energipriser time for time
- ✓ Løpende energibehov time for time for normalår
- ✓ Teknisk begrensning for visse energibærere, for gitte tidsperioder, eller med viss frekvens, som for eksempel bruk av spillvarme
- ✓ Tillate en fleksibel beskrivelse av energisentralen
- ✓ Varierende antall enheter må kunne inngå i analysen

7.2.2 Optimaliseringsmetodikk for utarbeidet modell

En kjent metode for å optimalisere drift av to eller flere kraft- eller varmegenererende ut fra varierende driftskostnader er marginalkostnadsprinsippet. Ca 80 prosent av driftskostnadene er brenselkostnader i et CHP-anlegg. De resterende driftskostnadene regnes som faste kostnader, og defineres som en prosentandel av investeringskostnadene, se kapittel 6.3. For å minimalisere brenselkostnadene i en energisentral tas det da utgangspunkt i følgende ligning[52]:

$$\text{Min} \left\{ K_{b,tot} = \sum_{i=1}^n K_{b,i}(P_i) \right\} \quad (7.1)$$

Dette betraktes som objektfunksjonen, eller målfunksjonen. Ligning 7.1, betyr i praksis at målet er å minimere de totale brenselkostnadene, ved å minimalisere brenselkostnadene for alle installerte enheter ved en gitt effekt. For at en optimal løsning skal finnes for en objektfunksjon, må det innføres restriksjoner:

$$\sum_{i=1}^n P_i = P_L \quad (7.2)$$

Den første restriksjonen i ligning 7.2, betyr i praksis at alle de installerte enheter skal til sammen yte samme effekt som en gitt last.

$$P_{i,min} \leq P_i \leq P_{i,max} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (7.3)$$

Den andre restriksjonen i ligning 7.3, betyr i praksis at ingen av de installerte enheter kan tilsvare en effekt under en minimal, eller over maksimal effektgrense.

For å finne minimum i ligning 7.1 samtidig som restriksjonen i ligning 7.2 overholdes, defineres Lagrangefunksjonen. For nærmere informasjon om Lagrangefunksjonen, henvises det til [52] og [50].

$$L = \sum_{i=1}^n K_i(P_i) + \lambda \cdot \left(P_L - \sum_{i=1}^n P_i \right) \quad (7.4)$$

Der λ er lagrangemultiplikatoren som tilsvarer marginalkostnaden. En nødvendig betingelse for minimum er at den deriverte av L skal være null.

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{\partial K_i(P_i)}{\partial P_i} - \lambda = 0 \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (7.5)$$

Dette tilsvarer marginalkostnaden.

$$\frac{\partial K_i(P_i)}{\partial P_i} = \lambda \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (7.6)$$

For at å oppnå et kostnadsminimum må den andrederiverte være positiv (negativ andrederivert gir kostnadsmaksimum).

$$\frac{\partial^2 K_i(P_i)}{\partial P_i^2} > 0 \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (7.7)$$

Samtidig så må den gitte lasten dekkes.

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = P_L - \sum_{i=1}^n P_i = 0 \quad (7.8)$$

Under forutsetning av at ligning 7.7 er oppfylt, gir ligning 7.6, som avledet optimaliseringskriterium ved produksjonsfordeling, minimum driftskostnader for et antall enheter som er i drift, og skal dekke en gitt belastning. Dette oppnås ved den produksjonsfordeling som gir like marginalkostnader for alle regulerbare enheter. Enheter som ikke er regulerbare er de som ligger på en grenseverdi, og ikke lar seg regulere i en ønsket retning[52]. I en optimal situasjon vil en ikke-regulerbar enhet som går på øvre grense, ha lavere marginalkostnader enn de øvrige enheter. En ikke-regulerbar enhet som går på nedre grense vil ha høyere marginalkostnad enn de øvrige enheter. I optimum ønsker man derfor følgende forhold for regulerbare enheter.

$$\frac{\partial K_i(P_i)}{\partial P_i} = \lambda \quad P_{i,min} \leq P_i \leq P_{i,max} \quad (7.9)$$

Og følgende forhold for ikke-regulerbare enheter.

$$\frac{\partial K_i(P_i)}{\partial P_i} \leq \lambda \quad P_i = P_{i,max} \quad (7.10)$$

$$\frac{\partial K_i(P_i)}{\partial P_i} \geq \lambda \quad P_i = P_{i,min} \quad (7.11)$$

Tabell 14 viser en oversikt over parametrene som er gjengitt fra ligning 7.1 til ligning 7.11

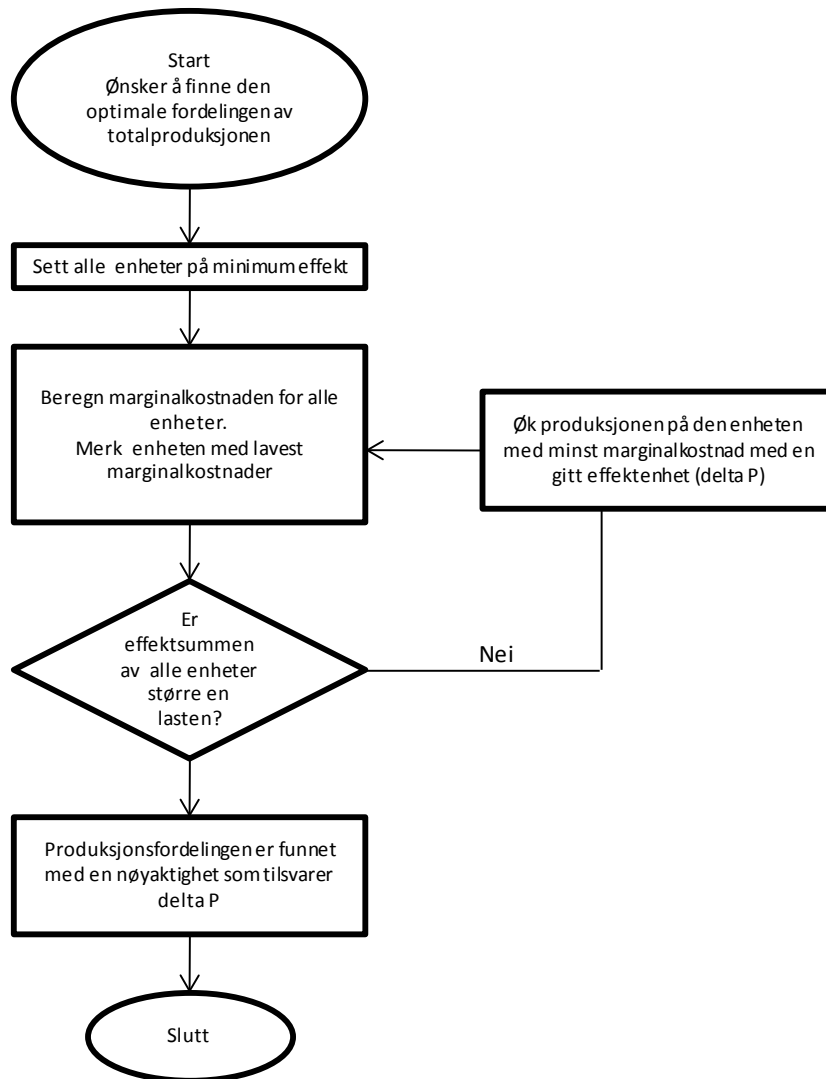
Tabell 14: Betydning av parametere i ligning 7.1 - 7.11

$K_{b,tot}$	Totale brenselskostnader $\left[\frac{kr}{t}\right]$
$K_{b,i}(P_i)$	Brenselskostnad for en enhet ved en gitt effekt $\left[\frac{kr}{t}\right]$
P_i	Ytt effekt fra en enhet $[kW]$
P_L	Gitt last $[kW]$
$P_{i,min}$	Minimum effekt for en enhet $[kW]$
$P_{i,max}$	Maksimum effekt for en enhet $[kW]$
L	Lagrangefunksjonen $\left[\frac{kr}{t}\right]$
λ	Marginalkostnaden $\left[\frac{kr}{kWh}\right]$

Marginalkostnadsprinsippet kan løses på ved hjelp av to forskjellige metoder[52].

- ✓ Direkte løsning
- ✓ Marginal opplasting

Direkte løsning går ut på å løse ligningene ovenfor direkte, mens marginal oppløsning er en numerisk metode som er basert på trinnvis opplasting av enhetene fra deres respektive produksjonsgrenser inntil lasten er dekket. Opplastingen skjer ved at produksjonen økes med et trinn, ΔP , på den enheten som til en hver tid har minst marginalkostnad. Figur 25 viser flytskjemaet for marginal opplasting av marginalkostnadsprinsippet.



Figur 25: Flytskjema for marginal opplasting[52]

Produksjonsfordelingen blir bestemt med en nøyaktighet på ΔP (delta P). Den kan forbedres når man til slutt foretar en omlastning med trinn mindre enn ΔP . For å benytte denne metoden må det på grunn av tidsbruk benyttes dataverktøy som for eksempel excel, matlab, C++ o.l.

Brenselskostnadene for et CHP-anlegg bestemmes ut i fra følgende ligning[13]:

$$K_b = e_b \cdot \dot{m} = e_b \sum_{i=1}^n \frac{P_i}{NBV \cdot \eta_{el,i}} \quad (7.12)$$

Der e_b er prisen på brensel $\left[\frac{kr}{kg}\right]$, \dot{m} er massestrømmen $\left[\frac{kg}{h}\right]$, NBV er brenselets nedre brennverdi og $\eta_{el,i}$ er elvirkningsgraden på den aktuelle enheten som er i drift. Hvis ligning 7.12 settes inn i ligning 7.9, kan marginalkostnaden, $\lambda \left[\frac{kr}{kWh}\right]$, for brenselskostnader for hver enhet beregnes.

7.3 Utarbeidet modell

Tidligere doktorhavhandlinger har foretatt grundige analyser for optimalisering av både kjelenheter i varmesentraler[49], og CHP-anlegg i lokale og regionale energisystemer[1]. Blant annet er det i doktoravhandlingen, *Thermal Heat and Power Production with Models for Local and Regional Energy Systems*[1], utviklet en modell som er bygget videre på en modell fra en annen doktoravhandling, *A Computer Model for Planning of Energy Systems with Time Dependent Components and Boundary Conditions*[53]. Denne modellen, kalt ESIM, har blant annet til hensikt å involvere start- og stoppkostnader i termisk kraft- og varmeproduksjon, i tillegg til utvikling av et optimaliseringsverktøy med fokus på prinsipielle analyser og termodynamiske tendenser for produksjonsenheter.

Når start- og stoppkostnader skal involveres i termisk kraftproduksjon, står man ikke lenger ovenfor et problem som er dekoblet i tid. Beslutningen om å starte eller stoppe en enhet medfører en øyeblikkelig omkostning som inntjenes ved kjøring ved bedre virkningsgrad en tid fremover. For å kunne rettferdiggjøre en start eller stopp, må derfor planleggingen ha en analyseperiode som minst er like lang som inntjeningstiden for den påførte start- eller stoppkostnaden[52]. For å håndtere optimaliseringsproblemet som blant annet innebærer start- og stoppkostnader, benyttes ofte en metode kalt "dynamisk programmering". Blant annet er ESIM, basert på dynamisk programmering og lagrange multiplikatorer[1]. For en nærmere beskrivelse på metoden dynamisk programmering, henvises det til [1] og [52].

For å simulere en optimal driftssituasjon for de sju casene i denne masteroppgaven, ble muligheten for å benytte ESIM, kartlagt. Etter en telefonisk samtale med forfatteren av *Thermal Heat and Power Production with Models for Local and Regional Energy Systems*[1], ble imidlertid denne muligheten satt til side, først og fremst på grunn av reduserte ressurser i form av tid. ESIM er en stor modell, med mange variable, som krever lang tid til kartlegging. I samsvar med vedkommende forfatter ble en forenklet modell vurdert som et bedre alternativ. Dette danner grunnlaget for å utvikle en modell som har til hensikt å optimalisere driften av flere sammensetninger av gassmotorer med utgangspunkt i marginalkostnadsprinsippet, med spesiell fokus på å analysere effekten av å benytte akkumulatortanker. Det skal nevnes at bruk av akkumulatortanker i samsvar med CHP er grundig gjennomgått i *Thermal Heat and Power Production with Models for Local and Regional Energy Systems*[1].

7.3.1 Beskrivelse av modellen

Modellen som er utviklet gjennom denne masteroppgaven er en forenklet optimaliseringsmodell som er basert på marginalkostnadsprinsippet. Motivasjonen er å finne ut hvilken eller hvilke av de installerte enheter, bør være i drift ved en gitt last, for at totalsystemet i energisentralen skal drives på en energieffektiv måte. For at CHP skal være økonomisk konkurransedyktig til andre energiforsyningsalternativ, vil en slik optimalisering være en klar bidragsyter. Ved å basere driften av gassmotorene på

marginalkostnadsprinsippet, dannes det også grunnlag for å kalkulere de samlede driftskostnadene i anlegget, slik at nåverdibetraktninger, internrentekalkulasjoner og beregninger av spesifikk energipris i den økonomiske analysen gir en god nøyaktighet. For å begrense kompleksiteten er det ikke tatt hensyn til start- og stoppkostnader i denne forenklete modellen. Det er imidlertid tatt hensyn til en del andre faktorer som vil beskrives nærmere.

7.3.1.1 Lastgrunnlag

Det er fremskaffet timesbaserte verdier for varmebehovet i det aktuelle referanseområdet, se kapittel 4.1.1. Driften av enhetene i varmesentralen bestemmes kun etter varmebehovet. Dette kalles *Heat-match mode*, og er mest benyttet for CHP-anlegg tilknyttet fjernvarmeanlegg[13]. Dette betyr i praksis at produsert varme i energisentralen til enhver tid korresponderer med varmebehovet i abonnentsentralene i fjernvarmesystemet, og all regulering skjer etter varmelasten. Hvis produsert elektrisitet overstiger elektrisitetsbehovet, må dermed overskuddet mates direkte inn på elnettet. Likeledes kreves et supplement fra elnettet hvis varmebehovet og PHR ikke dekker inn elektrisitetsbehovet.

Modellen beregner dermed marginalkostnaden til den eller de motorer som er i drift for å dekke varmelasten for hver time gjennom hele året. Lasten er dermed en inputverdi for hver time, noe som betyr 8760 iterasjoner (det er 8760 timer i løpet av et år).

7.3.1.2 Effektsammensetning av enheter

Modellen skal simulere alle de sju casene med forskjellig effektsammensetning. Disse må dimensjoneres til å dekke varmelasten på den dagen i løpet av et normalår når varmebehovet er størst. De sju casene er delt inn etter følgende antall motorer, se kapittel 4.2.1 til 4.2.6.

- ✓ Et case med 1 installert gassturbin
- ✓ To case med 2 installerte gassmotorer
- ✓ Tre case med 3 installerte gassmotorer

I følge marginalkostnadsprinsippet må de installerte enhetene drives innenfor visse rammevilkår. Alle enheter er regulerbare. Ligning 7.9, se kapittel 7.2.2, viser at en enhet kan reguleres mellom en minimumseffekt og en maksimumseffekt. Maksimal effekt for en enhet er dimensjonerende effekt for hver motor, gjengitt fra Tabell 5 til Tabell 10, se kapittel 4.2.1 til 4.2.6. Minimumseffekten er i denne modellen satt til 20 prosent av maksimal effekt. Dette skyldes i hovedsak at dellastegenskapene til både gassmotorer og gassturbiner er relativt svake når de driftes på under 50 prosent av maksimal kapasitet[8, 13], som i praksis betyr lave elvirkningsgrader. For at en motor/turbin skal dekke over et større effektgrunnlag, velges 20 prosent.

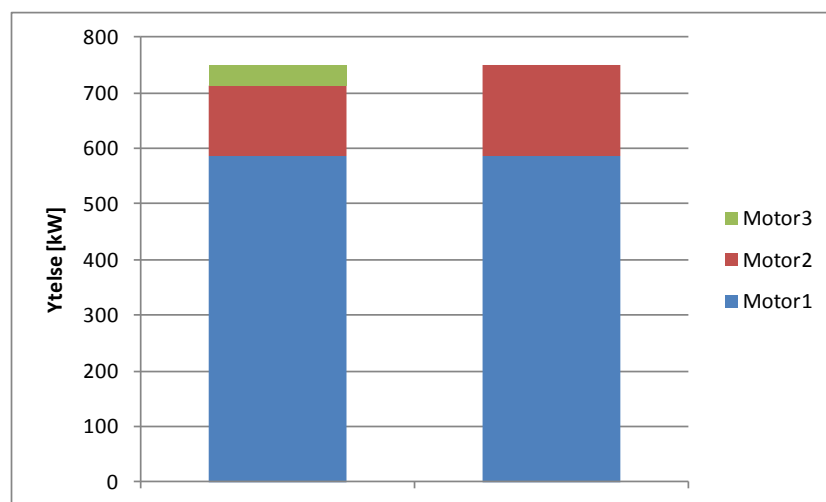
Dette betyr at det i effektsammensetningen av to eller tre motorer i et system må påses at det ikke oppstår differanse mellom minimal effekt av en større motor, og maksimal effekt av

en mindre motor. For eksempel kan det ikke installeres en motor på 388 kW_{el} og en motor på 50 kW_{el}. Med en PHR på 0,66, vil da en last på 100 kW_{th} ikke kunne dekkes, fordi den største motoren kan minimum yte 118 kW_{th}, mens den minste maksimalt kan yte 75 kW_{th}. Modellen simulerer hvert case separat. Det betyr at modellen består av tre deler etter hvor mange enheter som er installert. Valg av case utføres manuelt når en simulering skal utføres.

7.3.1.3 Antall enheter i drift ved en gitt last

Bruk av marginalkostnadsprinsippet forutsetter at alle variable er kontinuerlige. Valg av antall enheter som skal være i drift ved en gitt last, er en diskre variabel. Derfor må denne modellen i tillegg ta hensyn til antall enheter som skal være i drift ved en gitt last.

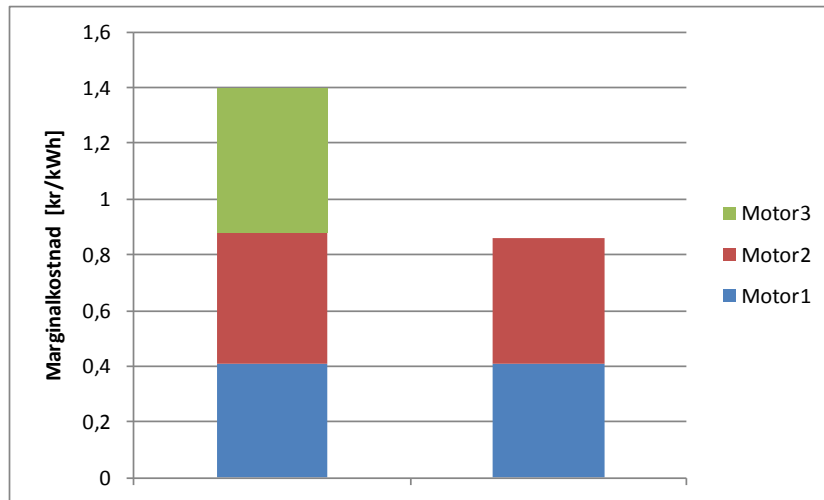
Modellen sjekker først om en motor er tilstrekkelig til å dekke lasten. Hvis det er tre motorer installert, sjekker den også om to motorer er tilstrekkelig. For å illustrere dette er det utført to simuleringer med utgangspunkt i case 3, der det er installert tre gassmotorer. Begge simuleringene er utført med utgangspunkt i marginalkostnadsprinsippet, men den ene løsningen tar hensyn til at to motorer er tilstrekkelig til å dekke lasten, som tilsvarer 750 kW_{th}. Se Figur 26.



Figur 26: Fordeling av lastdekning

Figur 26 viser hvordan gitte lasten på 750 kW_{th} som dekkes av de forskjellige motorene. I søylen til venstre, dekker motor 1 ca 78 prosent av den totale lasten. Motoren er det største i systemet, og driftes i dette tilfellet på full kapasitet. Videre dekker motor 2 ca 17 prosent, og motor 3 ca 5 prosent av lasten. Motor 2 og 3 drives på henholdsvis 41 og 20 prosent av maks kapasitet. I søylen til høyre, drives motor 1 også på maksimal kapasitet, og dekker dermed 78 prosent av den totale lasten. Men i motsetning til søylen til venstre, dekker motor 2 i dette tilfellet de resterende 22 prosent. Dette gjør at motoren må drives på 53 prosent av maksimal kapasitet.

Figur 27 viser den totale marginalkostnaden for brenselutgifter energisentralen i disse ulike driftsituasjonene.



Figur 27: Marginalkostnad med tre og to motorer i drift ved en gitt last

Ved å la en motor stå, og optimalisere driften mellom de to som er i drift viser søylen til høyre i Figur 27 at marginalkostnaden av forbruk av brensel synker med nesten 40 prosent. Dette vil være essensielt i forhold til lønnsomhetsbetraktningene i energisentralen. Gassprisen i akkurat dette driftstilfellet tilsvarer naturgassprisen på det europeiske markedet i 2007, se Figur 24.

7.3.1.4 Kapasitetsgrunnlag og lastregulering

Når en gitt last er gitt, vil alle enheter som er i drift starte på 20 prosent av maksimal kapasitet. For at lasten skal tilpasses, må den enheten med lavest marginalkostnad lastes opp med en viss effekt, ΔP . Hvis en motor er tilstrekkelig, starter også den på 20 prosent. Dette er helt i samsvar med marginalkostnadsprinsippet. Dette vil pågå helt til lasten er dekt.

I modellen vil motoren som lastes opp, beregnes ut i fra samme tabeller som danner utgangspunkt for dellastkarakteristikkene i Figur 6 og Figur 8, se kapittel 2.3.2.3 og 2.3.3.3. Dette gjør at riktig virkningsgrad kalkuleres ut fra hvor høy kapasitet den aktuelle motoren på driftes på for å imøtekomme lasten.

For hver iterasjon må modellen påse at ΔP , må korrespondere med rammevilkårene for den motoren som skal lastes opp. Hvis for eksempel ΔP er satt til 5 kW, og modellen har kjørt nok iterasjoner til at det er mindre enn 5 kW som skiller ytt effekt fra enhetene i energisentralen og ønsket last, må ΔP korrigeres slik at den motoren med lavest marginalkostnad kan reguleres til lasten er dekt.

7.3.1.5 Output/input

Når lasten er dekt av den optimale motorsammensetning, skriver modellen ut følgende verdier for hver time gjennom et år.

- ✓ Ytt kapasitet for alle enheter som er i drift [kW]
- ✓ Marginalkostnad for brenselforbruk for alle enheter som er i drift [$\frac{kr}{kWh}$]
- ✓ Prosentandel på hvor mye av maksimal kapasitet hver enhet drives på for å dekke lasten [%]
- ✓ Hvis ønskelig, elvirkningsgrad for ytt kapasitet for hver installerte motor [—]

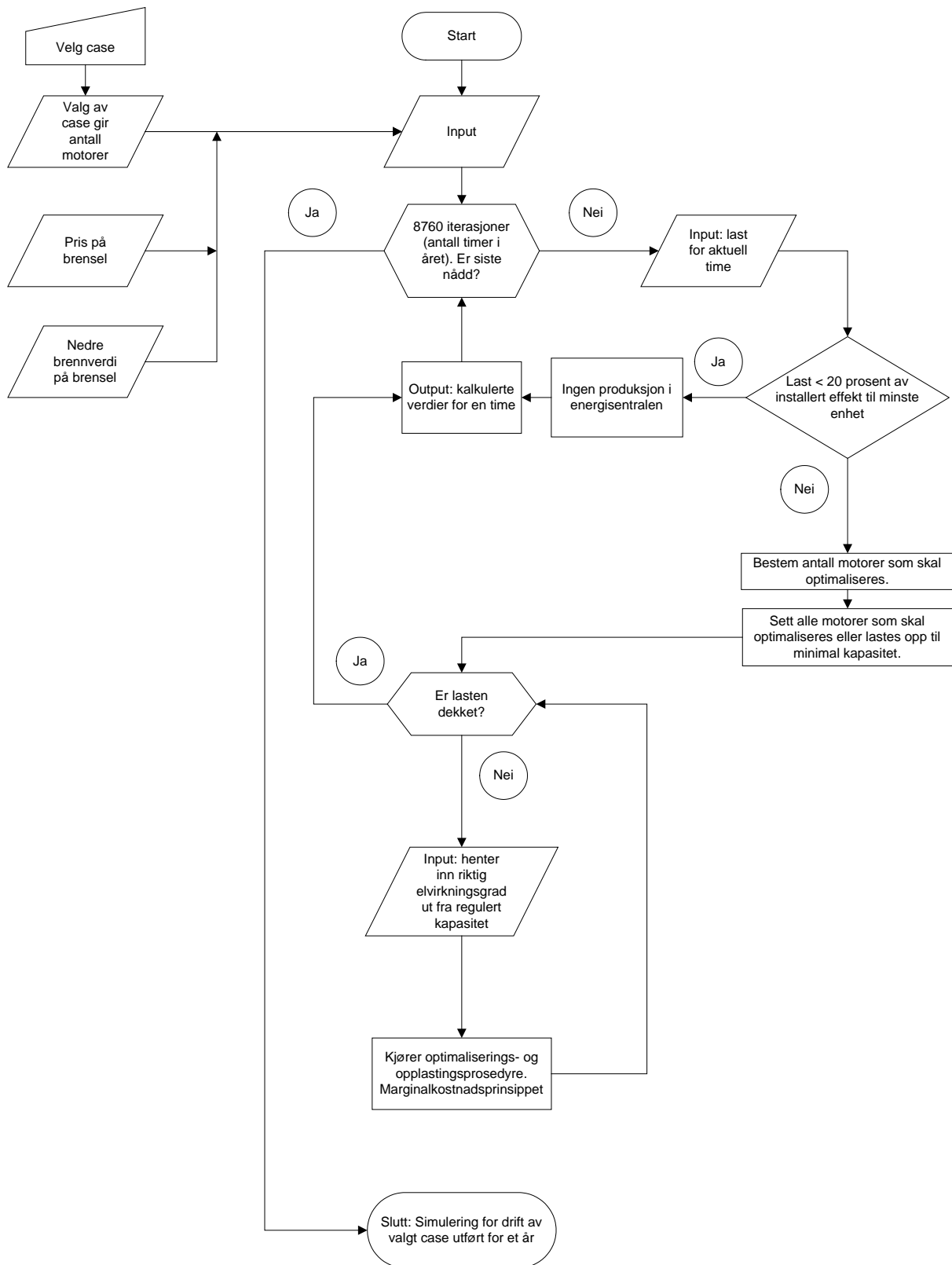
Inputverdier i modellen er følgende.

- ✓ Etterspurt varmebehov [kW]
- ✓ Brenselspris på benyttet gass [$\frac{kr}{kg}$]
- ✓ Nedre brennverdi på benyttet gass [$\frac{kJ}{kg}$]
- ✓ Elvirkningsgrad på enheter ut fra dellastkarakteristikk [—]

Alle verdier blir skrevet ut i tabeller i Excel, slik at det på en enkel måte kan benyttes til videre beregninger i de økonomiske analysene og til eventuelle figurer.

7.3.2 Flytskjema for modellen

Figur 28 viser et flytdiagram over modellen.



Figur 28: Flytdiagram over modellen

Optimaliseringsprosedyren vises nærmere i Figur 25, se kapittel 7.2.2. Hele denne modellen er programmert i VBA, og kodene finnes i vedlegg 12.8.

7.3.3 Implementering av akkumulatører i modellen

For å få en eller flere nøyaktig dimensjonerte og optimaliserte akkumulatortanker inkludert i de enkelte case bearbeidet i denne masteroppgaven, ville det sannsynligvis gitt størst troverdighet å bruke en standardisert optimaliseringsmodell for akkumulatortanker[26]. Dette er imidlertid ikke et valgt fokus, noe som skyldes flere forhold.

Et nærmere innsyn i *Two-step Decision and Optimisation Model for Centralised and Desentralised Thermal Storage in DH&C Systems* [26], klargjør at en løsning av denne type problemstillinger krever betydelige ressurser i form av tid. I denne masteroppgaven er hovedfokus CHP, og hvordan denne type teknologi skal gjøres konkurransedyktig i forhold til andre energiforsyningsalternativ. Akkumulatortanker blir i denne sammenhengen kun sett på som en bidragsyter til å gjøre de forskjellige systemer ved CHP kombinert med fjernvarme til et mest mulig energieffektivt og energiøkonomisk som mulig.

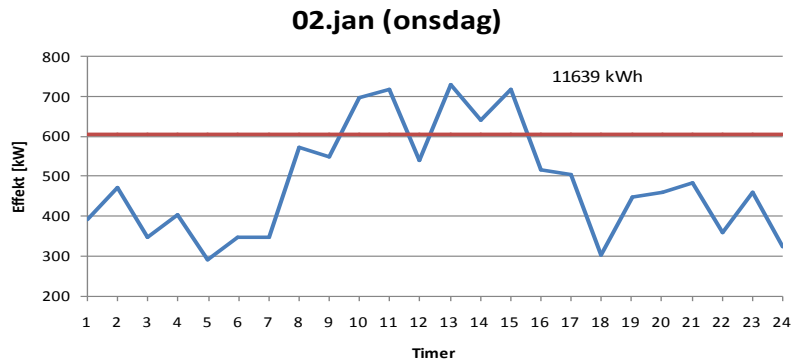
Implementering av optimaliseringsmodellen for akkumulatortanker i modellen som er utarbeidet gjennom denne masteroppgaven, kan gjøre dette programmet lite rasjonelt.

Akkumuleringen tilknyttet systemet i denne masteroppgaven vil utgjøre en liten del av de totale investeringskostnadene, og likeledes årlige driftskostnader. Bidraget vil dermed begrense seg til en del av energieffektiviseringen. Det er derfor lite trolig at en optimal dimensjonering av en eller flere akkumulatortanker vil utgjøre store besparelser i et system som skal forsyne et område med et varmeforbruk i underkant av 1 MW.

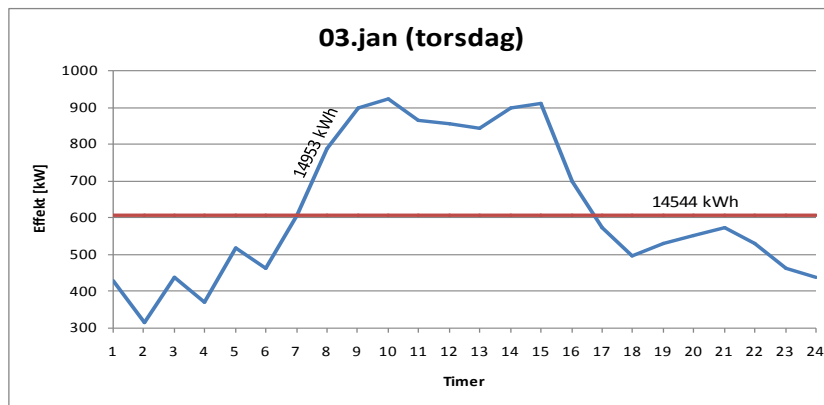
Optimalisering av akkumulatortanker i et optimalisert system med CHP som energiforsyningsalternativ blir derfor lagt til anbefalinger til videre arbeid, og vil dermed ikke bli betraktet videre i denne masteroppgaven. Det er derimot gjort forenklede betraktninger og beregninger ved bruk av akkumulatortanker i samspill med gassmotorer, som har til hensikt å synliggjøre hvilke alternativer denne type teknologi kan bidra med i et energiforsyningssystem.

Akkumulatører er en teknologi som åpner for muligheten til å lagre varme i perioder der etterspørselen er lavere enn installert kjelekraft eller motorkraft, for så å benytte den lagrede energien i perioder hvor etterspørselen etter varme er stor. Dette kan gi en langt større fleksibilitet i energiforsyningssystemet både når det gjelder energieffektivisering og økonomi.

Figur 29 og Figur 30 viser hvordan etterspørselen etter varmeenergi varierer over to døgn i januar. Dette er forøvrig den perioden i løpet av referanseåret som har høyest energiforbruk. Blant annet oppstår årets høyeste effektuttak på 989 kW fredag den 4. januar.



Figur 29: Forbruk og mulighet for maksimal produksjon av varme den 2. januar



Figur 30: Forbruk og mulighet for maksimal produksjon av varme den 3. januar

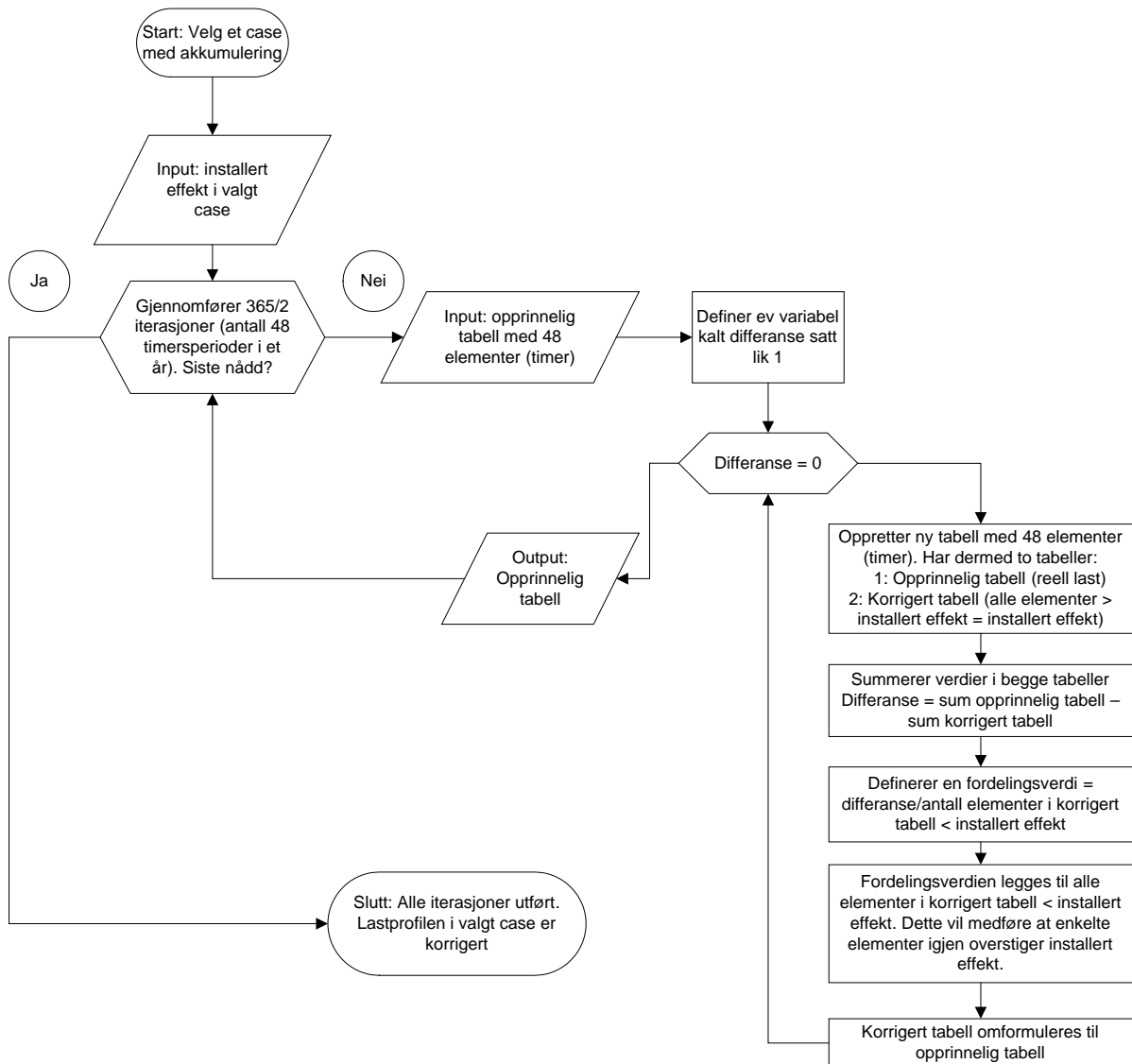
Den blå kurven i figurene indikerer varmeforbruket til de aktuelle bygningene som er tilknyttet fjernvarmesystemet, mens den røde linjen indikerer varmeproduksjon i et system med to gassmotorer på 200 kW_{el} (som tilsvarer ca 606 kW_{th} med en PHR på 0,66) som kjøres på maksimal effekt. Betraktes integralet av de to kurvene kan en avdekke et varmeforbruk på 11 639 kWh og 14 953 kWh for henholdsvis 3. januar og 4. januar, mens produksjon ved maksimal kapasitet vil ligge på ca 29 088 (14 544 per døgn) under samme periode. Dette betyr at det i dette tilfellet er muligheter for å produsere ca 2 500 kWh mer energi enn hva som forbrukes i en periode av året der etterspørselen etter varme er som høyest.

Selv om energibehovet gjennom disse to døgn kan dekkes av en installert effekt på ca 600 kW_{th}, viser Figur 29 og Figur 30 at effektbehovet i perioder på dagtid er høyere enn installert effektbehov i varmesentralen, og det er dermed behov for et supplement. Dette løses ofte ved hjelp av en ekstra spisslastkjel, eller man kan benytte en eller flere akkumulatortanker.

Ved bruk av spisslast er man tvunget til å øke installert effekt med opptil 40 prosent, noe som vil endre driftsituasjonen i varmesentralen radikalt. En effektendring på over $600 \text{ kW}_{\text{th}}$ på få timer vil stille store krav til automatikk, delastegenskaper og samspillet mellom alle installerte komponenter, noe som åpenbart vil gjøre seg gjeldende for investeringskostnadene og vedlikeholdskostnadene. Figur 29 og Figur 30 viser at etterspørselen etter varme til tide er langt mindre enn installert effekt mellom klokken 1600 og 0700. Dette åpner for å anvende en eller flere akkumulatortanker, og vil bidra til en langt mer stabil driftsituasjon i varmesentralen.

Den forenklede metoden ved å implementere bruk av akkumulatortank i modellen utarbeidet i denne masteroppgaven, baseres på å finne ut hvor mye energi, kall den gjerne overskuddsenergi, som må produseres når effektbehovet overstiger maksimal installert effekt i varmesentralen. Denne energien må fordeles jevnt på hver time på produksjonen, når den samlede effektetterspørselen er mindre enn totalt installert effekt. Det vil da til hver time der etterspørselen er mindre enn maksimal installert effekt, bli lagt til en lik andel av denne overskuddsenergien. Hvis det er en time der produksjonen i utgangspunktet er tett opptil maksimal produksjon, får lagt til en andel av overskuddsenergien, og dermed når maksimal produksjon, lukes denne timen ut og prosedyren gjøres på nytt. Dette pågår helt til all overskuddsenergien er fordelt likt på alle timer der etterspørselen er mindre en maksimal installert effekt.

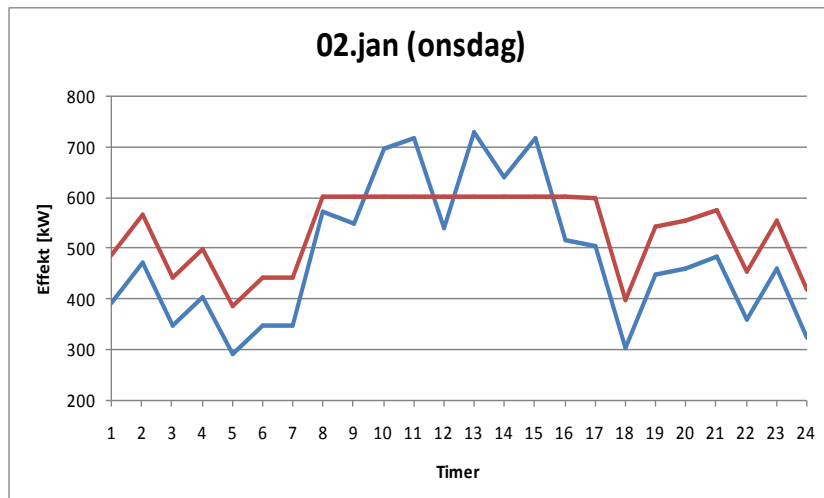
For å få implementert dette i modellen, må inputverdiene på lastprofilen endres slik at motorene som er installert må jobbe opp mot en korrigeret last. I praksis betyr dette at man narrer motorsammensetningen i energisentralen til å tro at maksimal etterspurt effekt er lik maksimal installert effekt. Flytskjemaet for korrigeringen av lastprofilen vises i Figur 31.



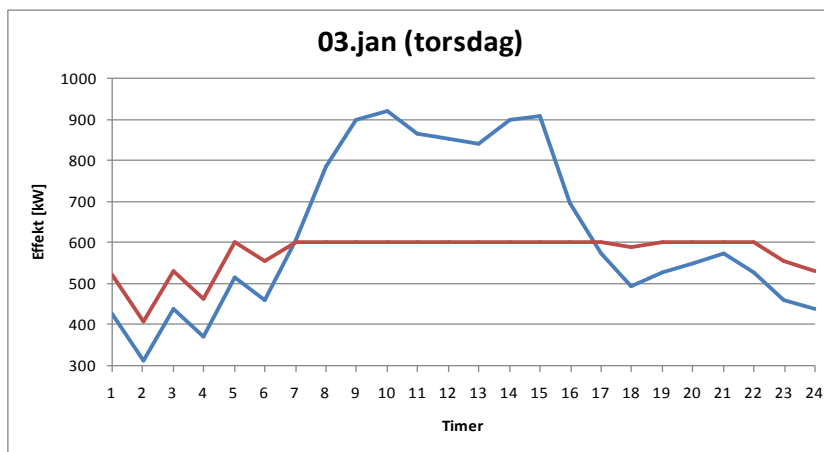
Figur 31: Flytdiagram over lastregulering for case med akkumulertanker

I modellen gjøres denne iterasjonen over to døgn, som betyr at lagret energi må holdes i akkumulertanken i ca 10 timer i periodene den er i bruk. Dette korresponderer med hva som er normalt hva angår bruk av akkumulertanker [54]. Denne iterasjonen er utført i VBA, og kodene finnes i vedlegg 12.6.

Figur 32 og Figur 33 viser hvordan gassmotorene i dette tilfellet vil produsere varme etter korrigert last, hvis en eller flere akkumulatortanker benyttes.



Figur 32: Korrigert varmeproduksjon for 2. januar



Figur 33: korrigert varmeproduksjon for 3. Januar

Den røde linjen i Figur 32 og Figur 33 viser at varmeproduksjonen til de installerte gassmotorene vil være langt mer stabil ved bruk av akkumulatortanker. Gassmotorene vil i dette tilfellet ligge og jobbe med en samlet produksjon på mellom ca 400 og 603 kW_{th}, noe som åpenbart vil stille mindre krav til automatikk og ikke minst delastegenskapene til motorene.

7.3.4 Begrensninger i modellen

Motivasjonen til å utvikle en optimaliseringsmodell er å teste hvilken motorsammensetning, som vil gi best økonomisk lønnsomhet og være mest energieffektivt. I tillegg vil det være nyttig å få et overordnet innblikk i hvordan en motorsammensetning i en energisentral bør drives, for at installert kapasitet skal kunne utnyttes best mulig. I konkurranse med andre aktuelle alternativ for energiforsyning anses dette for et viktig moment for at CHP og fjernvarme skal være konkurransedyktig. Det vil som regel oppstå mangler eller

unøyaktigheter i slike modeller, spesielt når en er tvunget til å gjøre forenklinger. En gjennomgang av de viktigste forenklingene synes derfor å være relevant.

Denne modellen beregner maksimalt tre installerte enheter. Simulering av flere enheter, gir en mer kompleks modell. For det aktuelle referanseområdet er varmeetterspørselen så liten at maksimalt tre motorer anses som tilstrekkelig.

I denne modellen er først og fremst den største forenklingen at det ikke er tatt hensyn til start- og stoppkostnader i forbindelse med driften av anlegget. I et energigenererende system er start og stopp forbundet med ulemper som[52]

- ✓ Tomgangsforbruk av brensel under opp- og nedkjøring
- ✓ Mekanisk slitasje
- ✓ Ekstra belastning for personell

Når døgnvariasjonen er forholdsvis stor, se Figur 17 kapittel 4.1.1, er man tvunget til å starte og stoppe motorer i etter hvert som etterspørselen varierer. For at start- og stoppkostnader skal tas hensyn til, er man tvunget til å benytte "dynamisk programmering" eller lignende typer metoder. Dette vil øke kompleksiteten i modellen radikalt, noe som er hovedgrunnen til at dette ses bort fra i dette. Den forenklete modellen gir først og fremst innblikk i hvordan fordelingen av driften mellom to eller tre motorer bør være. I tillegg er det ønskelig å avdekke forskjellige konsekvenser ved for eksempel å installere en stor enhet mot tre mindre. På grunn av at start- og stoppkostnader er oversett i modellen, vil det stilles større krav til planleggingen av driften over lengre tidsintervaller en timesbaserte. I følge [53], bør lengden på optimaliseringsperioden være en uke. I driftsplanleggingen av en type energisentral analysert i denne masteroppgaven, bør det derfor ut i fra en ET-kurve og klare effektfordelingstendenser mellom installerte enheter som modellen gir, planlegges ut fra ukentlig drift. På en slik måte kan en slik modell benyttes i driftsplanleggingen.

Det er ikke lyktes i å fremskaffe reelle virkningsgrader til de motorer som er lagt til grunn i modellen. Det er derfor tatt utgangspunkt i at de største enhetene har noe bedre elvirkningsgrad en de mindre. Dette fordi større enheter kan operere med høyere trykkdifferanser enn mindre enheter[13], som gir større mulighet for å generere mer strøm. Dette er på en annen side kun en inputverdi, slik at det knyttes små problemer med å simulere etter reelle virkningsgrader hvis disse fremskaffes.

Det er heller ikke gjort nøyaktige termodynamiske beregninger på temperaturene i varmegjenvinningsdelen av prosessen. PHR er bestemt på bakgrunn av fordelingen av etterspørselen etter kraft og varme i det aktuelle referanseområdet, noe som bør ses på som en forenkling. Det knyttes dermed usikkerhet til motorenes reelle tekniske og termodynamiske egenskaper.

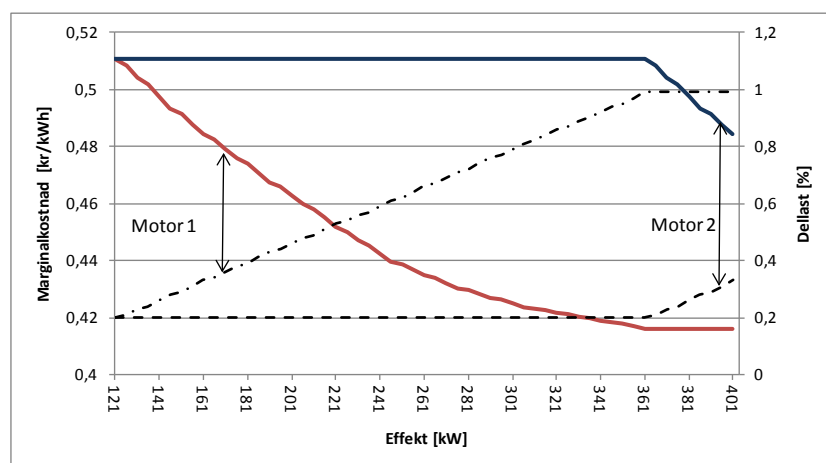
Dimensjoneringen og implementeringen av akkumulatortankene i denne modellen er forenklet. Den gir allikevel et bilde om hvordan akkumulatortanker inkluderes i energisentraler. For en grundig orientering av akkumulering henvises til [26].

Nedre grense for drift av motorene er 20 prosent. Det er ikke gjort nærmere undersøkelser på egenskapene til gassmotorer ved drift under 20 prosent av maksimal kapasitet. Optimalisering i forhold til når det måtte være lønnsomt og å drifte motorer ved lav last kontra stans av drift med utgangspunkt i for eksempel strømprisen, vil bli videre vurdert i anbefalinger til videre arbeid, se kapittel 11.3.

7.4 Simulering med og uten optimalisering

For å gi et nærmere bilde av hvordan optimaliseringen fungerer i praksis, er det i dette delkapitlet utført et eksempel på hvordan marginalkostnadsprinsippet fungerer ved en gitt last. Det er påsett at lasten er for stor til at den kan dekkes av en motor, noe som modellen gjør automatisk. I kapittel 7.3.1.3 ble det vist at det gir en lavere marginalkostnad å drifte færre motorer hvis lasten tillater det.

I det følgende eksempel vi to driftsituasjoner sammenlignes. En situasjon med tilfeldig lastdeling mellom to gassmotorer som tilsvarer case 4, presentert i kapittel 4.2.4, og en optimalisert driftsituasjon ved bruk av marginalkostnadsprinsippet. Lasten er gitt som for en spesifikk time, og er i dette tilfellet $401 \text{ kW}_{\text{th}}$. Figur 34 viser hvordan lasten dekkes når driftsituasjonen er tilfeldig valgt.



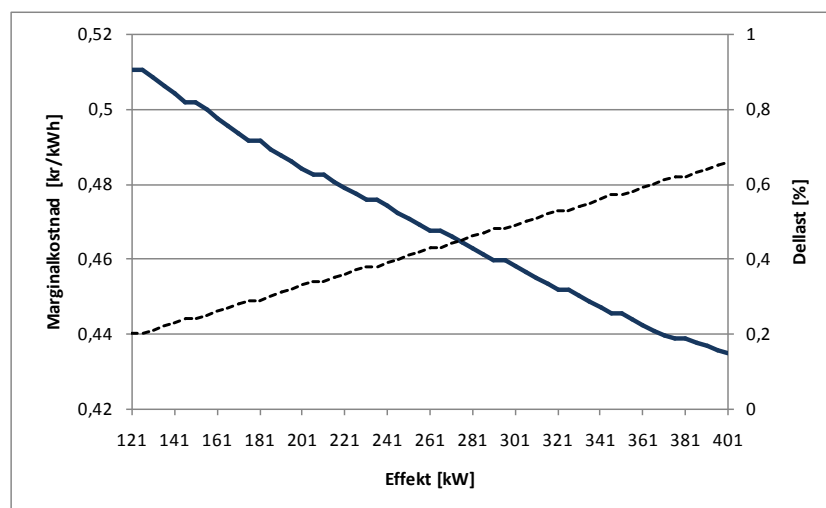
Figur 34: Dellastdrift uten optimalisering

Figur 34 viser hvordan marginalkostnaden og dellastdriften de to gassmotorene med en kapasitet på $200 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{stk}$ (ca $303 \text{ kW}_{\text{th}}$ med en PHR på 0,66) endres som følge av økt last. Begge motorene starter på 20 prosent av maksimal kapasitet, men det er kun det ene som reguleres etter hvert som lasten øker. Den røde og den stiplede linja som er tilknyttet motor 1 viser hvordan marginalkostnaden synker, når motoren øker kapasitet. Når lasten kommer opp til ca $361 \text{ kW}_{\text{th}}$ viser den stiplede linjen at motor 1 har nådd maks kapasitet. Motor 1 dekker i dette øyeblikk ca $300 \text{ kW}_{\text{th}}$ (tilsvarende ca 99 prosent av kapasiteten), mens motor 2

dekker ca 61 kW_{th} (tilsvarende ca 20 prosent av maksimal kapasitet). Ved en ytterligere økning av lasten, må herved motor 2 øke kapasitet, som den stiplede linjen tilknyttet motor 2 viser i Figur 34. For at den gitte lasten på ca 401 kW_{th} i skal dekkes, må i dette tilfellet motor 1 kjøres på nærmest full kapasitet (ca 99 prosent), mens aggregat 2 på kjøres på ca 33 prosent av full kapasitet.

Den røde og blå linjea viser hvordan marginalkostnaden for energiproduksjon synker etter hvert som motorene i systemet øker kapasitet. Dette oppstår som en følge av at virkningsgraden til gassmotorer synker når den kjøres på dellast. Den røde kurven viser tydelig hvordan marginalkostnaden synker relativt fort mellom 20 og 50 prosent dellastdrift, for så å flate mer ut når motoren driftes på mer enn 50 prosent av maks kapasitet. Dette er helt i samsvar med den generelle virkningsgradskarakteristikken i Figur 8, se kapittel 2.3.3.3, og bekrefter at slike gassmotorer bør driftes over 50 prosent av maks kapasitet for at systemet i energisentralen skal være teknisk og økonomisk konkurransedyktig.

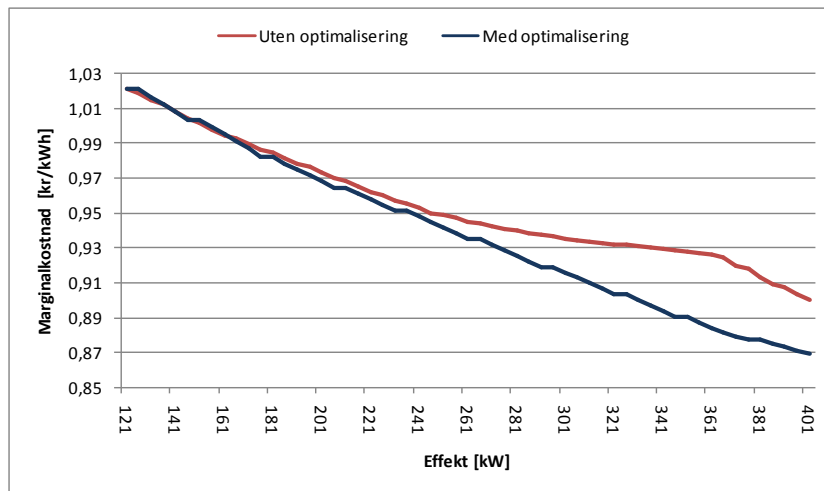
I Figur 35 er driften av de samme to gassmotorene som danner bakgrunnen i Figur 34 optimalisert ut i fra marginalkostnadsprinsippet.



Figur 35: Dellastdrift med optimalisering

Figuren viser at optimal drift inntreffer når de to motorene dekker eksakt halve lasten hver. Grunnen til dette er at de to motorene er helt like både med tanke på kapasitet og virkningsgrad, som er de avgjørende parametrene for å finne optimum. Også i dette tilfellet vil begge motorene starte ved 20 prosent av maks kapasitet når lasten tilsvarer 121 kW_{th}. Når lasten nå øker vil kapasiteten i de to gassmotorene oppjusteres helt likt, slik at de totalt sett dekker lasten, som den stiplede linja i Figur 35 viser. For å dekke den gitte lasten på 401 kW_{th} viser Figur 35 at de to motorene driftes på ca 66 prosent/stk av maksimal kapasitet.

Figur 36 viser hvordan den totale marginalkostnaden for systemet på to like gassmotorer med en kapasitet på 200 kW_{el}/stk endres med og uten optimalisering når lasten øker, og dermed driften av gassmotorene øker mht kapasitet.



Figur 36: Sammenligning av total marginalkostnad med og uten dellastdrift

Driften vil ut i fra disse beregningene bli 3 prosent billigere per kW_{th} etterspurt last, hvis systemet optimaliseres for en last på 401 kW_{th}. Figuren viser også at forskjellen er enda større hvis lasten er 361 kW_{th}. Det vil si når motor 1 drives på nesten full kapasitet, mens motor 2 drives på 20 prosent av full kapasitet. Størrelsen på besparelsen vil naturlig nok variere etter etterspørselen av varme, og være et viktig bidrag til at et CHP-anlegg skal kunne være økonomisk konkurransedyktig i forhold til andre aktuelle alternativer for energiforsyning.

I vedlegg 12.9 er det lagt en utskrift av en tabell for hvordan opplastingen med og uten optimalisering foregår. Tabellen danner grunnlag for Figur 34, Figur 35 og Figur 36.

Kapittel 8

8 Økonomiske analyser

Det viktigste grunnlaget for en beslutning vedrørende om et prosjekt skal realiseres, vil alltid være om det er økonomisk lønnsomt. Slik vil det også være for energiutbyggingsprosjekter. På grunn av vannkrafthegemoniet i Norge, se kapittel 2.1, har det vært utfordrende for alternativ kraftproduksjon å oppnå lønnsomhet. For å tilfredsstille et stadig større energibehov, har myndighetene i Norge gjennom blant annet Enova, se kapittel 6.1, og grønne sertifikater, se kapittel 6.9, innført støtteordninger til alternativ energiproduksjon for å gi lønnsomhet. Gjennom dette kapitlet skal det utføres økonomiske analyser av hvert case presentert i kapittel 4.2. Dette innebærer lønnsomhetsanalyser og følsomhetsanalyser.

8.1 Introduksjon

I alle lønnsomhetsanalysene i dette kapitlet, vil metodene presentert i kapittel 6 benyttes. Dette vil gi en god oversikt over hvilket av de sju casene presentert i kapittel 4.2, som vil være å anbefale som energiforsyning i det aktuelle referanseområdet. Når det beste alternativet er funnet gjennom lønnsomhetsanalysene, velges dette til videre arbeid og vurdering i denne masteroppgaven. Det er mange faktorer som spiller inn i lønnsomhetsanalysen for et energiforsyningsprosjekt, se kapittel 6. For å danne en forståelse for hvilke endringer som påvirker lønnsomheten i størst grad, vil også følsomhetsanalyser bli betraktet i dette kapitlet. Noen av de viktigste parametrene i denne kontekst, vil være variasjoner i prisen på elektrisitet, varmeprisen og prisen på brensel, i dette tilfellet gass. I tillegg vil det være aktuelt å se nærmere på hvordan grønne sertifikater vil påvirke lønnsomheten ved bruk av biogass.

Et av hovedmålene for denne oppgaven er å sammenligne energiforsyning med CHP og fjernvarme med andre energiforsyningsalternativer. Dette vil også bli utført på bakgrunn av økonomiske betraktninger. Hovedfokuset for oppgaven har hele tiden vært ment å være

CHP i tilknytning til fjernvarme. Dette betyr at det ikke er lagt betydelig med ressurser i å analysere økonomi i andre energiforsyningsalternativ. Flere energiforsyningsalternativ, som for eksempel varmepumpe og bioanlegg, er imidlertid etter hvert godt utbredt i Norge. Det finnes derfor flere referanseverdier som vil danne et godt sammenligningsgrunnlag. Kun det beste caset med CHP og fjernvarme vil sammenlignes med andre energiforsyningsalternativer, både hva gjelder økonomi, og videre betraktninger med tanke på primær energibruk og CO₂-utslipp som følge av energiforsyning skal vurderes.

Til sist i dette kapitlet, vil det gis en oppsummering av resultatene og betraktninger rundt CHP i en diskusjonsdel.

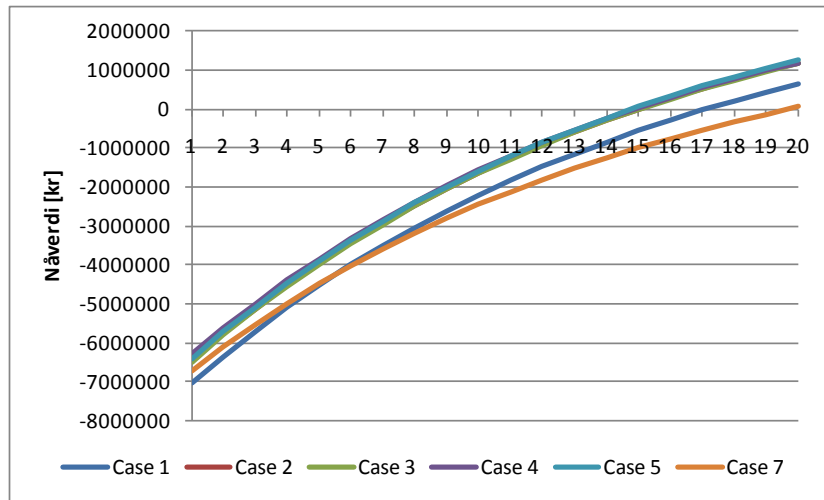
8.2 Resultat del 1 – Lønnsomhetsanalyse

Lønnsomhetsanalysen vil bli utført ved hjelp av tre relevante metoder for fremskaffing av de mest aktuelle økonomiske indikatorer for alle sju casene presentert i kapittel 4.2. Teorien bak metodene er presentert i kapittel 6. Etter fullføring av de økonomiske analysene, vil det samlet sett mest økonomisk gunstige case representere CHP i tilknytning til fjernvarme for videre sammenligning med andre energiforsyningsalternativ.

Den årlige gjennomsnittlige områdeprisen i Trondheim i 2008 var i følge NordPool på ca 0,42 kr/kWh, noe som er en nokså høy elpris. I 2009 var områdeprisen på ca 0,31 kr/kWh. Samtidig er også prisen på gass høy i 2008, se Figur 24. En forholdsvis jevn korrelasjon mellom gasspris og kraftpris, gir en realistisk balanse mellom inntekter og utgifter i dette systemet. Varmeprisen er hentet fra den nåværende varmesentralen i den aktuelle referansekommunen. Prisene er gradert som fortrolige opplysninger.

8.2.1 Nåverdibetraktninger av aktuelle case

Nåverdibetraktningene er gjort med gjennomsnittlige energipriser fra referanseåret 2008. Dette betyr at det opereres med konstante kontantstrømmer gjennom den økonomiske levetiden til systemet. Den økonomiske levetiden er satt til 20 år, som er i samsvar med typiske verdier for CHP-anlegg, se kapittel 6.1.2. Figur 37 viser diskontinerte kontantstrømmer år for år i den økonomiske levetiden for casene med gassmotor.



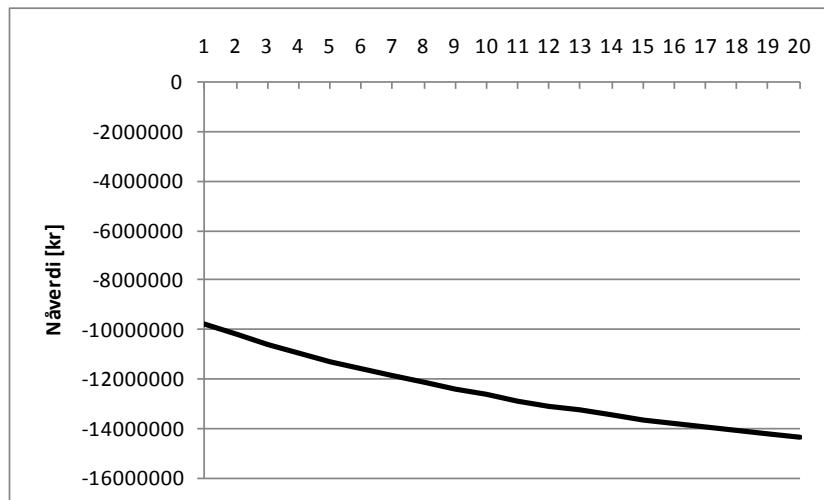
Figur 37: Nåverdier av aktuelle case

Figuren viser at alle casene med gassmotor har en positiv nåverdi, som indikerer lønnsomhet i prosjektene. Det er to case som skiller seg negativt ut i forhold til de andre, og det er case 1 og case 7. Case 1 har ikke installert akkumulatortanker, mens case 7 består av kun en gassmotor. Det er lite som skiller case 2 - case 5, men best avkastning gir case 5.

Bruk av akkumulatortanker betyr dermed en avkastning som er dobbelt så høy i forhold til et alternativ uten akkumulatortanker. Bakgrunnen for dette er at det oppnås en langt mer stabil driftssituasjon, se kapittel 7.3.3. Dette gjør man kan utnytte installert kapasitet i langt større grad, i tillegg til spart investeringskostnad på grunn av lavere effektinstallasjon.

Ved å installere kun en motor reduseres avkastningen med ytterligere 50 prosent. Ved å installere kun en gassmotor, tvinges man til å delastregulere motoren i store deler av året på grunn av store svingninger i varmeetterspørselen. I tillegg vil anlegget få færre driftstimer gjennom året på grunn av restriksjonen som omhandler stopp av anlegget når lasten er mindre en 20 prosent av den minste installerte enhet.

Figur 38 viser nåverdibetraktningen for case 6, med gassturbin.

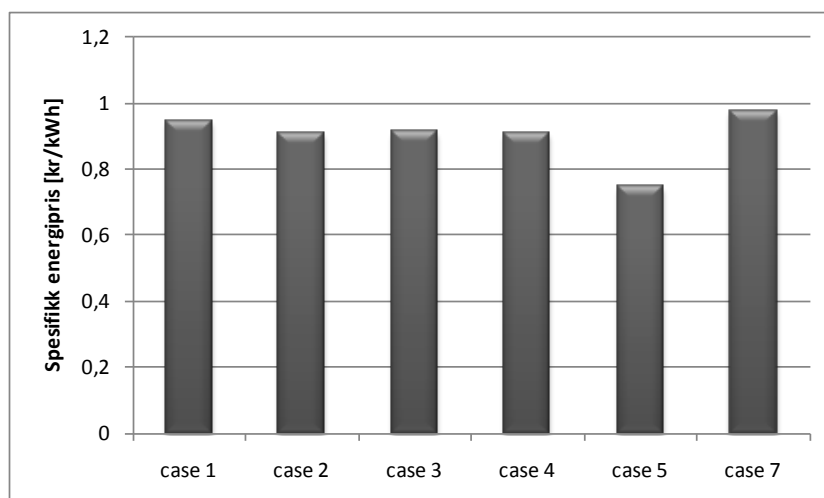


Figur 38: Nåverdi av case 6

Dette prosjektet vil som Figur 38 viser aldri gi lønnsomhet. Gassturbiner har forholdsvis høye investeringskostnader for mindre enheter, se kapittel 2.3.2, som gjør at det stilles større krav til økonomisk gunstig drift av anlegget. Når varmeetterspørselen da svinger i så stor grad som den vil gjøre når forbrukeren er en sammensetning av bygg som i det aktuelle referanseområdet, er man tvunget til å dellastregulere gassturbinen i store deler av året. Dette vil ikke være en gunstig driftssituasjon med tanke på dellastegenskapene til gassturbiner, se Figur 6 kapittel 2.3.2.3. Bakgrunnen til den negative nåverdien for gassturbinen vil derfor være høye investeringskostnader i kombinasjon med uheldig drift av anlegget.

8.2.2 Spesifikk energipris av aktuelle case

Den spesifikke energiprisen illustrerer hvordan de årlige kostnadene i forhold til levert energi vil være for de ulike case.



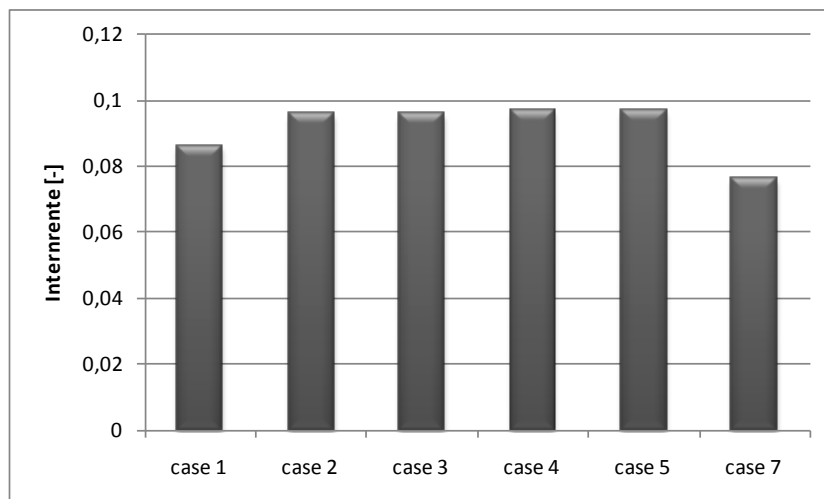
Figur 39: Spesifikk energipris til de aktuelle case

Figur 39 viser at case 1 og case 7 kommer dårligere ut enn de andre case også for spesifikk energipris. Dette betyr økt sårbarhet for prosjektet hvis det skulle forekomme prisvariasjoner på driftskostnader og kapitalkostnader for prosjektet. Skulle det for eksempel forekomme et hopp i gassprisen, vil case 7 i større grad være avhengig av et tilsvarende hopp i elprisen eller varmeprisen for å ivareta lønnsomheten i prosjektet. I et prosjekt tilsvarende case 7 kreves det derfor meget stor nøyaktighet i planleggingen innkjøp av brensel. Case 5 kommer i likhet med nåverdibetraktningen også best ut med hensyn på spesifikk energipris.

Spesifikk energipris for casen med gassturbin tilsvarer 1,68 kr/kWh.

8.2.3 Internrentebetraktninger av aktuelle case

Kravet for å få tildelt stønad fra Enova, var en kalkulasjonsrente på minimum 8 prosent før skatt, se kapittel 6.1. Figur 40 viser internrentefoten til de aktuelle case.



Figur 40: Internrente for aktuelle case

Figuren viser at alle case foruten case 7, oppfyller kravet fra Enova på 8 prosent. Dette betyr at prosjektene har rett på stønad fra Enova, hvis prosjektene oppfyller de resterende rammevilkår. Case 5 har sammen med case 4 høyest internrente, selv om det er meget lite som skiller den fra case 2 og 3.

Internrenten for case 6, med gassturbininstallasjonen er ikke gyldig, fordi prosjektet ikke gir lønnsomhet. I praksis betyr dette at ingen rente gir positiv nåverdi.

Internrenten er beregnet iterativt i VBA. Kodene finnes i vedlegg 12.10.

8.2.4 Sammendrag av lønnsomhetsanalyse

For videre utredning velges case 5 på bakgrunn av best lønnsomhet. Casen består av en sammensetning av to gassmotorer på henholdsvis 388 kW_{el} og 120 kW_{el}, i tillegg til en akkumulatortank. Dette caset gir marginalt bedre resultater en case 4 som består av to like

gassmotorer på 200 kW_{el}, i tillegg til en akkumulatortank. Fordelen ved case 5, er at motoren på 120 kW_{el} kan levere både varme og el i perioder med lav etterspørsel sammenlignet med en motor på 200 kW_{el}. Dette gir lengre driftstid for hele systemet, og øker dermed omsetningen over et helt år. Case 5 oppnår en driftstid på ca 6100 timer/år, mens case 4 oppnår ca 5850 timer/år. Dette gir en større innvirkning på lønnsomheten enn investeringskostnadene, på bakgrunn av at case 4 har lavere investeringskostnader enn case 5. Tabell 15 viser et sammendrag over den økonomiske analysen for de 7 casene.

Tabell 15: Sammendrag av økonomisk analyse

	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4	Case 5	Case 6	Case 7
Nåverdi	633717	1181969	1168616	1179597	1246162	-14328326	220929
Spes en	0,945	0,909	0,910	0,909	0,905	1,68	0,973
Int.rent	0,086	0,096	0,096	0,097	0,097	-	0,076
Driftstid	6104	6104	6442	5856	6104	5100	5100

Case 6, med installert gassturbin har vist seg å være et tapsprosjekt. Bakgrunnen til dette er høye investeringskostnader og svak dellastregulering. På grunn av at gassturbiner heller ikke er spesielt utbredt for mindre enheter, begrenses også muligheten for installasjon av to eller tre mindre enheter for en jevnere drift. Gassturbiner vil være mer aktuelt for større installasjoner, der teknologien vil komme bedre til sin rett, se kapittel 2.3.2.

Lønnsomhetsanalysen har også avdekt fordelene ved bruk av akkumulatortanker i sammenheng med CHP i energisentraler. I Tabell 15 kommer det tydelig fram at bruk av akkumulatortanker gir en dobling av diskontinert profitt, ved en sammenligning av case 1 og case 5. Dette til tross for at driftstiden for de to casene er den samme. Hovedårsaken til dette er en langt jevnere drift i tillegg til lavere investeringskostnader. For en detaljert beskrivelse av betydningen jevnere drift, henvises til kapittel 7.3.3.

Lønnsomheten for case 7, med en installert gassmotor gir kun 18 prosent av lønnsomheten til case 5 med to gassmotorer installert. Bakgrunnen for dette, er at installasjon av en motor stenger for muligheten til optimalisering av drift mellom to eller flere enheter ut fra lasten. I case 7 vil motoren på 486 kW_{el}, langt oftere tvinges til en drift på under 50 prosent av maksimal kapasitet, og vil dermed operere med en lavere virkningsgrad i lengre perioder. I tillegg vil driftstiden begrenses av at motoren bør stanses for lavere kapasiteter en 20 prosent.

Tabell 15 viser også at case 3, med lengst driftstid har lavere lønnsomhet enn for eksempel case 2. Begge casene har installert tre gassmotorer, med nokså like investeringer. Bakgrunnen til dette resultatet er at case 3 har en mer optimal sammensetning, og evner

lavere brenselkostnader. Dette gir en bedre årlig totalvirkningsgrad for case 2 enn for case 3.

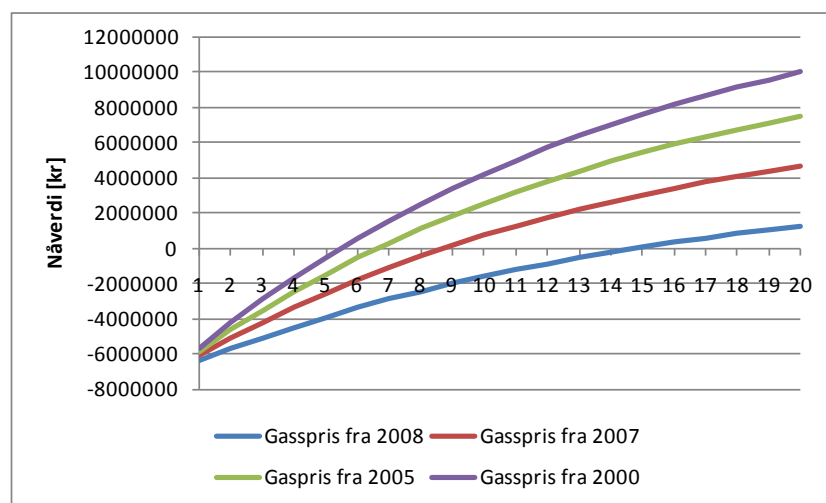
Selv om case 2, 3, 4 og 5 gir en profitt på over en million kroner, kan ikke dette betraktes som veldig lønnsomme prosjekter. Tilbakebetalingstiden er som Figur 37 viser, på ca 14 – 15 år, noe som regnes som vel lang tid i en øksammenheng.

8.3 Resultat del 2 – Følsomhetsanalyse

For å kartlegge hvordan endringer i sentrale parametere som påvirker energiproduksjonen i energisentralen, utarbeides en følsomhetsanalyse. I kapittel 8.2 ble det avdekt at case 5 kom best ut i lønnsomhetsanalysen av casestudien. Denne velges dermed som referanse i følsomhetsanalysen.

8.3.1 Endringer i brenselpriser

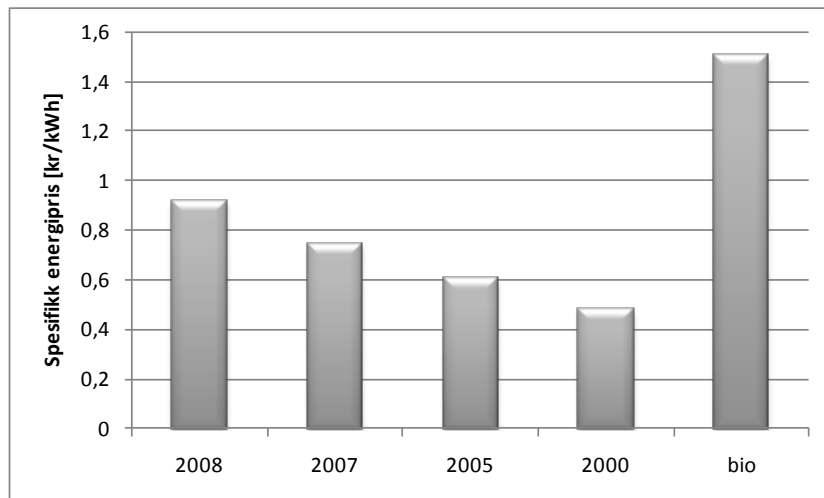
Prisen på naturgass har i de senere år økt betraktelig på det europeiske markedet, se Figur 24 kapittel 6.7.2. Etter 2008 har imidlertid finanskrisen rystet verdensøkonomien, og energiprisene har falt betraktelig. Dette betyr at gassprisene fra år 2000 fram til i dag er representativt. Figur 41 viser hvordan nåverdien for case 5 stiger når gassprisen synker. Prisene på gass finnes i Figur 24, se kapittel 6.7.2.



Figur 41: Nåverdibetraktning ved endring i gasspris

Figuren viser at gassprisene vil ha stor innvirkning på lønnsomheten i anlegget. Med gasspriser fra 2000, vil nåverdien være på 10 millioner kroner med nedbetalingstid på i overkant 5 år. Dette vil anses som et godt og lønnsomt prosjekt. Dagens gasspris ligger i følge Henry Hub, på ca nivå med prisen fra 2004[55]. Dette vil gi en lønnsomhet på mellom 8 og 10 millioner ut fra Figur 41. Over en periode på 20 år, som er antatt økonomisk levetid for prosjektet, vil prisen på gass åpenbart variere, og en variabel kontantstrøm bør tas høyde for i nærmere økonomiske analyser. Dette illustrerer uansett viktigheten i å handle gass på riktig

tidspunkt i forhold til å oppnå god lønnsomhet i et slikt prosjekt. Figur 42 viser hvordan spesifikk energipris endres som følge av endringen i prisen på gass.

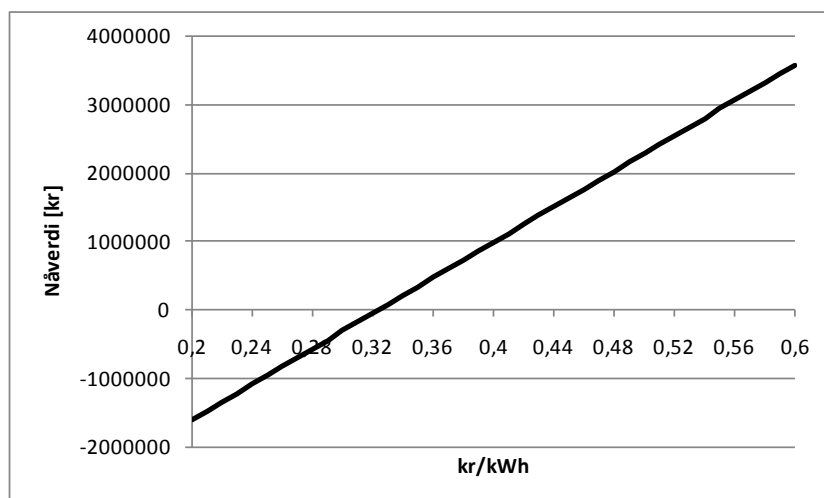


Figur 42: Spesifikk energipris ved endring i gasspris

Figuren viser tydelig hvordan en lavere brenselkostnad bidrar til at kostnadene per leverte energienhet synker når gassprisen synker. Når kostnadene for å produsere kraft og varme syker, vil profitten i prosjektet øke hvis prisene på salgsvaren er konstant. Figuren viser også hvordan en meget høy pris på oppgradert biogass bidrar til store produksjonskostnader i anlegget. Når den samlede prisen på varme og gass normalt ligger lavere en 1,5 kr/kWh, er det åpenbart at et CHP-anlegg basert på høye biogasspriser ikke vil gi lønnsomhet.

8.3.2 Endringer i elprisen

Prisen på elektrisitet vil i stor grad variere gjennom et helt år, i tillegg til at det er til dels store prisforskjeller ut i fra geografisk beliggenhet. Figur 43 viser nåverdien av case 5 som funksjon av elprisen. De andre prisvariablene er satt til referanseåret 2008.

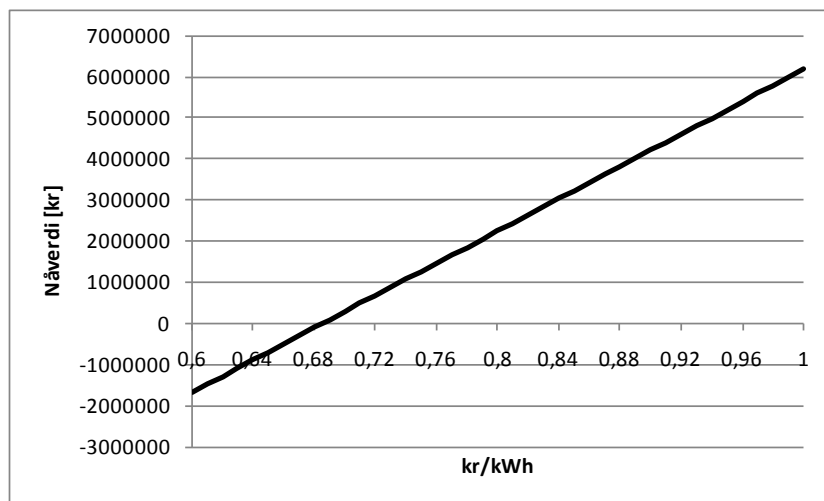


Figur 43: Nåverdien som funksjon av elprisen

Figuren viser at elprisen kan gi utslag på om prosjektet er lønnsomt eller ikke. For elpriser under 0,30 kr/kWh, vil ikke dette prosjektet være lønnsomt med gasspriser og varmepriser fra 2008. Gjennomsnittlig elpris i Bergen i 2008, var i følge Nordpool på ca 0,32 kr/kWh, som verken hadde gitt tap eller gevinst for prosjektet. Områdeprisen i Trondheim var samme år ca 0,42 kr/kWh, som vil gi en gevinst på overkant 1 million kroner over 20 år. Dette er tilsvarende nåverdi som er gjengitt i Figur 37 for case 5.

8.3.3 Endringer i varmepris

Varmeprisen bestemmes av varmelieferandøren, men det er nedfelt i energiloven at fjernvarmeprisen skal være billigere enn billigste alternativ av elektrisk oppvarming eller oljefyring, se 6.7.1. Figur 44 viser hvordan nåverdien endrer seg som funksjon av varmeprisen.



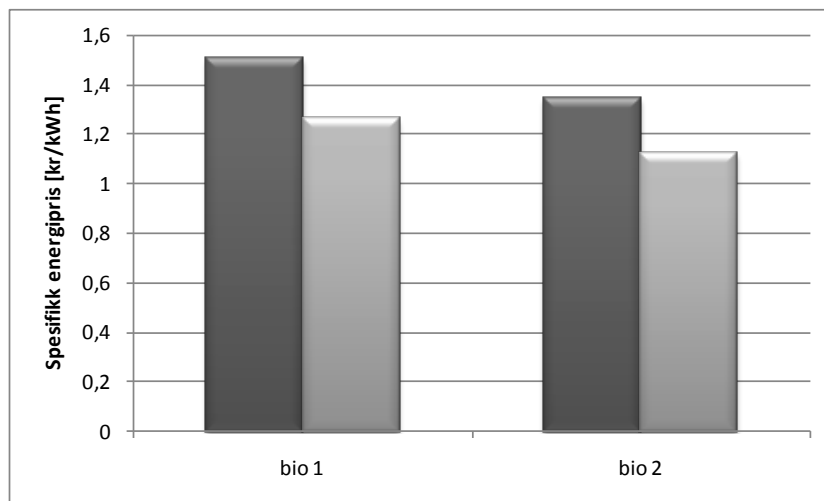
Figur 44: Nåverdi som funksjon av endring i varmeprisen

Figuren viser at varmeprisen må stige over 0,68 kr/kWh for at case 5 skal gi lønnsomhet, med 20 års økonomisk levetid for anlegget. Det er da tatt høyde for gasspriser og elpriser fra referanseåret 2008. Varmeprisen vil i likhet med gassprisen og elprisen variere gjennom et år. Vanligvis bestemmes varmeprisen gjennom tariffen en gang per måned, noe som gir litt mer forutsigbarhet enn endring i elprisen, som varierer time for time.

Stigningsverdien i Figur 44 er høyere enn stigningsverdien i Figur 43. Dette indikerer at en endring i varmeprisen gir større utslag for lønnsomheten i prosjektet enn endring i elprisen. Dette kan forklares ut fra at varmeprisen i utgangspunktet er høyere fordi at nettleie tilsvarende den totale elpris er medregnet, se kapittel 6.7.1. I tillegg produseres det flere energienheter varme enn el i dette spesifikke anlegget. Uansett vil varmeprisen ofte korrespondere med prisen på elektrisitet fordi varmelieferandøren ofte kalkulerer varmeprisen ut fra prisen på elektrisitet.

8.3.4 Innføring av grønne sertifikater

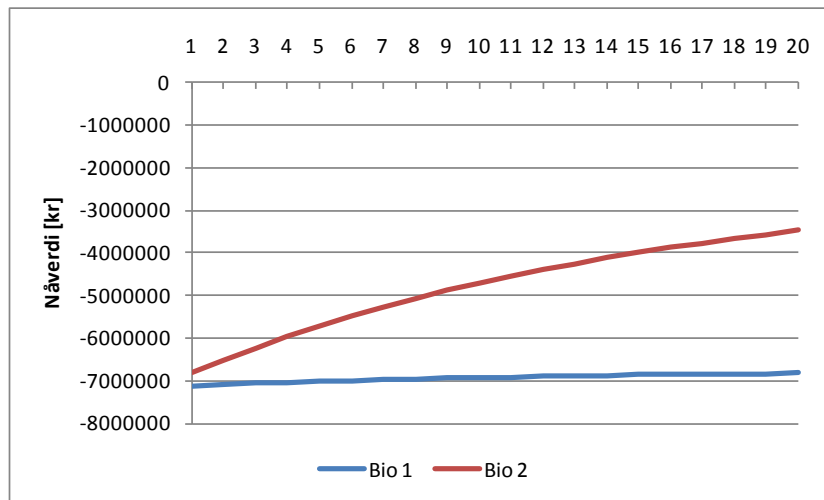
I 2009 ble samarbeidsavtalen vedrørende et felles marked for grønne sertifikater underskrevet av Norges olje- og energiminister og Sveriges næringsminister. Grønne sertifikater innebærer at produsenter av fornybar energi får tildelt sertifikater, og forbrukere tvinges til å kjøpe sertifikatene når de kjøper elektrisitet. Dermed skapes en etterspørsel etter sertifikatene, og det er skapt et marked, se kapittel 6.9. Ved bruk av CHP basert på gasmotorer, kreves dermed at det benyttes biogass. På grunn av høy pris på biogass, har det vist seg at det vil være umulig å oppnå lønnsomhet i de ulike case, uten noen form for støtteordning. Ved å innføre grønne sertifikater, med en sertifikatpris på 0,25 kr/kWh, vil spesifikk energipris bli som vist i Figur 45.



Figur 45: Spesifikk energipris med endring i prisen på biogass

Figur 45 viser hvordan spesifikk energipris vil variere når prisen på biogass varierer fra 6,75 kr/kg og 5,8 kr/kg for henholdsvis bio 1 og bio 2. Den lyse søylen viser at den spesifikke energikostnaden synker når grønne sertifikater innføres.

Figur 46 viser nåverdien av case 5 basert på biogass med samme prisene som gjelder i Figur 45.



Figur 46: Nåverdi av CHP-anlegg basert på biogass inkludert grønne sertifikater

Figuren viser at selv med innføring av en grønn sertifikatordning, vil ikke dette prosjektet være lønnsomt med energipriser fra referanseåret 2008, som var et år med forholdsvis høye elpriser og varmepriser. Bakgrunnen for dette er høye driftskostnader som følge av høye priser på biogass. 5,8 kr/kg er den laveste prisen på oppgradert biogass som der er lyktes i å fremskaffe.

8.4 Resultat del 3 - Sammenligning med andre energiforsyningsalternativ

Gjennom denne masteroppgaven har hovedfokuset vært på CHP i kombinasjon med fjernvarme. Mye arbeid har blitt lagt i å optimalisere og effektivisere et CHP-anlegg i så stor grad, at det på en best mulig måte skal bli konkurransedyktig i forhold til andre energiforsyningsalternativ. Mens CHP er en teknologi som er minimalt utbredt som energiforsyningsalternativ til bygg i Norge, finnes det alternative teknologier som er langt mer kommersialisert. Dette gjelder i første omgang bio- og pelletsanlegg og varmepumpe. Det er ikke valgt å fokusere på elektrisk oppvarming og oljefyrt oppvarming, da disse alternativene er på vei til å bli utdatert.

På bakgrunn av dette er det valgt å gjøre en sammenligning av CHP-anlegget i case 5 med en varmepumpeinstallasjon og energiforsyning ved bruk av en biokjel. For varmepumpa og biokjelen er det innhentet erfaringstall fra to forskjellige dokumenter. Begge referansene er relevant i forhold til størrelse på installert effekt.

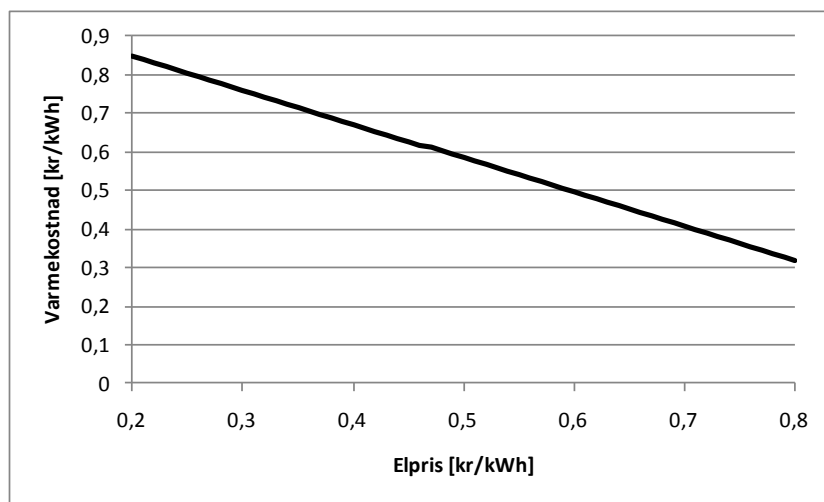
- ✓ Referanse 1: En forstudie av et fjernvarmeprosjekt på Brekstad fra 2006, utarbeidet av Tempero energitjenester a/s [30]
- ✓ Referanse 2: Håndbok for kostnader ved produksjon av kraft og varme, utarbeidet av NVE fra 2007 [31]

For at CHP-anlegget produserer elektrisitet i tillegg til varme, og de merkostnadene dette måtte medføre, må produksjon og salg av elektrisitet plukkes ut av den spesifikke energiprisen som ligger til grunn for Figur 42, se kapittel 8.3.1. Dette vil medføre mindre årlige kostnader, men også mindre salg av energienheter i form av elektrisitet. Investeringen for fjernvarmenettet og kundesentralen må også trekkes ut fra sammenligningen, da dette ikke er kalkulert inn i referanse 2. Dette vil uansett være det samme for alle varmforsyningsalternativ. Tabell 16 viser varmekostnaden for de to referansene.

Tabell 16: Varmekostnad for referanser

	VP - ref 1	VP - ref 2	Bio - ref 1	Bio - ref 2
Varmekostnad [øre/kWh]	35,8	31,2	42,3	44,3

Tabellen viser at varmekostnaden for bruk av varmepumpe er lavere enn for bruk av biokjel i energisentralen. Når det gjelder CHP-installasjonen i case 5, vil varmeprisen variere etter endringer i prisen på elektrisitet. Dette er vist i Figur 47.



Figur 47: Variasjon i varmepris som funksjon av endring i elprisen

Figuren viser at varmeprisen vil synke etter hvert som elprisen stiger. Dette forklares ut fra at kostnadene tilknyttet elproduksjon trekkes ut for å kalkulere varmekostnaden, og dermed vil en stigning i elprisen øke leddet som trekkes ut når elektrisitetsproduksjonen er konstant. Dermed minsker årlige kostnader. For en elpris på 42 øre/kWh, viser Figur 47 at varmeprisen for case 5, vil ligge godt over både biokjelen og spesielt varmepumpeinstallasjon fra Tabell 16. Hvis det skulle oppstå en økning i elprisen vil varmekostnaden for CHP-anlegget synke betraktelig. Varmekostnaden for varmepumpa vil derimot stige, fordi kompressoren som driver en varmepumpe er elektrisk, og vil dermed påvirkes av elprisen. Varmekostnaden for biokjelen påvirkes ikke av elprisen, og vil dermed ligge konstant ved endringer. Dette betyr at

en stigning i elprisene til over 50-60 øre/kWh, vil gjøre at varmeprisen for CHP-anlegget er konkurransedyktig.

8.5 Diskusjon

For å øke konkurransefortrinnet til et system med CHP i kombinasjon med fjernvarme, er valg av teknologi i forhold til mengden produsert energi spesielt viktig. Gjennom en detaljert utredning av de ulike kommersielle CHP-teknologier i kapittel 2, ble det klart at egenskapene til gassmotorer egner seg godt for mindre anlegg. Når det ble valgt å utrede energiforsyning i tilknytning til mindre fjernvarmesystemer, ble det naturlig å fokusere nærmere på gassmotorer. For å illustrere ulikheter mellom ulike teknologier, var det også en hensikt å utrede et eksempel med bruk av gassturbin.

Valg av teknologi og størrelse på et fjernvarmeanlegg, gir ikke en fullstendig evaluering av CHP i kombinasjon med fjernvarme. Installert effekt i forhold til energietterspørsel må tas i betraktning for at et energisystem skal være økonomisk konkurransedyktig i forhold til andre alternativer. For å finne et mest mulig økonomisk gunstig og konkurransedyktig CHP-anlegg basert på gassmotor, ble det satt sammen ulike kombinasjoner i seks forskjellige case, i tillegg til et case basert på gassturbin. I tillegg ble det foretatt et valg om å kartlegge den økonomiske og energieffektive konsekvensen av å inkludere akkumulatortanker i systemet. I fem av de sammensatte case, ble det vurdert en installasjon av to eller flere enheter. I kapittel 7.4 ble tilfeldig drift av en motorsammensetning demonstrert gjennom simulering i den utarbeidede simuleringsmodellen. I en sammenligning med optimal drift, basert på marginalkostnadsprinsippet, ble det avdekket at marginalkostnaden for optimal drift var lavere enn tilfeldig drift i en energisentral med to eller flere installerte enheter. For at CHP i kombinasjon med fjernvarme skulle få økt konkurransefortrinnet i forhold til andre energiforsyningsalternativ, var det derfor ønskelig å optimalisere driften av sammensatte enheter i energisentralen.

Figur 36 i kapittel 7.4 viser at en optimalisering gir en brenselkostnad som er 4,25 øre/kWh mindre enn et system der driften er tilfeldig valgt, for en gitt last på 361 kW_{th}. Nå svinger ulikheten mellom optimalisert drift og tilfeldig drift ut i fra størrelsen på lasten, men hvis dette er et utgangspunkt som er representativt for resten av året, vil besparelsen på å optimalisere driften av motorsammensetningen være på ca 80 000 kroner per år. Dette ville ha økt spesifikk varmepris for systemet med CHP, se Figur 47 i kapittel 8.4, som er grunnlaget for sammenligning med andre energiforsyningsalternativer, med ca 10 prosent. Det skal nevnes at besparelsen er enda større hvis to eller flere motorer er i drift i tilfeller der lasten er lav nok til at en eller færre motorer er i drift. På bakgrunn av dette ble driften av gassmotorene i de fem case med to eller tre enheter optimalisert på bakgrunn av brenselkostnadene.

I resultat del 1 ble følgende hovedmomenter avdekt

- ✓ Lite skillnad i lønnsomhet mellom casene med to eller flere installerte gassmotorer.
- ✓ Bruk av akkumulatortanker gir bedre lønnsomhet enn system uten akkumulatortanker
- ✓ Sammenkobling av to eller flere motorer gir bedre lønnsomhet enn en installert motor
- ✓ Benyttelse av gassturbin for mindre systemer, som i et mindre fjernvarmeanlegg som forsyner ulike typer bygninger, ikke medførte lønnsomhet.
- ✓ Bruk av biobrensel i CHP-anlegg gir ikke lønnsomhet uten støtteordninger.

Det viste seg å være lite som skilte case 2, 3, 4 og 5 fra hverandre i lønnsomhetsbetraktninger. Bakgrunnen for dette er at installert effekt er forholdsvis liten i forhold til å seriekoble to eller tre motorer i et system. Det er overveiende stor sannsynlighet for at det ville ha oppstått mer spredning i lønnsomheten til en ulik motorsammensetning hvis energiforsyningsanlegget hadde vært betraktelig større. I tillegg vil det være lite som skiller de tekniske egenskapene til motorer som er forholdsvis lik i størrelse. En større spredning i størrelsen på motorene hadde gitt større ulikheter i motorenes tekniske egenskaper. Dette anses som en viktig faktor, da elvirkningsgraden bestemmes ut fra motorens tekniske egenskaper. Det skal i denne sammenheng nevnes at detaljene rundt egenskapene til motorene som er benyttet som referanse i denne masteroppgaven ikke er fremskaffet. Det er kun benyttet erfaringstall ut fra motorstørrelse. Det er imidlertid enkelt å benytte optimaliseringsmodellen hvis de tekniske detaljene fremskaffes.

Ved å bruke akkumulatortanker øker diskontinert kroneverdi med ca 100 prosent i forhold til et system uten akkumulatortanker. Bakgrunnen for dette er sparte investeringskostnader i forhold til mindre installert effekt, og en langt jevnere drift av anlegget. Hvis akkumulatortanker inkluderes i systemet vil arbeidsområdet til de installerte enheter bli mindre, og anlegget kan driftes med en langt høyere virkningsgrad. Dermed oppnår man lavere brenselkostnader i forhold til levert energi. Dette er tydelig beskrevet i kapittel 7.3.3.

Sammenkobling av to eller flere motorer i energisentralen gir en diskontinert kroneverdi som er over 24 ganger større enn installasjon av en motor. Dette illustrerer forskjellen mellom case 5 og case 7, med henholdsvis to og en installert motor i systemet. I begge case var det supplert med akkumulatortanker. Bakgrunnen for det store lønnsomhetsforskjellen kan gjenspeiles gjennom to hovedgrunner. Installasjon av to eller flere motorer gir større fleksibilitet i forhold en driftsituasjon tilpasset etterspørselen. Hvis en motor installeres tvinges denne til dellastregulering i store perioder av året, noe som medfører betraktelig fall i årlig virkningsgrad. Når det er to mindre motorer installert, kan driften av disse tilpasses lasten i mye større grad.

Et lite eksempel gir en god forklaring; gitt en last på 200 kW. En installasjon med to gassmotorer på 200 kW åpner for at en motor står, mens den andre driftes på full kapasitet, noe som gir maksimal virkningsgrad og dermed lave driftskostnader i forhold til levert energi. En installasjon med en gassmotor på 400 kW, tvinger motoren til dellastdrift på 50 prosent av maksimal kapasitet, noe som gir langt dårligere virkningsgrad og dermed høyere

driftskostnader i forhold til levert kapasitet. I tillegg til dette kan installasjonen av to mindre gassmotorer levere energi ved lavere etterspørsel enn en større motor, noe som gir lengre driftstid gjennom et år.

Bakgrunnen for at et CHP-anlegg basert på en gassturbin ikke førte til lønnsomhet i dette prosjektet er to viktige årsaker. For det første har gassturbiner forholdsvis høy investeringskostnad, spesielt for mindre installasjoner. Gassturbiner er dermed bedre egnet for større anlegg, der kapitalkostnadene utgjør en mindre del i forhold til levert energi. Dette kommer tydelig fram i Figur 20, se kapittel 5.6, der investeringskostnadene mellom de utvalgte casene sammenlignes. For det andre har gassturbinssystemer generelt dårligere dellastegenskaper enn gassmotorer, noe som kommer tydelig fram i Figur 2 fra kapittel 2.2.5, Figur 6 fra kapittel 2.3.2.3 og Figur 8 fra kapittel 2.3.3.3. Når varmeetterspørselen varierer så mye som i et fjernvarmesystem bestående av bygninger med ulikt bruksmønster, vil dellastegenskapene til gassturbinen sørge for lav virkningsgrad gjennom store deler av året. Gassturbiner anbefales derfor i større anlegg med en mer stabil etterspørsel, som for eksempel i industrisammenheng.

Bruk av biogass har vist seg å gi negativ nåverdi, som betyr tap for prosjektet. Bakgrunnen for dette er prisen på biogass. For at biogassen skal leveres med samme brennverdi som naturgass, må den oppgraderes. Denne oppgraderingsprosessen koster mye energi, og blir dermed kostbar å gjennomføre. Den laveste kostnaden for å fremstille oppgradert biogass er i følge en svensk rapport[28] 3,9 kr/Nm³, som tilsvarer ca 40 øre/kWh med samme egenskaper som naturgass. I tillegg kommer fortjeneste ved salg. Hvis anlegget drives på biogass som ikke er oppgradert, tvinges man til å forbrenne dobbelt så mye biogass som naturgass for å levere samme mengde energi. Dette koster åpenbart også penger. Uten støtteordninger er dermed biogass ikke økonomisk konkurransedyktig til naturgass i CHP-anlegg. Det er ikke tatt høyde for CO₂-avgift på CHP-anlegg basert på naturgass i dette tilfellet grunnet uklarheter i det juridiske spørsmålet vedrørende bruk av naturgass til boligoppvarming. Hvis myndighetene pålegger CO₂-avgift på et naturgassbasert CHP-anlegg, vil dette gi høyere driftskostnader, og dermed lavere lønnsomhet. Dette strider imidlertid mot deres egne målsetninger gjennom Enova, som fronter et initiativ til å fremme mer effektiv energiproduksjon gjennom miljøvennlig bruk av naturgass. Med en CO₂-avgift på 0,51 kr/Sm³ (ca 4 øre/kWh), som er foreslått fra 2010, vil fortsatt case 5 være marginalt lønnsomt med energipriser fra referanseåret 2008. Miljøspørsmål vil bli nærmere diskutert i kapittel 10.5.

I følsomhetsanalysen ble det mest lønnsomme CHP-anlegget brukt som referanse. I resultat del 2 ble følgende hovedmomenter avdekt.

- ✓ Endring i gassprisen har stor innvirkning på lønnsomheten i CHP-anlegget
- ✓ Endring i elprisen vil ha innvirkning på lønnsomheten i CHP-anlegget
- ✓ Endring i varmeprisen vil ha innvirkning på lønnsomheten i CHP-anlegget
- ✓ Innføring av grønne sertifikater vil ikke gi lønnsomhet for et CHP-anlegg basert på biogass

Svingninger i prisen på gass vil påvirke lønnsomheten i CHP-anlegget i stor grad. Fra 2000 til 2008, har gassprisen steget fra ca 6 øre/kWh til 24 øre/kWh. Dette bidrar med å senke lønnsomheten i CHP-anlegget med ca 9 millioner kroner i diskontinert kroneverdi. Dette forklarer viktigheten med å være grundig i innkjøp av gass til et slikt anlegg.

Svingninger i prisen på elektrisitet vil også påvirke lønnsomheten i CHP-anlegget. Med priser fra referanseåret vil CHP-anlegget gi lønnsomhet med en elpris på 32 øre/kWh. Dette var i følge NordPool områdeprisen i Bergen i 2007. Dette betyr at dette CHP-anlegget hadde gått i null på Vestlandet, mens det ville gitt et overskudd i Midt-Norge ut i fra elprisen i 2008.

Prisendringen på varme, vil i stor grad påvirkes av prisendringen på elektrisitet. Varmeprisen har større innvirkning på lønnsomheten i dette anlegget fordi det produseres mer varmenheter enn elektrisitetsheter. I tillegg får produsenten bedre betalt for varmen fordi man i prissettingen på varme kalkulerer inn tilsvarende nettleie i varmeprisen.

Det er i denne sammenhengen viktig å påpeke at alle energiprisene i stor grad vil variere gjennom den økonomiske levetiden til anlegget. Dette betyr at det i realiteten bør tas hensyn til variable kontantstrømmer i beregninger av anleggets nåverdi. Dette er illustrert i Figur 43 og Figur 44, i kapittel 8.3, der man kan se at nåverdien vil variere når energiprisene varierer. Det vil i et slikt anlegg være naturlig å kjøpe inn store kvantum ned brensel, noe som gir forutsigbarhet i brenselsutgiftene. Varmeprisen bestemmes månedsvise som gir bedre forutsigbarhet i varmeprisen enn for elprisen. Elprisen varierer time for time, gjennom hele året, se kapittel 6.6, og det kan være store variasjoner både på døgnbasis og ukebasis.

For å videreutvikle den utarbeidede optimaliseringsmodellen ytterligere, vil det være hensiktsmessig å inkludere optimalisering med hensyn på prisene på elektrisitet. Hvis det for eksempel er høye priser på elektrisitet i en periode av døgnet hvor varmeetterspørselen er lav, kan det være økonomisk gunstig og allikevel drive anlegget på full kapasitet, selv om dette gir varmetap og lavere totalvirkningsgrad. Det skal små korrigeringer til i denne modellen får å implementere et slikt optimaliseringskriterium. Dette vil foreslås i kapittel 11.3, anbefalinger til videre arbeid.

Selv med innføring av grønne sertifikater vil ikke biogass gi lønnsomhet i dette prosjektet. Dette betyr at en satsning på biogass i denne sammenhengen bør ses på som en langsiktig målsetning. Fordelen med gassmotorer er at det kan benyttes både naturgass og biogass. Dette øker fleksibiliteten i systemet betraktelig, og åpner for både kortsiktig og langsiktig tenking. I flere distriktskommuner i Norge, er det betydelige ressurser som kan danne biogass. En mulighet er dermed å følge den teknologiske utviklingen gjennom å produsere biogass selv, og benytte biogassen i CHP-anlegg. Dette kan bidra til både innovasjon og vekst, i tillegg til et nyttig bidrag i klimaproblematikken, for mindre kommuner i Norge. Dette vil sannsynligvis også danne grunnlag for ytterligere støtteordninger fra myndighetene.

I resultat del 3 ble følgende momenter avdekt.

- ✓ Varmeprisen for varmepumpe og biokjel er lavere enn varmeprisen for CHP
- ✓ Varmeprisen for CHP vil bli lavere enn varmeprisen for biokjel og varmepumpe med høyere elpriser

De fleste kraftmeglere spår en økt Norsk elpris i fremtiden. Grunnen til dette er at det stadig bygges nettoverføringskapasitet til andre regioner. Prisene vil da stige ettersom prisene i de andre regionene er høyere, og man oppnår en utjevning, se kapittel 6.6. Denne vinteren har det vært ekstrem kulde, i tillegg til at reaktorer i Svensk kjernekraftproduksjon har vært ute av drift. Dette har medført områdepriser i Midt-Norge på over 10 kr/kWh, og mange storforbrukere som tyngre industri og gartneri har vært tvunget til å stenge produksjonen. Dette gir CHP et økonomisk fortrinn i forhold til alternative energiforsyningsalternativ, fordi CHP gir kraftproduksjon i tillegg til varmeproduksjon. Konkurransefortrinnet er størst overfor varmepumpe, som bruker elektrisitet til å drive kompressoren i anlegget, noe som åpenbart øker driftskostnadene i forhold til levert energi hvis elprisen stiger.

Kapittel 9

9 Primærenergifaktor og CO₂-koeffisienter

Primærenergifaktor og CO₂-koeffisienter er sentrale begrep i forhold til energibruk, og utslipp av klimagasser som følge av energiforsyning av bygninger. De har imidlertid frem til i dag ikke stått sentralt hos forbrukere, som betaler for den ferdig behandlede energien som trengs til ulike formål innenfor husets fire vegger. Om varmen kommer fra panelovner, radiatorer eller vedfyring har spilt liten rolle, fordi forbrukernes energibruk måles i brukt energimengde innenfor husveggen. For å tallfeste energibruk og CO₂-utslipp i prosessen før ferdig behandlet energi kommer inn til husveggen, er det utarbeidet beregningsmetoder. I dette kapitlet skal disse beregningsmetodene, og bakgrunnen for at de utarbeidet utdypes nærmere.

9.1 Introduksjon

Allerede i 1983 nedsatte FN en kommisjon, den såkalte Brundtlandkommisjonen, som blant annet hadde et formål om å kartlegge forholdet mellom fattigdom, miljø og utvikling. Etter fire år la kommisjonen fram sin rapport, "Vår Felles Framtid", der hovedkonklusjonen var at dagens utvikling tærer for mye på dagens naturressurser og truer opprettholdelsen av dens livsbærende systemer[56]. Dette skulle vise seg å danne grunnlag for et senere mye omdiskutert begrep, *bærekraftig utvikling*; en utvikling som imøtekommer dagens behov uten å forringe muligheten for senere generasjoner å imøtekomme deres behov.

I tiden etter Brundtlandkommisjonen, har fokuset på energibruk og klima utviklet seg til å bli storpolitikk.

- ✓ I 1992 arrangerte FN konferanse i Rio de Janeiro i Brasil, der det ble utarbeidet en konvensjon som hadde som formål om å opprettholde biologisk mangfold. Konvensjonen ble undertegnet av 175 land.
- ✓ I 1997 ble Koyotoavtalen forhandlet fram. Der ble tallfestede kutt i industrilandenenes utslipp av CO₂ vedtatt.
- ✓ I 2007 fikk den amerikanske eksvisepresidenten Al Gore og FNs klimapanel Nobels fredspris for sitt engasjement rundt klimaendringer.
- ✓ I 2009 arrangerte FN en klimakonferanse i København med alle verdens toppledere. Selv om kritiske røster har karakterisert konferansen som fiasko, ble det til slutt undertegnet en avtale om at den globale gjennomsnittstemperatur ikke skal stige med mer enn to grader.

På tross av økt fokus på klimaproblematikk, er verdens primærenergiforbrukt nesten doblet siden Brundtlandkommisjonen la fram *vår felles framtid* i 1983[57].

En betydelig andel av energibruken er tilknyttet energibruk i bygninger. I Norge og resten av Europa, er denne andelen anslått til å være ca 40 prosent. I 2002 fremmet EU-parlamentet et direktiv, *on the Energy Performance of Buildings*, eller bygningsdirektivet, som har til hensikt til økt energiytelse i bygninger[58]. Dette innebærer blant annet redusert energibehov og utslipp av CO₂ relatert til bygningssektoren, som skal belyses gjennom en energimerkeordning der bygninger får karakterer ut i fra bygningers energibehov. I 2009 fulgte EU-parlamentet opp med et forslag til nytt bygningsdirektivet, men dette er enda ikke hjemlet i EU-traktaten. I dette nye bygningsdirektivet, stilles det krav til at byggets primærenergiforbruk og CO₂-utslipp skal inkluderes i energimerkingen[59].

CEN (European committee for standardization) har fått mandat fra EU-parlamentet om å utarbeide standarder for å imøtekomme bygningsdirektivet. I forbindelse med primær energibruk og CO₂-utslipp tilknyttet bygninger er det spesielt to standarder som er av interesse

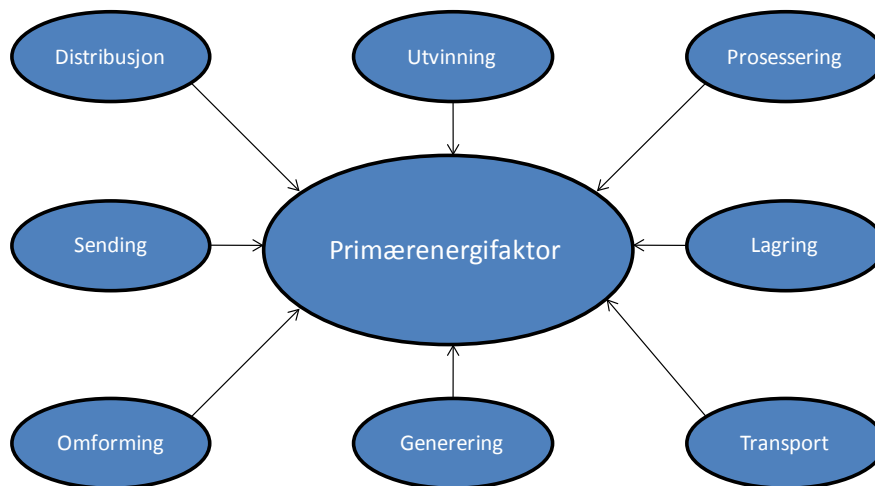
- ✓ Energy performance of buildings – Overall energy use and definition og energy ratings (EN 15603) [60].
- ✓ Heating systems in buildings - Method for calculation of system energy requirements and system efficiencies - part 4-5: Space heating generation systems, the performance and quality of district heating and large volume systems (EN 15316-4-5) [61].

Gjennom dette kapitlet vil disse metodene bli presentert nærmere. Dette vil danne et grunnlag for beregninger av primærenergifaktorer, som videre skal tallfeste primærenergibruk og utslipp av CO₂ for ulike energiforsyningsalternativ i kapittel 10.

9.2 Primærenergi og primærenergifaktor

Primærenergi defineres som energi som på ingen måte er omgjort eller overført gjennom en prosess. Primærenergi består både av ikke-fornybar- og fornybar energi. Hvis begge er medregnet, vil det bli definert som total primærenergi[61].

Forbruket av primærenergi kalkuleres ut fra en primærenergifaktor som bestemmes på bakgrunn av hvilken energiforsyning som benyttes. Dette gjør at skille en energimengde fra en annen, på bakgrunn av hvor energimengden kommer fra. En del primærenergifaktorer er utarbeidet og fastsatt, mens det finnes metoder for å beregne primærenergifaktorer til for eksempel et fjernvarmesystem. Fastsatte primærenergifaktorer er utarbeidet av såkalte Life Cycle Assessment Analyses(LCA-Analyses), eller livssyklusanalyser på Norsk. LCA-analyser av energikilder innebærer at all energi som kreves for å gjøre energikilden brukbar kalkuleres. Før for eksempel deponigass kan nyttiggjøres til å drive en gassmotor, kreves en hel del energi gjennom flere prosesser. All primærenergi som er brukt for å danne nyttbar deponigass er dermed inkludert i deponigassens primærenergifaktor. Figur 48 viser en oversikt over alle prosesser som er med på å bestemme primærenergifaktor.



Figur 48: Illustrasjon over innvirkninger på energikjeden

I likhet med primærenergi, er også primærenergifaktor delt inn i to ledd, ikke-fornybar primærenergifaktor og fornybar primærenergifaktor. Samlet gir dette total primærenergifaktor[61]. Ikke-fornybar primærenergifaktor er definert som all ikke-fornybar primær energi som kreves for å levere en enhet energi delt på den leverte enheten energi. All ikke-fornybar primær energi innebærer da all ikke-fornybar energi knyttet til alle elementer i Figur 48. Fornybar primærenergifaktor defineres på samme måte ved all fornybar primær energi som kreves for å levere en enhet energi delt på den leverte enheten energi. Samlet gir dette total primærenergifaktor.

Når primærenergi brukes for at en nyttbar energienhet kan benyttes, gir dette utslipp av klimagasser, deriblant CO₂. På samme måte som primærenergifaktor, er det utarbeidet CO₂-

koeffisienter ved bruk av LCA-analyser. Tabell 17 viser en oversikt over de mest aktuelle primærenergifaktorer og CO₂-koeffisienter som er gjengitt i EN 15603 [60].

Tabell 17: Oversikt over aktuelle primærenergifaktorer og CO₂-koeffisienter

	Primærenergifaktor		CO ₂ produksjonskoeffisient
	f		K
	Ikke-fornybar	Total	Kg/MWh
Fyringsolje	1,35	1,35	330
Gass	1,36	1,36	277
Pellets	0,06	1,06	4
Tømmer	0,09	1,09	14
Elektrisitet fra vannkraft	0,50	1,50	7
Elektrisitet fra kjernekraft	2,80	2,80	16
Elektrisitet fra kullkraft	4,05	4,05	1340
Elektrisitet fra miks UCPTE	3,14	3,31	617

Verdiene i Tabell 17 stammer fra en database (Ökoinventare für energiesysteme from ETH in Zürich) i Sveits og er utarbeidet gjennom LCA-analyser på bakgrunn av informasjon fra over 1200 kraftverk rundt om i Europa, i tillegg til andre LCA verdier. En komplett tabell for CO₂-koeffisienter og primærenergifaktorer finnes i vedlegg 12.11.

9.3 Prinsippet bak metoden for kalkulering av primærenergifaktor til et fjernvarmesystem

For å finne de reelle egenskaper til et fjernvarmesystem, deles systemet inn i to deler, henholdsvis utsiden og innsiden av bygningen.

Utsiden av bygningen er selve fjernvarmesystemet. Dette inneholder alt utstyr som trengs i forbindelse med generering av varme, pumper og rørledninger som leder varmen fram til abonnentsentralen. Ved å se nærmere på balansen mellom forbruket av primærenergi til hver spesifikke varmegenerator, og varme levert til abonnentsentralen kan egenskapene til fjernvarmesystemet avdekkes.

Systemgrensen til innsiden av bygningen er definert ved primærsiden til abonnentsentralen. Dette innebærer at alt utstyr som trengs for å fordele varmen inne i selve bygget ikke tas i betraktning når egenskapene til fjernvarmesystemet skal bestemmes.

9.3.1 Primærenergifaktor for fjernvarmesystemer

Egenskapene til et fjernvarmesystem kartlegges ved å evaluere primærenergifaktoren til forskjellige spesifikke fjernvarmesystem. Primærenergifaktoren for et fjernvarmesystem er definert som primær energi inn gjennom systemgrensen dividert med varme levert ut fra systemgrensen, det vil si ved primærsiden av abonnentsentralen.

Dermed er det tatt høyde for varmetap i nettet, i tillegg til energien som blir brukt til utvinning, klargjøring, foredling, prosessering og transport av brenselet slik at det er klargjort til varmegeneratorene. Ligning 9.1 beskriver primærenergifaktoren til et fjernvarmesystem.

$$f_{fv} = \frac{E_{pr,inn}}{Q_{lev}} \quad (9.1)$$

Der $E_{pr,inn}$ er primærenergi inn gjennom systemgrensen, og Q_{lev} er varme levert ut gjennom systemgrensen.

Primærenergifaktoren må bestemmes innenfor termodynamiske systemgrener for hvert enkelt fjernvarmesystem, slik at en energibalanse kan settes opp. Vanligvis settes denne systemgrensen ved primærsiden av abonnentsentralen.

Denne energibalansen inkluderer også elektrisk kraft, der hensikten er at primærenergien som blir brukt til å generere elektrisk kraft i CHP-generatoren, erstatter primærenergien som blir brukt til ekstern el-forsyning, med andre ord primærenergien som er brukt på elektrisiteten som ligger i nettet. Denne metoden defineres som kraftbonusmetoden. Generelt sett beskrives energibalansen til et fjernvarmesystem ved følgende ligning.

$$f_{fv} \cdot \sum_j Q_{lev,j} + f_{ek} \cdot P_{chp} = \sum_i f_i \cdot NBV_i \cdot \dot{m}_i \quad (9.2)$$

Tabell 18 viser en oversikt over parametrene i ligning 9.2.

Tabell 18: Oversikt over parametre fra ligning 9.2

f_{fv}	primærenergifaktor for fjernvarmesystemet
f_{ek}	primærenergifaktor for elektrisiteten som er i nettet
f_i	primær energifaktor for brenselet som benyttes i varme- eller kraftgeneratoren
$\sum_j Q_{lev,j}$	Summen av varmeforbruket målt ved primærsiden av abonentsentralen over en bestemt tidsperiode
P_{chp}	Elektrisitet produsert av et CHP-anlegg innenfor systemgrensen over en bestemt tidsperiode
NBV_i	Nedre brennverdi for brensel i benyttet i varmegenerator i
\dot{m}_i	Brenselforbruk i varmegenerator i

9.4 CO₂-koeffisienter

I En 15603 beskrives en metode for å beregne CO₂-utslipp som følge av levert energi til en enhet. Ved bruk av denne metoden kan også CO₂-utslipp som følge av energiforsyning gjennom for eksempel et fjernvarmesystem kalkuleres. Prinsippet bak disse beregningene er i likhet med beregningene av primærenergifaktor basert på levert og eksportert energi gjennom systemgrenser. Det er også utarbeidet CO₂-produksjonskoeffisienter ut fra samme prinsipp som primærenergifaktorene. Gitte CO₂-produksjonskoeffisienter for typiske energikilder er gjengitt i Tabell 17. Følgende ligning representerer kalkulert utslipp av CO₂

$$\left[\frac{\text{kg}}{\text{MWh}} \right]$$

$$m_{co2} = \sum E_{del,i} \cdot K_{del,i} - \sum E_{exp,i} \cdot K_{exp,i} \quad (9.3)$$

Tabell 19 viser en oversikt over parametrene i ligning 9.3

Tabell 19: oversikt over parametere i ligning 9.3

$E_{del,i}$	Levert energi fra energibærer i
$E_{exp,i}$	Eksportert energi fra energibærer i
$K_{del,i}$	CO ₂ produksjonskoeffisienten til energibærer i som leverer energi
$K_{exp,i}$	CO ₂ produksjonskoeffisienten til energibærer i som eksporterer energi

Eksportert energi er i dette tilfellet elektrisitet som sendes ut i nettet eller varme som sendes ut til en enhet som ikke er tilknyttet systemgrensene. CO₂ produksjonskoeffisientene skal inkludere alt av utslipp som følge av primærenergien som blir brukt i bygningsmassen. Det vil si at den skal inkludere blant annet alle parametrene i Figur 48, se kapittel 9.2.

9.5 Energisertifikatet

Fra 1. juli skal alle boliger og yrkesbygg i Norge som selges eller leies ut energiattesteres. Denne energiattesten skal inneholde informasjon om bygningens energistandard, og skal bidra med å øke bevisstheten om energibruk og løsninger for en bedre energieffektivisering i bygninger. Denne energimerkingen kommer som følge av bygningsdirektivet som ble innlemmet i EØS-avtalen i 2004, slik at den også omfatter Norge.

NVE, som har utarbeidet energimerkeordningen, har tatt utgangspunkt i det opprinnelige bygningsdirektivet[58]. Dette betyr at bygningers primærenergiforbruk og CO₂-utslipp ikke er inkludert i den nåværende energimerkingen. NVE opplyser imidlertid om at dette skal det tas stilling til når forslaget til nytt bygningsdirektiv[59] hjemles i EU-traktaten.

Kapittel 10

10 Forbruk av primærenergi og utslipp av CO₂ som følge av energiforsyning

I kapittel 9 ble metoder for å beregne primærenergifaktorer og CO₂-utslipp introdusert. Disse faktorene kan videre benyttes til å kalkulere primær energiforbruket og CO₂-utslippet for bygninger på bakgrunn av energiforbruk. I dette kapitlet skal primær energiforbruket og CO₂-utslippet for det aktuelle referanseområdet kalkuleres ut i fra tre ulike energiforsyningsalternativ. Et basert på case 5 og bruk av CHP og akkumulatortanker i kombinasjon med fjernvarme, et basert på fjernvarme uten CHP og et basert på elektrisk energiforsyning fra et eksternt kraftverk.

10.1 Introduksjon

I tillegg til at energiforsyning må være økonomisk lønnsom, er kravet om at energiforsyningen til bygninger skal være miljøvennlig og energieffektiv etter hvert utviklet seg til å bli stort. I denne masteroppgaven har et av hovedmålene vært å kartlegge i hvor stor grad CHP i kombinasjon med fjernvarme er økonomisk konkurransedyktig gjennom høye virkningsgrader, og dermed god utnyttelse av brenselet. I dette kapitlet skal energieffektiviteten og klimavennligheten kartlegges nærmere gjennom tallfesting av henholdsvis primærenergiforbruk og utslipp av CO₂. For å utføre disse kalkulasjonene benyttes metodene som ble presentert i kapittel 9. For å kartlegge konkurransedyktigheten til CHP i kombinasjon med fjernvarme gjennom denne problemstillingen, vil også primærenergiforbruk og CO₂-utslipp tallfestes for to andre energiforsyningsalternativer, herav varmforsyning ved bruk av fjernvarme og elforsyning fra elnettet, og helelektrisk energiforsyning fra elnettet.

I første del av dette kapitlet vil energibalansen og ligningsverktøyet for å gjøre disse kalkulasjonene for hvert av de tre alternativene presenteres. Utredning av disse ligningene vil fremskaffe primærenergifaktoren for de ulike energiforsyningsalternativene. Dette vil videre danne grunnlag for tallfesting av primær energiforbruk og CO₂-utslipp som følge av energiforsyningen. Presentasjon av resultatene vil komme i andre del av kapitlet, mens den siste delen vil bestå av en diskusjonsdel rundt primærenergiforbruk og CO₂-utslipp som følge av ulike energiforsyningsalternativ-

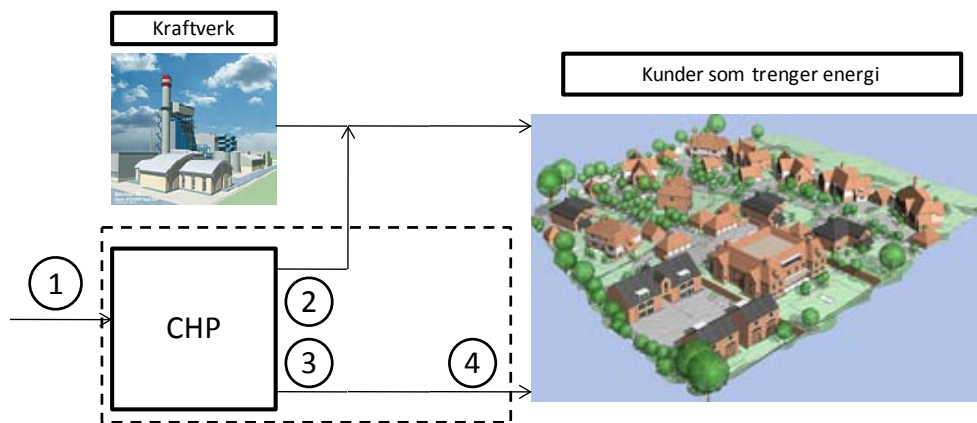
10.2 Energiforsyningsalternativ

Det finnes mange måter av interesse å forsyne bygninger med energi på. Likeledes finnes det mange forskjellige energikilder å benytte seg av både når varme og elektrisitet skal genereres. I dette tilfellet er det valgt å fokusere nærmere på primærenergiforbruket og CO₂-utslippet som følge av total energiforsyning til bygningene representert ved det aktuelle referanseområdet, se kapittel 4.1. Med total energiforsyning menes her, forsyning av varme og elektrisitet.

- ✓ Alternativ 1: Varme- og elforsyning fra CHP i kombinasjon med fjernvarme. Energisentralen består av to gassmotorer og en akkumulatortank. Dette alternativet tilsvarer case 5 fra kapittel 4.2.5.
- ✓ Alternativ 2: Varmeforsyning fra fjernvarme uten CHP. For dette alternativet brukes den nåværende varmesentral i det aktuelle referanseområde som utgangspunkt. I denne varmesentralen er det installert en biokjel basert på tømmer, med en installert effekt på 1 MW. Elforsyningen kommer fra det elektriske nettet.
- ✓ Alternativ 3: Total energiforsyning fra elektrisitet. Dette alternativet ble benyttet tidligere i det aktuelle referanseområdet, og er ofte benyttet rundt om i kommuner. Varmeforsyningen skjer gjennom en elkjele installert i hvert enkelt bygg, slik at det er installert vannbåren varme i bygningene.

10.2.1 Alternativ 1 - Energiforsyning fra CHP i kombinasjon med fjernvarme

Alternativ 1 er basert på case 5, fra kapittel 4.2.5. Energisentralen består av en gassmotor på 388 kW_{el}, en gassmotor på 120 kW_{el} og en akkumulatortank. Det tas høyde for at gassmotorene drives av naturgass, da dette har en kjent primærenergifaktor og CO₂-koeffisient, se Tabell 17 kapittel 9.2. For å beregne primærenergifaktoren for CHP-anlegget, tas det utgangspunkt i energibalansen for anlegget. Figur 49 viser hvordan energibalansen settes opp for systemet.



Figur 49: Energibalanse av CHP-anlegget

Der nummereringen betyr følgende.

- ✓ 1: En viss energimengde brensel inn i systemet
- ✓ 2: En viss energimengde elektrisitet ut av systemet
- ✓ 3: En viss energimengde produsert varme i systemet
- ✓ 4: En viss energimengde levert ut fra systemet

Nummereringen kan videre bestemmes ut fra følgende ligninger.

$$1: NBV_{chp} = \frac{P_{chp} + Q_{chp}}{\eta_{chp} \cdot \dot{m}} \quad (10.1)$$

$$2: P_{chp} = PHR \cdot Q_{chp} \quad (10.2)$$

$$3: Q_{chp} = Q_{totgen} \quad (10.3)$$

$$4: Q_{totgen} = \frac{\sum_j Q_{lev,j}}{\eta_v} \quad (10.4)$$

Det henvises til Tabell 20 for nærmere forklaring av de ulike parametrene. Med utgangspunkt i ligning 9.2 kan energibalansen utgjøre følgende ligning.

$$f_{chp} \cdot NBV_{chp} \cdot \dot{m}_{chp} - f_{ek} \cdot P_{chp} = f_{fv} \left(\sum_j Q_{lev,j} \right) \quad (10.5)$$

Løst med hensyn på primærenergifaktoren til fjernvarmesystemet, og ligning 10.1 til 10.5 innsatt, blir ligning 10.5 som følger.

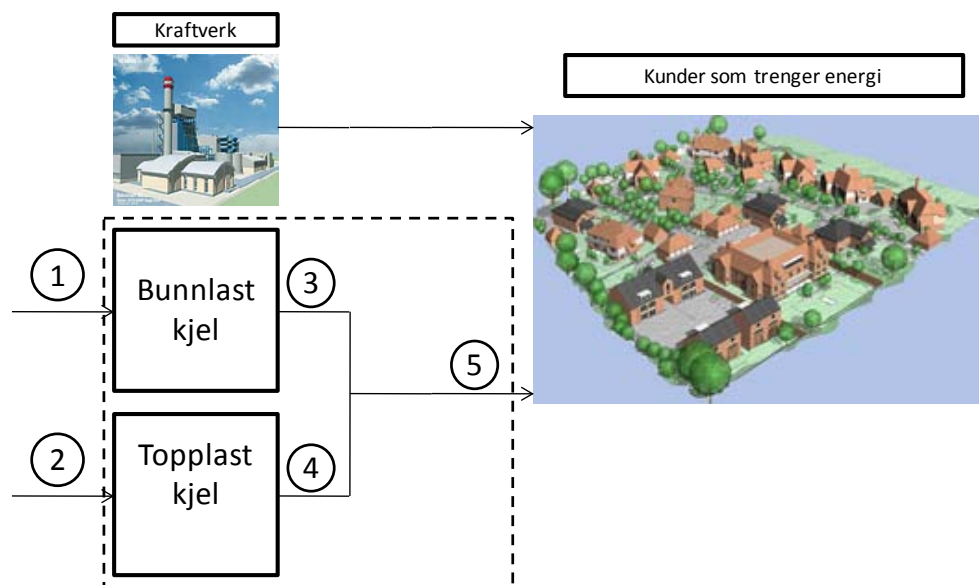
$$f_{fv} = f_{chp} \left(\frac{\beta \cdot (1 + PHR)}{\eta_{chp} \cdot \eta_v} \right) - f_{ek} \left(\frac{PHR \cdot \beta}{\eta_v} \right) \quad (10.6)$$

Dette er da primærenergifaktoren til det totale fjernvarmesystem basert på energiforsyning av CHP. β beskriver forholdet mellom varme generert fra CHP og totalt varme generert. Hvis det er installert en topplastkjel, må denne faktoren benyttes. Hvis det er kun CHP-

installasjon i energisentralen, settes β lik 1. Det henvises til Tabell 20 for en nærmere forklaring av parametrene i ligningene.

10.2.2 Alternativ 2 - Varmeforsyning fra fjernvarme basert på bio og elforsyning fra elnettet

For dette alternativet skal bygningene forsynes med varme ved hjelp av et fjernvarmesystem, mens el-forsyningen skjer eksternt. Vanligvis består varmesentralen av to eller flere varmekjeler, se kapittel 3.3. I denne varmesentralen er det imidlertid installert kun en kjel basert på tømmer. Figur 50 viser energibalansen for en bygningsmasse forsynt med varme fra en fjernvarmesentral og elektrisitet fra et eksternt kraftverk.



Figur 50: Energibalanse av fjernvarmeanlegget

Der nummereringen betyr følgende.

- ✓ 1: En viss energimengde brensel inn i bunnlastkjelen
- ✓ 2: En viss energimengde brensel inn i topplastkjelen
- ✓ 3: En viss energimengde varme ut fra bunnlastkjelen
- ✓ 4: En viss energimengde varme ut fra topplastkjelen
- ✓ 5: En viss energimengde varme levert ut fra systemet

Nummereringen kan videre bestemmes ut fra følgende ligninger.

$$1: NBV_{bl} \cdot \dot{m}_{bl} = \frac{Q_{bl}}{\eta_{bl}} \quad (10.7)$$

$$2: NBV_{tl} \cdot \dot{m}_{tl} = \frac{Q_{tl}}{\eta_{tl}} \quad (10.8)$$

$$3: Q_{bl} = \gamma \cdot Q_{tot,gen} \quad (10.9)$$

$$4: Q_{tl} = (1 - \gamma) \cdot Q_{totgen} \quad (10.10)$$

$$5: Q_{totgen} = \frac{\sum_j Q_{lev,j}}{\eta_v} \quad (10.11)$$

Relasjonen mellom varme generert av bunnlastkjelen og total varme generert beskrives ut i fra følgende ligning.

$$\gamma = \frac{Q_{bl}}{Q_{bl} + Q_{tl}} = \frac{Q_{bl}}{Q_{totgen}} \quad (10.12)$$

Det henvises til **Feil! Fant ikke referanseilden.** for en nærmere forklaring av parametrene. Med utgangspunkt i ligning 9.2 kan energibalansen utgjøre følgende ligning.

$$f_{bl} \cdot NBV_{bl} \cdot \dot{m}_{bl} + f_{tl} \cdot NBV_{tl} \cdot \dot{m}_{tl} = f_{fv} \left(\sum_j Q_{lev,j} \right) \quad (10.13)$$

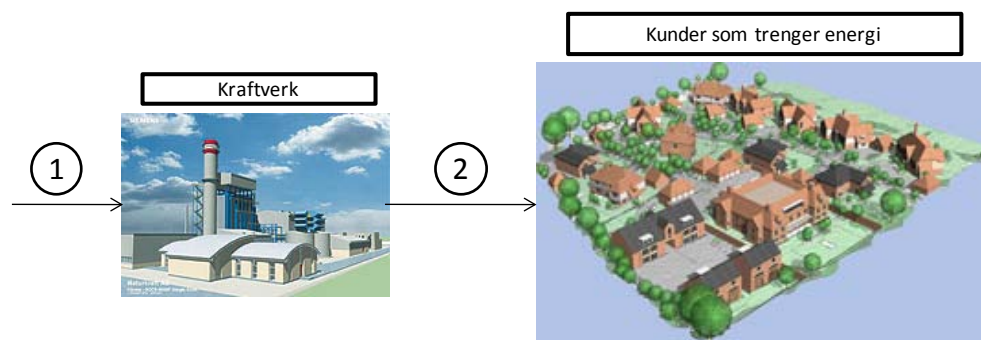
Løst med hensyn på primærenergifaktoren til fjernvarmesystemet, og ligning 10.7 til 10.12 innsatt, blir ligning 10.13 som følger.

$$f_{fv} = \frac{\gamma}{\eta_{bl} \cdot \eta_v} + \frac{1 - \gamma}{\eta_{tl} \cdot \eta_v} \quad (10.14)$$

Hvis det er installert kun en kjele i varmesentralen, faller det andre leddet på høyre side av ligningen bort og bunnlasten blir stående som eneste varmegenerator.

10.2.3 Alternativ 3 - Energiforsyning fra elnettet

I alternativ tre, skal energiforbruket til bygningsmassen totalforsynes av elektrisitet fra strømmettet. Dette betyr at det er en elkjele installert i hvert bygg, som forsyner det vannbårne varmesystemet i hvert bygg med varme. Figur 51 viser energibalansen av et system som er helelektrisk forsynt fra et eksternt kraftverk.



Figur 51: Energibalanse av energiforsyningsystemet

Der nummereringen betyr følgende.

- ✓ 1: En viss energimengde brensel inn til kraftverket
- ✓ 2: En viss energimengde elektrisitet levert til kundene

Det er kun ved termisk kraftproduksjon at energimengden inn til kraftverket er brensel. I det Nordiske energisystemet kan energimengden inn i systemet like godt være vind eller vann. Dette vil bli nærmere diskutert i diskusjonsdelen, se kapittel 10.5. Primærenergifaktor for dette alternativet er allerede bestemt ut fra Tabell 17, se kapittel 9.2.

10.2.4 Parameterforklaringer

Gjennom kapittel 10.2 har det blitt satt opp en hel del energibalanser og utledet ligninger med mange ulike parametere. Tabell 20 gir en nærmere beskrivelse av alle parametre som er brukt i ligningene i kapittel 10.2.

Tabell 20: Forklaring av parametere i kapittel 10.2

NBV_{chp}	Nedre brennverdi for brenselet brukt i CHP-anlegget
P_{chp}	Elektrisitet generert i CHP-anlegget
Q_{chp}	Varme generert i CHP-anlegget
η_{chp}	Totalvirkningsgrad for CHP-anlegget
NBV_{tl}	Nedre brennverdi for brenselet brukt i topplastkjelen
Q_{tl}	Varme generert i topplastkjel
Q_{bl}	Varme generert i bunnlastkjel
η_{tl}	Virkningsgrad for topplastkjel
Q_{totgen}	Totalt varme generert til forsyning av byggene
$\sum_j Q_{lev,j}$	Summen av varme levert fra alle varmegeneratorer
η_v	Virkningsgrad for varmedistribusjonsnettet
β	Forholdet mellom varme generert fra CHP og total varme generert
γ	Forholdet mellom varme generert fra bunnlast og total varme generert
η_{bl}	Virkningsgraden til bunnlastkjelen
η_{tl}	Virkningsgraden til topplastkjelen
η_v	Virkningsgraden til varmenettet

10.2.5 Fastsatte parametre

I ligningene 10.1 til 10.18, som er utgangspunktet for kalkulasjon av energiforsyningens primærenergifaktor, er det en del parametre som skal fastsettes.

10.2.5.1 Virkningsgraden til distribusjonsnett

Virkningsgraden for varmenettet er definert som η_v . Standarden EN 15316-4-5 [61], sier at denne verdien skal fastsettes ut i fra nasjonale bestemmelser, og at den vanligvis ligger et sted mellom 0,70 og 0,95. Varmetapet i rørsystemet vil variere fra system til system, etter hvilken type rør, isolasjonstykkelse og lengden på rørstrekk. . Eksempler fra EN 15316-4-5 og andre fagmiljøer[16] opererer med en verdi på $\eta_v = 0,9$. Dette blir også brukt i disse beregningene.

10.2.5.2 Virkningsgraden for varmegeneratorer

Virkningsgraden for bunnlastkjeler og topplastkjeler varierer ut fra kvaliteten på kjelen. EN 15316-4-5 og andre fagmiljøer[16] opererer med en virkningsgrad på 0,87 for tilleggskjeler. Typiske karakteristikk viser også at varmekjeler har betydelig bedre egenskaper ved dellastdrift enn det CHP-anlegg har[16]. I disse kalkulasjonene er herved $\eta_{bl} = 0,87$ og $\eta_{tl} = 0,77$. Sistnevnte verdi er muligens noe lav, men dette vil ha en neglisjerbar innvirkning på resultatene.

10.2.5.3 PHR

Denne settes til 0,66, som er brukt tidligere i masteroppgaven, se kapittel 4.1.1.

10.3 Resultat del 1 - primærenergiforbruk

I denne resultatdelen presenteres først primærenergifaktorene som er beregnet for hvert system, og deretter presenteres primærenergiforbruket til de ulike alternativ.

10.3.1 Primærenergifaktorer for ulike alternativ

Primærenergifaktorene for fjernvarmesystemet i alternativ 1 og alternativ 2, er regnet fram ved bruk av henholdsvis ligning 10.6 og ligning 10.14. Å bestemme primærenergifaktoren for elektrisk energiproduksjon er et større diskusjonstema. I det Nordiske kraftmarkedet, som elektrisiteten handles gjennom, se kapittel 6.6, er det flere teknologier som benyttes for kraftproduksjon. På grunn av at primærenergifaktoren bestemmes ut fra hvilken energikilde som benyttes, oppstår det uklarheter vedrørende hvilken energikilde som skal legges til grunn ved valg av primærenergifaktor for bruk av elektrisitet. Til beregningene i denne masteroppgaven velges *elektrisitet fra miks UCPT*, se Tabell 17 kapittel 9.2. Dette er en Europeisk miks som tar høyde for hvordan produksjonsfordelingen er i Europa. I oppgaveteksten legges det til grunn termisk elektrisitetsproduksjon. Det blir derfor i tillegg benyttet primærenergifaktor basert på *elektrisitet fra kullkraft*, se Tabell 17 i kapittel 9.2. En

nærmere diskusjon rundt valget av primærenergifaktor for elektrisitet hentet fra elnettet kommer i diskusjonsdelen i kapittel 10.5. Primærenergifaktorene både for elektrisitets- og varmeforbruk er oppsummert i Tabell 21.

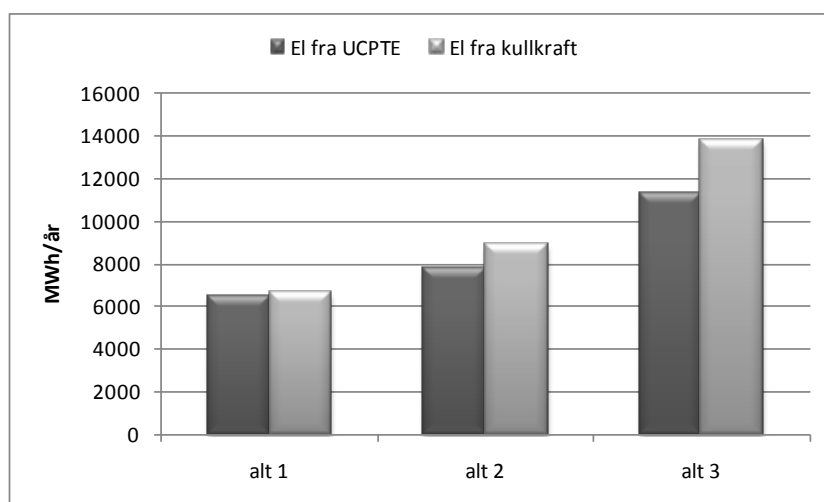
Tabell 21: Oversikt over primærenergifaktorene til de ulike alternativene

	Alternativ 1	Alternativ 2	Alternativ 3
Primærenergifaktor el(UCPTE)	3,31	3,31	3,31
Primærenergifaktor el(kull)	4,05	4,05	4,05
Primærenergifaktor varme	0,71	1,39	3,31

Tabell 21 viser at primærenergifaktoren til alternativ 1, med varmforsyning basert på CHP i kombinasjon med fjernvarme er lavere enn de to andre alternativene. Høyest primærenergifaktor har alternativet med helelektrisk oppvarming basert på elektrisitet fra kullkraft.

10.3.2 Forbruk av primær energi

Forbruket av primærenergi kommer som en følge av hvordan primærenergifaktor produksjonen er knyttet til. Dette betyr at primært energibehov fra varmeproduksjonen beregnes ut fra primærenergifaktoren til varmforsyningssystemet, og primær energibehovet fra elproduksjonen beregnes ut fra primærenergifaktoren til elforsyningssystemet. Figur 52 viser hvor mye total primærenergi som må brukes som en følge av energiproduksjonen til å dekke energietterspørselen i det aktuelle referanseområdet.



Figur 52: Primærenergiforbruk på bakgrunn av energiproduksjon

Figuren viser at det må brukes nesten dobbelt så mye primærenergi ved en helelektrisk energiforsyning, enn ved bruk av CHP i kombinasjon med fjernvarme, når elektrisiteten i nettet baseres på UCPTTE. Hvis den baseres på kullkraft, er primærenergiforbruket over dobbelt så høyt. Det er også verdt å bemerke at det er mindre skille mellom hva som befinner seg i elnettet for alternativ 1, enn for alternativ 2 og 3. Dette har klar sammenheng med i hvor stor grad termisk elektrisitetsproduksjon preger elektrisiteten i nettet. Ved bruk av CHP spiller dette mindre rolle, fordi det til en hver tid er enkelt å tallfeste primærenergiforbruk på bakgrunn at energikilden er kjent. Dette gir åpenbart bedre forutsigbarhet. Grunnet til at det er et lite skille mellom UCPTTE og kullkraft i alternativ 1, er at CHP-anlegget produserer litt for lite elektrisitet til å dekke etterspørselen. Den siste delen må dermed dekkes av elforsyning fra nettet, og det vil oppstå en forskjell.

10.4 Resultat del 2 – CO₂-utslipp

Ved tallfesting av CO₂-utslipp må det benyttes ferdig beregnede CO₂-koeffisienter fra Tabell 17, se kapittel 9.2. I liket med resultat - del 1, vil CO₂-koeffisientene som benyttes presenteres først, og deretter CO₂-utslippet som følge av CO₂-koeffisientene og produsert energi.

10.4.1 CO₂-koeffisienter for ulike alternativ

Valg av CO₂-koeffisienten gjøres på bakgrunn av hvilken energikilde som benyttes i energiproduksjonen. Når energiproduksjonen skjer i en lokal energisentral, som for CHP-anlegget i alternativ 1 og for biokjelen i alternativ 2, bør det tas hensyn til installasjonenes respektive virkningsgrader, og eventuelle tap i distribusjonsnettet i beregningene av CO₂-utslipp. Hva gjelder CO₂-utslipp på bakgrunn av forbruk av elektrisitet, beregnes ut fra CO₂-koeffisientene, utarbeidet gjennom LCA-analyser på bakgrunn av informasjon fra over 1200 kraftverk rundt om i Europa, i tillegg til andre LCA-verdier [62]. Dette indikerer at det er tatt høyde for virkningsgrader og nettap for disse CO₂-koeffisientene[62]. Det er i tillegg vist hvilke CO₂-koeffisienter SFT (statens forurensingstilsyn) benytter i kalkulasjoner. Tabell 22 viser en oversikt over CO₂-koeffisienter som vil benyttes i tallfesting av CO₂-utslipp på bakgrunn av energiproduksjon for å dekke energietterspørselen i det aktuelle referanseområdet.

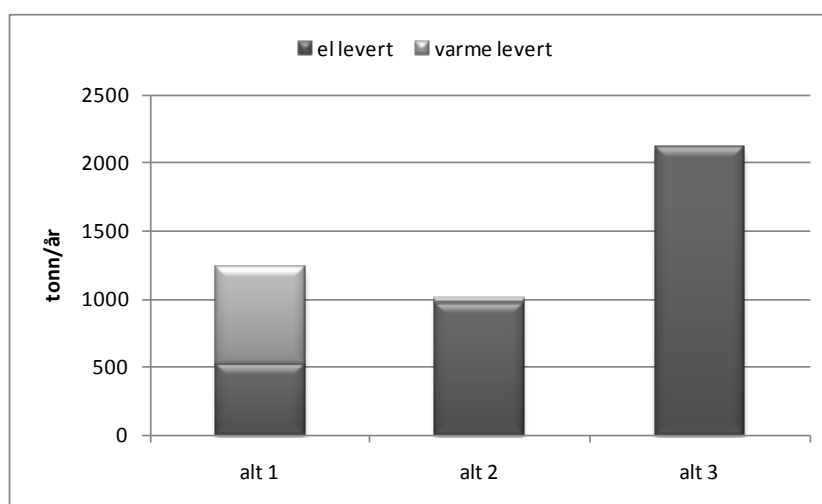
Tabell 22: oversikt over CO₂-koeffisienter benyttet i tallfesting av CO₂-utslipp

	Alternativ 1	Alternativ 2	Alternativ 3
CO ₂ -koeffisient varme	277	14	617
CO ₂ -koeffisient el(UCPTE)	277	617	617
CO ₂ -koeffisient el(kull)	277	1340	1340
CO ₂ -koeffisient el(SFT)	211	50	50
CO ₂ -koeffisient varme(SFT)	211	0	50

Alle verdiene i Tabell 22 er oppgitt i gram per kilowatttime. CO₂-koeffisientene som ikke er merket med SFT er hentet fra EN 15603, se Tabell 17 kapittel 9.2.

10.4.2 Utslipp av CO₂

For å beregne CO₂-utslippet er det tatt høyde for virkningsgrader og tap i varmedistribusjonsnettet i alternativ 1 og alternativ 2, der det er benyttet en lokal energisentral. Det er ikke tatt hensyn til nettapene for elproduksjonen i CHP-anlegget, men dette anses som neglisjerbart i kalkulasjonen av CO₂-utslipp for dette forholdsvis lille anlegget. Figur 53 viser CO₂-utslipp som følge av energiproduksjon til å dekke energietterspørselen i det aktuelle referanseområdet. Den eksterne elproduksjonen i Figur 53 er basert på *elektrisitet fra UCPTE*.

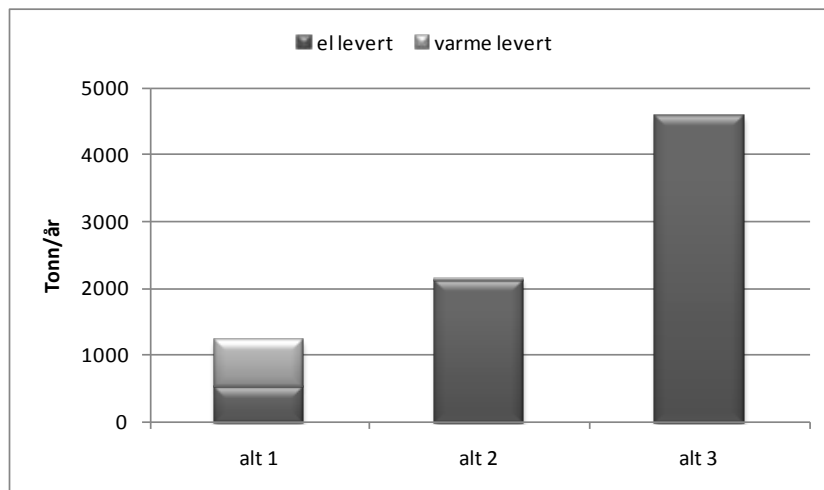


Figur 53: CO₂-utslipp (el fra UCPTE)

Figuren viser at alternativ 2, der det er varmforsyning fra en lokal fjernvarmesentral og elforsyning fra elnettet basert på UCPTE, gir minst CO₂-utslipp. Det er også tydelig å se at nesten alt CO₂-utslippet kan knyttes til elforbruket. Bakgrunnen for dette er den lave CO₂-

koeffisienten til tømmer, som er bruk som energikilde i varmesentralen. Uansett trenger forbrukerne strøm, slik at det totale utslippet for å dekke det totale energibehovet er større. Alternativ 3 gir, som figuren viser dobbelt så høye CO₂-utslipp som alternativ 2.

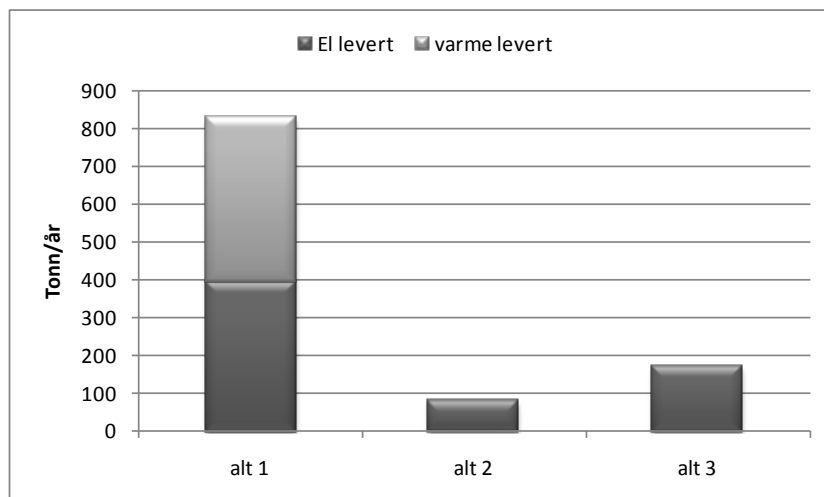
Figur 54 viser akkurat det samme tilfellet, med elforsyning basert på elektrisitet fra kullkraft.



Figur 54: CO₂-utslipp (el fra kullkraft)

Figuren viser nå at alternativ 1 gir mindre CO₂-utslipp enn alternativ 2. Igjen er det tydelig å se hvor liten del av CO₂-utslippet til energiforsyningen som kommer fra varmeproduksjon i alternativ 2. CO₂-utslippet i alternativ 3 er nesten fire ganger så høyt som i alternativ 1.

Figur 55 viser akkurat det samme tilfellet, ved bruk av CO₂-koeffisienter fra SFT.



Figur 55: CO₂-utslipp med veiledende verdier fra SFT

Ved å benytte veiledende verdier anbefalt fra SFT, viser Figur 55 et totalt forskjellig resultat fra Figur 53 og Figur 54. I Figur 55 er det tydelig at bruk av naturgassbasert CHP i kombinasjon med fjernvarme slipper ut over fire ganger så mye CO₂ som helelektrisk oppvarming. SFT hevder også at bruk av varmeforsyning basert på bio gir ingen utslipp av CO₂.

Figur 53, Figur 54 og Figur 55 viser at CO₂-utslippet i stor grad avhenger av hva som ligger bak strømforsyningen i elnettet. I tilfeller hvor det tas høyde for kullkraftbasert elektrisitet vil et naturgassbasert CHP-anlegg i kombinasjon med fjernvarme gi langt mindre CO₂-utslipp enn et biobasert fjernvarmeanlegg med ekstern strømtilførsel. Dette vil naturlig nok skape større diskusjoner.

10.5 Diskusjon

I resultatdelen av spørsmålet rundt primær energiforbruk og utslipp av CO₂ i kapittel 9 og 10, er det avdekt at energiforsyningen av elektrisitet vil ha stor innvirkning på hvor mye primærenergiforbruk og CO₂-utslipp total energiforsyning gir. Det finnes per dags dato ingen klare føringer i dette spørsmålet, noe som medfører at energirådgivere, miljøanalytikere og andre konsulenter står fritt i valg av metodikk ved tallfesting av primærenergiforbruk og CO₂-utslipp som følge av elektrisk energiforsyning til bygninger. Dette utgjør stor splittelse i de ulike fagmiljø, og villredelse hos forbrukeren.

I en artikkel i Teknisk Ukeblad i februar 2010, presenteres "klimakuren" gjennom en rekke tiltak for at Norges samlede CO₂-utslipp skal begrenses. Et av tiltakene omhandler en elektrifisering av Norsk sokkel[63]. Dette har blitt beskrevet som et viktig klimatiltak også i tidligere sammenhenger. I en artikkel fra mars 2009 i samme ukeblad, under tittelen "Enkelt å oppfylle Norges klimamål", legger en gruppe bestående av autoriteter innen energibransjen, fram ENKL-planen (energi- og klimaplan for Norge til 2020). Planen konkluderes med fem tiltak, som skal gi tallfestede utslippsreduksjoner på 16 millioner tonn CO₂-ekvivalenter per år. To av tiltakene er; elektrifisere 20 prosent av personbilparken og elektrifisere 25 prosent av olje- og gassvirksomheten[64]. I følge den førstnevnte artikkelen har SFT (Statens forurensningstilsyn) i en rapport "kraft fra land til norsk sokkel" skissert tallfestede tiltak for å kutte 4 millioner tonn CO₂ gjennom elektrifisering. Det skal i samme åndedrag nevnes at SFT, i sine kalkulasjoner av CO₂-utslipp på bakgrunn av elforbruk i boliger benytter en CO₂-koeffisient på $50 \frac{g}{kWh}$, noe som er 27 ganger mindre enn *elektrisitet fra kullkraft* og 12 ganger mindre en *elektrisitet fra UCPT*, se Tabell 22 i kapittel 10.4.2. Dette kommer tydelig fram ved en sammenligning av Figur 53, Figur 54 og Figur 55. For å tallfeste utslippsreduksjoner ved å elektrifisere Norsk sokkel og store deler av bilparken, bør en anta at forfatterne at ENKL-planen og "kraft fra land til norsk sokkel" vet at bruk av elektrisk energi gir mindre utslipp av CO₂ enn forbrenning av olje, gass og bensin. Dette betyr selvfølgelig at de også må vite *hvor* elektrisiteten kommer fra, eller gjør de det?

I følge Knut Witberg, ingeniør og siviløkonom, gjør de ikke det. Han kommer i en kronikk i teknisk ukeblad i 2009 med følgende påstand: "I Norge er vel strømmen helt ren - den kommer jo fra 99 prosent vannkraft. For å gi et litt brutalt bilde av denne påstanden: Tenk dere en pool som fylles opp av 90 prosent kloakk og 10 prosent vann, rent vann som produseres av en viss nasjon. Tenk dere at en person står ved poolens kant og svinger sin øse og sier: Når jeg drikker av denne poolen, er vannet helt rent fordi mine landsmenn produserer

*rent vann! De som hevder at konsumpsjon i Norge av elkraft ikke fører til økte CO₂-utslipp lider av den samme villfarelse” [65]. Witberg mener blant flere, at Norge som operatør i det Europeiske systemet for kraftdistribusjon produserer, kjøper og selger kraft utover sine landegrenser, der elektrisiteten produseres gjennom kullkraft, kjernekraft, gasskraft, vindkraft, vannkraft, med mer. I dette produksjonssystemet er det kullkraft som er marginalprodusent. Det vil med all enkelhet si at kullkraft er den første kraftproduserende enhet som stenges av hvis etterspørselen synker. Rolf Ulseth, førsteamanuensis ved energi- og prosesseteknikk ved NTNU, hevder i et leserinnlegg i teknisk ukeblad i 2009; *når vi øker eller reduserer forbruket av elektrisitet i Norge, så økes eller reduseres produksjonen av elektrisitet i kullkraftverk i våre naboland* [66].*

Så vil elektrifisering av norsk sokkel og bilpark føre til lavere CO₂-utslipp? Eller vil et naturgassbasert CHP-anlegg i kombinasjon med fjernvarme bidra til en reduksjon i utslipp av CO₂ og en reduksjon i forbruk av primær energi?

Denne vinteren har områdeprisen i Midt-Norge nådd rekordhøye priser på over 10 kr/kWh. Hovedgrunnen til dette er lite tilfredsstillende nettkapasitet i området, og utkoblede reaktorer i Svenske kjernekraftverk. Dette gir stort kraftunderskudd i regionen, samtidig som det må eksporteres kraft til Sverige, der underskuddet er enda større. Dette bidrar til å tvinge prisene i taket, og det er levnet liten tvil om at de fleste kraftverk, både kullkraft, vannkraft og mobile gasskraftverk i Norden går for fullt i slike perioder. En elektrifisering av norsk sokkel og bilpark vil gi ytterligere etterspørsel etter elektrisk kraft. Slik det fremstår i dag, vil dette, hvis man skal unngå større import av europeisk termisk kraft, sette stort press på videre kraftutbygging i Norge og resten av Norden. I et land med store ambisjoner om å være en ledende verdensnasjon innenfor fornybar energi, vil dette åpenbart bety kraftutbygging basert på fornybar energi.

I denne sammenheng vil biogassbasert CHP i kombinasjon med fjernvarme, som de aktuelle case i kapittel 4.2, være en selvskreven bidragsyter. Problemet er imidlertid at biogassen per dags dato er kostbar både ved produksjon og anskaffelse, se kapittel 8.2. Kjennskapet til om oppgradert biogass er miljøvennlig gjennom en lav CO₂-koeffisient og energieffektiv gjennom en lav primærenergifaktor er også uklart. Oppgradering av biogass er en meget energikrevende prosess, og det bør gjennomføres nøyaktige LCA-analyser for å avdekke CO₂-koeffisienten og primærenergifaktoren til biogass. Dette betyr at biogassbasert CHP i kombinasjon med fjernvarme i likhet med alt annen fornybar energiproduksjon, er en teknologi som ikke gir lønnsomhet, som medfører at det ikke er noen andre enn myndighetene som vil ta regningen ved en eventuell utbygging. Det gis store statlige overføringer både til vindkraftutbygging og fjernvarmeutbygging i Norge for å skape lønnsomhet i prosjektene. Bakgrunnen for denne velviljen hos politikerne, som sitter på pengesekken i Norge, er naturligvis sterke krefter innenfor de respektive fagmiljøer som fronter ”sin” teknologi på en måte som myndighetspersoner kjøper. Med en langsiktig målsetning om at fossile energikilder skal fases ut av fornybare energikilder, er dette

åpenbart en nødvendighet. Problemet ligger i at klimafokuset de siste 10 årene har fått så voldsom oppsving at langsiktige målsetninger ikke holder for myndighetspersoner, som vil handle raskt. Dermed oppstår denne dragkampen mellom fagmiljøer, som blant annet fører til splittelsen i tallfesting av CO₂-utslipp gjenspeilet i Figur 53, Figur 54 og Figur 55.

Det er viktig å forstå at det ikke kan trykkes på en knapp, så er all fossil energi skiftet ut med fornybar energi. I sin kronikk i Teknisk ukeblad, hevder Witberg at en utfasing av Europeisk kullkraft vil ta 30 – 50 år, som betyr at overgangen fra fossil kraftproduksjon til fornybar kraftproduksjon krever en overgangsperiode[65]. Hovedutfordringen i det totale energisystemet blir dermed å gjøre denne overgangsperioden så kort, energieffektiv, lønnsom og samfunnsmessig riktig som mulig. Det er i denne sammenheng viktig å forstå at vindkraft og fjernvarme ikke alene greier å sørge for at denne overgangsfasen alene, men skal være en viktig bidragsyter. Samhandlingen mellom energisystemer i det totale energisystem vil i fremtiden stå som en av de største utfordringene for å imøtekomme verden klimamålsetninger, og bidra til at en elektrifisering av Norsk sokkel og bilpark i *fremtiden* skal bli miljøvennlig.

Et spørsmål som ofte drukner i klimafokuset er den store veksten i energibruk i verden. De siste 30 år, er primærenergibruken i verden nesten doblet [57]. Bare i et land som Kina, som opplever den industrialiseringen den vestlige verden gjennomgikk i det forrige århundret, kreves det enorme mengder energi. Kraftproduksjonen i Kina preges i stor grad av kullkraftverk med virkningsgrader ned mot 25 prosent[10]. Dette medfører så høyt forbruk av primærenergi, at primærenergifaktoren for europeiske kraftverk, se Tabell 17 kapittel 9.2, fremstår som lav. Hvis det er noe politiske myndighetspersoner og deres støttespillere ikke kan overse, er det at virkningsgraden for både fossil og fornybar kraftproduksjon vil være, og er essensiell for å utnytte klodens ressurser, dempe forbruket av primærenergi og stoppe økningen av CO₂-utslipp.

Gjennom denne masteroppgaven har de tekniske, lønnsomme og energieffektive egenskapene til CHP i kombinasjon med fjernvarme blitt nærmere kartlagt. Med virkningsgrader på mellom 80 og 100 prosent og lave primærenergifaktorer, vil CHP være en viktig bidragsyter til både en kortsiktig og langsiktig reduksjon i primærenergiforbruk og dermed også utslipp av CO₂, hvis teknologien benyttes til rette formål og driftes på en økonomisk og teknisk optimal måte. Tallfestede utslipp av CO₂ på bakgrunn av at CHP-anlegget drives på naturgass eller biogass, vil i denne sammenhengen være irrelevant, spesielt når dette på ingen opplagt måte kan sammenlignes med enkelte andre energiforsyningsalternativer. Det som er viktig er at bruken av CHP på bakgrunn at god utnyttelse av energikilden, vil gi et bidrag til en energieffektiv, og dermed også miljøvennlig kraft- og varmeproduksjon. En fremtidsrettet målsetning bør i høyeste grad være CHP-anlegg basert på biobrensel. Men i en overgangsperiode til at biogass er tilstrekkelig teknologisk utviklet, vil det være nødvendig å introdusere CHP basert på naturgass, gjerne med et supplement av biogass, i Norsk kraftproduksjon. For å tilstrebe et bærekraftig

helhetlig energisystem, bør dette realiseres på lik linje med fjernvarmeutbygging og vindkraftutbygging med tilhørende støtteordninger.

Kapittel 11

11 Oppsummering og konklusjon

I det siste kapitlet av denne masteroppgaven vil det foretas en liten oppsummering av arbeidet som er utført, og en presentasjon av resultatene i en konklusjon. Dette avsluttes til slutt med anbefalinger til videre arbeid.

11.1 Oppsummering

Etter en introduksjon av CHP og fjernvarme ble det på bakgrunn av viktigheten med satsing på fjernvarme og alternativ energiforsyning i distrikter, tatt en beslutning om å kartlegge dette nærmere gjennom flere aktuelle case i et aktuelt referanseområde. Norge er et land med relativ lav energitetthet, og et elektrisk distribusjonsnett som i stor grad er lite tilfredsstillende utbygd. Dette gjør at energiplanlegging og alternativ kraftproduksjon i distrikter spesielt interessant. Gjennom arbeid med lokale energiutredninger og energi- og klimaplaner har kommuner i Norge langt på vei fått innsikt i hvilke muligheter fjernvarme og alternativ energiforsyning kan gi. Dette gjør at CHP i kombinasjon med fjernvarme i stor grad vil være et høyaktuelt alternativ i distrikts Norge.

Ved å plukke ut ulike case som vil være relevant for et typisk fjernvarmesystem i en vanlig Norsk kommune, åpner dette for å fremskaffe hvilket system som egner seg best. Det ble dermed valgt ut seks forskjellige case med bruk av gassmotor, som antas å være det beste alternativ i et mindre system ut fra de tekniske egenskapene til de ulike teknologier. I tillegg ble det valgt ut et case til å representere gassturbinteknologien. Disse ulike casene skulle på hver sin måte driftes ut fra et fremskaffet energibehov til en bygningsmasse i en typisk Norsk distriktskommune.

For å finne det beste systemet ut fra de sju casene, ble det utarbeidet en optimaliseringsmodell. Denne modellen hadde til hensikt å finne det systemet som ga størst fleksibilitet og mest rimelige driftsutgifter. I tillegg ble akkumulatortanker implementert i

modellen til flere av casene, med hensikt om å kartlegge nyttigheten ved bruk av akkumulatortanker. Etter simulering av de ulike casene, ble det utført økonomiske analyser av alle de sju forskjellige casene, der den beste ble plukket ut til videre utredning av følsomhetsanalyse og sammenligning med andre energiforsyningsalternativ.

I siste del ble det gitt en introduksjon i primær energiforbruk og CO₂-utslipp som følge av energiforsyning fra tre ulike energiforsyningsalternativ, herav CHP i kombinasjon med fjernvarme (representert ved den beste case fra tidligere utredninger i oppgaven), fjernvarme uten CHP og helelektrisk energiforsyning.

11.2 Konklusjon

Etter simuleringer i optimaliseringsmodellen, ble det avdekt at et anlegg bestående av to eller tre gassmotorer åpnet for lengre driftstid og en mer optimal drift i forhold til utnyttelse av motorenes kapasitet. I tillegg viste simuleringene at bruk av akkumulatortanker ga en langt jevnere drift over døgnet, og utnyttet dermed gassmotorenes kapasitet i enda større grad.

I lønnsomhetsanalysen av de sju ulike casene ble det slått fast at nåverdien for en energisentral med en installert gassmotor, er 4 prosent av den beste sammensetningen som var besto av to gassmotorer og akkumulatortank. En energisentral uten akkumulatortanker vil gi en nåverdi på 50 prosent av den beste sammensetningen. De viste seg å være lite skilnad mellom casene med to eller tre gassmotorer med akkumulatortank. Alle installasjoner med gassmotor foruten installasjonen med én motor ga en internrente på over 8 prosent.

Gassturbinalternativet ble ikke lønnsomt, først og fremst på bakgrunn av høye investeringskostnader og stor grad av drift på dellast. Heller ikke gassmotorer med bruk av biogass ga lønnsomhet. Fremste grunn til dette er at biogass fortsatt er kostbart i forhold til naturgass.

I følsomhetsanalysene ble det klart at gassprisen i stor grad påvirker lønnsomheten i prosjektet. Lønnsomheten med gasspriser fra 2008 var 13 prosent av lønnsomheten med gasspriser fra 2000, med samme priser på el og varme. Det ble også avdekt at varmeprisen har større innvirkning på lønnsomheten enn elprisen. Med utgangspunkt i energiprisene fra 2008, vil både elprisen og varmeprisen påvirke den totale lønnsomheten i så stor grad at positiv nåverdi kan bli negativ. Balansepunktet ved endring i elprisen ligger på 23 øre/kWh, mens varmeprisen ligger på 68 øre/kWh.

Det vil ikke oppnås lønnsomhet for CHP-anlegget ved innføring av grønne sertifikater, med en sertifikatpris fra 2008.

Ved en sammenligning med andre energiforsyningsalternativ, vil varmeprisen for CHP-anlegg ligge høyere enn varmeprisen for varmepumpe og biokjel. Dette vil imidlertid endre seg ved

økte elpriser. Varmeprisen for CHP vil synke til samme nivå som biokjel og varmepumpe med elpriser på henholdsvis ca 65 øre/kWh og ca 77 øre/kWh. Varmeprisen for varmepumpa vil imidlertid stige ved økte elpriser.

Primærenergiforbruket for energiproduksjon basert på CHP i kombinasjon med fjernvarme vil være 30 prosent av primærenergiforbruket til energiproduksjon basert på elektrisitet fra UCPTe, og 43 prosent av primærenergiforbruket til energiproduksjon basert på fjernvarme og elektrisitet fra UCPTe. Denne forskjellen øker hvis ekstern elektrisitet kommer fra kullkraftverk. Grunnen til dette er at primærenergifaktoren til elektrisitet fra kullkraft er høyere enn primærenergifaktoren til elektrisitet fra UCPTe.

Beregning av CO₂-utslipp som følge av energiforsyning av de ulike energiforsyningsalternativene, svinger i stor grad etter hvilken CO₂-koeffisient som benyttes i kalkulasjonen. Det finnes per dags dato ingen føringer i bruk av CO₂-koeffisient, som gjør det mulig å tallfeste CO₂-utslipp som følge av elektrisk energiforsyning.

11.3 Anbefalinger til videre arbeid

I første omgang vil det anbefales å videreutvikle simuleringsmodellen til å ta hensyn til de termodynamiske egenskapene til installasjonene i energisentralen. Ved å implementere dette i modellen, vil man anskaffe et godt verktøy detaljert planlegging av den reelle driften av et system bestående av gassmotorer. Dette vil gi muligheten til å planlegge innkjøp av brensel i større grad, og gi eksakte tall på hvor mye varmeenergi som er tilgjengelig etter kraftproduksjonen. På denne måten kan gasskjøler dimensjoneres. Dette anses som en større oppgave, som sannsynligvis vil kreve betydelige ressurser.

Det vil også være av interesse å utvide modellen til å optimalisere med hensyn på variasjoner i elprisen. Dette innebærer at anlegget kan driftes i perioder med høy pris på elektrisk kraft, selv om det måtte medføre tap på grunn av overproduksjon av varme. Generelt sett vil det anbefales å utvikle modellen slik at den kan betrakte varierende energipriser. Dette åpner også for mer nøyaktighet i lønnsomhetsanalysene fordi det vil bli tatt høyde for variable kontantstrømmer.

På generelt grunnlag vil det også anbefales å kartlegge stirlingmotorer som basis for CHP i kombinasjon med fjernvarme. Stirlingmotorer finnes i mindre enheter, og kan operere med høye elvirkningsgrader. De har også stor fleksibilitet i forhold til bruk av brensel, og kan anvendes hvis det er tilgang på spillvarme. Ved bruk av stirlingmotor i kombinasjon med spillvarme, vil en kunne oppnå primærenergifaktorer under null for fjernvarmeanlegget, ved bruk av Power Bonus Method. Dette fordi man ikke benytter brensel som energikilde, samtidig som man får fratrukket for produsert elektrisk energi. I tillegg er det utviklet stirlingmotorer som kan brukes som varmepumpe, ved å drives reversibelt. I stedet for å generere strøm ved hjelp av temperaturdifferanse på en varme og kald side, som stirlingmotoren gjør, kan en tilsette strøm, og benytte motoren som kompressor. Dermed

kan motoren benyttes til å flytte varme. I et CHP-anlegg med varme- og elforsyning er dette spesielt interessant, fordi stirlingmotoren på denne måten kan benyttes til kjøling i varmere perioder.

Referanser

1. Sæther S., *Thermal Heat and Power Production With Models for Local and Regional Energy Systems*. 1999.
2. Olje- og energidepartementet, *Lov om vassdrag og grunnvann*. 1994.
3. Miljøverndepartementet, *Klimaforliket*. 2008.
4. The European Parliament and The Council of The European Union, *On The Promotion of Cogeneration Based On a Useful Heat Demand In The Internal Energy Market*. 2004.
5. Svensk fjernvarme, *Om kraftvarme*. 2010.
6. Novakoviic V., Hanssen S.O., Thune J.V., Wangensteen I., Gjerstad F.O., *Enøk i Bygninger*. 2007.
8. Bolland O., Sveinsson B.E., *Naturgassbasert kraftvarmeverk ved Lilleby varmesentral - et skisseprosjekt*. 2000.
9. Loo S.v., Koppejan J, *The Handbook of Biomass Combustion and Co-firing*. 2008.
10. Magnussen, P., *Gasskraftverket på Kårstø*. Forelesning i faget Naturgass 14.11.2007, 2007.
11. Griffith R.T., *Combined Heat and Power, A Practical Guide to the Evaluation, Development, Implementation and Operation of Cogeneration Schemes*. 1995.
12. Moran M.J, Shapiro H.N., *Fundamentals of engineering thermodynamics*. 2004.
13. EDUCOGEN, *The European Educational Tool on Cogeneration*. 2001.
14. Bolland, O., *Thermal Power Generation*. 2008.
15. Kommunal- og regionaldepartementet, *Om lov om planlegging og byggesaksbehandling*. 2007.
16. Ulseth R., *TEP14 Bygningers energiforsyning, del 1 Vannbåren varme- systemer og egenskaper* 2008.
17. Statistisk sentralbyrå, *Økt bruk av fjernvarme*. 2008.
18. Statistisk sentralbyrå, *Folkemengde og areal i tettsteder*. 2009.

19. Noregs vassgrags- og energidirektorat, *Lokale energiutredninger*. 2009.
20. Kosberg M, Solem R, Kykjeeide S.E., Hareide T., *Verdens naturgassmarkeder*. 2007.
21. Enova, *Manual for enøk normtall*. 2004.
22. Stene J., *Varmepumper, bygningsoppvarming*. 1997.
23. Pedersen L., *Load Modelling og Buildings in Mixed Energy Distribution System*. 2007.
24. Fosenkraft, *Fjernvarme i Bjugn*. 2009.
25. United States Environmental Protection Agency, *Catalog of CHP Technologies*. 2002.
26. International Energy Agency, *Two-step Decision and Optimisation Model for Centralised or Decentralised Thermal Storage in DH&C Systems*. 2005.
27. Solbak H.V., *Analyse av tekniske og økonomiske potensial for bygging av akkumulatortanker i fjernvarmesystem ved Trondheim energi fjernvarme*. 2009.
28. Nobio, Enova, Sweco Grøner, *Forretningsutvikling og prosjektering av bioanlegg, Bioenergi - et alternativ til oppvarming med stadig dyrere olje og strøm*. Kursmanual, 2007.
29. CEN, European committee for standardization, *District Heating Pipes - Preinsulated Bounded Systems for Directly Buried Hot Water Networks - Pipe Assembly of Steel Service Pipe, Polyurethane Thermal Insulation and Outher Casing of Polyethylene*. 2009.
30. Tempero energitjenester a/s, *Fjernvarme på Brekstad - En forstudierapport*. 2006.
31. NVE, *Kostnader ved produksjon av kraft og varme*. 2007.
32. Statoil, *Konfidensielle detaljopplysninger*. 2009.
33. BP, *Gas Table of Natural Gas Prices 2009*. 2009.
34. Enova, *Program for fjernvarme nyetablering* 2009.
35. Enova, *Brukerveiledning av enøk lønnsomhet*. 2003.
36. Olje- og energidepartementet, *Energi- og vassdragsvirksomheten i Norge*. 2002.
37. Wangensteen I., *Power System Economics - the Nordic Electricity Market*. 2006.
38. Nord Pool Spot AS, *Market Data*. 2010.
39. Statnett SF, *Nettutviklingsplan for sentralnettet*. 2009.

40. Statnett SF, *Villkår for anmelding, håndtering av bud og prissetting i regulerkarftmarkedet (RKM)*. 2009.
41. Marco L., Støle F., *Hovedprinsipper for tariffing av fjernvarme*. 2009.
42. Olje- og energidepartementet, *Energi- og kraftbalansen mot 2020*. 1998.
43. NVE, *Endringer i forskrift 11 mars 1999 nr. 302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer - Utkoblbart forbruk*. 2009.
44. Gassmagasinet, *Status for biogass*. 2010.
45. Svenskt gassteknisk senter, *Biogass i Sverige og muligheter for Norge*. 2006.
46. Finansdepartementet, *En vurdering av særavgiftene*. 2007.
47. Toll- og avgiftsdirektoratet, *Avgifter på mineralske produkter mv. 2010, Rundskriv nr 11/2010 S*. 2010.
48. Olofsson M, Johansen T.R., *Overenskomst om prinsipper for videre utvikling av et felles marked for elsertifikater, vedlegg til pressemelding*. 2009.
49. Nielsen J.R., *A Model For Optimization and Analysis of Energy Flexible Boiler Plants for Buildind Heating Purposes*. 1996.
50. Taylor B.W., *Introduction to Management Science, pensumbok i faget TIØ 4120 Operasjonsanalyse*. 2007.
51. Ulseth R., *Lokal energiplanlegging, forelesningsmanus i faget TET4135 Energiplanlegging*. 2007.
52. Faanes H.H., *Optimalisering av energisystemer, forelesningsmanus i faget TET4135 Energiplanlegging*. 2007.
53. Nilsen J.Ø., *A Computer Model for Planning of Energy Systems with Time Dependent Components and Boundary Conditions*. 1994.
54. Sundberg V., *Telefonisk samtale*. 2010.
55. Henry Hub, *Henry Hub Natural Gas Spot Prices 2010*. 2010.
56. ProSus, *Bærekraftig utvikling*. 2005.
57. BP, *Statistical Review of World Energy 2008*. 2008.

58. COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES, *Directive 2002/91/EC of the European Parliament and of the Council of 16 December 2002 on the energy performance of buildings*. 2002.
59. COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES, *Proposal for a DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on the energy performance of buildings (recast)*. 2008.
60. CEN, European committee for standardization, *Energy performance of buildings – Overall energy use and definition of energy ratings* 2008.
61. CEN, European committee for standardization, *Heating systems in buildings - Method for calculation of system energy requirements and system efficiencies - part 4-5: Space heating generation systems, the performance and quality of district heating and large volume systems*. 2007.
62. Ulseth R., Berner M., *The Primary Energy Concept (The 11th International Symposium in District Heating and Cooling, August 31 to September 31, 2008, Reykjavik, Iceland)*). 2007.
63. Hovland M. K., *Klimakuren: dette er tiltakene*. 2010.
64. Spreng M., *Enkelt å oppfylle Norges klimamål*. 2009.
65. Witberg K., *Elektrisk kraft og CO2-utslipp*. 2009.
66. Ulseth R., *Store vrangforestillinger i den norske energi- og klimadebatten*. 2009.

Vedlegg

A VBA-koder til simulering av Figur 6 og Figur 8

```
Option Explicit
Sub lagFaktorverdier()
Dim tabell_ec(1 To 9) As Double
Dim tabell_bs(1 To 9) As Double
Dim tabell_stipp(1 To 9) As Double
Dim i As Integer
Dim velgte As String
i = 1
velgte = InputBox("gassmotor eller gassturbin?")
If velgte = "gassmotor" Then
    For i = 1 To 9
        tabell_ec(i) = (ActiveSheet.Range("B8772").Offset(0, i - 1).Value) /
(ActiveSheet.Range("B8772").Value)
        tabell_bs(i) = (ActiveSheet.Range("K8772").Offset(0, i - 1).Value) /
(ActiveSheet.Range("K8772").Value)
        tabell_stipp(i) = (tabell_ec(i) + tabell_bs(i)) / 2
        ActiveSheet.Range("B8775").Offset(0, i - 1) = tabell_stipp(i)
    Next i
ElseIf velgte = "gassmotor" Then
    For i = 1 To 9
        tabell_ec(i) = (ActiveSheet.Range("B8797").Offset(0, i - 1).Value) /
(ActiveSheet.Range("B8797").Value)
        tabell_bs(i) = (ActiveSheet.Range("K8797").Offset(0, i - 1).Value) /
(ActiveSheet.Range("K8797").Value)
        tabell_stipp(i) = (tabell_ec(i) + tabell_bs(i)) / 2
        ActiveSheet.Range("B8800").Offset(0, i - 1) = tabell_stipp(i)
    Next i
Else
    MsgBox "skrevet feil"
End If
End Sub

Sub lagNydellastkarakteristikk()
Dim i As Integer
Dim j As Integer
Dim jteller As Integer
```

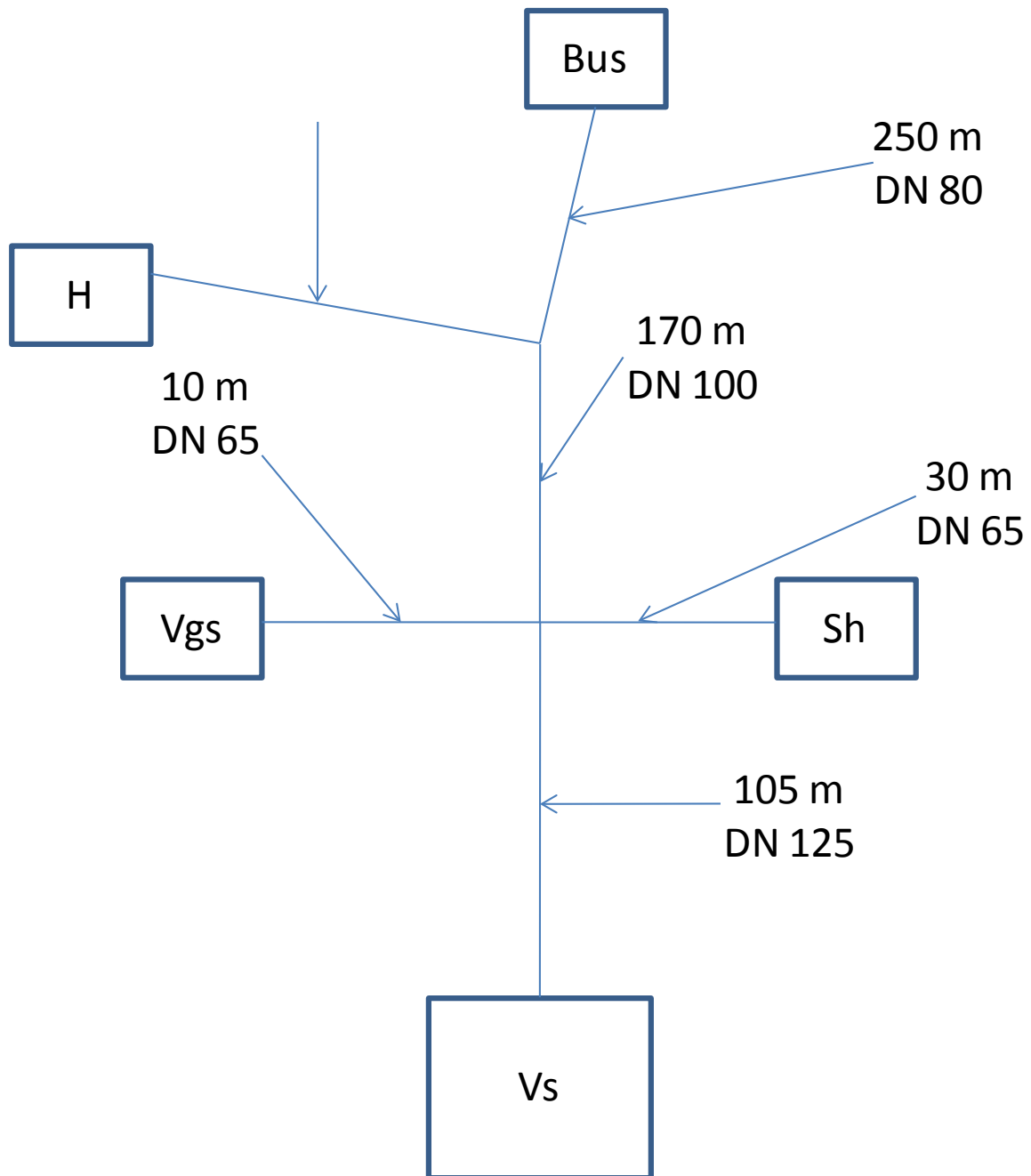
```

Dim oppdelt As Double
Dim diff As Double
Dim verdi1(1 To 8) As Double
Dim verdi2(1 To 8) As Double
Dim faktortabell(1 To 80) As Double
Dim tabell(1 To 80) As Double
Dim dellasttabell(1 To 80) As Double
Dim maxElvirk As Integer
Dim velgtek As String
velgtek = InputBox("gassmotor eller gassturbin?")
If velgtek = "gassmotor" Then
    maxElvirk = InputBox("Skriv inn maksimal el-virkningsgrad på motoren i prosent")
    i = 1
    j = 1
    jteller = 1
    For i = 1 To 8
        verdi1(i) = ActiveSheet.Range("B8775").Offset(0, i - 1)
        verdi2(i) = ActiveSheet.Range("C8775").Offset(0, i - 1)
        diff = verdi1(i) - verdi2(i)
        oppdelt = diff / 10
        For j = 1 To 10
            jteller = jteller + 1
            tabell(j) = oppdelt * j
            faktortabell(j) = 1
            faktortabell(j + 1) = ActiveSheet.Range("B8775").Offset(0, i - 1) - tabell(j)
            dellasttabell(j) = faktortabell(j) * maxElvirk / 100
            dellasttabell(j + 1) = faktortabell(j + 1) * maxElvirk / 100
            ActiveSheet.Range("X8769") = dellasttabell(j)
            ActiveSheet.Range("X8769").Offset(jteller - 1, 0) = dellasttabell(j + 1)
        Next j
    Next i
ElseIf velgtek = "gasturbin" Then
    maxElvirk = InputBox("Skriv inn maksimal el-virkningsgrad på turbinen i prosent")
    i = 1
    j = 1
    jteller = 1
    For i = 1 To 8
        verdi1(i) = ActiveSheet.Range("B8800").Offset(0, i - 1)
        verdi2(i) = ActiveSheet.Range("C8800").Offset(0, i - 1)
        diff = verdi1(i) - verdi2(i)
        oppdelt = diff / 10
        For j = 1 To 10
            jteller = jteller + 1
            tabell(j) = oppdelt * j
            faktortabell(j) = 1

```

```
faktortabell(j + 1) = ActiveSheet.Range("B8800").Offset(0, i - 1) - tabell(j)
dellasttabell(j) = faktortabell(j) * maxElvirk / 100
dellasttabell(j + 1) = faktortabell(j + 1) * maxElvirk / 100
ActiveSheet.Range("Y8769") = dellasttabell(j)
ActiveSheet.Range("Y8769").Offset(jteller - 1, 0) = dellasttabell(j + 1)
Next j
Next i
Else
    MsgBox "valgt feil"
End If
End Sub
```

B Skisse over fjernvarmeanlegget med avstander og rørdimensjoner.

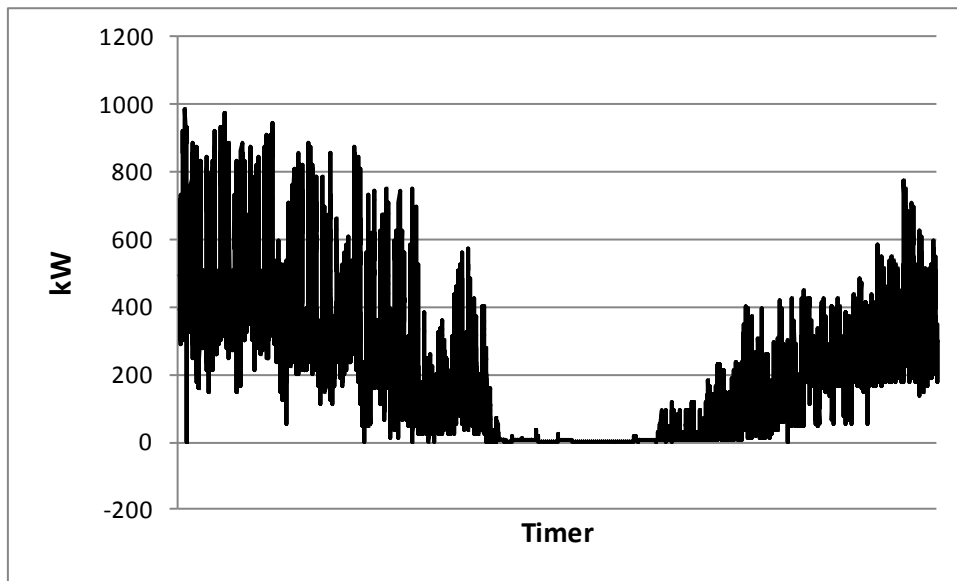


Vgs – videregående skole, H – idrettshall, Bus – barne- og ungdomsskole, Sh – sykehjem, Vs – varmesentral

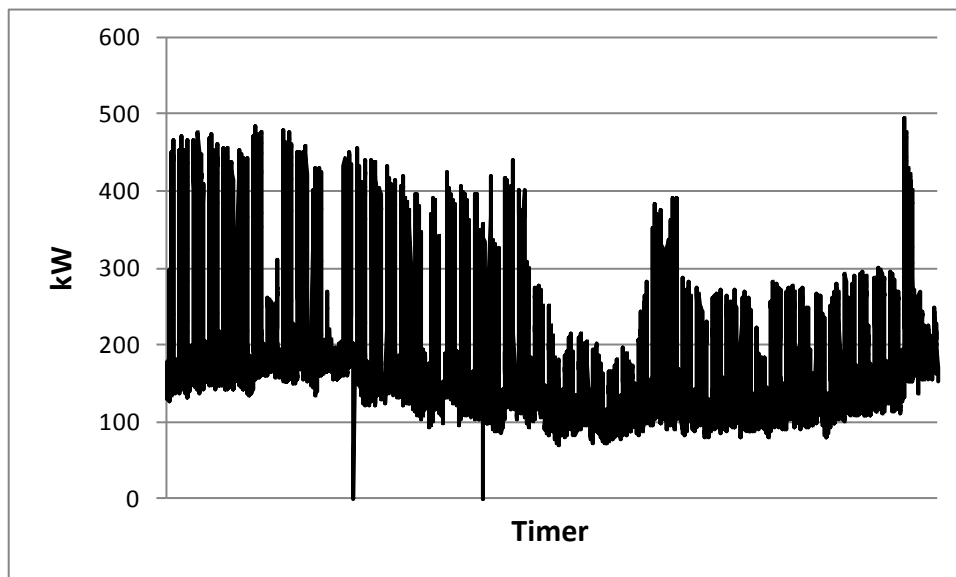
C VBA-kode for å sette varme- og elbruk i en kolonne som grunnlag for effektvarighetskurvene

```
Option Explicit
Sub timeforbruk_i_en_kolonne()
Dim tabell_1(1 To 365, 1 To 24) As Integer
Dim tabell_2(1 To 8760) As Integer
Dim i As Integer
Dim j As Integer
Const imax As Integer = 365
Const jmax As Integer = 24
Dim jteller As Integer
jteller = 1
For i = 1 To imax
  For j = 1 To jmax
    Range("Z3").Offset(jteller - 1, 0) = jteller
    tabell_1(i, j) = Range("B3").Offset(i - 1, j - 1).Value
    tabell_2(jteller) = tabell_1(i, j)
    Range("AA3").Offset(jteller - 1, 0) = tabell_2(jteller)
    jteller = jteller + 1
  Next j
Next i
End Sub
```

D Lastkurve for totalt varmeforbruk



E Lastkurve for totalt elforbruk



F VBA-kode for korrigering av last i tilfeller der det benyttes akkumulator

```
Option Explicit
Sub LastkorrigeringVedBrukAvAkkumulator()
Dim opprinnTab(1 To 48) As Double
Dim diffTab(1 To 48) As Double
Dim korrigertTab(1 To 48) As Double
Dim maxeff As Double
Dim sumdiff As Double
Dim sumMellomdiff As Double
Dim sumkorrigert As Double
Dim sumMellomkorrigert As Double
Dim logisk As Integer
Dim differanse As Double
Dim sumLogisk As Integer
Dim fordelingsverdi As Double
Dim i As Integer
Dim j As Integer
Dim teller As Integer
Dim refteller1 As Integer
Dim refteller2 As Integer
Dim refteller3
Dim valgtcase As Integer
Dim m As Integer
"....."velger case, m brukes til å navigere til rette
referansecelle"....."
valgtcase = InputBox("velg case 2, 3, 4, 5 eller 6. Case 1 har ikke akkumulatortank")
If valgtcase = 2 Then
m = 0
maxeff = (200 + 120 + 120) / 0.66
Elseif valgtcase = 3 Then
m = 1
maxeff = (200 + 200 + 50) / 0.66
Elseif valgtcase = 4 Then
m = 2
maxeff = (200 + 200) / 0.66
Elseif valgtcase = 5 Then
m = 3
maxeff = (388 + 120) / 0.66
Elseif valgtcase = 6 Then
m = 4
maxeff = 486 / 0.66
Else
MsgBox "skrevet ugyldig tall"
```

```

End If
....."slutt valg av case".....
refteller1 = 0
refteller2 = 0
....."hovedforløkke. denne går 183 ganger. dvs at programmet
regulerer lasten over 2 døgn".....
For j = 1 To 183
    differanse = 1
    teller = 0
....."løkke som går til at differansen mellom opprinnelig tabell og
justert tabell er lik null".....
    Do Until differanse = 0
....."lager en opprinnelig tabell med drift uten
akkumulator".....
        If teller = 0 Then
            For i = 1 To 48
                opprinnTab(i) = ActiveSheet.Range("D3").Offset(refteller1, 0).Value
                diffTab(i) = opprinnTab(i)
                refteller1 = refteller1 + 1
            Next
....."slutt på lagning av opprinnelig
tabell".....
            Else
                sumkorrigert = 0
                sumMellomkorrigert = 0
                sumdiff = 0
                sumMellomdiff = 0
                logisk = 0
                fordelingsverdi = 0
                refteller3 = 0
....."lager ny tabell som setter verdier over maks effekt til
maks effekt".....
                For i = 1 To 48
                    If diffTab(i) >= maxeff Then
                        korrigertTab(i) = maxeff
                        logisk = logisk
                    Else
                        korrigertTab(i) = diffTab(i)
                        logisk = logisk + 1
                    End If
                    If teller = 1 Then
                        ActiveSheet.Range("E3").Offset(refteller2, m) = korrigertTab(i)
                        refteller2 = refteller2 + 1
                        refteller3 = refteller2
                    Else

```



```

        ActiveSheet.Range("E3").Offset(refteller2 + refteller3 - 48, m) =
korrigertTab(i)
        refteller2 = refteller2
        refteller3 = refteller3 + 1
    End If
    sumMellomdiff = diffTab(i)
    sumdiff = sumdiff + sumMellomdiff
    sumMellomkorrigert = korrigertTab(i)
    sumkorrigert = sumkorrigert + sumMellomkorrigert
Next
    differanse = sumdiff - sumkorrigert
    If logisk = 0 Then
        fordelingsverdi = 0
    Else
        fordelingsverdi = differanse / logisk
    End If
    .....slutt på løkke som luker ut over maksimal
effekt.....
    .....lager enda en tabell som legger overskuddenergien
inn til timene der ettersp er lav""
        If differanse > 0 Then
            For i = 1 To 48
                If korrigertTab(i) >= maxeff Then
                    diffTab(i) = maxeff
                Else
                    diffTab(i) = korrigertTab(i) + fordelingsverdi
                End If
            Next
        End If
    .....slutt på løkke som legger
til.....
        End If
        teller = teller + 1
    Loop
    .....slutt på differanseløkke.....
Next
    .....slutt hovedløkke. program ferdig.....
End Sub

```

G Standardiserte rørdimensjoner til fjernvarmedistribusjon

Nominal diameter DN	Outside diameter D_s mm	Minimum nominal wall thickness T mm
15	21,3	2,0
20	26,9	2,0
25	33,7	2,3
32	42,4	2,6
40	48,3	2,6
50	60,3	2,9
65	76,1	2,9
80	88,9	3,2
100	114,3	3,6
125	139,7	3,6
150	168,3	4,0
200	219,1	4,5
250	273,0	5,0
300	323,9	5,6
350	355,6	5,6
400	406,4	6,3
450	457,0	6,3
500	508,0	6,3
600	610,0	7,1
700	711,0	8,0
800	813,0	8,8
900	914,0	10,0
1 000	1 016,0	11,0
1 200	1 219,0	12,5

Universitetsbiblioteket i Trondheim 2009-09-15. Reproduction is not allowed

H VBA koder for hovedmodell

```
Option Explicit
Sub DriftMedOptimaliseringGen()
Dim Pgm1 As Double
Dim Pgm2 As Double
Dim Pgm3 As Double
Dim PL As Double
Dim lamda_gm1 As Double
Dim lamda_gm2 As Double
Dim lamda_gm3 As Double
Const PHR As Double = 0.66
Dim Pgm1_max As Double
Dim Pgm2_max As Double
Dim Pgm3_max As Double
Dim Pgm1_min As Double
Dim Pgm2_min As Double
Dim Pgm3_min As Double
Dim deltaP As Double
Dim i As Integer
Dim ef As Double
Dim nbv As Double
Dim nel1 As Double
Dim nel2 As Double
Dim nel3 As Double
Dim dellast1 As Double
Dim dellast2 As Double
Dim dellast3 As Double
Dim prosentref1 As Double
Dim prosentref2 As Double
Dim prosentref3 As Double
Dim slingring1 As Double
Dim slingring2 As Double
Dim slingring3 As Double
Dim doteller As Integer
Dim Ptot As Double
Dim velgcase As Integer
Dim m As Integer
Dim n As Integer
Dim j As Integer
.....GITTE
KONSTANTER'.....
ef = ActiveSheet.Range("U10").Value
nbv = ActiveSheet.Range("P10").Value
```

```

....."IF SETNING SOM VELGER HVILKET CASE SOM SKAL
SIMMULERES".....
....."n STÅR FOR ANTALL
MOTORER".....
....."m BRUKES TIL Å REFERERE TIL RIKTIG CELLE UT FRA HVILKET
CASE SOM VELGES".....
velgcase = InputBox("skriv inn hvilket case du vil simmulere")
If velgcase = 1 Then
    m = 0
    n = 3
Elseif velgcase = 2 Then
    m = 1
    n = 3
Elseif velgcase = 3 Then
    m = 2
    n = 3
Elseif velgcase = 4 Then
    m = 3
    n = 2
Elseif velgcase = 5 Then
    m = 4
    n = 2
Elseif velgcase = 6 Then
    m = 5
    For j = 1 To 8760
        Pgm1_max = ActiveSheet.Range("O25").Value / PHR
        Pgm1_min = Pgm1_max * 0.2
        Pgm1 = Pgm1_min
        Ptot = Pgm1
        PL = ActiveSheet.Range("D3").Offset(j - 1, m)
        If PL < Ptot Then
            lamda_gm1 = 0
            prosentref1 = 0
            Pgm1 = 0
        Else
            Do While Ptot < PL
                dellast1 = Pgm1 / Pgm1_max
                prosentref1 = ActiveSheet.Range("T8769").Value
                slingring1 = dellast1 / prosentref1
                doteller = 0
                Do Until slingring1 >= 1
                    prosentref1 = ActiveSheet.Range("T8769").Offset(doteller, 0)
                    slingring1 = dellast1 / prosentref1
                    nel1 = ActiveSheet.Range("Y8769").Offset(doteller, 0).Value
                    doteller = doteller + 1
            Loop
        End If
    Next j
End If

```

```

Loop
lamda_gm1 = ef / (nbv * nel1)
  If (Ptot + deltaP) > PL And Ptot < PL Then
    deltaP = PL - Ptot
  Else
    deltaP = 5
  End If
Pgm1 = Pgm1 + deltaP
Ptot = Pgm1
Loop
End If
ActiveSheet.Range("EL3").Offset(j - 1, 0) = PL
ActiveSheet.Range("EM3").Offset(j - 1, 0) = lamda_gm1
ActiveSheet.Range("EN3").Offset(j - 1, 0) = prosentref1
ActiveSheet.Range("EO3").Offset(j - 1, 0) = Pgm1
Next
Else
MsgBox "skrevet ugyldig tall"
End If
....."SLUTT PÅ VALG AV CASE SOM SKAL
SIMMULERES".....
....."KJØRER GJENNOM HVIS DET ER TO MOTORER I
SYSTEMET".....
If n = 2 Then
  For j = 1 To 8760
    Pgm1_max = ActiveSheet.Range("O23").Offset(m - 3, 0).Value / PHR
    Pgm2_max = ActiveSheet.Range("P23").Offset(m - 3, 0).Value / PHR
    Pgm1_min = Pgm1_max * 0.2
    Pgm2_min = Pgm2_max * 0.2
    PL = ActiveSheet.Range("G3").Offset(j - 1, m - 3)
    prosentref1 = 0
    prosentref2 = 0
    .....IF SETNING SOM SJEKKER OM LASTEN ER SÅ LITEN AT KUN
DEN MINSTE KAN DEKKE".....
    If PL < Pgm1_min Then
      If PL < Pgm2_min Then
        lamda_gm1 = 0
        lamda_gm2 = 0
        Pgm1 = 0
        Pgm2 = 0
        Ptot = 0
      Else
        Pgm1 = 0
        Pgm2 = PL
      End If
    End If
  End For
End If

```

.....IF SETNING SOM SJEKKER AT EN MOTOR ER TILSTREKkelig TIL
Å DEKKE LASTEN.....

```
Elseif Pgm1_max >= PL Then
  If Pgm2_max >= PL Then
    dellast1 = PL / Pgm1_max
    prosentref1 = ActiveSheet.Range("T8769").Value
    slingring1 = dellast1 / prosentref1
    doteller = 0
    If slingring1 >= 0.2 Then
      Do Until slingring1 >= 1
        prosentref1 = ActiveSheet.Range("T8769").Offset(doteller, 0)
        slingring1 = dellast1 / prosentref1
        nel1 = ActiveSheet.Range("V8769").Offset(doteller, 3 - m).Value
        doteller = doteller + 1
      Loop
    End If
    dellast2 = PL / Pgm2_max
    prosentref2 = ActiveSheet.Range("T8769").Value
    slingring2 = dellast2 / prosentref2
    doteller = 0
    If slingring2 >= 0.2 Then
      Do Until slingring2 >= 1 And slingring2 >= 0.2
        prosentref2 = ActiveSheet.Range("T8769").Offset(doteller, 0)
        slingring2 = dellast2 / prosentref2
        nel2 = ActiveSheet.Range("V8769").Offset(doteller, m - 3).Value
        doteller = doteller + 1
      Loop
    End If
    lamda_gm1 = ef / (nbv * nel1)
    lamda_gm2 = ef / (nbv * nel2)
    If lamda_gm1 <= lamda_gm2 Then
      Pgm1 = PL
      Pgm2 = 0
      lamda_gm2 = 0
    Else
      Pgm2 = PL
      Pgm1 = 0
      lamda_gm1 = 0
    End If
  Else
    dellast1 = PL / Pgm1_max
    prosentref1 = ActiveSheet.Range("T8769").Value
    slingring1 = dellast1 / prosentref1
    doteller = 0
    If slingring1 >= 0.2 Then
```

```

Do Until slingring1 >= 1
    prosentref1 = ActiveSheet.Range("T8769").Offset(doteller, 0)
    slingring1 = dellast1 / prosentref1
    nel1 = ActiveSheet.Range("V8769").Offset(doteller, 3 - m).Value
    doteller = doteller + 1
Loop
End If
Pgm1 = PL
Pgm2 = 0
lamda_gm1 = ef / (nbv * nel1)
lamda_gm2 = 0
End If
Ptot = Pgm1 + Pgm2
Else
    Pgm1 = Pgm1_min
    Pgm2 = Pgm2_min
    .....SLUTT PÅ IF SETNING SOM SJEKKER AT EN MOTOR ER
TILSTREKkelig TIL Å DEKKE LASTEN.....
    Ptot = Pgm1 + Pgm2
    .....HOVEDKØKKE. DENNE KJØRES TIL LASTEN ER
DEKT.....
    Do While Ptot < PL And Ptot > 0
        dellast1 = Pgm1 / Pgm1_max
        prosentref1 = ActiveSheet.Range("T8769").Value
        slingring1 = dellast1 / prosentref1
        doteller = 0
        .....LØKKE SOM FINNER VIRKNINGSGRADEN TIL MOTOR
1.....
        If slingring1 >= 0.2 Then
            Do Until slingring1 >= 1
                prosentref1 = ActiveSheet.Range("T8769").Offset(doteller, 0)
                slingring1 = dellast1 / prosentref1
                nel1 = ActiveSheet.Range("V8769").Offset(doteller, 3 - m).Value
                doteller = doteller + 1
            Loop
        End If
        ..... SLUTT LØKKE SOM FINNER VIRKNINGSGRADEN TIL MOTOR
1.....
        dellast2 = Pgm2 / Pgm2_max
        prosentref2 = ActiveSheet.Range("T8769").Value
        slingring2 = dellast2 / prosentref2
        doteller = 0
        .....LØKKE SOM FINNER VIRKNINGSGRADEN TIL MOTOR
2.....
        If slingring2 >= 0.2 Then

```

```

Do Until slingring2 >= 1 And slingring2 >= 0.2
    prosentref2 = ActiveSheet.Range("T8769").Offset(doteller, 0)
    slingring2 = dellast2 / prosentref2
    nel2 = ActiveSheet.Range("V8769").Offset(doteller, m - 3).Value
    doteller = doteller + 1
Loop
End If
....."SLUTT LØKKE SOM FINNER VIRKNINGSGRADEN TIL MOTOR
2".....
    Ptot = Pgm1 + Pgm2
....."IF SETNING SOM SJEKKER OM DELTAP MÅ
KORRIGERES".....
    If (Ptot + deltaP) > PL And Ptot < PL Then
        deltaP = PL - Ptot
    Else
        deltaP = 5
    End If
....."SLUTT PÅ IF SETNING SOM SJEKKER
DELTAP".....
....."IF-SETNING SOM FINNER HVILKEN MOTOR SOM HAR LAVEST
MARGINALKOST".....
    lamda_gm1 = ef / (nbv * nel1)
    lamda_gm2 = ef / (nbv * nel2)
    If lamda_gm1 < lamda_gm2 Then
        If (Pgm1 + deltaP) <= Pgm1_max Then
            Pgm1 = Pgm1 + deltaP
        ElseIf (Pgm2 + deltaP) <= Pgm2_max Then
            Pgm2 = Pgm2 + deltaP
        Else
            Pgm1 = Pgm1 + deltaP / 2
            Pgm2 = Pgm2 + deltaP / 2
        End If
    ElseIf lamda_gm2 < lamda_gm1 Then
        If (Pgm2 + deltaP) <= Pgm2_max Then
            Pgm2 = Pgm2 + deltaP
        ElseIf (Pgm1 + deltaP) <= Pgm1_max Then
            Pgm1 = Pgm1 + deltaP
        Else
            Pgm1 = Pgm1 + deltaP / 2
            Pgm2 = Pgm2 + deltaP / 2
        End If
    Else
        If (Pgm1 + deltaP) <= Pgm1_max Then
            If (Pgm2 + deltaP) <= Pgm2_max Then
                Pgm1 = Pgm1 + deltaP / 2

```



```

        Pgm2 = Pgm2 + deltaP / 2
    Else
        Pgm1 = Pgm1 + deltaP
    End If
Else
    If (Pgm2 + deltaP) <= Pgm2_max Then
        Pgm2 = Pgm2 + deltaP
    Else
        Pgm1 = Pgm1 + deltaP / 2
        Pgm2 = Pgm2 + deltaP / 2
    End If
End If
End If
End If
....."SLUTT IF-SETNING SOM FINNER HVILKEN MOTOR SOM HAR
LAVEST MARGINALKOST".....
    Loop
    End If
    ActiveSheet.Range("AX3").Offset(j - 1, m * 22) = Pgm1
    ActiveSheet.Range("AY3").Offset(j - 1, m * 22) = Pgm2
    ActiveSheet.Range("AR3").Offset(j - 1, m * 22) = lamda_gm1
    ActiveSheet.Range("AS3").Offset(j - 1, m * 22) = lamda_gm2
    ActiveSheet.Range("AQ3").Offset(j - 1, m * 22) = PL
    ActiveSheet.Range("AU3").Offset(j - 1, m * 22) = prosentref1
    ActiveSheet.Range("AV3").Offset(j - 1, m * 22) = prosentref2
Next
....."HOVEDKØKKE SLUTT".....
....."SLUTT HVIS TO MOTORER".....
....."KJØRER GJENNOM HVIS DET ER TRE MOTORER I
SYSTEMET".....
Elseif n = 3 Then
    For j = 1 To 8760
        Pgm1_max = ActiveSheet.Range("O20").Offset(m * 1, 0).Value / PHR
        Pgm2_max = ActiveSheet.Range("P20").Offset(m * 1, 0).Value / PHR
        Pgm3_max = ActiveSheet.Range("Q20").Offset(m * 1, 0).Value / PHR
        Pgm1_min = Pgm1_max * 0.2
        Pgm2_min = Pgm2_max * 0.2
        Pgm3_min = Pgm3_max * 0.2
        PL = ActiveSheet.Range("D3").Offset(j - 1, m)
        prosentref1 = 0
        prosentref2 = 0
        prosentref3 = 0
....."IF SETNING SOM SJEKKER OM LASTEN ER SÅ LITEN AT KUN
DEN MINSTE OG NEST MINSTE KAN DEKKE".....
        If PL < Pgm1_min Then
            If PL < Pgm2_min Then

```

```

If PL < Pgm3_min Then
    lamda_gm1 = 0
    lamda_gm2 = 0
    lamda_gm3 = 0
    Pgm1 = 0
    Pgm2 = 0
    Pgm3 = 0
    Ptot = 0
Else
    dellast3 = PL / Pgm3_max
    prosentref3 = ActiveSheet.Range("T8769").Value
    slingring3 = dellast3 / prosentref3
    doteller = 0
    If slingring3 >= 0.2 Then
        Do Until slingring3 >= 1
            prosentref3 = ActiveSheet.Range("T8769").Offset(doteller, 0)
            slingring3 = dellast3 / prosentref3
            nel3 = ActiveSheet.Range("W8769").Offset(doteller, m / (m + 1)).Value
            doteller = doteller + 1
        Loop
    End If
    Pgm1 = 0
    Pgm2 = 0
    Pgm3 = PL
    lamda_gm1 = 0
    lamda_gm2 = 0
    lamda_gm3 = ef / (nbv * nel3)
End If
Else
    dellast2 = PL / Pgm2_max
    prosentref2 = ActiveSheet.Range("T8769").Value
    slingring2 = dellast2 / prosentref2
    doteller = 0
    If slingring2 >= 0.2 Then
        Do Until slingring2 >= 1
            prosentref2 = ActiveSheet.Range("T8769").Offset(doteller, 0)
            slingring2 = dellast2 / prosentref2
            nel2 = ActiveSheet.Range("U8769").Offset(doteller, (((1 / (m + 1)) ^ m) * m)
+ 1).Value
            doteller = doteller + 1
        Loop
    End If
    dellast3 = PL / Pgm3_max
    prosentref3 = ActiveSheet.Range("T8769").Value
    slingring3 = dellast3 / prosentref3

```

```

doteller = 0
If slingring3 >= 0.2 Then
  Do Until slingring3 >= 1
    prosentref3 = ActiveSheet.Range("T8769").Offset(doteller, 0)
    slingring3 = dellast3 / prosentref3
    nel3 = ActiveSheet.Range("W8769").Offset(doteller, m / (m + 1)).Value
    doteller = doteller + 1
  Loop
End If
lamda_gm2 = ef / (nbv * nel2)
lamda_gm3 = ef / (nbv * nel3)
If lamda_gm2 <= lamda_gm3 Then
  Pgm1 = 0
  Pgm2 = PL
  Pgm3 = 0
  lamda_gm1 = 0
  lamda_gm3 = 0
Else
  Pgm1 = 0
  Pgm2 = 0
  Pgm3 = PL
  lamda_gm1 = 0
  lamda_gm2 = 0
End If
End If

```

.....IF SETNING SOM SJEKKER AT EN MOTOR ER TILSTREKkelig TIL
Å DEKKE LASTEN.....

```

Elseif Pgm1_max >= PL Then
  If Pgm2_max >= PL Then
    If Pgm3_max >= PL Then
      dellast1 = PL / Pgm1_max
      prosentref1 = ActiveSheet.Range("T8769").Value
      slingring1 = dellast1 / prosentref1
      doteller = 0
      If slingring1 >= 0.2 Then
        Do Until slingring1 >= 1
          prosentref1 = ActiveSheet.Range("T8769").Offset(doteller, 0)
          slingring1 = dellast1 / prosentref1
          nel1 = ActiveSheet.Range("T8769").Offset(doteller, m / (m + 1) + 1).Value
          doteller = doteller + 1
        Loop
      End If
      dellast2 = PL / Pgm2_max
      prosentref2 = ActiveSheet.Range("T8769").Value
      slingring2 = dellast2 / prosentref2
    End If
  End If

```

```

doteller = 0
If slingring2 >= 0.2 Then
  Do Until slingring2 >= 1
    prosentref2 = ActiveSheet.Range("T8769").Offset(doteller, 0)
    slingring2 = dellast2 / prosentref2
    nel2 = ActiveSheet.Range("U8769").Offset(doteller, (((1 / (m + 1)) ^ m) *
m) + 1).Value
    doteller = doteller + 1
  Loop
End If
dellast3 = PL / Pgm3_max
prosentref3 = ActiveSheet.Range("T8769").Value
slingring3 = dellast3 / prosentref3
doteller = 0
If slingring3 >= 0.2 Then
  Do Until slingring3 >= 1
    prosentref3 = ActiveSheet.Range("T8769").Offset(doteller, 0)
    slingring3 = dellast3 / prosentref3
    nel3 = ActiveSheet.Range("W8769").Offset(doteller, m / (m + 1)).Value
    doteller = doteller + 1
  Loop
End If
lamda_gm1 = ef / (nbv * nel1)
lamda_gm2 = ef / (nbv * nel2)
lamda_gm3 = ef / (nbv * nel3)
If lamda_gm1 <= lamda_gm2 And lamda_gm1 <= lamda_gm3 Then
  Pgm1 = PL
  Pgm2 = 0
  Pgm3 = 0
  lamda_gm2 = 0
  lamda_gm3 = 0
Elseif lamda_gm2 <= lamda_gm1 And lamda_gm1 <= lamda_gm3 Then
  Pgm2 = PL
  Pgm1 = 0
  Pgm3 = 0
  lamda_gm1 = 0
  lamda_gm3 = 0
Else
  Pgm3 = PL
  Pgm1 = 0
  Pgm2 = 0
  lamda_gm1 = 0
  lamda_gm2 = 0
End If
Else

```

```

dellast1 = PL / Pgm1_max
prosentref1 = ActiveSheet.Range("T8769").Value
slingring1 = dellast1 / prosentref1
doteller = 0
  If slingring1 >= 0.2 Then
    Do Until slingring1 >= 1
      prosentref1 = ActiveSheet.Range("T8769").Offset(doteller, 0)
      slingring1 = dellast1 / prosentref1
      nel1 = ActiveSheet.Range("T8769").Offset(doteller, m / (m + 1) + 1).Value
      doteller = doteller + 1
    Loop
  End If
dellast2 = PL / Pgm2_max
prosentref2 = ActiveSheet.Range("T8769").Value
slingring2 = dellast2 / prosentref2
doteller = 0
  If slingring2 >= 0.2 Then
    Do Until slingring2 >= 1
      prosentref2 = ActiveSheet.Range("T8769").Offset(doteller, 0)
      slingring2 = dellast2 / prosentref2
      nel2 = ActiveSheet.Range("U8769").Offset(doteller, (((1 / (m + 1)) ^ m) *
m) + 1).Value
      doteller = doteller + 1
    Loop
  End If
lamda_gm1 = ef / (nbv * nel1)
lamda_gm2 = ef / (nbv * nel2)
  If lamda_gm1 <= lamda_gm2 Then
    Pgm1 = PL
    Pgm2 = 0
    Pgm3 = 0
    lamda_gm2 = 0
    lamda_gm3 = 0
  Else
    Pgm2 = PL
    Pgm1 = 0
    Pgm3 = 0
    lamda_gm1 = 0
    lamda_gm3 = 0
  End If
End If
Else
dellast1 = PL / Pgm1_max
prosentref1 = ActiveSheet.Range("T8769").Value
slingring1 = dellast1 / prosentref1

```

```

doteller = 0
  If slingring1 >= 0.2 Then
    Do Until slingring1 >= 1
      prosentref1 = ActiveSheet.Range("T8769").Offset(doteller, 0)
      slingring1 = dellast1 / prosentref1
      nel1 = ActiveSheet.Range("T8769").Offset(doteller, m / (m + 1) + 1).Value
      doteller = doteller + 1
    Loop
  End If
Pgm1 = PL
Pgm2 = 0
Pgm3 = 0
lamda_gm1 = ef / (nbv * nel1)
lamda_gm2 = 0
lamda_gm3 = 0
End If
....."SLUTT PÅ IF SETNING SOM SJEKKER AT EN MOTOR ER
TILSTREKKELIG TIL Å DEKKE LASTEN".....
....."IF SETNING SOM SJEKKER OM TO MOTORER ER TILSTREKKELIG
TIL Å DEKKE LASTEN".....
  ElseIf Pgm1_max + Pgm2_max >= PL Then
    If Pgm1_max + Pgm3_max >= PL Then
      If Pgm2_max + Pgm3_max >= PL Then
        Pgm1 = 0
        Pgm2 = Pgm2_min
        Pgm3 = Pgm3_min
      Else
        Pgm1 = Pgm1_min
        Pgm2 = 0
        Pgm3 = Pgm3_min
      End If
    Else
      Pgm1 = Pgm1_min
      Pgm2 = Pgm2_min
      Pgm3 = 0
    End If
  Else
    Pgm1 = Pgm1_min
    Pgm2 = Pgm2_min
    Pgm3 = Pgm3_min
  End If
....."SLUTT PÅ IF SETNING SOM SJEKKER OM TO MOTORER ER
TILSTREKKELIG TIL Å DEKKE LASTEN".....
Ptot = Pgm1 + Pgm2 + Pgm3

```

```

.....HOVEDKØKKE. DENNE KJØRES TIL LASTEN ER
DEKT.....
    Do While Ptot < PL And Ptot > 0
        dellast1 = Pgm1 / Pgm1_max
        prosentref1 = ActiveSheet.Range("T8769").Value
        slingring1 = dellast1 / prosentref1
        doteller = 0
.....LØKKE SOM FINNER VIRKNINGSGRADEN TIL MOTOR
1.....
    If slingring1 >= 0.2 Then
        Do Until slingring1 >= 1
            prosentref1 = ActiveSheet.Range("T8769").Offset(doteller, 0)
            slingring1 = dellast1 / prosentref1
            nel1 = ActiveSheet.Range("T8769").Offset(doteller, m / (m + 1) + 1).Value
            doteller = doteller + 1
        Loop
    End If
..... SLUTT LØKKE SOM FINNER VIRKNINGSGRADEN TIL MOTOR
1.....
    dellast2 = Pgm2 / Pgm2_max
    prosentref2 = ActiveSheet.Range("T8769").Value
    slingring2 = dellast2 / prosentref2
    doteller = 0
.....LØKKE SOM FINNER VIRKNINGSGRADEN TIL MOTOR
2.....
    If slingring2 >= 0.2 Then
        Do Until slingring2 >= 1
            prosentref2 = ActiveSheet.Range("T8769").Offset(doteller, 0)
            slingring2 = dellast2 / prosentref2
            nel2 = ActiveSheet.Range("U8769").Offset(doteller, (((1 / (m + 1)) ^ m) * m) +
1).Value
            doteller = doteller + 1
        Loop
    End If
..... SLUTT LØKKE SOM FINNER VIRKNINGSGRADEN TIL MOTOR
2.....
    dellast3 = Pgm3 / Pgm3_max
    prosentref3 = ActiveSheet.Range("T8769").Value
    slingring3 = dellast3 / prosentref3
    doteller = 0
.....LØKKE SOM FINNER VIRKNINGSGRADEN TIL MOTOR
3.....
    If slingring3 >= 0.2 Then
        Do Until slingring3 >= 1
            prosentref3 = ActiveSheet.Range("T8769").Offset(doteller, 0)

```

```

slingring3 = dellast3 / prosentref3
nel3 = ActiveSheet.Range("W8769").Offset(doteller, m / (m + 1)).Value
doteller = doteller + 1
Loop
End If
..... SLUTT LØKKE SOM FINNER VIRKNINGSGRADEN TIL MOTOR
3.....
Ptot = Pgm1 + Pgm2 + Pgm3
.....IF SETNING SOM SJEKKER OM DELTAP MÅ
KORRIGERES.....
If (Ptot + deltaP) > PL And Ptot < PL Then
deltaP = PL - Ptot
Else
deltaP = 5
End If
.....SLUTT PÅ IF SETNING SOM SJEKKER
DELTAP.....
.....IF-SETNING SOM FINNER HVILKEN MOTOR SOM HAR LAVEST
MARGINALKOST.....
.....HVIS MINDRE ENN TRE MOTORER ER I
DRIFT.....
.....HVIS MOTOR TO OG TRE ER KOBLET
UT.....
If Pgm2 = 0 And Pgm3 = 0 Then
Pgm1 = Pgm1 + deltaP
Pgm2 = Pgm2
Pgm3 = Pgm3
lamda_gm1 = ef / (nbv * nel1)
lamda_gm2 = 0
lamda_gm3 = 0
.....HVIS MOTOR EN OG TRE ER KOBLET
UT.....
Elseif Pgm1 = 0 And Pgm3 = 0 Then
Pgm1 = Pgm1
Pgm2 = Pgm2 + deltaP
Pgm3 = Pgm3
lamda_gm1 = 0
lamda_gm2 = ef / (nbv * nel2)
lamda_gm3 = 0
.....HVIS MOTOR EN OG TO ER KOBLET
UT.....
Elseif Pgm1 = 0 And Pgm2 = 0 Then
Pgm1 = Pgm1
Pgm2 = Pgm2
Pgm3 = Pgm3 + deltaP

```



```

lamda_gm1 = 0
lamda_gm2 = 0
lamda_gm3 = ef / (nbv * nel3)
....."MOTOR EN ER KOBLET
UT".....
Elseif Pgm1 = 0 Then
  lamda_gm1 = 0
  lamda_gm2 = ef / (nbv * nel2)
  lamda_gm3 = ef / (nbv * nel3)
  If lamda_gm2 < lamda_gm3 Then
    If (Pgm2 + deltaP) <= Pgm2_max Then
      Pgm2 = Pgm2 + deltaP
    Elseif (Pgm3 + deltaP) <= Pgm3_max Then
      Pgm3 = Pgm3 + deltaP
    Else
      Pgm2 = Pgm2 + deltaP / 2
      Pgm3 = Pgm3 + deltaP / 2
    End If
  Elseif lamda_gm3 < lamda_gm2 Then
    If (Pgm3 + deltaP) <= Pgm3_max Then
      Pgm3 = Pgm3 + deltaP
    Elseif (Pgm2 + deltaP) <= Pgm2_max Then
      Pgm2 = Pgm2 + deltaP
    Else
      Pgm2 = Pgm2 + deltaP / 2
      Pgm3 = Pgm3 + deltaP / 2
    End If
  Else
    If (Pgm2 + deltaP) <= Pgm2_max Then
      If (Pgm3 + deltaP) <= Pgm3_max Then
        Pgm2 = Pgm2 + deltaP / 2
        Pgm3 = Pgm3 + deltaP / 2
      Else
        Pgm2 = Pgm2 + deltaP
      End If
    Else
      If (Pgm3 + deltaP) <= Pgm3_max Then
        Pgm3 = Pgm3 + deltaP
      Else
        Pgm2 = Pgm2 + deltaP / 2
        Pgm3 = Pgm3 + deltaP / 2
      End If
    End If
  End If
End If

```

.....MOTOR TO ER KOBLET
UT.....

```
Elseif Pgm2 = 0 Then
  lamda_gm1 = ef / (nbv * nel1)
  lamda_gm2 = 0
  lamda_gm3 = ef / (nbv * nel3)
  If lamda_gm1 < lamda_gm3 Then
    If (Pgm1 + deltaP) <= Pgm1_max Then
      Pgm1 = Pgm1 + deltaP
    Elseif (Pgm3 + deltaP) <= Pgm3_max Then
      Pgm3 = Pgm3 + deltaP
    Else
      Pgm1 = Pgm1 + deltaP / 2
      Pgm3 = Pgm3 + deltaP / 2
    End If
  Elseif lamda_gm3 < lamda_gm1 Then
    If (Pgm3 + deltaP) <= Pgm3_max Then
      Pgm3 = Pgm3 + deltaP
    Elseif (Pgm1 + deltaP) <= Pgm1_max Then
      Pgm1 = Pgm1 + deltaP
    Else
      Pgm1 = Pgm1 + deltaP / 2
      Pgm3 = Pgm3 + deltaP / 2
    End If
  Else
    If (Pgm1 + deltaP) <= Pgm1_max Then
      If (Pgm3 + deltaP) <= Pgm3_max Then
        Pgm1 = Pgm1 + deltaP / 2
        Pgm3 = Pgm3 + deltaP / 2
      Else
        Pgm1 = Pgm1 + deltaP
      End If
    Else
      If (Pgm3 + deltaP) <= Pgm3_max Then
        Pgm3 = Pgm3 + deltaP
      Else
        Pgm1 = Pgm1 + deltaP / 2
        Pgm3 = Pgm3 + deltaP / 2
      End If
    End If
  End If
```

.....MOTOR TRE ER KOBLET
UT.....

```
Elseif Pgm3 = 0 Then
  lamda_gm1 = ef / (nbv * nel1)
```

```

lamda_gm2 = ef / (nbv * nel2)
lamda_gm3 = 0
If lamda_gm1 < lamda_gm2 Then
  If (Pgm1 + deltaP) <= Pgm1_max Then
    Pgm1 = Pgm1 + deltaP
  Elseif (Pgm2 + deltaP) <= Pgm2_max Then
    Pgm2 = Pgm2 + deltaP
  Else
    Pgm1 = Pgm1 + deltaP / 2
    Pgm2 = Pgm2 + deltaP / 2
  End If
Elseif lamda_gm2 < lamda_gm1 Then
  If (Pgm2 + deltaP) <= Pgm2_max Then
    Pgm2 = Pgm2 + deltaP
  Elseif (Pgm1 + deltaP) <= Pgm1_max Then
    Pgm1 = Pgm1 + deltaP
  Else
    Pgm1 = Pgm1 + deltaP / 2
    Pgm2 = Pgm2 + deltaP / 2
  End If
Else
  If (Pgm1 + deltaP) <= Pgm1_max Then
    If (Pgm2 + deltaP) <= Pgm2_max Then
      Pgm1 = Pgm1 + deltaP / 2
      Pgm2 = Pgm2 + deltaP / 2
    Else
      Pgm1 = Pgm1 + deltaP
    End If
  Else
    If (Pgm2 + deltaP) <= Pgm2_max Then
      Pgm2 = Pgm2 + deltaP
    Else
      Pgm1 = Pgm1 + deltaP / 2
      Pgm2 = Pgm2 + deltaP / 2
    End If
  End If
End If
....."SLUTT HVIS MINDRE ENN TRE MOTORER ER I
DRIFT".....
Else
  lamda_gm1 = ef / (nbv * nel1)
  lamda_gm2 = ef / (nbv * nel2)
  lamda_gm3 = ef / (nbv * nel3)
....."HVIS ALLE MOTORER ER I
DRIFT".....

```

.....TILFELLE DER LAMDA_GM1 ER
MINST.....

```
If lamda_gm1 < lamda_gm2 And lamda_gm1 < lamda_gm3 Then
  If (Pgm1 + deltaP) <= Pgm1_max Then
    Pgm1 = Pgm1 + deltaP
  ElseIf lamda_gm2 < lamda_gm3 Then
    If (Pgm2 + deltaP) <= Pgm2_max Then
      Pgm2 = Pgm2 + deltaP
    ElseIf (Pgm3 + deltaP) <= Pgm3_max Then
      Pgm3 = Pgm3 + deltaP
    Else
      Pgm2 = Pgm2 + deltaP / 2
      Pgm3 = Pgm3 + deltaP / 2
    End If
  ElseIf lamda_gm3 > lamda_gm2 Then
    If (Pgm3 + deltaP) <= Pgm3_max Then
      Pgm3 = Pgm3 + deltaP
    ElseIf (Pgm2 + deltaP) <= Pgm2_max Then
      Pgm2 = Pgm2 + deltaP
    Else
      Pgm3 = Pgm3 + deltaP / 2
      Pgm2 = Pgm2 + deltaP / 2
    End If
  Else
    If (Pgm2 + deltaP) <= Pgm2_max Then
      If (Pgm3 + deltaP) <= Pgm3_max Then
        Pgm2 = Pgm2 + deltaP / 2
        Pgm3 = Pgm3 + deltaP / 2
      Else
        Pgm2 = Pgm2 + deltaP
      End If
    ElseIf (Pgm3 + deltaP) <= Pgm3_max Then
      Pgm3 = Pgm3 + deltaP
    Else
      Pgm2 = Pgm2 + deltaP / 2
      Pgm3 = Pgm3 + deltaP / 2
    End If
  End If
```

.....SLUTT DER LAMDA_GM1 ER MINST.....

.....TILFELLE DER LAMDA_GM2 ER MINST.....

```
ElseIf lamda_gm2 < lamda_gm1 And lamda_gm2 < lamda_gm3 Then
  If (Pgm2 + deltaP) <= Pgm2_max Then
    Pgm2 = Pgm2 + deltaP
  ElseIf lamda_gm1 < lamda_gm3 Then
    If (Pgm1 + deltaP) <= Pgm1_max Then
```

```

    Pgm1 = Pgm1 + deltaP
Elseif (Pgm3 + deltaP) <= Pgm3_max Then
    Pgm3 = Pgm3 + deltaP
Else
    Pgm1 = Pgm1 + deltaP / 2
    Pgm3 = Pgm3 + deltaP / 2
End If
Elseif lamda_gm3 < lamda_gm1 Then
    If (Pgm3 + deltaP) <= Pgm3_max Then
        Pgm3 = Pgm3 + deltaP
    Elseif (Pgm1 + deltaP) <= Pgm1_max Then
        Pgm1 = Pgm1 + deltaP
    Else
        Pgm1 = Pgm1 + deltaP / 2
        Pgm3 = Pgm3 + deltaP / 2
    End If
Else
    If (Pgm1 + deltaP) <= Pgm1_max Then
        If (Pgm3 + deltaP) <= Pgm3_max Then
            Pgm1 = Pgm1 + deltaP / 2
            Pgm3 = Pgm3 + deltaP / 2
        Else
            Pgm1 = Pgm1 + deltaP
        End If
    Elseif (Pgm3 + deltaP) <= Pgm3_max Then
        Pgm3 = Pgm3 + deltaP
    Else
        Pgm1 = Pgm1 + deltaP / 2
        Pgm3 = Pgm3 + deltaP / 2
    End If
End If

```

....."SLUTT DER LAMDA_GM2 ER MINST".....

....."TILFELLE DER LAMDA_GM3 ER MINST".....

```

Elseif lamda_gm3 < lamda_gm1 And lamda_gm3 < lamda_gm1 Then
    If (Pgm3 + deltaP) <= Pgm3_max Then
        Pgm3 = Pgm3 + deltaP
    Elseif lamda_gm1 < lamda_gm2 Then
        If (Pgm1 + deltaP) <= Pgm1_max Then
            Pgm1 = Pgm1 + deltaP
        Elseif (Pgm2 + deltaP) <= Pgm2_max Then
            Pgm2 = Pgm2 + deltaP
        Else
            Pgm1 = Pgm1 + deltaP / 2
            Pgm2 = Pgm2 + deltaP / 2
        End If
    End If

```

```

Elseif lamda_gm2 < lamda_gm1 Then
  If (Pgm2 + deltaP) <= Pgm2_max Then
    Pgm2 = Pgm2 + deltaP
  Elseif (Pgm1 + deltaP) <= Pgm1_max Then
    Pgm1 = Pgm1 + deltaP
  Else
    Pgm1 = Pgm1 + deltaP / 2
    Pgm3 = Pgm3 + deltaP / 2
  End If
Else
  If (Pgm1 + deltaP) <= Pgm1_max Then
    If (Pgm2 + deltaP) <= Pgm2_max Then
      Pgm1 = Pgm1 + deltaP / 2
      Pgm2 = Pgm2 + deltaP / 2
    Else
      Pgm1 = Pgm1 + deltaP
    End If
  Elseif (Pgm2 + deltaP) <= Pgm2_max Then
    Pgm2 = Pgm2 + deltaP
  Else
    Pgm1 = Pgm1 + deltaP / 2
    Pgm2 = Pgm2 + deltaP / 2
  End If
End If

```

```

....."SLUTT DER LAMDA_GM3 ER MINST".....
....."TILFELLE DER ALLE 3 MOTORENE HAR LIK
MARGINALKOSTNAD".....

```

```

Else
  If (Pgm1 + deltaP) <= Pgm1_max Then
    If (Pgm2 + deltaP) <= Pgm2_max Then
      If (Pgm3 + deltaP) <= Pgm3_max Then
        Pgm1 = Pgm1 + deltaP / 3
        Pgm2 = Pgm2 + deltaP / 3
        Pgm3 = Pgm3 + deltaP / 3
      Else
        Pgm1 = Pgm1 + deltaP / 2
        Pgm2 = Pgm2 + deltaP / 2
      End If
    Else
      If (Pgm3 + deltaP) <= Pgm3_max Then
        Pgm1 = Pgm1 + deltaP / 2
        Pgm3 = Pgm3 + deltaP / 2
      Else
        Pgm1 = Pgm1 + deltaP
      End If
    End If
  End If

```

```

End If
Else
If (Pgm2 + deltaP) <= Pgm2_max Then
If (Pgm3 + deltaP) <= Pgm3_max Then
Pgm2 = Pgm2 + deltaP / 2
Pgm3 = Pgm3 + deltaP / 2
Else
Pgm2 = Pgm2 + deltaP
End If
Else
If (Pgm3 + deltaP) <= Pgm3_max Then
Pgm3 = Pgm3 + deltaP
Else
Pgm1 = Pgm1 + deltaP / 3
Pgm2 = Pgm2 + deltaP / 3
Pgm3 = Pgm3 + deltaP / 3
End If
End If
End If
End If
End If
End If
....."SLUTT HVIS ALLE 3 MOTORER HAR LIK
MARGINALKOSTNAD".....
....."SLUTT IF-SETNING SOM FINNER HVILKEN MOTOR SOM HAR
LAVEST MARGINALKOST".....
Loop
....."HOVEDKØKKE SLUTT".....
ActiveSheet.Range("AX3").Offset(j - 1, m * 22) = Pgm1
ActiveSheet.Range("AY3").Offset(j - 1, m * 22) = Pgm2
ActiveSheet.Range("AZ3").Offset(j - 1, m * 22) = Pgm3
ActiveSheet.Range("AR3").Offset(j - 1, m * 22) = lamda_gm1
ActiveSheet.Range("AS3").Offset(j - 1, m * 22) = lamda_gm2
ActiveSheet.Range("AT3").Offset(j - 1, m * 22) = lamda_gm3
ActiveSheet.Range("AQ3").Offset(j - 1, m * 22) = PL
ActiveSheet.Range("AU3").Offset(j - 1, m * 22) = prosentref1
ActiveSheet.Range("AV3").Offset(j - 1, m * 22) = prosentref2
ActiveSheet.Range("AW3").Offset(j - 1, m * 22) = prosentref3
Next
End If
....."SLUTT HVIS TO MOTORER".....
End Sub

```

I Opplasting av to like motorer med og uten optimalisering

Case 4 opplasting uten optimalisering										
Last	MK motor1	MK motor2	MK motor3	dellast moto	dellast moto	dellast moto	ytelse motor	ytelse motor	ytelse motor	Mk totalt
121	0,51062836	0,51062836		0,2	0,2		60,6060606	60,6060606		1,02125673
126	0,50841734	0,51062836		0,21	0,2		65,6060606	60,6060606		1,0190457
131	0,50405224	0,51062836		0,23	0,2		70,6060606	60,6060606		1,0146806
136	0,50189767	0,51062836		0,24	0,2		75,6060606	60,6060606		1,01252604
141	0,49764334	0,51062836		0,26	0,2		80,6060606	60,6060606		1,0082717
146	0,49346052	0,51062836		0,28	0,2		85,6060606	60,6060606		1,00408888
151	0,49139537	0,51062836		0,29	0,2		90,6060606	60,6060606		1,00202373
156	0,4875963	0,51062836		0,31	0,2		95,6060606	60,6060606		0,99822466
161	0,48413136	0,51062836		0,33	0,2		100,606061	60,6060606		0,99475973
166	0,4824173	0,51062836		0,34	0,2		105,606061	60,6060606		0,99304566
171	0,47902532	0,51062836		0,36	0,2		110,606061	60,6060606		0,98965368
176	0,47568071	0,51062836		0,38	0,2		115,606061	60,6060606		0,98630907
181	0,47402586	0,51062836		0,39	0,2		120,606061	60,6060606		0,98465422
186	0,47075045	0,51062836		0,41	0,2		125,606061	60,6060606		0,98137882
191	0,46752001	0,51062836		0,43	0,2		130,606061	60,6060606		0,97814837
196	0,46592135	0,51062836		0,44	0,2		135,606061	60,6060606		0,97654972
201	0,46275662	0,51062836		0,46	0,2		140,606061	60,6060606		0,97338499
206	0,45963459	0,51062836		0,48	0,2		145,606061	60,6060606		0,97026296
211	0,45808932	0,51062836		0,49	0,2		150,606061	60,6060606		0,96871769
216	0,45492203	0,51062836		0,51	0,2		155,606061	60,6060606		0,96555039
221	0,45169204	0,51062836		0,53	0,2		160,606061	60,6060606		0,96232041
226	0,45009419	0,51062836		0,54	0,2		165,606061	60,6060606		0,96072255
231	0,44693216	0,51062836		0,56	0,2		170,606061	60,6060606		0,95756052
236	0,44536774	0,51062836		0,57	0,2		175,606061	60,6060606		0,95599611
241	0,44227154	0,51062836		0,59	0,2		180,606061	60,6060606		0,95289991
246	0,43974525	0,51062836		0,61	0,2		185,606061	60,6060606		0,95037362
251	0,43875545	0,51062836		0,62	0,2		190,606061	60,6060606		0,94938381
256	0,43678915	0,51062836		0,64	0,2		195,606061	60,6060606		0,94741752
261	0,4348404	0,51062836		0,66	0,2		200,606061	60,6060606		0,94546877
266	0,43387253	0,51062836		0,67	0,2		205,606061	60,6060606		0,9445009
271	0,43194966	0,51062836		0,69	0,2		210,606061	60,6060606		0,94257803
276	0,43030559	0,51062836		0,71	0,2		215,606061	60,6060606		0,94093396
281	0,42961878	0,51062836		0,72	0,2		220,606061	60,6060606		0,94024714
286	0,42825171	0,51062836		0,74	0,2		225,606061	60,6060606		0,93888008
291	0,42689332	0,51062836		0,76	0,2		230,606061	60,6060606		0,93752168
296	0,42621735	0,51062836		0,77	0,2		235,606061	60,6060606		0,93684571
301	0,42487181	0,51062836		0,79	0,2		240,606061	60,6060606		0,93550017
306	0,42377065	0,51062836		0,81	0,2		245,606061	60,6060606		0,93439902
311	0,42333996	0,51062836		0,82	0,2		250,606061	60,6060606		0,93396833
316	0,4224812	0,51062836		0,84	0,2		255,606061	60,6060606		0,93310957
321	0,42162592	0,51062836		0,86	0,2		260,606061	60,6060606		0,93225428
326	0,42119957	0,51062836		0,87	0,2		265,606061	60,6060606		0,93182794
331	0,42034947	0,51062836		0,89	0,2		270,606061	60,6060606		0,93097783
336	0,4199257	0,51062836		0,9	0,2		275,606061	60,6060606		0,93055406
341	0,41908072	0,51062836		0,92	0,2		280,606061	60,6060606		0,92970908
346	0,41823914	0,51062836		0,94	0,2		285,606061	60,6060606		0,9288675
351	0,41781961	0,51062836		0,95	0,2		290,606061	60,6060606		0,92844797
356	0,41698308	0,51062836		0,97	0,2		295,606061	60,6060606		0,92761144
361	0,41614989	0,51062836		0,99	0,2		300,606061	60,6060606		0,92677825
366	0,41614989	0,50841734		0,99	0,21		300,606061	65,6060606		0,92456723
371	0,41614989	0,50405224		0,99	0,23		300,606061	70,6060606		0,92020213
376	0,41614989	0,50189767		0,99	0,24		300,606061	75,6060606		0,91804756
381	0,41614989	0,49764334		0,99	0,26		300,606061	80,6060606		0,91379323
386	0,41614989	0,49346052		0,99	0,28		300,606061	85,6060606		0,90961041
391	0,41614989	0,49139537		0,99	0,29		300,606061	90,6060606		0,90754526
396	0,41614989	0,4875963		0,99	0,31		300,606061	95,6060606		0,90374619
401	0,41614989	0,48413136		0,99	0,33		300,606061	100,606061		0,90028125

Case 4 opplasting med optimalisering										
Last	MK motor1	MK motor2	MK motor3	dellast moto	dellast moto	dellast moto	ytelse motor	ytelse motor	ytelse motor	Mk totalt
121	0,51062836	0,51062836		0,2	0,2		60,6060606	60,6060606		1,02125673
126	0,51062836	0,51062836		0,2	0,2		63,1060606	63,1060606		1,02125673
131	0,50841734	0,50841734		0,21	0,21		65,6060606	65,6060606		1,01683468
136	0,50622538	0,50622538		0,22	0,22		68,1060606	68,1060606		1,01245076
141	0,50405224	0,50405224		0,23	0,23		70,6060606	70,6060606		1,00810448
146	0,50189767	0,50189767		0,24	0,24		73,1060606	73,1060606		1,00379535
151	0,50189767	0,50189767		0,24	0,24		75,6060606	75,6060606		1,00379535
156	0,49976145	0,49976145		0,25	0,25		78,1060606	78,1060606		0,99952291
161	0,49764334	0,49764334		0,26	0,26		80,6060606	80,6060606		0,99528668
166	0,4955431	0,4955431		0,27	0,27		83,1060606	83,1060606		0,99108621
171	0,49346052	0,49346052		0,28	0,28		85,6060606	85,6060606		0,98692104
176	0,49139537	0,49139537		0,29	0,29		88,1060606	88,1060606		0,98279074
181	0,49139537	0,49139537		0,29	0,29		90,6060606	90,6060606		0,98279074
186	0,48934743	0,48934743		0,3	0,3		93,1060606	93,1060606		0,97869486
191	0,4875963	0,4875963		0,31	0,31		95,6060606	95,6060606		0,9751926
196	0,48585765	0,48585765		0,32	0,32		98,1060606	98,1060606		0,97171531
201	0,48413136	0,48413136		0,33	0,33		100,606061	100,606061		0,96826272
206	0,4824173	0,4824173		0,34	0,34		103,106061	103,106061		0,96483459
211	0,4824173	0,4824173		0,34	0,34		105,606061	105,606061		0,96483459
216	0,48071532	0,48071532		0,35	0,35		108,106061	108,106061		0,96143065
221	0,47902532	0,47902532		0,36	0,36		110,606061	110,606061		0,95805064
226	0,47734715	0,47734715		0,37	0,37		113,106061	113,106061		0,95469431
231	0,47568071	0,47568071		0,38	0,38		115,606061	115,606061		0,95136141
236	0,47568071	0,47568071		0,38	0,38		118,106061	118,106061		0,95136141
241	0,47402586	0,47402586		0,39	0,39		120,606061	120,606061		0,94805171
246	0,47238248	0,47238248		0,4	0,4		123,106061	123,106061		0,94476495
251	0,47075045	0,47075045		0,41	0,41		125,606061	125,606061		0,94150091
256	0,46912967	0,46912967		0,42	0,42		128,106061	128,106061		0,93825934
261	0,46752001	0,46752001		0,43	0,43		130,606061	130,606061		0,93504002
266	0,46752001	0,46752001		0,43	0,43		133,106061	133,106061		0,93504002
271	0,46592135	0,46592135		0,44	0,44		135,606061	135,606061		0,93184271
276	0,4643336	0,4643336		0,45	0,45		138,106061	138,106061		0,92866719
281	0,46275662	0,46275662		0,46	0,46		140,606061	140,606061		0,92551325
286	0,46119033	0,46119033		0,47	0,47		143,106061	143,106061		0,92238065
291	0,45963459	0,45963459		0,48	0,48		145,606061	145,606061		0,91926919
296	0,45963459	0,45963459		0,48	0,48		148,106061	148,106061		0,91926919
301	0,45808932	0,45808932		0,49	0,49		150,606061	150,606061		0,91617865
306	0,45655441	0,45655441		0,5	0,5		153,106061	153,106061		0,91310882
311	0,45492203	0,45492203		0,51	0,51		155,606061	155,606061		0,90984406
316	0,45330128	0,45330128		0,52	0,52		158,106061	158,106061		0,90660257
321	0,45169204	0,45169204		0,53	0,53		160,606061	160,606061		0,90338409
326	0,45169204	0,45169204		0,53	0,53		163,106061	163,106061		0,90338409
331	0,45009419	0,45009419		0,54	0,54		165,606061	165,606061		0,90018838
336	0,4485076	0,4485076		0,55	0,55		168,106061	168,106061		0,8970152
341	0,44693216	0,44693216		0,56	0,56		170,606061	170,606061		0,89386432
346	0,44536774	0,44536774		0,57	0,57		173,106061	173,106061		0,89073549
351	0,44536774	0,44536774		0,57	0,57		175,606061	175,606061		0,89073549
356	0,44381424	0,44381424		0,58	0,58		178,106061	178,106061		0,88762849
361	0,44227154	0,44227154		0,59	0,59		180,606061	180,606061		0,88454309
366	0,44073953	0,44073953		0,6	0,6		183,106061	183,106061		0,88147906
371	0,43974525	0,43974525		0,61	0,61		185,606061	185,606061		0,87949051
376	0,43875545	0,43875545		0,62	0,62		188,106061	188,106061		0,8775109
381	0,43875545	0,43875545		0,62	0,62		190,606061	190,606061		0,8775109
386	0,43777009	0,43777009		0,63	0,63		193,106061	193,106061		0,87554019
391	0,43678915	0,43678915		0,64	0,64		195,606061	195,606061		0,87357831
396	0,4358126	0,4358126		0,65	0,65		198,106061	198,106061		0,8716252
401	0,4348404	0,4348404		0,66	0,66		201,106061	201,106061		0,8696808

J VBA koder for internrenteberegning

```
Sub Internrentekalk()  
Dim inv As Double  
Dim deltair As Double  
Dim siKraft As Double  
Dim siVarme As Double  
Dim siGS As Double  
Dim vedlkost As Double  
Dim si As Double  
Dim u As Double  
Dim ir As Double  
Dim logisk As String  
Dim differanse As Double  
Dim forhold As Double  
Dim faktor As Double  
inv = ActiveSheet.Range("P13").Value  
u = ActiveSheet.Range("E13").Value  
vedlkost = ActiveSheet.Range("H13").Value  
siKraft = ActiveSheet.Range("R13").Value  
siVarme = ActiveSheet.Range("V13").Value  
siGS = ActiveSheet.Range("Y13").Value  
logisk = InputBox("Skal det regnes med grønne sertifikater?")  
If logisk = "ja" Then  
    si = siKraft + siVarme + siGS  
Elseif logisk = "nei" Then  
    si = siKraft + siVarme  
Else  
    MsgBox "tastet feil"  
End If  
ir = InputBox("skriv inn startrentefaktor")  
differanse = -1  
forhold = inv / (si - u)  
Do Until differanse = 0 Or differanse > 0  
    faktor = (1 - (1 + ir) ^ (-20)) / ir  
    differanse = forhold - faktor  
    ir = ir + 0.001  
Loop  
If logisk = "ja" Then  
    ActiveSheet.Range("AE7") = ir  
Elseif logisk = "nei" Then  
    ActiveSheet.Range("AD7") = ir  
Else  
    MsgBox "tastet feil"  
End If
```

End Sub

K Fullstendig tabell over primærenergifaktorer og CO₂-koeffisienter fra EN 15603

	Primærenergifaktor		CO ₂ produksjonskoeffisient
	f		K
	Ikke-fornybar	Total	Kg/MWh
Fyringsolje	1,35	1,35	330
Gass	1,36	1,36	277
Steinkull	1,19	1,19	394
Brunkull	1,40	1,40	433
Koks	1,53	1,53	467
Pellets	0,06	1,06	4
Tømmer	0,09	1,09	14
Bøk	0,07	1,07	13
Gran	0,10	1,10	20
Elektrisitet fra vannkraft	0,50	1,50	7
Elektrisitet fra kjernekraft	2,80	2,80	16
Elektrisitet fra kullkraft	4,05	4,05	1340
Elektrisitet fra miks UCPT	3,14	3,31	617