

# Utvikling og analyser av modell for beregning av optimal varmekostnad/ varmepris for lokale varmesentraler med gitt forbruksmønster

**Stian Wadahl**

Master i energi og miljø  
Oppgaven levert: Juni 2009  
Hovedveileder: Rolf Ulseth, EPT  
Biveileder(e): Alf Tunheim, Eidsiva Bioenergi



# Oppgavetekst

Bruk av bioenergi og andre former for varmforsyning som vil gi lavt utslipp av CO<sub>2</sub> har fått økt aktualitet både i Norge og internasjonalt. Det er derfor et behov for verktøy som på en rasjonell måte beregner fram sentrale data for lokale varmesentraler for vannbåren varme som for eksempel benytter bioenergi som brensel. Slike beregninger bør ta utgangspunkt i ulike, gitte forhold både med hensyn til forbruksmønster og kombinasjoner av ulike typer varmegeneratorer med tanke på å beregne sentrale indikatorer for energiytelse og sannsynlig kostnad for de ulike alternativer. Beregningsresultatene kan enten være ønsket for vurdering av bygging av lokale varmesentraler, eller for å beregne energiytelse og alternativpris ved for eksempel tilknytning til et fjernvarmeanlegg eller ved levering av fjernvarme til en bygning.

Hovedmålet med oppgaven er å fremskaffe et "komplett" databasert beregningsverktøy for å beregne aktuelle indikatorer for energiytelse samt varmekostnad/varmepris for lokale varmesentraler med gitt forbruksmønster for de mest vanlige former for generering av varme. Det forutsettes at kandidaten tar utgangspunkt i det arbeidet som han allerede har gjort ved sitt prosjektarbeid.

Oppgaven gitt: 14. januar 2009  
Hovedveileder: Rolf Ulseth, EPT





## MASTEROPPGAVE

for

Stud.techn. Stian Wadahl

Våren 2009

### **Utvikling og analyser av modell for beregning av optimal varmekostnad/varmepris for lokale varmesentraler med gitt forbruksmønster.**

*Development and analyses of a model for calculating optimal costs/price for the heat from a local heat central with a given pattern of consumption*

#### **Bakgrunn**

Bruk av bioenergi og andre former for varmforsyning som vil gi lavt utslipp av CO<sub>2</sub> har fått økt aktualitet både i Norge og internasjonalt. Det er derfor et behov for verktøy som på en rasjonell måte beregner frem sentrale data for lokale varmesentraler for vannbåren varme som for eksempel benytter bioenergi som brensel. Slike beregninger bør ta utgangspunkt i ulike, gitte forhold både med hensyn til forbruksmønster og kombinasjoner av ulike typer varmegeneratorer med tanke på å beregne sentrale indikatorer for energiytelse og sannsynlig kostnad for de ulike alternativer. Beregningsresultatene kan enten være ønsket for vurdering av bygging av lokale varmesentraler, eller for å beregne energiytelse og alternativpris ved for eksempel tilknytning til et fjernvarmeanlegg eller ved levering av fjernvarme til en bygning.

#### **Mål**

Hovedmålet med oppgaven er å fremskaffe et "komplett" databasert beregningsverktøy for å beregne aktuelle indikatorer for energiytelse samt varmekostnad/varmepris for lokale varmesentraler med gitt forbruksmønster for de mest vanlige former for generering av varme. Det forutsettes at kandidaten tar utgangspunkt i det arbeidet som han allerede har gjort ved sitt prosjektarbeid.

#### **Oppgaven bearbeides ut fra følgende punkter**

1. Klarlegg de mest relevante forhold mht virkningsgrader for ulike typer kjeler og brenselkvaliteter ved bruk av biobrensel.
2. Klarlegg virkningsgradsforhold og virkningen av ulike reguleringsstrategier ved de mest vanlige former for varmegenerering i varmesentraler.
3. Redegjør for begrepene "levert energi" og "primærenergi" og slik de er definert i de standardene som er utarbeidet for bruk ved realisering av Direktiv om energiytelsen for bygninger og klarlegg hvordan disse indikatorene kan beregnes.
4. Vis programmets funksjonalitet ved å gjennomføre beregninger for aktuelle eller tenkte løsninger for lokale varmesentraler.
5. Vis følsomheten i beregningsdataene for de mest sentrale inngangsdata i programmet ved relevante beregningseksempler

-- " --



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.

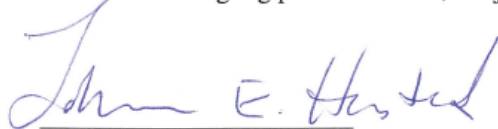
I henhold til "Utfyllende regler til studieforskriften for teknologistudiet/sivilingeniørstudiet" ved NTNU § 20, forbeholder instituttet seg retten til å benytte alle resultater i undervisnings- og forskningsformål, samt til publikasjoner.

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/oppgavegivere 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, 12. januar 2009



Johan Hustad  
Instituttleder



Rolf Ulseth  
Faglig ansvarlig/veileder

Medveileder(e)  
Alf Tunheim, Eidsiva Bioenergi AS






## Forord

Denne masteroppgaven er utarbeidet ved Institutt for Energi og Prosessteknikk ved Norges teknisk-naturvitenskapelige Universitet, NTNU, i Trondheim våren 2009. Oppgaven har et omfang på 30 studiepoeng og er skrevet innenfor faggruppen energiforsyning og klimatisering av bygninger. Masteroppgaven er den avsluttende delen av Masterprogrammet i Energi og Miljø, og er en videreføring av fordypningsprosjektet høsten 2008.

Jeg vil først og fremst rekke en stor takk til min veileder, førsteamanuensis Rolf Ulseth, for god veiledning. Hans råd og innspill har vært til stor hjelp i arbeidet med oppgaven. Jeg vil videre takke Alf Tunheim i Eidsiva Bioenergi for initiativ til en meget interessant og aktuell oppgave.

Trondheim, 2 juni 2009



Stian Wadahl



## Sammendrag

Bruk av bioenergi og andre energikilder som gir lavt utslipp av CO<sub>2</sub> får stadig større aktualitet både i Norge og internasjonalt. Det er i denne sammenheng et behov for verktøy som på en rasjonell måte kan beregne sentrale data for varmesentraler for vannbåren varme som benytter ulike teknologier for generering av varme.

Hovedmålet med denne oppgaven er å utvikle en "komplett" databasert beregningsmodell for å beregne aktuelle indikatorer for energiytelse, samt varmekostnad/varmepris for lokale varmesentraler for vannbåren varme med gitt forbruksmønster og for de mest vanlige former for generering av varme. Beregningsresultatene fra modellen skal kunne brukes til vurdering av bygging av lokale varmesentraler, eller for å beregne energiytelse og alternativpris ved for eksempel tilknytning til et fjernvarmeanlegg eller ved levering av fjernvarme til en bygning. Oppgaven er en videreføring av prosjektarbeidet "Modell for beregning av optimale, lokale varmesentraler med tanke på varmekostnad/varmepris for lokale varmesentraler med gitt forbruksmønster."

Kjernen i den utviklede beregningsmodellen er en driftssimulator som simulerer driften av en lokal varmesentral på timebasis gjennom et normalår for en gitt konfigurasjon av varmeproduserende enheter, som defineres av brukeren. Varmesentralen kan forsyne enkeltbygg eller en gruppe av bygninger med varme, og lastkurver for varmebehovet for bygningene genereres av beregningsmodellen. Modellen kan simulere ulike kombinasjoner av maksimalt tre varmegeratorer i varmesentralen, og det kan velges mellom fire ulike typer varmegeratorer. Dette er kjeler fyrt med bioenergi, el – kjeler, oljekjeler og varmepumpe. Modellen gir muligheter for en detaljert beskrivelse av virkningsgradskarakteristikkene for kjelene, og skiller mellom av/på -, trinn- og modulerende regulering.

Primærenergikonseptet brukes for beregning av indikatorer for energiytelse. Modellen beregner behov for levert energi, primærenergibehov og CO<sub>2</sub> – utslipp for varmesentralen. Beregningen av indikatorene følger beregningsmetoder definert i de standarder som er utarbeidet ved realisering av Direktiv om energiytelsen for bygninger.

For å vise funksjonaliteten til beregningsmodellen er det gjennomført beregninger på et tenkt utbyggingsområde beliggende i Trondheim. Dette området består av en gitt sammensetning av bygninger fra ulike bygningskategorier, og to mulige scenario med tanke på varmeforsyning er studert. I det ene scenario forsynes alle byggene i utbyggingsområdet med varme fra sin egen varmesentral. I det andre scenario forsynes samtlige bygg med varme fra en felles varmesentral via et fjernvarmenett. Formålet med disse beregningene er å studere hvordan disse to scenario slår ut med tanke på varmekostnad, behov for levert energi, primærenergibehov og CO<sub>2</sub> – utslipp for hele utbyggingsområdet. Det forutsettes at det benyttes bioenergi som grunnlast, olje som spisslast og el – kjel til å dekke tappevannsbehov i sommersesongen for samtlige varmesentraler.

Resultatene viser at ved å forsyne alle byggene i utbyggingsområdet fra en felles varmesentral vil behovet for levert energi bli større enn hvis alle byggene forsynes med varme fra sin egen varmesentral. Det viser seg at behovet for levert energi for varmesentralen blir en prosentandel større for den felles varmesentral som tilsvarer tapene ved produksjon av varme i den felles varmesentralen. Tapene i fjernvarmenettet vil dekkes opp av den gevinsten som oppnås i hvert

enkelt bygg ved å erstatte kjelanlegget med en kundesentral, siden tapene i en kundesentral er langt lavere enn i et kjelanlegg.

Siden behovet for levert energi blir større for den felles varmesentral medfører dette at primærenergi behovet og CO<sub>2</sub> – utslippet også blir større. Disse vil øke med samme andel som behovet for levert energi, med unntak av følgende forhold. Siden fordelingen av det årlige energibehov mellom de ulike energivarer kan bli noe annerledes enn for varmesentraler i enkeltbygg, kan dette medføre at primærenergi behovet og CO<sub>2</sub> – utslippet blir noe lavere eller høyere avhengig av fordelingen mellom energivarerne og primærenergi- og CO<sub>2</sub> – faktorene.

Varmekostnaden for den felles varmesentralen blir betydelig lavere enn med varmesentraler i hvert enkelt bygg. Dette selv om kostnader til fjernvarmenett og kundesentraler inkluderes. Dette skyldes at rimeligere energikilder kan benyttes som grunnlast i den felles varmesentral.

Det er gjennomført en rekke følsomhetsberegninger for å kartlegge de mest sentrale inngangsdata i modellen, og for å vise hvordan disse påvirker beregningsresultatet. Beregningene er gjennomført for varmesentralen som forsyner alle bygg i utbyggingsområdet. Resultatene viser at energiprisen for grunnlasten er den parameter som påvirker varmekostnaden i størst grad. En lav energipris for grunnlasten er dermed den viktigste parameter for å oppnå en lavest mulig varmekostnad i et nærvarmeanlegg. Videre er investeringskostnad i varmesentral, kalkulasjonsrente og investeringskostnad i fjernvarmenett de parametre som påvirker varmekostnaden i størst grad.

For alle de studerte varmesentraler i denne oppgaven er elektrisitet den helt klart største bidragsyteren til forbruk av ikke – fornybar primærenergi og CO<sub>2</sub> – utslipp. I tillegg bidrar elektrisitet i stor grad til å øke varmesentralens totale primærenergi behov. Dette er beregnet med primærenergi – og CO<sub>2</sub> – faktorer for elektrisitet miks UCPTe i henhold til NS – EN 15603. Den beste løsning for å redusere utslippet av CO<sub>2</sub> og primærenergi behovet i varmesentralene er dermed å ikke benytte seg av elektrisitet som energikilde.

## Abstract

Use of bioenergy and other energy sources which gives low CO<sub>2</sub> - emissions is growing in popularity both in Norway and internationally. In relation to this there is a need for calculation models which in a rational way can calculate important parameters for local heating centrals with hydronic heating systems which uses different technologies for heat generation.

The main goal in this thesis is to develop a “complete” calculation model for calculating energy performance indicators and heating costs for local heating centrals with hydronic heating systems, based on given patterns of heat consumption and the most common technologies used for heat generation. The calculation results from the model shall be possible to use when planning to build a local heating central, or to calculate energy performance indicators and alternative heating cost when delivering heat from a district heating central to a building. This thesis is a extension of the project work “Model for calculation of optimized local heating centrals concerning the costs/price for the heat from a local heat central with a given pattern of consumption.”

The developed calculation model contains a model for simulation of the heat production in a local heating central on a hourly basis trough a reference year. The model allows different configurations of the heat production units, which is set by the user of the model. The heating central can deliver heat to one or several buildings, and the yearly heat load profiles is generated by the calculation model. The model is limited to combinations of maximum three different heat production units and four different heat production technologies. This is boilers for bioenergy, electricity and oil and the fourth technology is heat pumps. The model enables a detailed description of the heat production units and distinguishes between intermittent - , stage- and modulating control strategies for the boilers.

The primary energy concept is used for calculation of indicators of energy performance. The model calculates the need for delivered energy, primary energy and the CO<sub>2</sub> – emissions. The calculation of the energy performance indicators is done in accordance with the standards developed when realizing the EU directive on Energy performance of buildings.

To demonstrate the functionality of the calculation model there has been done calculations on a fictitious development area located in Trondheim. The development area consists of several buildings from different building categories. Two different scenarios for heat supply in the area have been studied. In the first scenario all the buildings is supplied with heat from their own heating central. In the second scenario all of the buildings are supplied with heat from a small district heating plant and a district heating network. The objective of the study is to compare the two different scenarios on heating costs, delivered energy, primary energy and CO<sub>2</sub> – emissions. All the heating centrals in the study use bioenergy as baseload, oil as peak load and electricity to supply hot tap water in the summer.

The result of the calculation shows that by supplying all of the buildings in the planning area with heat from a small district heating plant, the need for delivered energy for the development area becomes greater than if all of the buildings is supplied with heat from their own heating central. The need for delivered energy becomes a percentage greater for the district heating plant which is equal to the losses in the heat production units in the plant. The losses in the district heating grid are

covered up by the increased efficiency by replacing the boilers in each building by a building substation.

Since the need for delivered energy becomes greater for the district heating plant, the need for primary energy and the CO<sub>2</sub> –emissions also increases for the district heating plant. They will increase by the same percentage as the need for delivered energy, with exception from the following. Since the distribution of the yearly energy need between the different energy carriers may become somewhat different for heating central supplying only one building, this may lead to a higher or lower need for primary energy and CO<sub>2</sub> emissions.

The heating costs for the small district heating plant becomes significantly lower than for the heating centrals located in each building. This is even if the costs for district heating grid and building substations are included. This is due to the possibilities for using cheaper energy sources as base load in the district heating plant.

To map the most important input parameters and to show how these parameters influence the results of the calculation model it has been done a sensitivity analysis. The sensitivity analysis has been done for the district heating central. The results show that the energy cost for the base load is the most important parameter to achieve a low heating cost in a small district heating plant. The other most important parameters are investment costs in the heating central, discount rate and investment costs for the district heating grid.

For all the studied heating centrals in this thesis electricity is the main contributor to the use of non – renewable primary energy and CO<sub>2</sub> – emissions. Electricity also contributes to increase the total need for primary energy for the heating centrals. These calculations are based on primary energy – and CO<sub>2</sub> – factors for Electricity Mix UCPTTE from NS –EN 15603. Not using electricity as an energy source will be the best solution for reducing the CO<sub>2</sub> emissions and primary energy need in the heating centrals.

# Innholdsfortegnelse

|   |             |
|---|-------------|
| <b>Forord</b> .....   | <b>ix</b>   |
| <b>Sammendrag</b> .....   | <b>xi</b>   |
| <b>Abstract</b> .....   | <b>xiii</b> |
| <b>Innholdsfortegnelse</b> .....  | <b>xv</b>   |
| <b>1 Innledning</b> .....   | <b>1</b>    |
| <b>2 Planlegging av varmesentraler</b> .....  | <b>3</b>    |
| 2.1 Energi- og effektbehov i bygninger .....  | 3           |
| 2.2 Energifleksibilitet.....  | 4           |
| 2.3 Konfigurasjon av varmeproduserende enheter .....                                    | 5           |
| 2.4 Modeller av varmesystemer.....  | 6           |
| 2.5 Optimalisering av varmesystemer.....  | 7           |
| 2.5.1 Optimalisering av varmesentraler.....   | 7           |
| 2.5.2 Metoder og prinsipper for optimaliseringsmodeller.....                            | 9           |
| <b>3 Modellens struktur</b> .....   | <b>11</b>   |
| 3.1 Bakgrunn for modellen.....  | 11          |
| 3.2 Krav til modellen.....  | 11          |
| 3.3 Overordnet strategi for modellen .....  | 12          |
| 3.4 Valg av programvare .....   | 13          |
| 3.5 Begrensninger i modellen.....   | 14          |
| 3.5.1 Begrensning i antall varmeproduserende enheter og former for varmegenerering .... | 14          |
| 3.5.2 Begrensning i reguleringsstrategier .....   | 15          |
| 3.6 Flytdiagram for beregningsmodellen .....  | 16          |
| <b>4 Generering av lastprofiler og varighetskurver for ulike bygninger</b> .....        | <b>19</b>   |
| 4.1 Klimadata.....  | 19          |
| 4.2 Om modellen.....  | 20          |
| 4.3 Generering av lastkurver .....  | 21          |
| 4.4 Sammenlagring.....  | 22          |
| 4.5 Fyringsperiode og tappevannproduksjon .....   | 24          |
| <b>5 Modellering av varmeproduserende enheter</b> .....                                 | <b>27</b>   |
| 5.1 Virkningsgrader .....   | 27          |
| 5.2 Tap i kjelanlegg.....   | 27          |
| 5.3 Kjeler med intermittert reguleringsstrategi .....                                   | 30          |
| 5.4 Kjeler med trinnregulering .....  | 37          |
| 5.4.1 El – kjeler .....   | 37          |
| 5.4.2 Oljekjeler .....  | 39          |
| 5.5 Modulerende oljekjeler.....   | 42          |
| 5.6 Biobrenselanlegg.....   | 46          |
| 5.6.1 Beregningsmetode for forbrenningsteknisk virkningsgrad .....                      | 46          |
| 5.6.2 Beregning av kjelvirkningsgrad.....   | 47          |
| 5.6.3 Intermittert regulerte biobrenselkjeler .....                                     | 48          |
| 5.6.4 Modulerende biobrenselkjeler.....   | 48          |
| 5.7 Matematisk framstilling av kjeler med trinn- og modulerende regulering.....         | 50          |
| 5.8 Start og stoppkostnader .....   | 52          |
| 5.8.1 Behandling av start- og stoppkostnader i modellen .....                           | 55          |

|           |  |           |
|-----------|--|-----------|
| 5.9       | Variierende energipriser .....   | 56        |
| <b>6</b>  | <b>Biobrensel .....</b>  | <b>57</b> |
| 6.1       | Definisjoner, fysiske og kjemiske egenskaper til biobrensel.....                 | 57        |
| 6.1.1     | Fuktighet.....   | 57        |
| 6.1.2     | Fastmasseprosent eller fastmasseandel .....                                      | 57        |
| 6.1.3     | Basisdensitet.....   | 58        |
| 6.1.4     | Energitetthet .....  | 58        |
| 6.1.5     | Kjemiske egenskaper til biobrensel.....  | 58        |
| 6.1.6     | Øvre brennverdi, nedre brennverdi og effektiv brennverdi .....                   | 59        |
| 6.2       | Forbrenning av biobrensel .....  | 61        |
| 6.2.1     | Tørking.....   | 62        |
| 6.2.2     | Pyrolyse .....   | 62        |
| 6.2.3     | Forgassing.....  | 62        |
| 6.2.4     | Forbrenning .....  | 62        |
| 6.2.5     | Utgjøding .....  | 63        |
| 6.2.6     | Brenselets karakteristikker og påvirkning på forbrenningssystemet.....           | 63        |
| 6.3       | Forbrenningsenheter for biobrensel .....   | 64        |
| 6.3.1     | Pelletsbasert sentralvarme.....  | 64        |
| 6.3.2     | Større anlegg .....  | 65        |
| 6.4       | Muligheter for bedre virkningsgrad .....   | 69        |
| 6.4.1     | Reduksjon av O <sub>2</sub> innholdet i røykgassen .....                         | 69        |
| 6.4.2     | Røykgasskondensering .....   | 69        |
| 6.5       | Oppsummering.....  | 70        |
| <b>7</b>  | <b>Varmepumper .....</b>   | <b>71</b> |
| 7.1       | Varmepumper – viktige forhold .....  | 71        |
| 7.1.1     | Varmepumpeprosessen .....  | 71        |
| 7.1.2     | Effektfactorer, Carnot – virkningsgrad og årsvarmefaktor .....                   | 71        |
| 7.1.3     | Betydningen av temperaturløft.....   | 74        |
| 7.1.4     | Dimensjonering og ekvivalent driftstid .....                                     | 75        |
| 7.1.5     | Varmekilder og temperaturnivå.....   | 75        |
| 7.2       | Varmepumpemodellen .....   | 76        |
| <b>8</b>  | <b>Primærenergikonseptet .....</b>   | <b>79</b> |
| 8.1       | Bakgrunn og formål.....  | 79        |
| 8.2       | Termer og definisjoner.....  | 79        |
| 8.3       | Direktiv om energiytelsen for bygninger.....                                     | 80        |
| 8.3.1     | Direktivets formål.....  | 80        |
| 8.3.2     | Sentrale, mandaterte standarder.....   | 81        |
| 8.4       | Energiindikatorer.....   | 81        |
| 8.5       | Beregning av behov for levert energi.....  | 81        |
| 8.6       | Beregning av primærenergibehov og CO <sub>2</sub> – utslipp .....                | 83        |
| <b>9</b>  | <b>Simulering av varmeproduksjon .....</b>                                       | <b>85</b> |
| 9.1       | Fordeling av produksjon mellom et gitt antall enheter – marginal opplasting..... | 85        |
| 9.2       | Bestemmelse av antall produksjonsenheter i drift .....                           | 87        |
| 9.3       | Valgt metode i beregningsmodell .....  | 88        |
| <b>10</b> | <b>Økonomi.....</b>  | <b>91</b> |
| 10.1      | Årskostnad og varmekostnad.....  | 91        |
| 10.2      | Relasjonsmetoden .....   | 92        |
| 10.3      | Brenselpriser .....  | 93        |
| 10.3.1    | Pellets .....  | 93        |



|           |  |            |
|-----------|--|------------|
| 10.3.2    | Flis og bark.....  | 94         |
| 10.3.3    | Elektrisk kraft.....   | 95         |
| 10.3.4    | Fyringsolje.....   | 96         |
| 10.4      | Merverdiavgift.....  | 97         |
| <b>11</b> | <b>Analyse av lokale varmesentraler .....</b>                                      | <b>99</b>  |
| 11.1      | Utbyggingsområdet.....   | 99         |
| 11.2      | Varmesentraler for enkeltbygg - forutsetninger .....                               | 99         |
| 11.2.1    | Konfigurasjon av kjelene .....   | 99         |
| 11.2.2    | Pelletkjele .....  | 100        |
| 11.2.3    | Trinnregulert oljekjel .....   | 101        |
| 11.2.4    | Elektrisk elementkjele .....   | 103        |
| 11.2.5    | Investeringskostnader .....  | 103        |
| 11.2.6    | Energipriser .....   | 104        |
| 11.2.7    | Økonomiske data.....   | 104        |
| 11.2.8    | Beregninger av energiytelse.....   | 105        |
| 11.3      | Nærvarmesentral .....  | 106        |
| 11.3.1    | Forutsetninger for beregning av last – og varighetskurve for utbyggingsområde..... | 106        |
| 11.3.2    | Flisfyrt kjel .....  | 106        |
| 11.3.3    | Modulerende oljekjel .....   | 108        |
| 11.3.4    | Elektrisk elementkjele .....   | 109        |
| 11.3.5    | Investeringskostnader .....  | 110        |
| 11.3.6    | Energipriser .....   | 111        |
| 11.3.7    | Økonomiske data.....   | 111        |
| 11.4      | Resultat - enkeltbygg.....   | 112        |
| 11.4.1    | Energi og effektbehov for bygninger.....   | 112        |
| 11.4.2    | Varmekostnad .....   | 114        |
| 11.4.3    | Årsvirkningsgrader for kjelenheter.....  | 116        |
| 11.4.4    | Indikatorer for energiytelse.....  | 118        |
| 11.5      | Resultat - Nærvarmesentral .....   | 120        |
| 11.5.1    | Last – og varighetskurve for utbyggingsområdet.....                                | 120        |
| 11.5.2    | Optimal effektdekning for grunnlastenhet .....                                     | 122        |
| 11.5.3    | Årsvirkningsgrader for kjelenheter.....  | 124        |
| 11.5.4    | Indikatorer for energiytelse.....  | 125        |
| 11.6      | Sammenligning .....  | 128        |
| 11.6.1    | Varmekostnad .....   | 128        |
| 11.6.2    | Indikatorer for energiytelse.....  | 130        |
| <b>12</b> | <b>Følsomhetsanalyse.....</b>  | <b>133</b> |
| 12.1      | Følsomhetsanalyse for varmekostnad .....   | 133        |
| 12.1.1    | Tornadodiagram .....   | 133        |
| 12.1.2    | Følsomhet for energiprisen til grunnlasten.....                                    | 134        |
| 12.1.3    | Følsomhet for varierende investeringskostnad for varmesentralen .....              | 135        |
| 12.1.4    | Varmekostnad ved forskjellig kalkulasjonsrente.....                                | 137        |
| 12.1.5    | Varmekostnad ved ulike investeringskostnader for fjernvarmenett .....              | 137        |
| 12.2      | Betydning av primærenergi- og CO <sub>2</sub> - faktorer.....                      | 139        |
| 12.2.1    | Primærenergibehov.....   | 139        |
| 12.2.2    | CO <sub>2</sub> – utslipp .....  | 140        |
| <b>13</b> | <b>Oppsummering og konklusjon .....</b>  | <b>143</b> |
| <b>14</b> | <b>Anbefalinger til videre arbeid .....</b>  | <b>145</b> |
|           | <b>Referanser .....</b>  | <b>147</b> |

|  |              |
|--|--------------|
| <b>Vedlegg A – Investeringskostnader .....</b>                   | <b>I</b>     |
| <b>Vedlegg B – Resultater enkeltbygg .....</b>                   | <b>V</b>     |
| <b>Vedlegg C – Resultater nærvarmeanlegg .....</b>               | <b>XV</b>    |
| <b>Vedlegg D – Nettariffer .....</b>                             | <b>XVII</b>  |
| <b>Vedlegg E – Kjeldata .....</b>                                | <b>XIX</b>   |
| <b>Vedlegg F – Nødvendige inndata til beregningsmodell .....</b> | <b>XXIII</b> |

## 1 Innledning

I dagens samfunn er det et stadig økende fokus på vår økende energibruk og hvilke effekter dette har på det globale klimaet. De globale klimaendringer skyldes i stor grad utslipp av klimagasser fra bruk av fossile brensel i energisystemer rundt omkring i verden. Mange land har dermed startet med klare retningslinjer og reguleringer av sine energisystemer for å redusere bruken av fossile brensel. Et resultat av dette er at bruk av fornybare energikilder og energikilder som gir lavt utslipp av CO<sub>2</sub> får stadig større aktualitet både i Norge og internasjonalt. For varmforsyning av bygninger har dermed bruk av bioenergi blitt stadig mer aktuelt. På bakgrunn av dette er det et behov for verktøy som på en rasjonell måte kan beregne sentrale økonomiske data og aktuelle indikatorer for energiytelse for lokale varmesentraler for vannbåren varme som benytter bioenergi som brensel.

Målet i denne masteroppgaven er å utvikle et "komplett" databasert beregningsverktøy for å beregne aktuelle indikatorer for energiytelse samt sannsynlig varmekostnad/varmepris for de mest vanlige former for generering av varme, deriblant bioenergi. Beregningene skal ta utgangspunkt i ulike gitte forhold både med hensyn til forbruksmønstre og kombinasjoner av ulike typer varmegeneratorer. Beregningsresultatene fra modellen skal kunne benyttes for vurdering av bygging av slike lokale varmesentraler, eller for å beregne energiytelse og alternativpris ved for eksempel tilknytning til et fjernvarmeanlegg eller ved levering av fjernvarme til en bygning.

Denne oppgaven bygger videre på det arbeid som er gjort i undertegnede's fordypningsprosjekt med tittel "Modell for beregning av optimale, lokale varmesentraler med tanke på varmekostnad/varmepris for lokale varmesentraler med gitt forbruksmønster".

I en lokal varmesentral finnes det en rekke mulige systemløsninger ut i fra valg av energibærere med tilhørende teknologier, antall varmegeneratorer og kapasiteter, reguleringsstrategier og ulike løsninger for kapasitetsreserve. Beregningsmodellen må derfor tillate en fleksibel beskrivelse av varmesentralen. Det er viktig med en rasjonell beregningsmodell både med tanke på tidsbruk og antall inngangsdata i modellen samtidig som det oppnås realistiske beregningsresultat med ønsket nøyaktighet. For å begrense omfanget av oppgaven har det vært nødvendig å begrense antall mulige systemløsninger til å omfatte de mest vanlige former for generering av varme.

Første del av oppgaven omhandler teori omkring planlegging og modellering av varmesentraler. De påfølgende kapitler omhandler teori omkring, og oppbygning av de enkelte elementer i beregningsmodellen. Bioenergi er et sentralt emne i denne oppgaven og omhandles spesielt i kapittel 6. Siste del av oppgaven viser beregningsmodellens funksjonalitet og følsomheten i beregningsdataene, gjennom beregninger på et tenkt utbyggingsområde beliggende i Trondheim.



## 2 Planlegging av varmesentraler

### 2.1 Energi- og effektbehov i bygninger

Energi og effektbehov i bygninger varierer mye gjennom året. De største variasjonene skyldes energibehovet til termiske formål, det vil si oppvarming, ventilasjon og kjøling. Behovet for oppvarming er størst i vintersesongen, mens behovet for kjøling er størst i sommersesongen. Energibruk til andre tekniske installasjoner og utstyr er ofte jevnt fordelt over året. Imidlertid er bruken av tekniske installasjoner og utstyr svært forskjellig for ulike kategorier av bygninger. Eksempel på dette er en skole som har begrenset arbeidstid i forhold til et sykehus med døgnkontinuerlig drift og stor bruk av teknisk utstyr.

I Norge er det store temperatursvingninger i utetemperaturen i løpet av et år, noe som resulterer i at varmebehovet varierer mye gjennom året. Den store variasjonen i varmebehovet medfører at den installerte effektkapasiteten i en varmesentral ikke kan utnyttes i store deler av året. En analyse gjort av lastprofiler for seks forskjellige fjernvarmeverk i Sverige viste at varmelasten på de kaldeste vinterdager var åtte til ti ganger høyere sammenlignet med gjennomsnittlig last om sommeren (Frederiksen and Werner 1993). Sammenhengen mellom effekt og energibehov beskrives ved hjelp av brukstiden for maksimal effekt, som er en meget sentral faktor ved planlegging av varmesystemer. Brukstiden,  $\tau$ , for maksimal effekt på generell form uttrykkes ved følgende ligning (Ulseth 2008):

$$\Delta P = \frac{1}{\tau} \cdot \Delta W \quad (2.1)$$

Hvor:

$\Delta P$  = aktuell effektinstallasjon [kW]

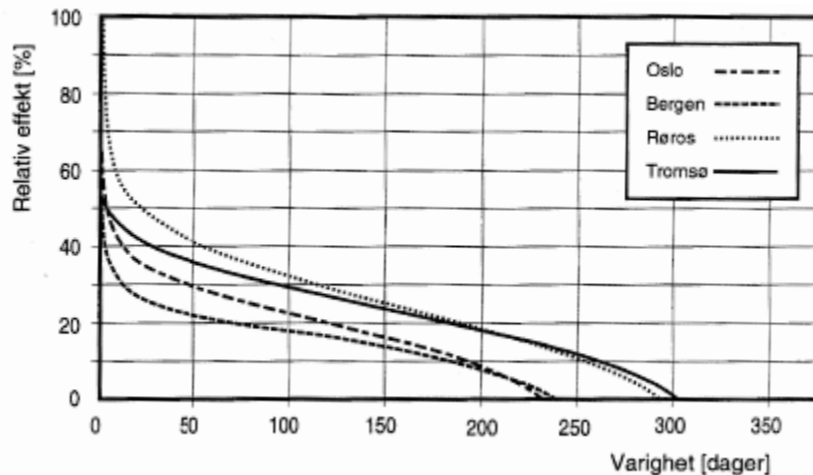
$\Delta W$  = årlig energibehov forårsaket av aktuell effektinstallasjon  $\Delta P$  [kWh/år]

Brukstiden for maksimal effekt er generelt noe høyere i sentraliserte varmeanlegg som dekker flere bygninger, i forhold til varmesentraler kun for en bygning. Dette skyldes at sammenlagningsfaktoren i ett sentralisert anlegg med flere abonnenter vil være mindre enn 1, grunnet at alle abonnenter ikke vil etterspørre maksimal last samtidig. I praksis vil sammenlagningsfaktoren ligge i området 0,7 – 0,8 (Ulseth 2008). Størrelsen på sammenlagningsfaktoren avhenger av antallet abonnenter som varmeanlegget forsyner og bruksmønsteret til abonnentene. Med abonnenter som skoler, kontorbygg, sykehus og boliger i samme fjernvarmesystem vil dette bidra til at sammenlagningsfaktoren reduseres. Designkapasiteten til et sentralisert varmeanlegg vil derfor bli lavere enn summen av maksimalt effektbehov for hver enkelt bygning.

Figur 2.1 viser effekt - varighetskurver for den samme bygningen lokalisert på fire ulike geografiske beliggenheter i Norge. Disse har et vesentlig forskjellig klima, som vist i tabell 2.1.

| Sted                          | Røros | Oslo | Bergen | Tromsø |
|-------------------------------|-------|------|--------|--------|
| Årsmiddeltemperatur [°C]      | 0,5   | 5,9  | 7,8    | 2,9    |
| Dim. utetemperatur (DUT) [°C] | -40   | -20  | -10    | -12    |

Tabell 2.1 Temperaturdata for utvalgte beliggenheter (Stene 2001)



Figur 2.1 Eksempel på effekt – varighetskurve (romoppvarming /ventilasjon) for samme bygning plassert på Røros, i Oslo, Bergen eller Tromsø (Stene 2001). Effektbehov over året er angitt relativt Røros forhold (= 100%).

På grunn av at maksimalt effektbehov og årlig energibehov er direkte knyttet opp til temperaturens forløp over året ved den geografiske beliggenhet, vil effekt - varighetskurvens forløp variere betydelig. Altså vil den samme bygningen, med samme bruksmønster og interne laster, ha en ulik effekt - varighetskurve når den blir utsatt for forskjellige klimatiske forhold. Dette resulterer i at grunnlaget for planleggingen/optimaliseringen av et varmforsyningssystem vil være unikt for hvert enkelt tilfelle.

Forløpet av effekt - varighetskurven vil i tillegg til klimaet påvirkes av bygningens bruksmåte (bygningstype), isolasjonsstandard og sammenlagringen av effektbehovet som avhenger av byggets størrelse. På grunn av effekt – varighetskurvens karakteristiske form ved bygningsoppvarming vil en grunnlastkilde dimensjonert for 40 – 70 % av bygningens maksimale effektbehov likevel dekke ca. 80 – 95 % av det årlige varmebehov (Stene 2001).

De viktigste karakteristikkene for et oppvarmingssystem til bruk for bygningsoppvarming i en planleggingssituasjon kan generelt oppsummeres i følgende punkter (Nielsen 1996):

- Brukstiden for den totale installerte effektkapasitet er generelt lav
- Varmelasten varierer betydelig både på døgnbasis og gjennom året
- Grunnlaget for dimensjoneringen/optimaliseringen av varmeproduksjonssystemet er unikt for hvert enkelt tilfelle

## 2.2 Energifleksibilitet

Energifleksibilitet betyr i denne sammenheng at varmeanlegget er tilrettelagt for å kunne veksle mellom to eller flere energikilder. Et vannbårent system vil være spesielt godt egnet for å oppnå god energifleksibilitet, da det med enkelhet kan benyttes ulike energibærere. Det er mange fordeler ved å satse på en energifleksibel varmesentral. På kort sikt er det to hovedgrunner til å satse på en energifleksibel varmesentral. Den ene grunnen er muligheten til enhver tid å velge den energikilden med laveste pris, ut fra varierende energitilgang og energipriser. Den andre grunnen er at effekt – varighetsdiagrammet har en karakteristisk form ved bygningsoppvarming. Denne formen

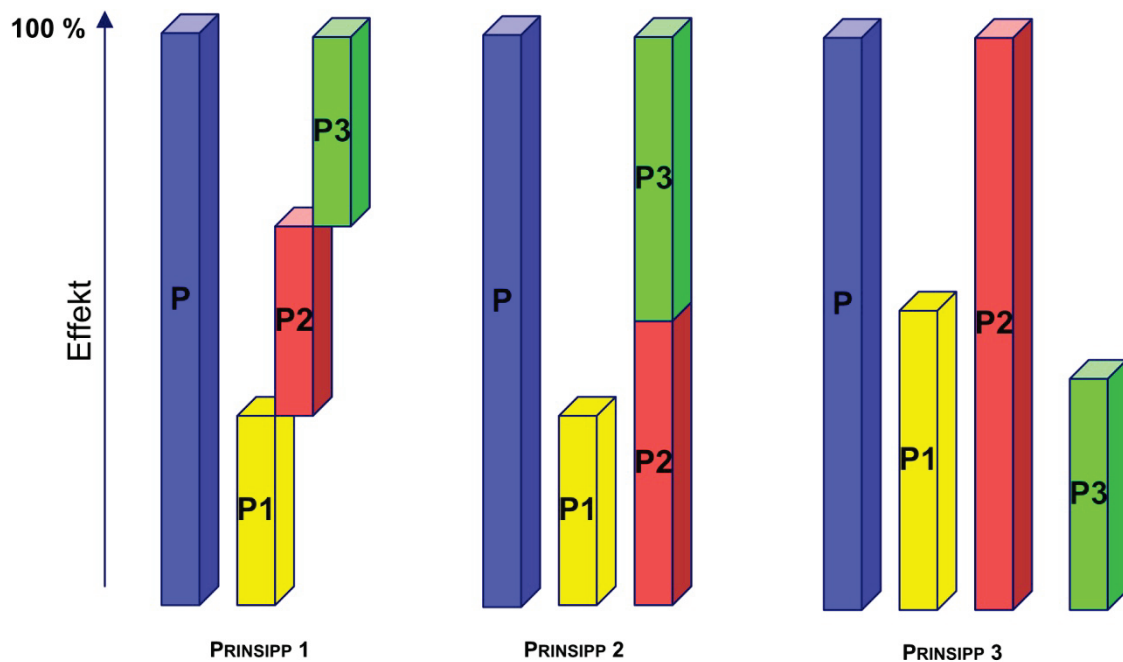
tilsier at det finnes en optimal kombinasjon av to eller flere energikilder som har vesentlig forskjellige kostnadsprofiler for effekten og energien.

På lang sikt er det usikkerhet omkring fremtidig tilgjengelighet og prisutvikling for de ulike energibærere. Ved å ha muligheter til å velge mellom ulike energibærere avhengig av tilgjengelighet og pris og samtidig ha muligheten til en optimal fordeling mellom flere kjeler, reduseres følsomheten for energiprisene og de variable kostnadene for varmeanlegget stabiliseres.

Et fjernvarmeanlegg må være konkurransedyktig med lokale varmesentraler som kun forsyner enkeltbygg. For at dette skal være mulig, må en oppnå en rekke fordeler med fjernvarmeanlegget som oppveier tilleggskostnadene for det primære fordelingsnettet og abonnentsentralene. Nøkkelen til å være konkurransedyktig er et energifleksibelt varmeanlegg som tillater optimal drift med de mest egnede energibærere. I et større varmeanlegg er det gjerne større fleksibilitet ved valg av energibærere, og rimeligere energikvaliteter kan anvendes. Et eksempel på dette er søppelforbrenningsanlegg som har en svært lav energikostnad, men som kun er mulig å anvende i større, sentraliserte varmeanlegg. Ved å ha et sentralisert varmeanlegg kan kostnadene til nødvendig drift og vedlikehold per energienhet reduseres, og en bedre virkningsgrad kan oppnås gjennom en mer optimal drift av anlegget. En større varmesentral vil også gjerne ha en lavere investeringskostnad per effektenhet siden kostnaden per effektenhet normalt avtar med anleggsstørrelsen.

### 2.3 Konfigurasjon av varmeproducerende enheter

Ved konfigurering av de varmeproducerende enhetene i varmesentralen er det viktig å ha god energifleksibilitet, men også viktig å ha sikkerhet for at det maksimale varmebehovet kan dekkes. Det er derfor flere ulike prinsipper for å dimensjonere de varmeproducerende enheter i varmesentralen ut fra krav til reservedekning/sikkerhet. I følgende figur vises ulike prinsipper for en varmesentral med tre varmeproducerende enheter.



Figur 2.2 Tre ulike prinsipper for kombinasjon av ytelsen for de varmeproducerende enheter. P er dimensjonerende effektbehov for varmesentralen. P1, P2 og P3 er maksimal ytelse for de respektive varmeproducerende enheter.

Det første prinsippet er basert på fordeling av det maksimale effektbehovet mellom alle aktuelle enheter. Ulempen med dette prinsippet er at hvis en av enhetene må kobles ut vil det ikke være mulig å dekke det maksimale effektbehov.

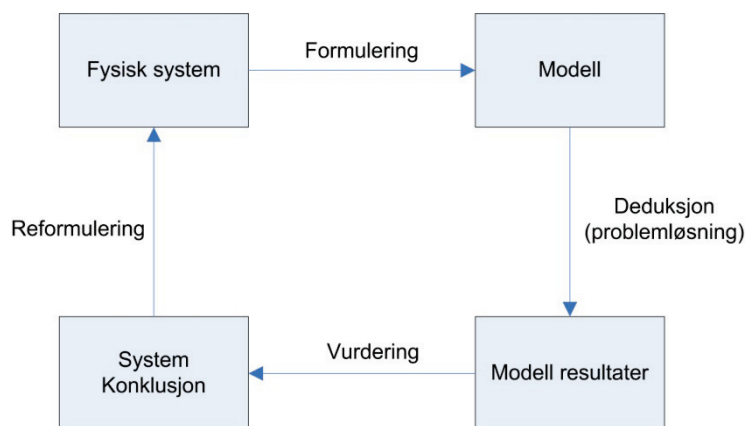
Det andre prinsippet består av en grunnlast med full reservedekning. Denne metoden kan brukes der varmesentralen består av to eller flere varmeproduserende enheter.

I det tredje prinsippet er to grunnlastenheter (P1 og P3) kombinert med en enhet for spisslast/reservedekning (P2). P2 kan her være større enn, mindre enn eller lik det dimensjonerende effektbehovet. Eksempel på en slik konfigurasjon kan være en varmepumpe som grunnlast med en olje- eller gasskjele som spisslast/reservedekning og en el – kjele for tilfeldig kraft.

Det finnes ingen generell fasit på hvordan prinsippet med konfigurasjon av enhetene skal gjøres med tanke på reservekapasitet. Større varmesentraler og fjernvarmeanlegg dimensjoneres gjerne slik at dimensjonerende effektbehov kan dekkes med største kjelenhet ute av drift, det såkalte (N – 1) kriteriet. Hvilket prinsipp som velges ved planleggingen av varmesentralen vil imidlertid avhenge av hvilke krav som stilles til leveringssikkerhet, type kjelanlegg, hvor pålitelig anlegget er, vaktordninger osv. Det er også viktig å huske at maksimalt varmebehov vil oppstå få timer i året ved bygningsoppvarming.

### 2.4 Modeller av varmesystemer

For å gjøre en analyse av et varmesystem er det nødvendig å etablere en modell. Modellen representerer en forenklet beskrivelse av det fysiske system. Modelleringsprosessen kan beskrives som vist i figur 2.3 (Faanes 2002). Utgangspunktet er et fysisk system som skal analyseres.



Figur 2.3 Modelleringsprosessen

Den første fasen i utarbeidelsen av modellen er formuleringen av problemet. I denne fasen bestemmes hvilke aspekter som modellen må ta hensyn til, hvilke som kan utelates og hvilke antagelser som kan og må gjøres. Det er vanlig at forskjellige personer kan komme opp med ulike modeller av samme problem, og det er derfor nødvendig at denne fasen gjennomløpes flere ganger med testing og revisjon for at alle er enige om problemformulering og definisjon.

Andre fase er å løse problemet. For løsning av problemet benyttes ulike operasjonsanalytiske teknikker avhengig av problemets natur. Vanlige teknikker er løsning av ligninger, optimalisering og



lignende. Her er det viktig at metodikken er gyldig og det er viktig å ikke glemme at resultatene fra denne fasen følger antagelsene gjort i forenklingsfasen.

I vurderingsfasen må resultatene fra modellen overføres til det fysiske system og tolkes ut i fra dette. Dette stiller store krav til den som skal vurdere resultatene. Det kan vise seg at antagelser som er utelatt i formuleringen kan ha stor viktighet for resultatet. Resultatet fra modellen er kun gyldig for de gitte forutsetninger, og det vil derfor oppstå uenigheter og diskusjoner omkring hvor relevant løsningen er for det fysiske system. Dette refereres til som modellens gyldighet. Det kan være nødvendig å gjennomløpe alle fasene på nytt for til slutt å ende opp med en allment akseptert modell.

Generelt er det viktig å huske at det ikke er nødvendig å bruke en mer kompleks modell enn nødvendig og at resultatene fra en modell aldri blir bedre enn informasjonen som går inn til den. En modell bør heller ikke tas for bokstavelig. Den vil alltid være forenkling av det fysiske system.

## 2.5 Optimalisering av varmesystemer

Optimaliseringen av et varmesystem innebærer to generelle og grunnleggende mål:

- 1) Optimaliseringen av systemløsningen
- 2) Optimalisering av driften av systemet

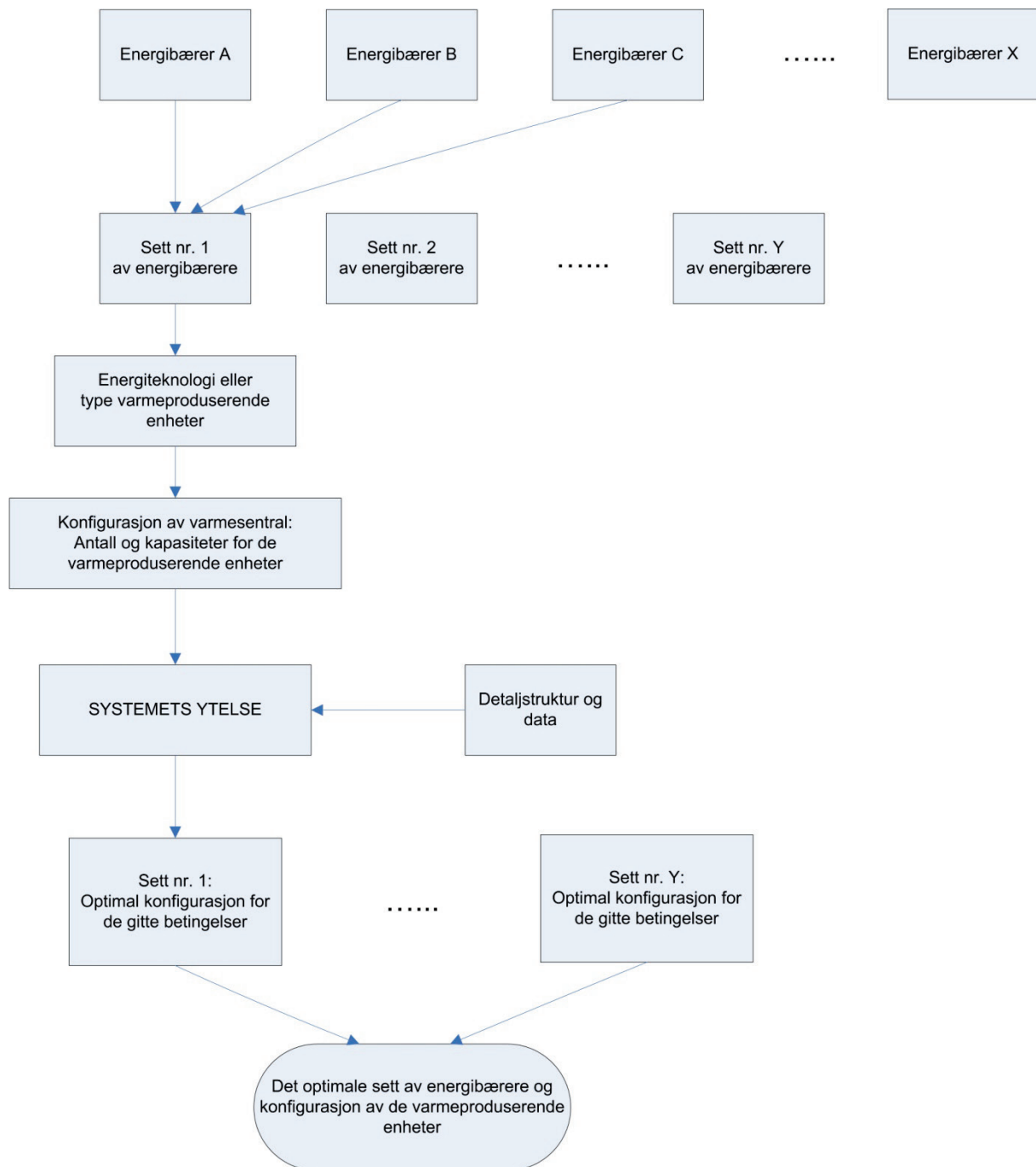
Optimalisering av driften av systemet behandler problemet med å drifte en gitt systemløsning gjennom et gitt tidsintervall for å oppnå best mulig resultat i henhold til det gitte optimaliseringskriterium. Optimaliseringen av systemløsningen behandler problemet med å finne den beste konfigurasjonen for systemet i henhold til det gitte optimaliseringskriterium. Punkt 2 blir da en underliggende prosess som må gjennomføres for å finne den optimale systemløsningen blant de aktuelle alternativ.

### 2.5.1 Optimalisering av varmesentraler

Hovedkriteriene i optimaliseringen for systemløsningen eller driften av en varmesentral er:

- Energibruk
- Økonomi
- Utslipp
- Enhver kombinasjon av de foregående kriterier

Utgangspunktet er valget mellom mange forskjellige energibærere som kan benyttes med mange ulike teknologier. Disse energibærerne og teknologiene kan kombineres på mange mulige måter, og vil påvirkes av et antall ulike faktorer som for eksempel tur- og returtemperatur og reguleringsforhold. En fullstendig optimalisering, der alle påvirkende faktorer både på et overordnet nivå og detaljnivå tas hensyn til, blir dermed en meget omfattende og kompleks oppgave. Det er derfor en nødvendighet å begrense antallet detaljer i modellen både for å redusere beregningstiden og for å få et praktisk grensesnitt mot modellen. Det er dermed viktig å være bevisst på de forenklinger og antagelser som er gjort i modellen. Figur 2.4 viser gangen i en optimaliseringsprosess der målet er å finne den optimale systemløsningen for et gitt sett av energibærere.



Figur 2.4 Metode for å finne den optimale løsningen for sammensetningen av en energisentral. Metoden baserer seg på sammenligning av deloptimum av gjensidige utesluttende løsninger. Gjengitt fra (Nilsen 1994).

Med en bestemt sammensetning av energibærere og tilhørende teknologier er det mulig å finne den optimale sammensetning. Dette er imidlertid kun en optimal løsning for de valg og forutsetninger som blir brukt i analysen, det er et deloptimum. I dette tilfellet er løsningene gjensidig utesluttende og ikke avhengig av hverandre, slik at de enkelte deloptimum kan sammenlignes med hverandre. Ved å sammenligne de ulike deloptimum med hensyn til optimaliseringskriteriet, kan den optimale løsningen finnes.

### 2.5.2 Metoder og prinsipper for optimaliseringsmodeller

Det finnes et antall av ulike metoder som kan brukes for optimalisering av varmesentraler. Disse kan sammenfattes i følgende punkter (Ulseth 2002).

- Analyse ut fra effektvarighetsdiagram
- Derivate metoder og modeller
- Lineær og ikke-lineær programmering
- Iterativ bruk av passende driftsimuleringsmodeller
- Oppdeling og delløsning for optimaliseringsproblemet

De to siste metodene kan omfatte hvilket som helst av de tre første prinsippene. Analyse ut i fra varighetsdiagram er ofte brukt, men denne metoden er en statisk metode som ikke tar hensyn til variasjoner i virkningsgrad, varierende energipriser og start – stopp kostnader når driftskostnader skal beregnes for en viss effektoppdeling. Metoden gir også små muligheter for å analysere effekten av variasjoner i investeringskostnader. Eksempel på bruk av denne metoden i tilfeller med to effektkilder i varmeanlegget finnes i (EIB 2007). For tilfeller med tre effektkilder i varmeanlegget finnes et eksempel i (Frederiksen and Werner 1993).

Bruk av derivate metoder og modeller krever at funksjonene som skal optimaliseres er differensielle og at kun likhetsbetingelser foreligger. Hvis likhetsrestriksjoner foreligger kan man optimalisere en gitt funksjon ved å innføre en Lagrangefunksjon. Start/stopp kostnader og variable energikostnader og virkningsgrader vil innføre ulikhetsrestriksjoner og det medfører at metoden ikke kan benyttes.

Lineær programmering kan være anvendelig når både objektfunksjonen og restriksjonene kan uttrykkes som lineære kombinasjoner av de variable. Metoden kan behandle både likhets- og ulikhetsrestriksjoner. Bakdelen med lineær programmering er at alle ulineariteter må lineariseres. I realiteten vil ikke alle problem være mulig å linearisere.

Iterativ bruk av passende driftsimuleringsmodeller kan være tidkrevende siden en endring i systemkonfigurasjonen vil gi endring i inndata til modellen for hver simulering som skal gjennomføres. Fordelen er at det eksisterer et stort antall simuleringsprogrammer og det er derfor mulig å finne modeller som passer til ønsket bruksområde.

Oppdeling av optimaliseringsproblemet kan gjøres ved å finne optimale løsninger for alle delsystem av det totale systemet. Problemet er imidlertid at dette lite trolig vil gi en optimal løsning for systemet som helhet. De ulike delsystemene vil være koblet til hverandre og samspillet mellom delsystemene må derfor tas hensyn til.

I følge (Ulseth 2002) bør følgende faktorer tas hensyn til i modellene for å få en god representasjon av variasjonen i faste og driftsavhengige kostnader:

- 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 eller klimatisk design - år)

- Teknisk begrensning for visse energibærere, for gitte tidsperioder, eller med viss frekvens (for eksempel bruk av spillvarme)
- Tillate varierende investeringskostnader som funksjon av hver sammensetning som analyseres
- Tillate en fleksibel beskrivelse av energisentralen (randvilkår)
- Varierende antall enheter må kunne inngå i analysen

For at en bruker skal se seg tjent med å benytte modellen er det også viktig at modellen er effektiv med tanke på tidsforbruk.

### 3 Modellens struktur

Dette kapitlet beskriver den overordnede strategien og strukturen for den utviklede beregningsmodell.

#### 3.1 Bakgrunn for modellen

Bruk av bioenergi og andre former for varmemforsyning som gir lavt CO<sub>2</sub> – utslipp får stadig større aktualitet både i Norge og internasjonalt. I denne sammenheng er det derfor et behov for et verktøy som på en rasjonell måte beregner fram sentrale økonomiske data for lokale varmesentraler for vannbårne varme som benytter bioenergi som brensel og som kan beregne sentrale indikatorer for energiytelse. Et slikt verktøy er ønskelig for bruk ved vurdering av bygging av slike lokale sentraler, og ved beregning av alternativpris ved tilknytning til et fjernvarmeanlegg.

I energilovens § 5.5 står det følgende: ” Prisen for fjernvarme skal ikke overstige prisen for elektrisk oppvarming i vedkommende forsyningsområde.” Dette gir leverandøren av fjernvarme en øvre grense ved bestemmelse av pris på varmeleveransen. Ofte vil det imidlertid være slik at en potensiell kunde for fjernvarme har andre alternativer til oppvarming enn elektrisitet, og har gjerne flere ulike energibærere med tilhørende teknologier å velge mellom. Eksempel på dette kan være fortsatt drift med egen varmesentral (oftest olje og/eller el – kjele), installering av varmepumpe, eget bioenergianlegg eller gassfyringsanlegg. For at en kunde skal velge å knytte seg til fjernvarme er det derfor en nødvendighet at varmeprisen er konkurransedyktig sammenlignet med de andre alternativene som kunden har. Problemet for fjernvarmeleverandøren er derfor å ha kjennskap til hvilke alternativpriser kunden har i markedet, for dermed å kunne gå inn i forhandlinger med kunden å gi et konkurransedyktig tilbud. Det er derfor ønskelig med en modell som kan beregne varmeprisen for en lokal varmesentral for de mest vanlige former av energikilder og med ulike gitte forbruksmønstre. En slik modell kan dermed brukes til å gi et estimat på kunden sine alternativpriser i markedet.

#### 3.2 Krav til modellen

Modellen skal kunne brukes til følgende oppgaver:

1. Beregning av optimal varmekostnad/varmepris for lokale varmesentraler med gitt forbruksmønster og ved de mest vanlige former for generering av varme
2. Beregning av aktuelle indikatorer for energiytelse
3. Beregning av kunders alternativpriser til fjernvarme for de mest vanlige former for generering av varme

Med optimal varmekostnad/varmepris menes i denne sammenheng den laveste varmekostnad som er mulig å oppnå for en aktuell systemløsning. Beregning av den optimale varmekostnad/varmepris vil dermed medføre å finne den systemløsningen som under de gitte kriterier gir den laveste varmekostnad over et normalår eller den ønskede analyseperiode.

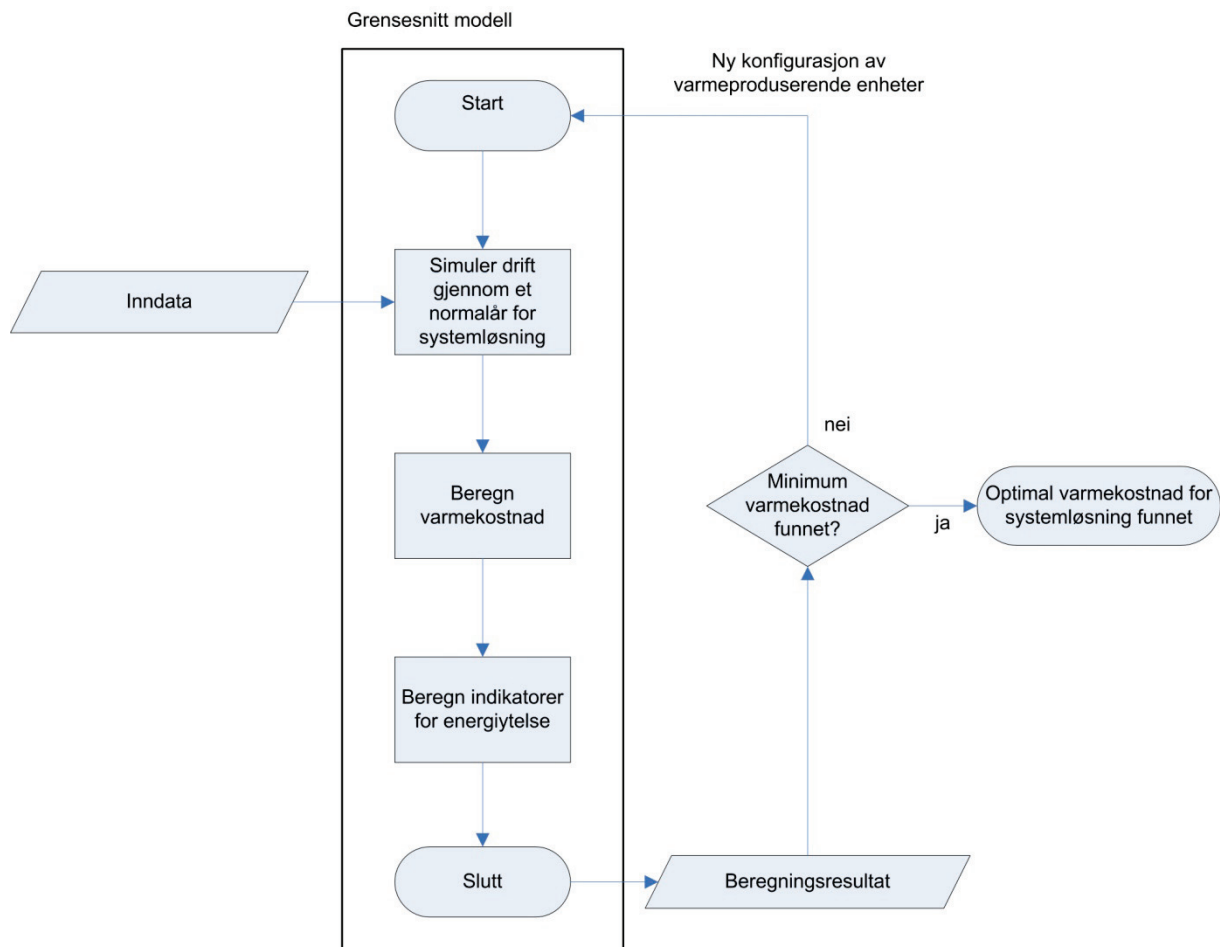
### 3.3 Overordnet strategi for modellen

Hovedmålet for modellen er å beregne varmekostnaden og indikatorer for energiytelse for lokale varmesentraler med ulikt antall varmeproduserende enheter, med ulike teknologier for generering av varme og med ulik konfigurasjon av enhetene. For å kunne beregne varmekostnaden for en gitt systemløsning er det nødvendig å simulere driften av varmesentralen gjennom en analyseperiode. Ved bygningsoppvarming er det naturlig å velge en analyseperiode på ett år.

Det er valgt å bruke en tidsoppløsning på timeverdier. Modellen simulerer dermed varmeproduksjonen for hver enkelt time gjennom et standard referanseår. Som omhandlet tidligere vil effektbehovet ved bygningsoppvarming variere betydelig både på døgn- og årsbasis. En følge av dette er at varmeproduksjonsenhetene vil gå på varierende ytelse gjennom året med tilhørende variasjoner i virkningsgrad. Ved å simulere time for time gjennom året ivaretas variasjonen i virkningsgrad som funksjon av ytelsen til kjelene. Simulering time for time gjennom året gir også muligheter til å ta hensyn til varierende energipriser gjennom året og start og stopp kostnader for kjelene.

Som en følge av at modellen simulerer driften av kjelene for hver time gjennom året, er det nødvendig å kjenne effektbehovet for den aktuelle bygning/gruppe av bygninger for hver time gjennom året. Modellen framstiller derfor lastkurver på timebasis for ulike bygningskategorier. Dette er nærmere behandlet i kapittel 4.

I de tilfeller der den optimale varmekostnad for varmesentralen skal finnes, må modellen brukes iterativt. Det vil da si at modellen må kjøres gjentatte ganger med ulike kombinasjoner av installert effekt for kjelene med tilhørende variasjon i investeringskostnad. Modellen simulerer dermed driften av den aktuelle systemløsningen gjennom et normalår og beregner varmekostnad og aktuelle indikatorer for energiytelse. Den optimale løsning finnes som den konfigurasjon av kjeler som gir den laveste varmekostnaden. Det overordnede prinsipp for modellen er vist i figur 3.1.



Figur 3.1 Overordnet strategi for modellen

### 3.4 Valg av programvare

Mulig alternativ programvare er i utgangspunktet MS Excel, Matlab eller et annet relevant programmeringsspråk. Fordelen med å bruke MS Excel er at denne programvaren er svært mye brukt og dermed allment tilgjengelig. Matlab er en veldig kostbar programpakke som bedrifter normalt ikke har tilgang til. Siden modellen skal simulere driften av en varmesentral for alle timer gjennom året, medfører dette behandling av en stor mengde data. For å oppnå en korrekt fordeling av produksjonen mellom de ulike enheter må også en rekke logiske betingelser brukes. Dette medfører at bruk av et programmeringsspråk vil være fordelaktig.

Siden modellen skal behandle en stor mengde data og en rekke logiske valg må gjøres i modellen, medfører dette en stor fordel ved bruk av et programmeringsspråk. Det er derfor valgt å benytte Matlab som programvare i denne modellen. Matlab er valgt som programmeringsspråk siden det er velegnet til å utføre matematiske operasjoner, er velegnet til å lage grafiske plot og har i tillegg en rekke innebygde funksjoner til for eksempel kurvetilpasning.

### 3.5 Begrensninger i modellen

Ved planleggingen av en lokal varmesentral finnes det mange mulige systemløsninger ut i fra valg av energibærere med tilhørende teknologier, antall varmeproduserende enheter og kapasiteter, reguleringsstrategier og ulike løsninger for kapasitetsreserve. Det er dermed en meget omfattende oppgave å lage en modell som ikke gir noen begrensning i disse valgene. Det har derfor vært nødvendig å begrense valgmulighetene både på et overordnet nivå og på detaljnivå.

#### 3.5.1 Begrensning i antall varmeproduserende enheter og former for varmegenerering

Antall varmeproduserende enheter i modellen begrenset til tre. Tre enheter antas å dekke de fleste lokale varmesentraler, da det er lite trolig at det vil installeres flere enn tre kjelenheter i en lokal varmesentral.

Når det gjelder former for varmegenerering er valgt å ta med de teknologier som antas å være mest vanlig for bruk i lokale varmesentraler.

Følgende former for varmegenerering er dermed mulig å simulere med modellen

1. Bioenergi
2. Olje
3. Elektrisitet
4. Varmepumpe

Bioenergi er valgt grunnet at bruken av bioenergi har fått økt aktualitet både i Norge og internasjonalt, og at det derfor er behov for et verktøy som kan beregne sentrale data for lokale varmesentraler med vannbåren varme som benytter bioenergi som brensel.

En kombinasjon av bruk av olje og elektrisitet har lenge vært en vanlig løsning for varmeanlegg i Norge. En stor andel av de lokale varmesentraler i bygninger består derfor gjerne av en kombinasjon av olje og el – kjeler. Siden modellen skal brukes til å beregne alternativpris til fjernvarme, er det naturlig at disse energibærere tas med i modellen.

Bruk av ulike varmepumpeløsninger i lokale varmesentraler blir stadig mer aktuelt og er utfordrere for tilkobling til fjernvarme. Det er derfor valgt å ha en mulighet til å simulere anlegg med varmepumper i modellen.

Bruk av ulike typer gass som grunnlast og/eller som spisslast blir også mer vanlig. Å inkludere denne teknologien i beregningsmodellen kunne derfor være aktuelt. Det er imidlertid valgt å ikke gjøre dette, på grunn av at det vil stille større krav til inndata i modellen. Gassfyrte kjeler vil ofte være kondenserende kjeler og dette medfører en mer komplisert beregning for å framstille virkningsgradskurvene for kjelene. Blant annet vil det være nødvendig å kjenne tur- og returtemperaturer i varmesystemet i bygningen ved ulike driftssituasjoner. Både på grunn av kompliserende forhold med kondenserende kjeler og på grunn av begrenset tid til disposisjon for denne oppgaven er det derfor valgt å ikke ta med gassfyrte kjeler i modellen.

De valgte former for varmegenerering antas å dekke de mest vanlige former for varmegenerering i lokale varmesentraler. Hvilke typer biobrensel som tillates i modellen, samt hvilke typer varmepumper som kan simuleres med modellen behandles nærmere i senere avsnitt.



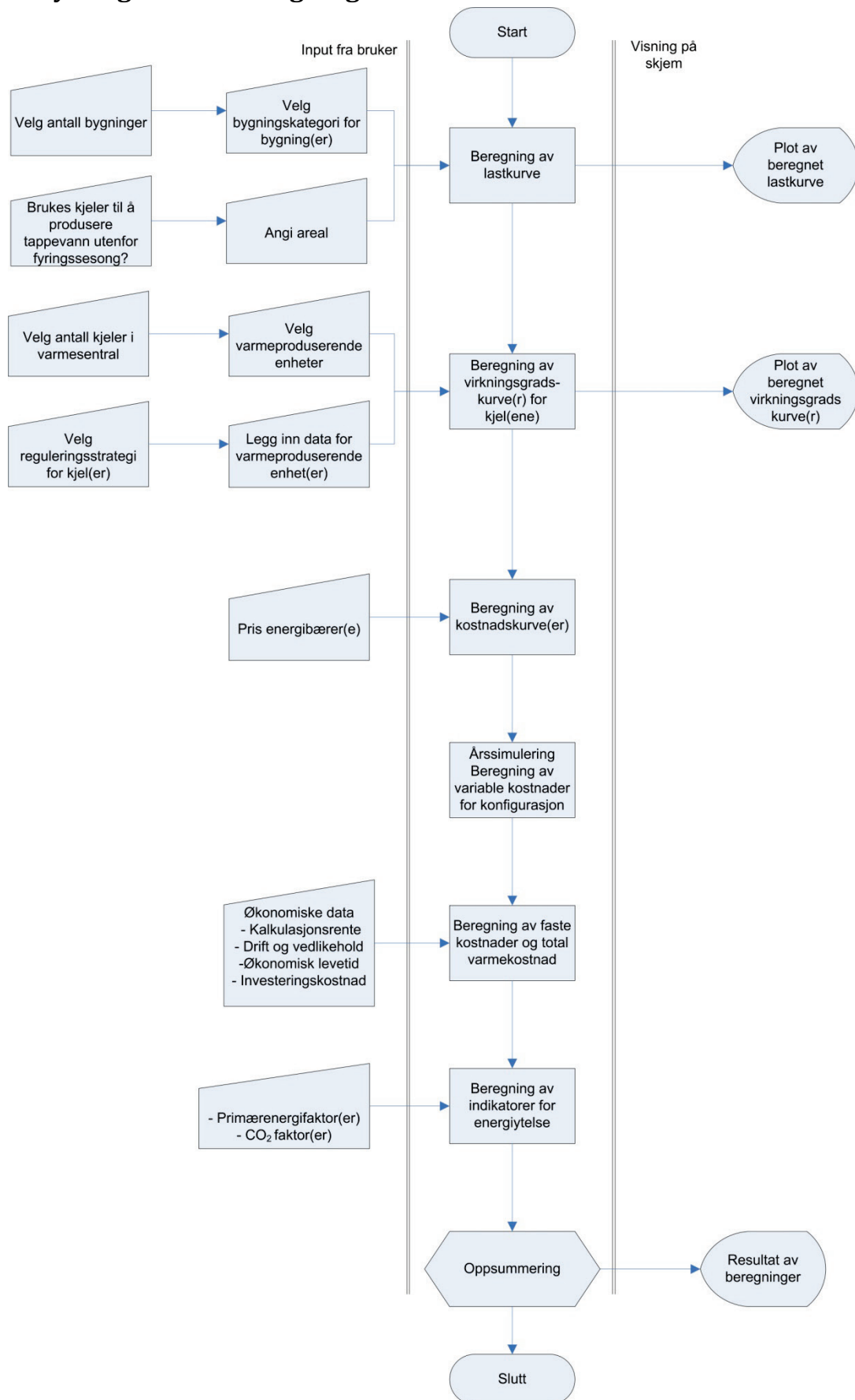
### 3.5.2 Begrensning i reguleringsstrategier

Det brukes i hovedsak tre ulike metoder for å regulere ytelsen til en kjel. Det er:

- Intermittent / på - av
- Trinn (2 eller 3 trinn)
- Modulerende / kontinuerlig

Virkningsgradskarakteristikken for kjelene vil avhenge av hvilken reguleringsstrategi som benyttes. Modellen kan beregne virkningsgradskurver for alle disse reguleringsstrategier med unntak av 3 – trinns regulering. Det er typisk oljebrennere som kan ha 3 – trinns regulering. Det er imidlertid grunnnet begrenset med tid til disposisjon valgt å ikke innlemme 3 – trinns regulering i modellen. Imidlertid vil de tre andre reguleringsstrategier dekke de fleste aktuelle tilfeller.

### 3.6 Flytdiagram for beregningsmodellen



Figur 3.2 Flytdiagram for den utviklede beregningsmodell

Flytdiagrammet viser dataflyten i beregningsmodellen. På den venstre siden er det beskrevet hva som brukeren gir som input til modellen. Brukeren gir sin input gjennom ulike menyvalg i modellen. På høyre side i flytdiagrammet vises hva som gis som resultat til brukeren. Dette er enten i form av grafiske plot eller gjennom utskrift på skjerm. De enkelte elementer i beregningsmodellen behandles i detalj i påfølgende kapitler.



## 4 Generering av lastprofiler og varighetskurver for ulike bygninger

Grunnlaget for å gjøre en optimalisering av en varmesentral er kjennskap til energi- og effektbehovet til bygningen eller gruppen av bygninger som skal forsynes, og hvordan dette behovet varierer gjennom året. Det eksisterer i dag flere beregningsprogrammer som kan gi teoretiske verdier for effekt- og energibehov gjennom året. Det viser seg imidlertid at det er stor forskjell mellom teoretiske verdier og de verdier som vil forekomme i praksis. Spesielt gjelder dette beregning av energibehovet gjennom et år. Dette skyldes at det under driften av bygningen vil være mange innvirkende faktorer som er vanskelig å ta hensyn til i et beregningsprogram. En studie av 10 lavenergiblokker i Malmö i Sverige viser at det årlige energibehovet kan være så mye som 40 – 60 % høyere enn teoretisk beregnet (Pedersen 2007). Selv om dette ikke kan brukes generelt, så er det trolig bedre å basere beregninger av effekt- og energibehov for bygninger på målte verdier, enn å basere seg på teoretiske beregninger. I dette arbeidet er det valgt å generere lastprofiler og varighetsdiagrammer for bygninger med en metode utarbeidet i doktorarbeidet "Load Modelling of Buildings in Mixed Energy Distribution Systems" (Pedersen 2007). Metoden baserer seg på samtidige målinger av varme- og elektrisitetsbehov i en rekke bygninger. Det går ikke nærmere inn på hvordan denne metoden er utviklet, men henvises til Pedersen (2007). Det vil her kun framgå hvordan metoden er benyttet for å estimere lastprofiler og varighetsdiagram for varmebehovet, samt dimensjonerende varmebehov, for enkeltbygninger og grupper av bygninger.

### 4.1 Klimadata

Siden Eidsiva Bioenergi er initiativtaker til denne oppgaven er det aktuelt å gjøre beregninger på varmesentraler plassert innenfor deres virksomhetsområde, fortrinnsvis Hamar, Gjøvik og Lillehammer. For å beregne timeverdier for effektbehovet bruker modellen middeltemperaturen for alle årets 365 døgn. I tillegg trengs den dimensjonerende utetemperaturen (DUT) for stedet til å beregne maksimalt effektbehov. DUT defineres som stedets laveste gjennomsnittstemperatur over 3 døgn i løpet av en 30-årsperiode: fra 1962 til 1990. I tabell 4.1 vises DUT og årsmiddeltemperatur for utvalgte beliggenheter (Stene 2001).

| STED        | DUT [°C] | $t_{m,år}$ [°C] |
|-------------|----------|-----------------|
| Oslo        | -20      | 5,9             |
| Hamar       | -24      | 4,1             |
| Gjøvik      | -27      | 4,0             |
| Lillehammer | -25      | 3,3             |

Tabell 4.1 DUT og årsmiddeltemperatur for utvalgte beliggenheter

Klimaet på et sted vil typisk variere fra år til år, og det er derfor behov for et normalisert år for den aktuelle beliggenhet. I modellen til Pedersen (2007) brukes Design Reference Year (DRY) som grunnlag for å beregne lastkurver og varighetsdiagram. DRY er sammensatt av målte og estimerte klimadata for 12 utvalgte måneder fra minimum de 10 siste år. Dataene er gitt som 8760 sett av timevise (samtidige) vær - parametre. I Norge eksisterer DRY kun for 3 steder. Dette er Oslo, Bergen og Andøya. Det eksisterer dermed ikke noe formalisert normalår for Hamar, Gjøvik og Lillehammer. Det mest nærliggende er da å bruke DRY for Oslo. Siden både årsmiddeltemperaturen og den dimensjonerende utetemperaturen avviker betydelig fra Oslo for både Hamar, Gjøvik og Lillehammer vil både dimensjonerende effektbehov og årlig varmebehov avvike fra beregninger med Oslo klima.

Som diskutert i avsnitt 2.1 vil effekt – varighetskurvens forløp være knyttet opp mot utetemperaturens forløp over året, og effekt – varighetskurven vil dermed se annerledes ut for alle de nevnte beliggenheter. Effekt – varighetskurven er effektbehovet for alle timer i året sortert i synkende rekkefølge, det vil si lastkurven sortert i synkende rekkefølge. Dette betyr at lastkurven på samme måte er forskjellig for alle de geografiske beliggenheter, hvilket medfører at grunnlaget for optimaliseringen av varmeproduksjonen i modellen vil være unik for hver enkelt geografisk beliggenhet. Siden Eidsiva Bioenergi sitt virksomhetsområde er blant annet Hamar, Gjøvik og Lillehammer hadde det vært ønskelig å basere beregningene på temperaturdata for disse beliggenheter. Siden det ikke eksisterer noen standardiserte temperaturdata for noen av disse beliggenhetene har er det derfor nødvendig å benytte DRY for Oslo.

## 4.2 Om modellen

Pedersen (2007) har utviklet en metode for å generere generelle lastprofiler for varme- og elektrisitetsbehov for bygninger av ulike kategorier. Metoden er utviklet fra samtidige timemålinger av varme- og elektrisitetsbehov i en rekke eksisterende bygninger. Bygningene er kategorisert i henhold til det europeiske direktivet "Directive of energy performance in buildings" som vist i tabell 4.2.

| <b>Building category</b>                       |
|--|
| <u>Single family houses of different types</u> |
| <u>Apartment blocks</u>                        |
| <u>Office buildings</u>                        |
| <u>Educational buildings</u>                   |
| <u>Hospital buildings</u>                      |
| <u>Hotels and restaurants</u>                  |
| Sports facilities                              |
| Wholesale and retail trade services buildings  |
| Other types of energy consuming buildings      |

Tabell 4.2 Kategorier av bygninger

Målingene av varmebehovet viser et tydelig skille mellom to regimer, der den ene delen er avhengig av utetemperaturen og den andre er uavhengig av utetemperaturen. Temperaturen som skiller disse to regimene er benevnt som "change point temperature (CPT)". I det temperaturavhengige området antas det en lineær sammenheng mellom varmelasten og utetemperaturen. Forbruksmønsteret for ukedager og helligdager er ofte ganske forskjellig innenfor ulike bygningskategorier. På bakgrunn av dette er det derfor utviklet 24 forskjellige ligninger for både ukedager og helligdager.

Ved bruk av lineær regresjonsanalyse er det funnet en matematisk sammenheng mellom den timevise varmelasten og døgnmiddeltemperaturen ( $\theta_{dmt}$ ) som vist i ligning 4.1 :

$$\Phi_{HL} = \alpha + \beta \cdot \theta_{dmt} \quad (4.1)$$

Denne ligningen gir dermed et estimat av varmelasten for den aktuelle time på dagen ved enhver døgnmiddeltemperatur under CPT.  $\alpha$  er her varmelasten ved 0°C utetemperatur og  $\beta$  representerer stigningen til regresjonslinjen. For å generere lastprofilen for et døgn trengs et estimat for varmelasten i alle timer av døgnnet. Ved å samle koeffisientene i vektorer kan ligningen for varmelasten i alle timer av et døgn skrives på formen:

$$\Phi_{HL} = \mathbf{A} + \mathbf{B} \cdot \theta_{dmt} \quad (4.2)$$

Hvor:

$$\mathbf{A} = [\alpha_1 \alpha_2 \alpha_3 \dots \alpha_{23} \alpha_{24}]$$

$$\mathbf{B} = [\beta_1 \beta_2 \beta_3 \dots \beta_{23} \beta_{24}]$$

$\Phi_{HL}$  = vektor som inneholder varmebehov for alle 24 timer for døgnet

$\theta_{dmt}$  = døgnmiddeltemperaturen for døgnet

Alle bygningskategorier markert med understreking i tabell 4.2 er analysert i arbeidet med utviklingen av modellen og verdiene for koeffisientene  $\alpha$  og  $\beta$ , samt CPT er tabulert i (Pedersen 2007). Verdiene for  $\alpha$  og  $\beta$  for hver bygningskategori er framstilt fra representativt antall av m ålte verdier og er statistisk behandlet.

Ved døgnmiddeltemperaturer over CPT baserer modellen seg på at varmebehovet er uavhengig av utetemperaturen. Behovet for varme representerer da forbruk av varmt tappevann. Verdier for tappevannsbehovet for alle timer av døgnet for de ulike bygningskategorier er tabulert i (Pedersen 2007).

Én bygning kan ikke gi et generelt bilde av hva som er det beste estimatet av lastprofilen for en bygningskategori. For å sammenligne mange bygninger har derfor lastprofilene blitt representert på relativ form. Ut fra samlingen av relative lastprofil er det ved hjelp av statistiske metoder dannet generaliserte lastkurver på relativ form for alle analyserte bygningskategorier.

Det spesifikke dimensjonerende effektbehov for hver bygningskategori er estimert med DUT for Trondheim, som er - 19 °C. Verdiene for spesifikt dimensjonerende effektbehov for de ulike bygningskategorier er tabulert i (Pedersen 2007).

For å estimere det årlige varmelastprofilen for en bygning brukes spesifikke energiindikatorer for den aktuelle bygningskategori. Verdiene for de spesifikke energiindikatorer er tabulert i (Pedersen 2007).

### 4.3 Generering av lastkurver

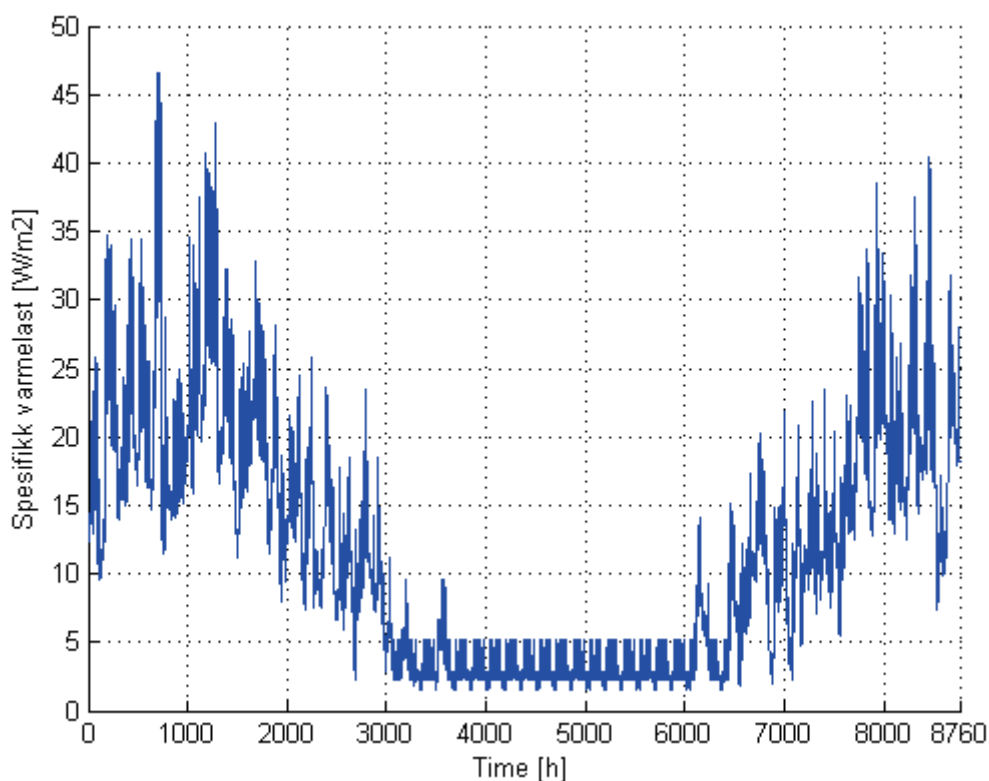
For å framstille lastkurver for bruk i beregningsmodellen for lokale varmesentraler er det, som tidligere nevnt, tatt utgangspunkt i temperaturdata hentet fra DRY Oslo. For å danne lastkurve for ønsket bygg innenfor en bygningskategori er følgende algoritme gjennomført:

1. Beregning av middelveidier av utetemperaturen for alle 365 døgn i et år, ut i fra 8760 timeverdier for utetemperaturen i DRY Oslo.
2. Framstilling av generelt, årlig relativt lastprofil ut i fra metode beskrevet i (Pedersen 2007) og døgnmiddeltemperaturer i DRY.
3. Bruk spesifikk lastindikator og relativ lastkurve for å framstille varmelastprofil for det dimensjonerende døgn.
4. Bruk av spesifikk energiindikator for aktuell bygningskategori for å framstille spesifikk årlig varmelastkurve for ønsket bygningskategori.
5. Spesifikk lastkurve multipliseres med bygningens gulvareal for å framstille den reelle lastkurve for bygningen.

For en gruppe bygninger må også følgende steg gjennomføres:

6. Summer årlige varmelastprofiler for alle aktuelle bygg for å framstille den totale årlige varmelastprofil.
7. Summer lastprofiler for dimensjonerende døgnet for alle aktuelle bygg for å estimere det totale dimensjonerende effektbehov for alle aktuelle bygg.
8. Beregn sammenlagingsfaktor for de aktuelle byggene ut fra varmelastprofilene for dimensjonerende døgnet.
9. Inkluder distribusjonstap og årlig energitap for det aktuelle distribusjonssystem i den totale årlige varmelastkurven.

Referanseåret er blitt antatt å starte på en mandag og alle helg/helligdager er innlemmet i følge kalenderåret. Sommerferie er ikke tatt med i referanseåret. Figur 4.1 viser en spesifikk lastkurve for kategorien kontorbygg.



Figur 4.1 Spesifikk lastprofil for kontorbygg beregnet med DRY Oslo

#### 4.4 Sammenlagring

Sammenlagingsfaktoren er viktig ved estimering av maksimalt effektbehov ved forsyning av en gruppe bygninger. Sammenlagring av effektuttaket innebærer at den målte, totale, maksimale effekt på et gitt tidspunkt vil være mindre enn summen av de maksimale verdiene for deeffektene. Dette skyldes at ved forsyning av en gruppe bygninger vil, mest sannsynlig, ikke alle abonnenter etterspørre maksimal effekt ved samme tidspunkt. Derfor gjelder følgende (Pedersen 2007):

$$(\Phi_1 + \Phi_2)_{\text{maksimum}} < \Phi_{1,\text{maksimum}} + \Phi_{2,\text{maksimum}} \quad (4.3)$$



Hvor:

$\Phi_1, \Phi_2$  = Daglig varmelast for hver bygning når maksimalt effektbehov inntreffer

Sammenlagringsfaktoren defineres derfor på følgende måte (Pedersen 2007):

$$\text{Sammenlagringsfaktor} = \frac{\Phi_{\text{maksimum(total)}}}{\sum_{i=1}^n \Phi_{i,\text{maksimum}}} \quad (4.4)$$

Sammenlagingen medfører at den installerte effektkapasiteten i anlegget kan reduseres, noe som reduserer investeringskostnadene. Ved en riktig dimensjonering av installert effekt for anlegget vil dette i tillegg medføre en høyere årsvirkningsgrad for anlegget, noe som vil redusere driftskostnadene i anlegget.

Sammenlagringsfaktoren for en gruppe bygninger vil være sterkt avhengig av om abonnentene er av samme kategori og har samme driftsform i sine bygg. En sammensetning av bygg av ulike kategorier vil typisk ha en lavere sammenlagringsfaktor enn om byggene er av samme kategori. Antallet bygninger som forsynes vil også påvirke sammenlagringsfaktoren. Generelt vil flere bygninger medføre at sammenlagringsfaktoren reduseres.

Modellen til Pedersen (2007) gir gjennomsnittlige relative lastkurver for hver bygningskategori, som er framstilt gjennom studier av en rekke bygninger innenfor hver bygningskategori. Sammenlagingen mellom flere bygg innenfor samme bygningskategori er dermed ivaretatt gjennom det faktum at den relative lastkurven er framstilt som en gjennomsnittlig lastkurve etter måling av en rekke bygninger innenfor den aktuelle bygningskategori. Sammenlagingen mellom bygg fra ulike bygningskategorier vil bli ivaretatt på grunn av at de har sitt maksimale effektuttak til ulik tid. Modellen vil dermed ta hensyn til sammenlagingen av effektbehovet direkte ved summeringen av lastkurvene.

Ved estimering av lastkurven for enkeltbygg vil også denne baseres på den gjennomsnittlige lastkurven for den aktuelle bygningskategori. Dette betyr at sammenlaging mellom bygg innenfor den samme bygningskategori vil tas med i kurven for enkeltbygg. Dette medfører at det maksimale effektbehovet for enkeltbygg blir noe underestimert, og kan påvirke varighetskurvens form i en viss grad. Imidlertid vil det årlige energibehov bli korrekt estimert. Siden det ikke er noen god måte å korrigere for dette, er det valgt å likevel bruke denne metoden for enkeltbygg. Det er imidlertid viktig å være klar over at dette gir et noe underestimert maksimalt effektbehov for enkeltbygg og dermed noe avvikende form for last – og varighetskurven.

## 4.5 Fyringsperiode og tappevannproduksjon

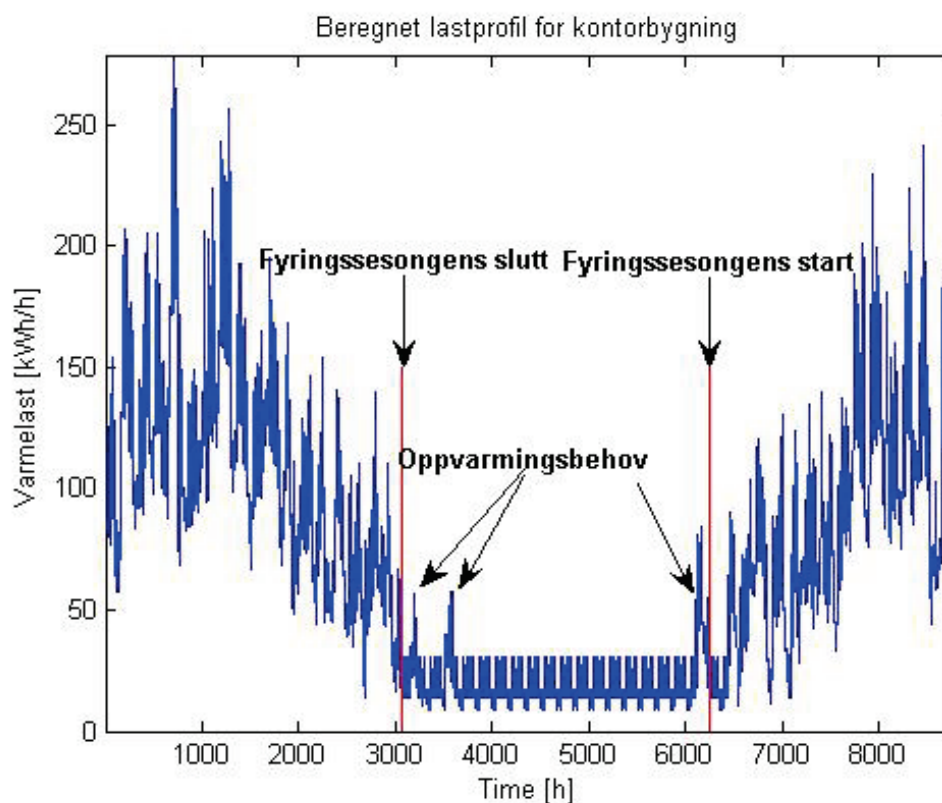
Fyringsperioden er i Norge tradisjonelt regnet å starte når utetemperaturen synker under 11 °C om høsten og slutte når den kommer over 9 °C om våren. Fyringsperiodens lengde er dermed antall dager mellom disse to temperaturgrensene. Fyringsperiodens lengde med start- og sluttdato kan finnes for eksempel i "VVS – tekniske klimadata for Norge" (Wolleng 1979).

| Stasjon         | Begynner dato | Slutter dato | Lengde døgn |
|-----------------|---------------|--------------|-------------|
| Oslo - Blindern | 18/9          | 8/5          | 233         |
| Hamar           | 12/9          | 14/5         | 245         |

Tabell 4.3 Data for fyringsperioden for utvalgte geografiske beliggenheter. Fra (Wolleng 1979)

I beregningsmodellen brukes disse dataene for å bestemme fyringsperiodens lengde. I de tilfeller der varmt tappevann ikke produseres med enten kjeler eller varmpumpe, kobles de varmeproduserende enheter ut mellom fyringssesongens slutt og start.

Figur 4.2 viser eksempel på en beregnet lastkurve for en kontorbygning i Oslo-klima hvor fyringsperiodens slutt og start er inntegnet. Figuren viser at det vil være et oppvarmingsbehov enkelte dager etter fyringssesongens slutt. Dette vises som effekttopper i lastkurven utenfor fyringssesongen. Det kontinuerlige varmebehovet utenfor fyringssesongen er behovet for varmt tappevann. Utenfor fyringssesongen vil ikke de varmeproduserende enheter levere varme til oppvarmingssystemet i bygget. Det kan derfor oppstå enkelte dager utenfor fyringssesongen der innetemperaturen blir for lav på grunn av det i praksis er et visst oppvarmingsbehov.



Figur 4.2 Beregnet lastkurve for kontorbygning med areal på 5000 m<sup>2</sup> i Oslo klima. Fyringsperiodens slutt og start er inntegnet.

I beregningsmodellen forutsettes det at de varmeproduserende enheter brukes til å produsere varmt tappevann i fyringssesongen. Utenfor fyringssesongen kan det velges om de varmeproduserende enheter skal brukes til produksjon av varmt tappevann, og eventuelt hvilken av enhetene som skal brukes til tappevannsproduksjon. Om de varmeproduserende enheter brukes til tappevannsoppvarming om sommeren kan variere fra anlegg til anlegg, det er mange ulike måter å løse denne problemstillingen på. For eksempel kan en liten el – kjele brukes for beredning av varmt tappevann eller varmtvannsberederne kan ha egne el - kolber som brukes utenfor fyringssesongen.



## 5 Modellering av varmeproduserende enheter

### 5.1 Virkningsgrader

Generelt er virkningsgrad definert som forholdet mellom avgitt nyttbar energi og tilført energi, angitt i prosent.

$$\eta = \frac{\text{avgitt energi}}{\text{tilført energi}} \cdot 100 \% \quad (5.1)$$

Virkningsgradene blir som oftest beregnet ved at man summerer tapene i prosessen og trekker disse fra den innfyrte energien. Dette kalles da en indirekte virkningsgradsmåling. Denne metoden benyttes, siden det ofte er enklere å beregne tapene enn å beregne avgitt nyttbar energi.

Det er vanlig å skille mellom fire ulike virkningsgrader i sammenheng med kjelanlegg. Det er fyringsteknisk virkningsgrad, kjelvirkningsgrad, systemvirkningsgrad og årsvirkningsgrad.

Fyringsteknisk virkningsgrad tar hensyn til tap i følbare varme i røygassen og tap i uforbrente komponenter i røygass og aske. Kjelvirkningsgraden tar i tillegg hensyn til tap fra kjelen i form av stråling og konveksjon. I varmeanlegg kan det diskuteres om varmeoverføring fra kjeloverflaten er et tap, siden fyrrømmet kan være plassert i den bygningen som varmes opp. Dermed vil varmen tilføres bygget. I de tilfeller varmen nyttiggjøres i bygget skal disse tapene ikke tas med.

Systemvirkningsgraden tar i tillegg med tap fra overføringsystemet for varmemediet, som ikke kan nyttiggjøres som varme i bygningen. Systemvirkningsgraden er vanskelig å bestemme i praksis, og krever en nøyaktig avgrensning av hvilke tap man vil inkludere. Årsvirkningsgraden inkluderer de samme tapene som systemvirkningsgraden, men tar også med tap ved start og stopp av anlegget, stillstandtap på grunn av luftgjennomstrømming i kjelen og effekten av delast integrert over et år.

### 5.2 Tap i kjelanlegg

Tapene som oppstår ved produksjon av varme er avhengig av kjel- og systemdesign, reguleringsstrategi, type energibærer, vedlikehold og tetthet i luker og spjeld. Tabell 5.1 viser vanlige reguleringsstrategier for olje- og biokjeler av ulik størrelse (Nielsen 1996; Hohle, Soma et al. 2001).

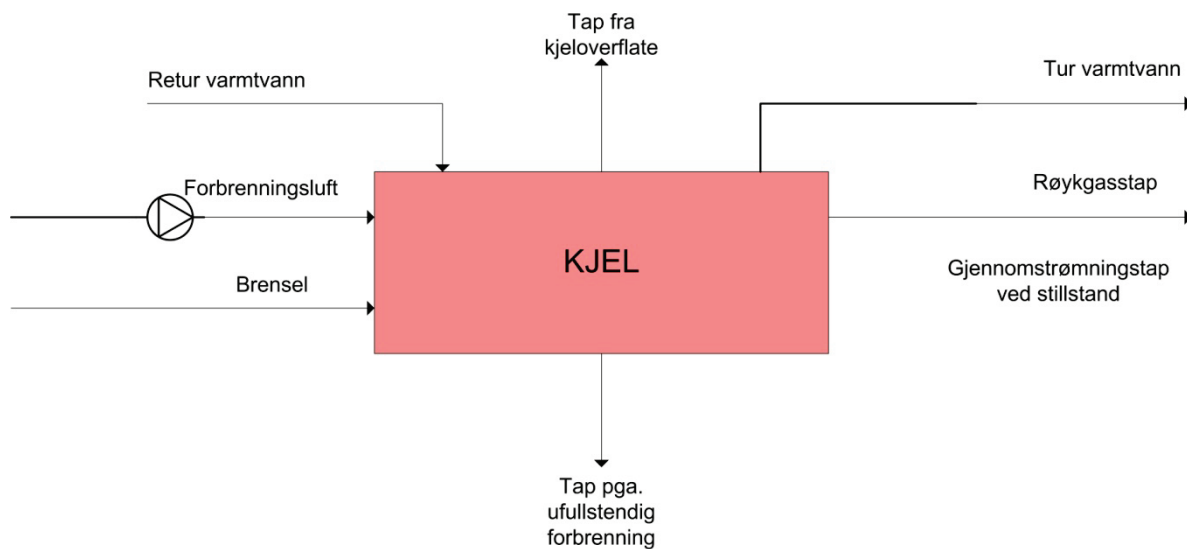
| Type kjel | Kjelstørrelse [kW]  | Reguleringsstrategi                               | Last brenner                      |
|-----------|---|---|-----------------------------------|
| Olje      | 20 – 300  | Intermittent / på – av                            | 0 eller 100 %                     |
|           | 200 – 1500  | Trinn / høy – lav                                 | 0, 50 eller 100 %                 |
|           | 1000 – 10 000   | Trinn / høy – lav<br>Kontinuerlig / modulerende * | 0, 50 eller 100 %<br>25 til 100 % |
| Bio       | < ca. 1000  | Intermittent / på - av                            |                                   |
|           | > ca. 1000  | Kontinuerlig /modulerende *                       | 25 til 100 %                      |
|           | * Intermittent strategi hvis effekt er lavere enn minste effekt |   |                                   |

Tabell 5.1 Vanlige reguleringsstrategier for olje og biokjeler av ulik størrelse

Tapet for en olje og biokjel vil være sammensatt av følgende komponenter:

- Røykgasstapet
- Tap fra kjeloverflate og røykgassystemet ved stråling og konveksjon
- Tap på grunn av ufullstendig forbrente brenselkomponenter eller delvis oksiderte produkter i røykgass og aske
- Gjennomstrømningstap

I en el – kjele foregår ikke varmeproduksjonen ved forbrenning, og en el – kjele vil dermed kun ha tap fra kjeloverflaten ved stråling og konveksjon.



Figur 5.1 Energibalansen i et forbrenningsanlegg

Den største tapsposten i et forbrenningsanlegg er røykgasstapet. Dette tapet er i størrelsesorden 5 – 10 % av den innfyrte energien (EIB 2007), og skyldes at røykgassen forlater kjelen med høy temperatur. Røykgasstapet er avhengig av den tilførte luftmengde og røykgassens temperatur. Temperaturen på røykgassen er avhengig av hvor langt ned en får kjølt røyken i kjelens konveksjonsheteflate. Teoretisk sett er det mulig å kjøle gassen ned til samme temperatur som varmemediet, ved bruk av fødevann eller luftforvarmer også lavere enn varmemediet. Imidlertid er det to sentrale forhold som begrenser dette. For det første er det en økonomisk grense for hvor kostbar kjelen kan være i forhold til det som tapes i røykgassen. For å få en lav røykgasstemperatur er en avhengig av store heteflater noe som er kostbart og plasskrevende. For det andre er det et spørsmål om hvor langt ned det er mulig å gå i temperatur før det oppstår kondensering av røykgassen. Når det oppstår kondensering av røykgassen, kan dette medføre problemer med korrosjon i skorstein og heteflater. Spesielt kan dette være et problem ved bruk av svovelholdige brensel (f.eks. fyringsolje), da det kan dannes svovelsyre. Dette kan gjøre at korrosjonsproblemet får et betydelig omfang.

Ved forbrenning av hydrogenholdig brensel (som biobrensel, olje og naturgass) dannes det vanndamp fra reaksjonen med hydrogen og oksygen. Ved brenning av fuktig brensel vil det gå med energi til å fordampe vannet i brenselet. Hvis vanndamp fra forbrenning og tørking av brenselet går

ukondensert ut i skorsteinen er fordampningsvarmen til dampen tapt og regnes derfor inn i røykgasstapet. Denne fordampningsvarmen er imidlertid mulig å gjenvinne ved å kjøle røykgassen ned til et temperaturnivå lavere enn duggpunktstemperaturen til røykgassen, slik at vandampen i røykgassen kondenserer. Dermed kan den latente varmen som frigjøres ved faseovergang utnytted. Mengden energi som kan gjenvinnes fra røykgassen vil avhenge av fuktighetsinnholdt i brenselet, mengden O<sub>2</sub> i røykgassen og temperaturen på returvannet i varmeanlegget. Desto lavere returtemperatur, desto større andel latent varme kan gjenvinnes ved å kjøle ned røykgassen lavere enn duggpunktet. Potensialet for gjenvinning av energi fra røykgassen vil dermed avhenge av utstyr og utforming av varmeanleggene, siden dette vil bestemme returtemperaturen. Som tidligere nevnt kan kondensasjon av røykgassen medføre problemer med korrosjon i skorstein og heteflater. Heteflatene utføres derfor i syrefast stål. Røykgasskondensering kan øke varmeutnyttelsen betraktelig, og relatert til nedre brennverdi kan dermed virkningsgraden bli over 100 %. Kondenserende kjeler er mest brukt for gassfyring, men slike kjeler for lettoljefyring er også kommersielt tilgjengelig og mye brukt (EIB 2007). Utstyr for røykgasskondensering er også vanlig på større biobrenselanlegg.

Ved all fyring vil det danne seg et sotbelegg på kjelens heteflater. Soten danner et isolasjonsbelegg som gjør at røykgassen vil avkjøles mindre enn ved helt ren kjel. Dette medfører at røykgasstapet øker. Det er dermed nødvendig med en regelmessig feiing av kjelen. Hvor ofte kjelen bør feies vil variere fra anlegg til anlegg, men det er mulig å få en indikasjon på når det bør feies ved å bruke et røykgasstermometer. For eksempel kan det tillates en temperaturstigning i røykgassen på 30 - 50 °C før ny feiing.

Ved ufullstendig forbrenning får en utslipp av CO, hydrokarboner og sot. Disse komponentene har et energiinnhold som kunne ha vært utnyttet, men som går tapt gjennom røykgass og aske. For moderne forbrenningsutstyr i normal drift er tapet i CO så lite at det kan neglisjeres (Hohle, Soma et al. 2001; ASHRAE 2008). Vanligvis bør kjelen opereres med et sottall (Bacharach) lavere enn 3. Da vil tap fra sot ligge under en halv prosent (EIB 2007). Når det gjelder tap i uforbrent aske kan dette bestemmes ved å gjøre utbrenningsprøver av asken, og multiplisere mengden karbon i asken med brennverdien for rent karbon. For olje og gassfyring er dette tapet neglisjerbart (EIB 2007). For biobrenselkjeler vil tap i uforbrente komponenter og aske utgjøre totalt 0,1 – 0,2 % av biobrenselets energiinnhold (Soma 2006).

Tap fra kjeloverflaten og røykgasssystemet skjer ved stråling og konveksjon. Absolutt strålingstap vil være relativt konstant så lenge kjelen er i drift, uavhengig av om kjelen går på høy eller lav belastning. I realiteten vil temperaturen på kjelen kunne variere noen grader opp og ned på grunn av koblingsdifferansen i termostaten. Strålingstapet vil dermed variere noe, men dette er så lite at det kan ses bort fra. Siden strålingstapet er konstant vil det prosentvise tapet være større ved lav belastning enn ved høy belastning. Strålingstapet vil også avhenge av størrelsen på anlegget. Små anlegg vil ha et stort forholdstall for overflate/volum og dermed relativt sett et større strålingstap enn et stort anlegg. Strålingstapet er oftest større enn konveksjonstapet og disse blir gjerne oppgitt som en sum fra kjelleverandøren. Tapet er sjelden mer enn 4 % totalt (EIB 2007).

Gjennomstrømningstap oppstår når kjelen går på pausefyring eller tomgangs-fyring og det er utette eller manglende spjeld i kanaler. Oppdriften i skorsteinen vil trekke luft gjennom anlegget og til

røykgasskanaler og skorstein. Lufta blir dermed oppvarmet, og dette representerer et varmetap. Gjennomstrømningstapet vil øke med økende intermittensgrad.

I tillegg kan utluftingstapet nevnes. Dette tapet skyldes at det i alle automatiske brennere er lagt inn en sekvens med utlufting av gassene i kjel og røykgasskanaler før tenning av brennerne. Dette skjer for å forhindre at eventuelle eksplosive blandinger blir antent. Anleggets utluftingstap vil være avhengig av forholdet mellom varigheten på utluftingstiden og brennerens driftstid etter hver start. Dette tapet er imidlertid så lite at det kan neglisjeres (Nielsen 1996).

### 5.3 Kjeler med intermittert reguleringsstrategi

Intermittert drift vil si at kjelens brenner eller varmeelement skrur av eller på for å gi den ønskede varmemengden.

Intermittensgrad er forholdet mellom brennerens ståtid og brennerens gangtid, og defineres som følger:

$$I = \frac{T_s}{T_g} \quad (5.2)$$

Brennerens ståtid er differansen mellom total driftstid ( $T_t$ ) for kjelen (varm tilstand) og brennerens gangtid ( $T_g$ ).

$$T_s = T_t - T_g \quad (5.3)$$

Maksimal intermittensgrad,  $I_{maks}$ , er den intermittensgrad som gir kjelvirkningsgrad = 0 %. Maksimal kjelvirkningsgrad vil forekomme ved en intermittensgrad lik null og fås ved å subtrahere røykgasstap og tap fra kjelens overflate og røykgassystem fra 100 %.  $I_{maks}$  kan beregnes etter følgende ligning (Nilsen 1994):

$$I_{maks} = \frac{1-r-s_1}{s_2+g} \quad (5.4)$$

Hvor:

$r$  = relativt røykgasstap [-]

$s_1$  = varmetap fra overflate av kjel ved i driftstiden [-]

$s_2$  = varmetap fra overflate av kjel ved stillstand [-]

$g$  = relativt gjennomstrømningstap ved stillstand [-]

Berggrav (Berggrav 1980) utleder på følgende måte en ligning for kjelvirkningsgraden som funksjon av intermittensgrad:

Følgende størrelser benyttes:

$T_s$  = brennerens ståtid [h]

$T_g$  = brennerens gangtid [h]

$I$  = intermittensgrad [-]

$Q_r$  = absolutt røykgasstap [kWh]

$q_{gj}$  = spesifikt gjennomstrømningstap [kW]

$Q_{gj}$  = absolutt gjennomstrømningstap [kWh]

$q_{st}$  = spesifikt stråletap [kW]



$Q_{st}$  = absolutt stråletap [kWh]

$H_N$  = oljens nedre brennverdi [kWh/l]

$G$  = dysekapasitet [1/h]

$R$  = røykgasstap i prosent av innfyrt effekt [-]

$\eta$  = virkningsgrad [-]

$$\text{Kjelens samlede tap} = Q_r + Q_{st} + Q_{gj} = G \cdot H_N \cdot T_G \cdot R + q_{st} \cdot (T_G + T_S) + q_{gj} \cdot T_S \quad (5.5)$$

Samlet tap kan også skrives:

$$\text{Kjelens samlede tap} = (1 - \eta) \cdot G \cdot H_N \cdot T_g \quad (5.6)$$

Disse to uttrykk for tapene settes nå lik hverandre og divideres med  $G \cdot H_N \cdot D_g$  :

$$1 - \eta = R + \frac{q_{st}}{G \cdot H_N} + I \cdot (q_{st} + q_{gj}) / (G \cdot H_N) \quad (5.7)$$

Størst virkningsgrad oppnås når  $T_S = 0$ , som medfører  $I = 0$ .

Innsatt i ligning 5.7 gir dette:

$$1 - \eta_{maks} = R + \frac{q_{st}}{(G \cdot H_N)} \quad (5.8)$$

5.8 innsatt i 5.7 gir:

$$(1 - \eta) = (1 - \eta_{maks}) + I \cdot (q_{st} + q_{gj}) / (G \cdot H_N) \quad (5.9)$$

Virkningsgraden er null når all innfyrt effekt går med til å dekke tapene. Intermittensgraden er dermed maksimal og  $I$  settes lik  $I_m$ . Altså  $\eta = 0$  for  $I = I_m$ . Ligning 5.9 gir da:

$$1 - 0 = (1 - \eta_{maks}) + I_m \cdot (q_{st} + q_{gj}) / (G \cdot H_N) \quad (5.10)$$

Omformet blir det:

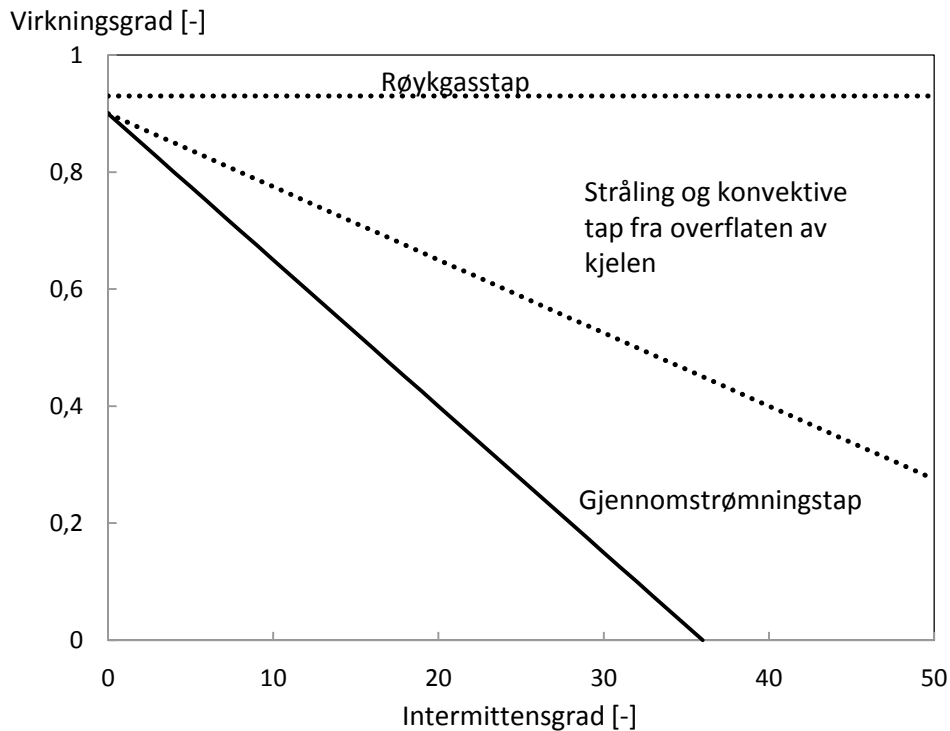
$$\frac{\eta_{maks}}{I_m} = (q_{st} + q_{gj}) / (G \cdot H_N) \quad (5.11)$$

Ved å sette dette inn i ligning 5.9 og omforme oppnås følgende sammenheng:

$$\eta = \eta_{maks} \left(1 - \frac{I}{I_m}\right) \quad (5.12)$$

I denne utledningen er det forutsatt konstant overflatetemperatur på kjelen så lenge den er i drift.

Virkningsgradskurven som funksjon av intermittensgrad er dermed lineær og kan dermed framstilles som vist i figur 5.2 (Nielsen 1996).



Figur 5.2. Midlere virkningsgrad som funksjon av intermittensgrad for en oljekjel med på/av regulering.

Som tidligere nevnt regnes strålingstapet som konstant, men den relative andelen som dette tapet utgjør, blir større etter hvert som ytelsen til kjelen går ned.

For å få kjennskap til varmereproduksjonskostnaden er det nødvendig å ha kjennskap til virkningsgraden som en funksjon av ytelsen til kjelen. (Nielsen 1996) presenterer følgende ligninger for å finne virkningsgraden som en funksjon av kjelytelsen for en intermittent regulert kjel:

I det følgende er:

$P_{out}$  = Effekt ut av kjele [kWh/h]

$P_{inst}$  = installert kjeleeffekt [kWh/h]

$\eta_{max}$  = maksimal virkningsgrad

$\eta$  = virkningsgrad

$N$  = hjelpevariabel

$I$  = intermittensgrad

$T_t$  = Total tid (kjel varm)

$$P_{out} \cdot T_t = P_{inst} \cdot T_g \quad (5.13)$$

$$\frac{T_t}{T_g} = \frac{T_s + T_g}{T_g} = I + 1 \quad (5.14)$$

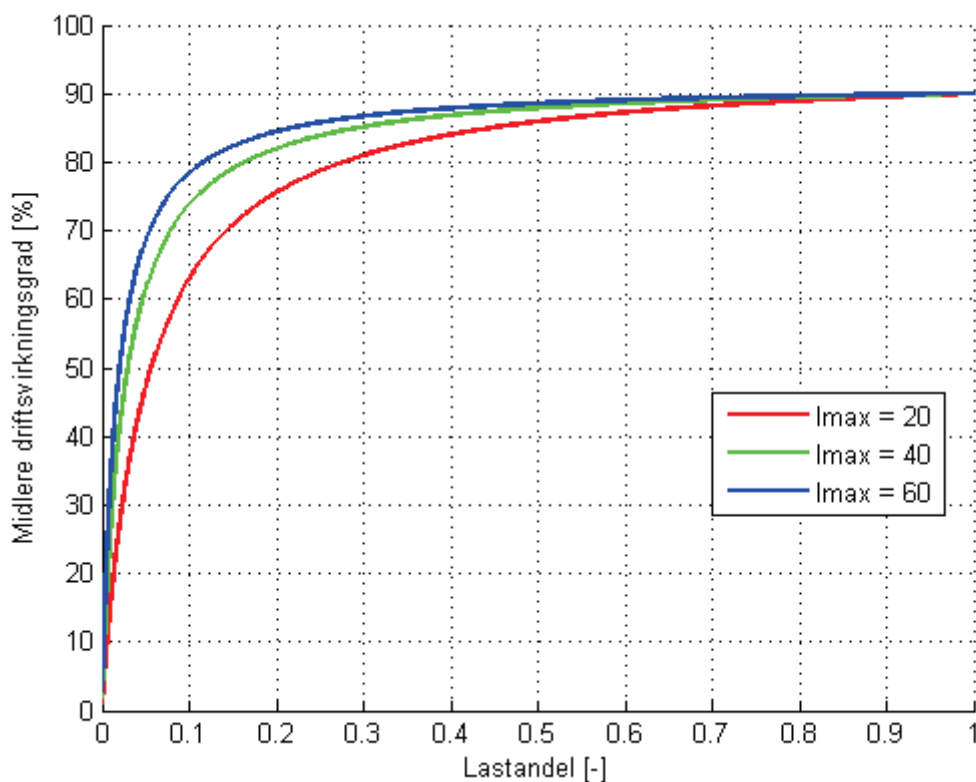
$$\xrightarrow{\text{Som gir}} \eta = \frac{P_{out}}{P_{inst}} (I + 1) \quad (5.15)$$

Hvor:

$$I = \frac{N-1}{\frac{N}{I_{max}}+1} \quad (5.16)$$

$$N = \frac{P_{inst} \cdot \eta_{max}}{P_{out}} = \frac{P_{max}}{P_{out}} \quad (5.17)$$

For å etablere virkningsgradskurven for en kjel med intermittert reguleringsstrategi er det dermed kun nødvendig å kjenne til maksimal intermittensgrad, installert kjelstørrelse og maksimal driftsvirkningsgrad. Figur 5.3 viser eksempler på virkningsgradskurver for oljekjeler med intermittert regulering.



Figur 5.3 Eksempler på virkningsgradskurver for oljekjeler med på/av regulering, ulike maksimale intermittensgrader og lik maksimal virkningsgrad.

En lavere maksimal intermittensgrad ved en konstant maksimal virkningsgrad indikerer høyere tap når brenneren er slått av. Dette betyr at for sammenlignbare systemer med tanke på røykgasstap, og tap fra kjeloverflaten vil maksimal intermittensgrad for kjelen bestemmes av gjennomstrømningstapet når brenneren er slått av. Tette luker og spjeld i røykgasskanaler er dermed svært viktig for å redusere tapene for en intermittert regulert kjel. Som vist i figur 5.3 vil en lavere maksimal intermittensgrad gi betydelig lavere driftsvirkningsgrad ved lave lastandeler. Dette gir følgelig høyere brutto energibruk for kjelen og høyere driftskostnader.

Basert på virkningsgraden som en funksjon av kjelytelsen er det nå mulig å lage en kostnadsfunksjon for driften av kjelen. Kostnadsfunksjonen for en kjel med på/av regulering vil være lineær og generelt på formen:

$$K_i = a_i + b_i \cdot P_{out,i} \quad (5.18)$$

Hvor:

$K_i$  = kostnad for ytelse  $P_i$  for enhet  $i$  [kr/kWh]

$P_{out,i}$  = ytelse for enhet  $i$  [kWh/h]

$a_i$  = konstant for enhet  $i$  [kr/h]

$b_i$  = koeffisient for enhet  $i$ , marginalkostnad [kr/kWh]

For å danne en lineær kostnadsfunksjon er det nødvendig å kjenne til minimum to punkter på virkningsgradskurven. For disse to punktene kan da brutto energi levert til kjelen regnes ut. Mellom disse to punktene kan det antas en lineær sammenheng mellom kjelytelsen og brutto energi levert til kjelen som vist med ligning 5.19.

$$Q_P = a' + b'Q_H \quad (5.19)$$

Hvor:

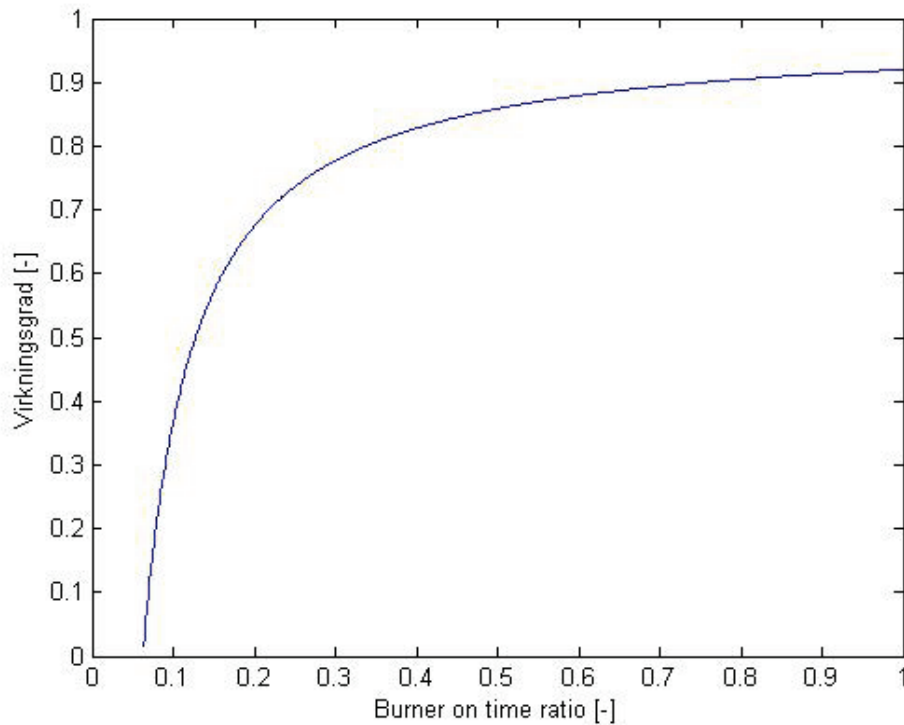
$Q_P$  = brutto energi tilført kjelen [kWh/h]

$Q_H$  = kjelytelsen [kWh/h]

$a'$  = konstantledd i energifunksjonen [kWh/h]

$b'$  = stigningstallet til energifunksjonen [-]

Konstantleddet  $a'$  i energifunksjonen skyldes den energien som må brukes for å holde kjelen på driftstemperatur i perioder der den ikke leverer varme. Av figur 5.4 kan en se at når virkningsgraden er null og dermed intermittensgraden er maksimal, må kjelen gå en andel av tiden for å dekke strålings-, konveksjons- og gjennomstrømningstap.



Figur 5.4 Eksempel på virkningsgrad som funksjon av forholdet mellom gangtid og totaltid for brenneren i en oljekjel.

Forholdet mellom gangtid og totaltid regnes ut på følgende måte:

$$I = \frac{T_s}{T_g} = \frac{T_t - T_g}{T_g} \quad (5.20)$$

som gir:

$$\frac{T_g}{T_t} = \frac{1}{I+1} \quad (5.21)$$

Konstanten  $\alpha'$  finnes dermed ut i fra følgende sammenheng:

$$\alpha' = \frac{T_g}{T_t} \cdot P_{max} = \frac{1}{I_{max}+1} \cdot P_{max} \quad (5.22)$$

Hvor:

$T_s$  = brennerens ståtid [h]

$T_g$  = brennerens gangtid [h]

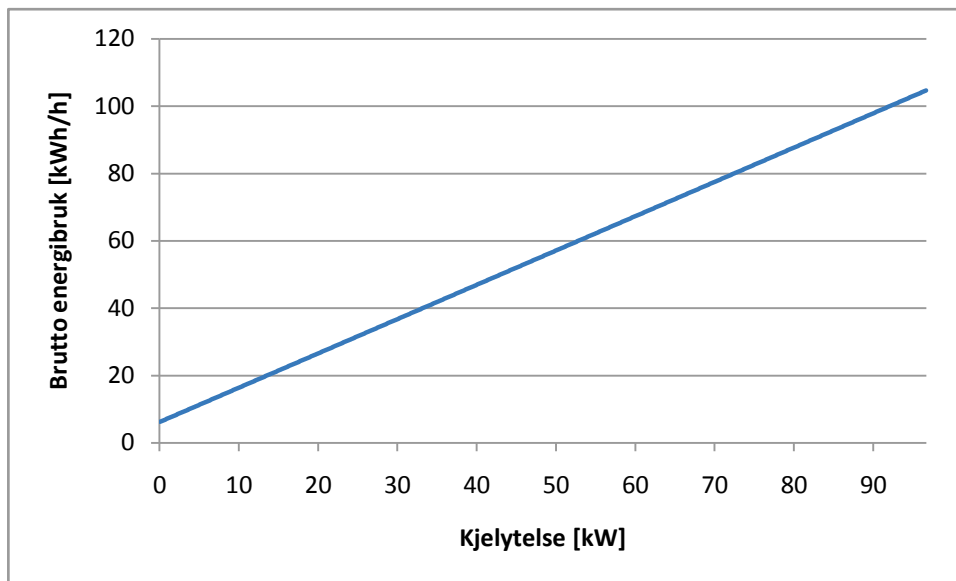
$T_t$  = total tid (kjel varm) [h]

$I$  = intermittensgrad [-]

$I_{max}$  = maksimal intermittensgrad [-]

$P_{max}$  = maksimal ytelse for kjelenhet i [kWh/h]

Figur 5.5 viser et eksempel for hvordan energifunksjonen kan se ut for en oljekjel med intermittent regulering.



Figur 5.5 Eksempel på brutto energibruk for en kjel som funksjon av kjelytelse

Her kan det bemerkes at det brukes en energimengde med null kjelytelse. Dette skyldes da som tidligere nevnt den energien som går med til å holde kjelen ved driftstemperatur.

Kostnadskurven for kjelen kan nå framstilles ved å multiplisere energifunksjonen med brenselskostnaden. Dette gir følgende ligning for kostnadsfunksjonen:

$$K_i = e_{c,i}(II) \cdot (a' + b'Q_H) \quad (5.23)$$

Hvor:

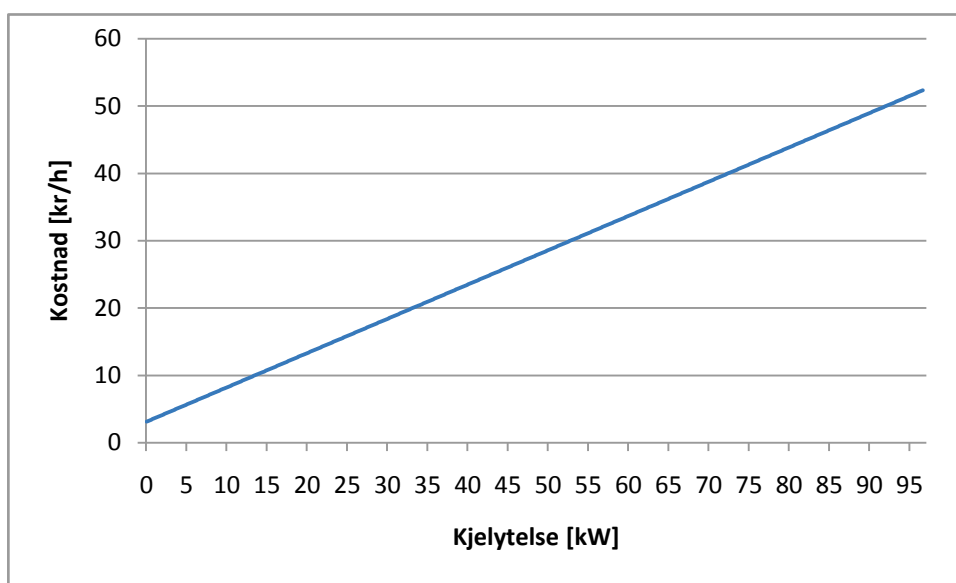
$Q_H$  = kjelytelsen [kWh/h]

$a'$  = konstantledd i energifunksjonen [kWh/h]

$b'$  = stigningstallet til energifunksjonen [-]

$e_{c,i}$  = energikostnad for enhet i med energibærer c [kr/kWh]

$II$  = tidssteg



Figur 5.6 Kostnadskurve for en oljekjel med på/av regulering, forutsatt en energipris på 50 øre/kWh.

Den marginale varmeproduksjonskostnaden er definert som den økte kostnaden ved å produsere en ekstra kWh og defineres matematisk som:

$$MHPC = \frac{\delta K(Q_H)}{\delta Q_H} \quad (5.24)$$

der:

$Q_H$  = kjelytelsen [kWh/h]

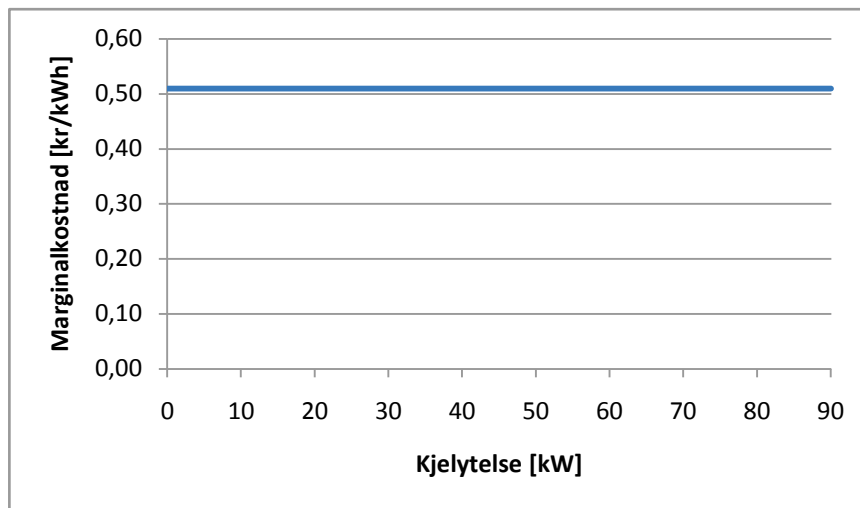
MHPC = marginal varmeproduksjonskostnad [kr/kWh]

$K(Q_H)$  = kostnadsfunksjonen

Dermed blir marginalkostnaden ved en intermittert regulert kjel som følger:

$$MHPC = \frac{\delta K(Q_H)}{\delta Q_H} = \frac{\delta}{\delta Q_H} (e_{c,i}(II) \cdot (a' + b'Q_H)) = e_{c,i}(II) \cdot b' \quad (5.25)$$

MHPC er dermed konstant for en kjel med intermittert regulering, slik som vist i figur 5.7.



Figur 5.7 MHPC for en intermittert regulert oljekjel, forutsatt en energipris på 50 øre/kWh

## 5.4 Kjeler med trinnregulering

Elektriske elementkjeler reguleres i trinn og antallet trinn varierer med ytelsesområde for kjelene. I oljekjeler er to eller tre trinn normalt. I en el – kjele er det, som tidligere nevnt, kun strålings-, konduksjons- og konveksjonstap fra kjelens overflate. Moderne godt isolerte el - kjeler har et lavt varmetap og vil derfor ha en høyere virkningsgrad enn oljekjeler.

### 5.4.1 El – kjeler

En el – kjele vil ha et tap  $s$  fra kjeloverflaten og dette uttrykkes som en andel av den totale installerte kjelkapasiteten. Tapet vil være konstant for en kjel så lenge den er i drift grunnet at kjeltemperaturen da vil være relativt konstant. Virkningsgraden for en trinnregulert el – kjele kan derfor uttrykkes med følgende ligning (Nielsen 1996):

$$\eta(P_{out}) = \frac{P_{out}}{P_{out} + P_{inst} \cdot s} \quad (5.26)$$

Hvor:

$s$  = andel varmetap pga. stråling og konveksjon fra kjelens overflate [-]

$P_{out}$  = ytelse kjel [kWh/h]

$P_{inst}$  = installert kjelkapasitet [kWh/h]

Den resulterende kostnadsfunksjonen vil være en lineær funksjon og MHPC vil være konstant innenfor det regulerbare området som vist i figur 5.7. Konstanten  $a'$  i kostnadsfunksjonen beregnes med følgende ligning:

$$a' = s \cdot P_{max} \quad (5.27)$$

Hvor:

$a'$  = konstantledd i energifunksjonen [kWh/h]

$P_{max}$  = maksimal ytelse for kjele [kWh/h]

På grunn av at det absolutte strålingstapet for kjelen regnes som konstant vil dette medføre at stigningstallet  $b'$  i energifunksjonen for en el – kjel vil være lik 1. Dette medfører at marginalkostnaden for el – kjeler vil være lik energikostnaden, og dette er uavhengig av kjelstørrelse, hvis ikke denne korrigeres. En opplasting av kjelene basert på marginalkostnaden vil dermed medføre feil resultat siden marginalkostnaden vil være lik energikostnaden uavhengig av kjelstørrelse. To kjeler med ulik størrelse og samme andel strålingstap ved nominell ytelse vil dermed ha en ulik kostnadsfunksjon, men lik marginalkostnad forutsatt samme energipris. For å gi en korrekt opplasting av el – kjelene korrigeres derfor marginalkostnadsfunksjonen på følgende måte:

$$MHPC = b' \cdot e_{el} + (1 - \eta_{maks}) \cdot e_{el} \quad (5.28)$$

Hvor:

MHPC = marginal varmemproduksjonskostnad for el - kjele [kr/kWh]

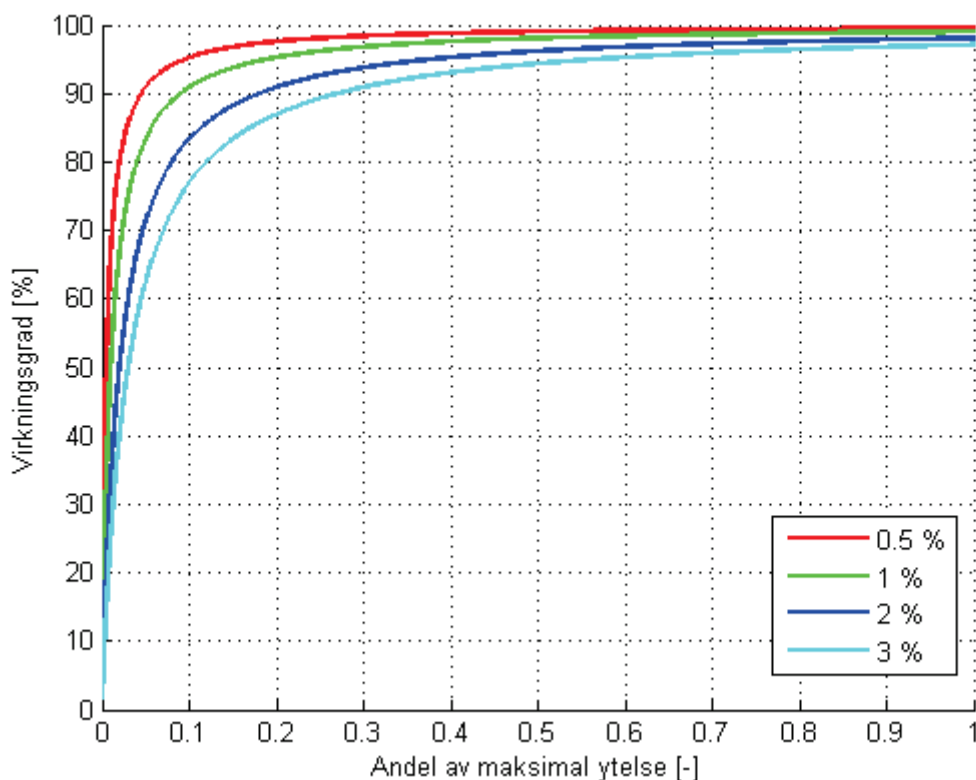
$b'$  = stigningstallet til energifunksjonen [-]

$e_{el}$  = pris elektrisitet [kr/kWh]

$\eta_{maks}$  = maksimal virkningsgrad for enhet [-]

Hvis effekten til kjelen ønskes lavere enn det laveste trinn vil dette medføre at kjelen må reguleres på/av. Dette vil gi et avvik i karakteristikkene for ytelser lavere enn det første trinnet. Karakteristikkene vil i dette området avhenge av intermittensgraden til det laveste trinnet. Grunnet lave tap og under forutsetning av mange trinn kan dette avviket imidlertid neglisjeres (Nielsen 1996).





Figur 5.8 Eksempel på virkningsgradkurver for en trinnregulert el – kjele med ulikt overflatetap (0,5 – 3 %).

Tapene fra overflaten av kjelen ved stråling, konveksjon og konduksjon vil være bestemmende for virkningsgradskurvens form for en el – kjele, som vist i figur 5.8. Siden tapene fra overflaten av kjelen er konstant, medfører dette at den relative andelen strålingstapet utgjør av ytelsen øker med redusert ytelse for kjelen. Dette gjør at virkningsgraden til kjelen avtar ved avtagende ytelse. Desto større overflatetap, desto raskere vil virkningsgraden avta ved reduksjon i ytelsen.

#### 5.4.2 Oljekjeler

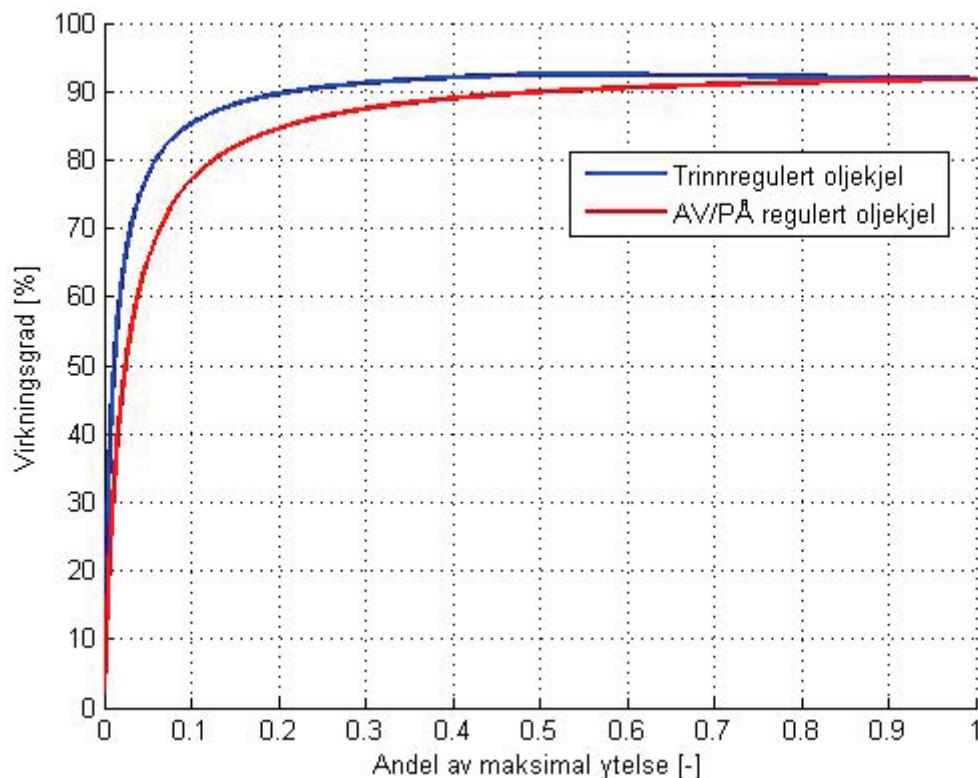
For en trinnregulert oljekjel vil røykgasstapene på det første og andre trinn være bestemmende for virkningsgradskarakteristikken. I følge (Nielsen 1996) kan det antas like forbrenningsforhold for begge trinnene. Røykgasstemperaturen vil imidlertid være høyere på det andre trinnet, som vil medføre et større røykgasstap for dette trinnet. Virkningsgraden for det første trinnet, ved full ytelse, vil dermed være høyere enn for det andre trinnet. I denne modellen er følgende antagelser gjort for trinnregulerte oljekjeler:

- Strålings- og konveksjonstap fra kjelens overflate er konstant for begge trinn (høy / lav)
- Tap på grunn av uforbrente komponenter i røykgassen neglisjeres
- Fordelingen av effekten mellom trinnene er 1 til 2
- For ytelser lavere enn  $P_{\text{maks, trinn 1}}$  reguleres det første trinnet intermittent
- For ytelser lavere enn  $P_{\text{maks, trinn 2}}$ , men høyere enn  $P_{\text{maks, trinn 1}}$ , reguleres dyse to intermittent
- Det antas en lineær sammenheng mellom røykgasstemperatur og ytelse mellom  $P_{\text{maks, trinn 1}}$  og  $P_{\text{maks, trinn 2}}$

Figur 5.9 viser eksempel på en trinnregulert oljekjel, med følgende antagelser i tillegg til de som allerede er nevnt:

- Røykgasstemperatur trinn 1 er 160 °C
- Røykgasstemperatur trinn 2 er 200 °C
- Luftoverskuddstall,  $\lambda = 1,33$
- Strålings og konveksjonstap = 1 % av  $P_{inst}$
- Maksimal intermittensgrad,  $I_{max} = 20$
- Tap fra CO i røykgassen neglisjeres

Røykgasstap er beregnet ut fra figurer i (EIB 1992). Duggpunktet for røykgassen ved oljefyring vil ligge mellom 120 – 150 °C (EIB 1992) og røykgasstemperaturen settes derfor til 160 °C for trinn 1.



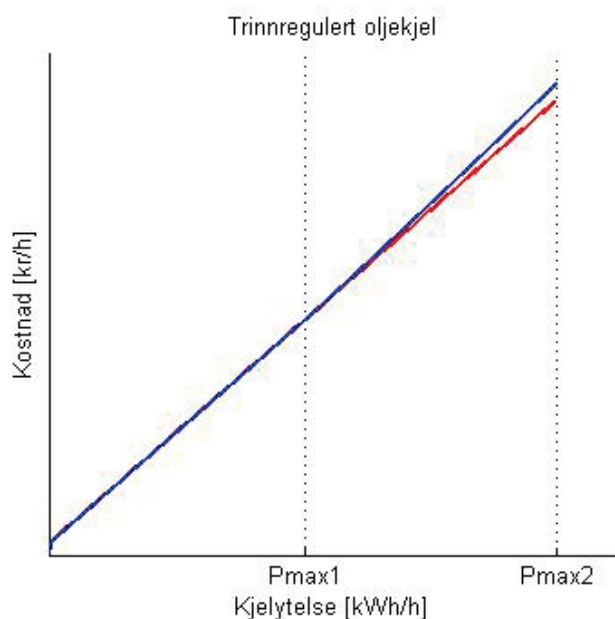
Figur 5.9 Eksempel på virkningsgradskurve for trinnregulert oljekjel. Virkningsgradskurve for på/av regulert oljekjel tegnet inn for sammenligning.

På grunn av at røykgassens temperatur blir lavere for trinn 1, medfører dette at virkningsgraden for kjelen blir høyere for trinn 1 enn for trinn 2. Forskjellen i kjelvirkningsgrad blir imidlertid lavere forbedringen i den fyringstekniske virkningsgraden, siden det relative strålingstapet er større ved halv ytelse. Røykgassens temperatur vil være lavere for trinn 1 på grunn av at kjelen har en endelig heteflate og fordi røykgassmengden blir lavere ved trinn 1. Røykgassen får dermed en lengre kontakttid med heteflatene, noe som resulterer i en lavere røykgasstemperatur.

Virkningsgradskurven for den på/av regulerede kjelen forutsetter samme maksimale virkningsgrad som for den trinnregulerte kjelen, og samme maksimale intermittensgrad som for trinn 1 for den

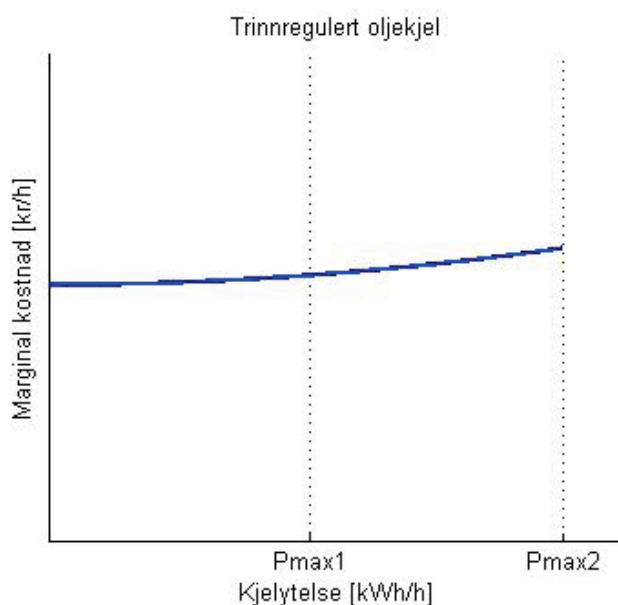
trinnregulerte kjelen. Sammenligningen viser at det oppnås høyere kjelvirkningsgrad for den trinnregulerte oljekjelen når ytelsene er lavere enn maksimal ytelse. Dette illustrerer den prinsipielle forskjellen mellom de to reguleringsstrategiene, og er kun et eksempel. Differansen i kjelvirkningsgrad kan både være større og mindre enn illustrert her. Imidlertid illustrerer det fordelene som oppnås ved å dele den maksimale ytelse for kjelen på to trinn.

På grunn av at kjelvirkningsgraden vil være høyere for det første trinnet enn for det andre trinnet medfører dette at kostnadsfunksjonen for en trinnregulert oljekjel ikke blir lineær. Kostnadsfunksjon for den samme trinnregulerte kjelen som over, er vist i figur 5.10.



Figur 5.10 Den prinsipielle kostnadsfunksjonen for den trinnregulerte kjelen med virkningsgradskarakteristikk som vist i figur 5.9. Den røde kurven viser avviket fra en rett linje. Pmax1 og Pmax2 representerer maksimal ytelse for henholdsvis trinn 1 og trinn 2.

Figur 5.11 viser et eksempel på marginalkostnadsfunksjonen for en trinnregulert oljekjel.



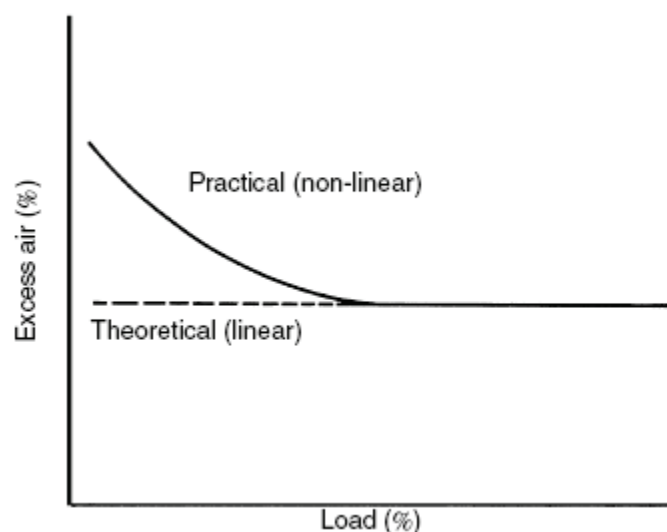
Figur 5.11 Den prinsipielle marginalkostnadsfunksjonen for den trinnregulerte kjelen i figur 5.9.

Marginalkostnaden for kjelen vil dermed variere med ytelsen og dermed må opplastingen av kjelene evalueres for hvert enkelt tidssteg. Den matematiske behandlingen av kostnadsfunksjoner og marginalkostnadsfunksjoner for trinnregulerte og modulerende kjeler behandles nærmere i avsnitt 5.7.

## 5.5 Modulerende oljekjeler

En modulerende oljebrenner vil regulere ytelsen kontinuerlig etter varmebehovet. En modulerende oljebrenner kan typisk ha en "turndown ratio" på 3:1 for mindre størrelser og 6:1 eller 8:1 for større enheter (ASHRAE 2008). Dette vil likevel variere noe mellom de ulike typer oljebrennere. En "turndown ratio" på 8:1 vil dermed si at brenneren kan reguleres helt ned til 12,5 % av maksimal ytelse. Selve reguleringen av brenneren kan skje på flere ulike måter.

Et reguleringsprinsipp er å kontrollere luft/brensel forholdet (Air to Fuel ratio, AF). Ved å justere forholdet mellom luft- og brenseltilførsel er det teoretisk sett mulig å holde et konstant luftoverskudd over hele ytelsesområdet til brenneren, og dermed optimale forbrenningsforhold. I praksis vil blandingsforholdene mellom brensel og luft bli dårligere ved nedregulering av ytelsen, på grunn av redusert kinetisk energi både for forbrenningsluften og brenselet. På grunn av dette er det nødvendig å øke luftoverskuddet ved nedregulering av ytelsen til brenneren (Snow 2003). Dette er vist i figur 5.12, der den rette linjen representerer det teoretiske luftoverskuddet som er konstant for alle ytelser. Den ikke lineære kurven viser at det er nødvendig å øke luftoverskuddet ved lavere ytelser på grunn av dårligere blandingsforhold mellom luft og brensel. Økning av luftoverskuddet medfører at virkningsgraden til kjelen avtar.



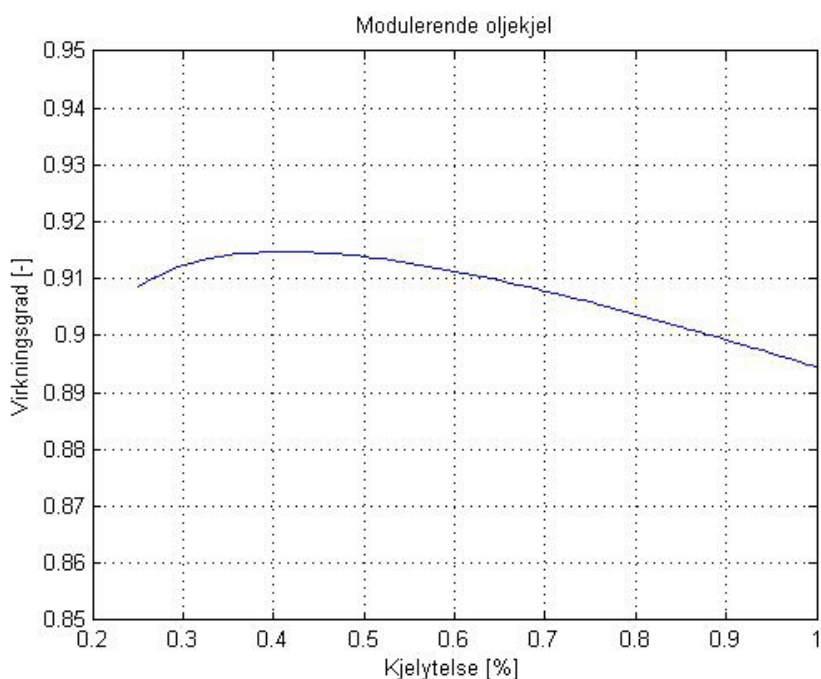
Figur 5.12 Prinsipiell framstilling av luftoverskuddet ved ulik ytelse (Snow 2003)

Det er i dag mer vanlig å regulere luft/brensel forholdet ut i fra kontinuerlige målinger av ulike bestanddeler i røykgassen, i stedet for å ha et konstant luft/brensel forhold (Snow 2003). På grunnlag av disse målingene kan tilførselen av brensel og forbrenningsluft styres slik at en mest mulig optimal forbrenning oppnås. Et eksempel på dette er  $O_2$ -regulering, som virker på den måten at en  $O_2$  måler i røykgassen gir signal til anleggets reguleringsystem som sammenligner målt verdi med ønsket verdi. Reguleringsystemet vil da endre luft/brensel forholdet til ønsket verdi oppnås. Problemet med denne type regulering er at lekkasje av luft inn i forbrenningskammeret vil påvirke målingen av

O<sub>2</sub> i røykgassen og dermed påvirke reguleringsystemet. En bedre metode er derfor å kombinere målingen av O<sub>2</sub> med måling av CO innholdet i røykgassen (Lindsley 1991).

Fordelen med regulering ut fra CO innholdet i røykgassen er at dette indikerer direkte hvor fullstendig forbrenningen er, og er praktisk talt uavhengig av lekkasjer av luft inn i forbrenningskammeret. Formålet med å regulere ut i fra CO innholdet i røykgassen er å redusere mengden CO til et nivå som er så lavt at det ikke lar seg måle. Dette gjør imidlertid reguleringsmetoden uegnet for bruk i tilfeller der luftoverskuddet må økes ut fra driftsmessige hensyn, for eksempel ved endring i ytelse for kjelen. På grunn av dette finnes det systemer som benytter seg av en kombinasjon av CO og O<sub>2</sub> regulering. CO brukes da som reguleringsparameter ved konstant ytelse, mens O<sub>2</sub> brukes som reguleringsparameter ved endringer i ytelse. (Lindsley 1991)

Figur 5.13 viser en idealisert virkningsgradskurve for en modulerende oljekjel med konstant luft/brensel forhold.



Figur 5.13 Idealisert virkningsgradskurve for en modulerende oljekjel

Virkningsgradskurven for en modulerende oljekjel er beregnet ut fra følgende forutsetninger og idealiseringer:

- Røykgasstemperaturens variasjon med ytelsen er antatt lineær etter eksempel for en typisk modulerende oljekjel i (ASHRAE 2008) med 12,25 % CO<sub>2</sub> i røykgass
- Luft / brensel forhold er antatt konstant over hele reguleringsområdet for ytelsen
- Strålingstap = 1 % av nominell ytelse og absoluttverdien regnes konstant over hele ytelsesområdet
- Røykgasstap beregnet etter Siegerts formel
- Tap fra CO i røykgassen neglisjeres
- Turndown ratio 4:1

Som tidligere nevnt er det mest trolig at luftoverskuddstallet må økes ved lave ytelser på kjelen. Dette er ikke tatt hensyn til ved framstilling av virkningsgradskurven i figur 5.13. Det skyldes at det er vanskelig å angi noen generelle verdier for variasjonen av luftoverskuddstallet ved nedregulering av ytelsen til kjelen, siden dette vil variere med ulike brennertyper og ulike fabrikanter. Det er derfor meget sannsynlig at denne kurven gir for høye virkningsgrader ved de laveste ytelser.

Grunnen til at virkningsgraden for kjelen i figur 5.13 øker ved nedregulering av ytelsen skyldes at kjelen har en endelig heteflate. Forholdet mellom heteflate og tilført varme til kjelen vil dermed øke ved nedregulering av ytelsen. Dette gir lavere røykgasstemperatur og følgelig lavere røykgasstep.

Årsaken til at virkningsgradskurven bøyer av ved lave ytelser skyldes at strålingstapet øker mer enn reduksjonen i røykgasstep på grunn av lavere røykgasstemperatur. Siden strålingstapet regnes konstant med ytelsen vil det relative strålingstapet gå mot uendelig når ytelsen går mot null. Det relative strålingstapets variasjon med ytelsen beregnes med følgende formel og er vist grafisk, for den samme kjelen som over, i figur 5.14.

$$Q_{str} = 100 \% \cdot \frac{s \cdot P_{inst}}{P_{out}} \quad (5.29)$$

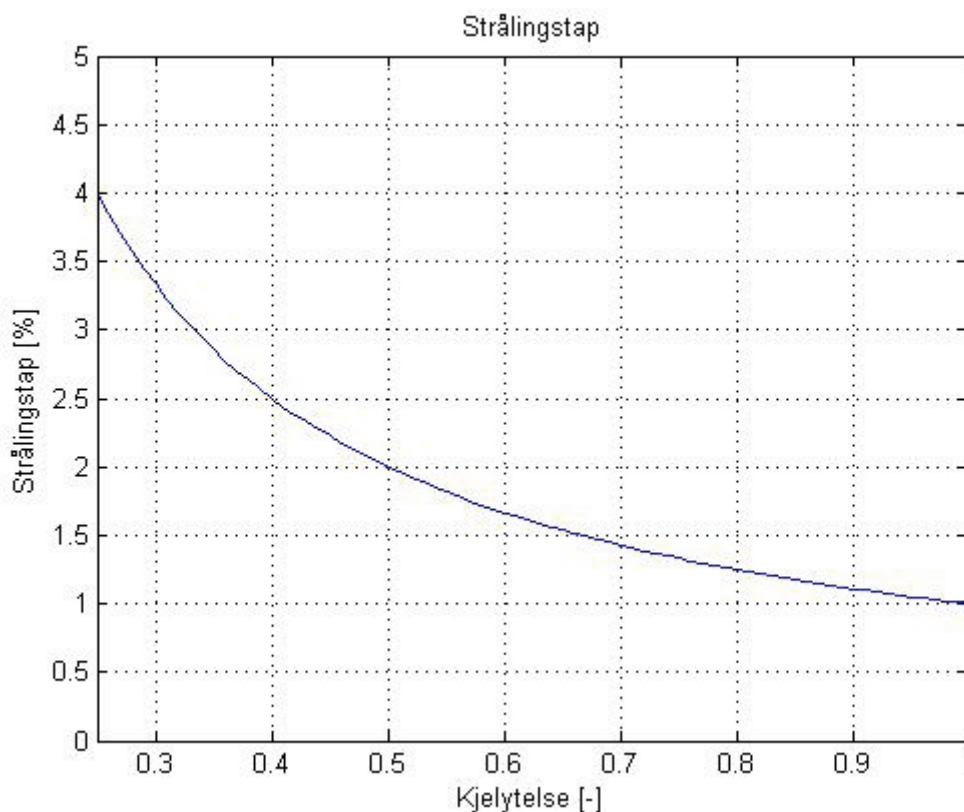
Hvor:

$Q_{str}$  = relativt strålingstap fra kjelens overflate [%]

$s$  = andel varmetap pga. stråling fra kjelens overflate ved nominell ytelse [-]

$P_{out}$  = ytelse kjel [kWh/h]

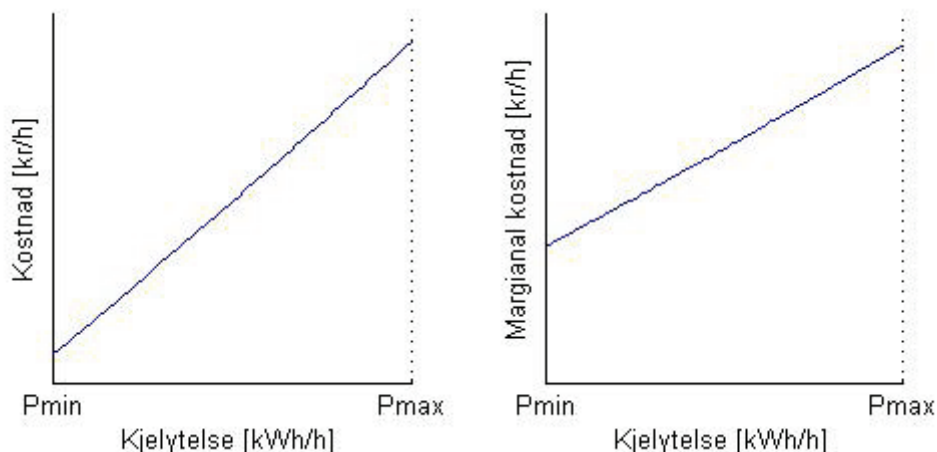
$P_{inst}$  = installert kjelkapasitet [kWh/h]



Figur 5.14 Det relative strålingstapets variasjon med ytelsen for kjelen med virkningsgradskurve som vist i figur 5.13.

Fordelen ved modulerende regulering av kjelene er at det oppnås bedre forbrenningsforhold over hele ytelsesområdet for kjelene. Dette gir en høy fyringsteknisk virkningsgrad og følgelig høyere kjelvirkningsgrad for kjelene ved nedregulering av ytelsen. En kjel med modulerende regulering vil dermed oppnå høyere virkningsgrader i hele ytelsesområdet, enn en kjel med trinnregulering eller av/på regulering.

På grunn av virkningsgradskurvens form vil kostnads- og marginalkostnadsfunksjonen være ulineære for modulerende kjeler. Dette behandles matematisk på samme måte som for trinnregulerte kjeler. Følgende figur viser eksempel på disse karakteristikene for en modulerende oljekjel.



Figur 5.15 Prinsipiell kostnadsfunksjon og marginalkostnadsfunksjon for modulerende oljekjel med virkningsgradsfunksjon som vist i figur 5.13.  $P_{min}$  representerer laveste ytelse for brenneren ved nedregulering og  $P_{max}$  er maksimal ytelse for brenneren.

For varmeproduserende enheter med modulerende regulering er det i denne modellen antatt at kun to driftssituasjoner er mulig:

- Enheten opererer intermittent som en enhet med av/på regulering mellom null og minimum ytelse.
- Enheten operer modulerende mellom minimum og full ytelse.

Modellen beregner virkningsgradskurver for modulerende oljekjeler på grunnlag av måledata for full ytelse, halv modulerbar ytelse og minste modulerbare ytelse. For disse tre driftssituasjonene trengs derfor måledata for følgende størrelser:

- Røykgasstemperatur
- $\text{CO}_2$  innholdet i røykgassen (vol. %)

Ut fra disse data kurvetilpasses et 2. ordens polynom til punktene slik at virkningsgraden kan beregnes for alle ytelser i det modulerbare området. Denne fremgangsmåten er felles for alle de modulerbare enheter i beregningsmodellen. Et eksempel på fremgangsmåten er vist i avsnitt 5.6.4. Under laveste modulerbare ytelse forutsettes det at de kjelene reguleres intermittent (av – på).

## 5.6 Biobrenselanlegg

I denne modellen kan det beregnes virkningsgradskurver for kjeler som forbrenner fast biobrensel, og da avgrenset til flis, briketter og pellets som er de mest aktuelle biobrensel i en lokal varmesentral. I kapittel 6 behandles en del sentrale egenskaper for biobrensel i detalj og det gis en oversikt over tilgjengelige forbrenningsteknologier for biobrensel.

### 5.6.1 Beregningsmetode for forbrenningsteknisk virkningsgrad

Metoden for bestemmelse av forbrenningsteknisk virkningsgrad benyttet i denne modellen er hentet fra (Good, Nussbaumer et al. 2006). Dette er en forenklet metode som gir enklere anvendelse, men likevel god nøyaktighet. Utførte tester med metoden viser at unøyaktigheten er mindre enn 1 % for hele ytelsesområdet fra 30 til 100 %.

Innenfor et område med  $CO < 0,5$  vol. %,  $CO_2 > 5$  vol. % i tørr røykgass og med røykgasstemperaturer  $< 400$  °C kan den forbrenningstekniske virkningsgraden bestemmes med følgende ligninger (Good, Nussbaumer et al. 2006):

$$\eta_c = 100 - L_{thermal} - L_{chemical} \quad (5.30)$$

Hvor:

$\eta_c$  = Forbrenningsteknisk virkningsgrad [%]

$L_{thermal}$  = Tap i følbare varme i røykgassen [%]

$L_{chemical}$  = Tap pga. ufullstendig forbrenning [%]

$$L_{thermal} = \frac{(T_{Fg} - T_A) \left\{ 1,39 + \frac{122}{CO_2 + CO} + 0,02u \right\}}{\frac{NCV_{Dry Fuel}}{100} - 0,2442u} \quad (5.31)$$

$$L_{chemical} = \frac{CO}{CO_2 + CO} \frac{11800}{\frac{NCV_{Dry Fuel}}{100} - 0,2442u} \quad (5.32)$$

$$\lambda = \frac{21}{21 - O_2 + 0,4CO} = \frac{20,4}{CO_2 + CO} \quad (5.33)$$

$$CO_2 = 0,98(21 - O_2) - 0,61CO \quad (\text{Hvis } O_2 \text{ måles i stedet for } CO_2) \quad (5.34)$$

Hvor:

$T_{Fg}$  = Røykgasstemperatur [°C]

$T_A$  = Omgivelsestemperatur [°C]

$O_2$  = Oksygen konsentrasjon i tørr røykgass [Vol.%]

$CO_2$  = Karbondioksid konsentrasjon i tørr røykgass [Vol. %]

$CO$  = Karbonmonoksid konsentrasjon i tørr røykgass [Vol. %]

$NCV_{Dry Fuel}$  = Effektiv brennverdi tørt brensel [kJ/kg tørrstoff]

$u$  = Fuktighetsinnhold på tørr basis [wt% (d.b.)]

$\lambda$  = luftoverskuddstall [-]



### 5.6.2 Beregning av kjelvirkningsgrad

Kjelvirkningsgraden kan dermed finnes fra følgende sammenheng (Good, Nussbaumer et al. 2006):

$$\eta_b = \eta_c - L_{rad} - L_{unburnt} + G_{cond} \quad (5.35)$$

Hvor:

$L_{rad}$  = Tap på grunn av stråling, konveksjon og konduksjon [%]

$L_{unburnt}$  = Tap på grunn av uforbrente komponenter i asken (for eksempel karbon) [%]

$G_{cond}$  = Gjenvunnet varme ved røykgasskondensering [%]

Typiske grenseverdier for CO – innholdet i røykgassen for moderne biobrenselanlegg ligger på 150 mg/Nm<sup>3</sup> v/11 % O<sub>2</sub>, tørr gass for anlegg med kapasitet fra 0,5 – 1 MW, og på 100 mg/Nm<sup>3</sup> v/11 % O<sub>2</sub>, tørr gass for større anlegg (Koppejan and Van Loo 2008). CO har en brennverdi på 10,12 MJ/kg. Beregninger med FUELSIM (Skreiberg 2002) gir en røykgassmengde på ca. 5,6 Nm<sup>3</sup>/kg brensel ved 11 % O<sub>2</sub>, tørr gass for biobrensel med 40 % fuktighet. Med utgangspunkt i en øvre verdi for CO innholdet i røykgassen på 150 mg/Nm<sup>3</sup> v/11 % O<sub>2</sub>, tilsvarer dette et tap på 0,04 % av energiinnholdet i brenselet relatert til effektiv brennverdi for tørt brensel.

Tap på grunn av uforbrente komponenter i asken kan beregnes med følgende formel (Hohle, Soma et al. 2001):

$$L_{unburnt} = \frac{m_{as} \cdot a \cdot q_c}{q_{p,net,ar}} \cdot 100 \% \quad (5.36)$$

Hvor:

$m_{as}$  = spesifikk askemengde [kg / kg brensel d.b.]

$a$  = andel organisk karbon i asken [wt %]

$q_c$  = brennverdi for karbon (7 kWh/kg) [kWh/kg]

$q_{p,net,ar}$  = effektiv brennverdi [kWh/kg d.b.]

For å kunne overholde retningslinjer for aske som skal brukes for spredning på skog- eller jordbruksarealer skal innholdet av organisk karbon i asken (TOC) være lavere enn 5 wt % d.b. (Koppejan and Van Loo 2008). Følgende tabell gir dermed eksempel på tap i uforbrent karbon i asken ved ulike brenseltyper.

|           | Askeinnhold    | TOC           | $L_{unburnt}$ |
|-----------|----------------|---------------|---------------|
| Brensel   | [wt % (d.b.)]* | [wt % (d.b.)] | [%]           |
| Skogsflis | 1,5            | 5             | 0,11          |
| Bark      | 3,0            | 5             | 0,22          |
| Stammeved | 0,5            | 5             | 0,04          |

Tabell 5.2 Tap fra karbon i asken

\* Verdier hentet fra (Hohle, Soma et al. 2001)

Tap på grunn av uforbrent karbon i asken vil utgjøre svært lite av brenselets energiinnhold. Totalt sett vil tap fra CO i røykgassen og karbon i asken utgjøre anslagsvis 0,1 – 0,3 % av biobrenselets energiinnhold. Det er derfor valgt å se bort fra disse tapene ved virkningsgradsberegninger i denne modellen.

### 5.6.3 Intermittent regulerte biobrenselkjeler

Virkningsgradskurver for intermittent regulerte biobrenselkjeler framstilles med samme metode som vist i avsnitt 5.3. Maksimal kjelvirkningsgrad beregnes med ligninger presentert i forrige avsnitt.

### 5.6.4 Modulerende biobrenselkjeler

Reguleringen av ytelsen i en modulerende biobrenselkjel skjer vanligvis ut fra returtemperaturen på vannet og ønsket temperatur på vannet i framløpet (Koppejan and Van Loo 2008). Dette bestemmer tilførselen av brensel og primærluft. For hver enkelt ovn og fuktighetsinnhold i brensel vil det være et bestemt luftoverskudd som gir det laveste innhold av CO i røykgassene. Både en økning og en reduksjon av luftoverskuddet fra dette punktet vil gi økte utslipp av CO. I tillegg vil CO/ $\lambda$  karakteristikken avhenge av lastsituasjonen i ovnen. Økt fuktighetsinnhold i brenselet og nedregulering av ytelsen vil normalt øke det optimale luftoverskuddet og motsatt. Både fuktighetsinnholdet i brenselet og ytelsen til kjelen vil variere under drift, og et fast settpunkt for luftoverskuddet vil dermed kunne føre til dramatiske økninger i CO utslippet ved endringer i ytelse eller med endret fuktighetsinnhold i brenselet. CO/ $\lambda$  regulering av ovnen vil dermed være best egnet for å kontrollere forbrenningen og gi et lavest mulig utslipp av CO. Med denne metoden kan luftoverskuddet varieres slik at det minste CO utslippet finnes. Ved endringer i CO - innholdet i røykgassen, på grunn av endringer i last eller fuktighetsinnhold i brensel, kan denne metoden gjentas. Dermed kan ovnen tilpasses alle lastsituasjoner og fuktighetsinnhold og dermed sikre en optimal forbrenning, med lave CO utslipp og dermed høy forbrenningsteknisk virkningsgrad (Koppejan and Van Loo 2008).

I denne beregningsmodellen framstilles virkningsgradskurvene for modulerende biobrenselkjeler ut fra tre sett målinger ved full ytelse, halv ytelse og laveste modulerbare ytelse. I disse tre målepunktene trengs da følgende parametre:

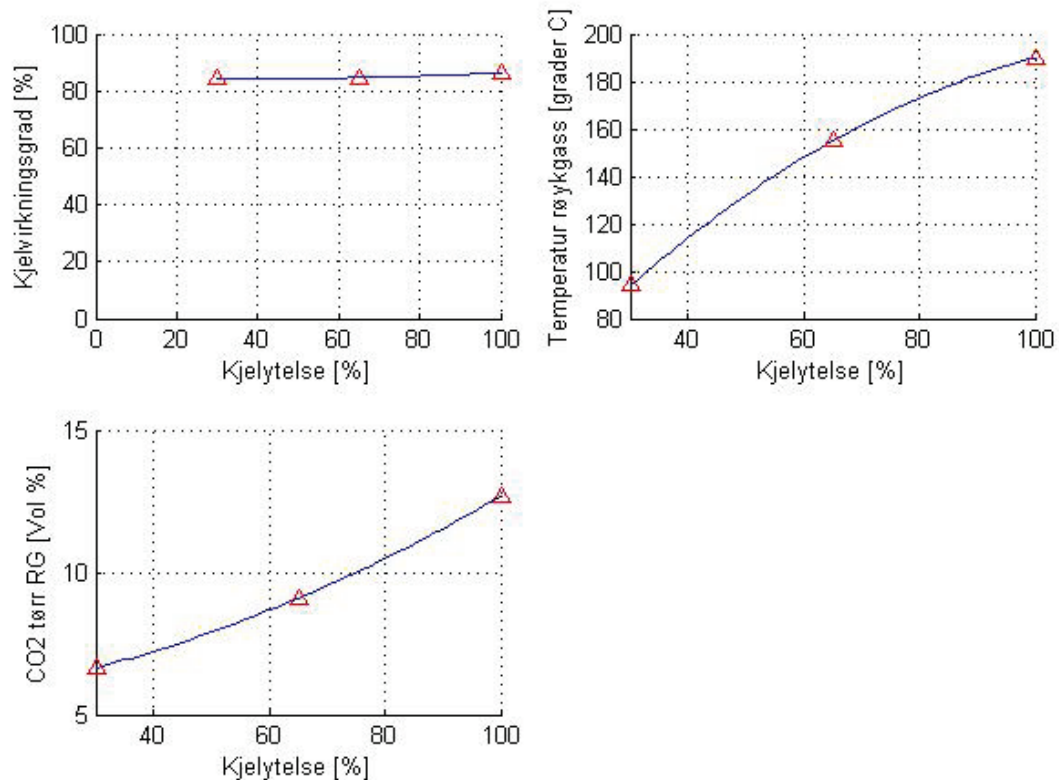
- Røykgasstemperatur
- Vol % CO<sub>2</sub> i røykgass
- Fuktighetsinnhold i brensel

Vol. % O<sub>2</sub> kan måles i stedet for vol. % CO<sub>2</sub> og omregnes etter formel 5.34. Ut i fra målinger av de respektive parametre ved de ulike ytelsene tilpasses et 2. ordens polynom til de tre punkter. Dette polynomet gir da en tilnærming til variasjonen av den aktuelle parameter over hele ytelsesområdet for kjelen, og danner dermed grunnlaget for beregning av virkningsgradskurven. I det følgende presenteres et eksempel på framgangsmåten som brukes i modellen. De målte data som brukes i eksempelet er hentet fra (Good, Nussbaumer et al. 2006), og er målte data for en flisfyrt kjel på 550 kW installert ytelse.

I tillegg brukes følgende forenklinger og antagelser ved framstilling av virkningsgradskurver for modulerende biobrenselkjeler i denne modellen:

- Strålingstapet regnes konstant som en andel av nominell ytelse og absoluttverdien regnes konstant over hele ytelsesområdet
- Tap fra CO i røykgassen neglisjeres
- Tap i uforbrente komponenter i aske neglisjeres
- Effektiv brennverdi er 18664 kJ/kg absolutt tørt brensel
- Røykgasstap beregnes etter ligning 5.31

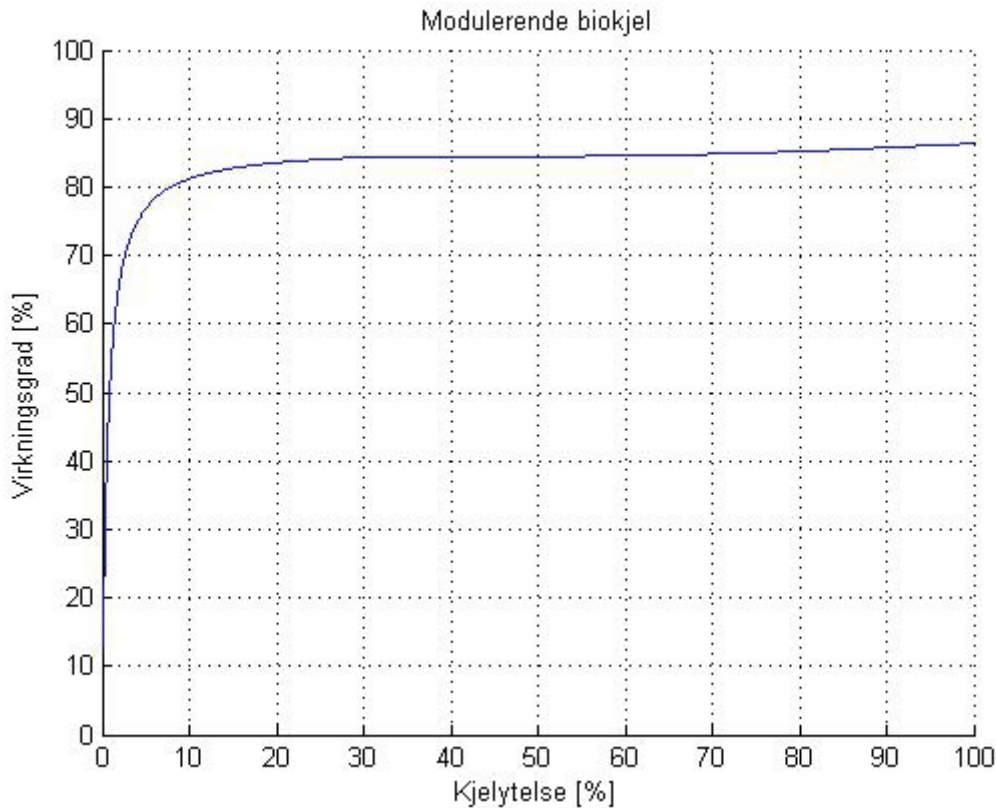
- Omgivelsestemperatur er 17 °C
- Kjelen reguleres intermittent under laveste modulerbare ytelse



Figur 5.16 Blå kurve er kurvetilpasningen til de målte verdier og røde punkter er målte verdier. Virkningsgradskurven og tilhørende punkter er beregnet ut fra de målte verdier. Gjennomsnittlig fuktighetsinnhold i brensel på 42.4 % (d.b.) for de tre målepunkt.

Fuktighetsinnholdet i brenselet kan også variere ved ulike målinger. Dette vil imidlertid ha en tilfeldig variasjon og det er dermed ingen sammenheng mellom de målte verdier. En kurvetilpasning mellom disse måledata er derfor ikke hensiktsmessig. I modellen brukes derfor gjennomsnittlig fuktighetsinnhold for de tre målingene ved beregning av virkningsgradskurven.

Ved ytelse lavere enn minste modulerbare ytelse antas det i modellen at kjelene reguleres intermittent (av - på) med den laveste modulerbare ytelse. Dette er i samsvar med tabell 5.1. Den fullstendige virkningsgradskurven inklusiv den intermittent regulerede delen av ytelsesområdet blir derfor som vist i figur 5.17.



Figur 5.17 Eksempel på virkningsgradskurve for en modulerende biobrenselkjel som reguleres intermittent under laveste modulerbare ytelse (30 % av maksimal ytelse). Maksimal intermittensgrad er 50 og strålingstapet er 2 % av maksimal ytelse.

Røykgasstemperaturen avtar med kjelytelsen, noe som gir en reduksjon i røykgasstapene. Imidlertid avtar  $\text{CO}_2$  – innholdet i røykgassen med kjelytelsen, som tilsier dårligere forbrenningsforhold. Samtidig vil det relative strålingstapet øke når kjelytelsen reduseres. I sum gir dette en forholdsvis konstant kjelvirkningsgrad i det modulerbare ytelsesområdet.

Kostnadsfunksjon og marginalkostnadsfunksjon vil på samme måte som ved modulerende oljekjeler ikke være lineære. Den matematiske behandlingen av disse karakteristikene gjøres på samme måte som med trinnregulerte og modulerende oljekjeler og beskrives i påfølgende avsnitt.

## 5.7 Matematisk framstilling av kjeler med trinn- og modulerende regulering

Som vist i de foregående avsnitt vil trinnregulerte oljekjeler og modulerende bio- og oljekjeler ha virkningsgradskarakteristikker som tilsier at kostnadsfunksjonene og marginalkostnadsfunksjonene blir ulineære. Det er dermed nødvendig å ivareta disse ulinearitetene for å få god nøyaktighet i modellen.

Fra beregning av virkningsgradskarakteristikken for en kjel er virkningsgraden for et gitt antall ytelser for kjelen kjent. Kostnaden ved å drifte kjelen ved disse ytelsene finnes ved å dividere ytelsen med virkningsgraden og multiplisere dette med energikostnaden. Kostnaden for å drifte kjelen for et gitt antall ytelser foreligger dermed som en vektor. For å kunne evaluere kostnaden ved å drifte kjelen ved alle ytelse er det hensiktsmessig å ha en funksjon for kostnadskurven. Denne kan finnes ved hjelp av regresjonsanalyse. For slike formål finnes det en rekke innebygde funksjoner i Matlab.

I denne modellen brukes innebygde funksjoner i Matlab til å finne ligningen for kurven ved å tilpasse datasettet til et 3.ordens polynom. Metoden som brukes baserer seg på minste kvadraters metode. Når polynomet for kostnadsfunksjonen er funnet, finnes marginalkostnadsfunksjonen ved å derivere dette polynomet, som dermed blir av 2.orden. Ved hjelp av disse polynomene kan dermed kostnaden og marginalkostnaden for kjelene finnes for alle ytelser. Kostnadsfunksjonen blir dermed på formen:

$$K_i(P_{out,i}) = aP_{out,i}^3 + bP_{out,i}^2 + cP_{out,i} + d \quad (5.37)$$

Hvor:

$K_i$  = kostnad for ytelse  $P_i$  for enhet  $i$  [kr/kWh]

$P_{out,i}$  = ytelse for enhet  $i$  [kWh/h]

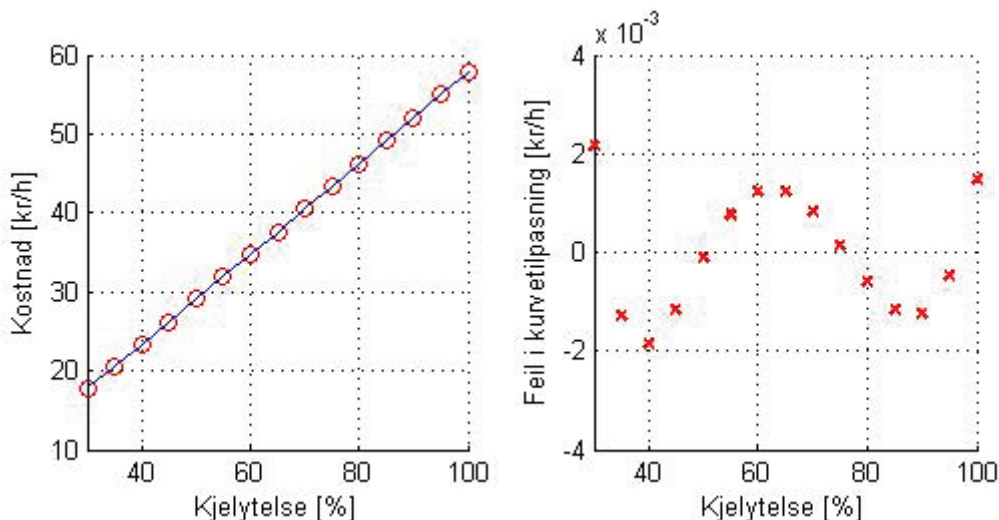
$a, b, c, d$  = konstanter som bestemmer formen på kurven

Marginalkostnaden blir dermed et 2.ordens polynom på formen:

$$MHPC = \frac{\delta K_i(P_{out,i})}{\delta P_{out,i}} = 3aP_{out,i}^2 + 2bP_{out,i} + c \quad (5.38)$$

Figuren nedenfor viser et eksempel på kurvetilpasningen for den modulerende biobrenselkjelen vist i figur 5.17. Med et 3.ordens polynom er den tilpassede kurven korrekt innenfor en hundredels nøyaktighet. Nøyaktigheten til det tilpassede polynomet vil imidlertid avhenge av formen på kostnadskurven, men med kurvetilpasning til et 3.ordens polynom vil dette gi tilstrekkelig nøyaktighet for denne modellen.

I de tilfeller der en modulerende kjel reguleres intermittent under laveste ytelse vil framstillingen av kostnadskurven deles opp i to deler. Den intermittente delen framstilles som en lineær kostnadskurve slik som vist i tidligere avsnitt, mens den modulerende delen framstilles ved hjelp av kurvetilpasning. Bakgrunnen for denne oppdelingen i to deler, skyldes at nøyaktigheten i kurvetilpasningen blir dårlig hvis ikke kurven deles opp mellom disse to delene.



Figur 5.18 Eksempel på kurvetilpasning av kostnadsfunksjonen for en modulerende kjel, med avvik mellom kurve og reell verdi.

Siden marginalkostnadskurven for kjelene med trinn- og modulerende regulering ikke lenger er lineær og marginalkostnaden dermed ikke er konstant, krever dette at opplastingen av kjelene må

gjøres ved marginal opplasting. Marginalkostnaden må dermed evalueres i hvert tidssteg. Dette omhandles nærmere i kapittel 9.

## 5.8 Start og stoppkostnader

Start- eller stopp av kjeler er forbundet med energikostnader til oppvarming av kjeler til driftstemperatur, kostnader til driftspersonell og kostnader på grunn av ekstra slitasje på utstyret. Oppvarmingskostnader defineres som den energimengde som trengs for å varme opp en enhet fra 20 °C til driftsklar tilstand. Energimengden som trengs for å varme opp en kjel til driftsklar tilstand er hovedsakelig avhengig av start og slutt temperaturen til kjelen, kjelens varmekapasitet, tapsforholdene ved oppvarmingen og metoden som brukes for å varme opp kjelen (Nielsen 1996).

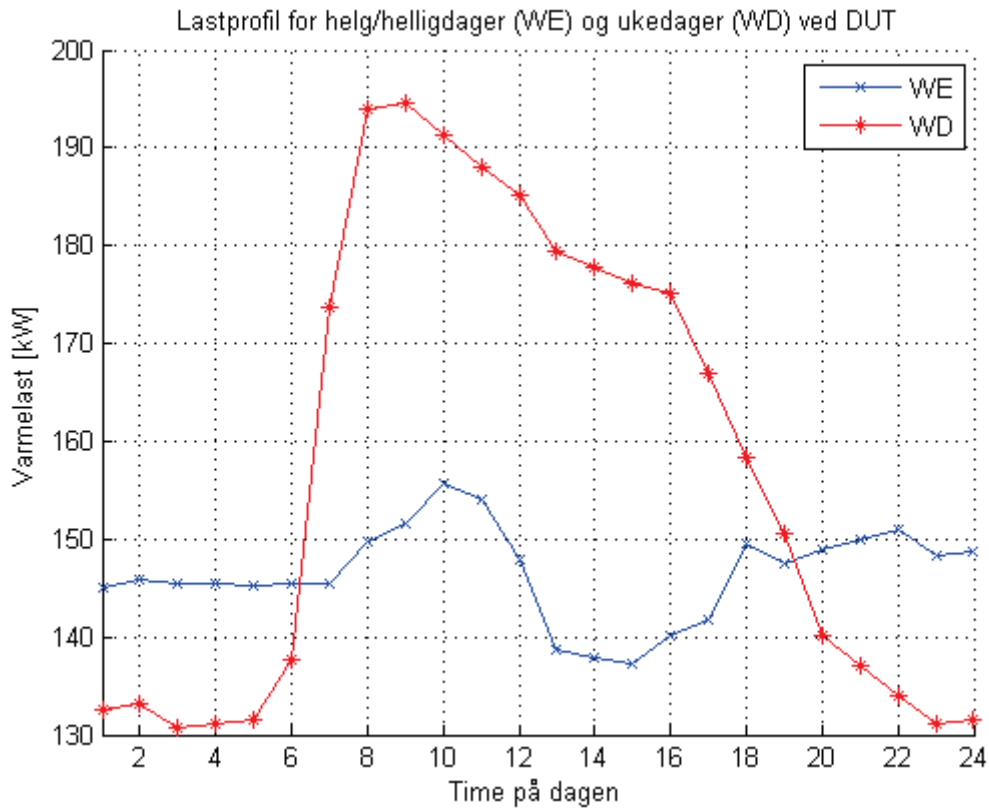
For å studere start og stopp kostnadene sin innvirkning på beregningsresultatet gjengis følgende tabell fra (Nielsen 1996) for energibehovet til oppvarming av ulike kjeltyper til driftsklar tilstand. Her er energibehovet til oppvarming av kjelen til driftstemperatur sammenlignet med døgnproduksjonen til kjelen ved ulike brukstider for maksimal effekt. Her er brukstiden for kjelen definert som:

$$\tau = \frac{\text{døgnlig varmeproduksjon for enhet i } \left[\frac{\text{kWh}}{\text{døgn}}\right]}{\text{Maksimal varmeeffekt for enhet i } [\text{kW}]} \left[\frac{\text{t}}{\text{døgn}}\right] \quad (5.39)$$

| Type kjel                      | Ytelse kjel [kW] | Energi til oppvarming av kjel [kWh/start] | Energi til oppvarming av kjel som prosentandel av døgnlig varmeproduksjon [%] |     |     |      |      |
|--------------------------------|------------------|---|---|-----|-----|------|------|
|                                |                  |   | Brukstid for kjel [t/døgn]  |     |     |      |      |
|                                |                  |   | 24  | 16  | 8   | 4    | 2    |
| Elektrisk elementkjel          | 130              | 43  | 1,4   | 2,1 | 4,1 | 8,3  | 16,5 |
|                                | 300              | 43  | 0,6   | 0,9 | 1,8 | 3,6  | 7,2  |
| Lavspent elektrodekjel         | 1 000            | 43  | 0,2   | 0,3 | 0,5 | 1,1  | 2,2  |
|                                | 1 000            | 460                                       | 1,9   | 2,9 | 5,7 | 11,5 | 23,0 |
| Høyspent elektrodekjel (10 kV) | 20 000           | 3 100                                     | 0,6   | 1,0 | 1,9 | 3,9  | 7,7  |
|                                | 25               | 3   | 0,5   | 0,8 | 1,5 | 3,0  | 6,0  |
| Støpejernskjel                 | 900              | 94  | 0,4   | 0,7 | 1,3 | 2,6  | 5,2  |
|                                | 1 000            | 500                                       | 2,1   | 3,1 | 6,3 | 12,5 | 25,0 |
| Røykrørskjel                   | 5 000            | 1 500                                     | 1,3   | 1,9 | 3,8 | 7,5  | 15,0 |
|                                | 10 000           | 1 500                                     | 0,6   | 0,9 | 1,9 | 3,8  | 7,5  |
| Vannrørskjel                   | 100 000          | 14 450                                    | 0,6   | 0,9 | 1,8 | 3,6  | 7,2  |

Tabell 5.3 Betydningen av energibehovet for oppvarming av kjeler i forhold til døgnlig varmeproduksjon fra kjelen som en funksjon av brukstiden for maksimal effekt for kjelen (Nielsen 1996).

Verdiene i tabellen forutsetter en start av kjelen fra kald tilstand per døgn. Betydningen av energibehovet til oppvarming av kjelen blir større for lave brukstider for kjelene. Typisk for effektbehovet til bygningsoppvarming er at det har store variasjoner på døgnbasis som vist i figur 5.19.



Figur 5.19 Lastprofil for dimensjonerende døgn for kontorbygning på 3500 m<sup>2</sup> i Oslo klima for ukedager og helg/helligdager

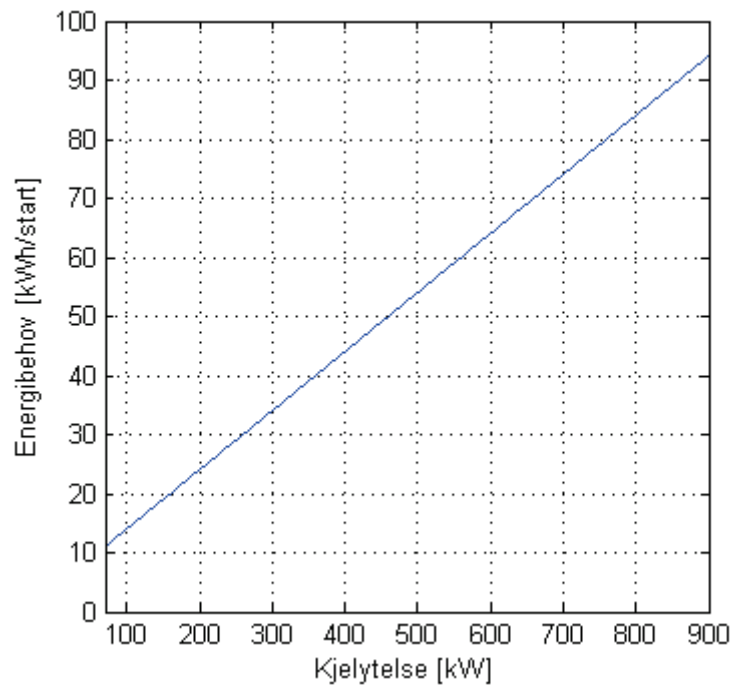
For en varmesentral med flere kjeler vil typisk enkelte av kjelene gå som grunnlast og andre som topplast. Kjelene som brukes til grunnlast vil typisk være i drift mer eller mindre kontinuerlig gjennom døgnet. Siden effektbehovet varierer mye gjennom døgnet kan det være nødvendig å koble inn spisslastkjel(er) i løpet av døgnet. Disse vil da typisk være i drift i kortere perioder av døgnet og får dermed en lav brukstid. Relativt sett i forhold til varmemengden som kjelen produserer i løpet av døgnet vil dermed energitapet til oppvarming av kjelen være av betydning. Dette medfører at start og stoppkostnader bør tas med i modeller for varmesentraler med mer enn en kjel. I varmesentraler med kun en kjel vil denne kjelen være i drift mer eller mindre konstant og start og stoppkostnader vil dermed ha liten innvirkning på årskostnaden.

I denne modellen er det valgt å ta hensyn til start og stoppkostnader for oljekjeler og el – kjeler. Start og stopp kostnader for biokjeler er ikke tatt hensyn til i modellen. Dette skyldes at biokjelene normalt vil gå som grunnlast i varmesentralene, og dermed vil ha få start/stopp i løpet av fyringssesongen. I tillegg er det ikke mulig å fremskaffe data for oppvarmingsbehovet for å bringe kjelen til driftstemperatur for ulike typer biobrenselkjeler.

Energibehovet for å bringe ulike typer olje- og el – kjeler opp til driftstemperatur kan finnes i (Nielsen 1996). Dette gir følgende energibehov for noen utvalgte typer og størrelser av kjeler:

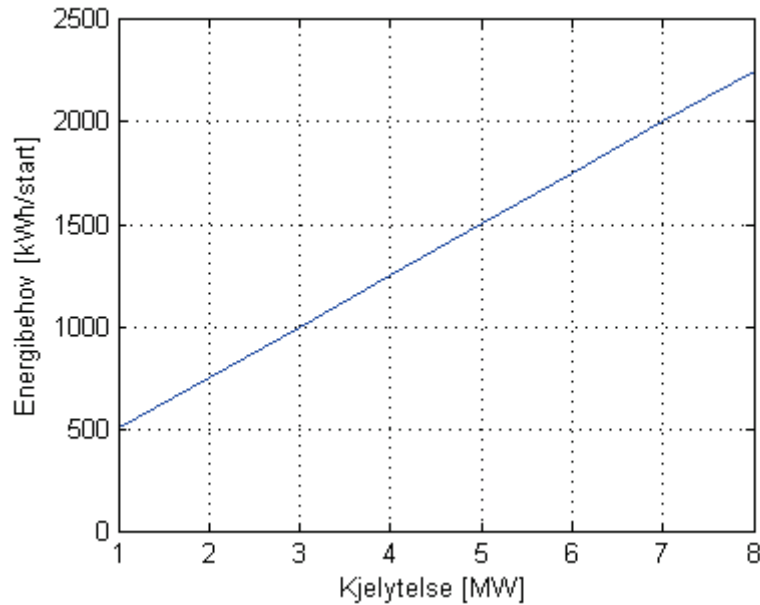
| Kjeltype               | Energibehov for oppvarming til driftsklar tilstand<br>[kWh/start] |     |     |
|------------------------|---|-----|-----|
|                        | Størrelse på chassis  |     |     |
| Elektrisk elementkjele | A   | < B | < C |
|                        | 6 til 24 kW   | 2   |     |
|                        | 30 til 120 kW<br>130 til 300 kW                                   |     | 10  |
|                        |   |     | 43  |

Tabell 5.4 Energibehov for oppvarming av elektriske elementkjeler til driftsklar tilstand. Gjengitt etter (Nielsen 1996)



Figur 5.20 Energibehov for å bringe kjeler til driftstemperatur fra kald tilstand. Støpejernskjeler med ytelse mellom 70 – 900 kW. Gjengitt etter (Nielsen 1996).





Figur 5.21 Energibehov for å bringe kjeler til driftstemperatur fra kald tilstand. Røykrørkjeler med ytelse mellom 1 – 8 MW. Gjengitt etter (Nielsen 1996).

Basert på slike kurver beregnes oppvarmingskostnadene for olje og el – kjeler i modellen.

### 5.8.1 Behandling av start- og stoppkostnader i modellen

Start- og stoppkostnader vil oppstå når produksjonsfordelingen mellom det gitte antall varmeproduserende enheter endres fra ett tidssteg til det neste. Et eksempel vil være når en topplastkjel må kobles inn på grunn av et økt varmebehov. Dette kan representeres ved følgende generelle ligning (Nielsen 1996):

$$CC_{kk_{II-1}, jj_{II}} = (S_{start_{i,II}} \cdot C_{start,i} + S_{stop_{i,II}} \cdot C_{stop,i}) \quad (5.40)$$

Hvor:

$CC_{kk_{II-1}, jj_{II}}$  = kostnad ved å gå fra kombinasjon  $kk$  til  $jj$  fra tidssteg II-1 til tidssteg II [kr]

$kk, jj$  = kombinasjonsnummer [-]

$i$  = nummer på varmeproduserende enhet [-]

$S_{start_{i,II}}$  = start koeffisient. 1 hvis enhet  $i$  starter i tidssteg II, 0 ellers. [-]

$S_{stop_{i,II}}$  = stopp koeffisient. 1 hvis enhet  $i$  stopper i tidssteg II, 0 ellers. [-]

$C_{start,i}$  = kostnad ved å starte enhet  $i$  [kr]

$C_{stop,i}$  = kostnad ved å stoppe enhet  $i$  [kr]

I denne modellen er start og stopp kostnader begrenset kun til å omfatte oppvarmingskostnader for olje og el – kjelene. Andre kostnader ved start og stopp av kjelene er vanskelig å anslå, og er dermed utelatt fra beregningene. Oppvarmingskostnaden behandles som en start – kostnad.

Oppvarmingskostnaden er avhengig av installert ytelse for kjelene og er valgt å representeres ved en lineær kostnadsfunksjon for oljekjelene, og en fast størrelsesavhengig kostnad for el – kjelene.

Kostnadsfunksjonen for oljekjelene representeres ved følgende ligning (Nielsen 1996):

$$k_{i,w} = e_i \cdot Q_{i,w} \cdot f = e_i \cdot (a_{i,w} + b_{i,w} \cdot P_{max}) \cdot f \quad (5.41)$$

og tilsvarende for el – kjeler:

$$k_{i,w} = e_i \cdot Q_{i,w} \cdot f \quad (5.42)$$

Hvor:

$k_{i,w}$  = oppvarmingskostnad for enhet  $i$  [kr]

$e_i$  = energipris [kr/kWh]

$Q_{i,w}$  = oppvarmingsbehov for enhet [kWh/start]

$a_{i,w}$  = konstantledd i kostnadsfunksjonen for enhet  $i$  [kWh/start]

$b_{i,w}$  = koeffisient i kostnadsfunksjonen for enhet  $i$  [h/start]

$f$  = kompenseringsfaktor (fra 0 til 1) [-]

Kompenseringsfaktoren  $f$  tar hensyn til det faktum at temperaturen til kjelen ikke nødvendigvis er lik omgivelsestemperaturen når kjelen startes. Temperaturen på kjelen vil avhenge av hvor lenge det er siden den har vært i drift. Dette innebærer at produksjonshistorikken til kjelen til enhver tid må være kjent, slik at avkjølingsforløpet kan beregnes. Avkjølingsforløpet vil variere svært mye for ulike kjeltyper og vil kreve en rekke detaljerte inndata for å kunne beregnes. Det er derfor valgt å ikke beregne avkjølingsforløpet for kjelene i modellen. Startkostnaden er derfor en fast størrelse for hver enkelt kjel. I denne modellen reduseres derfor den generelle ligning (5.40) til:

$$CC_{kk_{II-1}, jj_{II}} = (S_{start,i,II} \cdot C_{start,i}) \quad (5.43)$$

$$C_{start,i} = k_{i,w} \quad (\text{hvor } f = 1) \quad (5.44)$$

Hvor:

$CC_{kk_{II-1}, jj_{II}}$  = kostnad ved å gå fra kombinasjon  $kk$  til  $jj$  fra tidssteg II-1 til tidssteg II [kr]

$S_{start,i,II}$  = start koeffisient. 1 hvis enhet  $i$  starter i tidssteg II, 0 ellers. [-]

$C_{start,i}$  = startkostnad for enhet  $i$  [kr]

$k_{i,w}$  = oppvarmingskostnad for enhet  $i$  [kr]

## 5.9 Varierende energipriser

Siden denne modellen simulerer driften av en varmesentral for alle timer gjennom året i kronologisk rekkefølge har en muligheter til å ta hensyn til varierende energipriser over året. Mest interessant i denne sammenheng er å ta hensyn til varierende elektrisitetspriser. Elektrisitetsprisene kan ha en betydelig variasjon over året avhengig av krafttilgangen. Typisk er prisene lavere i sommersesongen enn i ellers i året. Det har derfor vært vanlig å bruke en el – kjele til å dekke varmelasten om sommeren på grunn av lave el – priser.

Det er derfor en mulighet i modellen til å legge inn en lavere energipris for elektrisitet i sommersesongen. Sommersesongen er i denne modellen definert til å starte ved fyringssesongens slutt og å slutte ved fyringssesongens start. Det må derfor benyttes en gjennomsnittlig pris for elektrisitet i sommersesongen og i fyringssesongen.

For de andre energibærere i modellen tillates det bare en fast energipris.

## 6 Biobrensel

Dette kapitlet tar for seg en del sentrale egenskaper for biobrensel og gir en oversikt over tilgjengelige forbrenningsteknologier for biobrensel og en del egenskaper ved biobrensel som er spesielt viktig ved forbrenning.

### 6.1 Definisjoner, fysiske og kjemiske egenskaper til biobrensel

Dette avsnittet tar for seg sentrale definisjoner for karakterisering av biobrensel, samt fysiske og kjemiske egenskaper til biobrensel som har betydning ved forbrenning.

#### 6.1.1 Fuktighet

Innholdet av vann i biobrensel kan beskrives enten som fuktighetsinnhold på våt basis eller som fuktighetsinnhold på tørr basis. Følgende ligninger viser beregningsmetoden og sammenhengen mellom de to måtene å angi fuktighetsinnholdet på (Koppejan and Van Loo 2008):

$$w = \frac{\text{masse vann}}{\text{masse vann} + \text{masse biobrensel (d.b.)}} \cdot 100\% \quad (6.1)$$

$$u = \frac{\text{masse vann}}{\text{masse biobrensel (d.b.)}} \cdot 100\% \quad (6.2)$$

$$w = \frac{100 \cdot u}{100 + u} \quad (6.3)$$

$$u = \frac{100 \cdot w}{100 - w} \quad (6.4)$$

Hvor:

$w$  = fuktighetsinnhold på våt basis [wt% (w.b.)]

$u$  = fuktighetsinnhold på tørr basis [wt% (d.b.)]

Fuktighetsinnholdet i biobrensel har betydelige variasjoner avhengig av type materiale, tidspunkt for hogging/høsting, type forbehandling, lagringsmåte og hvor lenge det lagres. Tabell 6.1 viser vanlig fuktighetsinnhold i ulike biobrensel.

| Brensel                 | Fuktighetsinnhold (% av råvekt) |
|-------------------------|---------------------------------|
| Pellets                 | 8                               |
| Briketter               | 12                              |
| Skogsflis, furu og gran | 55                              |
| Industriflis, rå        | 55                              |
| Industriflis, tørr      | 20                              |
| Sagflis                 | 44                              |
| Bark, nåletrær          | 50                              |

Tabell 6.1 Fuktighetsinnhold i ulike biobrensel (Hohle, Soma et al. 2001)

#### 6.1.2 Fastmasseprosent eller fastmasseandel

Fastmasseprosent benyttes for å beskrive forholdet mellom fastvolum og løsvolum. Treflis har typisk en fastmasseprosent på omkring 37 – 45 %, hvor 40 prosent gjerne blir brukt som en tommelfingerregel (Belbo 2008). Fastmasseandelen beskriver hvor stor andel av volumet som er fast ved, og indirekte hvor stor andel av volumet som er luft.

Et eksempel er en terning på  $1 \text{ m}^3$  som skjæres ut fra en tømmerstokk. Dette er da en fast kubikkmeter ( $\text{fm}^3$ ), eller fastvolumet er en kubikkmeter. Hvis denne terningen flises opp vil den oppta et større volum, den opptar et volum på  $2,5 \text{ m}^3$ . Brenselet har økt i volum på grunn av luften i mellomrommet mellom flisbitene. Det løse volumet blir angitt i løs kubikkmeter flis ( $\text{lm}^3$ ). I dette tilfellet er løsvolumet  $2,5 \text{ m}^3$ . Fastmasseprosent defineres dermed som:

$$FM = \frac{\text{Fastvolum} [\text{fm}^3]}{\text{Løsvolum} [\text{lm}^3]} \cdot 100 \% \quad (6.5)$$

Hvor:

FM = fastmasseprosent [%]

I dette tilfellet får dermed den oppflisede terningen en fastmasseprosent på 40 %.

### 6.1.3 Basisdensitet

Basisdensiteten,  $\rho_{\text{basis}}$ , er tørrstoffinnholdet (i kg) per fastkubikkmeter virke i rå ukrympet tilstand, og benevnes  $\text{kg}/\text{fm}^3$ . Basisdensiteten varierer betydelig mellom ulike treslag, men kan også variere ganske mye innen samme treslag og mellom tredeler i samme tre. For eksempel vil senvokst gran alltid ha en høyere basisdensitet enn hurtigvokst gran (Belbo 2008).

### 6.1.4 Energitetthet

Energitettheten kan bestemmes på to måter. Den ene er med utgangspunkt i brenselets bulkdensitet og fuktighet. Den mest brukte er imidlertid med utgangspunkt i basisdensiteten, fuktinnhold og fastmasseprosenten og gjengis nedenfor (Belbo 2008). Energitettheten kan angis ved øvre brennverdi, nedre brennverdi eller effektiv brennverdi.

$$E_{x,x} = q_{x,x} \cdot \rho_{\text{basis}} \cdot FM \quad (6.6)$$

Hvor:

$E_{x,x}$  = Energitetthet per løskubikkmeter [ $\text{kWh}/\text{lm}^3$ ]

$q_{x,x}$  = øvre, nedre eller effektiv brennverdi [ $\text{kWh}/\text{kg}$  tørrstoff]

$\rho_{\text{basis}}$  = basisdensiteten [ $\text{kg}$  tørrstoff/ $\text{fm}^3$  ukrympet volum]

### 6.1.5 Kjemiske egenskaper til biobrensel

Trevirke består i all hovedsak av grunnstoffene karbon, hydrogen og oksygen pluss mineralstoffer (aske) og små mengder med nitrogen, svovel og klor. Mengden av de ulike grunnstoffer varierer fra treslag til treslag, og mellom ulike deler av treet.

|                                 | Ved /<br>Flis<br>(20 % F) | Naturgass | Propan | Lettolje | Avfall <sup>4</sup> |
|---------------------------------|---------------------------|-----------|--------|----------|---------------------|
| Hydrogen (%) <sup>2</sup>       | 6,5                       | 24        | 18,3   | 13,5     | 5                   |
| Karbon (%) <sup>2</sup>         | 51,5                      | 75        | 81,7   | 86,5     | 40                  |
| Oksygen (%) <sup>2</sup>        | 40                        | ≈ 0       | ≈ 0    | ≈ 0      | 29                  |
| Aske (%) <sup>2</sup>           | 0,5 – 3                   | 0         | 0      | < 0,001  | 15 – 25             |
| Vann (%) <sup>3</sup>           | 20                        | ≈ 0       | ≈ 0    | ≈ 0      | 22                  |
| Svovel (%)                      | 0,04                      | < 0,005   | ≈ 0    | 0,05     | 0,1                 |
| Nitrogen (%) <sup>1</sup>       | 0,2                       | 0,6       | -      | 0,02     | 0,2                 |
| Klor (%)                        | 0,02                      | -         | -      | -        | 0,6                 |
| Kadmium mg/kg                   | 0,2                       | -         | -      | 0,01     | 5                   |
| Effektiv brennverdi<br>[kWh/kg] | 4,0                       | 13,6      | 12,9   | 11,4     | 3,1                 |

1. Kjemisk bundet nitrogen

2. Av tørrvekt

3. Av totalvekt

4. Vanlig avfall som mottas ved deponier og forbrenningsanlegg (ikke spesialavfall)

Tabell 6.2 Typisk elementsammensetning og brennverdi for ulike brensel(Hohle, Soma et al. 2001)

C, H og O er hovedbestanddelene i biobrensel. C og H oksideres under forbrenningen i eksoterme reaksjoner og danner dermed CO<sub>2</sub> og H<sub>2</sub>O. Det organisk bundne oksygenet i biobrenselet frigjøres gjennom den termiske nedbrytningen og dekker deler av oksygenbehovet under forbrenningen. Det resterende oksygenbehovet dekkes gjennom tilførsel av luft.

### 6.1.6 Øvre brennverdi, nedre brennverdi og effektiv brennverdi

Brennverdien for brensel kan angis på tre forskjellige måter. Ved forbrenning av hydrogenholdig brensel (som biobrensel, olje og naturgass) dannes det vanndamp fra reaksjonen med hydrogen og oksygen. Ved brenning av fuktig brensel vil det gå med energi til å fordampe vannet i brenselet. Hvis vanndamp fra forbrenning og tørking av brenselet går ukondensert ut i skorsteinen er fordampningsvarmen til dampen tapt. Tapt fordampningsvarme er opprinnelsen til de tre forskjellige brennverdibegrepene. Definisjonene av de ulike brennverdier er hentet fra (Belbo 2008).

Øvre brennverdi angir den energimengde som utvikles ved fullstendig forbrenning av brenselet og hvor all vanndamp, både den som er dannet under forbrenning og den som kommer fra vann i brenselet kondenseres. Øvre brennverdi kan bestemmes enten ut fra brenselets kjemiske sammensetning eller måles ved hjelp av et bombekalorimeter. Øvre brennverdi gjengir dermed den reelle energimengden som omdannes til varme ved fullstendig forbrenning av biomassen. Flere av dagens større varmeverk og varmekraftverk har gjerne røykgasskondensering, og dermed blir den øvre brennverdien den teoretisk maksimale energimengden som kan hentes ut av brenselet.

Nedre brennverdi er øvre brennverdi minus fordampningsvarme til damp dannet under forbrenningen, det vil si vann som er dannet i reaksjonen mellom hydrogen og oksygen. Nedre brennverdi angis normalt på tørr askefri basis. Forskjellen mellom øvre og nedre brennverdi avhenger av hydrogeninnholdet i brenselet. For trevirke som inneholder 6 prosent hydrogen vil nedre brennverdi være 0,36 kWh/kg tørrstoff lavere enn øvre brennverdi (Belbo 2008).

Effektiv brennverdi er definert som nedre brennverdi minus fordampningsvarmen som behøves for å tørke brenselet til null prosent fukt, og justert for askeinnholdet i brenselet. For hvert kg med vann som skal fordampes kreves 0,679 kWh energi til fordampningen. Effektiv brennverdi kan oppgis per kg råvekt eller per kg tørrstoff.

Ved kjennskap til brenselets kjemiske sammensetning kan de ulike brennverdier beregnes med følgende formelverk.

Beregning av øvre brennverdi (Koppejan and Van Loo 2008):

$$q_{V,gr,d} = 0,09697 \cdot C + 0,32731 \cdot H + 0,02792 \cdot S - 0,00420 \cdot N - 0,02872 \cdot O - 0,00586 \cdot A_d \quad (6.7)$$

Hvor:

$q_{V,gr,d}$  = øvre brennverdi [kWh/kg tørrstoff]

C, H, S, N, O = andelen av de respektive grunnstoffer i vektprosent av tørt materiale [%]

$A_d$  = andelen av aske i vektprosent av tørt materiale [%]

Beregning av nedre brennverdi for tørt brensel (Koppejan and Van Loo 2008):

$$q_{p,net,d} = q_{V,gr,d} - \left( \frac{0,6789 \cdot 8,936 \cdot H_d}{100} \right) \quad (6.8)$$

Hvor:

$q_{p,net,d}$  = nedre brennverdi [kWh/kg tørrstoff]

0,6789 er entalpiforskjellen (kWh/kg) mellom damp og vann ved 25 °C

8,936 er det molekylære masseforholdet mellom vann (H<sub>2</sub>O) og hydrogen (H<sub>2</sub>)

$H_d$  = vekt % hydrogen av tørt materiale [wt % d.b.]

Effektiv brennverdi pr kg råvekt (Belbo 2008):

$$q_{p,net,ar} = \left( q_{p,net,d} \cdot \frac{(100-w)}{100} \right) - \left( \frac{0,6789 \cdot w}{100} \right) \quad (6.9)$$

Hvor:

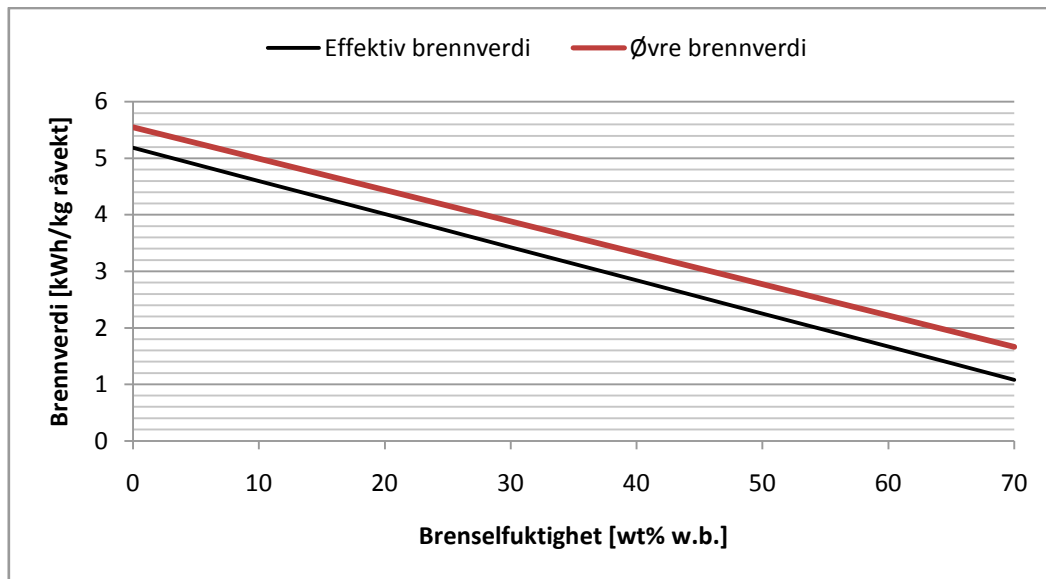
$q_{p,net,ar}$  = effektiv brennverdi [kWh/kg råvekt]

Effektiv brennverdi pr kg tørrstoff (Belbo 2008):

$$q_{p,net,ar} = q_{p,net,d} - \left( 0,6789 \cdot \frac{w}{(100-w)} \right) \quad (6.10)$$

Hvor:

$q_{p,net,ar}$  = effektiv brennverdi [kWh/kg tørrstoff]

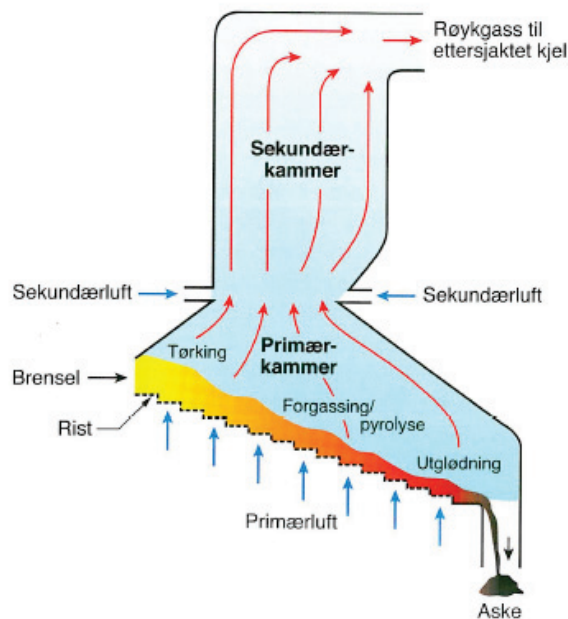


Figur 6.1 Øvre og effektiv brennverdi som funksjon av ulik brenselfuktighet for brensel bestående av 50 % karbon, 6 % H og 44 % O på tørr basis.

Energiinnholdet i biobrensel avhenger av fuktighetsinnholdet som vist i figur 6.1. Virkningsgraden for forbrenningsanlegget vil avta med økende fuktighetsinnhold i brenselet. Dette imidlertid til en viss grad motvirkes ved å installere utstyr for røykgasskondensering.

## 6.2 Forbrenning av biobrensel

Forbrenningsprosessen for biobrensel kan deles inn i flere generelle prosesser: tørking, pyrolyse, forgassing, forbrenning og utgløding. Den overordnede forbrenningsprosessen kan enten være kontinuerlig eller basert på porsjonsvis innmating av brensel. De fleste anlegg i middels til stor skala er basert på kontinuerlig mating av brensel. En vedovn er et typisk eksempel på en ovn med porsjonsvis innmating av brensel. Lufttilførsel skjer enten ved tvungen eller naturlig lufttilførsel (trekk). Tørking og pyrolyse/forgassing vil alltid være de første trinnene i forbrenningsprosessen. I en ristovn med bevegelig rist og kontinuerlig innmating av brensel vil forbrenningsprosessene skje på forskjellige steder på rista, som vist i figur 6.2. Det vil derfor hele tiden være brensel som befinner seg på forskjellige stadier i forbrenningssyklusen, i motsetning til ved porsjonsvis innmating av brensel der brenselet går gjennom en syklus trinn for trinn.



Figur 6.2 Eksempel på forbrenning i ristovn med bevegelig rist og kontinuerlig innmating av brensel. (Hohle, Soma et al. 2001)

### 6.2.1 Tørking

Fuktighet vil fordampe fra brenselet ved lave temperaturer. Fordampingen bruker energi frigitt fra forbrenningsprosessen og senker temperaturen i forbrenningskammeret og forsinker dermed forbrenningsprosessen. For eksempel kan et fuktighetsinnhold i brensel basert på trevirke på over 60 % (våt basis) gi problemer med å opprettholde forbrenningen. Brenselet krever da så mye energi for å fordampe fuktigheten at forbrenningstemperaturen blir lavere enn det som kreves for å opprettholde forbrenningen (Koppejan and Van Loo 2008).

### 6.2.2 Pyrolyse

Pyrolyse er spaltning av sammensatte, fortrinnsvis faste organiske, kjemiske forbindelser til nye produkter ved hjelp av oppvarming uten tilgang på luft (oksygen). Produktene fra pyrolyse er hovedsakelig tjære, trekull og gasser med lav molekylvekt (40 – 70 % metan). I tillegg vil det dannes betydelige mengder CO og CO<sub>2</sub> fra oksygenrike brensel, slik som biomasse.

### 6.2.3 Forgassing

Forgassing kan defineres som termisk nedbrytning med tilgang på en ekstern oksidant (Koppejan and Van Loo 2008). Mens en med pyrolyse ønsker å utvinne mest mulig tjære eller trekull, er formålet med forgassing å få en størst mulig andel gass. Gassen inneholder hovedsakelig CO, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O, H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> og andre hydrokarboner. Forgassing kan utføres med luft, oksygen, damp eller CO<sub>2</sub> som oksidasjonsmiddel.

### 6.2.4 Forbrenning

Forbrenning kan defineres ideelt som en komplett oksidering av brenselet (Koppejan and Van Loo 2008). Tørking og pyrolyse/forgassing vil alltid være de første stegene ved forbrenning av fast brensel.



### 6.2.5 Utgløding

Etter avspaltingen av brennbare gasser vil det være en karbonrest tilbake. Denne vil brenne ut (gløde ut) slik at det blir bare en askerest tilbake.

### 6.2.6 Brenselets karakteristikk og påvirkning på forbrenningssystemet

Biobrenselets egenskaper og kvalitet varierer over et stort spekter, avhengig hovedsakelig av type biomasse og forbehandling. For eksempel vil fuktighetsinnholdet i brenselet som brennes i en ovn kunne variere fra 25 – 60 % (w.b.) for bark og flis, mens det kan være lavere enn 10 % (w.b.) for pellets. I tillegg vil askesmeltepunktet for de ulike biobrensel variere over et stort spekter (800 -1700 °C) og partikkelstørrelser og former kan være svært forskjellige. Brenselets kvalitet kan oppgraderes gjennom forbehandling, men dette er igjen kostnadskrevenende.

På bakgrunn av dette finnes det et stort antall ulike forbrenningsteknologier tilgjengelig for ulike kvaliteter av brensel. Forbrenning av brensel som er lite homogent og har lav kvalitet vil kreve mer avanserte anlegg og dermed mer kostbare anlegg. Forbrenning av brensel med lav kvalitet, men som til gjengjeld er billig i anskaffelse er dermed gjerne forbeholdt medium til store anlegg. Desto mindre forbrenningsanlegg, desto større krav må stilles til brenselets kvalitet og homogenitet.

Viktige fysiske parametre er partikkelstørrelser, energitetthet, øvre-, nedre- og effektiv brennverdi og fuktighetsinnhold. Biobrensel er tilgjengelig enten som leveranse i bulk (f.eks. flis og pellets) eller som enheter (f.eks. halmballer). For brensel levert i bulk kan partikkelstørrelsene variere fra noen millimeter opptil 50 cm og størrelsesfordelingen kan være homogen (pellets) eller variere i størrelse (ubehandlet bark). Energitettheten til brenselet vil avgjøre dimensjoneringen av hele forsyningskjeden og for innmatingsystemet for forbrenningsovnen.

Fuktigheten i brenselet vil påvirke forbrenningsprosessen, den adiabatisk forbrenningstemperaturen og mengden røykgass produsert per energienhet. Fuktige biobrensel vil kreve en lenger oppholdstid i forbrenningskammeret for tørking, før forgassing og utbrenning. Dette medfører et behov for større brennkammer. Det er dermed viktig å holde kontroll på disse parametre for å kunne regulere temperaturen i forbrenningskammeret slik at dannelse av slagg hindres, og for å kunne utforme brennkammerets volum og geometri på en slik måte at røykgassen får en tilstrekkelig oppholdstid i forbrenningskammeret slik at fullstendig forbrenning oppnås (Koppejan and Van Loo 2008).

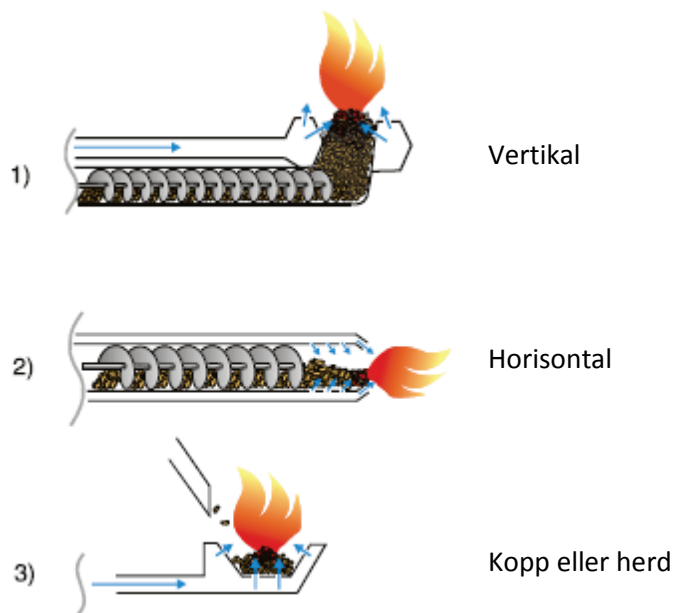
Variasjonen i askeinnholdet i biobrensel er svært stor, fra 0,5 wt % (d.b) for stammeved og helt opp til 12 wt % (d.b.) for halm og kornavrens (Koppejan and Van Loo 2008). Det må derfor stilles forskjellige krav til systemer for utmating, transport og lagring av asken. Askeinnholdet i biobrensene inngår ikke i selve forbrenningen, men ender opp som reststoffer med fellesbetegnelser som slagg og aske. Askens egenskaper generelt og askesmeltepunktet spesielt er av stor betydning for hvordan anlegget skal utformes. Ved forbrenningstemperaturer over askesmeltepunktet kan det medføre påbaking av slagg på heteflater, rister og fyrromsvegger. Spesielt forbrenning av halm og kommunalt avfall som har et lavt askesmeltepunkt stiller spesielle krav til forbrenningsteknologien som blir brukt. Tiltak for å hindre påbaking av slagg er vannavkjølte rister og bruk av vannkjølte brennkammer.

## 6.3 Forbrenningsenheter for biobrensel

### 6.3.1 Pelletsbasert sentralvarme

Pelletsbasert sentralvarme har blitt stadig mer aktuelt i takt med en stigende oljepris. Pellets er spesielt interessant fordi det har potensiale for å gi lave utslipp ved forbrenning, det kan tilby mye av den samme brukervennligheten som tradisjonelle brensel og kan erstatte oljebrennere i eksisterende kjeler og dermed gi en lav tilbakebetalingstid.

I et typisk pelletsfyrt anlegg blir brenselet automatisk matet inn fra pelletslageret og inn i forbrenningskammeret ved hjelp av skruer og fleksible slanger. Avhengig av matesystemet kan det skilles mellom tre ulike hovedtyper brennere:



Figur 6.3 Prinsipp for brennere for trepellets. Blå piler indikerer forbrenningsluft. (Aho 2008)

Forbrenningsluften tilføres ved hjelp av en vifte. Regulering av effekten skjer ved regulering av innmatingsfrekvensen på skruen og ved å regulere hastigheten på forbrenningsluftvifta. For å sikre lave utslipp fra forbrenningen er det viktig å opprettholde stabile forbrenningsforhold og redusere tiden brenneren står i stand - by mest mulig. På denne måten reduseres antall oppstarter med ugunstige forbrenningsforhold og minst mulig drift med tennflamme.

Det har etter hvert blitt vanlig å erstatte oljebrenneren i en eksisterende kjele med en pelletsbrenner. I slike tilfeller er det viktig at pelletsbrenneren er riktig utformet for kjelen. Røykgassvolumet fra en pelletsbrenner vil være større enn fra en oljebrenner med samme effekt, og den installerte effekten på pelletsbrenneren bør derfor være lavere enn for oljebrenneren. Hvis dette ikke tas hensyn til kan oppholdstiden i brennkammeret bli for kort, som resulterer i for høye røykgasstemperaturer og utslipp av uforbrente hydrokarbon (Koppejan and Van Loo 2008). Maksimalytelsen på kjelen blir derfor lavere ved innsetting av en pelletsbrenner. Dette vil i mange tilfeller likevel være uproblematisk siden mange oljekjeler er overdimensjonerte i utgangspunktet. Det er også viktig at feiing og fjerning av aske kan skje på en enkel måte. Alle de røykgassberørte flatene må kunne feies på en enkel måte. Dette er viktig siden fjerning av aske og feiing vil være

nødvendig minst annenhver uke i de tyngste fyringsperiodene. I tillegg må selve forbrenningsrommet være stort nok, siden det kreves visse avstander fra brenneren til vannberørte elementer.

### 6.3.2 Større anlegg

For større anlegg med nominell effekt over 100 kW kan det skilles mellom følgende forbrenningsteknologier:

- Fixed bed combustion
- Fluidized bed combustion / virvelsjiktforbrenning
- Pulverized fuel combustion / pulverfyring

Fixed bed forbrenning omfatter ristovner og undermaterstokere. Med denne teknologien foregår forbrenningen i en seng av brensel, og primærlufta tilføres på en slik måte at den må passere gjennom brenselet, slik at tørking, pyrolyse/forgassing og utbrenning av brenselet oppnås. Dette er primærforbrenningen, som foregår i primærkammeret. Utbrenning av røykgassene skjer etter at sekundærluft er tilført og foregår i sekundærkammeret.

Fluidized bed forbrenning er forbrenning i et sjikt av sand eller et annet bedmateriale som det blir blåst inn luft i nedenfra. Avhengig av luftgjennomstrømningen i bedden kan det skilles mellom såkalt boblende bed (BFB) og sirkulerende fluidized bed (CFB).

Pulverized fuel combustion/pulverfyring er egnet for brensel bestående av små partikler (gjennomsnittlig diameter mindre enn 2 mm). Brensel og luft tilføres som en blanding og forbrennes mens det svever i lufta. Utbrenning av røykgassene skjer ved tilførsel av sekundærluft.

#### 6.3.2.1 Fixed bed combustion

##### Ristovner

Det finnes ulike type teknologier for ristovner: fast rist, bevegelig rist, roterende rist og vibrerende rist. Disse teknologier har alle fordeler og ulemper avhengig av hvilke type brensel som benyttes. Ristovner er godt egnet for biobrensel med høyt fuktighetsinnhold, varierende partikkelstørrelse og med høyt askeinnhold. Det er viktig at rista med tilhørende styringssystem utformes på en måte som sikrer en homogen fordeling av brensel over hele overflata av rista. Dette er viktig for å sikre lik lufttilførsel for alle deler av rista. Inhomogen lufttilførsel kan medføre dannelse av slagg, større mengder flygeaske og behov for økt luftoverskudd for å oppnå fullstendig forbrenning, med påfølgende kjeltap. For å oppnå riktig lufttilførsel til de ulike deler av rista er det vanlig å dele den opp i flere soner. Ved hjelp av frekvensstyrte primærluftvifter er det mulig å regulere luftmengden etter behovet i de tre hovedfasene tørking, avspalting og utglødning, som krever forskjellig luftmengde (Koppejan and Van Loo 2008).

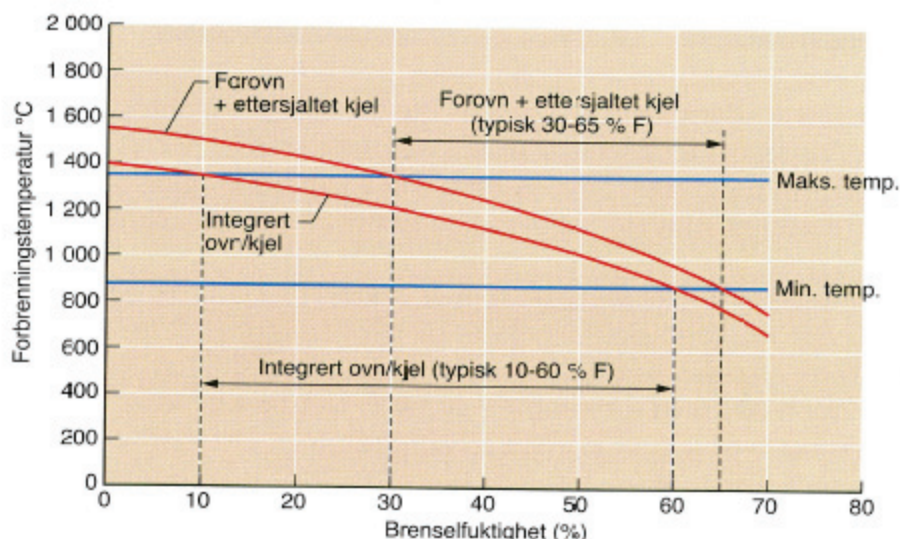
I en ristovn skjer forbrenningen i to hovedtrinn, primærforbrenning og sekundærforbrenning. I de fleste moderne anlegg forgår disse to trinnene i to forskjellige kamre. Bakgrunnen for dette er at det i primærkammeret er det nødvendig med en lav grad av turbulens for å holde sengen av glør så homogen og rolig som mulig, for dermed å hindre hull i glødesengen og hindre løsriving av flygeaske og uforbrente partikler. Den lave graden av turbulens hindrer en optimal blanding av luft og røykgass i primærkammeret. Den geometriske utformingen av sekundærkammeret med sekundærlufttilførsel bør derfor utformes på en slik en måte at en mest mulig komplett miksing av

luft og røykgass oppnås. Desto bedre miksing av røykgass og sekundærluft, desto mindre luftoverskudd trengs for å få fullstendig forbrenning og dermed oppnås en høyere virkningsgrad.

Basert på strømningsretning på brensel og røykgass er det tre måter å utforme en ristovn:

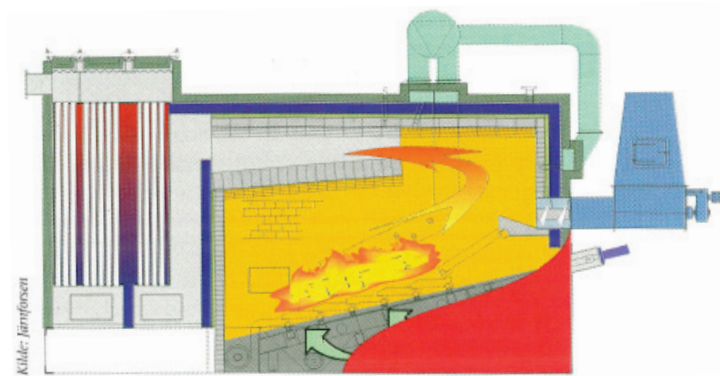
- Motstrøms (flamme i motsatt retning av brensel)
- Medstrøms (flamme og brensel i samme retning)
- Krysstrøm (avløp for røykgass i midten av ovnen)

Motstrøm forbrenning er best egnet for brensel med lave brennverdier slik som våt bark og flis. På grunn av at den varme røykgassen må passere den fuktige biomassen på vei inn i ovnen, oppnås raskere tørking og økt transport av vandamp ved hjelp av konveksjon. Medstrøms forbrenning brukes for tørre brensel slik som halm og rivningsvirke eller i systemer med forvarming av primær luften. Denne løsningen medfører at avspaltede gasser fra brenselet får en lengre oppholdstid i brennkammeret. Krysstrøm er en kombinasjon av de to foregående og brukes i forbrenningsanlegg med vertikale sekundærkamre (Koppejan and Van Loo 2008).



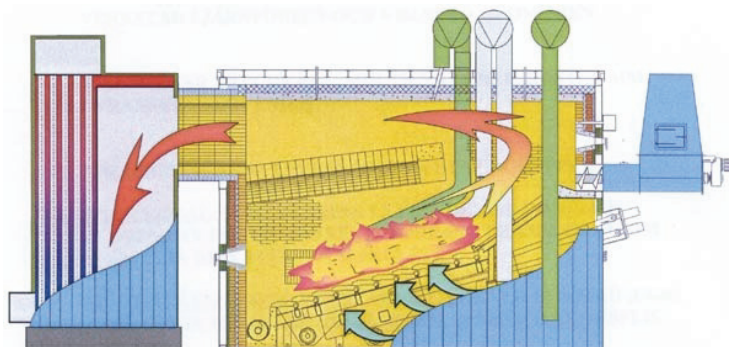
Figur 6.4 Forbrenningstemperatur for forovn og integrert ovn/kjel (Hohle, Soma et al. 2001)

Forbrenningstemperaturen varierer med fuktighetsinnholdet i brenselet, som vist i figur 6.4. Svært tørt brensel kan gi en for høy forbrenningstemperatur, og svært fuktig brensel kan gi en for lav forbrenningstemperatur. Kontroll av temperaturen i ovnen kan gjøres ved resirkulering av røykgass, eller ved å ta ut energi i selve forbrenningsrommet eller en kombinasjon av disse teknikkene. Fordelen med å ta ut energi i forbrenningsrommet er at røykgassmengden reduseres, at påbaking av slagg på fyrromsveggene hindres og at levetiden til murverket i forbrenningsrommet forlenges. Kjølningen skjer ved at kjelens heteflater (rør) utgjør en del av forbrenningsrommet. Resirkulering av røykgass kan bidra til å få bedre blandingsforhold for luften og de brennbare gassene, og kan reguleres enklere enn med vannavkjølte flater. Bakdelen er at røykgassmengden øker i forbrenningsrommet og i kjelen.



Figur 6.5 Ristovn med integrert kjel (Järnforsen 2009)

Det opereres gjerne med begrepene forovn, ettersjaltet kjel og integrert kjel. En forovn er en ovn som ikke inneholder varmeavgivende flater og er dermed atskilt fra kjelen. Disse ovnene blir koblet til ettersjaltede kjeler. En integrert ovn inneholder varmeavgivende flater og kjelen og ovnen er dermed integrert. I en forovn er det mulig å opprettholde forbrenningstemperaturen selv ved høy fuktighet i brenselet. En løsning med forovn og ettersjaltet kjel kan derfor ta brensel med fuktighet helt opp til 65 %. På grunn av den høye forbrenningstemperaturen ved forbrenning av svært tørt brensel vil ikke en forovn kunne brenne like tørt brensel som en ovn med integrert kjel. En integrert kjel vil derfor typisk kunne håndtere brensel med 10 – 60 % F og en forovn typisk 30 – 65 % F (Hohle, Soma et al. 2001).



Figur 6.6 Ristovn med ettersjaltet kjel (Järnforsen 2009)

### Undermaterstoker

Undermaterstokere er en rimeligere teknologi sammenlignet med ristovner, men stiller imidlertid større krav til at brenselet er homogent. Brenselet transporteres inn nedenfra ved hjelp av en stokerskrue og inn på en rist eller en brennskål. Gjennom luftspalter i denne tilføres primærluften. Sekundærluft tilføres normalt i inngangen til sekundærkammeret. Undermaterstokere er egnet for biomasse med lavt innhold av aske og med liten partikkelstørrelse, opp til 50 mm (Koppejan and Van Loo 2008). Brensel med høyere askeinnhold krever et mer effektivt system for håndtering av asken. En fordel med undermaterstokeren er at den er lett å regulere i ytelse og har gode dellastegenskaper. Endringer i ytelse kan oppnås raskere enn i ristovner på grunn av at brenseltilførselen er lett å regulere og at massen av brensel i ovnen er liten sammenlignet med en ristovn (Koppejan and Van Loo 2008).

### 6.3.2.2 Fluidized bed / virvelsjiktforbrenning

Fluidized bed forbrenning eller virvelsjiktforbrenning er forbrenning i et sjikt av inert og kornet bedmateriale som tilføres luft nedenfra. De vanligste bedmaterialer er sand, dolomitt og silika. Så lenge luftmengden som tilføres bedden ikke er for stor vil bedmaterialet ligge i ro. Etter hvert som luftmengden økes vil det nås et punkt der luftmengden er stor nok til at partikler fra bedden rives med luftstrømmen. Når luftmengden økes ytterligere vil partiklene i bedden bli fluidisert (begynne å sveve) og det dannes et sjikt som oppfører seg som et fluid. I dette sjiktet er det meget god kontakt mellom luft og partikler. Ved å tilføre brensel i dette sjiktet og tenne på, oppnås en svært kontrollerbar forbrenning med god blanding mellom luft og brensel med påfølgende stabil temperatur. På grunn av den gode blandingen mellom luft og brensel kan det opereres med lave luftoverskuddstall. Det skilles mellom to hovedtyper fluidized bed:

- Sirkulerende fluidized bed (CFB)
- Boblende bed (BFB)

I en sirkulerende bed er luftgjennomstrømningen så stor at en del av partiklene blir revet med ut av selve bedden. Disse partiklene må da skilles ut og føres tilbake til bedden. Denne typen kalles derfor sirkulerende fluidized bed (CFB). I en boblende bed er ikke luftgjennomstrømningen like stor, slik at partiklene som blir revet med faller ned i bedden igjen. Dette er da en boblende bed (BFB). Det som kjennetegner virvelsjiktforbrenning er (Hohle, Soma et al. 2001):

- Stor fleksibilitet i brenselvalg
- Brenselet må males ned til relativt liten stykkstørrelse
- Lave utslipp av  $\text{NO}_x$  siden en kan operere med lavt luftoverskudd og samtidig lav forbrenningstemperatur.
- Problemer med å brenne brensel med lavt askesmeltepunkt på grunn av faren for sintring i bedden.

Fluidized bed anlegg har typisk høye investeringskostnader og høye driftskostnader og er aktuelle kun i større anlegg med effektbehov større enn 20 MW for BFB anlegg og 30 MW for CFB anlegg (Koppejan and Van Loo 2008).

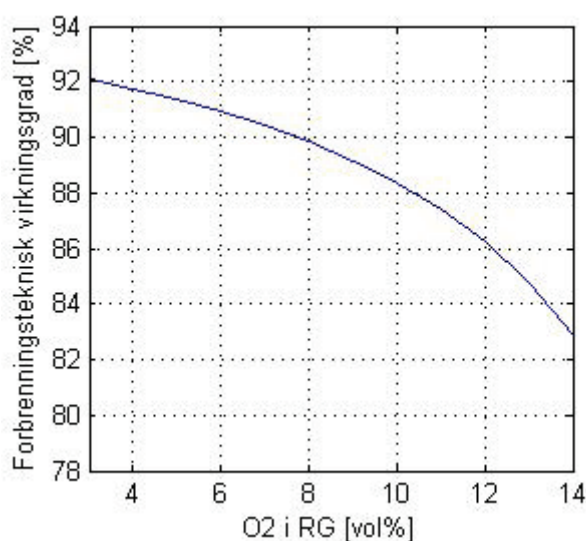
### 6.3.2.3 Pulverized fuel combustion / Pulverfyring

Pulverfyring er egnet for brensel som er tilgjengelig som små, tørre partikler slik som sagflis. Forbrenningen skjer ved at en blanding av brensel og primærluft blåses tangentielt inn i en sylinderformet ovn slik at en virvelstrøm oppnås. Utbrenning av gassene skjer ved tilførsel av sekundærluft. For å varme opp ovnen trengs en hjelpebrenner for å få temperaturen opp til forbrenningstemperatur. Denne kobles ut når ønsket forbrenningstemperatur er oppnådd og innblåsningen av brenselet starter. Maksimal partikkelstørrelse på brenselet er 10 – 20 mm og med et fuktighetsinnhold under 20 % (våt basis) (Koppejan and Van Loo 2008). I en slik ovn skjer gassifisering og utbrenning av brenselet samtidig på grunn av at partikkelstørrelsen er så liten. På grunn av dette er rask endring av ytelsen og god ytelsesregulering mulig å oppnå med slike kjeler. Siden det oppnås god blanding av luft og brensel er kun et lavt luftoverskuddstall nødvendig, som medfører høy forbrenningsteknisk virkningsgrad for slike anlegg. Denne teknologien er tilgjengelig for ytelsesområdet 2 – 8 MW (Koppejan and Van Loo 2008).

## 6.4 Muligheter for bedre virkningsgrad

### 6.4.1 Reduksjon av O<sub>2</sub> innholdet i røykgassen

Det er to muligheter for å redusere O<sub>2</sub> innholdet i røykgassen samtidig som en fullstendig forbrenning opprettholdes (Koppejan and Van Loo 2008). En mulighet er en oksygen sensor koblet med en CO sensor i røykgassen på utløpet av kjelen, som regulerer tilførselen av sekundærluft (CO – λ regulering). Den andre muligheten er forbedring av blandingen av røykgass og luft i selve forbrenningskammeret, som nevnt tidligere. En effekt av en reduksjon av O<sub>2</sub> innholdet i røykgassen er at duggpunktstemperaturen til røykgassen økes, slik at andelen latent varme som kan gjenvinnes av det kondenserende vannet i en røykgasskondensator øker. Dette medfører et økt utbytte ved bruk av røykgasskondensering. Figur 6.7 viser hvordan forbrenningsteknisk virkningsgrad avtar med økende O<sub>2</sub> innhold i røykgassen.



Figur 6.7 O<sub>2</sub> innholdet i røykgassen sin påvirkning på forbrenningsteknisk virkningsgrad.

Antagelser: Fuktighetsinnhold i brensel på 50 wt%(d.b.), brensel er flis, effektiv brennverdi 18664 kJ/kg(d.b.), røykgasstemperatur på utløp kjel på 165 °C, O<sub>2</sub> konsentrasjon relatert til tørr røykgass.

Ved å redusere O<sub>2</sub> innholdet i røykgassen vil også røykgassmengden avta slik at trykktap avtar og størrelser på kjeler og røykgassutstyr kan reduseres. Imidlertid vil en reduksjon av O<sub>2</sub> innholdet i røykgassen også medføre at forbrenningstemperaturen blir høyere, noe som dermed stiller krav til reguleringssystemet for temperaturen i ovnen.

### 6.4.2 Røykgasskondensering

Betydelige energimengder kan gjenvinnes fra røykgassen ved å installere røykgasskondenseringsanlegg (opp til 20 % av energiinnholdet i brenselet relatert til nedre brennverdi (Koppejan and Van Loo 2008)). I et røykgasskondenseringsanlegg vil røykgassen kjøles ned til et temperaturnivå lavere enn duggpunktstemperaturen til røykgassen, slik at fuktigheten går over til væskefase. Dermed kan den latente varmen som frigjøres ved faseovergang utnyttes. Mengden energi som kan gjenvinnes fra røykgassen vil avhenge av fuktighetsinnholdet i brenselet, mengden O<sub>2</sub> i røykgassen og temperaturen på returvannet i varmeanlegget. Desto lavere returtemperatur, desto større andel latent varme kan gjenvinnes ved å kjøle ned røykgassen lavere enn duggpunktet. Potensialet for gjenvinning av energi fra røykgassen vil dermed avhenge av utstyr og utforming av varmeanleggene hos kundene, siden dette vil bestemme returtemperaturen.

## 6.5 Oppsummering

Det finnes en rekke ulike teknologier tilgjengelig for forbrenning av biobrensel. De ulike teknologiene har alle sine fordeler og ulemper og har ulikt bruksområde. Følgende tabell gir en oppsummering av hvilke teknologier som kan være aktuelle for ulike effektstørrelser:

| Varmebehov     | Aktuelt biobrenselanlegg   |
|----------------|--|
| 50 - 200 kW    | 1. Undermaterstoker for flis eller pellets<br>2. Pelletsbrenner for innmontering i kjel  |
| 200 – 500 kW   | 1. Undermaterstoker for flis, pellets eller briketter<br>2. Pelletsbrenner for innmontering i kjel<br>3. Ovn med fast rist for flis, pellets eller briketter                   |
| 500 – 1000 kW  | 1. Undermaterstoker for flis, pellets eller briketter<br>2. Ovn med fast rist for flis, pellets eller briketter<br>3. Ovn med bevegelig rist for flis, pellets eller briketter |
| 1000 – 2000 kW | 1. Ovn med bevegelig rist for flis, bark eller briketter<br>2. Undermaterstoker for flis, bark eller briketter   |
| > 5000 kW      | 1. Ovn med bevegelig rist for flis eller bark<br>2. Fluidized bed  |

Tabell 6.3 Aktuelle teknologier for ulike varmebehov. Gjengitt fra (Hohle, Soma et al. 2001).



## 7 Varmepumper

Varmepumper er kompliserte enheter i modelleringssammenheng fordi varmpumpeprosessens effektivitet og kondensatorytelsen vil variere som en funksjon av fordampnings- og kondenseringstemperaturen. I tillegg vil ytelsen ha en avhengighet av den nominelle kapasiteten til varmpumpen. I dette kapitlet omhandles en del av disse sentrale forhold for varmpumper, og oppbygningen av beregningsmodellen for varmpumper presenteres. I denne oppgaven omhandles kun fordampningsprosessen.

### 7.1 Varmepumper – viktige forhold

#### 7.1.1 Varmepumpeprosessens

Grunnprinsippet med en varmpumpe er at den kan transportere varme fra et lavere til et høyere temperaturnivå. For å få dette til benyttes et arbeidsmedium som er valgt slik at det fordampes og kondenserer ved ulike temperaturer avhengig av trykket. Dette arbeidsmediet sirkulerer i en lukket krets og gjennomløper en rekke tilstandsforandringer. I fordampningsprosessen inngår fire hovedkomponenter som er:

- Fordamper
- Kompressor
- Kondensator
- Strupeventil / ekspansjonsventil

Kompressoren suger gass fra fordamperen som er fylt med arbeidsmedium slik at trykket reduseres. Dette medfører at temperaturen som arbeidsmediet fordampes ved synker. Kompressoren fortsetter å senke trykket inntil fordampningstemperaturen blir lavere enn omgivelsestemperaturen. Dermed vil varme strømme fra omgivelsene slik at arbeidsmediet begynner å koke. Varmen som overføres fra omgivelsene vil dermed lagres som fordampningsvarme. Denne gassen komprimeres så av kompressoren slik at trykk og følgelig temperatur stiger. På utløpet av kondensatoren er det en væskelås som stenger utløpet. Dette gjør at trykket bygger seg opp i kondensatoren til kondenseringstemperaturen blir høyere enn temperaturen på det varmeopptagende medium. En varmemengde tilsvarende varmemengden tatt opp i fordamperen og eksergien tilført kompressoren vil dermed strømme til det varmeopptagende medium. Gassen vil dermed kjøles ned og kondenserer dermed. Kondensatet føres via en strupeventil tilbake til fordamperen. Strupeventilen senker trykket fra kondensatortrykk til fordampetrykk.

#### 7.1.2 Effektfaktorer, Carnot – virkningsgrad og årsvarmefaktor

Som mål på hvor god/effektiv en varmpumpe er (momentanverdi) er det vanlig å bruke effektfaktoren,  $\varepsilon$ . Carnot effektfaktoren,  $\varepsilon_c$ , gir den høyest teoretisk oppnåelige effektfaktoren for en ideell varmpumpe som arbeider mellom to temperaturnivå, og definert som:

$$\varepsilon_c = \frac{T_k}{T_k - T_0} \quad (7.1)$$

Hvor:

$\varepsilon_c$  = Carnot – effektfaktor [-]

$T_k$  = temperaturnivå for varmeavgivelse [K]

$T_0$  = omgivelsestemperatur [K]

Den virkelige effektfaktoren for en varmepumpe vil være betydelige lavere enn den teoretiske effektfaktoren. Dette skyldes at en virkelig varmepumpeprosess vil ha overhetningstap, strupningstap og ulike termodynamiske tap i motor og kompressor. En vanlig betraktningssmåte er å beskrive den virkelige effektfaktoren i forhold til Carnot – effektfaktoren ved hjelp av en virkningsgrad, Carnot – virkningsgraden,  $\eta_c$ . Denne blir da et mål på hvor godt varmepumpemaskineriet er.

$$\varepsilon = \varepsilon_c \cdot \eta_c = \frac{Q_k}{P_{el}} \quad (7.2)$$

Hvor:

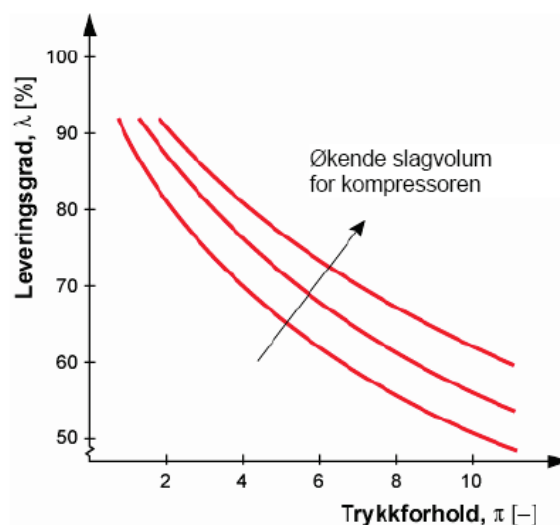
$\varepsilon$  = virkelig effektfaktor (eng.: COP) [-]

$\eta_c$  = Carnot – virkningsgrad [-]

$Q_k$  = avgitt varmeeffekt fra pumpen [kW]

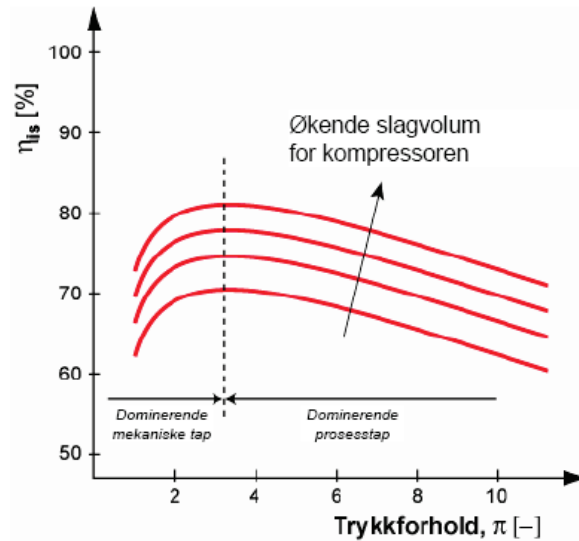
$P_{el}$  = tilført elektrisk effekt for å drive varmepumpen [kW]

De termodynamiske tapene i kompressor og motor er størrelsesavhengig og avtar med økende anleggsstørrelse. Carnot – virkningsgraden vil dermed avta med anleggsstørrelsen og vil typisk ligge mellom 0,3 – 0,6 (Stene 2001). Tapene i kompressoren vil bestå av volumetriske tap og energimessige tap. Som mål på volumetrisk tap, og dermed kompressorens evne til å utnytte det disponible volumet, brukes leveringsgraden,  $\lambda$  (volumetrisk virkningsgrad). Leveringsgraden avtar med økende trykkforhold i kompressoren, og avtar også raskt med minkende kompressorstørrelse, som vist i figur 7.1.



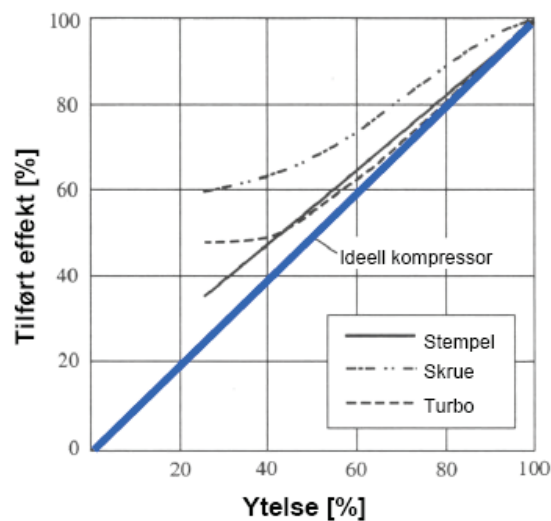
Figur 7.1 Prinsipielle kurver for leveringsgradens variasjon med trykkforholdet og for ulikt slagvolum for en stempelkompressor (Stene 2008)

Årsakene til de volumetriske tapene i kompressoren vil også medføre større eller mindre energimessige tap. I tillegg oppstår energimessige tap på grunn av ulike friksjonskrefter i kompressoren. Forholdet mellom isentropisk effekt (ideell tapsfri prosess uten varmeutveksling med omgivelsene) og virkelig tilført effekt til kompressorakslingen kalles kompressorens (isentropiske) totalvirkningsgrad,  $\eta_{is}$  (Stene 2001). Totalvirkningsgraden varierer betydelig med trykkforholdet, og viser også en sterkt fallende tendens med kompressorstørrelsen.



Figur 7.2 Prinsipielle kurver for variasjonen av den isentropiske virkningsgraden med trykkforholdet og med ulikt slagvolum for en stempelkompressor (Stene 2008).

Ved dellast vil virkningsgraden avta for alle typer kompressorer. Dellast vil oppstå når varmeytelsen fra kondensatoren ved full ytelse er større enn varmebehovet. Prinsipielle kurver for dellastkarakteristikkene for ulike kompressortyper er vist i figur 7.3.



Figur 7.3 Dellastkarakteristikker for ulike kompressortyper (Stene 2008)

For hermetiske og semi – hermetiske kompressorer inkluderer den isentropiske virkningsgraden tapene både i elektromotor og kompressor. For åpne kompressorer vil en imidlertid operere med en egen motorvirkningsgrad. Denne vil avta med motorens nominelle effekt. Ved dellast vil motorvirkningsgraden avta raskt etter hvert som ytelsen reguleres ned. Spesielt vil motorvirkningsgraden falle raskt ved nedregulering av mindre motorer.

Årsvarmefaktoren (eng: Seasonal Performance Factor, SPF) er gitt av forholdet mellom total varmeleveranse fra varmepumpen i fyringssesongen, og tilført elektrisk energi til å drive varmepumpen og defineres som følger (Stene 2001):

$$\phi = SPF = \frac{Q_k}{W_{el}} \quad (7.3)$$

Hvor:

$Q_k$  = total varmeleveranse for varmepumpen i fyringssesongen [kWh]

$W_{el}$  = total tilført elektrisk energi til å drive varmepumpen [kWh]

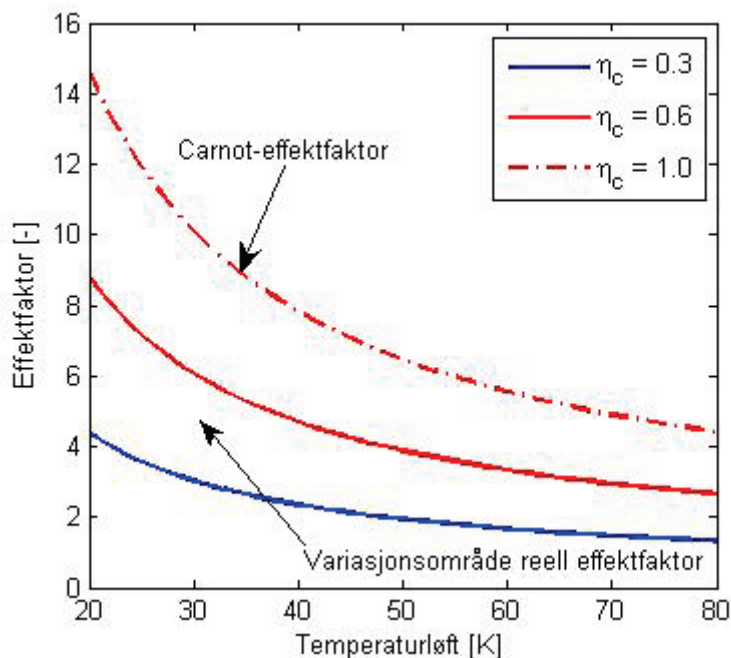
Årsvarmefaktoren er først og fremst avhengig av temperaturløftet som varmepumpen jobber mot, men vil også avhenge av anleggets tekniske standard, dimensjonering og regulering som beskrevet ovenfor. Tabell 7.1 viser eksempel på hvordan årsvarmefaktoren typisk kan variere ved bruk av ulike varmedistribusjonssystemer med forskjellige temperaturkrav. Varmekildens temperatur er 6 °C.

| Varmedistribusjonssystem:<br>tur -/returtemp. ved dimensjonerende forhold | Varmepumpeanleggets årsvarmefaktor, $\phi$ |
|---|--|
| Gulvvarmesystem (40°C / 30°C)   | 4 – 5                                      |
| Lavtemperatur radiatorer (55°C / 45°C)                                    | 3 – 3,5                                    |
| Høytemperatur radiatorer (80°C / 60°C)                                    | 2 – 2,5                                    |

Tabell 7.1 Eksempel hvordan årsvarmefaktoren typisk kan variere ved bruk av ulike varmedistribusjonssystemer med forskjellige temperaturkrav. Varmekildetemperatur på 6 °C. (Stene 2001).

### 7.1.3 Betydningen av temperaturløft

Effektoren for en varmepumpe vil avta raskt med økende temperaturløft, det vil si ved økende temperaturforskjell mellom temperaturen på varmeopptakssiden (varmekilde) og varmeavgivelsessiden (varmedistribusjonssystem).



Figur 7.4 Typisk variasjonsområde for reell effektfaktor vist som funksjon av temperaturløftet i en varmepumpeprosess med elektrisitet som drivenergi (antatt  $T_0 = 273$  K). Carnot – effektoren er inntegnet for sammenligning.

Varmekildens temperaturnivå vil være gitt ut i fra type varmekilde og lokale forhold. Hvis det er flere mulige valg for varmekilde vil det være termodynamisk mest gunstig å velge den med høyest middeltemperatur i fyringssesongen. For å få et lavest mulig temperaturløft for varmepumpen og dermed best mulige driftsbetingelser, bør i tillegg varmen leveres ved lavest mulig temperatur på høytemperatursiden (kondenseringstemperatur). I nye bygg vil det derfor være fordelaktig å benytte lavtemperatur distribusjonssystemer. Temperaturnivået bestemmes da ut i fra en teknisk/økonomisk optimalisering.

#### 7.1.4 Dimensjonering og ekvivalent driftstid

En varmepumpe vil typisk ha en høy investeringskostnad sammenlignet med et kjelanlegg. Investeringskostnadene for et kjelanlegg vil typisk ligge på 15 – 20 % av investeringene til et varmepumpeanlegg (Stene 2001). For at investeringen skal utnyttes best mulig er det derfor viktig at varmepumpen går lite på dellast og således får lengst mulig ekvivalent driftstid for maksimal effekt. Ekvivalent driftstid for maksimal effekt defineres som:

$$\tau = \frac{Q_{VP}}{P_{VP,dim}} \quad (7.4)$$

Hvor:

$\tau$  = ekvivalent driftstid for maksimal effekt [h/år]

$Q_{VP}$  = varmepumpens årlige varmeproduksjon [kWh/år]

$P_{VP,dim}$  = varmepumpens dimensjonerende effekt [kW]

Typisk for bygningsoppvarming er at effektbehovet varierer betydelig gjennom året som en følge av variasjonene i utelufttemperaturen. Effekt – varighetskurven ved bygningsoppvarming får derfor en særegen form, der det er relativt få timer i året der det er behov for dimensjonerende effekt. For at varmepumpen skal få en gunstigst mulig ekvivalent driftstid, bør derfor varmepumpen dimensjoneres for 40 – 70 % av dimensjonerende effektbehov (Stene 2001). Resterende effektbehov dekkes av en enhet med lavere spesifikk investeringskostnad, normalt en kjel. På grunn av effekt – varighetskurvens form vil varmepumpen likevel dekke 80 – 95 % av årlig varmebehov. For varmepumper til bygningsoppvarming vil ekvivalent driftstid ligge normalt ligge i området 3000 – 5000 timer (Stene 2001). Denne løsningen vil totalt sett gi lavere investeringskostnader enn om varmepumpen dimensjoneres for hele effektbehovet. I tillegg oppnås mindre dellastdrift for varmepumpen og det oppnås en høyere årsvarmefaktor for varmepumpen på grunn av bedre virkningsgrader for kompressor og motor og i gjennomsnitt lavere kondenseringstemperatur.

#### 7.1.5 Varmekilder og temperaturnivå

For varmepumper for større bygninger er det først og fremst sjøvann, innsjøvann, fjell/grunnvann og uteluft som er aktuelle varmekilder.

Sjøvann er en utmerket varmekilde som langs kysten av Norge holder et relativt høyt temperaturnivå og har god tilgjengelighet for en stor del av bebyggelsen. Vann har fire ganger så høy varmekapasitet som luft og vesentlig bedre varmeoverføringsegenskaper. Sjøvannets temperatur varierer med geografisk beliggenhet, årstid og dybde. Ved økende dybde utjevnes årssvingningen og minimumstemperaturen går opp.

Uteluft er en mye benyttet varmekilde for varmepumper og har fordelen at den er lett tilgjengelig. Ulempen med å bruke uteluft som varmekilde er imidlertid at temperaturen er i motfase med

oppvarmingsbehovet, dvs. oppvarmingsbehovet er størst når utelufttemperaturen er lavest. Som beskrevet tidligere vil varmpumpens ytelse(kapasitet) og effektfaktor avta med økende temperaturforskjell mellom varmekilde og varmedistribusjonssystem. Typisk vil varmpumpens kapasitet avta ca. 4 % per °C senkning i varmekildens temperatur. En følge av dette er at varmpumper med uteluft som varmekilde vil egne seg best for områder med ikke for lav, og mest mulig jevn temperatur over året (Stene 2001). Luft har i tillegg dårlige varmeoverføringsegenskaper og det vil derfor kreves stor temperaturdifferanse mellom luften og arbeidsmediet for ikke å få for store varmeoverføringsflater. Det vil også kreves store sirkulerte luftmengder siden luft har lav spesifikk varmekapasitet og lav tetthet. Ved temperaturer under 0 °C må fordampersflaten også avrimes med jevne mellomrom, noe som vil bidra til å øke energiforbruket.

Grunnvann er temperaturmessig en meget god kilde for varmpumper. I Norge vil grunnvannstemperaturen være i størrelsesorden 2 – 10 °C avhengig av beliggenhet i landet og av magasinets dybde(Stene 2001). Mulig varmeuttak fra grunnvannet vil kunne ha betydelige lokale variasjoner.

Innsjøvann er også en aktuell varmekilde for varmpumper. Innsjøvann har imidlertid den ulempen at temperaturen vinterstid kan bli lav i tillegg til at frysepunktet er noe høyere enn for sjøvann. Mulig varmeuttak før frysing vinterstid kan derfor bli ganske beskjedent. Vår, sommer og høst vil imidlertid ferskvannet ha høy nok temperatur.

## 7.2 Varmepumpemodellen

Som vist i de foregående avsnitt er det en rekke forhold som vil påvirke varmpumpens ytelse. Varmepumper er dermed kompliserte enheter i modelleringssammenheng. En varmpumpe kan dermed ikke representeres ved en kostnadsfunksjon.

I følge Nielsen (Nielsen 1996) kan de stasjonære modeller for varmpumper deles inn i tre grupper med tanke på kompleksitet og formål med modellen:

- 1) Varmpumpe med en kondensatorytelse og en fast effektfaktor.  
Formål: Overordnet økonomisk analyse
- 2) En ytelses- og virkningsgrads representasjon basert på tabulerte ytelsesdata og/eller algebraiske sammenhenger.  
Formål: Økonomisk analyse og/eller optimalisering av varmesentraler
- 3) Detaljert matematisk og /eller tabulert representasjon av alle relevante komponenter inkludert termodynamiske data for et bibliotek av arbeidsmedium.  
Formål: Analyse og konfigurering av enkeltkomponenter. Økonomisk analyse av drift av varmpumpen.

Med tanke på formålet for denne modellen vil gruppe 3 ikke være en hensiktsmessig framgangsmåte. Denne framgangsmåten vil kreve et stort antall variable og inndata og vil dermed ha høy kompleksitet og lang simuleringstid noe som ikke vil være hensiktsmessig i denne sammenheng.

Framgangsmåten i gruppe 2 er brukt i flere simuleringmodeller, slik som VpPlan (Stene 1992), O – flex modellen (Nielsen 1996) og ESIM (Nilsen 1994). Denne framgangsmåten vil kreve følgende data (Nielsen 1996):

- Tabulerte ytelsesdata for ulike varmepumpeaggregat ved ulike fordampnings- og kondenseringstemperaturer
- Dellastkarakteristikker for ulike kompressortyper
- Maksimal kondensatorytelse og logaritmisk midlere temperaturdifferanse (LMTD) for kondensatoren ved en gitt referansetilstand
- Utetemperaturen ved aktuelt tidssteg
- Fremløps- og returtemperaturen i varmedistribusjonssystemet som en funksjon av utetemperaturen (anleggets fyringskurve).
- Varmekildens temperatur

Framgangsmåten for å finne varmepumpens ytelse baserer seg på en rekke iterasjoner og interpolasjoner mellom disse data.

Denne framgangsmåten vil være den best egnede for denne modellen. Å bruke denne framgangsmåten vil imidlertid være svært tidkrevende å programmere og å innlemme i modellen. Siden det er begrenset med tid til disposisjon må dermed denne framgangsmåten velges bort. I tillegg vil denne framgangsmåten kreve en rekke detaljerte inngangsdata til modellen som vil gi en mindre rasjonell beregningsmodell.

Den framgangsmåten som er valgt i denne modellen er å representere varmepumpens ytelseskarakteristikk gjennom årsvarmefaktoren,  $\phi$ , og med en fast kondensatorytelse. Fordelen med denne framgangsmåten er at den krever lite inndata til modellen, noe som gir en rasjonell beregningsmodell. Ulempen er at noe av nøyaktigheten og mulighetene til en mer detaljert modell går tapt.

For at denne modellen skal gi en god beskrivelse av varmepumpen, er det viktig at riktige årsvarmefaktorer for den aktuelle systemløsningen benyttes. Som beskrevet tidligere vil årsvarmefaktoren for en varmepumpe i stor grad avhenge av temperaturløftet som varmepumpen jobber mot. En nødvendighet er derfor å bruke årsvirkningsgrader som gjenspeiler den valgte systemløsning for varmepumpeanlegget. Temperaturløftet som varmepumpen jobber mot vil være bestemt av varmekildens temperatur og temperaturen i varmedistribusjonssystemet. Både varmekildens temperatur og temperaturer i varmedistribusjonssystemet vil avhenge av hvilken systemløsning som velges. For eksempel vil bruk av uteluft som varmekilde for en varmepumpe gi andre årsvirkningsgrader enn for en varmepumpe som benytter sjøvann som varmekilde. Årsvirkningsgraden vil også variere avhengig av hvilket temperaturnivå varmesystemet i bygningen er dimensjonert for.

Siden denne framgangsmåten ikke vil beregne virkningsgradsforholdene for varmepumpen ved ulike ytelser gjennom året, slik som med kjelenheter, medfører dette at modellen ikke blir egnet til å finne den optimale effektdekningen for varmepumpen. For kjelenheter er dette mulig, siden ulik dekning av maksimalt effektbehov vil gi utslag i virkningsgradsforholdene i kjelene og dermed gi en forskjellig årsvirkningsgrad. Dette medfører at modellen ikke vil være egnet til optimalisering av effektdekning mellom de ulike enheter når en av enhetene er en varmepumpe. Ved varmepumpe som en av de varmeprodukerende enhetene er dermed modellen kun ment å brukes til overordnet økonomisk analyse og for å beregne aktuelle indikatorer for energiytelse. For tilfeller der varmepumpe er en av de varmeprodukerende enheter, vil imidlertid modellen være godt egnet til å gi et anslag på

varmekostnaden for anlegget, for eksempel ved beregning av alternativpris ved tilknytning til fjernvarme.

Det er valgt å begrense mulige varmepumpeenheter i modellen til én, og det er dermed mulig å simulere en varmepumpeenhet med en eller to kjeler for spisslast/reservedekning. Modellen tillater ikke kun én varmepumpeenhet i varmesentralen uten spisslastdekning, siden en varmepumpe aldri vil dimensjoneres for 100 % effektdekning ved bygningsoppvarming.

Nødvendige inndata for varmepumpen blir dermed:

- Årsvirkningsgrad for aktuell varmepumpeløsning
- Varmepumpens dekning av maksimalt effektbehov

De årlige energikostnader for å drive en varmepumpeenhet beregnes på følgende måte i modellen:

$$E = \frac{\text{netto levert varme for varmepumpeenhet [kWh]}}{\phi} \cdot e_{el} \quad (7.5)$$

Hvor:

$E$  = energikostnader for varmepumpeenhet [kr]

$\phi$  = årsvarmefaktor for varmepumpeenhet [-]

$e_{el}$  = pris på elektrisitet [kr/kWh]



## 8 Primærenergikonseptet

Primærenergikonseptet er en ny metode for å gi informasjon om primærenergieffektivitet og de miljømessige innvirkninger ved bruk av ulike energikilder, ulike teknologier for konvertering av energi og ulike systemer for transport av energi. Selve metoden bruker primærenergifaktorer (PEF) for å beregne det faktiske energiforbruket eller det estimerte energiforbruket i en bygning. Denne metoden gjør det mulig, på en enkel måte, å sammenligne forskjellige og ofte komplekse energikjeder bestående av forskjellige energibærere ved å bruke PEF per enhet levert energi for de forskjellige energikjeder (Berner 2008).

### 8.1 Bakgrunn og formål

Siden 1970-årene har det vært et stadig økende fokus på energibruk, utslipp av klimagasser og klimaendringer. Mange av de aktiviteter som foregår i på dette området i dag kan tilbakeskrives til rapporten fra "UN World Commission on Environment and Development" i 1987 med navn "Our Common Future". Denne kommisjonen ble også kalt "Brundtland – kommisjonen" etter Gro Harlem Brundtland som var kommisjonens leder. Med Kyoto-protokollen fra 1998, økte fokuset ytterligere på sammenhengen mellom utslipp av drivhusgasser og klimaendringer. I samme tidsrom ble det økende fokus i EU på den økende energibruken innenfor bygningssektoren, da spesielt med tanke på den økende bruken av ikke-fornybare energikilder (Berner 2008). For å redusere EU sin avhengighet av ikke-fornybare energikilder og importert energi har det derfor blitt vedtatt flere direktiv på dette området. Spesielt interessant i denne kontekst er:

- Directive 2002/91/EC of the European Parliament and of the Council of 16 December 2002 on the energy performance of buildings.

Som en følge av gjennomførelsen av dette direktivet er det utarbeidet en rekke standarder med standardiserte beregningsmetoder som er innført i hele EU.

Tidligere har netto energibesparelse i bygningen, målt i kWh, og ikke miljømessige belastninger vært avgjørende for valg av ulike energiløsninger. De nye europeiske standarder legger imidlertid fram en ny framgangsmåte som gjør det mulig å ta hensyn til de miljømessige konsekvenser. Med bruk av disse standardene kan primærenergiforbruket for hele energikjeden beregnes, med alle tap i kjeden innebefattet. Dette gjøres sammen med en avansert beregning av energibehovet for bygningen. Metoden for beregning av primærenergifaktorene har likheter med livssyklusanalyser (eng. LCA), der all energi for utvinning, prosessering, lagring, transport, generering, omdanning, overføring, distribusjon og alle andre nødvendige trinn for å levere energien til bygningen der den leverte energien skal brukes, inkluderes i beregningen.

Denne nye framgangsmåten gjør det mulig å sammenligne den reelle bruken av energi og den miljømessige påvirkningen av ulike energikjeder, siden denne metoden inkluderer alle steg i energikjeden fra utvinning til energien leveres til bygningen. For å sammenligne ulike energikjeder er det utviklet to vektete energiindikatorer, primærenergifaktoren (PEF) og CO<sub>2</sub> – utslipp.

### 8.2 Termer og definisjoner

Følgende definisjoner er sentrale i primærenergikonseptet, og er hentet fra NS 3031:2007 (Standard 2007).

### **Energiytelse**

Mål på hvor effektivt energien produseres, distribueres, lagres, omformes og brukes, som også kan omfatte miljøbelastninger og kostnader.

### **Levert energi**

Summen av energi, uttrykt per energivare, levert over bygningens systemgrenser for å dekke bygningens samlede energibehov inkludert systemtap som ikke gjenvinnes.

### **Primærenergi**

Energi i sin opprinnelige form som ikke er blitt omdannet eller gått over i andre energiformer.

### **Primærenergifaktor**

Primærenergi dividert med levert energi, der primærenergien er gitt av den energimengden som er nødvendig for å fremskaffe én mengdeenhet levert energi og tar hensyn til energibehovet til utvinning, prosessering, lagring, transport, generering, omdanning, overføring, distribusjon og alle andre nødvendige trinn for å levere energien til bygningen der den leverte energien skal brukes.

### **Energivare**

Handelsvare hovedsakelig benyttet for å produsere mekanisk arbeid eller varme, eller for å drive kjemiske eller fysiske prosesser.

### **CO<sub>2</sub>- faktor**

Mengde karbondioksid som blir sluppet ut i atmosfæren per enhet levert energi.

## **8.3 Direktiv om energiytelsen for bygninger**

Dette avsnittet omhandler "Directive 2002/91/EC of the European Parliament and of the Council of 16 December 2002 on the energy performance of buildings".

### **8.3.1 Direktivets formål**

Direktivets formål er sakset fra UD sin oversettelse av direktivet (UD 2002).

*"Formålet med dette direktiv er å fremme en forbedring av energiytelsen i bygninger i Fellesskapet, idet det tas hensyn til uteklime og lokale forhold samt krav til inneklime og kostnadseffektivitet."*

For å oppnå dette fastsetter direktivet en rekke krav. Disse kravene er sakset fra UD sin oversettelse av direktivet (UD 2002):

*"I dette direktiv fastsettes krav med hensyn til:*

- a) den generelle rammen for en metode for beregning av den integrerte energiytelsen i bygninger,*
- b) anvendelsen av minstekrav til energiytelsen i nye bygninger,*
- c) anvendelsen av minstekrav til energiytelsen i eksisterende store bygninger som skal gjennomgå en større rehabilitering,*
- d) energisertifisering av bygninger, og*

e) *regelmessig kontroll av kjeler og klimaanlegg i bygninger samt en vurdering av varmeanlegg med mer enn 15 år gamle kjeler.*”

### 8.3.2 Sentrale, mandaterte standarder

For å støtte direktivet ble det gitt mandat til CEN for å utvikle et sett av standarder. Følgende oppsummering viser de mest sentrale standarder i forhold til Direktiv om energiytelsen for bygninger:

- NS 3031:2007 Beregning av bygningers energiytelse – Metode og data
- NS – EN 13790 Bygningers termiske egenskaper – Beregning av bygningers energibehov til romoppvarming
- NS – EN 15603 Bygningers energiytelse – Bestemmelse av total energibruk og energiytelse
- NS – EN 15217 Bygningers energiytelse – Metoder for å uttrykke energiytelse og for energisertifisering av bygninger
- NS – EN 15316 Varmesystemer i bygninger – Metode for beregning av systemets energikrav og systemvirkningsgrader (Består av 13 separate dokument)
- NS – EN 12831 Varmesystemer i bygninger – Metode for beregning av dimensjonerende effektbehov

NS 3031:2007 er en Norsk standard som kompletterer de europeiske standardene for å beregne bygningens samlede energibehov, behovet for levert energi, primærenergibehov og det resulterende CO<sub>2</sub> – utslipp, og legger til grunn nasjonale valg og verdier for beregningene.

## 8.4 Energiindikatorer

De fleste bygninger tilføres energi gjennom flere ulike energibærere, som igjen kommer fra ulike energikjeder. Gjennom bruk av en stringent beregningsmetode vil det være mulig å sammenligne innflytelsen av de ulike energibærere direkte. NS – EN 15316 gir tre forslag til indikatorer som kan brukes.

- Primærenergi
- CO<sub>2</sub> – utslipp
- En nasjonalt definert parameter

Hvordan disse indikatorene beregnes omhandles i påfølgende avsnitt.

## 8.5 Beregning av behov for levert energi

Metode for beregning av levert energi over en bygnings systemgrense er fastsatt i NS 3031:2007(Standard 2007). Behovet for levert energi over bygningens systemgrenser dekker bygningens samlede energibehov inkludert systemtap som ikke gjenvinnes. Beregningen av behov for levert energi for de ulike energivarene baserer seg på beregninger av netto energibehov for bygningen og årsgjennomsnittlige systemvirkningsgrader for energisystemene. Beregningsmetoden for netto energibehov for bygningen er beskrevet i samme standard. Levert energi kan også fastsettes ved å måle forbruket av energivarer som leveres til bygningen, etter retningslinjer gitt i NS-EN 15603.

Energitilførselen til en bygning vil bestå av en eller flere energivarer. Behovet for levert energi for hver enkelt energivare beregnes derfor hver for seg. Det totale behovet for levert energi vil dermed

være summen av behovet for levert energi for hver enkelt energivare. Den prinsipielle beregningsmetoden for å beregne levert energi er som følger:

Behov for levert energi per energivare:

$$E_{del,i} = \frac{Q_H \cdot f_{H,i}}{\eta_i} \quad (8.1)$$

Hvor:

$E_{del,i}$  = behov for levert energi i form av energivare  $i$  [kWh]

$Q_H$  = årlig netto energibehov for romoppvarming, ventilasjonsvarme og tappevann [kWh]

$f_{H,i}$  = andel av netto energibehov som dekkes av varmesystem basert på energivare  $i$  [-]

$\eta_i$  = årsgjennomsnittlig systemvirkningsgrad / årsvarmefaktor for varmesystem basert på energivare  $i$  [-]

I de tilfeller der det benyttes flere varmesystemer basert på samme energivare, og disse varmesystemene har forskjellig årsvirkningsgrad / årsvarmefaktor, beregnes levert energi separat for disse varmesystemene.

Den årsgjennomsnittlige systemvirkningsgraden er sammensatt av årsgjennomsnittlig-produksjonsvirkningsgrad / effektfaktor, distribusjonsvirkningsgrad og reguleringsvirkningsgrad. Produktet av disse virkningsgradene gir den årsgjennomsnittlige systemvirkningsgraden. NS 3031:2007 gir veiledende verdier for disse virkningsgradene, og et utvalg av disse er gjengitt i tabell 8.1.

| Energiforsyningssystem   | Produksjons-<br>virkningsgrad /<br>Effektfaktor | Distribusjons-<br>virkningsgrad | Regulerings-<br>virkningsgrad | Systemvirkningsgrad /<br>systemeffektfaktor |
|--|---|---------------------------------|-------------------------------|---|
| Sentral bio – kjel med vannbåren varme, gulvvarme (biopellets, ved, flis)                          | 0,85  | 0,95                            | 0,90                          | 0,73  |
| Sentral bio – kjel med vannbåren varme, radiatorer (biopellets, ved, flis)                         | 0,85  | 0,95                            | 0,95                          | 0,77  |
| Varmepumpe som tar varme fra uteluft. Vannbåren varmeavgivelse, gulvvarme                          | 2,40  | 0,95                            | 0,90                          | 2,05  |
| Varmepumpe som tar varme fra uteluft. Vannbåren varmeavgivelse, radiatorer                         | 2,30  | 0,95                            | 0,95                          | 2,08  |
| Varmepumpe som tar varme fra spillvarme, jord/fjell eller vann Vannbåren varmeavgivelse, gulvvarme | 2,60  | 0,95                            | 0,90                          | 2,22  |
| Varmepumpe som tar varme fra spillvarme, jord/fjell eller vann                                     | 2,50  | 0,95                            | 0,95                          | 2,26  |

|   |      |      |      |      |
|---|------|------|------|------|
| Vannbåren varmeavgivelse, gulvvarme                       |      |      |      |      |
| Elektrokjel med vannbåren varmeavgivelse, gulvvarme       | 0,98 | 0,95 | 0,90 | 0,84 |
| Elektrokjel med vannbåren varmeavgivelse, radiatorer      | 0,98 | 0,95 | 0,95 | 0,88 |
| Olje- / parafinkjel, vannbåren varmeavgivelse, gulvvarme  | 0,85 | 0,95 | 0,90 | 0,73 |
| Olje- / parafinkjel, vannbåren varmeavgivelse, radiatorer | 0,85 | 0,95 | 0,95 | 0,77 |

Tabell 8.1 Veiledende årsvirkningsgrader / effektfaktorer for nyere oppvarmingssystemer

NS 3031:2007 gir også veiledende årsvirkningsgrader / effektfaktorer for oppvarmingssystemer eldre enn 1990. Disse gjengis ikke her.

## 8.6 Beregning av primærenergibehov og CO<sub>2</sub> – utslipp

Primærenergibehov og CO<sub>2</sub> – utslipp beregnes på basis av beregnet eller målt behov for levert energi per energivare. Det totale primærenergibehovet er summen av primærenergibehovet for hver enkelt vare.

Primærenergibehovet beregnes etter følgende formel (Standard 2007):

$$E_{prim} = \sum(E_{del,i} f_{prim,del,i}) \quad (8.2)$$

Hvor:

$E_{prim}$  = årlig primærenergibehov [kWh]

$E_{del,i}$  = årlig levert energi for energivare  $i$  [kWh]

$f_{prim,del,i}$  = primærenergifaktoren for energivare  $i$  [kWh/kWh]

I følge NS 3031:2007 skal primærenergifaktoren minst inkludere følgende ledd:

- Energi for å utvinne energibæreren
- Energi for å transportere energibæreren fra produksjonssted til brukssted
- Energi for å prosessere, lagre, generere, overføre og distribuere, og alle andre ledd som er nødvendige for å levere energien til bygningen der den leverte energien skal brukes.

Den totale primærenergifaktoren består av to deler. En fornybar del og en ikke – fornybar del. Den ikke – fornybare delen av faktoren representerer den delen av primærenergibehovet som er ikke – fornybar energi. Dermed kan den ikke – fornybare primærenergifaktoren bli mindre enn en for fornybare energikilder.

CO<sub>2</sub> – utslippet beregnes etter følgende formel (Standard 2007):

$$m_{CO_2} = \sum(E_{del,i} K_{del,i}) \quad (8.3)$$

Hvor:

$m_{CO_2}$  = årlig CO<sub>2</sub> – utslipp, i kilogram [kg]

$E_{del,i}$  = årlig levert energi for energivare  $i$  [kWh]

$K_{del,i}$  = CO<sub>2</sub> – faktoren for energivaren  $i$  [kg/MWh]

CO<sub>2</sub> – faktoren skal omfatte alle utslipp av CO<sub>2</sub> forbundet med bruken av primærenergi for en bygning. CO<sub>2</sub> faktoren kan også inneholde de ekvivalente utslipp av andre drivhusgasser som for eksempel metan. Om disse utslipp skal inkluderes skal bestemmes på nasjonalt nivå. Det er per i dag ikke utarbeidet nasjonale primærenergifaktorer eller CO<sub>2</sub> – faktorer. Veiledende verdier for disse faktorene finnes i NS – EN 15603:2008, tillegg E (Standard 2008). Ett utvalg av disse primærenergifaktorene er gjengitt i tabell 8.2.

|                                  | Primærenergifaktor |       | CO <sub>2</sub> – faktor<br>[kg / MWh] |
|----------------------------------|--------------------|-------|--|
|                                  | Ikke – fornybar    | Total |  |
| Fyringsolje                      | 1,35               | 1,35  | 330                                    |
| Gass                             | 1,36               | 1,36  | 277                                    |
| Treflis                          | 0,06               | 1,06  | 4                                      |
| Elektrisitet fra vannkraftverk   | 0,50               | 1,50  | 7                                      |
| Elektrisitet fra kjernekraftverk | 2,80               | 2,80  | 16                                     |
| Elektrisitet fra kullkraftverk   | 4,05               | 4,05  | 1340                                   |
| Elektrisitet miks UCPT           | 3,14               | 3,31  | 617                                    |

Tabell 8.2 Primærenergifaktorer og CO<sub>2</sub> – faktorer fra NS – EN 15603:2008(Standard 2008)

## 9 Simulering av varmeproduksjon

### 9.1 Fordeling av produksjon mellom et gitt antall enheter – marginal opplasting

For en gitt kombinasjon av varmeproduserende enheter må produksjonsfordelingen gjøres på en slik måte at den gir den laveste mulige produksjonskostnad. Dette gir da opphav til et optimaliseringsproblem der ønsket er å minimalisere brenselkostnadene. Optimaliseringsproblemet kan formuleres på følgende måte (Faanes 2002):

$$OK = \text{Minimum!} \left( \sum_{i=1}^n K_i(P_i) \right) \quad (9.1)$$

Med restriksjonene:

$$\sum_{i=1}^n P_i = P_L \quad (9.2)$$

$$P_{i,\min} \leq P_i \leq P_{i,\max} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (9.3)$$

Hvor:

$OK$  = Energikostnad ved optimal produksjonsfordeling mellom enhetene [kr/h]

$K_i(P_i)$  = Brenselkostnad for enhet nr.  $i$  ved å produsere  $P_i$  [kr/h]

$P_i$  = Produksjon fra enhet nr  $i$  [kW]

$P_L$  = Varmelast [kW]

$P_{i,\min}, P_{i,\max}$  = h.h.v. nedre og øvre produksjonsgrense for enhet nr.  $i$  [kW]

$n$  = antall varmeproduserende enheter [-]

For å finne minimum av ligning 9.1 samtidig som belastningsrestriksjonen, lign. 9.2, overholdes, defineres Lagrangefunksjonen:

$$L = \sum_{i=1}^n K_i(P_i) + \lambda \cdot (P_{load} - \sum_{i=1}^n P_i) \quad (9.4)$$

Hvor  $\lambda$  er Lagrange multiplikatoren som tilsvarer marginalkostnaden.

En nødvendig betingelse for å finne et minimum er at den deriverte av Lagrangefunksjonen er null, dvs:

$$\frac{\delta L}{\delta P_i} = \frac{\delta K_i(P_i)}{\delta P_i} - \lambda = 0 \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (9.5)$$

eller:

$$\frac{\delta K_i(P_i)}{\delta P_i} = \lambda \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (9.6)$$

For å ha et kostnadsminimum må den andrederiverte av  $K$  være positiv, dvs:

$$\frac{\delta^2 K_i(P_i)}{\delta P_i^2} > 0 \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (9.7)$$

Samtidig må belastningen dekkes, slik at:

$$\frac{\delta L}{\delta \lambda} = P_{load} - \sum_{i=1}^n P_i = 0 \quad (9.8)$$

Under forutsetning av at ligning 9.7 er oppfylt, gir ligning 9.6 som avledet optimaliseringskriterium ved produksjonsfordeling (Faanes 2002):

*Minimum driftskostnader for et antall enheter som er i drift, og skal dekke en gitt belastning, oppnås ved produksjonsfordeling som gir like marginalkostnader for alle regulerbare enheter.*

En regulerbar enhet er da en enhet som ligger mellom maksimal og minimal ytelse og lar seg dermed regulere i ønsket retning. En ikke-regulerbar enhet vil følgelig være en enhet som ligger enten på øvre eller nedre grense for ytelsen for enheten. Eksempel på dette kan være en grunnlastkjel. Denne vil ha lave brenselkostnader og vil derfor gå med full last. Som en følge av at den har en lav brenselkostnad vil den også ha en lav marginalkostnad, og det er dermed ønskelig med høyere produksjon. Dette er imidlertid ikke mulig siden den går for full last. Et annet eksempel kan være en topplastkjel med høye driftskostnader som er i drift kun for å tilfredsstille kravet til hurtig reserve. Denne vil da kjøres på minimum ytelse siden marginalkostnaden for denne kjelen er høyere enn for de kjelene som kjøres over minimum. Disse kjelene kan ikke reguleres i økonomisk ønsket retning. Det skilles derfor mellom ikke-regulerbare og regulerbare enheter. I en optimal situasjon vil en ikke-regulerbar enhet som går på øvre grense ha en lavere marginalkostnad enn de øvrige enheter. En ikke-regulerbar enhet som går på nedre grense vil ha en høyere marginalkostnad enn de øvrige enheter. I optimum gjelder derfor følgende:

Regulerbare enheter:

$$\frac{\delta K_i(P_i)}{\delta P_i} = \lambda \quad P_{i,min} < P_i < P_{i,max} \quad (9.9)$$

Ikke-regulerbare enheter:

$$\frac{\delta K_i(P_i)}{\delta P_i} \leq \lambda \quad P_i = P_{i,max} \quad (9.10)$$

$$\frac{\delta K_i(P_i)}{\delta P_i} \geq \lambda \quad P_i = P_{i,min} \quad (9.11)$$

Det er to metoder for å løse problemet med fordeling av produksjon mellom enhetene.

- 1) Direkte løsning, som innebærer løsning av ligningene 9.5 og 9.8 vist ovenfor.
- 2) Marginal opplasting. Denne metoden baserer seg på trinnvis opplasting av enhetene fra deres minste ytelse. Opplastingen skjer ved at produksjonen økes med et trinn  $\Delta P$  på den enheten som til enhver tid har den minste marginalkostnaden. Marginalkostnaden for denne enheten regnes så ut på nytt. Metoden gjentas så helt fram til summen av ytelsen fra enhetene er lik varmelasten. Dette er en numerisk løsning av metode 1) og kan være fordelaktig ved behandling av store systemer (Faanes 2002).

I tilfeller med kjeler som har konstant marginalkostnad forenkles problemet med fordeling av produksjonen mellom enhetene betraktelig. Det er da kun nødvendig å fordele produksjonen slik at den kjelen med lavest marginalkostnad benyttes først. Når denne går med full ytelse, settes kjelen med den nest laveste marginalkostnad i produksjon. Siden marginalkostnaden for kjelene er konstant i hele variasjonsområdet for ytelsen, kan marginalkostnaden kun være lik eller ulik for kjelene. Dette medfører at det ikke er mulig å oppnå en kostnadsreduksjon ved omlasting av kjelene uten å bryte med restriksjonen gitt i ligning 9.3. I de tilfeller der to kjeler har den samme marginalkostnaden må en av kjelene velges bort. Dette kan løses ved å laste opp kjelen med lavest løpenummer opp først.

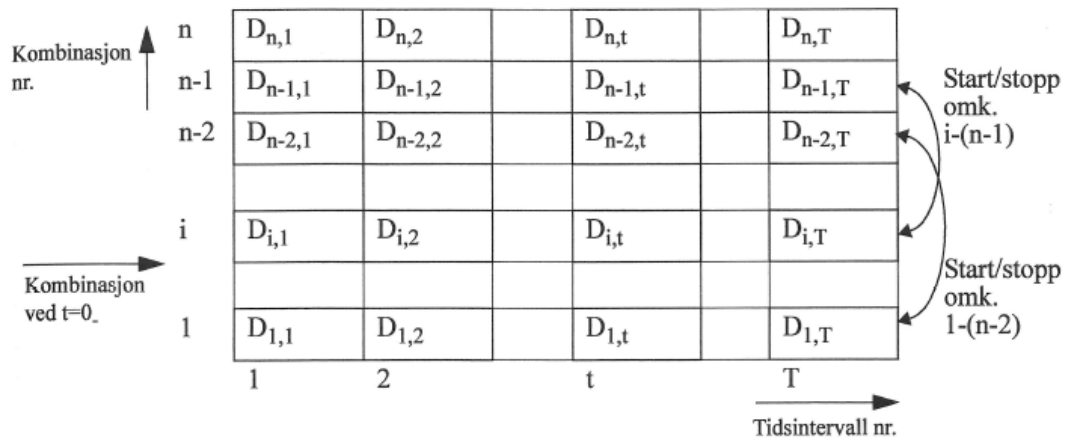


## 9.2 Bestemmelse av antall produksjonsenheter i drift

Marginalkostnadsprinsippet forutsetter blant annet at alle variable er kontinuerlige.

Marginalkostnadsprinsippet blir dermed uegnet når problemet inneholder diskrete variable, som for eksempel antall produksjonsenheter i drift. For å bestemme hvilke produksjonsenheter som skal være i drift må man i prinsippet gå igjennom alle mulige kombinasjoner av enheter, finne driftskostnadene ved optimal produksjonsfordeling for hver enkelt kombinasjon, og så velge den kombinasjon som har den laveste driftskostnad.

I denne sammenheng vil start/stopp kostnader spille en vesentlig rolle. En beslutning om å starte eller stoppe en produksjonsenhet vil medføre en øyeblikkelig omkostning som må tjenes inn ved kjøring ved bedre virkningsgrad en tid framover. For å kunne rettferdiggjøre en start/stopp, må dermed planleggingen ha en analyseperiode som minst er så lang som inntjeningstiden for de påførte start/stopp kostnader. Problemet med fordelingen av produksjonen mellom enhetene er dermed ikke lenger dekoblet i tid. Følgende figur viser problemstillingen en står ovenfor ved driftsplanlegging, når start/stopp kostnader skal tas hensyn til.



Figur 9.1 Skjematisk framstilling av problemet med driftsplanlegging når start/stopp omkostninger skal tas hensyn til. Gjengitt fra (Faanes 2002).

$D_{i,t}$  er her de totale driftomkostninger i hvert tidsintervall for hver kombinasjon av produksjonsenheter. I enkelte delintervall vil prognosen falle utenfor det tillatte driftsområde for kombinasjonen eller andre restriksjoner overskrides. Driftsomkostningene er da per definisjon uendelig store. Når start/stopp kostnader for de enkelte produksjonsenheter er kjent, gir dette overgangskostnadene mellom hver enkelt kombinasjon. Planleggingen består dermed i å finne sekvensen av kombinasjoner av produksjonsenheter som skal være i drift gjennom analyseperioden, og også den fordeling av produksjonen mellom hver enkelt kombinasjon av produksjonsenhetene som minimaliserer drifts- og overgangskostnadene. Fordelingen av produksjonen for hver enkelt kombinasjon i hvert tidsintervall løses dermed ved marginal opplasting. For å løse denne totale problemstilling er "Dynamisk programmering", DP, best egnet. For mer informasjon om DP henvises til (Faanes 2002).

### 9.3 Valgt metode i beregningsmodell

Den teoretiske metoden å simulere optimal drift av de varmeproduserende enheter i en varmesentral, vil dermed være å bruke "Dynamisk Programmering". Det er i denne modellen likevel ikke valgt å bruke denne metoden for å bestemme fordelingen av produksjonen mellom de varmeproduserende enheter gjennom året. Dette skyldes flere forhold.

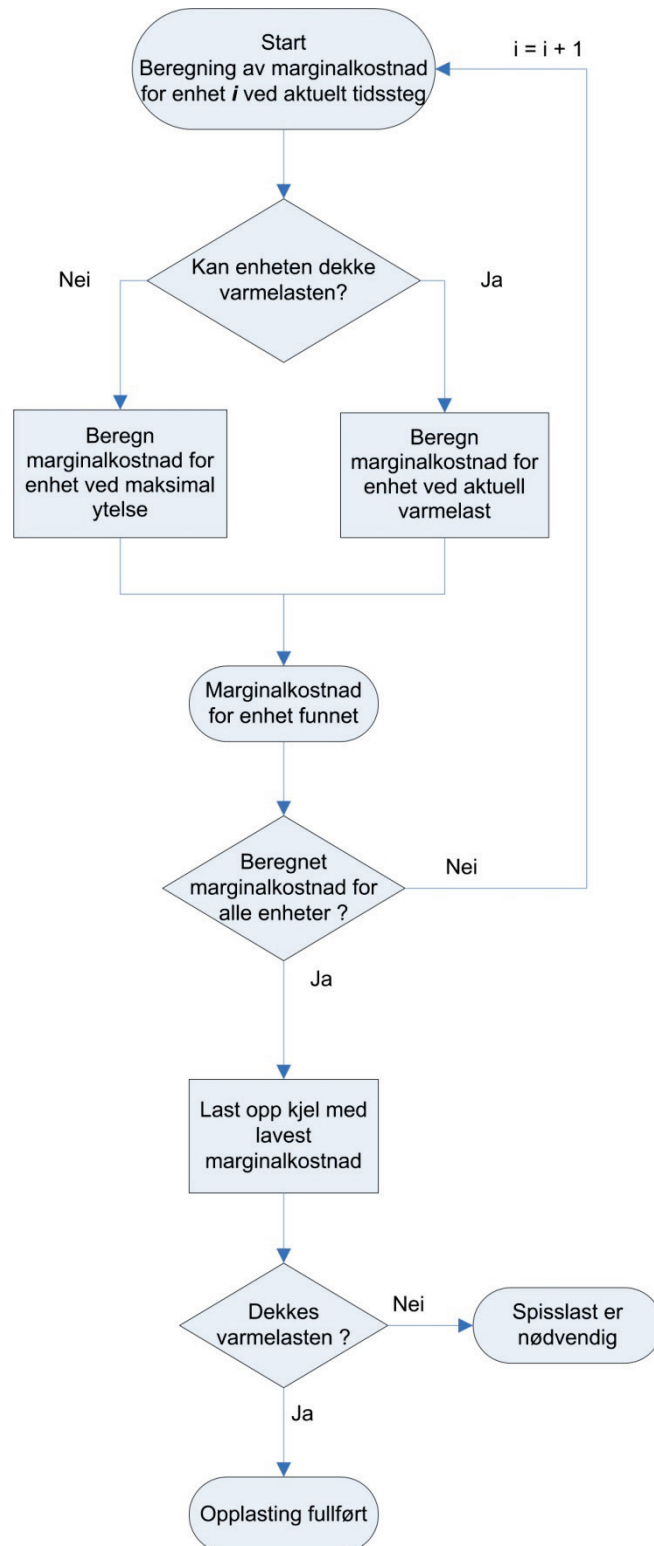
For det første vil bruk av dynamisk programmering gi en langt høyere tidsbruk for modellen. Dette skyldes at alle kombinasjoner av kjeler må evalueres i hvert tidssteg ved bruk av marginal opplasting. Når dette må gjennomføres for alle timene i året, medfører dette en betraktelig økning i regnearbeidet og dermed i tidsbruken for modellen. Dette gir en mindre rasjonell beregningsmodell.

For det andre tillates det i denne beregningsmodellen maksimalt 3 varmeproduserende enheter. I en lokal varmesentral for bygningsoppvarming vil det normalt installeres en enhet for grunnlast og en eller flere enheter for spisslast/reservedekning. Grunnlastenheten og spisslastenheten(e) vil normalt ha en svært forskjellig kostnadsstruktur der grunnlasten har en langt lavere energikostnad enn topplasten. I praksis vil dette innebære at grunnlastkjelen alltid vil lastes opp først, og da dekke effektbehovet opp til maksimal ytelse for denne enheten. Det resterende effektbehovet kan i denne modellen da dekkes av maksimalt to varmeproduserende enheter. For tilfeller med kun en spisslastenhet er det følgelig denne som må lastes opp. For tilfeller med to spisslastenheter blir det derimot et spørsmål om hvordan lasten skal fordeles mellom disse to kjelene. Det kan da løses ved at en av kjelene dekker spisslasten alene, eller at begge kjelene går på dellast og sammen dekker spisslasten. Metoden som brukes i denne modellen vil ikke tillate at to kjeler går med dellast for å dekke spisslasten. Med bruk av DP vil dette være mulig hvis dette gir en lavere driftskostnad. Det er imidlertid lite trolig at to kjeler på dellast totalt sett vil gi en lavere varmekostnad enn én kjel på høyere last. Denne fordelingen for DP vil dermed ikke veie opp for økt tidsbruk.

Bruk av DP vil også gi en teoretisk optimal drift av varmesentralen som lite trolig gjenspeiler de faktiske driftsforhold for lokale varmesentraler. Metoden som brukes i denne beregningsmodellen antas derfor å gi en mer realistisk drift av varmesentralen gjennom året.

Det er på grunnlag av disse forhold ikke funnet hensiktsmessig å benytte dynamisk programmering for å fordele varmeproduksjonen mellom enhetene. Det er derimot valgt å bruke en forenklet marginal opplastingsprosedyre for enhetene. Dette vil gi en raskere beregningsmodell med tanke på tidsforbruk og en realistisk fordeling av produksjonen mellom enhetene.

Den forenklete marginale opplastingsprosedyren er vist i figur 9.2 for opplasting av grunnlasten. Denne prosedyren gjennomføres for hvert tidssteg i simuleringen, dvs. for hver time.



Figur 9.2 Prosedyre for fordeling av produksjon, prinsipp for grunnlastenhet.

Ved behov for spisslast blir prinsippet det samme, med unntak av at varmelasten i de tilfeller blir lik det resterende effektbehov for å dekke varmelasten ved aktuelt tidssteg.

I beregningsmodellen representeres ikke varmepumper med en marginalkostnadsfunksjon og de er derfor ikke en del av opplastningsrutinen som baserer seg på marginalkostnad. Opplastingen av varmepumper løses ved at varmepumpen alltid lastes opp først, det vil si som grunnlast. Imidlertid

kan det medføre en feil hvis ønsket er å finne den laveste varmekostnaden for varmesentralen. Denne feilen kan oppstå når det finnes en kjel i konfigurasjonen som har lavere driftskostnader enn varmpumpen. For å få den laveste varmekostnaden skal da denne kjelen lastes opp før varmpumpen. Denne situasjonen oppstår når:

$$\frac{\partial K_i}{\partial P_i}(P_{out,i}(II), e_i(II)) < \frac{\partial K_{HP}}{\partial P_{HP}} \approx \frac{P_{HP}(II) \cdot e_{HP}(II)}{COP} \quad (9.12)$$

Hvor:

$i$  = index for nummer på enhet [-]

$II$  = tidssteg [-]

$P_{out,i}$  = ytelse for enhet  $i$  [kWh/h]

$K_{HP}$  = varmpumpens kostnadsfunksjon [kr/h]

$P_{HP}(II)$  = varmpumpens kondensatorytelse [kWh/h]

COP = effektfaktor for varmpumpen [-]

$e_{HP}$  = kostnad elektrisitet for drift av varmpumpe [kr/kWh]

$e_i$  = energipris for enhet  $i$  sin energibærer [kr/kWh]

For at denne situasjonen skal oppstå må  $e_i(II)$  være betydelig lavere enn  $e_{HP}(II)$ , eller COP for varmpumpen må være lav. Selv om det kan medføre feil i situasjoner som nevnt her, lastes varmpumpen alltid opp først i denne modellen. Dette er også mest realistisk siden en varmpumpe alltid vil brukes som grunnlast i en lokal varmesentral for bygningsoppvarming.

## 10 Økonomi

### 10.1 Årskostnad og varmekostnad

For å beregne årlige kapitalkostnader benyttes annuitetsmetoden i denne modellen. Denne metoden forutsetter at summen av renter og avskrivninger i et prosjekt eller anlegg er like store år for år i hele prosjektets levetid. Dette gir ofte et realistisk bilde av økonomien i et prosjekt. I denne modellen beregnes drifts- og vedlikeholdskostnadene som en prosentandel av investeringen. Med driftskostnaden menes her alle kostnader for å drifte anlegget med unntak av kostnaden for tilført energimengde i form av brensel til anlegget.

Årskostnadene deles i modellen inn i følgende deler:

1. Kapitalkostnader (renter og avdrag)
2. Vedlikeholds og driftskostnader
3. Energikostnader

Årskostnaden er dermed gitt ved:

$$K_{\text{å}} = (I_0 \cdot a) + p \cdot I_0 + E \quad (10.1)$$

Hvor:

$K_{\text{å}}$  = årskostnad [kr/år]

$I_0$  = investeringskostnad [kr]

$p$  = faktor for drifts og vedlikeholdskostnader [-]

$a$  = annuitetsfaktor [-]

$E$  = energikostnader [kr/år]

Annuitetsfaktoren  $a$  er et uttrykk for hvor stor andel av investert beløp som går med til å dekke renter og avskrivninger når det blir investert i et anlegg. Denne beregnes på følgende måte:

$$a = \frac{r}{1 - (1+r)^{-N}} \quad (10.2)$$

Hvor:

$r$  = kalkulasjonsrenten / realrenten

$N$  = økonomisk levetid

Størrelsen på faktoren  $p$  vil avhenge av type energibærer og anlegg. Tabell 10.1 viser vanlige verdier.

| Type anlegg                     | Andel av investert beløp [%] |
|---------------------------------|------------------------------|
| Fyring med briketter og pellets | 3                            |
| Fyring med flis og bark         | 5 – 6                        |
| Oljekjel                        | 2                            |
| El – kjel                       | 1                            |
| Varmepumpe                      | 2 – 3                        |

Tabell 10.1 Vanlige verdier for drifts og vedlikeholdskostnader (Hohle, Soma et al. 2001; Stene 2001)

Teknisk og økonomisk levetid gir uttrykk for når restverdien av en investering eller et anlegg er null. Den tekniske levetiden viser den fysiske levetiden for investeringen. Den økonomiske levetiden vil ikke alltid være lik den tekniske levetiden. Dette kan skyldes at teknologien som er brukt i anlegget blir foreddet når det blir utviklet ny teknologi med for eksempel bedre ytelse og lavere driftskostnader. Det kan også skyldes at anlegget etter hvert blir nedslitt, slik at økte drifts og vedlikeholdskostnader gjør anlegget uøkonomisk. Økonomisk levetid bør derfor brukes i kalkulasjon av lønnsomheten til prosjekter. I modellen brukes følgende økonomiske levetider:

| Økonomisk levetid | År |
|-------------------|----|
| Biokjel           | 20 |
| Oljekjel          | 20 |
| El – kjel         | 20 |
| Varmepumpe        | 15 |
| Fjernvarmenett    | 30 |
| Kundesentraler    | 20 |

Tabell 10.2 Økonomiske levetider (NVE 2007)

Realrenten er den reelle renten, det vil si nominell rente korrigert for inflasjon, og kan beregnes slik (Hohle, Soma et al. 2001):

$$\text{Kalkulasjonsrente} = \text{risikofri realrente} + \text{risikotillegg}$$

Risikofri rente finnes med utgangspunkt i avkastning på statsobligasjoner. Når det gjelder risikotillegget vil ulike bedrifter kreve ulike risikotillegg. Det kan dermed ikke settes noen generell verdi for kalkulasjonsrenten.

Varmekostnaden beregnes i modellen på følgende måte:

$$\text{Varmekostnad} [\text{øre}/\text{kWh}] = \frac{\text{Årlige kostnader} \left[ \frac{\text{kr}}{\text{år}} \right]}{\text{Netto levert varme} \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{år}} \right]} \cdot 100 \left[ \frac{\text{øre}}{\text{kr}} \right] \quad (10.3)$$

I tillegg til varmekostnaden beregner modellen kapitalkostnaden per produserte kWh. Dette brukes ofte for å rangere ulike prosjekter og hvor kostnadskrevede prosjektene er. Denne størrelsen beregnes på følgende måte.

$$\text{Kapitalkostnad} \left[ \frac{\text{øre}}{\text{kWh}} \right] = \frac{I_0 \cdot a \left[ \frac{\text{kr}}{\text{år}} \right]}{\text{Netto levert varme} \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{år}} \right]} \cdot 100 [\text{øre}/\text{kr}] \quad (10.4)$$

## 10.2 Relasjonsmetoden

For å beregne investeringskostnaden for kjelenhetene ved ulike størrelser brukes relasjonsmetoden. Denne metoden gjør det mulig å beregne prisen for en anleggsdel med en hvilken som helst størrelse eller kapasitet, når prisen på en tilsvarende del med gitt kapasitet er kjent. Følgende formel kan brukes (Hohle, Soma et al. 2001):

$$C_2 = C_1 \cdot \left( \frac{K_2}{K_1} \right)^n \quad (10.5)$$

Hvor:

$C_1$  = Kjent kostnad for anleggsdel med kapasitet  $K_1$  [kr]

$C_2$  = Beregnet kostnad for anleggsdel med kapasitet  $K_2$  [kr]

$K_1$  = Kapasitet for anleggsdel, varierende benevning

$K_2$  = Kapasitet for anleggsdel, varierende benevning

$n$  = faktor som varierer med ulikt type utstyr [-]

Verdien av  $n$  vil være forskjellig for ulike utstyrstyper. Tabell 10.3 viser verdier for  $n$  for ulikt type utstyr.

| Utstyrstype                          | $n$  |
|--------------------------------------|------|
| Kjeler                               | 0,65 |
| Energisentraler basert på olje       | 0,60 |
| Energisentraler basert på biobrensel | 0,80 |

Tabell 10.3 Verdier for  $n$  ved ulike utstyrstyper

I en del tilfeller er det nødvendig å modifisere denne formelen, siden en ofte pådrar seg en grunninvestering som kommer uavhengig av hvor stort et anlegg eller en anleggskomponent blir. Formelen blir da som følger (Hohle, Soma et al. 2001):

$$C_2 = C_1 \cdot \left(\frac{K_2}{K_1}\right)^n + C_3 \quad (10.6)$$

Hvor:

$C_3$  = fast kostnad [kr]

Relasjonsmetoden benyttes for å beregne investeringskostnadene ved ulike størrelser på kjelene i varmesentralen, for de tilfeller der den optimale varmekostnaden skal finnes. Det er da nødvendig å variere kjelstørrelsen med tilhørende investeringskostnad i steg og denne metoden er dermed nyttig.

## 10.3 Brenselpriser

Brenselpriser gis som inputverdier i modellen. Brukeren kan dermed selv velge hvilke brenselpriser som skal legges til grunn. Dette avsnittet gir en diskusjon omkring de priser som brukes i beregninger i denne oppgaven.

### 10.3.1 Pellets

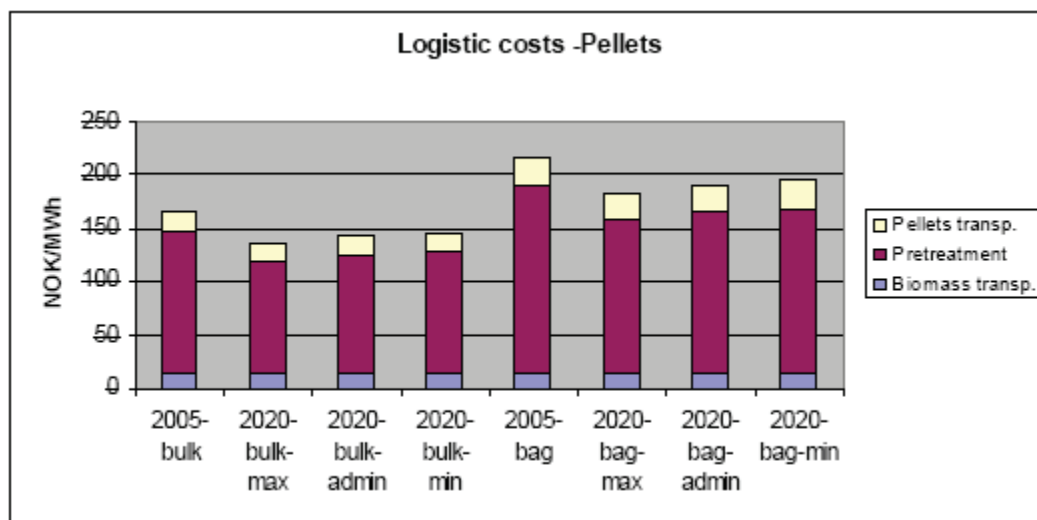
Priser er hentet fra NOBIO sin sist tilgjengelige markedsrapport for 2007 (NOBIO 2008).

|          | [kr/tonn] | [øre/kWh]* ekskl.mva |
|----------|-----------|----------------------|
| Småsekk  | 1867,1    | 38,9                 |
| Storsekk | 1540,8    | 32,1                 |
| Bulk     | 1447,8    | 30,2                 |

\*Forutsatt 4800 kWh per tonn pellets

Tabell 10.4 Priser på pellets eks.mva ferdig opplastet ved fabrikk

Prisene er gjennomsnittspriser for 2007, som er veid med hensyn på omsetningsvolumet av de forskjellige varepartiene som har blitt solgt. I tillegg til disse prisene kommer frakt til ønsket leveringssted. Prisene for frakt vil variere med ulike leverandører, mengde som ønskes levert og avstand fra distributør. I rapporten "Bioenergy logistics chain cost structure and development potential" (ENOVA 2005) er logistikkostnadene for blant annet distribusjon av pellets studert. Det geografiske området som er undersøkt er begrenset av en distanse på 150 km rundt Oslo lufthavn Gardermoen. Figur 10.1 viser gjennomsnittlige logistikkostnader i dette området, eksklusive kostnader til råmateriale og salg, for pellets levert i bulk og sekker.



Figur 10.1 Gjennomsnittlige logistikkostnader for pellets for begrenset geografisk område

For pellets levert i bulk i 2005 gir dette en kostnad for pellets transport på ca. 2 øre/kWh. I rapporten "Konkurransflate mellom fjernvarme og gass" (ENOVA 2007) brukes også en kostnad for lokal transport av pellets på 2 øre/kWh. På bakgrunn av dette settes derfor transportkostnaden for pellets levert i bulk til 2 øre/kWh i beregninger i denne modellen.

Dette gir følgende energipris på pellets som brukes i beregninger i denne oppgaven:

|               | Gjennomsnittspris [øre/kWh] | Transportkostnader leveranse [øre/kWh] | Energipris ekskl.mva. [øre/kWh] | Energipris inkl.mva. [øre/kWh] |
|---------------|-----------------------------|--|---------------------------------|--------------------------------|
| Pellets, bulk | 30,2                        | 2                                      | 32,2                            | 40,25                          |

Tabell 10.5 Pelletspris brukt i beregninger

### 10.3.2 Flis og bark

Den siste tilgjengelige rapport over priser på ulike typer flis og bark er Norsk Bioenergiforening sin rapport "Markedsrapport – omsetning av pellets og briketter 06" (NOBIO 2006). I denne rapporten er det innhentet priser på flis og bark for 2006 fra til sammen 28 nær- og fjernvarmeanlegg. Dette gir følgende gjennomsnittspriser:

| Flistype       | Pris [øre/kWh] |      |      |
|----------------|----------------|------|------|
|                | Gjennomsnitt   | Min  | Maks |
| Skogsflis      | 20,5           | 13,0 | 36,0 |
| Returflis      | 8,2            | 6,0  | 13,1 |
| Sagbruksavfall | 8,1            | 6,0  | 14,4 |
| Bark           | 6,4            | 5,6  | 6,4  |

Tabell 10.6 Gjennomsnittlige priser på ulike typer flis i 2006.

Over året vil gjerne et større biobrenselanlegg motta ulike typer brensel, som for eksempel skogsflis og returvirke. En gjennomsnittlig energipris over året bør derfor veies etter mengder og type brensel som er brukt. I denne oppgaven vil den gjennomsnittlige prisen for de ulike typer flis benyttes og veies etter mengde og type brensel som benyttes.



### 10.3.3 Elektrisk kraft

Staten har pålagt en forbruksavgift på elektrisk kraft som leveres her i landet. Fra 1. januar 2009 er denne avgiften på 10,82 øre/kWh. En redusert avgift på 0,45 øre/kWh skal betales for levering av kraft til industri, bergverk, produksjon av fjernvarme og arbeidsmarkedsbedrifter som utøver industriproduksjon. Denne reduserte satsen omfatter elektrisk kraft som benyttes i selve produksjonsprosessen. Kraft som benyttes til bygningsoppvarming vil dermed være ilagt full avgift. Fjernvarmeprodusenter skal betale redusert avgift dersom bedriften, med unntak av en oppbyggingsperiode på inntil tre år, bruker minst 50 % avfall, bioenergi, spillvarme og/eller varmepumper som energikilde og bedriften leverer fjernvarme til forbrukere utenfor egen næringsvirksomhet (avgiftsdirektoratet 2009).

I tillegg til forbruksavgiften kommer en avgift til ENOVA på 1 øre/kWh som legges til nettleien. Elektrisk kraft som brukes til oppvarming vil dermed som hovedregel bli ilagt full forbruksavgift og ENOVA avgift som totalt blir 11,82 øre/kWh.

På den skandinaviske kraftbørsen Nordpool omsettes elektrisk kraft p.t. (29 .april) for 2010 for ca. 32 øre/kWh ekskl.mva. Gjennomsnittlig spotpris for 2009 er på samme tid 34,4 øre/kWh ekskl.mva. Gjennomsnittlig spotpris var i 2008 på 36,9 øre/kWh. Ved bruk av elektrisk kraft til bygningsoppvarming vil hovedtyngden av forbruket være i vinterhalvåret, som også følgelig har de høyeste priser sett over året. Prisen på elektrisitet bør derfor veies etter når på året den brukes. Historisk sett er prisen på elektrisk kraft lavere om sommeren. Det er derfor valgt å sette kraftprisen for sommer 5 øre/kWh lavere enn prisen i vintersesongen. Et veid anslag på prisene på elektrisk kraft som brukes i beregninger i denne modellen er derfor:

Spotpris elektrisk kraft: Vinter: 40 øre/kWh ekskl. mva.  
Sommer: 35 øre/kWh ekskl. mva.

Nettariffer vil variere betydelig mellom ulike nettselskaper og også avhengig av om kunden har muligheter for utkobling av anlegg og størrelse på effektuttak. I denne oppgaven brukes Eidsiva Energi sine nettariffer, og disse er vedlagt i vedlegg D. Kunder med elkjele vil tilkobles nettnivå 4. Avhengig av om kunden har utkoblbar overføring eller ikke, vil aktuelle tariffer være N4UK, N4M1, N4M2 eller N4T3.

Med en utkoblbar overføring menes en overføring for elektrisk kraft som umiddelbart, eller innen relativt kort tid, kan erstattes av en brenselfyrt reserve. Hensikten med dette er å kunne avlaste nettet. Med en utkoblbar elkjele har kunden mulighet til å kjøpe elektrisk kraft til en lavere pris enn for alminnelig forbruk. Den lavere prisen skyldes da reduksjon i nettleien som en følge av muligheten for utkobling av kjelen.

Påslag/fortjeneste på spotprisen vil variere med ulike nettselskaper, men vil typisk være på 1 – 1,5 øre/kWh.

Prisen på elektrisk kraft beregnes dermed på følgende måte (alle tall ekskl. mva.):

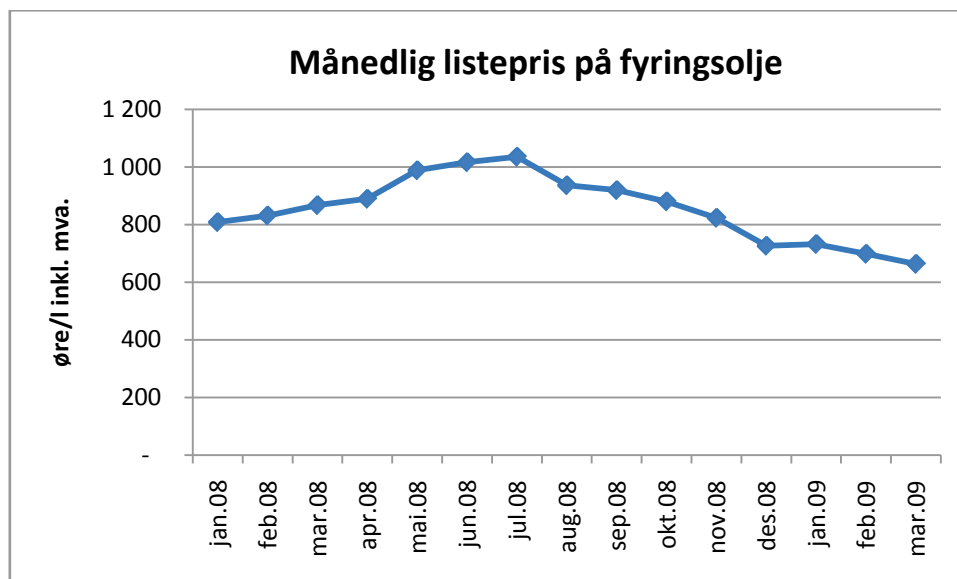
- Kraftpris: 40 øre/kWh / 35 øre/kWh (sommer)
- Påslag/fortjeneste: 1 øre/kWh
- Forbruksavgift: 10,82 øre/kWh
- ENOVA – avgift: 1 øre/kWh
- Nettleie: Avhengig av tariff

Kraft som leveres til fjernvarmeanlegg har redusert forbruksavgift som er på 0,45 øre/kWh.

#### 10.3.4 Fyringsolje

Pris på fyringsolje er innhentet fra Norsk Petroleumsinstitutt sin månedlige statistikk (NP 2009).

Grunnlag for prisene er oljeselskapenes levering av olje med standard kvalitet fem ulike steder i Norge. Prisene samles inn midt i en måned og inkluderer droptillegg, kjøretillegg og gjennomsnittlig rabatt ved leveranse på 2000 liter. På grunnlag av disse prisene beregnes et veid gjennomsnitt.



Figur 10.2 Månedlige listepriiser for fyringsolje fra januar 2008 til mars 2009 (NP 2009)

Listepriisen for mars 2009 er på 663 øre/l inkl.mva. Som vist i figur 10.2 varierer prisen på fyringsolje betydelig med tiden. Det er i denne oppgaven valgt å legge siste gjeldende oljepriis til grunn for beregningene, som p.t. (29. april 2009) er listepriisen for mars 2009. Det er imidlertid grunn til å tro at det oppnås en større rabatt enn det som er lagt til grunn i listepriisen. I følge (Soma 2006) kan selv små kunder relativt enkelt oppnå en rabatt på 100 øre/liter ved en listepriis på ca. 540 øre. Dette medfører en rabatt på ca. 20 %. Det antas på bakgrunn av dette en rabatt på 20 % på listepriisen.

Med en brennverdi på 10,1 kWh/l (EIB 2007) og 20 % rabatt på listepriis gir dette en energipriis på:

|                              | ekskl.mva.<br>[øre/kWh] | inkl.mva.<br>[øre/kWh] |
|------------------------------|-------------------------|------------------------|
| Energipriis lett fyringsolje | 52,5                    | 65,6                   |

Tabell 10.7 Energipriiser lett fyringsolje som brukes i beregninger i denne oppgaven

## **10.4 Merverdiavgift**

Merverdiavgiften holdes utenfor beregningene siden næringsdrivende kan beregne utgående merverdiavgift. Merverdiavgiften vil dermed ikke innebære en kostnad.



## 11 Analyse av lokale varmesentraler

For å vise programmets funksjonalitet er det valgt å gjøre beregninger for et tenkt utbyggingsområde bestående av et gitt antall bygg. Formålet med beregningene er å gjøre en sammenligning mellom to følgende situasjoner:

- 1) Hvert enkelt bygg i utbyggingsområdet har sin egen varmesentral
- 2) Alle byggene i utbyggingsområdet forsynes fra et lite fjernvarmeanlegg/nærvvarmeanlegg via et fjernvarmenett.

Sentrale indikatorer som brukes for sammenligning er:

- Varmekostnad
- Levert energi
- Primærenergi
- CO<sub>2</sub> utslipp

Det forutsettes at det benyttes biobrensel som grunnlast og olje og el – kjeler som spisslast / reservedekning i samtlige varmesentraler. I varmesentralene for enkeltbygg forutsettes det at biobrenselet er pellets, mens det er flis i fjernvarme/nærvvarmeanlegget.

### 11.1 Utbyggingsområdet

Utbyggingsområdet er et tenkt utbyggingsområde beliggende i Trondheim, og består av totalt 11 bygg med ulik størrelse og fra ulike bygningskategorier. Følgende tabell viser hvilke bygninger som området består av:

| Byggkategori              | Antall       | Areal             |
|---------------------------|--------------|-------------------|
|                           | [-]          | [m <sup>2</sup> ] |
| Kontorbygg (OB)           | 3            | 6000              |
| Leilighetsblokk (AB)      | 4            | 5000              |
| Skole (EB - AT1)          | 2            | 4000              |
| Sykehus/sykehjem (HB)     | 1            | 5000              |
| Hotell og restaurant (HR) | 1            | 6000              |
| <b>SUM</b>                | <b>57000</b> |                   |

Tabell 11.1 Bygninger i utbyggingsområdet

Det forutsettes at alle bygningene innenfor hver bygningskategori har samme areal, samme effektbehov og årlig energibehov. Dette er gjort for å begrense det nødvendige antall beregninger som må gjennomføres. Det er videre forsøkt å få en realistisk sammensetning av bygg fra ulike bygningskategorier.

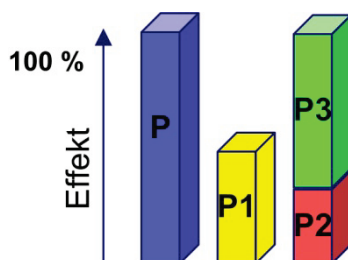
### 11.2 Varmesentraler for enkeltbygg - forutsetninger

Følgende avsnitt gir en presentasjon av forutsetningene for beregningene for varmesentralene i enkeltbygg.

#### 11.2.1 Konfigurasjon av kjelene

For alle varmesentraler i enkeltbygg forutsettes det at en pelletkjele(P1) brukes som grunnlast i fyringssesongen. Den optimale effektdekning for grunnlasten for de ulike bygningskategorier finnes

gjennom beregninger med modellen. Med optimal effektdekning for grunnlasten menes her den dekning av dimensjonerende effektbehov som gir den laveste varmekostnad.



Figur 11.1 Konfigurasjonsprinsipp for kjelenhetene

For spisslast og reservedekning forutsettes det at det benyttes en el – kjele (P2) og en oljekjele(P3). Disse to kjelene skal til sammen gi 100 % effektdekning (P). Dette for å ha sikkerhet for eventuelt utfall av grunnlastenheten. Kjelstørrelser velges teoretisk etter optimal installert ytelse uavhengig av hvilke kjelstørrelser som vil være tilgjengelig i realiteten.

El – kjelen forutsettes å dimensjoneres for å dekke tappevannsoppvarmingen utenfor fyringssesongen. For at denne skal kunne gå på tilfeldig kraft (utkoblar tariff) kreves det at anlegget har brenselfyrt reserve. Dette sikres gjennom oljekjelen og pelletkjelen. Kraftprisen er typisk lavere i sommersesongen enn vintersesongen og dette kan utnyttes gjennom å ha en egen el – kjele for produksjon av tappevann.

### 11.2.2 Pelletkjele

Tekniske data for pelletkjeler er valgt med bakgrunn i produktdata fra KOB PYROT biobrenselkjeler (Vedlegg E). Følgende forutsetninger brukes for beregning av virkningsgradskuver:

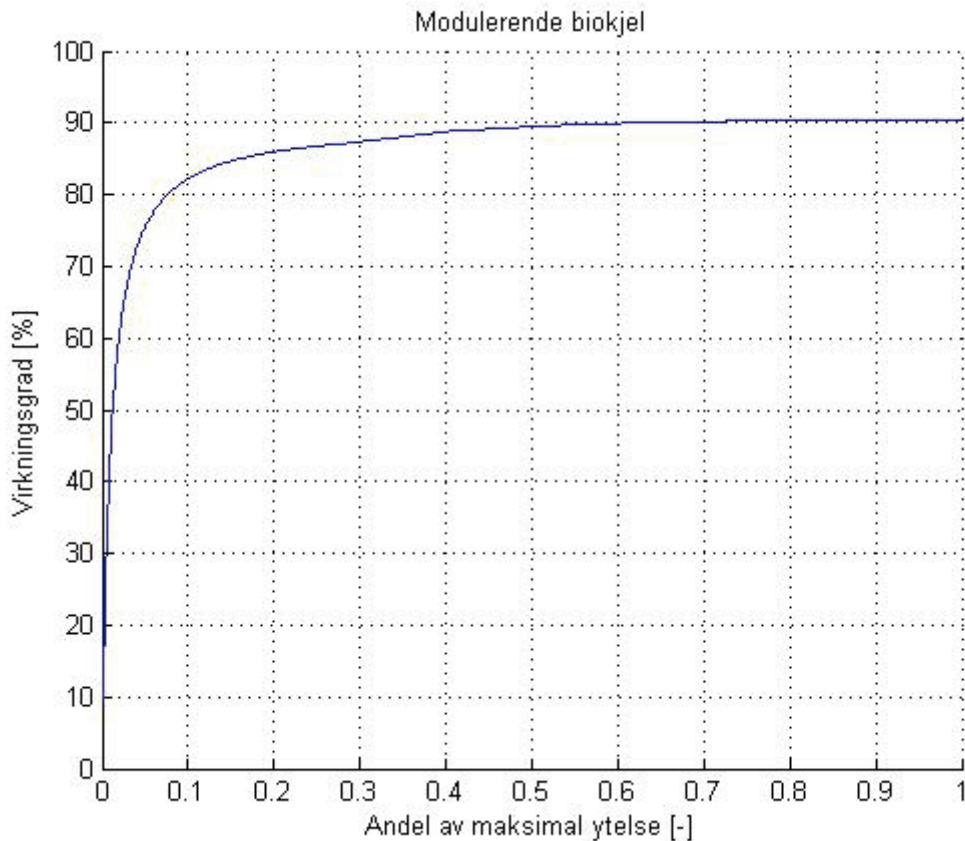
| Pelletkjele                                 |                           |
|---|---------------------------|
| Reguleringsstrategi                         | Modulerende               |
| Laveste modulerbare ytelse                  | 30 % av nominell ytelse   |
| Røykgasstemperaturer:                       |                           |
| Ved laveste modulerbare ytelse              | 130 °C                    |
| Ved halv modulerbar ytelse                  | 145 °C                    |
| Ved full ytelse                             | 160 °C                    |
| Brensel                                     | Pellets av komprimert tre |
| Fuktighetsinnhold                           | 8 % på fuktig basis       |
| O <sub>2</sub> innhold tørr røykgass        | 6 vol. %                  |
| CO <sub>2</sub> innhold tørr røykgass       | 14,7 vol. %               |
| Strålingstap                                | 2 % av nominell ytelse    |
| Gjennomstrømningstap                        | 1 % nominell ytelse       |
| Maksimal intermittensgrad, I <sub>max</sub> | 31                        |

Tabell 11.2 Data for biobrenselkjele

Det er antatt en lineær variasjon for røykgasstemperaturen i det modulerbare ytelsesområdet. Videre er O<sub>2</sub> – innholdet og følgelig CO<sub>2</sub> – innholdet i røykgassen antatt konstant i det modulerbare ytelsesområdet. Begge disse forhold vil være en forenkling, men er nødvendig grunnet manglende

detaljerte data for disse parametre. Maksimal intermittensgrad er beregnet ut fra formel 5.4 i avsnitt 5.3. Reguleringen av kjelen baserer seg på måling av temperaturer på inn og utløp av brenner, røykgasstemperatur og  $O_2$  – innhold i røykgassen ( $\lambda$  – sensor). Ved ytelse lavere enn laveste modulerbare ytelse reguleres kjelen av/på med laveste modulerbare ytelse.

Disse antagelser gir følgende virkningsgradskurve for de modulerende pelletkjeler som brukes i beregninger i denne oppgaven. Virkningsgradskurven vil dermed ha samme form uavhengig av kjelstørrelse.



Figur 11.2 Virkningsgradskurve for modulerende pelletkjeler som brukes i beregninger.

Pelletkjelen får en maksimal virkningsgrad på 90,4 % ved full ytelse. Ved laveste modulerbare ytelse er virkningsgraden falt til 87,3 %. Siden  $CO_2$  – innholdet i røykgassen er antatt konstant i det modulerbare området, kan kjelvirkningsgraden bli noe høyere enn realistisk ved lave ytelse. Imidlertid gjøres denne forenklingen for alle biobrenselkjeler i beregningene, slik at for sammenligningsformål er dette akseptabelt.

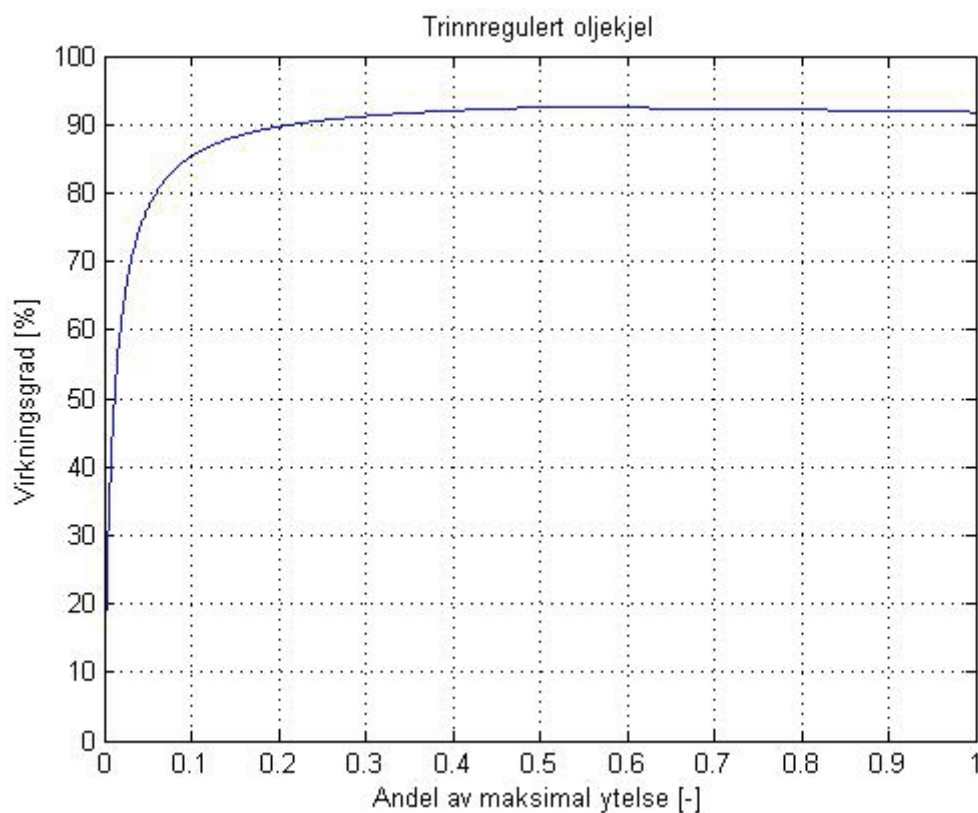
### 11.2.3 Trinnregulert oljekjel

Oljekjelen forutsettes å være trinnregulert. Tekniske data er valgt med bakgrunn i produktdata fra Varmeteknikk AS og Chappée støpejernskjeler for olje og gass (Vedlegg E). Følgende forutsetninger brukes for beregning av virkningsgradskurve for trinnregulert oljekjeler:

| Oljekjel                              |                        |
|---------------------------------------|------------------------|
| Reguleringsstrategi                   | Trinn, Høy – Lav       |
| Ytelsesforhold                        | 1:2                    |
| Røykgasstemperaturer:                 |                        |
| Trinn 1 (Lav)                         | 162 °C                 |
| Trinn 2 (Høy)                         | 176 °C                 |
| Omgivelsestemperatur                  |                        |
|                                       | 20 °C                  |
| CO <sub>2</sub> innhold tørr røykgass |                        |
|                                       | 13 vol. %              |
| Strålingstap                          |                        |
|                                       | 1 % av nominell ytelse |
| Gjennomstrømningstap                  |                        |
|                                       | 1 % nominell ytelse    |
| Maksimal intermittensgrad, $I_{max}$  |                        |
|                                       | 46                     |
| Bregnede virkningsgrader:             |                        |
| Trinn 1 (Lav), maksimal               | 92,5 %                 |
| Trinn 2 (Høy), maksimal               | 91,8 %                 |

Tabell 11.3 Data for trinnregulert oljekjele

Bregnede virkningsgrader forutsetter en turvannstemperatur på 80 °C og en returvannstemperatur på 60 °C. Ellers gjelder de samme forutsetninger som omhandlet i kapittel 5.4.2.

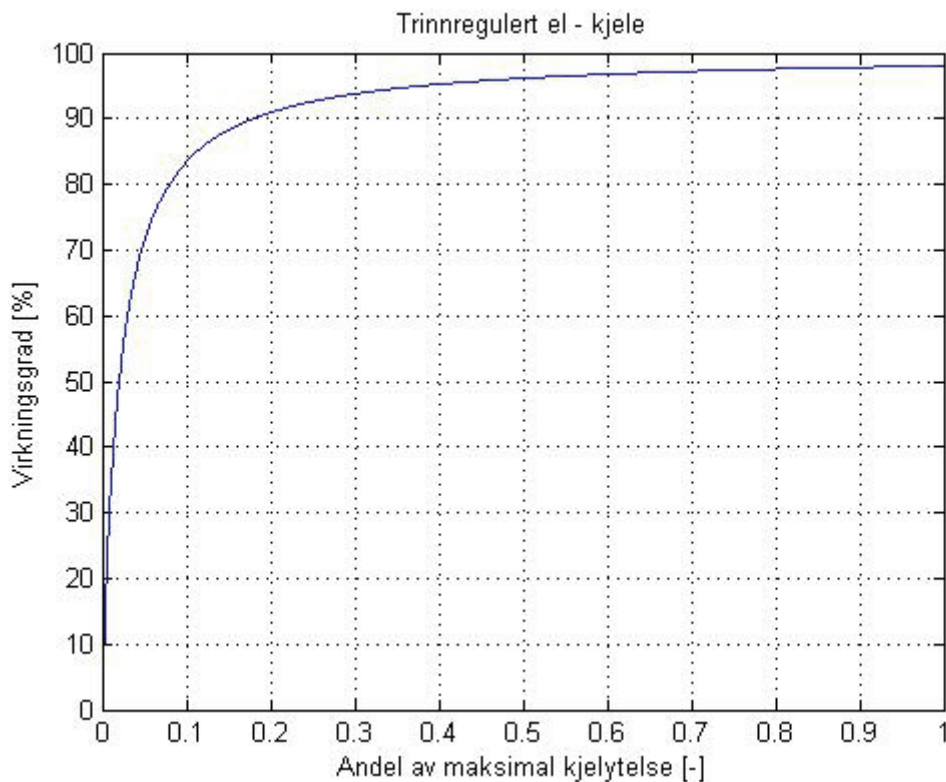


Figur 11.3 Virkningsgradskurve for oljekjeler som benyttes i beregninger for enkeltbygg.



### 11.2.4 Elektrisk elementkjele

En elektrisk elementkjele vil kun ha tap fra kjeloverflaten på grunn av strålings- og konveksjonstap. Dette tapet er satt til 2 % av nominell effekt. Dette gir følgende virkningsgradskurve for el – kjeler :



Figur 11.4 Virkningsgradskurve for trinnregulerte el – kjeler som brukes i beregningene.

### 11.2.5 Investeringskostnader

Kostnadene for anleggene baseres på Norsk Fjernvarmeforening sin rapport "Kostnader ved fjernvarmeutbygging – status 2003" (Fjernvarmeforening 2003).

For investeringsvurderingene for lokale varmesentraler med pelletsanlegg gjelder følgende antagelser:

- Kjelenhetene plasseres i eksisterende bygg.
- Pelletslageret bygges som en silo på betongfundament som gir lave byggekostnader for anlegget
- Kjelen er dimensjonert for et maksimalt trykk på 4 bar og en maksimal temperatur på 100 °C.
- Forholdsvis enkelt styresystem med O<sub>2</sub>– styring og undertrykk i ovnen som styres via en enkel PLS og en operatørskjerm på styreskap.
- Opphandling skjer som en totalleveranse der leverandøren er ansvarlig for alt maskinutstyr.

Basert på disse antagelsene er kostnader for pelletanlegg av ulike størrelse anslått i rapporten "Kostnader ved fjernvarmeutbygging – status 2003" (Fjernvarmeforening 2003). På bakgrunn av disse tallene samt innhentede priser på el – kjeler, anslås kostnader for de ulike anlegg.

Det understrekes at dette er en grov vurdering av investeringskostnadene. Kostnadene for anleggene er i stor grad avhengig av lokale forhold, ønsker fra byggherre og etterspørsel etter aktuelle anlegg. Kostnadsdata som er lagt til grunn for beregning av investeringskostnad for enkeltbyggene er vedlagt i vedlegg A. Investeringskostnad for hvert enkelt bygg er vedlagt i vedlegg B.

### 11.2.6 Energipriser

Energipriser for de ulike aktuelle energibærere er omhandlet i detalj i avsnitt 10.3. Med bakgrunn i dette benyttes derfor følgende energipriser i beregningene:

| Type        | [kr/kWh ekskl.mva] |
|-------------|--------------------|
| Pellets     | 0,322              |
| Fyringsolje | 0,525              |

Tabell 11.4 Energipriser pellets og fyringsolje

For elektrisitet benyttes nettariffen N4UK som gjelder for anlegg med brenselfyrt reserve større enn 30 kW og med en utkoblingsfrist på 1,5 timer (se Vedlegg D). Denne har følgende nettariff med alle priser ekskl. mva.:

| Tariff | Fastledd [kr/år] | Sesong       | Energiledd [øre/kWh] |
|--------|------------------|--------------|----------------------|
| N4UK   | 5000             | Vinter dag   | 8,5                  |
|        |                  | Vinter øvrig | 7,8                  |
|        |                  | Sommer       | 4,5                  |

Tabell 11.5 Nettariff for el – kjeler med utkoblbar overføring.

I tillegg til nettariffen kommer kraftprisen og forskjellige avgifter. Tariffen skiller mellom vinter dag og vinter øvrig. Dette kan ikke tas hensyn til i beregningsmodellen, og for vinter benyttes derfor vektet energiledd mellom dag og øvrig som blir 8,3 øre/kWh. Inklusive kraftpris, Enova avgift og forbruksavgift blir dermed energiprisen for elektrisitet ekskl.mva.:

|                          |  |
|--------------------------|--|
| Fastledd                 | 5000 kr/år   |
| Energiledd vinter        | 8,3 øre/kWh  |
| Energiledd sommer        | 4,5 øre/kWh  |
| Avgift til Enova         | 1 øre/kWh  |
| Forbruksavgift           | 10,82 øre/kWh  |
| Kraftpris (spot), vinter | 40 øre/kWh   |
| Kraftpris (spot), sommer | 35 øre/kWh   |
| Påslag / fortjeneste     | 1 øre/kWh  |
| <b>Pris elektrisitet</b> | <b>Vinter: 61,12 øre/kWh + 5000 kr/år</b><br><b>Sommer: 52,32 øre/kWh + 5000 kr/år</b> |

Tabell 11.6 Pris elektrisitet ekskl. mva.

### 11.2.7 Økonomiske data

Følgende økonomiske data brukes i beregninger for samtlige bygningskategorier.

|                                |       |
|--------------------------------|-------|
| Økonomisk levetid varmesentral | 20 år |
| Kalkulasjonsrente              | 7 %   |
| Drift og vedlikehold           | 3 %   |

Tabell 11.7 Økonomiske data for beregningene

### 11.2.8 Beregninger av energiytelse

For beregning av levert energi skal systemvirkningsgraden regnes ut som produktet av årsvirkningsgraden for aktuell kjel, reguleringsvirkningsgraden og distribusjonsvirkningsgraden for varmesystemet. Siden estimeringen av lastkurvene baserer seg på målte verdier for effekt og energibehov, medfører dette at distribusjonstap og reguleringstap er innlemmet i lastkurven for varmebehovet for byggene. Det er derfor ikke nødvendig å ta ytterligere hensyn til disse i beregningene.

Når det gjelder primærenergifaktorer og CO<sub>2</sub> – faktorer er det ikke utarbeidet nasjonale verdier. Det er for tiden stor diskusjon både faglig og politisk omkring disse faktorene og hvilke tall som skal benyttes i Norge, og da spesielt faktorene for elektrisitet. Det finnes imidlertid faktorer i den Europeiske standarden NS - EN 15603:2008. Det velges derfor å benytte disse verdiene.

|                                | Primærenergifaktor |       | CO <sub>2</sub> – faktor |
|--------------------------------|--------------------|-------|--------------------------|
|                                | Ikke – fornybart   | Total | kg / MWh                 |
| Fyringsolje                    | 1,35               | 1,35  | 330                      |
| Treflis                        | 0,06               | 1,06  | 4                        |
| Elektrisitet fra vannkraftverk | 0,50               | 1,50  | 7                        |
| Elektrisitet fra kullkraftverk | 4,05               | 4,05  | 1340                     |
| Elektrisitet miks UCPT         | 3,14               | 3,31  | 617                      |

Tabell 11.8 Primærenergifaktorer og CO<sub>2</sub> – faktorer fra NS – EN 15603:2008(Standard 2008)

Hvilken faktor som skal brukes for elektrisitet er det som nevnt stor uenighet om. Som en kan se av tabellen er det vesentlig forskjell om elektrisiteten kommer fra vannkraft, kullkraft eller såkalt elektrisitet miks. Det går ikke inn på denne diskusjonen her, men det konstateres at Norge er en del av det Europeiske energimarkedet og derfor både eksporterer og importerer strøm.

Primærenergifaktor for vannkraft kan derfor ikke brukes siden importert elektrisitet vil komme fra andre type kraftverk. For elektrisitet brukes derfor Elektrisitet miks UCPT. Følsomhetsanalysene viser konsekvensene ved å bruke faktorer for elektrisitet fra kullkraft. Det finnes ikke en egen primærenergifaktor for trepellets og det brukes derfor primærenergifaktor for treflis.

### 11.3 Nærvarmesentral

I det følgende avsnitt presenteres beregningsforutsetningene for nærvarmesentralen, som forsyner alle byggene i utbyggingsområdet med varme.

Konfigurasjonsprinsippet for kjelene i varmesentralen er det samme som for enkeltbyggene. Dette for å gi et likt sammenligningsgrunnlag. Dette prinsipp gjentas derfor ikke her. Når det gjelder primærenergifaktorer og CO<sub>2</sub> – faktorer benyttes også de samme verdier.

#### 11.3.1 Forutsetninger for beregning av last – og varighetskurve for utbyggingsområde

Det er særdeles viktig å få en mest mulig korrekt last- og varighetskurve for utbyggingsområdet. Det er derfor viktig å ta hensyn til sentrale forhold som tap i fjernvarmenettet og sammenlagring hos abonnentene.

##### 11.3.1.1 Tap i distribusjonsnettet

Distribusjonsnettet vil ha varmetap som må tas hensyn til ved estimering av last- og varighetskurve for det planlagte utbyggingsområde. Typisk for fjernvarme er at tapene i distribusjonsnettet er høyere om sommeren enn om vinteren, som skyldes det lave varmebehovet om sommeren. Ved maksimalt effektbehov i et fjernvarmeanlegg er det vanlig å anta at effekttapet vil være i størrelsesorden 2 – 3 %. Energitalpet anslås gjerne til å være i størrelsesorden 10 % av det årlige energibehovet (Ulseth 2008).

For det tenkte utbyggingsområdet antas det en middels varmetetthet (varmebehov til oppvarming pr. år pr. arealenhet). Distribusjonsnettet antas å bestå av normalt isolerte fjernvarmerør. Ut fra dette antas følgende effekttap ved maksimalt effektbehov og årlig energitalp:

- Effekttap ved maksimalt effektbehov: 2 %
- Årlig energitalp: 10 %

Ved framstilling av last- og varighetskurve er varmetapet antatt å variere lineært med et tap på 2 % ved maksimalt effektbehov og et årlig energitalp på 10 %. Dette gir et tap ved minste sommerlast på 27 % av effektbehovet. Det relative tapet i forhold til innfyrt effekt er dermed betydelig større på sommeren.

##### 11.3.1.2 Sammenlagring

Sammenlagningsfaktoren er viktig ved estimering av maksimal effekt ved forsyning av en gruppe bygninger. Modellen til (Pedersen 2007) brukes her til å estimere last- og varighetskurve for utbyggingsområdet. Denne modellen vil ved summering av lastkurvene for enkeltbyggene gi korrekt sammenlagring av effektbehovet for utbyggingsområdet.

#### 11.3.2 Flisfyrt kjel

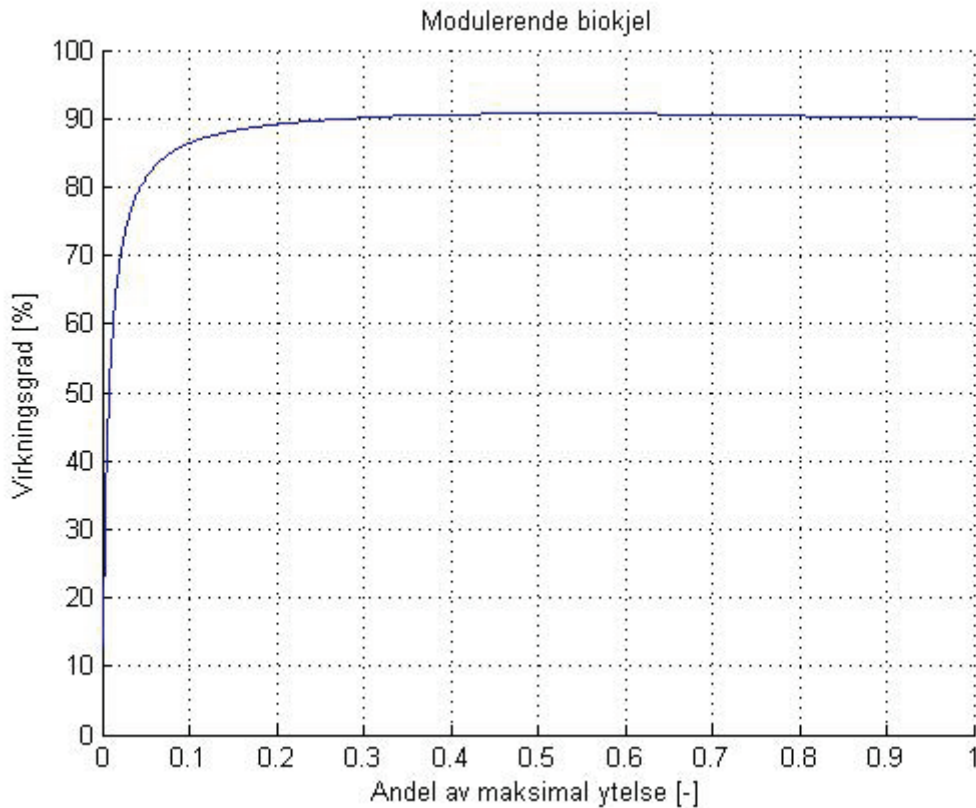
Grunnlasten dekkes av en flisfyrt kjel i nærvarmesentralen. Tekniske data kjelen er valgt med bakgrunn i produktdata fra KOB PYRTEC biobrenselkjeler (Vedlegg E). Følgende forutsetninger brukes dermed for beregning av virkningsgradskurve:

| Flisfyrt kjel                               |                         |
|---|-------------------------|
| Reguleringsstrategi                         | Modulerende             |
| Laveste modulerbare ytelse                  | 30 % av nominell ytelse |
|   |                         |
| Røykgasstemperaturer:                       |                         |
| Ved laveste modulerbare ytelse              | 120 °C                  |
| Ved halv modulerbar ytelse                  | 140 °C                  |
| Ved full ytelse                             | 160 °C                  |
|   |                         |
| Brensel                                     | Flis av stammevirke     |
| Fuktighetsinnhold                           | 20 % på fuktig basis    |
|   |                         |
| O <sub>2</sub> innhold tørr røykgass        | 8 vol. %                |
| CO <sub>2</sub> innhold tørr røykgass       | 12,7 vol. %             |
|   |                         |
| Strålingstap                                | 1 % av nominell ytelse  |
| Gjennomstrømningstap                        | 0,5 % nominell ytelse   |
| Maksimal intermittensgrad, I <sub>max</sub> | 45                      |

Tabell 11.9 Data for flisfyrt kjel

Det er antatt en lineær variasjon for røykgasstemperaturen i det modulerbare ytelsesområdet. Videre er O<sub>2</sub> – innholdet og følgelig CO<sub>2</sub> – innholdet i røykgassen antatt konstant i det modulerbare ytelsesområdet. Begge disse forhold vil være en forenkling, men er nødvendig grunnet manglende detaljerte data for disse parametre. Maksimal intermittensgrad er beregnet ut fra formel 5.4 i avsnitt 5.3. Reguleringen av kjelen baserer seg på måling av temperaturer på inn og utløp av brenner, røykgasstemperatur og O<sub>2</sub> – innhold i røykgassen ( $\lambda$  – sensor). Under laveste modulerbare ytelse reguleres kjelen av/på med laveste modulerbare ytelse.

Disse antagelser gir følgende virkningsgradskurve for modulerende flisfyrte kjeler som brukes i beregninger i denne oppgaven.



Figur 11.5 Virkningsgradskurve for modulerende flisfyrte kjele

Som for pelletkjelen gir antagelsen om konstant  $\text{CO}_2$  – innhold i røykgassen høye virkningsgrader ved lave ytelser.

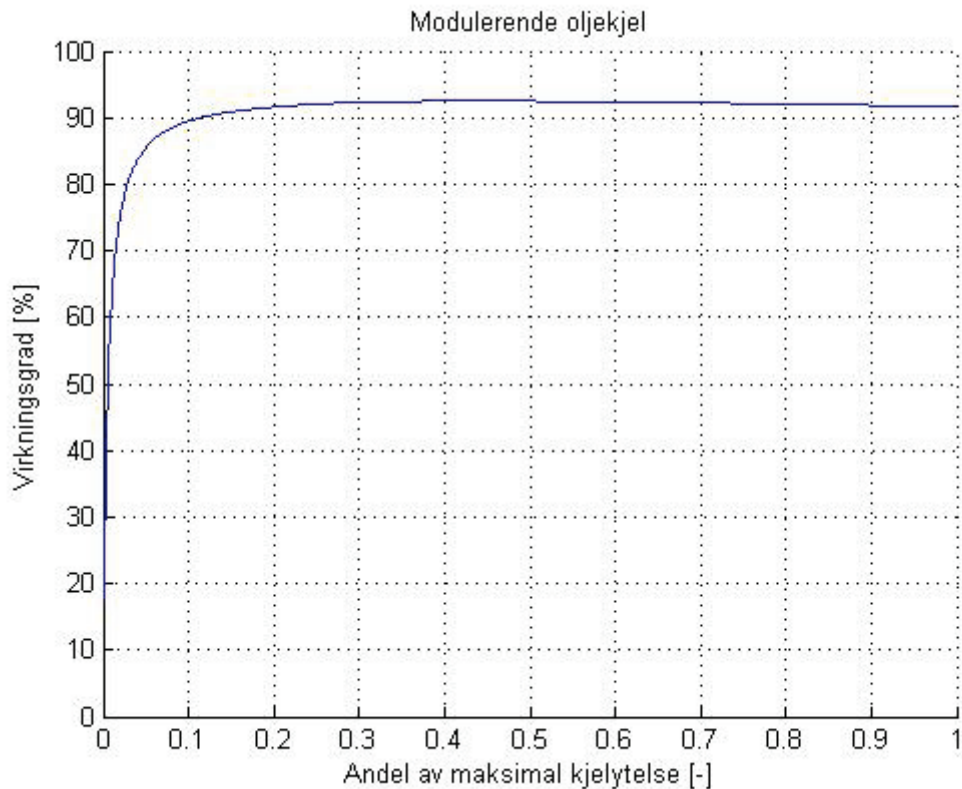
### 11.3.3 Modulerende oljekjel

Tekniske data for oljekjeler er valgt med bakgrunn i produktdata fra Varmeteknikk AS og Arizona stålkjeler fra Chappée for olje og gass (Vedlegg E). Følgende forutsetninger brukes dermed for beregning av virkningsgradskurver for modulerende oljekjele:

| Oljekjel                              |                          |
|---------------------------------------|--------------------------|
| Reguleringsstrategi                   | Modulerende              |
| Laveste modulerbare ytelse            | 30 %                     |
| Røykgasstemperaturer:                 |                          |
| Ved laveste modulerbare ytelse        | 150 °C                   |
| Ved halv modulerbar ytelse            | 170 °C                   |
| Ved full ytelse                       | 190 °C                   |
| Omgivelsestemperatur                  | 20 °C                    |
| $\text{CO}_2$ innhold tørr røykgass   | 13 vol. %                |
| Strålingstap                          | 0,5 % av nominell ytelse |
| Gjennomstrømningstap                  | 1 % nominell ytelse      |
| Maksimal intermittensgrad, $I_{\max}$ | 61                       |

Tabell 11.10 Data for modulerende oljekjele

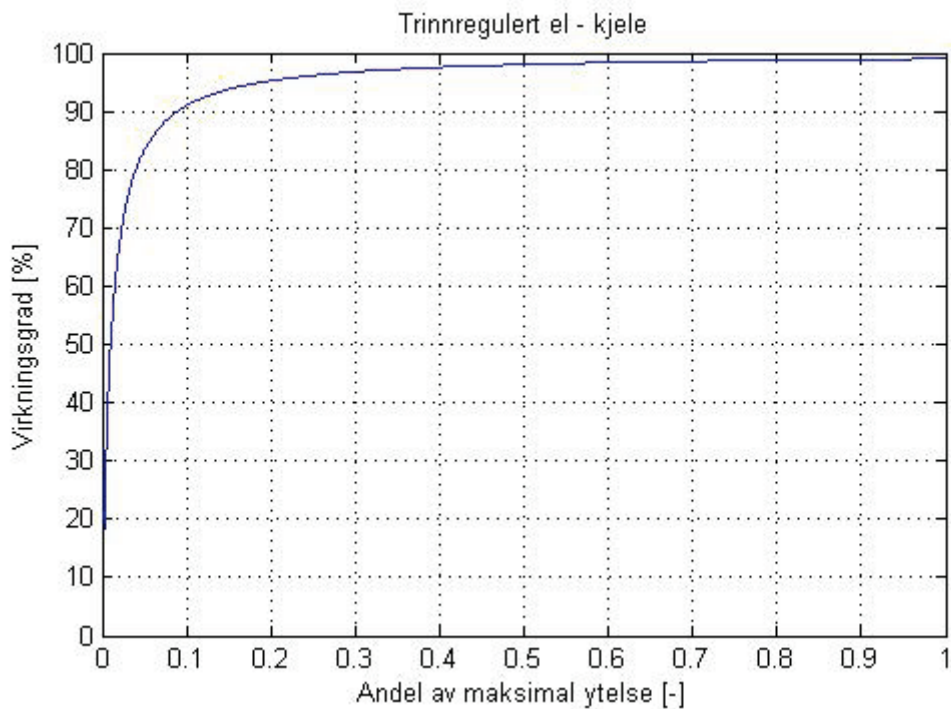
CO<sub>2</sub> innholdet i den tørre røykgassen er antatt å være konstant i det modulerbare området. Dette er en forenkling i forhold til virkeligheten, der vol % CO<sub>2</sub> i røykgassen mest sannsynlig vil avta med avtagende ytelse. Videre er også røykgasstemperaturen antatt å ha en lineær variasjon med ytelsen. Under laveste modulerbare ytelse forutsettes det at oljebrenneren reguleres av/på med laveste modulerbare ytelse. De valgte forutsetninger gir imidlertid samsvarende virkningsgrader med oppgitte verdier fra datablad.



Figur 11.6 Virkningsgradskurve for modulerende oljekjele.

#### 11.3.4 Elektrisk elementkjele

I nærvarmesentralen vil el – kjelen ha større ytelse enn for enkeltbygg. Strålings- og konveksjonstapet vil normalt avta med økende størrelse på grunn av forholdet mellom overflate og volum avtar. Med bakgrunn i dette settes derfor strålings- og konveksjonstapet til 1 % av installert ytelse for el – kjele i nærvarmesentralen. Det gir følgende virkningsgradskurve:



Figur 11.7 Virkningsgradskurve for el – kjele

### 11.3.5 Investeringskostnader

Nærvarmeanlegget vil kreve investering i varmesentral, fjernvarmenett og kundesentraler for den enkelte abonnent. Kostnadsdata for alle investeringene er hentet fra rapporten "Kostnader ved fjernvarmeutbygging – status 2003" (Fjernvarmeforening 2003). Siden investeringskostnadene for både varmesentraler for enkeltbygg og investeringskostnader for nærvarmesentral er hentet fra samme rapport skal dette i prinsippet være sammenlignbare investeringskostnader.

Nærvarmesentralen forutsettes å benytte tørr flis og bygges med et brensellager i form av en nedgravd betongsilo der det er mulig å tippe brensel med bakvertipp og/eller sidetipp.

Kostnaden for fjernvarmerør er basert på normalt isolerte rør. Det er anslått et tenkt fjernvarmenett som forsyner de enkelte bygninger. Det er forutsatt at fjernvarmenettet bygges som et stjerneledningssystem. Kostnadene for fjernvarmenettet vil i stor grad være avhengig av hvor gravearbeidene gjøres. For eksempel vil graving i sentrumsområder være atskillig mer kostbart enn graving på jomfruelig grunn.

Det forutsettes at fjernvarmesystemet bygges som et indirekte system med en kundesentral i hvert enkelt bygg.

Dette gir følgende totale investeringskostnader for anlegget:

| Investering              | [kr]              |
|--------------------------|-------------------|
| Varmesentral             | 10 338 169        |
| Fjernvarmenett           | 7 247 083         |
| Kundesentraler           | 1 265 474         |
| <b>Total investering</b> | <b>18 851 000</b> |

Tabell 11.11 Total investering for fjernvarmeanlegg



For mer detaljerte data omkring beregning av de ulike investeringskostnader henvises det til vedlegg A.

### 11.3.6 Energipriser

Følgende energipriser brukes i beregninger for nærvarmesentralen:

| Type        | [kr/kWh ekskl.mva] |
|-------------|--------------------|
| Flis        | 0,205              |
| Fyringsolje | 0,525              |

Tabell 11.12 Energipriser for flis og fyringsolje

Bakgrunnen for disse prisene er behandlet i detalj i avsnitt 10.3. Elektrisitet som brukes til produksjon av fjernvarme har redusert forbruksavgift på 0,45 øre/kWh. Med bakgrunn i samme nettariff som for enkeltbygg får elektrisitet til fjernvarmeproduksjon følgende energikostnad:

**Pris elektrisitet til fjernvarme: Vinter: 50,75 øre/kWh + 5000 kr/år**

**Sommer: 41,95 øre/kWh + 5000 kr/år**

Energiprisen for elektrisitet blir dermed betydelig lavere for nærvarmesentralen enn for varmesentralene i enkeltbyggene.

### 11.3.7 Økonomiske data

For nærvarmesentralen brukes følgende økonomiske data i beregningen:

|                                  |       |
|----------------------------------|-------|
| Økonomisk levetid varmesentral   | 20 år |
| Økonomisk levetid fjernvarmenett | 30 år |
| Økonomisk levetid kundesentraler | 20 år |
| Kalkulasjonsrente                | 7 %   |
| Drift og vedlikehold             | 3 %   |

Tabell 11.13 Økonomiske data for beregningene

Den årlige drift- og vedlikeholdskostnaden regnes som en prosentandel av den totale investeringen i anlegget.

## 11.4 Resultat - enkeltbygg

### 11.4.1 Energi og effektbehov for bygninger

#### 11.4.1.1 Resultat

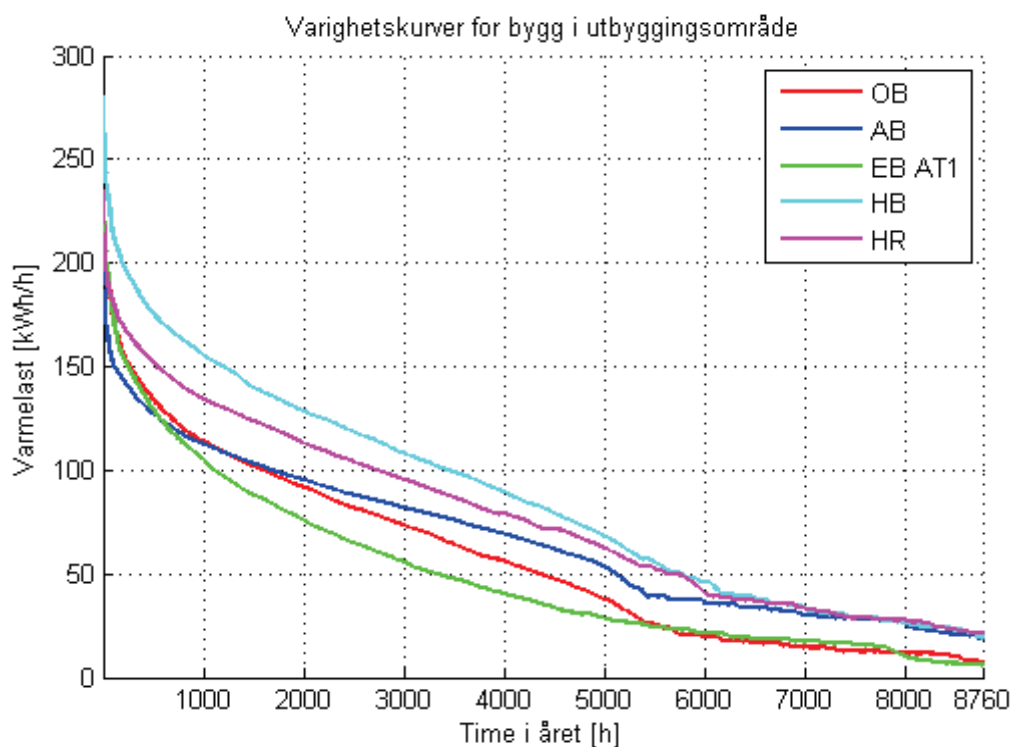
For å estimere årlig energibehov og dimensjonerende effektbehov brukes, som beskrevet i kapittel 4, modellen til (Pedersen 2007). Dette gir lastkurver for varmebehovet for et gjennomsnittlig bygg innenfor hver bygningskategori. Det benyttes temperaturdata for DRY Oslo for estimering av varmebehovet, siden det ikke finnes DRY for Trondheim. Klimaet for Trondheim og Oslo er imidlertid ganske likt med en forskjell i normalgraddagstall på 1,6 % (BNES 2003). Dimensjonerende effektbehov estimeres ved dimensjonerende utetemperatur på -19 °C for Trondheim. Siden DRY Oslo har laveste døgnmiddeltemperatur på -15 °C medfører dette at de estimerte lastkurver for de ulike bygningskategorier ikke inneholder det dimensjonerende effektbehov.

Dette gir følgende maksimalt effektbehov og årlig energibehov for de ulike bygningskategorier:

| Byggkategori              | Areal             | Dimensjonerende effektbehov | Årlig energibehov |
|---------------------------|-------------------|-----------------------------|-------------------|
|                           | [m <sup>2</sup> ] | [kW]                        | [kWh/år]          |
| Kontorbygg (OB)           | 6000              | 334                         | 600 000           |
| Leilighetsblokk (AB)      | 5000              | 230                         | 580 000           |
| Skole (EB AT1)            | 4000              | 245                         | 436 000           |
| Sykehus (HB)              | 5000              | 320                         | 760 000           |
| Hotell og restaurant (HR) | 6000              | 256                         | 678 000           |

Tabell 11.14 Årlig energibehov og dimensjonerende effektbehov for enkeltbygg innenfor de ulike bygningskategorier.

Følgende figur viser varighetskurver estimert for enkeltbygg innenfor hver bygningskategori:

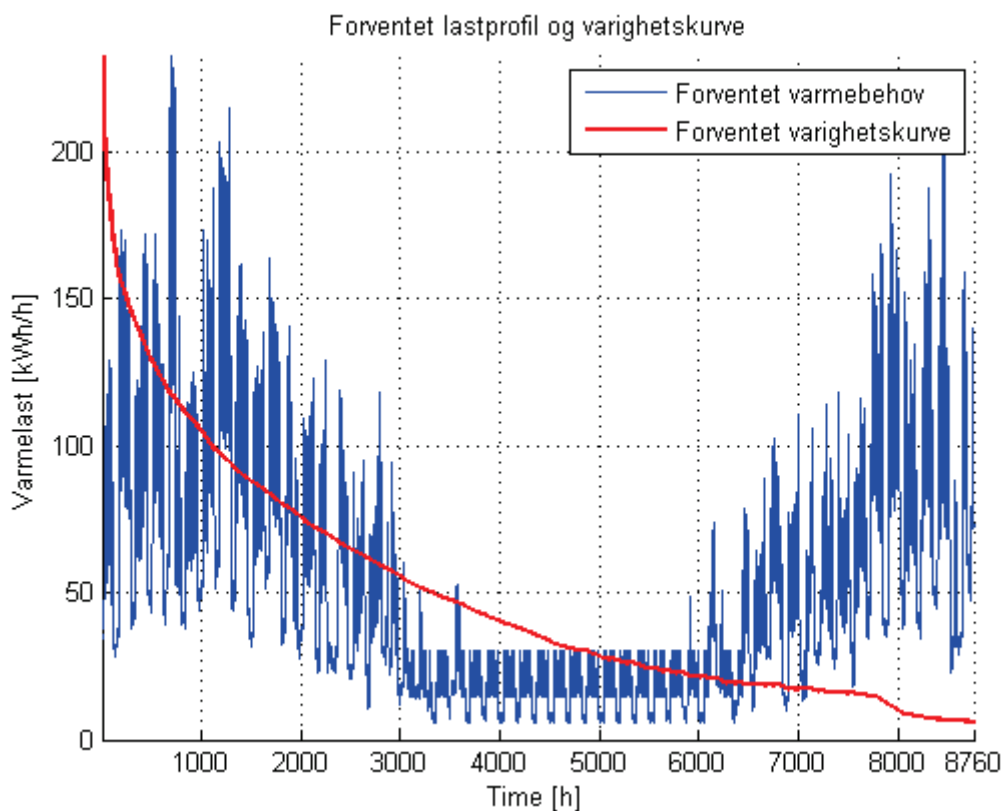


Figur 11.8 Varighetskurver for enkeltbygg innenfor hver bygningskategori.

Varighetskurvenes form varierer mellom de ulike bygningskategorier, og spesielt skolebygget avviker betydelig fra de andre bygningskategorier. Varighetskurven ligger betydelig lavere enn for de andre bygningskategorier i store deler av året, samtidig som maksimalt effektbehov er forholdsvis høyt. Dette resulterer i at skolebygget har et forholdsvis lavt årlig energibehov i forhold til maksimalt effektbehov. Dette vises i brukstiden for maksimal effekt for bygget som blir 1780 h/år som er betydelig lavere enn for eksempel sykehus med en ekvivalent brukstid for maksimal effekt på 2375 h/år.

#### 11.4.1.2 Diskusjon

At skolebygget har en varighetskurve som avviker fra de andre bygningskategorier kan forklares ut fra bruksmønsteret for skoler. En skole vil typisk være i bruk kun i normal arbeidstid og også være lite i bruk i helg og helligdager. Dette resulterer i store variasjoner i effektbehovet gjennom året som vist i figur 11.9.



Figur 11.9 Forventet lastprofil og varighetskurve for skolebygg

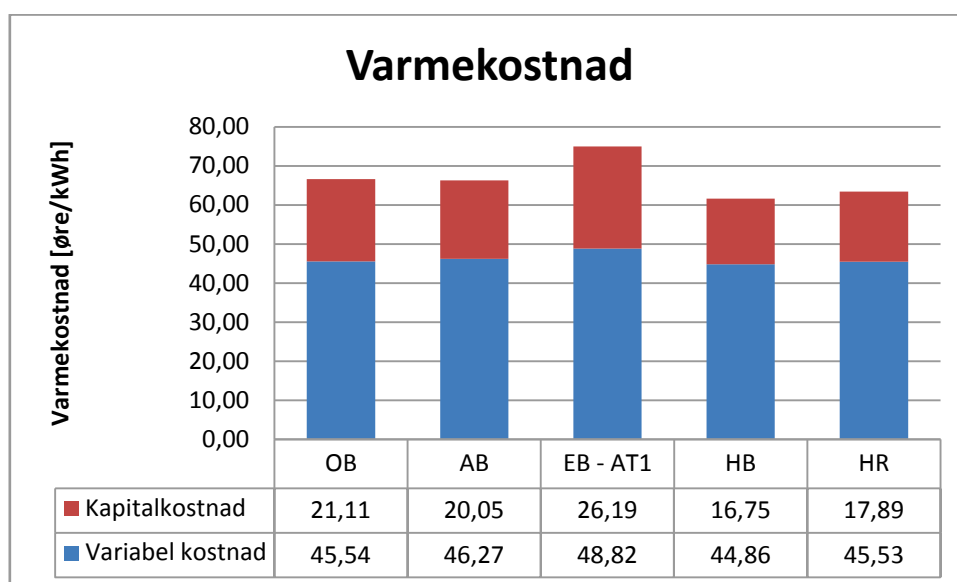
I tillegg vil tappevannsbehovet være relativt lite for en skole. Som figur 11.8 viser, så sammenfaller dette omtrent med et kontorbygg. De nevnte faktorer medfører dermed at det årlige energibehovet blir lavere for skolebygg sammenlignet med andre kategorier, noe som gir varighetskurvens form.

Modellen til (Pedersen 2007) baserer seg på målte verdier av varmebehovet for en rekke bygninger innenfor hver kategori. Ut fra disse målinger er det utarbeidet relative lastkurver for et gjennomsnittlig bygg innenfor hver kategori. Dette medfører at sammenlagring mellom de studerte byggene innenfor en bygningskategori er inkludert i lastkurven som estimeres. Det betyr at med denne metoden vil maksimalt effektbehov bli underestimert for et enkeltbygg. For en gruppe bygninger innenfor en eller flere kategorier vil maksimalt effektbehov bli korrekt estimert, siden

sammenlagringen da skal inkluderes. For de estimerte lastkurvene for enkeltbyggene i dette tilfellet kan derfor det maksimale effektbehov være noe underestimert. Imidlertid vil det årlige energibehov være korrekt. Dette betyr at varighetskurvens form i realiteten kan ha en noe annerledes form for et enkeltbygg. Den kan dermed ha en noe høyere maksimaleffekt, men arealet under kurven må være det samme siden dette representerer det årlige energibehov. Det arealet under lastkurven som øker når maksimaleffekten øker, må dermed hentes inn et annet sted på kurven slik at det årlige energibehov for bygget blir det samme. Å gjøre en slik korrigerings av lastkurven er imidlertid vanskelig å gjennomføre, og det er derfor valgt å bruke lastkurvene for enkeltbyggene uten en slik korrigerings. Det er lite sannsynlig at dette vil gi noen stor innvirkning på beregningsresultatene siden det årlige energibehov vil bli korrekt estimert, og siden det maksimale effektbehov opptre så få timer i løpet av året.

### 11.4.2 Varmekostnad

#### 11.4.2.1 Resultat



Figur 11.10 Varmekostnad for enkeltbygg innenfor hver bygningskategori.

Varmekostnaden er i dette tilfellet den laveste varmekostnad som er mulig å oppnå for varmesentralen med den gitte konfigurering og de gitte forutsetninger. Den laveste varmekostnad er funnet ved å variere grunnlastens effektdekning med tilhørende investeringskostnad. Oljekjelen og el – kjelen sine ytelser står fast, siden el – kjelen dimensjoneres for sommerlast, og de til sammen skal ha 100 % effektdekning. Med denne metoden finnes den dekning av maksimalt effektbehov for grunnlasten som gir den laveste varmekostnad. Denne metoden er omhandlet i detalj i avsnitt 11.5.2.

Varmekostnaden for de ulike bygningskategorier ligger innenfor området 61,6 øre/kWh for sykehus/sykehjem(HB), som er laveste varmekostnad, til 75,0 øre/kWh for skolebygg(EB – AT1) som er høyeste varmekostnad. Varmekostnaden for skolebygning ligger betydelig høyere enn for de andre bygningskategorier.

Den totale varmekostnaden er oppdelt i variabel kostnad og kapitalkostnad. Kapitalkostnaden representerer den årlige annuiteten av den totale investeringen i varmesentralen, dividert med netto

levert varme fra varmesentralen over året. Den variable kostnad omfatter energikostnader og drift og vedlikeholdskostnader over året. Den variable kostnaden for de ulike bygningskategorier varierer fra nedre verdi på 44,9 øre/kWh for sykehus/sykehjem til øvre verdi på 48,8 øre/kWh for skolebygg. Kapitalkostnaden varierer fra 16,8 øre/kWh for sykehus/sykehjem til 26,2 øre/kWh for skolebygg. Figur 11.10 viser tydelig at skolebygget kommer vesentlig høyere ut på begge disse poster enn de andre bygningskategorier.

#### 11.4.2.2 Diskusjon

Siden skolebygget kommer ut med en vesentlig høyere varmekostnad enn de øvrige bygningskategorier er det interessant å studere bakgrunnen for dette nærmere. Siden alle forutsetninger for beregningene med unntak av investeringskostnad, årlig energibehov og maksimalt effektbehov er de samme, er det tydelig at årsaken ligger her.

Investeringskostnaden i varmesentralen er i stor grad avhengig av nødvendig installert effekt for de ulike kjelenheter i varmesentralen. Typisk for en grunnlastenhet er at den har en høy investeringskostnad, men en lav energikostnad. For å oppnå en lav kapitalkostnad per produsert kWh er det derfor viktig at grunnlastens installerte kapasitet utnyttes best mulig. Dette måles gjerne gjennom ekvivalent brukstid for maksimal effekt for de ulike kjelenheter. En høyest mulig ekvivalent brukstid for maksimal effekt er dermed ønskelig for å oppnå en lav kapitalkostnad.

For skolebygget får grunnlastenheten en ekvivalent brukstid på 3438 h/år med en optimal effektdekning av maksimalt effektbehov, som er på 40 % av maksimalt effektbehov. Til sammenligning får grunnlastenheten for sykehus/sykehjemmet en ekvivalent brukstid på 3897 h/år, med en optimal effektdekning på 50 % av maksimalt effektbehov. Dette gir en dekning av årlig energibehov for grunnlasten på 78,9 % for skolebygget og 82 % for sykehus/sykehjemmet. På grunn av varighetskurvens form kan grunnlastenheten for sykehus / sykehjemmet dimensjoneres for en høyere effektdekning, men fortsatt få en høyere ekvivalent driftstid enn for skolebygget.

At kapitalkostnaden for skolebygget blir høyere enn for de andre bygningskategorier kan dermed tilskrives at brukstiden for maksimal effekt for grunnlasten blir lav og den mest kapitalkrevende enhet utnyttes derfor ikke optimalt. Siden kapitalkostnaden fordeles over de årlige produserte kWh og skolebygget har et lavt energibehov i forhold til maksimal effekt gir dette en høy kapitalkostnad for anlegget.

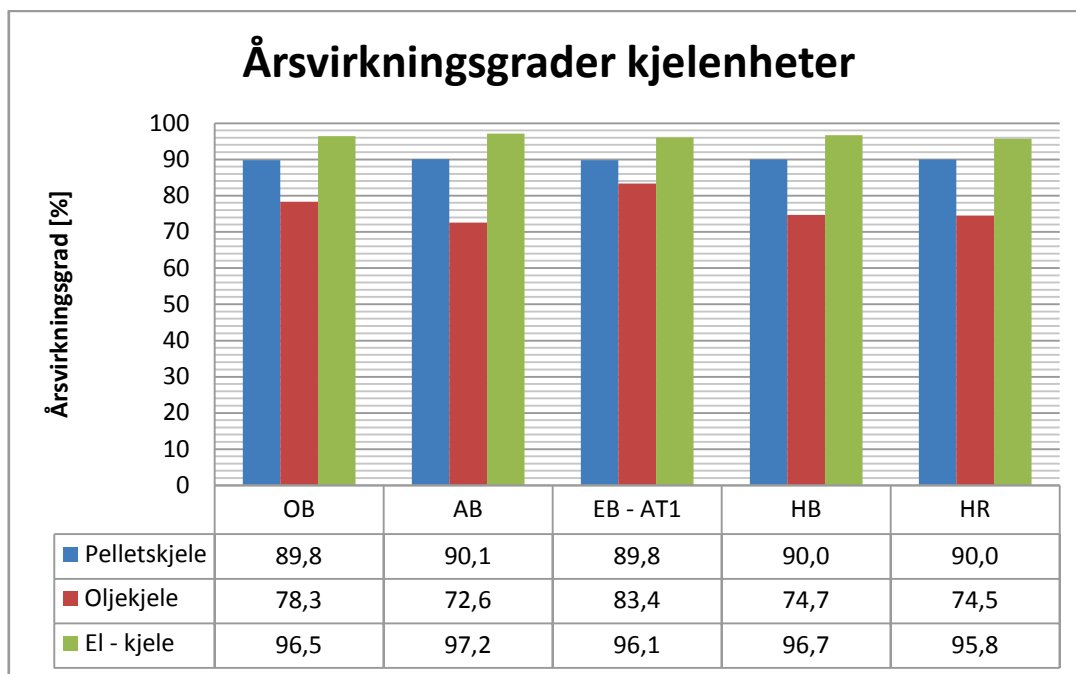
En liten dekning av årlig energibehov for grunnlasten medfører at større deler av det årlige energibehovet må dekkes av spisslasten. I dette tilfellet brukes oljekjelen som spisslast i fyringssesongen, og denne har en vesentlig høyere energikostnad enn grunnlasten. For skolebygget medfører dette at 8 % av årlig energibehov må dekkes av oljekjelen. Til sammenligning er tilsvarende tall for sykehus/sykehjem 3 % av årlig energibehov. Dette forklarer dermed de høye variable kostnader for skolebygget.

Varighetskurvens spesielle form for skolebygg medfører dermed at varmekostnaden blir markert høyere enn for andre bygningskategorier. Spesielt med en grunnlast med så høye investeringskostnader som et biobrenselanlegg har, medfører dette at denne bygningskategorien får en markert høyere varmekostnad.

### 11.4.3 Årsvirkningsgrader for kjelenheter

#### 11.4.3.1 Resultat

Følgende figur viser beregnet årsvirkningsgrad for de ulike kjelenheter ut fra antagelser lagt til grunn for beregningene.



Figur 11.11 Beregnede årsvirkningsgrader for kjelenheter for et enkeltbygg innenfor hver bygningskategori. Tallverdier for de enkelte kjeler vises under grafen.

Pelletkjelen er grunnlastenheten i samtlige varmesentraler. Variasjonen i årsvirkningsgraden for denne kjelen er liten mellom de ulike bygningskategorier, og ligger rundt 90 %.

Oljekjelen brukes som spisslast i samtlige varmesentraler og variasjonen i årsvirkningsgrad for disse kjelene er noe større. Variasjonen er fra 72,6 % for leilighetsblokk, til 83,4 % for skolebygg.

El – kjelen brukes for å dekke tappevannsproduksjon i sommersesongen, og årsvirkningsgraden for disse kjelene varierer mindre enn for oljekjelene. Variasjonen er fra 95,8 % for sykehus/sykehjem til 97,2 % for leilighetsblokk.

Total virkningsgrad for varmesentralen vektet mellom energileveransen for de ulike kjeler blir for de ulike bygningskategorier som vist i tabell 11.15.

| Bygningskategori | Total årsvirkningsgrad |
|------------------|------------------------|
|                  | [%]                    |
| OB               | 90,0                   |
| AB               | 90,6                   |
| EB_AT1           | 90,0                   |
| HB               | 90,4                   |
| HR               | 90,5                   |

Tabell 11.15 Vektet total årsvirkningsgrad for varmesentralene.

### 11.4.3.2 Diskusjon

Siden virkningsgradskurvene er forutsatt å ha lik form for alle kjeler med samme type energibærer, vil variasjonene i årsvirkningsgrad ikke direkte skyldes forskjeller i tapsforhold for kjelene. Kjelene har samme form på virkningsgradskurven, men forskjellig installert ytelse.

Pelletkjelen går som grunnlast i alle varmesentraler og denne er dimensjonert ut i fra å gi laveste varmekostnad for varmesentralen. Dette resulterer i at installert ytelse for denne enheten ligger mellom 40 – 55 % av dimensjonerende effekt for byggene i de ulike bygningskategorier (Vedlegg B). Utenfor fyringssesongen brukes el – kjelen til å produsere tappevann. Dette medfører at grunnlasten kun er i drift i fyringssesongen. Disse forhold medfører at grunnlasten får en høy ekvivalent brukstid for maksimal effekt, som er ekvivalent med en høy gjennomsnittslast. For eksempel vil pelletkjelen for sykehus/sykehjem oppnå en gjennomsnittslast på 70 % av installert effekt i hele fyringssesongen. Siden pelletkjelen også er forutsatt å ha modulerende regulering gir dette i sum en høy virkningsgrad for grunnlasten.

Oljekjelen brukes som spisslast i samtlige varmesentraler. Her er det større variasjoner i årsvirkningsgraden. Dette skyldes flere forhold. For det første vil kjelen sin installerte ytelse bestemmes ut i fra at oljekjelen og el – kjelen til sammen skal ha 100 % effektdekning. El – kjelen dimensjoneres ut i fra tappevannsbehov for den enkelte bygning. Dermed må oljekjelen dimensjoneres for det resterende effektbehov opp til 100 % effektdekning. Avhengig av tappevannsbehov i den enkelte bygning og grunnlastenhetens effektdekning, vil oljekjelen være overdimensjonert for topplasten i større eller mindre grad. Dette vil dermed påvirke gjennomsnittslasten for oljekjelen gjennom fyringssesongen og følgelig årsvirkningsgraden.

Et annet forhold er at grunnlastens effektdekning og varighetskurvens form vil påvirke oljekjelens årsvirkningsgrad. En lav effektdekning for grunnlasten medfører at større deler av årlig energibehov dekkes av oljekjelen, samt at en større del av effektbehovet dekkes av oljekjelen. Dette vil igjen gi en høyere gjennomsnittslast i fyringssesongen og følgelig en høyere årsvirkningsgrad. Denne sammenhengen ses tydelig for skolebygg, der grunnlasten dekker 40 % av dimensjonerende effektbehov. Følgelig dekker oljekjelen det resterende effektbehovet og dermed 8,3 % av årlig energibehov. Dette er betydelig høyere enn for de andre bygningskategorier der denne andelen ligger på 2 – 3 %. Dette gjenspeiles i årsvirkningsgraden for oljekjelen for skolebygg som er vesentlig høyere enn for de andre bygningskategorier.

Det siste forhold som påvirker årsvirkningsgraden er antallet start/stopp i løpet av fyringssesongen. Dette vil igjen variere med effektdekning, bygningskategori og størrelse på kjelen. Start/stopp er forbundet med et energibehov for å varme kjelen opp til driftstemperatur og dette varmebehovet øker med kjelstørrelsen. Flere start/stopp i løpet av fyringssesongen vil dermed medføre økte tap og lavere årsvirkningsgrader.

El – kjelen brukes som nevnt til produksjon av tappevann i sommersesongen og er dimensjonert for det maksimale tappevannsbehovet i sommersesongen. El – kjelen har kun tap fra overflaten ved stråling og konveksjon og får dermed en høy årsvirkningsgrad. Variasjonen i virkningsgrad mellom de ulike bygningskategorier er forholdsvis liten. Variasjonen skyldes at forholdet mellom maksimal last og gjennomsnittlig last i sommersesongen vil variere mellom de ulike bygningskategorier, noe som medfører en forskjellig gjennomsnittlig last for kjelene i sommersesongen.

Den vektete totale årsvirkningsgraden for varmesentralene ligger på ca. 90 % for alle bygningskategorier. Siden pelletkjelen leverer størsteparten av årlig energibehov vil denne årsvirkningsgraden veie tyngst. El – kjelen dekker deretter den nest største andelen av årlig energibehov og vil derfor dra den totale årsvirkningsgraden noe opp. Oljekjelen dekker en liten andel av årlig energibehov i de fleste tilfeller, og påvirker derfor den totale årsvirkningsgraden i liten grad. Resultatet blir dermed en total vektet årsvirkningsgrad for varmesentralene i overkant av 90 %.

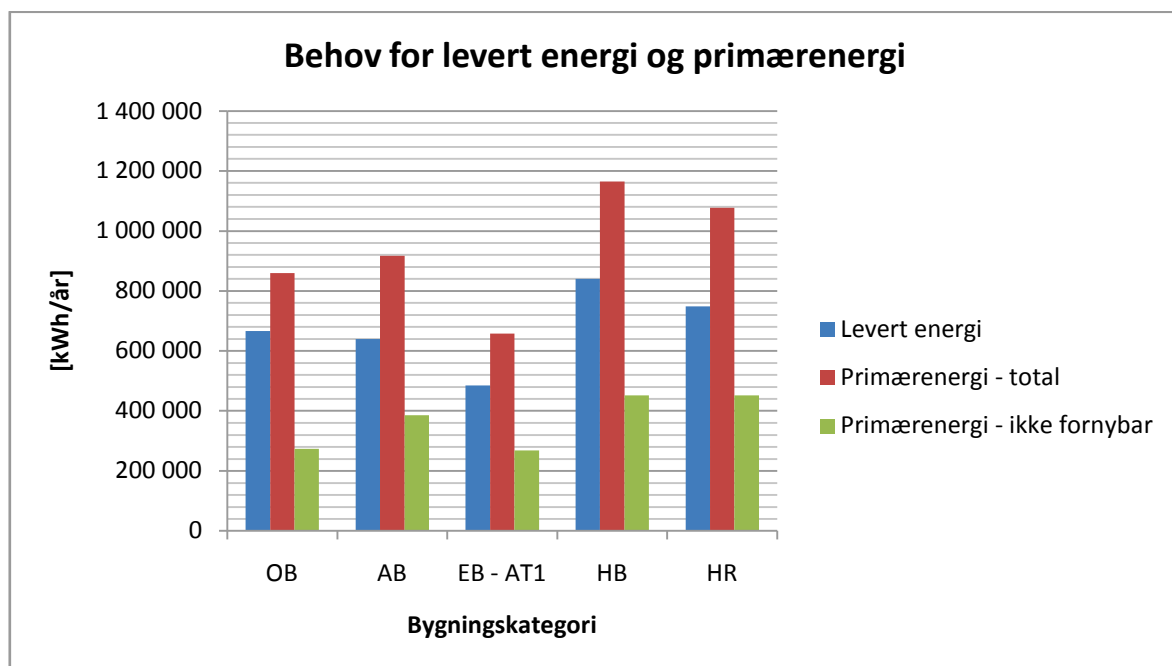
Varmesentralene får dermed en forholdsvis høy vektet total årsvirkningsgrad. Det er her viktig å huske de forutsetninger som er lagt til grunn for beregning av virkningsgradskurvene for kjelene, og da spesielt for grunnlastkjelen som dekker størsteparten av det årlige energibehov. Det ble her gjort forutsetninger om konstant CO<sub>2</sub> – innhold i røygassen i det modulerbar området, noe som gir høy forbrenningsteknisk virkningsgrad ved nedregulering av ytelsen. I realiteten vil trolig CO<sub>2</sub> – innholdet i røygassen avta ved nedregulering av ytelsen, noe som gir lavere forbrenningsteknisk virkningsgrad. Disse forhold vil dermed påvirke årsvirkningsgraden for kjelen og dermed den totale vektete årsvirkningsgraden. Beregningsmodellen gir imidlertid riktige årsvirkningsgrader ut fra de forutsetninger som legges til grunn for beregningene.

### 11.4.4 Indikatorer for energiytelse

For de enkelte bygg er formålet med disse resultatene å vise hvor stort behovet for levert energi og primærenergi er i forhold til netto energibehov for bygningene.

#### 11.4.4.1 Resultat og diskusjon

Levert energi er her summen av energi som må leveres over bygningens systemgrense for å dekke bygningens samlede varmebehov (oppvarming og tappevann) inkludert systemtap i varmesystemet som ikke gjenvinnes.



Figur 11.12 Behov for levert energi og primærenergibehov for ett enkeltbygg innenfor hver bygningskategori. Ikke – fornybar del av totalt primærenergibehov er også inntegnet.

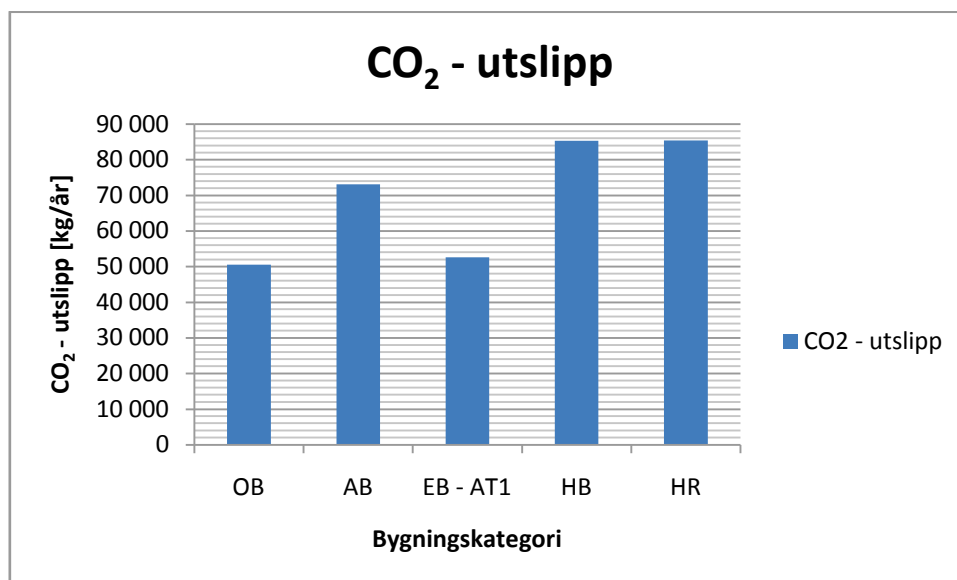
I forhold til netto varmebehov for bygningen vil behov for levert energi være høyere. Hvor mye høyere avhenger av systemvirkningsgraden for varmesystemet. Siden estimeringen av lastkurvene



for de enkelte bygg baserer seg på målinger av varmebehovet, er distribusjonsvirkningsgraden og reguleringsvirkningsgraden for varmesystemet inkludert i lastkurven. Systemvirkningsgraden er produktet av reguleringsvirkningsgraden, produksjonsvirkningsgraden og distribusjonsvirkningsgraden. Netto varmebehov eksklusiv disse tap vil derfor ikke framgå direkte av beregninger i modellen, og er derfor ikke inntegnet i figur 11.12. Et anslag på hvor mye lavere netto energibehov er, kan likevel gjøres. Ved å forutsette en reguleringsvirkningsgrad og en distribusjonsvirkningsgrad på 0,95 (radiatorsystem) for varmesystemene i byggene og produksjonsvirkningsgrad på 90 % (tabell 11.14) tilsier dette at systemvirkningsgraden for oppvarmingsystemene i byggene blir ca. 81 %. Dette innebærer dermed at behov for levert energi blir ca. 23 % høyere enn netto energibehov for de enkelte bygg.

Primærenergien er den energimengde som er nødvendig for å fremskaffe én mengdeenhet levert energi og tar hensyn til utvinning, prosessering, lagring, transport, generering, omdanning, overføring, distribusjon og alle andre nødvendige trinn for å levere energien til bygningen der den leverte energien skal brukes. Primærenergibehovet blir dermed større enn behovet for levert energi for enkeltbyggene, men hvor mye større avhenger av størrelsen på primærenergifaktoren for den enkelte energivare og behovet for levert energi for hver enkelt energivare. Fordelingen av årlig energibehov mellom de enkelte energivarer er ikke studert i detalj for de enkelte bygg, men er studert i detalj for den lokale varmesentral. For de studerte bygninger blir primærenergibehovet fra 29 % (OB) til 44 % (HR) høyere enn behovet for levert energi. Primærenergibehovet blir dermed betydelig høyere enn behovet for levert energi til bygningen.

Den ikke - fornybare delen av primærenergien utgjør en betydelig del av det totale primærenergibehovet. For de studerte bygningene vil det ikke - fornybare primærenergibehovet utgjøre mellom 32 % (OB) til 42 % (AB). Dette til tross for at størsteparten av det årlige energibehov for de ulike bygninger dekkes av bioenergi i form av pellets.



Figur 11.13 Årlig CO<sub>2</sub> utslipp for enkeltbygg innenfor hver bygningskategori

Totalt CO<sub>2</sub> utslipp for varmesentralene beregnes ved å multiplisere CO<sub>2</sub> - faktorene for de enkelte energivarer med behovet for levert energi. CO<sub>2</sub> - faktoren gir den mengde karbondioksid som blir sluppet ut i atmosfæren per enhet levert energi. Variasjonene i utslippsmengden av CO<sub>2</sub> skyldes her

byggenes ulike størrelse og ulike behov for levert energi, og til en viss grad en forskjellig fordeling av årlig energibehov mellom de forskjellige energivarer. Selv om størsteparten av årlig energibehov dekkes av pellets og elektrisitet vil det likevel bli betydelige utslipp av CO<sub>2</sub> for byggene.

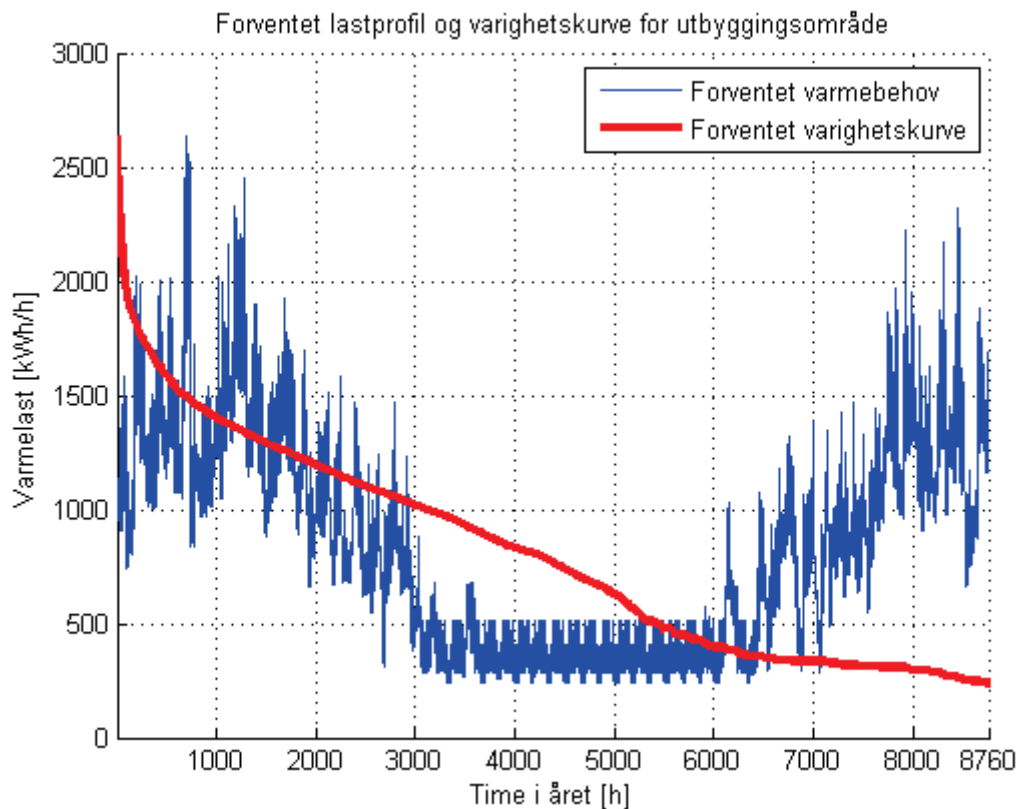
Resultatene viser at det er betydelige energimengder som er nødvendig for å bringe en energivare til en bygning. Den nye beregningsmetoden muliggjør å ta hensyn til alle tapene i energikjeden fra utvinning til sluttbruk, og viser at primærenergi behovet er betydelig høyere enn byggets netto energibehov.

## 11.5 Resultat - Nærvarmesentral

### 11.5.1 Last - og varighetskurve for utbyggingsområdet

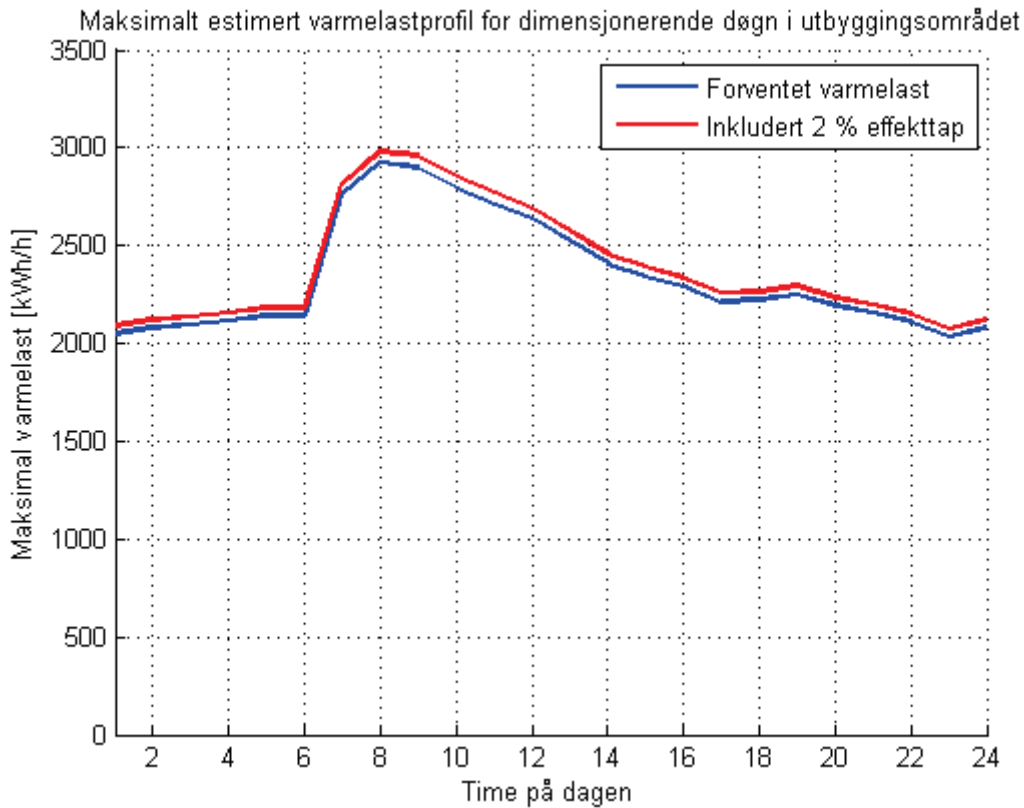
#### 11.5.1.1 Resultat

Inklusive tap i varmesystemet i de enkelte bygninger, tap i kundesentraler og tap i fjernvarmenettet oppnås følgende forventede last- og varighetskurve for området.



Figur 11.14 Forventet lastkurve og varighetskurve for utbyggingsområdet

Det dimensjonerende varmebehov er beregnet ut fra dimensjonerende utetemperatur for Trondheim, som er -19 °C. Effekttapet er for det dimensjonerende døgn ikke differensiert etter det varierende varmebehovet over dagen, men antatt konstant lik 2 %. Dette gir følgende resultat for det dimensjonerende døgn for utbyggingsområdet:



Figur 11.15 Varmelastprofil for dimensjonerende døgn for utbyggingsområdet

Maksimal varmelast vil dermed inntreffe klokka 08:00 på morgenen, med en sammenlagingsfaktor på 0,981. Dette er sammenlagingsfaktoren for de generaliserte lastprofilene, og ikke sammenlagingsfaktoren for det faktiske utbyggingsområdet.

Beregningen gir dermed følgende data for utbyggingsområdet:

|  |               |
|--|---------------|
| Dimensjonerende effektbehov                        | 2981 kW       |
| Maksimalt effektbehov, DRY                         | 2638 kW       |
| Årlig energibehov inkl. tap i fjernvarmenett       | 7 080 863 kWh |
| Effekttap ved maksimal last                        | 2 %           |
| Effekttap ved laveste sommerlast                   | 26,9 %        |
| Årlig energitap                                    | 10,1 %        |
| Sammenlagingsfaktor eksklusiv tap i fjernvarmenett | 0,981         |
| Ekvivalent driftstid for maksimal effekt           | 2375 h/år     |
| Ekvivalent driftstid for maksimal effekt, DRY      | 2684 h/år     |

Tabell 11.16 Data for utbyggingsområdet

### 11.5.1.2 Diskusjon

Det dimensjonerende effektbehovet for hele utbyggingsområdet er på 2981 kW. Dette er betydelig høyere enn det maksimale effektbehovet estimert for DRY Oslo, som er 2683 kW. Dette skyldes at

den laveste døgnmiddeltemperatur for DRY Oslo er  $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Dimensjonerende utetemperatur, DUT, for Trondheim er imidlertid  $-19\text{ }^{\circ}\text{C}$ , og denne brukes for å estimere det dimensjonerende effektbehov. Det dimensjonerende effektbehov blir dermed høyere enn det maksimale effektbehov i DRY.

DUT defineres som stedets laveste gjennomsnittstemperatur over 3 døgn i løpet av en 30-årsperiode: fra 1962 til 1990. For Oslo er DUT  $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$  og det kan derfor stilles spørsmål om ikke DRY Oslo burde inneholde en døgnmiddeltemperatur på  $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Dette er imidlertid ikke tilfelle og medfører dermed det ovenfor nevnte fenomen.

Grunnen til at temperaturdata for DRY Oslo brukes for estimering av varmebehovet for et utbyggingsområde i Trondheim skyldes som omhandlet i tidligere kapittel at det ikke foreligger standardiserte klimadata for Trondheim. Klimaet for Trondheim og Oslo er imidlertid ganske likt med en forskjell i normalgraddagstall på 1,6 % (BNES 2003).

Sammenlagringsfaktoren eksklusive tap i fjernvarmenettet er på 0,981. Denne sammenlagringsfaktoren skyldes at de ulike bygningskategorier vil ha sitt maksimale varmebehov ved forskjellig tidspunkt. Alle byggene innenfor hver bygningskategori vil imidlertid ha sitt maksimale varmebehov ved samme tidspunkt etter denne modellen. Sammenlagringen mellom flere bygg innenfor hver bygningskategori er imidlertid ivaretatt gjennom de relative lastkurvene til modellen, grunnet at disse baserer seg på studier av flere bygg innenfor hver kategori. Dette medfører at den totale sammenlagringen for det totale utbyggingsområdet blir korrekt estimert.

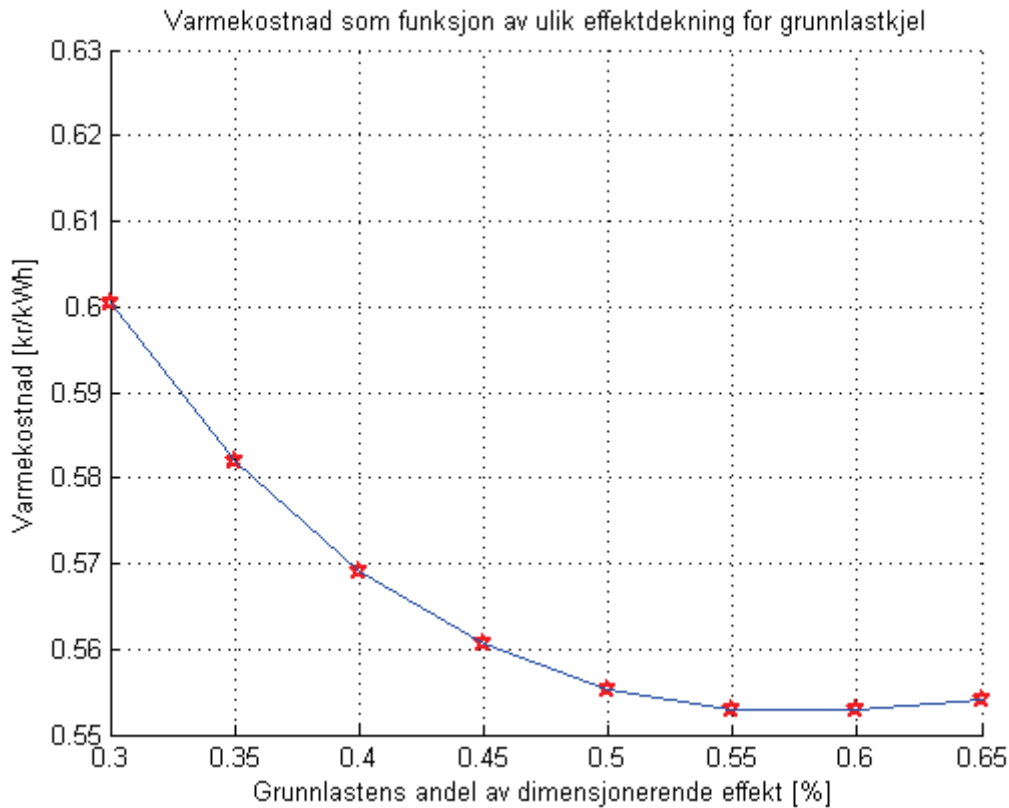
Sammenlagringsfaktoren på 0,981 representerer dermed bare sammenlagringseffekten mellom de ulike bygningskategorier, og det faktum at disse vil ha maksimalt varmebehov til ulik tid. Den totale sammenlagringsfaktoren for utbyggingsområdet vil dermed være noe lavere.

### **11.5.2 Optimal effektdekning for grunnlastenhet**

Optimal effektdekning for grunnlastenheten er funnet ved å bruke beregningsmodellen iterativt og variere den installerte effekt og tilhørende investeringskostnad for grunnlastenheten. Installert effekt for olje og el – kjelen er ikke mulig å variere siden el – kjelen dimensjoneres for tappevannsbehov utenfor fyringssesongen, og disse to kjelene til sammen skal dekke 100 % av dimensjonerende effektbehov. Med den optimale effektdekning for grunnlastenheten menes her den effektdekning som gir den laveste varmekostnad.

#### **11.5.2.1 Resultat**

Figur 11.16 viser varmekostnaden for ulike effektdekninger for grunnlastkjelen. Kurvens bunnpunkt angir den optimale effektdekning for grunnlastenheten med minimum varmekostnad som optimaliseringskriterium.



Figur 11.16 Optimal effektdekning for grunnlastkjelen

Beregningene viser at optimal effektdekning som gir den laveste varmekostnad oppnås ved å dimensjonere grunnlasten til 55 – 60 % av maksimalt effektbehov. Det er derfor valgt en effektdekning for grunnlasten på 55 % av dimensjonerende effektbehov. Dette gir følgende beregnede størrelser i optimalpunktet:

| Beregnete størrelser i optimalpunkt |               |
|-------------------------------------|---------------|
| Laveste varmekostnad                | 55,30 øre/kWh |
| Kapitalkostnad                      | 23,72 øre/kWh |
| Optimal effektdekning grunnlast     | 55 %          |
| Optimal installert effekt grunnlast | 1640 kW       |
| Energidekning grunnlast             | 82,8 %        |
| Energidekning topplast              | 1,25 %        |

Tabell 11.17 Beregnede størrelser i optimalpunkt

### 11.5.2.2 Diskusjon

Den optimale effektdekningen blir i dette tilfellet på 55 – 60 %. Den relativt høye effektdekningen skyldes i hovedsak den store forskjellen i energipris mellom fyringsolje og flis. Med en effektdekning på 55 % vil grunnlastenheten dekke hele 82,8 % av årlig energibehov. Siden grunnlastenheten kun er i drift i fyringssesongen og el – kjelen dekker behovet for tappevann utenfor fyringssesongen, betyr dette at grunnlasten dekker en enda høyere andel av energibehovet i fyringssesongen isolert sett. At grunnlastenheten får en så høy dekning av årlig energibehov skyldes den karakteristiske formen på varighetskurven ved bygningsoppvarming, med relativt få timer i året med et høyt effektbehov. En lav effektdekning for grunnlasten vil dermed dekke det meste av det årlige energibehovet. Dette er typisk for bygningsoppvarming.

Med en økning av effektdekningen fra optimalpunktet vil dette medføre en økning av investeringskostnadene for grunnlastenheten. Dette vil også medføre at grunnlastenheten må dekke en større andel av det årlige energibehovet, som kan leses ut av varighetskurven i figur 11.14. Grunnlastenheten har en lavere energikostnad enn topplasten, og den økte investeringskostnaden må dermed tjenes inn på differansen i energikostnaden mellom topplastenheten og grunnlastenheten. Ved å øke effektdekningen over optimalpunktet vil ikke besparelsen ved å produsere det økte antall kWh med grunnlasten tjene inn den økte investeringskostnaden. Resultatet blir at varmekostnaden stiger.

En reduksjon av effektdekningen til grunnlastenheten vil også medføre en økt varmekostnad. Ved å redusere den installerte effekten for grunnlastenheten vil investeringskostnaden reduseres. Imidlertid vil en større andel av det årlige energibehov måtte produseres med topplastenheten. Denne har en betydelig høyere energikostnad enn grunnlastenheten, og kostnaden ved å produsere det økte antall kWh blir høyere enn besparelsen i investeringskostnaden. Resultatet blir at varmekostnaden øker. Dette framgår tydelig i figur 11.16, da varmekostnaden øker betraktelig med lavere effektdekning for grunnlastenheten.

Grunnlastkjelen og topplastkjelen sin gjennomsnittlige last i fyringssesongen vil ha betydning for virkningsgraden for kjelene. Med en økt effektdekning for grunnlastkjelen medfører dette at den gjennomsnittlige lasten for kjelen blir lavere. Dette vil gi en lavere gjennomsnittlig virkningsgrad for kjelen. Siden grunnlastkjelen dekker størsteparten av energibehovet i fyringssesongen vil virkningsgradsforholdene for grunnlastkjelen være det som påvirker varmekostnaden i størst grad i denne sammenheng. Oljekjelen vil også få en lavere gjennomsnittlig virkningsgrad med lavere gjennomsnittlig last men dette vil ikke påvirke varmekostnaden i like stor grad.

Optimalpunktet som gir laveste varmekostnad finnes dermed der den økte investeringskostnaden ved å øke ytelsen til grunnlastkjelen en enhet, er lik besparelsen ved å produsere den tilsvarende økte mengde energi med grunnlastkjelen i stedet for topplastkjelen.

### 11.5.3 Årsvirkningsgrader for kjelenheter

#### 11.5.3.1 Resultat

Følgende resultat oppnås for de varmeproduserende enheter:

| Kjeltype                                 | Installert effekt | Beregnet årsvirkningsgrad | Dekning av årlig energibehov |
|--|-------------------|---------------------------|------------------------------|
|  | [kW]              | [ % ]                     | [%]                          |
| Flisfyrte kjel                           | 1640              | 90,4                      | 82,8                         |
| Oljekjel                                 | 2450              | 60                        | 1,3                          |
| El - kjel                                | 550               | 98,5                      | 15,9                         |
| <b>Total vektet årsvirkningsgrad [%]</b> |                   | <b>91,3</b>               |                              |

Tabell 11.18 Beregnede data for kjelenheter

Både den flisfyrte kjelen og el – kjelen oppnår høye årsvirkningsgrader. Oljekjelen derimot får en svært lav årsvirkningsgrad bare på 60 %.

### 11.5.3.2 Diskusjon

Den flisfyrte kjelen er forutsatt å ha modulerende regulering og den er i drift kun i fyringssesongen, da el – kjelen dekker varmelasten utenfor fyringssesongen. Den flisfyrte kjelen er dimensjonert for en dekning av dimensjonerende effektbehov på 55 %, som gir den optimale varmekostnad. Disse forhold gjør at den flisfyrte kjelen får en høy gjennomsnittlig last i fyringssesongen og følgelig en høy årsvirkningsgrad.

Oljekjelen brukes som spisslast og er kun i drift i fyringssesongen. Denne kjelen får en virkningsgrad så lav som 60 %. Dette skyldes flere forhold. Siden oljekjelen og el – kjelen er forutsatt å skulle gi 100 % effektdekning og el – kjelen dimensjoneres for sommerlast, medfører dette at oljekjelen får en høy installert ytelse. I forhold til det effektbehovet som er nødvendig for å gi 100 % effektdekning ved full ytelse på den flisfyrte kjelen, blir dermed oljekjelen betydelig overdimensjonert. Dette medfører at oljekjelen får en lav gjennomsnittlig last når den går som topplast i fyringssesongen. Følgelig vil årsvirkningsgraden for kjelen bli lav. I tillegg til dette vil oljekjelen ha mange start/stopp i løpet av fyringssesongen. En kjel i denne størrelsen vil ha betydelige energibehov forbundet med å varme opp kjelen til driftstemperatur. Dette vil bidra betydelig til at årsvirkningsgraden blir så lav.

En helt klart bedre løsning ville derfor vært å installere to eller flere kjeler i varmesentralen for å dekke topplasten. Ved å dele topplasten på flere kjeler vil en høyere årsvirkningsgrad på kjelene oppnås. Grunnen til at dette ikke er gjennomført i denne beregningen er at den utviklede beregningsmodell bare tillater maksimalt tre kjelenheter i varmesentralen.

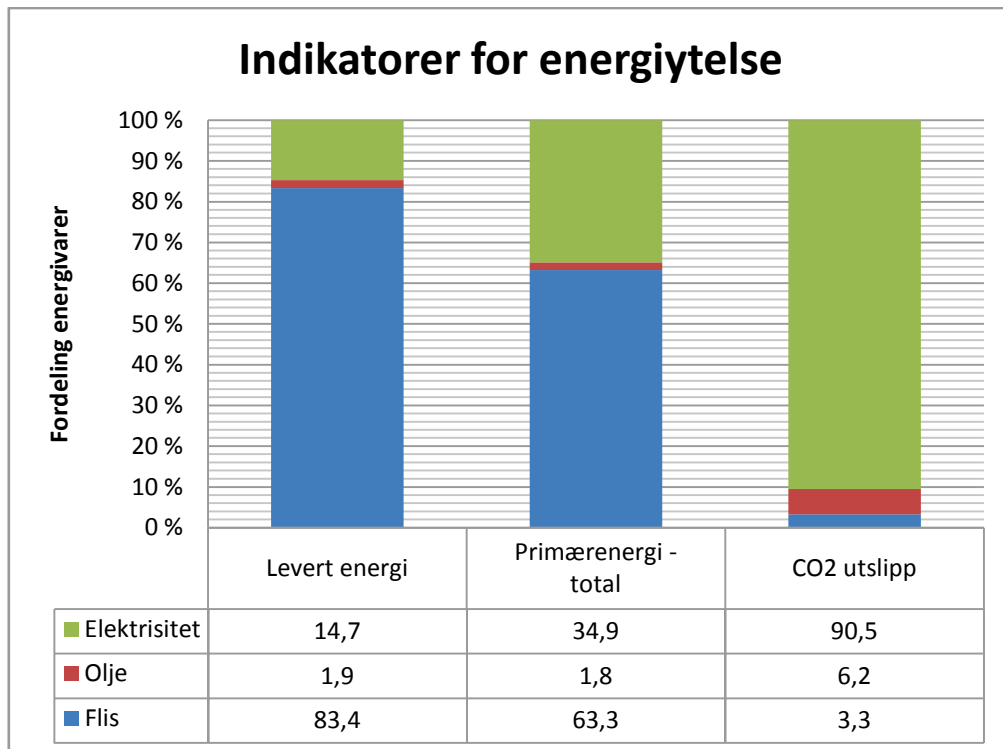
El – kjelen har kun tap fra kjeloverflaten ved stråling og konveksjon og oppnår dermed en meget høy årsvirkningsgrad.

Sammenlignet med varmesentralene for enkeltbygg blir den totale vektete årsvirkningsgraden ca. 1 % høyere for nærvarmesentralen. I dette tilfellet skyldes det at el – kjelen får en høyere årsvirkningsgrad enn el – kjelene i enkeltbyggene. Siden grunnlastkjelene i samtlige beregninger har modulerende regulering, og virkningsgradskarakteristikkene for den flisfyrte kjelen og pelletskjelen er forholdsvis like, gir dette liten forskjell i den totale vektete årsvirkningsgraden mellom enkeltbyggene og nærvarmesentralen.

### 11.5.4 Indikatorer for energiytelse

#### 11.5.4.1 Resultat

For varmesentralen for utbyggingsområdet oppnås følgende resultater for de ulike indikatorer for energiytelse. Hver indikator for energiytelse er gitt som prosentvise verdier som viser fordelingen mellom de ulike energivarer. Behovet for levert energi for den felles varmesentralen for utbyggingsområdet tar her med alle tap i varmesystemene i enkeltbyggene, tap i kundesentral, tap i fjernvarmenett og produksjonsvirkningsgrad i varmesentralen.

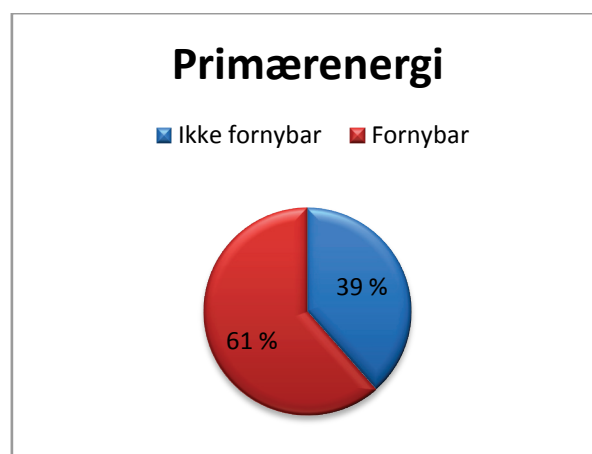


Figur 11.17 Indikatorer for energiytelse for felles varmesentral for utbyggingsområdet.

Figur 11.17 viser at det blir en tydelig omfordeling mellom energivarene når en går fra levert energi til primærenergi. Primærenergi-behovet for elektrisitet utgjør 34,9 % av det totale primærenergi-behovet, men bare 14,7 % av behovet for levert energi til varmesentralen.

Når det gjelder CO<sub>2</sub> – utslippet vil 90,5 % av det totale CO<sub>2</sub> – utslippet komme fra elektrisitet. Dette til tross for at energivaren elektrisitet bare utgjør 16,4 % av behovet for levert energi.

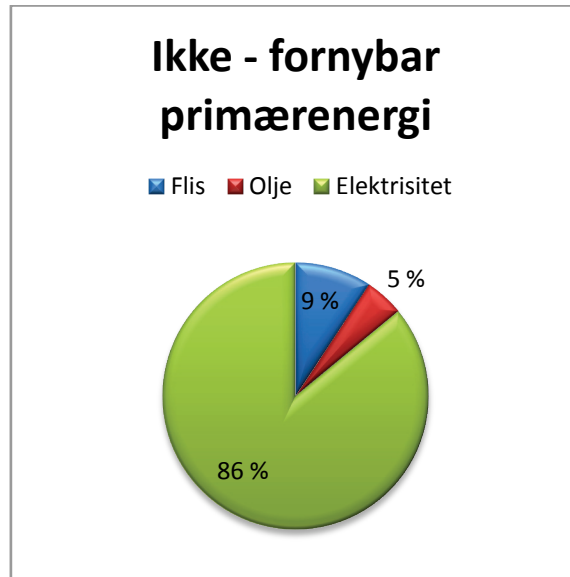
Det totale primærenergi-behovet består av både fornybar og ikke – fornybar energi. Følgende figur viser andelen av primærenergi-behovet til varmesentralen som er fornybart og andelen som ikke er fornybar.



Figur 11.18 Varmesentralens primærenergi-behov inndelt i fornybart og ikke – fornybart primærenergi-behov.



Av varmesentralens totale primærenergi vil dermed 61 % være fornybar primærenergi og 39 % være ikke fornybar primærenergi. For å undersøke hvilke energivarer som bidrar til å gi en så høy andel ikke fornybar primærenergi, er den ikke – fornybare delen av primærenergi behovet delt opp på de forskjellige energivarer. Resultatet vises i figur 11.19.



Figur 11.19 Fordeling av ikke – fornybart primærenergi behov etter energivarer.

86 % av det ikke fornybare primærenergi behovet skyldes energivaren elektrisitet. Dette selv om behovet for levert elektrisitet bare utgjør 16,4 % av det totale behovet for levert energi. Dette skyldes at den ikke fornybare delen av primærenergifaktoren utgjør 94,9 % av den totale primærenergifaktoren for elektrisitet.

Det er også verdt å legge merke til at flis i denne sammenheng ikke regnes som 100 % fornybart.

#### 11.5.4.2 Diskusjon

Primærenergifaktorene gir i dette tilfellet en svært forskjellig fordeling mellom energivarene for det totale primærenergi behovet enn hva som er fordelingen mellom energivarene for behovet for levert energi. Grunnen til at elektrisitet utgjør en så mye større andel av det totale primærenergi behovet, er at primærenergifaktoren for elektrisitet er 3,31. Dette er faktoren for elektrisitet miks i NS-EN 15603. Tilsvarende faktorer for flis og fyringsolje er henholdsvis 1,06 og 1,35. Dette medfører dermed at primærenergi behovet for elektrisitet blir betydelig høyere enn behovet for levert elektrisitet, og vil derfor utgjøre en mye større del av det totale primærenergi behovet.

Bruken av elektrisitet i varmesentralen vil være den største kilden til varmesentralens totale årlige CO<sub>2</sub> – utslipp. Hele 90,5 % av varmesentralens totale årlige CO<sub>2</sub> – utslipp vil skyldes bruken av elektrisitet. Dette til tross for at behovet for levert elektrisitet til varmesentralen bare utgjør 14,7 % av det totale behovet for levert energi til varmesentralen, siden el – kjelen brukes kun til å dekke sommerlasten i varmesentralen. Dette skyldes igjen CO<sub>2</sub> – faktoren for elektrisitet miks som etter NS – EN 15603 er 617 kg/MWh levert energi. Tilsvarende faktorer for flis og olje er 4 kg/MWh og 330 kg/MWh. Dette betyr at elektrisitet og olje vil være de største bidragsytere til CO<sub>2</sub> – utslippet.

I denne sammenheng kan en legge merke til at bruk av flis ikke vil være en 100 % fornybar energikilde og at bruk av flis også vil medføre utslipp av CO<sub>2</sub>. Dette skyldes at kreves bruk av ikke fornybar energi til å prosessere og å bringe flis fram til varmesentralen.

Resultatene viser at bruk av elektrisitet vil være den helt klart største bidragsyteren for varmesentralens bruk av ikke – fornybar primærenergi og CO<sub>2</sub> – utslipp. I tillegg vil bruk av elektrisitet i stor grad bidra til å øke varmesentralens totale primærenergibehov. Det er liten tvil om at bruk av for eksempel en oljekjele for å dekke sommerlasten, i stedet for en el – kjele, vil redusere både CO<sub>2</sub> – utslipp, bruk av ikke – fornybar primærenergi og det totale primærenergibehovet for varmesentralen.

### 11.6 Sammenligning

Formålet med denne sammenligning er å sammenligne følgende tilfeller:

- Én felles varmesentral som dekker varmebehovet til samtlige bygg i utbyggingsområdet via et fjernvarmenett
- En varmesentral i hvert enkelt bygg

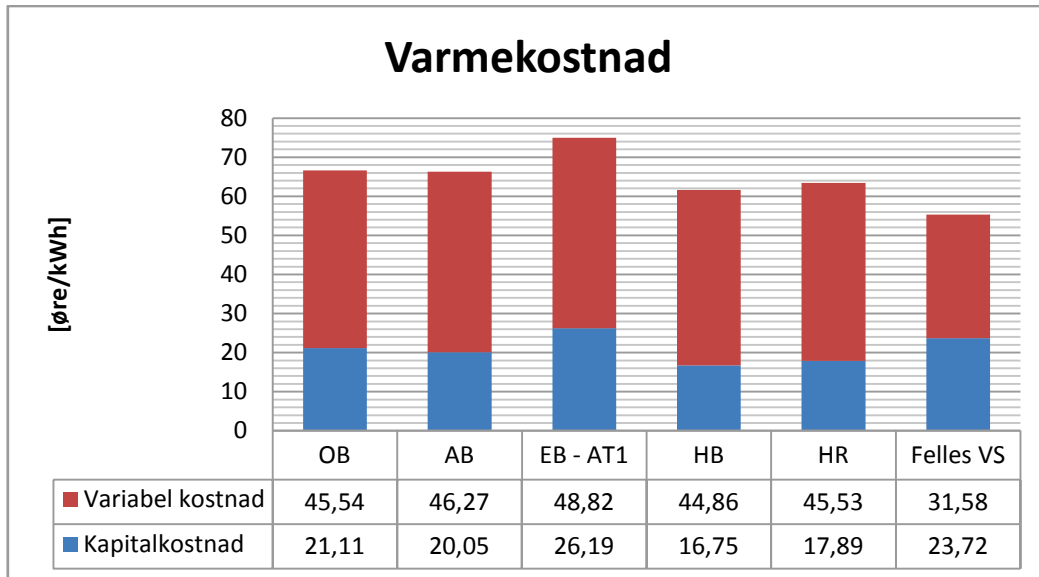
Med tanke på følgende indikatorer:

- Varmekostnad
- Levert energi
- Primærenergi
- CO<sub>2</sub> – utslipp

#### 11.6.1 Varmekostnad

##### 11.6.1.1 Resultat

Følgende figur viser beregnede varmekostnader for alle enkeltbyggene i utbyggingsområdet, samt varmekostnaden for den felles varmesentralen for utbyggingsområdet. For den felles varmesentralen inkluderer investeringskostnaden, i tillegg til kostnader for varmesentral, kostnader for distribusjonsnett og kostnader for kundesentraler.



Figur 11.20 Varmekostnad for felles varmesentral og for alle enkeltbygg i utbyggingsområdet. VS = varmesentral.

Resultatene viser at varmekostnaden for den felles varmesentralen kommer ut betydelig lavere enn med varmesentraler i hvert enkelt bygg. For den felles varmesentralen blir varmekostnaden 55,30 øre/kWh, mens den for enkeltbygg ligger mellom 61,6 – 75 øre/kWh. I varmekostnaden for den felles varmesentralen er da kostnader for kundesentraler og fjernvarmenett inkludert.

#### 11.6.1.2 Diskusjon

Den variable kostnaden for den felles varmesentral er betydelig lavere enn den variable kostnaden for varmesentraler i enkeltbygg. Den er mellom 13,28 – 17,28 øre lavere enn den variable kostnaden for enkeltbyggene. Dette skyldes i hovedsak at det benyttes flis i stedet for pellets som grunnlast i den felles varmesentral, og i tillegg en lavere pris for elektrisitet.

Flis er generelt en rimeligere energikilde enn pellets. Det er i disse beregningene forutsatt en energipris på 20,5 øre/kWh for flis og en pris på 32,2 øre/kWh for pellets. Siden disse to kildene brukes som grunnlast i henholdsvis den felles varmesentral og i varmesentralene i enkeltbygg, og dermed dekker størsteparten av årlig energibehov bidrar dette betydelig til at de variable kostnader blir mye lavere for den felles varmesentral. Dette er også en av fordelene med å ha en felles varmesentral, at rimeligere energikvaliteter kan anvendes. Disse krever gjerne en mer avansert forbrenningsteknikk og dermed har høyere investeringskostnader, men dette kan oppveies i en varmesentral som produserer større energimengder.

Prisen på elektrisitet vil også bli lavere for den felles varmesentral. Dette skyldes at elektrisitet som brukes til produksjon av fjernvarme har redusert forbruksavgift på 0,45 øre/kWh. Normal forbruksavgift er på 10,82 øre/kWh, slik at dette bidrar til en betydelig reduksjon av prisen på elektrisk kraft. I den felles varmesentral dekker el – kjelen 15,9 % av årlig energibehov, slik at dette også vil medvirke til en lavere varmekostnad enn for enkeltbyggene.

Kapitalkostnaden for den felles varmesentral er noe høyere enn for samtlige varmesentraler for enkeltbygg, med unntak av skolebygg (EB - AT1). Kapitalkostnaden for skolebygg blir forholdsvis høy på grunn av at denne bygningskategori har et forholdsvis høyt maksimalt effektbehov, men relativt lavt energibehov. Siden kapitalkostnaden er beregnet per kWh, vil dette slå ut for skolebygget med

sitt lave årlige energibehov. Samtidig øker investeringskostnaden med den nødvendige installerte effekt i varmesentralen slik at skolebygget kommer ut med en høy kapitalkostnad.

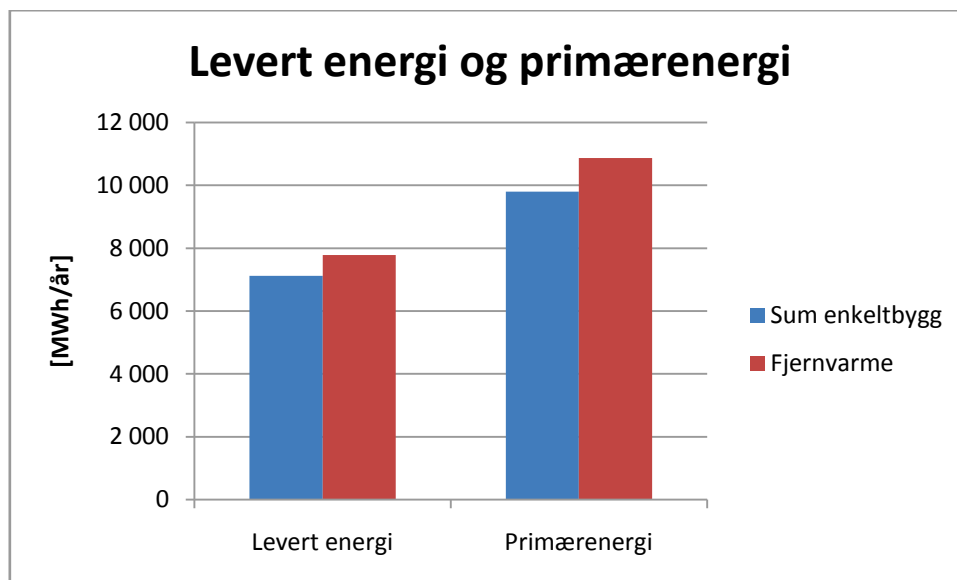
Den spesifikke investeringskostnaden i kr/kW for varmesentralen blir lavere for den felles varmesentral. Imidlertid kreves det investeringer i et fjernvarmenett og kundesentraler for alle enkeltbygninger. Dette medfører høye investeringskostnader for nærvarmeanlegget. Imidlertid vil de årlige kapitalkostander fordeles ut over et større antall kWh, siden varmesentralen produserer en større årlig energimengde. Dette medfører at kapitalkostnaden for den felles varmesentralen ikke blir betydelig høyere enn for varmesentralene for enkeltbyggene.

Følgelig er det energiprisen for grunnlasten og el – kjelen som virker til å ha størst innvirkning på den totale varmekostnad. Dette vil imidlertid behandles mer inngående i følsomhetsanalysene.

### 11.6.2 Indikatorer for energiytelse

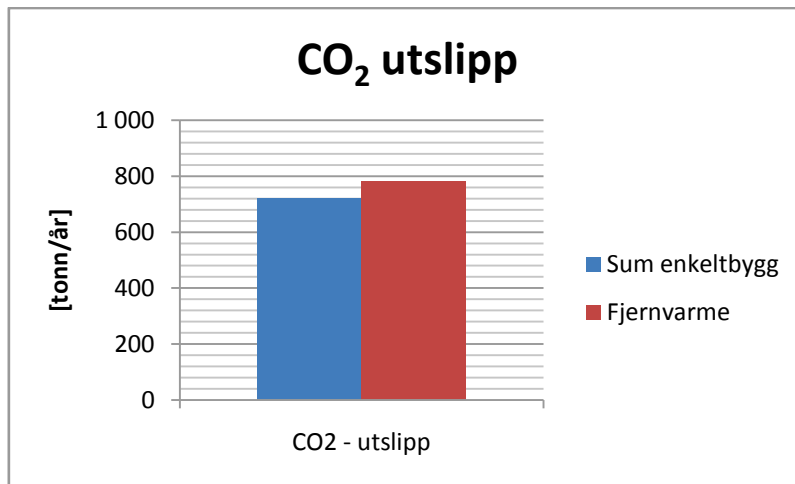
Sammenligningen baserer seg på summen av behov for levert energi, primærenergibehov og CO<sub>2</sub> – utslipp for alle enkeltbygg i utbyggingsområdet og for den felles varmesentralen.

#### 11.6.2.1 Resultat



Figur 11.21 Behov for levert energi og primærenergibehov for summen av alle enkeltbygg og for den felles varmesentral.

Resultatene viser at med en felles varmesentral som forsyner alle bygg i utbyggingsområdet med varme blir både behovet for levert energi og primærenergibehovet høyere. Behovet for levert energi blir 9,3 % høyere for den felles varmesentralen, mens primærenergibehovet blir 10,9 % høyere.



Figur 11.22 Sammenligning av CO<sub>2</sub> – utslipp summert for alle enkeltbygg og for felles varmesentral for alle bygg

Utslipet av CO<sub>2</sub> for den felles varmesentral blir høyere enn hvis alle bygg har sin egen varmesentral. I dette tilfellet blir CO<sub>2</sub> – utslippet 8,6 % høyere for den felles varmesentral.

#### 11.6.2.2 Diskusjon

For å kartlegge hvilke forhold som medfører en økning i indikatorene for energiytelse ved å forsyne alle bygg i området fra en felle varmesentral, kan følgende betraktning gjennomføres:

De enkelte bygg vil få en reduksjon av sitt behov for levert energi ved fjernvarme. Dette skyldes at den lokale varmesentralen med kjelanlegg vil byttes ut med en kundesentral. En kundesentral vil ha en høyere årsvirkningsgrad enn et kjelanlegg, og dette vil redusere behovet for levert energi til bygningen. Årsvirkningsgraden for en kundesentral kan beregnes etter standarden EN 15316-4-5. Dette gir en årsvirkningsgrad for kundesentralene i enkeltbyggene på 99,5 %. En varmesentral med kjelenheter vil få en betydelig lavere total årsvirkningsgrad som vist i avsnitt 11.4.3. For enkeltbyggene i denne oppgaven vil denne ligge på ca. 90 % (tabell 11.15). Summen av behovet for levert energi for byggene i utbyggingsområdet blir dermed ca. 11 % høyere med varmesentraler med kjeler i hvert enkelt bygg, enn med en kundesentral i hvert enkelt bygg.

Med et fjernvarmeanlegg vil imidlertid en andel av det årlige energibehovet tapes i fjernvarmenettet. Denne energien må følgelig dekkes av den felles varmesentralen. Årlig energitap i fjernvarmenettet er estimert til 10,1 % av det årlige energibehov for alle byggene (tabell 11.16). Dette betyr at energitapet i fjernvarmenettet grovt sett dekkes opp av gevinsten som oppnås ved en høyere årsvirkningsgrad for en kundesentral enn for et kjelanlegg i byggene.

Imidlertid må varmen produseres i den felles varmesentralen. For den felles varmesentralen er den totale vektete årsvirkningsgraden for produksjon av varme lik 91,3 %. Med utgangspunkt i at tapet i fjernvarmenettet dekkes opp av gevinsten med kundesentralene, tilsier dette at økt behov for levert energi med fjernvarmeanlegget blir 9,5 %. Imidlertid blir det faktiske økte behovet for levert energi lik 9,3 %, noe som tilsier at gevinsten med kundesentralene dekker noe mer enn tapet i fjernvarmenettet.

Dette betyr grovt sett at behovet for levert energi for et fjernvarmeanlegg vil bli en prosentandel større enn summen av behovet for levert energi for enkeltbyggene. Denne prosentandelen vil dermed tilsvare tapet ved produksjon av varme i fjernvarmesentralen.

Primærenergibehovet blir 10,9 % høyere for den felles varmesentralen. Det er også 1,6 % høyere enn økningen i behovet for levert energi. Dette skyldes at fordelingen av det årlige energibehovet mellom de ulike energivarer blir noe forskjellig for enkeltbyggene og for den felles varmesentralen. På grunn av primærenergifaktorene vil dette gi utslag i det totale primærenergibehovet.

CO<sub>2</sub> – utslippet blir også høyere for den felles varmesentral. Dette er naturlig siden det økte behovet for levert energi blir høyere for den felles varmesentral. Imidlertid øker ikke CO<sub>2</sub> – utslippet like mye som behovet for levert energi. Tidligere er det vist at energivaren elektrisitet vil stå for den største delen av CO<sub>2</sub> – utslippet. At CO<sub>2</sub> – utslippet ikke øker i like stor grad som behovet for levert energi skyldes derfor at el – kjelen i den felles varmesentral får en høyere årsvirkningsgrad enn ved en varmesentral i hvert enkelt bygg. I enkeltbyggene får el – kjelen en årsvirkningsgrad mellom 95,8 - 97,2 % (figur 11.11). I den felles varmesentralen blir virkningsgraden for el – kjelen 98,5 %. At denne kjelen oppnår høyere virkningsgrad skyldes gunstigere driftsforhold og at overflate/volum – forholdet er mindre for en større kjel, med følgelig lavere overflatetap. Dette medfører et lavere behov for levert energi for elektrisitet. Dette gir utslag for CO<sub>2</sub> – utslippet, siden størsteparten av dette vil komme fra elektrisitet. Dette medfører en lavere prosentvis økning for CO<sub>2</sub> - utslippet enn for levert energi.

Selv om CO<sub>2</sub> – utslippet blir høyere for den felles varmesentral enn summen av CO<sub>2</sub> – utslippet for enkeltbyggene, vil det i den felles varmesentralen være bedre muligheter for å få til rensing av røykgassen. Økte muligheter for rensing av andre bestanddeler enn CO<sub>2</sub> i røykgassen i den felles varmesentralen, kan dermed til en viss grad veie opp for det økte utslipp av CO<sub>2</sub>.

## 12 Følsomhetsanalyse

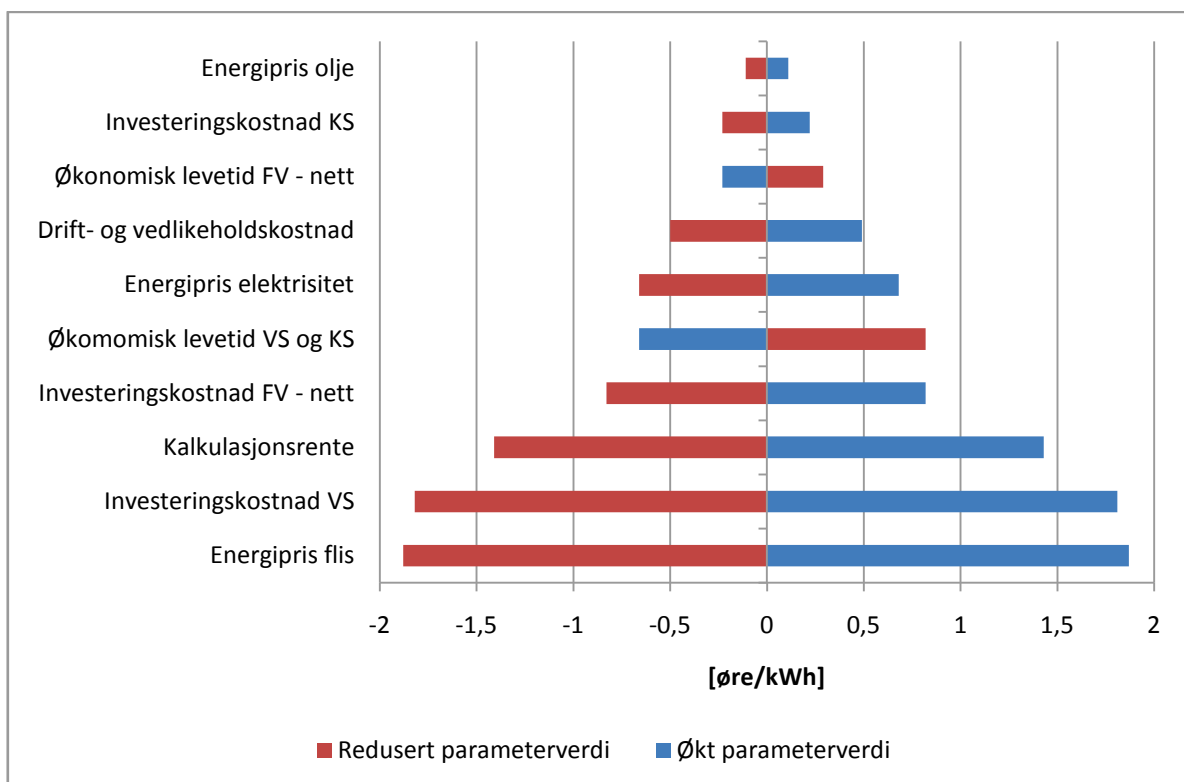
Følsomhetsanalysen deles inn i to deler. Den første delen har som formål å identifisere i hvilken grad den beregnede varmekostnaden påvirkes av endring i sentrale parametre i modellen. Det er valgt å vise følsomheten for de viktigste inngangsdata i modellen ved å gjennomføre beregninger på nærvarmesentralen som forsyner hele utbyggingsområdet. I den første delen brukes Tornadodiagrammet for å kartlegge de mest sentrale inngangsdata i modellen. Videre analyseres de viktigste inngangsdata i detalj.

Den andre delen av følsomhetsanalysene fokuserer på indikatorene for energiytelse og hvordan ulike primærenergifaktorer og CO<sub>2</sub> – faktorer vil påvirke beregningsresultatet.

### 12.1 Følsomhetsanalyse for varmekostnad

#### 12.1.1 Tornadodiagram

Tornadodiagrammet brukes for å kartlegge de inngangsdata i beregningsmodellen som vil ha størst påvirkning på den beregnede varmekostnad for anlegget. Diagrammet viser endringen i beregnet varmekostnad når inngangsparametrene gis ulike verdier innenfor et sannsynlig utfallsrom.



Figur 12.1 Tornadodiagram, endring i forventet varmekostnad. VS = varmesentral, KS = kundesentral, FV = fjernvarme.

Figuren viser utfallsrommet for varmekostnaden ved variasjon av ulike sentrale parametre i modellen. Utfallsrommet for parametrene er satt til  $\pm 10\%$  av parameterverdien. De blå søyler viser konsekvensen av økt parameterverdi, mens de røde søylene viser konsekvensen av redusert parameterverdi.

Beregningene illustrerer primært hvilke parametre som har størst betydning for varmekostnaden, og som det derfor er viktig å ha god kjennskap til. De gir kun begrenset informasjon om presisjonen i modellen, siden utfallsrommet for alle parametrene rent mekanisk er satt til samme verdi,  $\pm 10\%$ . For eksempel kan energiprisen for flis ha større variasjoner enn  $\pm 10\%$ , som vil gi et større utfallsrom for varmekostnaden.

Tornadodiagrammet viser at energiprisen for flis er den parameter som påvirker varmekostnaden i størst grad. Flis er den energivaren som brukes som grunnlast i varmesentralen, og grunnlasten dekker i dette tilfellet 82,8 % av det årlige energibehovet. Kostnaden for flis vil dermed utgjøre størsteparten av de variable kostnadene over året, og det er derfor ikke overraskende at denne parameter har så stor innvirkning på varmekostnaden.

Investeringskostnaden for varmesentralen vil utgjøre 55 % av de totale investeringskostnadene for anlegget, inklusive fjernvarmenett og kundesentraler. Investeringen i varmesentralen vil dermed utgjøre en betydelig del av de årlige faste kostnader. Investeringen i fjernvarmenett utgjør også en betydelig del av de totale investeringene med sine 38 % av den totale investeringen. Denne innvirker likevel betydelig mindre på varmekostnaden enn investeringskostnaden for varmesentralen. Dette skyldes at det er forutsatt en økonomisk levetid på 20 år for varmesentralen og 30 år for fjernvarmenettet. Følgelig blir andelen av de årlige faste kostnader som kan tilskrives fjernvarmenettet tilsvarende lavere. Investeringskostnadene i varmesentral og fjernvarmenett vil være de parametre som dominerer den årlige faste kostnad og dermed påvirker den totale varmekostnaden i stor grad.

Kalkulasjonsrenten vil også i stor grad påvirke varmekostnaden. Et fjernvarmeanlegg vil kreve høye investeringer i varmesentral og fjernvarmenett hvilket vil medføre betydelige rentekostnader. Dette vil påvirke de faste årlige kostnader og dermed varmekostnaden.

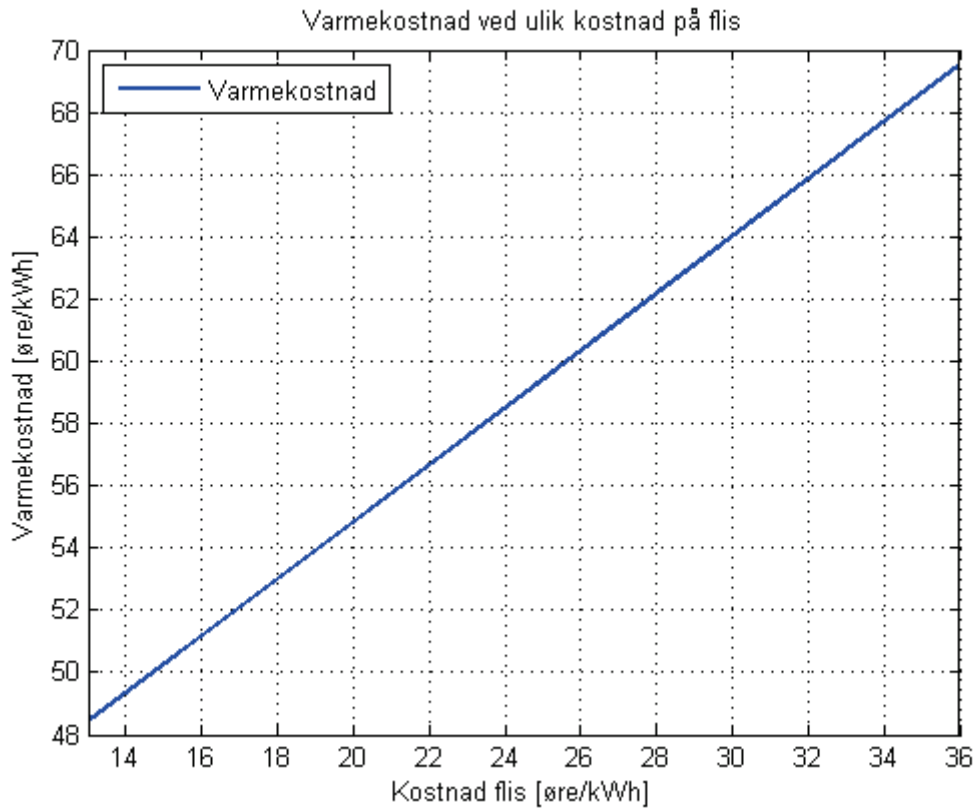
Energiprisen på elektrisitet vil påvirke den totale varmekostnaden i større grad enn oljeprisen. Dette skyldes at 15,9 % av årlig energibehov dekkes av elektrisitet, mens bare 1,25 % dekkes av olje. Endringer i prisen på elektrisitet vil dermed ha større innvirkning på den totale varmekostnaden enn prisen på olje.

Det velges å gjøre mer inngående studier av de fire parametre som har størst betydning for varmekostnaden. Dette er energiprisen for grunnlasten (flis), investeringskostnaden i varmesentralen, kalkulasjonsrenten og investeringskostnaden i fjernvarmenettet.

### 12.1.2 Følsomhet for energiprisen til grunnlasten

Energiprisen for grunnlasten er den parameter som vil påvirke varmekostnaden i størst grad. I det studerte tilfellet er grunnlasten en flisfyrt kjel. Variasjonsområdet for energiprisen for flis settes med bakgrunn i Norsk Bioenergiforening sin rapport "Markedsrapport – omsetning av pellets og briketter 06" (NOBIO 2006). I denne rapporten er det innhentet priser på flis og bark fra til sammen 28 nær- og fjernvarmeanlegg. Som omhandlet i avsnitt 10.3 er gjennomsnittsprisen for flis fra denne studien brukt i disse beregninger. I følsomhetsanalysen settes derfor variasjonsområdet for energiprisen til flis fra minimum til maksimum pris for flis i denne studien. Det gir følgende resultat:



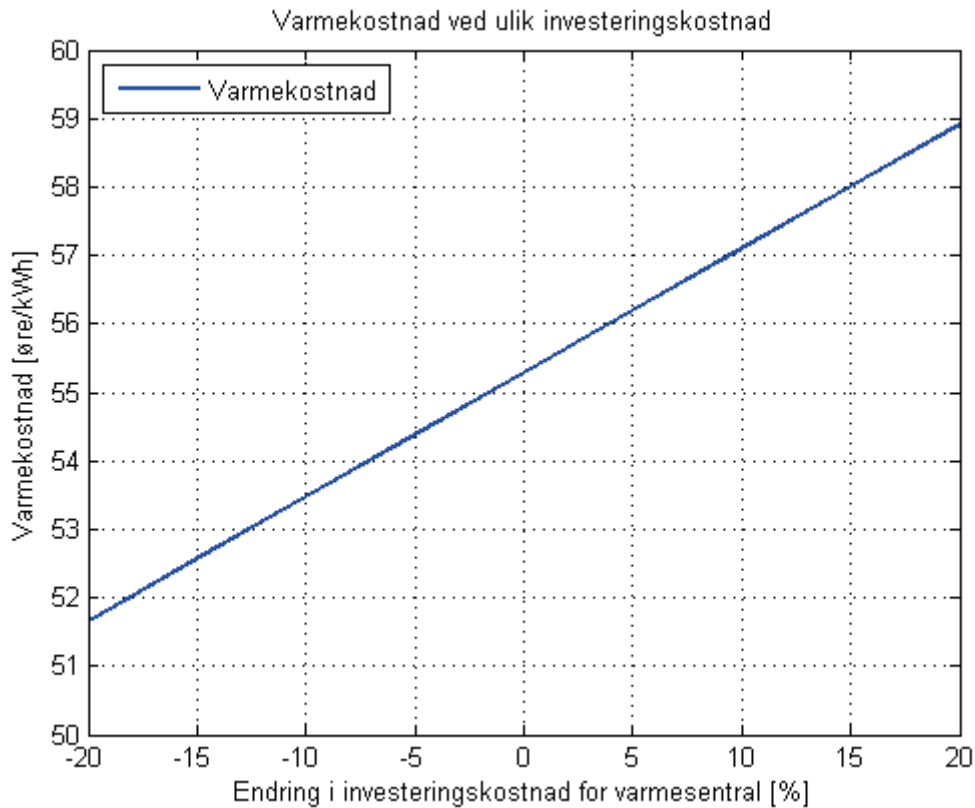


Figur 12.2 Beregnet varmekostnad ved varierende kostnad for flis.

Resultatene viser at energikostnaden for grunnlasten har stor betydning for varmekostnaden for varmesentralen. En reduksjon i kostnaden for flis på 1 øre/kWh vil gi en reduksjon i den totale varmekostnaden på 0,92 øre/kWh. Det er dermed svært viktig med en lav energikostnad for grunnlasten for å oppnå en lav varmekostnad for varmesentralen. Den mest virksomme metoden for å redusere varmekostnaden for varmesentralen vil dermed være gjennom en lavere energikostnad for grunnlasten.

### 12.1.3 Følsomhet for varierende investeringskostnad for varmesentralen

Variasjonen i investeringskostnaden for varmesentralen er satt til  $\pm 20\%$ . Dette gir følgende resultat:

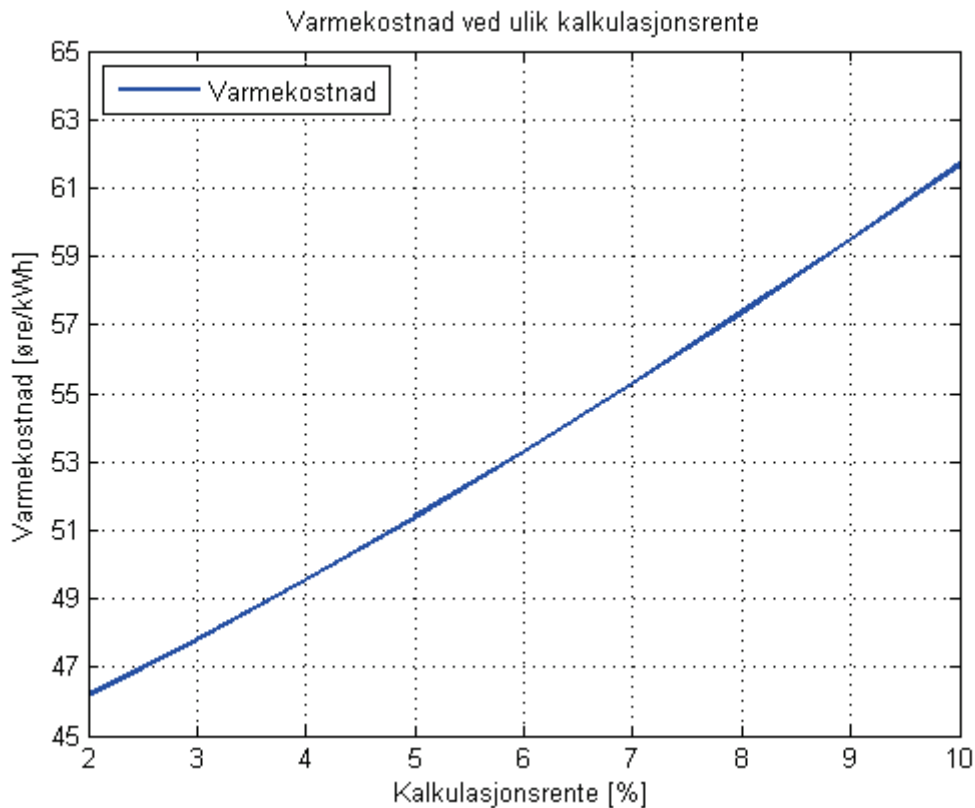


Figur 12.3 Varmekostnad ved ulike investeringskostnader i varmesentral

Reduksjon av investeringskostnaden for varmesentralen medfører at de faste årlige kostnadene per kWh reduseres. Dette vil igjen medføre at den totale varmekostnaden reduseres. Siden investeringskostnadene i varmesentralen vil utgjøre en stor andel av de totale investeringskostnader for anlegget, medfører dette at varmekostnaden påvirkes i stor grad av endringer i investeringskostnaden for varmesentralen.

For anlegget det er gjort beregninger på i denne oppgaven, er det stor usikkerhet omkring investeringskostnadene for varmesentralen. Som følsomhetsberegningen viser kan dette gi betydelige utslag på varmekostnaden.

### 12.1.4 Varmekostnad ved forskjellig kalkulasjonsrente



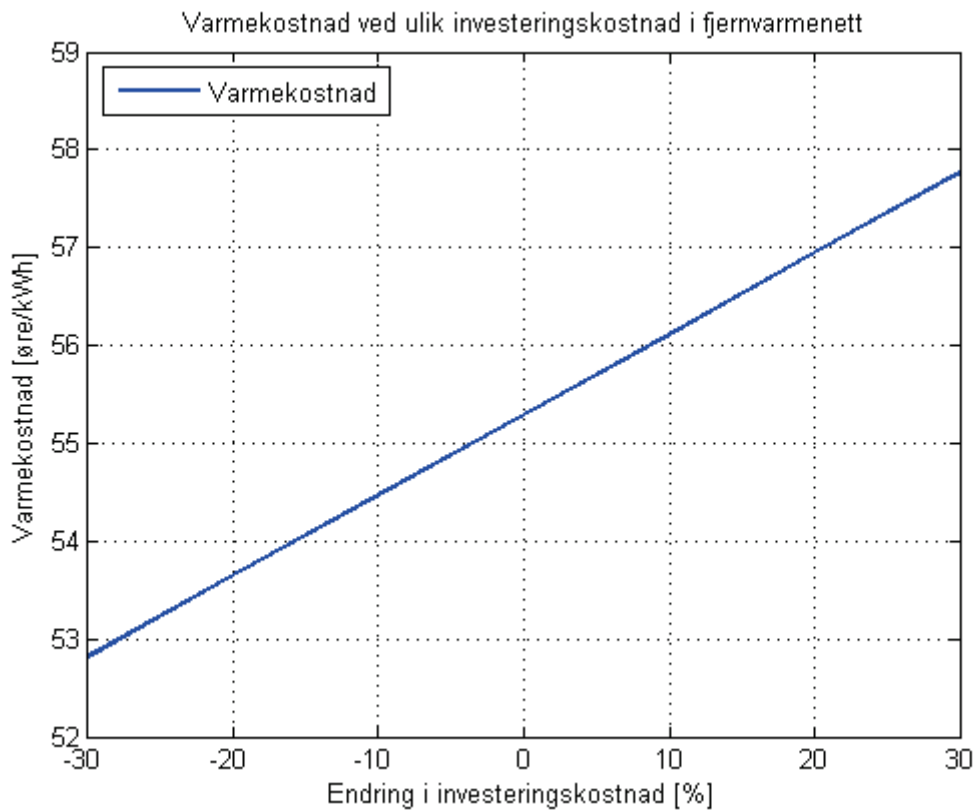
Figur 12.4 Varmekostnad ved forskjellig kalkulasjonsrente.

Resultatene viser at hvilken kalkulasjonsrente som legges til grunn for beregningene vil ha stor betydning for den beregnede varmekostnad for anlegget. For eksempel vil en reduksjon i kalkulasjonsrenten fra 7 % til 6 % gi en reduksjon i varmekostnaden på 2 øre/kWh.

Kalkulasjonsrenten vil sammen med økonomisk levetid være bestemmende for den årlige annuiteten for investeringen. Ulik kalkulasjonsrente vil dermed påvirke de årlige faste kostnader.

### 12.1.5 Varmekostnad ved ulik investeringskostnad for fjernvarmenett

For investeringskostnaden for fjernvarmenettet er variasjonsområdet for investeringskostnaden satt til  $\pm 30\%$ . Dette for å studere konsekvensene for varmekostnaden ved eventuell støtte gjennom ENOVA sitt støtteprogram for fjernvarme infrastruktur.



Figur 12.5 Varmekostnad ved ulike investering i fjernvarmenett.

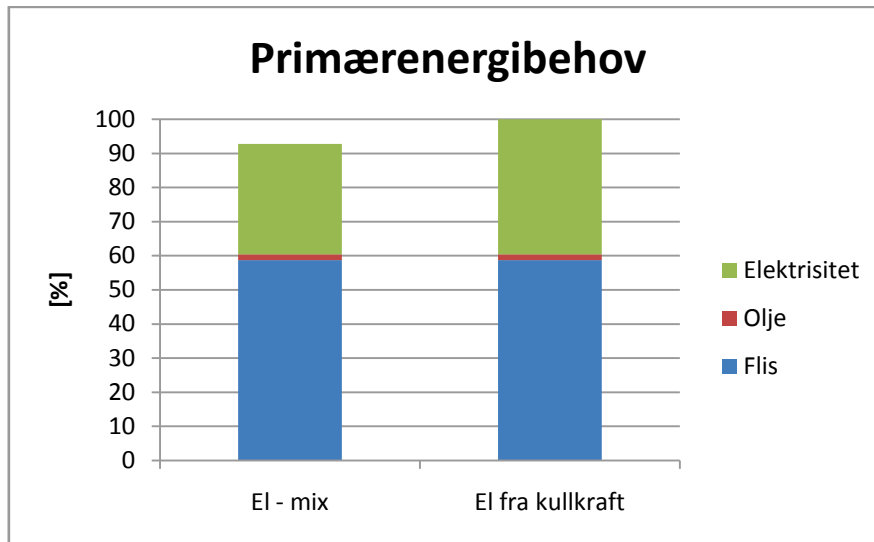
Resultatene viser at en reduksjon av investeringskostnaden i fjernvarmenettet med 30 % vil gi en reduksjon i varmekostnaden på 2,5 øre/kWh. Siden investeringen i fjernvarmenettet er en av de største investeringene for et fjernvarmeanlegg medfører dette at endringer i investeringskostnaden gir betydelige utslag på varmekostnaden. En støtte til etablering av fjernvarmenett kan derfor gi betydelige reduksjoner i varmekostnaden, og dermed øke lønnsomheten for anlegget.

## 12.2 Betydning av primærenergi- og CO<sub>2</sub> - faktorer

Det for tiden stor diskusjon om hvilke primærenergi- og CO<sub>2</sub> faktorer som skal brukes i Norge. Enkelte hevder at primærenergi- og CO<sub>2</sub> faktorer for kullkraft skal brukes ved marginalbetraktninger for elektrisitet i Norge. Det er derfor gjennomført en beregning med disse faktorer for å vise hvilke endringer dette gir for indikatoren for energiytelse i forhold til faktorer for elektrisitet miks UCPTe.

### 12.2.1 Primærenergibehov

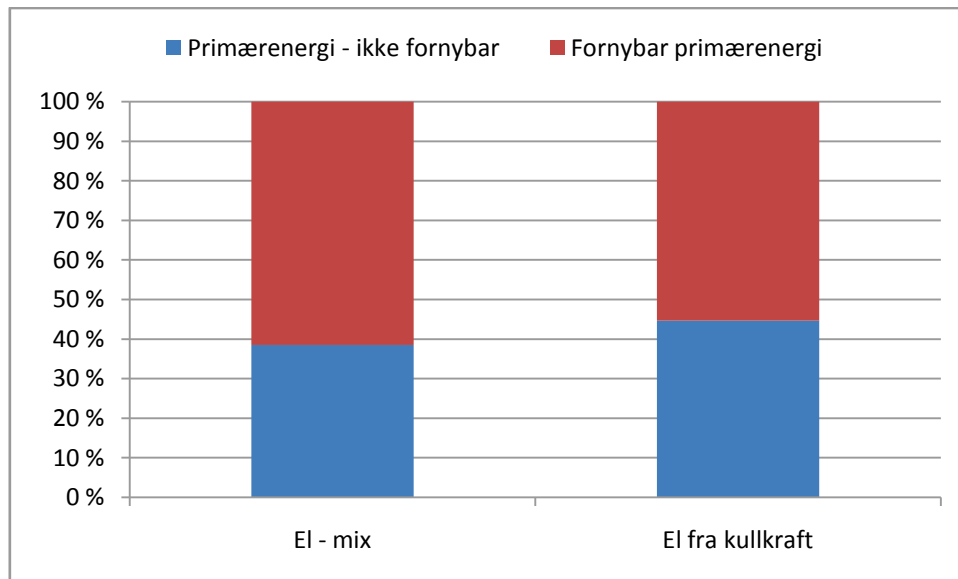
Følgende figur viser endringen i primærenergibehovet ved bruk av primærenergifaktor for elektrisitet miks UCPTe og for kullkraft. Disse faktorene er henholdsvis 3,31 og 4,05 etter NS - EN 15603.



Figur 12.6 Primærenergibehov ved ulike primærenergifaktorer for elektrisitet. Verdier angitt relativt det totale primærenergibehovet med elektrisitet fra kullkraft (= 100 %).

Siden primærenergifaktorene for flis og olje er like i begge tilfeller vil de utgjøre den samme andel av det totale primærenergibehovet. På grunn av at primærenergifaktoren for kullkraft er høyere enn for elektrisitet miks, vil det totale primærenergibehovet for varmesentralen bli tilsvarende større. Dette medfører at det totale behovet for primærenergi for varmesentralen øker med 7,8 %.

Den totale primærenergifaktoren vil bestå av en ikke – fornybar og en fornybar del. Kull er en ikke – fornybar energikilde og dermed vil den totale primærenergifaktoren og den ikke – fornybare primærenergifaktoren sammenfalle for elektrisitet fra kullkraft. For elektrisitet miks UCPTe er den ikke – fornybare primærenergifaktoren 3,14.

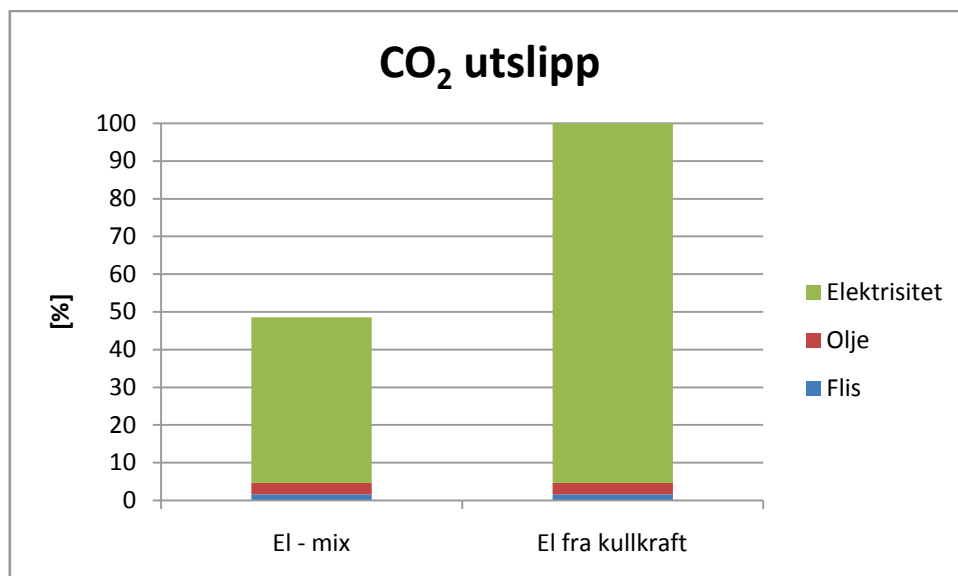


Figur 12.7 Fordeling av det totale primærenergibehov mellom fornybar og ikke – fornybar primærenergi.

Som vist i figur 12.7 medfører dette at den ikke - fornybare andelen av det totale primærenergi behovet øker fra 39 % til 45 % når all elektrisiteten produseres i kullkraftverk. Siden både det totale primærenergi behovet og det ikke – fornybare primærenergi behovet øker, medfører dette at behovet for ikke – fornybar primærenergi for varmesentralen også øker.

### 12.2.2 CO<sub>2</sub> – utslipp

CO<sub>2</sub> - faktoren for elektrisitet produsert i kullkraftverk er 1340 kg/MWh og tilsvarende faktor for elektrisitet miks UCPTTE er 617 kg/MWh. Dette gir betydelig utslag for det totale utslippet av CO<sub>2</sub> for varmesentralen. Dette vises i påfølgende figur.



Figur 12.8 Endring i CO<sub>2</sub> – utslipp fra varmesentralen ved ulike CO<sub>2</sub> faktorer. Verdier angitt relativt totalt CO<sub>2</sub> – utslipp ved elektrisitet fra kullkraft.

Med elektrisitet produsert i kullkraftverk vil det totale CO<sub>2</sub> – utslippet for varmesentralen bli 106 % høyere enn med CO<sub>2</sub> – faktoren for elektrisitet miks UCPTTE. Andelen CO<sub>2</sub> – utslipp fra olje og flis vil

være den samme i begge tilfeller. Elektrisitet er dermed den største bidragsyter til CO<sub>2</sub> – utslippet i begge tilfeller.





## 13 Oppsummering og konklusjon

Det har i denne oppgaven blitt utviklet en beregningsmodell for lokale varmesentraler med vannbåren varme. Ulike prinsipper for optimaliseringsmodeller har blitt studert, og det har ut i fra dette blitt valgt et oppbygningsprinsipp for beregningsmodellen. I arbeidet med modellen har det blitt vektlagt å få en rasjonell beregningsmodell, og det har derfor vært prioritert å begrense beregningstid og antall inngangsdata i modellen til et minimum samtidig som det oppnås realistiske beregningsdata.

Kjernen i beregningsmodellen er en driftssimulator som kan simulere driften av varmesentraler gjennom et normalår og dermed beregne varmekostnad og sentrale indikatorer for energiytelse. Modellen tillater en fleksibel beskrivelse av de varmeproduserende enheter og gir brukeren stor fleksibilitet i valg av inndata til modellen. Antallet varmegeratorer i varmesentralen er i modellen begrenset til tre. Beregningsmodellen kan simulere drift med bio-, el- og oljekjeler samt varmepumpe. Dette dekker de mest vanlige former for generering av varme i dag. Kjelenheter representeres i modellen ved kostnadsfunksjoner. Varmepumper representeres ved en fast kondensatorytelse og årsvarmefaktoren. For å finne den optimale varmekostnad for en varmesentral må modellen brukes iterativt med variasjoner i de relevante inngangsdata.

For å vise beregningsmodellens funksjonalitet har det blitt gjennomført en studie av et tenkt utbyggingsområde beliggende i Trondheim, der byggene enten kan ha sin egen varmesentral eller forsynes fra et nærvarmeanlegg og et distribusjonsnett. Disse to alternativer har blitt analysert med tanke på varmekostnad og indikatorer for energiytelse. I alle varmesentraler har det blitt forutsatt at det benyttes bioenergi som grunnlast, olje som spisslast og elektrisitet til å dekke varmebehovet utenfor fyringssesongen.

Resultatene viste at ved å forsyne alle byggene i utbyggingsområdet fra en felles varmesentral vil behovet for levert energi bli større enn hvis alle bygg forsynes med varme fra sin egen varmesentral. Det viste seg at behovet for levert energi blir en prosentandel større for den felles varmesentral som tilsvarer tapene ved produksjon av varmen i varmesentralen. Tapene i fjernvarmenettet vil dekkes opp av den gevinsten som oppnås i hvert enkelt bygg ved å erstatte kjelanlegget med en kundesentral, siden tapene i en kundesentral er langt lavere enn i et kjelanlegg.

Siden behovet for levert energi ble større for den felles varmesentralen medførte dette at primærenergibehovet og CO<sub>2</sub> – utslippet også ble større. Disse vil øke med samme andel som behovet for levert energi, med unntak av følgende forhold. Siden fordelingen av det årlige energibehov mellom de ulike energivarer kan bli noe annerledes enn for varmesentralene i enkeltbygg, kan dette medføre at primærenergibehovet og CO<sub>2</sub> – utslippet blir noe lavere eller høyere avhengig av fordelingen mellom energivarene og primærenergi- og CO<sub>2</sub> – faktorene.

Når det gjelder varmekostnaden ble denne betydelig lavere i den felles varmesentral, enn med en varmesentral i hvert enkelt bygg. Dette selv om kostnader til fjernvarmenett og kundesentraler ble inkludert. Dette skyldes at det kan benyttes rimeligere energikilder til grunnlast i den felles varmesentral.

Totalt sett vil dermed et nærvarmeanlegg gi et større primærenergibehov og CO<sub>2</sub> – utslipp enn hvis hvert enkelt av byggene forsynes med varme fra sin egen varmesentral, forutsatt at samme

energikilder benyttes i sammenligningen. Et nærvarmeanlegg vil imidlertid ha større muligheter for rensing av røykgassen, for andre bestanddeler enn CO<sub>2</sub>, enn en varmesentral i et enkeltbygg som kan oppveie for de økte utslipp av CO<sub>2</sub>. Varmekostnaden for nærvarmeanlegget vil imidlertid bli betydelig lavere på grunn av at rimeligere energikilder kan benyttes.

Følsomhetsberegningene viste at energiprisen for grunnlasten er den parameter som vil påvirke den beregnede varmekostnaden i størst grad. En lav energipris for grunnlasten er dermed den viktigste parameter for å oppnå en lavest mulig varmekostnad i et nærvarmeanlegg. Videre vil investeringskostnad i varmesentral, kalkulasjonsrente og investeringskostnad i fjernvarmenett være de parametre som påvirker varmekostnaden i størst grad.

For alle de studerte varmesentraler i denne oppgaven viste resultatene at elektrisitet vil være den helt klart største bidragsyteren til forbruk av ikke – fornybar primærenergi og CO<sub>2</sub> – utslipp. I tillegg vil elektrisitet i stor grad bidra til å øke varmesentralenes totale primærenergibehov (beregnet med primærenergi- og CO<sub>2</sub> – faktor for elektrisitet miks UCPT). Den beste løsning for å redusere utslippet av CO<sub>2</sub> og behovet for primærenergi i varmesentralene, er dermed å ikke benytte seg av elektrisitet som energikilde.

Resultatene av beregningene for enkeltbygninger ga en stor variasjon i optimal effektdekning for grunnlasten og i varmekostnaden. Dette illustrerer at dimensjoneringen/optimaliseringen av varmeproduksjonssystemet vil være unikt for hvert enkelt tilfelle.

Resultatene i beregninger gjort i denne oppgaven gjelder for de scenario og inngangsdata som er forutsatt. Andre case studier kan gi betydelig forskjellig resultat.

## 14 Anbefalinger til videre arbeid

Beregningsmodellen må brukes iterativt for å finne den optimale varmekostnad for en lokal varmesentral. For å redusere tidsbruken ved bruk av modellen, kan det derfor innføres en overordnet optimaliseringsrutine som søker gjennom alle aktuelle konfigurasjoner for varmesentralen med tilhørende variasjoner i inngangsdata. Dette vil gi en raskere anvendelse av modellen.

Et videre arbeid med varmpumpemodellen er nødvendig for å få et detaljnivå som står i samsvar med detaljnivået for kjelenhetene i modellen. Ved å innføre en mer detaljert beskrivelse kan beregningsmodellen også brukes til å finne optimal effektdekning for varmpumpen. En passende framgangsmåte for en mer detaljert varmpumpemodell vil være å bruke en representasjon basert på tabulerte ytelsesdata og algebraiske sammenhenger.

Bruk av kjeler for gass kan også være aktuelt i lokale varmesentraler. Det kan derfor være ønskelig å ha mulighet til å simulere slike kjeler med modellen. Gasskjeler er ofte kondenserende kjeler som vil komplisere beregningen av virkningsgradskurvene for kjelene, og kreve flere inngangsdata til modellen.

En verifikasjon av beregningsmodellen opp mot reelle varmesentraler er nødvendig. Spesielt viktig er en verifikasjon av driftssimulatoren for varmegeneratorene opp mot reelle driftsforhold.



## Referanser

- Aho, M. (2008). "Combustion basics." Retrieved 27/1/09, from [www.ncp.fi/koulutusohjelmat/metsa/5eures/1TrainingMaterials/Saarijarvi/Combustion\\_technologies\\_Martti\\_Aho.pdf](http://www.ncp.fi/koulutusohjelmat/metsa/5eures/1TrainingMaterials/Saarijarvi/Combustion_technologies_Martti_Aho.pdf)
- ASHRAE (2008). 2008 ASHRAE handbook: heating, ventilating, and air-conditioning systems and equipment. Atlanta, Ga., American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers. Undertittel på omslaget: HVAC systems and equipment
- avgiftsdirektoratet, T.-o. (2009). Forbruksavgift på elektrisk kraft 2009, Rundskriv nr.10/2009 S. Oslo: 35.
- Belbo, H. G., Simen (2008). Trevirke - Brennverdier og energitetthet. Viten fra skog og landskap. C. Baumann, Norsk institutt for skog og landskap: 15 s.
- Berggrav, O. (1980). Oppvarmingsteknikk: varmeteknikk, sentralvarmeanlegg, fjernvarmeanlegg. Oslo, Teknologisk forlag.
- Berner, M. U., R. (2008). The Primary Energy Concept. The 11th International Symposium on District Heating and Cooling, Reykjavik, Iceland, Department of Energy and Process Engineering, NTNU.
- BNES (2003). Bygningsnettverkets energistatistikk 2002, ENOVA.
- EIB (1992). ENØK i bygninger: håndbok for planlegging, gjennomføring og oppfølging. Oslo, Universitetsforlaget.
- EIB (2007). ENØK i bygninger: effektiv energibruk. Oslo, Gyldendal undervisning.
- ENOVA. (2005). "Bioenergy logistics chain cost structure and development potential." from [www.bioenergytrade.org/downloads/bioenergylogisticschainfinalreport.pdf](http://www.bioenergytrade.org/downloads/bioenergylogisticschainfinalreport.pdf).
- ENOVA. (2007). "Konkurransflate mellom fjernvarme og gass." from <http://www.enova.no/publikasjonsoversikt/publicationlist.aspx?keywordID=10>.
- Fjernvarmeforening, N. (2003). Kostnader ved fjernvarmeutbygging - status 2003. Oslo: 19.
- Frederiksen, S. and S. Werner (1993). Fjärrvärme: teori, teknik och funktion. Stockholm, Studentlitteratur.
- Faanes, H. H. (2002). Energiplanlegging: optimalisering av energisystemer : våren 2002. [Trondheim], Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, Institutt for elkraftteknikk.
- Good, J., T. Nussbaumer, et al. (2006). Determination of the efficiencies of automatic biomass combustion plants, IEA Bioenergy Task 32: 33 p.
- Hohle, E. E., M. H. Soma, et al. (2001). Bioenergi: miljø, teknikk og marked. Brandbu, Energigården.
- Järforsen. (2009). Retrieved 27/1/2009, from <http://www.jf-energi.se>.

- Koppejan, J. and S. Van Loo (2008). The Handbook of biomass combustion and co-firing. London, Earthscan.
- Lindsley, D. (1991). Boiler control systems. London, McGraw-Hill.
- Nielsen, J. R. (1996). A model for optimization and analysis of energy flexible boiler plants for building heating purposes. Trondheim, Institutt for klima- og kuldeteknikk, Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet. **1996:39**: 160, [21] s.
- Nilsen, Ø. (1994). A computer model for planning of energy systems with time dependent components and boundary conditions. Trondheim, Norwegian Institute of Technology, Division of Thermal Energy and Hydro Power.
- NOBIO (2006). "Markedsrapport - omsetning av pellets og briketter 06." 12.
- NOBIO (2008). Bioenergi i Norge, Markedsrapport, Produksjon og omsetning av pellets og briketter i 2007: 9 s.
- NP, N. P. (2009). "Norsk Petroleumsinstitutt - Månedlige priser." Retrieved 29/4/2009, from <http://www.np.no/index.php?PHPSESSID=30c2d26bac514f0bcf361193b5a7da0a&ID=190&KID=31&SID=59&page=ART>.
- NVE. (2007). "Håndbok nr 1-07, Kostnader ved produksjon av kraft og varme ", from [http://www.nve.no/modules/module\\_109/publisher\\_view\\_product.asp?iEntityId=11124](http://www.nve.no/modules/module_109/publisher_view_product.asp?iEntityId=11124).
- Pedersen, L. (2007). Load modelling of buildings in mixed energy distribution systems. Trondheim, Norwegian University of Science and Technology, Faculty of Engineering Science and Technology, Department of Energy and Process Engineering. **2007:78**: 978-82-471-1724-8.  
GRATIS tilgang via Internett  
Trykt utg.: XII, 250 s.
- Skreiberg, Ø. (2002). FUELSIM - Average v.1.1.1, IEA Bioenergy.
- Snow, D. A. (2003). Plant Engineer's Reference Book, Butterworth - Heinemann.
- Soma, M. H. (2006). "Norsk Energi - Dokumentasjon energipriser." from [www.nobio.no/images/stories/PM%20Norsk%20Energi.doc](http://www.nobio.no/images/stories/PM%20Norsk%20Energi.doc).
- Standard, N. (2007). Beregning av bygningers energiytelse: metode og data. Lysaker, Standard Norge. ICS 900.08.21; 91.120.10
- Standard, N. (2008). Bygningers energiytelse Bestemmelse av total energibruk og energiytelse. Lysaker, Standard Norge.
- Stene, J. (1992). Brukerveiledning VpPlan versjon 3.4. Trondheim, SINTEF, Kuldeteknikk.
- Stene, J. (2001). Varmepumper: bygningsoppvarming. Trondheim, SINTEF Energi, Klima- og kuldeteknikk.
- Stene, J. (2001). Varmepumper: grunnleggende varmepumpeteknikk. Trondheim, SINTEF Energi, Klima- og kuldeteknikk.

Stene, J. (2008). Komponenter for varmepumpeaggregater, Forelesningsserie TEP 4260 Varmepumper for bygningsklimatisering.

UD. (2002). "UDs offisielle oversettelse av direktivet 302L00911." Retrieved 30/3/09, 2009, from [http://www.bygningsenergidirektivet.no/modules/module\\_109/publisher\\_view\\_product.asp?identityID=21763&mid=a2826a](http://www.bygningsenergidirektivet.no/modules/module_109/publisher_view_product.asp?identityID=21763&mid=a2826a).

Ulseth, R. (2002). "Samspill mellom systemer", Forelesningsmanus i emnet TEP4135 Energiplanlegging.

Ulseth, R. (2008). TEP14 Bygningers energiforsyning, Del 1 Vannbåren varme - systemer og egenskaper, Institutt for energi- og prosessteknikk, NTNU.

Wolleng, T. (1979). VVS-tekniske klimadata for Norge. [Oslo].





## Vedlegg A – Investeringskostnader

De kostnadsdata som er brukt som grunnlag i denne oppgaven er hentet fra "Kostnader ved fjernvarmeutbygging – status 2003" (Fjernvarmeforening 2003). Det er stor usikkerhet omkring investeringskostnader siden disse vil variere i stor grad avhengig av lokale forhold, ønsker fra byggherren og etterspørselen etter slike anlegg. Det er derfor gjennomført følsomhetsanalyser som viser innvirkningen av varierende investeringskostnad.

For beregning av pris på anleggsdeler med andre kapasiteter enn oppgitt her, benyttes relasjonsmetoden.

### A.1 Oljekjele

Prisen for en oljekjel med brennere og styring vil variere med størrelse og tekniske krav til både kjel, brennere og styresystem.

| Oljefyrt spiss/reserveenhet | 500 kW <sub>olie</sub> | 3,0 MW <sub>olie</sub> |
|-----------------------------|------------------------|------------------------|
|                             | 4 bar/100°C            | 16 bar/120°C           |
| Oljekjel                    | 60 000                 | 500 000                |
| Oljebrennere m/automatikk   | 40 000                 | 450 000                |
| Oljetank, installasjon etc. | 100 000                | 250 000                |
| SUM                         | 200 000                | 1 200 000              |
| kr / kW <sub>olie</sub>     | 400                    | 400                    |

Tabell A.1 Investeringskostnader for spisslast/reserveenhet for olje

Den spesifikke investeringskostnaden er her den samme både for en 500 kW kjel og en 3 MW kjel. Dette skyldes at når effekten økes, øker også kravene til kvalitet og teknikk, og disse oljekjelene får dermed en lik spesifikk investeringskostnad.

### A.2 Elektriske elementkjeler

Priser på elektriske elementkjeler er basert på tilbud hentet inn av Bjørn Romskaug i Eidsiva Bioenergi.

|                  |         |        |        |        |
|------------------|---------|--------|--------|--------|
| Maks ytelse [kW] | 600     | 450    | 375    | 300    |
| Pris [kr]        | 115 400 | 96 356 | 83 972 | 56 918 |
| Spenning [V]     | 400     | 400    | 400    | 400    |
| kr/kW            | 192     | 214    | 224    | 190    |

Tabell A.2 Priser elektriske elementkjeler

Ut fra dette settes spesifikk investeringskostnad for el – kjeler til 200 kr/kW.

### A.3 Pelletanlegg

For investeringsvurderingene for pelletanlegg gjelder følgende forutsetninger:

- Kjelenhetene plasseres i eksisterende bygg.
- Pelletslageret bygges som en silo på betongfundament som gir lave byggekostnader for anlegget

- Kjelen er dimensjonert for et maksimalt trykk på 4 bar og en maksimal temperatur på 100 °C.
- Forholdsvis enkelt styresystem med O<sub>2</sub>– styring og undertrykk i ovnen som styres via en enkel PLS og en operatørskjerm på styreskap.
- Opphandling skjer som en totalleveranse der leverandøren er ansvarlig for alt maskinutstyr.

Følgende kostnadsvurdering danner grunnlaget for investeringsvurderinger for pelletsanlegg i denne oppgaven:

| Pellets                        | 200 kW <sub>bio</sub>    | 500 kW <sub>bio</sub>     | Kommentar  |
|--------------------------------|--------------------------|---------------------------|--|
|                                | 400 kW <sub>totalt</sub> | 1000 kW <sub>totalt</sub> |  |
| Bygg                           | 100 000                  | 100 000                   | Kjelen plasseres i eksisterende bygg                     |
| Maskinutstyr                   | 500 000                  | 900 000                   | Biobrenselovn/kjel med tilhørende utstyr                 |
| Spiss/reservekjeler            | 200 000                  | 500 000                   | 2 stk. oljekjeler på tilsvarende effekt som pelletkjelen |
| Røranlegg                      | 300 000                  | 500 000                   | Sammenkobling av kjeler samt pumper                      |
| Elektro/automasjon             | 200 000                  | 500 000                   | Enkelt styresystem                                       |
| Annet                          | 200 000                  | 500 000                   | Uforutsett med mer                                       |
| SUM                            | 1 500 000                | 3 000 000                 |  |
| kr/kW <sub>bio</sub>           | 7 500                    | 6 000                     |  |
| kr/kW <sub>totalt</sub> anlegg | 3 750                    | 3 000                     |  |

Tabell A.3 Investeringskostnader pelletanlegg

#### A.4 Biobrenselanlegg for tørr flis

Biobrenselanlegget for tørr flis forutsetter et brenselager som en nedgravd betongsilo der det er mulig å tippe brensel med bakvertipp og/eller sidetipp.

For nærvarmeanlegget gjelder følgende vurdering av investeringskostnader for varmesentralen.

|                                | kW <sub>bio</sub>  | 1640       | Kommentar                                |
|--------------------------------|--------------------|------------|--|
|                                | kW <sub>olie</sub> | 2450       |  |
|                                | kW <sub>el</sub>   | 550        |  |
| Bygg                           |                    | 3 000 000  | Enkelt industribygg                      |
| Maskinutstyr                   |                    | 3 448 169  | Biobrenselovn/kjel med tilhørende utstyr |
| Spiss/reservekjeler            |                    | 1 090 000  | Oljekjele og el - kjele                  |
| Røranlegg                      |                    | 1 000 000  | Sammenkobling av kjeler samt pumper      |
| Elektro/automasjon             |                    | 800 000    | Overordnet styresystem og el. arbeide    |
| Annet                          |                    | 1 000 000  | Byggeledelse, administrasjon etc.        |
| SUM                            |                    | 10 338 169 |  |
| kr/kW <sub>bio</sub>           |                    | 6 304      |  |
| kr/kW <sub>totalt</sub> anlegg |                    | 3 446      |  |

Tabell A.4 Investeringskostnader varmesentral for flis

#### A.5 Kundesentraler

Kostnader for kundesentraler beregnes etter formelen:

$$\text{Kostnad komplett kundesentral: } 57000 + 250 \cdot kW - 0,13 \cdot (kW)^2$$

Formelen inkluderer kostnader for en komplett kundesentral med prosjektering, prefabrikkert varmevekslerenhet, målere samt elektrisk og rørteknisk tilkobling. Byggeledelse og administrasjon er ikke inkludert i kostnadsestimatet.

Det forutsettes en varmesentral per bygning.

Dette gir følgende kostnader til kundesentraler for utbyggingsområdet:

|      | Antall | Effektbehov | Kostnad  | Total kostnad    |
|------|--------|-------------|----------|------------------|
| Bygg | [ - ]  | [kW]        | [kr/stk] | [kr]             |
| OB   | 3      | 334         | 125 998  | 377 993          |
| AB   | 4      | 230         | 107 623  | 430 492          |
| EB   | 2      | 245         | 110 447  | 220 894          |
| HB   | 1      | 320         | 123 688  | 123 688          |
| HR   | 1      | 256         | 112 407  | 112 407          |
|      |        |             |          | <b>1 265 474</b> |

Tabell A.5 Kostnader for kundesentraler

## A.6 Fjernvarmenett

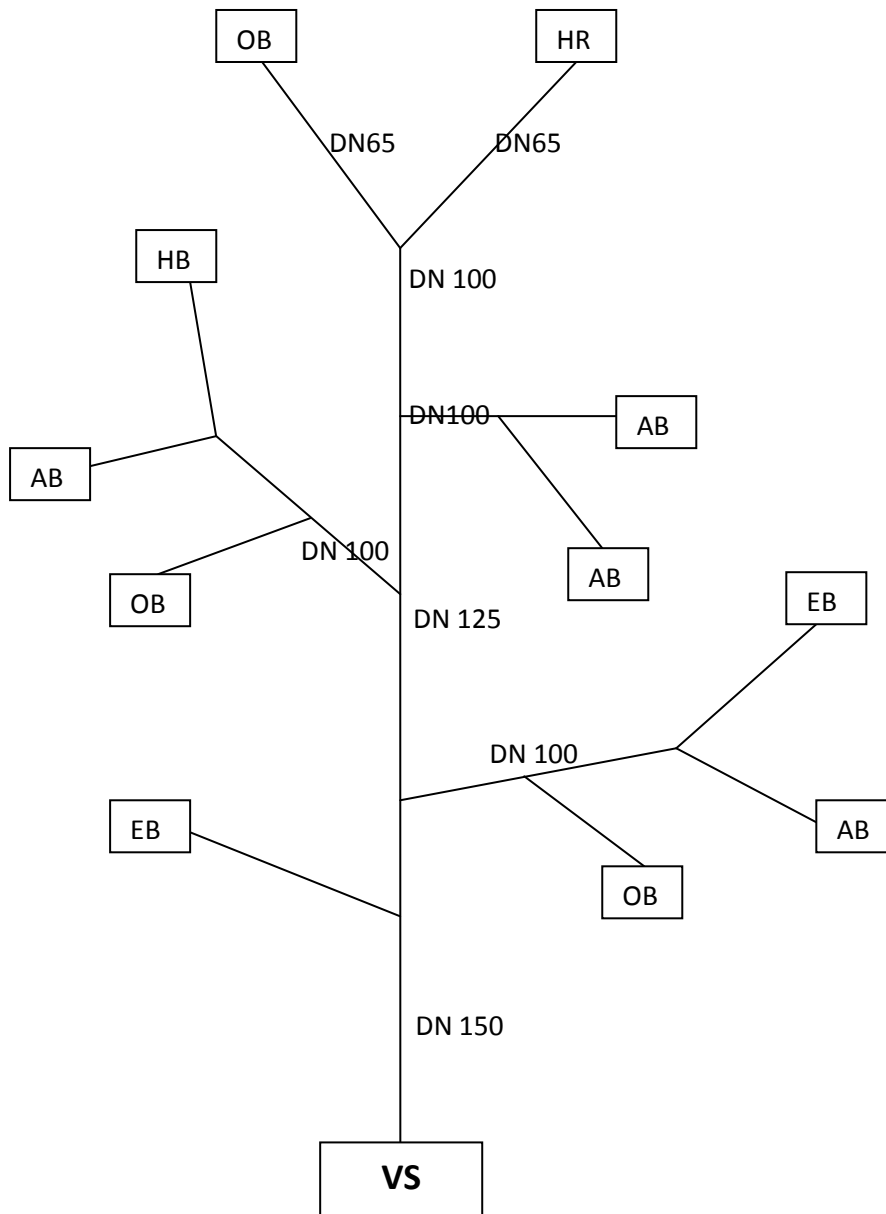
Kostnaden for fjernvarmerør er basert på normalt isolerte rør. Ekstra isolerte rør er noe mer kostbare i innkjøp og medfører en høyere pris for grøftarbeidene.

Investeringskostnaden i et fjernvarmenett er i stor grad avhengig av lokale forutsetninger. Kostnaden er i stor grad avhengig av hvor gravearbeidene gjøres. Graving i asfalterte sentrumsgater vil ha en betydelig høyere kostnad enn graving i jomfruelig grunn.

Kostnader for fjernvarmenett er anslått etter et tenkt røرنett mellom byggene i utbyggingsområdet. Dimensjoner er valgt ut fra en  $\Delta T$  på 35 °C. Sentrumsandel antas også å inkludere påslag for asfalt.

| Dimensjon  | Lengde      | Kostnad | Påslag asfalt | Påslag sentrum | Andel med asfalt | Andel i sentrum | Total kostnad    |
|------------|-------------|---------|---------------|----------------|------------------|-----------------|------------------|
| [ - ]      | [m]         | [kr/m]  | [%]           | [%]            | [%]              | [%]             | [kr]             |
| DN 150     | 200         | 3 250   | 27            | 39             | 50               | 40              | 866 528          |
| DN 125     | 300         | 2 950   | 27            | 39             | 60               | 30              | 1 159 872        |
| DN 100     | 1000        | 2 550   | 27            | 46             | 60               | 40              | 3 558 984        |
| DN 65      | 550         | 2 100   | 26            | 49             | 50               | 50              | 1 661 699        |
| <b>SUM</b> | <b>2050</b> |         |               |                |                  |                 | <b>7 247 083</b> |

Tabell A.6 Kostnader for fjernvarmenett.



Figur A.1 Fjernvarmenett med rørdimensjoner. Alle tilslutninger til bygninger er DN65.

## A.7 Total investeringskostnad

Følgende investeringskostnad oppnås dermed for det komplette varmesystem:

| Investeringer            | [kr]              |
|--------------------------|-------------------|
| Varmesentral             | 10 338 169        |
| Fjernvarmenett           | 7 247 083         |
| Kundesentraler           | 1 265 474         |
| <b>Total investering</b> | <b>18 851 000</b> |

Tabell A.7 Total investering for fjernvarmeanlegg

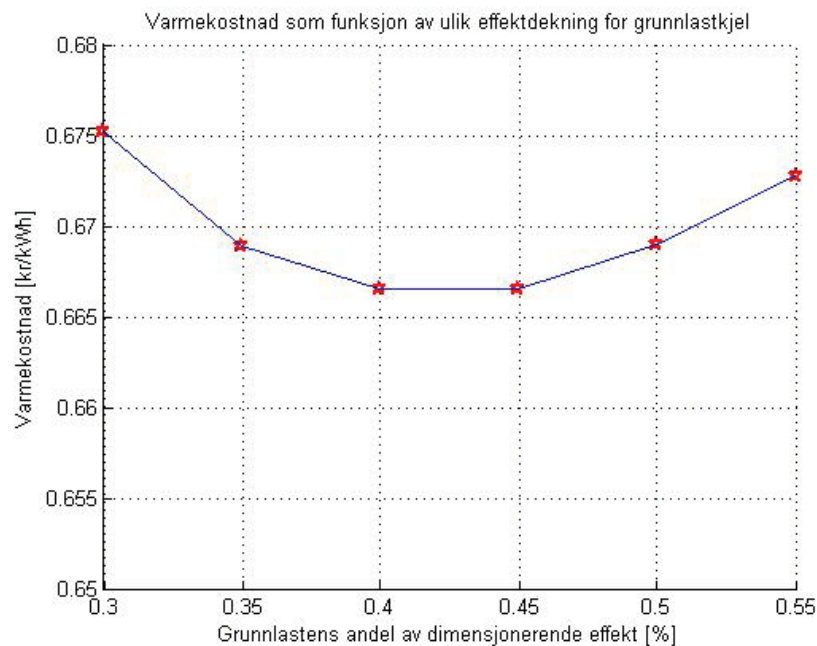
## Vedlegg B – Resultater enkeltbygg

### B.1 Kontorbygg

#### B.1.1 Investeringskostnad varmesentral

| Pellets             | $kW_{bio}$              | 150       | Kommentar                                |
|---------------------|-------------------------|-----------|--|
|                     | $kW_{olje}$             | 300       |  |
|                     | $kW_{el}$               | 35        |  |
| Bygg                |                         | 100 000   | Kjelen plasseres i eksisterende bygg     |
| Maskinutstyr        |                         | 414 725   | Biobrenselovn/kjel med tilhørende utstyr |
| Spiss/reservekjeler |                         | 127 000   | Oljekjel + el - kjele                    |
| Røranlegg           |                         | 300 000   | Sammenkobling av kjeler samt pumper      |
| Elektro/automasjon  |                         | 200 000   | Enkelt styresystem                       |
| Annet               |                         | 200 000   | Uforutsett med mer                       |
|                     | SUM                     | 1 341 725 |  |
|                     | $kr/kW_{bio}$           | 8 945     |  |
|                     | $kr/kW_{totalt}$ anlegg | 4 005     |  |

#### B.1.2 Optimal effektdekning grunnlast



Grunnlastkjelen dimensjoneres for 45 % effektdekning, noe som gir en installert ytelse på 150 kW.

**B.1.3 Rapport****Rapport****Bygningsdata**

|                                 |                        |
|---------------------------------|------------------------|
| Bygningskategori:               | Kontorbygg             |
| Areal (BRA):                    | 6000 [m <sup>2</sup> ] |
| Dimensjonerende<br>effektbehov: | 334 [kW]               |
| Årlig energibehov:              | 600 000 [kWh/år]       |
| Ekvivalent brukstid:            | 1796 [t/år]            |

**Økonomiske data**

|                      |                 |
|----------------------|-----------------|
| Investeringskostnad: | 1 341 725 [kr]  |
| Varmekostnad:        | 66,65 [øre/kWh] |
| Kapitalkostnad:      | 21,11 [øre/kWh] |

**Data for varmereproduserende enheter**

| Energibærer | Energipris<br>[øre/kWh] | Type<br>regulering | Installert<br>effekt<br>[kW] | Beregnet<br>årvirkningsgrad<br>[ % ] | Ekvivalent<br>driftstid<br>[h/år] | Dekning av<br>årlig energibehov<br>[%] |
|-------------|-------------------------|--------------------|------------------------------|--------------------------------------|-----------------------------------|--|
| Pellets     | 32,2                    | Modulerende        | 139                          | 89,8                                 | 3446                              | 86,2                                   |
| Olje        | 52,5                    | Trinn              | 300                          | 78,3                                 | 70                                | 3,5                                    |
| El - sommer | 52,3                    | Trinn              | 35                           | 96,5                                 | 1777                              | 10,4                                   |
| El - vinter | 61,1                    |                    |                              |                                      |                                   |  |

**Indikatorer for energiytelse**

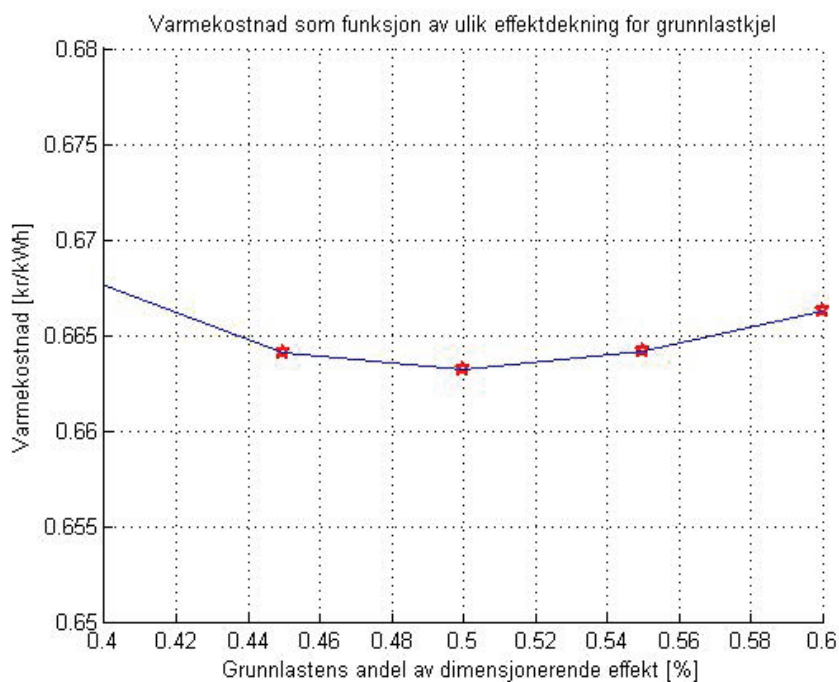
| Indikator                    | Totalt  | Pellets | Olje   | El      |          |
|------------------------------|---------|---------|--------|---------|----------|
| Lvert energi                 | 666 548 | 575 469 | 26 615 | 64 464  | [kWh/år] |
| Primærenergi - total         | 859 305 | 609 997 | 35 930 | 213 377 | [kWh/år] |
| Primærenergi - ikke fornybar | 272 877 | 34 528  | 35 930 | 202 418 | [kWh/år] |
| CO <sub>2</sub> utslipp      | 50 589  | 2 302   | 8 783  | 39 775  | [kg/år]  |

## B.2 Leilighetsblokk

### B.2.1 Investeringskostnad varmesentral

| Pellets             | kW <sub>bio</sub>              | 115       | Kommentar                                |
|---------------------|--------------------------------|-----------|--|
|                     | kW <sub>olje</sub>             | 185       |  |
|                     | kW <sub>el</sub>               | 45        |  |
| Bygg                |                                | 100 000   | Kjelen plasseres i eksisterende bygg     |
| Maskinutstyr        |                                | 348 943   | Biobrenselovn/kjel med tilhørende utstyr |
| Spiss/reservekjeler |                                | 83 000    | Oljekjel + el - kjele                    |
| Røranlegg           |                                | 300 000   | Sammenkobling av kjeler samt pumper      |
| Elektro/automasjon  |                                | 200 000   | Enkelt styresystem                       |
| Annet               |                                | 200 000   | Uforutsett med mer                       |
|                     | SUM                            | 1 231 943 |  |
|                     | kr/kW <sub>bio</sub>           | 10 713    |  |
|                     | kr/kW <sub>totalt</sub> anlegg | 5 356     |  |

### B.2.2 Optimal effektdekning grunnlast



Grunnlastkjelen dimensjoneres derfor for 50 % effektdekning, noe som gir en installert ytelse på 115 kW.

**B.2.3 Rapport****Rapport****Bygningsdata**

|                                 |                        |
|---------------------------------|------------------------|
| Bygningskategori:               | Leilighetsblokk        |
| Areal (BRA):                    | 5000 [m <sup>2</sup> ] |
| Dimensjonerende<br>effektbehov: | 230 [kW]               |
| Årlig energibehov:              | 580 000 [kWh/år]       |
| Ekvivalent brukstid:            | 2522 [t/år]            |

**Økonomiske data**

|                      |                 |
|----------------------|-----------------|
| Investeringskostnad: | 1 231 943 [kr]  |
| Varmekostnad:        | 66,32 [øre/kWh] |
| Kapitalkostnad:      | 20,05 [øre/kWh] |

**Data for varmeproduserende enheter**

| Energibærer | Energipris<br>[øre/kWh] | Type<br>regulering | Installert<br>effekt<br>[kW] | Beregnet<br>årsvirkningsgrad<br>[ % ] | Ekvivalent<br>driftstid<br>[h/år] | Dekning av<br>årlig energibehov<br>[%] |
|-------------|-------------------------|--------------------|------------------------------|---------------------------------------|-----------------------------------|--|
| Pellets     | 32,2                    | Modulerende        | 115                          | 90,1                                  | 4030                              | 79,9                                   |
| Olje        | 52,5                    | Trinn              | 185                          | 72,6                                  | 88                                | 2,8                                    |
| EI - sommer | 52,3                    | Trinn              | 45                           | 97,2                                  | 2229                              | 17,3                                   |
| EI - vinter | 61,1                    |                    |                              |                                       |                                   |  |

**Indikatorer for energiytelse**

| Indikator                    | Totalt  | Pellets | Olje   | EI      |          |
|------------------------------|---------|---------|--------|---------|----------|
| Lvert energi                 | 640 011 | 514 454 | 22 340 | 103 217 | [kWh/år] |
| Primærenergi - total         | 917 128 | 545 321 | 30 159 | 341 647 | [kWh/år] |
| Primærenergi - ikke fornybar | 385 127 | 30 867  | 30 159 | 324 100 | [kWh/år] |
| CO <sub>2</sub> utslipp      | 73 115  | 2 058   | 7 372  | 63 685  | [kg/år]  |

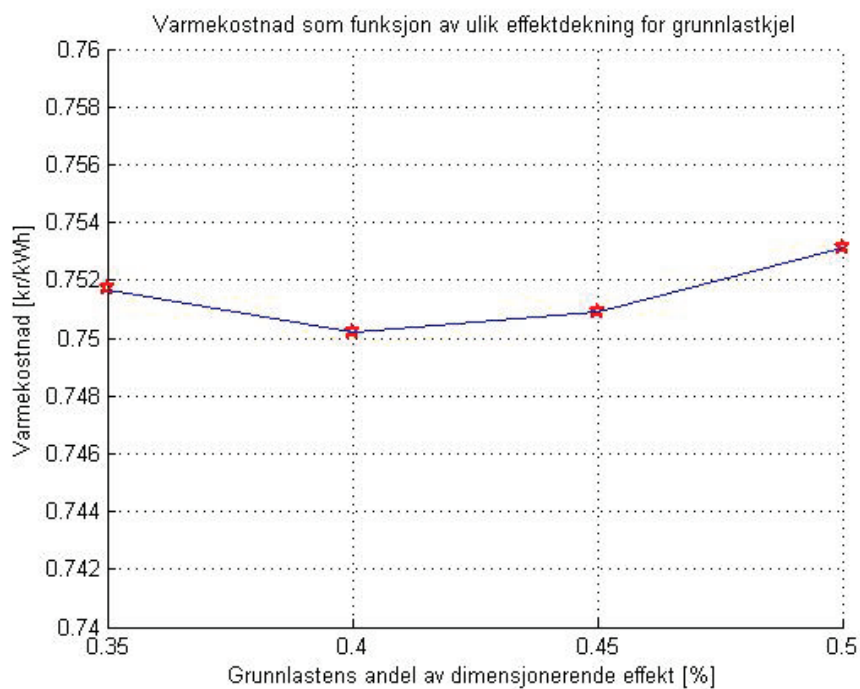


## B.3 Skolebygg

### B.3.1 Investeringskostnad varmesentral

| Pellets             | kW <sub>bio</sub>              | 100       | Kommentar                                |
|---------------------|--------------------------------|-----------|--|
|                     | kW <sub>olje</sub>             | 210       |  |
|                     | kW <sub>el</sub>               | 35        |  |
| Bygg                |                                | 100 000   | Kjelen plasseres i eksisterende bygg     |
| Maskinutstyr        |                                | 318 640   | Biobrenselovn/kjel med tilhørende utstyr |
| Spiss/reservekjeler |                                | 91 000    | Oljekjel + el - kjele                    |
| Røranlegg           |                                | 300 000   | Sammenkobling av kjeler samt pumper      |
| Elektro/automasjon  |                                | 200 000   | Enkelt styresystem                       |
| Annet               |                                | 200 000   | Uforutsett med mer                       |
|                     | SUM                            | 1 209 640 |  |
|                     | kr/kW <sub>bio</sub>           | 12 096    |  |
|                     | kr/kW <sub>totalt</sub> anlegg | 4 937     |  |

### B.3.2 Optimal effektdekning grunnlast



Grunnlastkjelen dimensjoneres derfor for 40 % effektdekning, noe som gir en installert ytelse på 100 kW.

**B.3.3 Rapport****Rapport****Bygningsdata**

|                              |                        |
|------------------------------|------------------------|
| Bygningskategori:            | Skole                  |
| Areal (BRA):                 | 4000 [m <sup>2</sup> ] |
| Dimensjonerende effektbehov: | 245 [kW]               |
| Årlig energibehov:           | 436 000 [kWh/år]       |
| Ekvivalent brukstid:         | 1780 [t/år]            |

**Økonomiske data**

|                      |                 |
|----------------------|-----------------|
| Investeringskostnad: | 1 209 640 [kr]  |
| Varmekostnad:        | 75,01 [øre/kWh] |
| Kapitalkostnad:      | 26,19 [øre/kWh] |

**Data for varmeproduserende enheter**

| Energibærer | Energipris [øre/kWh] | Type regulering | Installert effekt [kW] | Beregnet årsvirkningsgrad [%] | Ekvivalent driftstid [h/år] | Dekning av årlig energibehov [%] |
|-------------|----------------------|-----------------|------------------------|-------------------------------|-----------------------------|----------------------------------|
| Pellets     | 32,2                 | Modulerende     | 100                    | 89,8                          | 3438                        | 78,9                             |
| Olje        | 52,5                 | Trinn           | 210                    | 83,4                          | 173                         | 8,31                             |
| EI - sommer | 52,3                 | Trinn           | 35                     | 96,1                          | 1598                        | 12,8                             |
| EI - vinter | 61,1                 |                 |                        |                               |                             |                                  |

**Indikatorer for energiytelse**

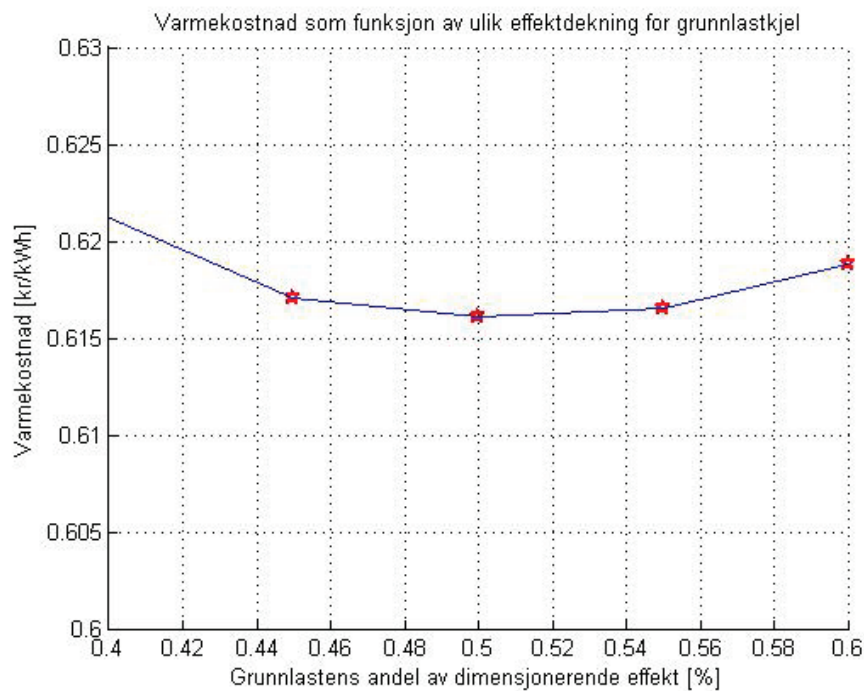
| Indikator                    | Totalt  | Pellets | Olje   | EI      |          |
|------------------------------|---------|---------|--------|---------|----------|
| Lvert energi                 | 484 674 | 380 341 | 46 131 | 58 203  | [kWh/år] |
| Primærenergi - total         | 658 089 | 403 162 | 62 277 | 192 651 | [kWh/år] |
| Primærenergi - ikke fornybar | 267 853 | 22 820  | 62 276 | 182 756 | [kWh/år] |
| CO <sub>2</sub> utslipp      | 52 656  | 1 521   | 15 223 | 35 911  | [kg/år]  |

## B.4 Sykehjem/sykehus

### B.4.1 Investeringskostnad varmesentral

| Pellets             | kW <sub>bio</sub>              | 160       | Kommentar                                |
|---------------------|--------------------------------|-----------|--|
|                     | kW <sub>olje</sub>             | 260       |  |
|                     | kW <sub>el</sub>               | 60        |  |
| Bygg                |                                | 100 000   | Kjelen plasseres i eksisterende bygg     |
| Maskinutstyr        |                                | 432 492   | Biobrenselovn/kjel med tilhørende utstyr |
| Spiss/reservekjeler |                                | 116 000   | Oljekjel + el - kjele                    |
| Røranlegg           |                                | 300 000   | Sammenkobling av kjeler samt pumper      |
| Elektro/automasjon  |                                | 200 000   | Enkelt styresystem                       |
| Annet               |                                | 200 000   | Uforutsett med mer                       |
|                     | SUM                            | 1 348 492 |  |
|                     | kr/kW <sub>bio</sub>           | 8 428     |  |
|                     | kr/kW <sub>totalt anlegg</sub> | 4 214     |  |

### B.4.2 Optimal effektdekning grunnlast



Grunnlastkjelen dimensjoneres derfor for 50 % effektdekning, noe som gir en installert ytelse på 160 kW.

**B.4.3 Rapport****Rapport****Bygningsdata**

|                                 |                        |
|---------------------------------|------------------------|
| Bygningskategori:               | Sykehus                |
| Areal (BRA):                    | 5000 [m <sup>2</sup> ] |
| Dimensjonerende<br>effektbehov: | 320 [kW]               |
| Årlig energibehov:              | 760 000 [kWh/år]       |
| Ekvivalent brukstid:            | 2375 [t/år]            |

**Økonomiske data**

|                      |                 |
|----------------------|-----------------|
| Investeringskostnad: | 1 348 492 [kr]  |
| Varmekostnad:        | 61,61 [øre/kWh] |
| Kapitalkostnad:      | 16,75 [øre/kWh] |

**Data for varmeproduserende enheter**

| Energibærer | Energipris<br>[øre/kWh] | Type<br>regulering | Installert<br>effekt<br>[kW] | Beregnet<br>årvirkningsgrad<br>[ % ] | Ekvivalent<br>driftstid<br>[h/år] | Dekning av<br>årlig energibehov<br>[%] |
|-------------|-------------------------|--------------------|------------------------------|--------------------------------------|-----------------------------------|--|
| Pellets     | 32,2                    | Modulerende        | 160                          | 90                                   | 3897                              | 82                                     |
| Olje        | 52,5                    | Trinn              | 260                          | 74,7                                 | 87                                | 3                                      |
| EI - sommer | 52,3                    | Trinn              | 60                           | 96,7                                 | 1897                              | 15                                     |
| EI - vinter | 61,1                    |                    |                              |                                      |                                   |  |

**Indikatorer for energiytelse**

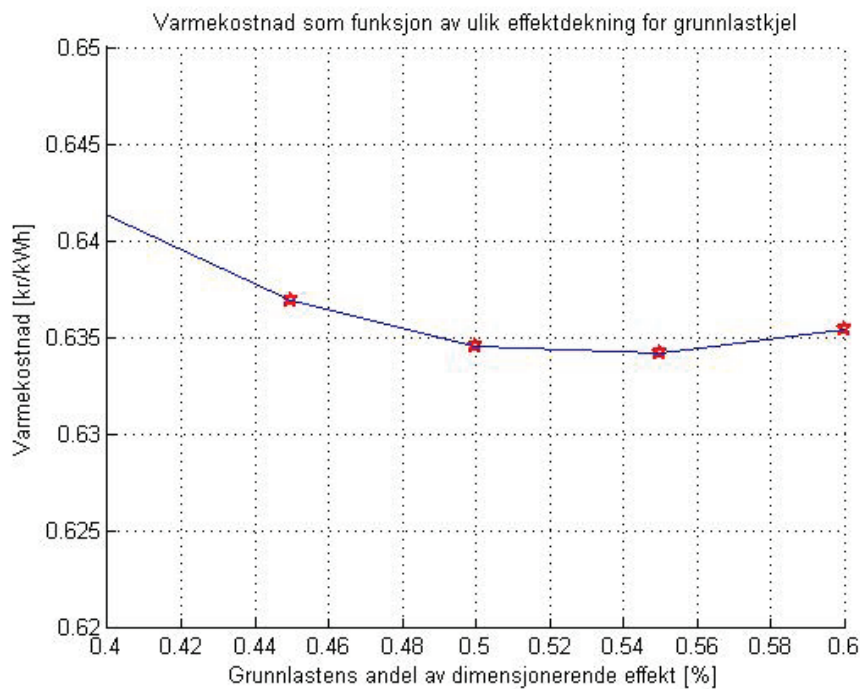
| Indikator                    | Totalt    | Pellets | Olje   | EI      |          |
|------------------------------|-----------|---------|--------|---------|----------|
| Lvert energi                 | 840 508   | 692 595 | 30 170 | 117 743 | [kWh/år] |
| Primærenergi - total         | 1 164 609 | 734 151 | 40 729 | 389 728 | [kWh/år] |
| Primærenergi - ikke fornybar | 451 997   | 41 556  | 40 729 | 369 712 | [kWh/år] |
| CO <sub>2</sub> utslipp      | 85 374    | 2 770   | 9 956  | 72 647  | [kg/år]  |

## B.5 Hotell og restaurant

### B.5.1 Investeringskostnad varmesentral

| Pellets             | kW <sub>bio</sub>              | 141       | Kommentar                                |
|---------------------|--------------------------------|-----------|--|
|                     | kW <sub>olje</sub>             | 176       |  |
|                     | kW <sub>el</sub>               | 80        |  |
| Bygg                |                                | 100 000   | Kjelen plasseres i eksisterende bygg     |
| Maskinutstyr        |                                | 398 376   | Biobrenselovn/kjel med tilhørende utstyr |
| Spiss/reservekjeler |                                | 86 400    | Oljekjel + el - kjele                    |
| Røranlegg           |                                | 300 000   | Sammenkobling av kjeler samt pumper      |
| Elektro/automasjon  |                                | 200 000   | Enkelt styresystem                       |
| Annet               |                                | 200 000   | Uforutsett med mer                       |
|                     | SUM                            | 1 284 776 |  |
|                     | kr/kW <sub>bio</sub>           | 9 112     |  |
|                     | kr/kW <sub>totalt</sub> anlegg | 5 019     |  |

### B.5.2 Optimal effektdekning grunnlast



Grunnlastkjelen dimensjoneres derfor for 55 % effektdekning, noe som gir en installert ytelse på 141 kW.

**B.5.3 Rapport****Rapport****Bygningsdata**

Bygningskategori: Hotell og restaurant

Areal (BRA): 6000 [m<sup>2</sup>]Dimensjonerende  
effektbehov: 256 [kW]

Årlig energibehov: 678 000 [kWh/år]

Ekvivalent brukstid: 2648 [t/år]

**Økonomiske data**

Investeringskostnad: 1 282 937 [kr]

Varmekostnad: 63,42 [øre/kWh]

Kapitalkostnad: 17,89 [øre/kWh]

**Data for varmeproduserende enheter**

| Energibærer | Energipris<br>[øre/kWh] | Type<br>regulering | Installert<br>effekt<br>[kW] | Beregnet<br>årsvirkningsgrad<br>[ % ] | Ekvivalent<br>driftstid<br>[h/år] | Dekning av<br>årlig energibehov<br>[%] |
|-------------|-------------------------|--------------------|------------------------------|---------------------------------------|-----------------------------------|--|
| Pellets     | 32,2                    | Modulerende        | 141                          | 90                                    | 3860                              | 80,3                                   |
| Olje        | 52,5                    | Trinn              | 176                          | 74,5                                  | 89                                | 2,3                                    |
| EI - sommer | 52,3                    | Trinn              | 80                           | 95,8                                  | 1476                              | 17,4                                   |
| EI - vinter | 61,1                    |                    |                              |                                       |                                   |  |

**Indikatorer for energiytelse**

| Indikator                    | Totalt    | Pellets | Olje   | EI      |          |
|------------------------------|-----------|---------|--------|---------|----------|
| Lvert energi                 | 748 882   | 604 640 | 21 017 | 123 226 | [kWh/år] |
| Primærenergi - total         | 1 077 168 | 640 918 | 28 373 | 407 878 | [kWh/år] |
| Primærenergi - ikke fornybar | 451 581   | 36 278  | 28 373 | 386 929 | [kWh/år] |
| CO <sub>2</sub> utslipp      | 85 385    | 2 419   | 6 936  | 76 030  | [kg/år]  |

## Vedlegg C – Resultater nærvarmeanlegg

### Rapport

#### Utbyggingsområde

Dimensjonerende  
effektbehov: 2981 [kW]  
Årlig energibehov: 7 080 863 [kWh/år]

Ekvivalent driftstid: 2375 [t/år]

#### Økonomiske data

Investeringskostnad: 18 850 725 [kr]  
Varmekostnad: 55,30 [øre/kWh]  
Kapitalkostnad: 23,72 [øre/kWh]

Investeringskostnad inneholder kostander for komplett varmesentral, fjernvarmenett og kundesentraler

#### Data for varmeproduserende enheter

| Energibærer | Energipris [øre/kWh] | Type regulering | Installert effekt [kW] | Beregnet årsvirkningsgrad [%] | Ekvivalent driftstid [h/år] | Dekning av årlig energibehov [%] |
|-------------|----------------------|-----------------|------------------------|-------------------------------|-----------------------------|----------------------------------|
| Flis        | 20,5                 | Modulerende     | 1640                   | 90,4                          | 3576                        | 82,8                             |
| Olje        | 52,5                 | Modulerende     | 2450                   | 60,0                          | 36,1                        | 1,25                             |
| El (vinter) | 50,75                | Trinn           | 550                    | 98,5                          | 2051                        | 15,9                             |
| El (sommer) | 41,95                |                 |                        |                               |                             |                                  |

#### Indikatorer for energiytelse

| Indikator                    | Totalt     | Flis      | Olje    | Elektrisitet |          |
|------------------------------|------------|-----------|---------|--------------|----------|
| Leverert energi              | 7 780 706  | 6 487 440 | 147 376 | 1 145 889    | [kWh/år] |
| Primærenergi - total         | 10 868 537 | 6 876 687 | 198 958 | 3 792 893    | [kWh/år] |
| Primærenergi - ikke fornybar | 4 186 296  | 389 246   | 198 958 | 3 598 092    | [kWh/år] |
| CO <sub>2</sub> utslipp      | 781 597    | 25 950    | 48 634  | 707 014      | [kg/år]  |





## Vedlegg D – Nettariffer



|   |   |  |
|---|---|--|
| <b>Nettariff i distribusjonsnettet</b>  | Tariffblad nr<br>3.0                          | Tariffer gjeldende fra<br>1. januar 2009 |
| Type<br>Nettariff elektrokjeler og eventuelt andre utkoblbare anlegg. Nettnivå 5, 4 og 3. | Elektronisk arkivkode<br>Tariffblad 3 0 .doc9 |  |

| Anleggstype og varslingstid:  | Tariff             | Fastledd [kr/år] <sup>1)</sup> |           | Sesong <sup>2)</sup>                 | Energiledd [øre/kWh] |                          | Effektledd [kr/kW] <sup>4)</sup> |           |
|---|--------------------|--------------------------------|-----------|--------------------------------------|----------------------|--------------------------|----------------------------------|-----------|
|   |                    | Eks. mva                       | Inkl. mva |                                      | Eks. avg.            | Inkl. avg. <sup>3)</sup> | Eks. mva                         | Inkl. mva |
| Anlegg med brenselfyrt reserve større enn 30 kW og utkoblingsfrist 1,5 timer.<br><br>Gebyr ved manglende utkobling        | N4UK               | 5 000                          | 6 250     | Vinter dag<br>Vinter øvrig<br>Sommer | 8,5<br>7,8<br>4,5    | 25,40<br>24,53<br>20,40  |                                  |           |
|   | N4KU <sup>5)</sup> | 5 000                          | 6 250     |                                      | 8,2                  | 25,03                    | 100                              | 125       |
| Anlegg med brenselfyrt reserve. Momentant utkobling. Ubegrenset utkoblingstid.  | N4M1               | 10 000                         | 12 500    | Vinter dag                           | 7,5                  | 24,15                    |                                  |           |
|   |                    |                                |           | Vinter øvrig                         | 6,8                  | 23,28                    |                                  |           |
|   |                    |                                |           | Sommer                               | 4,5                  | 20,40                    |                                  |           |
| Anlegg med brenselfyrt reserve. Momentant utkobling. To timers utkoblingstid.   | N4M2               | 10 000                         | 12 500    | Vinter dag                           | 8,7                  | 25,65                    |                                  |           |
|   |                    |                                |           | Vinter øvrig                         | 7,8                  | 24,53                    |                                  |           |
|   |                    |                                |           | Sommer                               | 4,5                  | 20,40                    |                                  |           |
| Anlegg med brenselfyrt reserve. Utkoblingsfrist 1,5 timer. Ubegrenset utkoblingstid.<br><br>Gebyr ved manglende utkobling | N3UK               | 5 000                          | 6 250     | Vinter dag<br>Vinter øvrig<br>Sommer | 7,0<br>6,5<br>4,5    | 23,53<br>22,90<br>20,40  |                                  |           |
|   | N3KU <sup>6)</sup> | 5 000                          | 6 250     |                                      | 6,8                  | 23,28                    | 100                              | 125       |
| Anlegg med brenselfyrt reserve. Momentant utkobling. Ubegrenset utkoblingstid.  | N3M1               | 10 000                         | 12 500    | Vinter dag                           | 6,3                  | 22,65                    |                                  |           |
|   |                    |                                |           | Vinter øvrig                         | 5,8                  | 22,03                    |                                  |           |
|   |                    |                                |           | Sommer                               | 4,5                  | 20,40                    |                                  |           |
| Anlegg med brenselfyrt reserve. Momentant utkobling. To timers utkoblingstid.   | N3M2               | 10 000                         | 12 500    | Vinter dag                           | 7,7                  | 24,40                    |                                  |           |
|   |                    |                                |           | Vinter øvrig                         | 6,5                  | 22,90                    |                                  |           |
|   |                    |                                |           | Sommer                               | 4,5                  | 20,40                    |                                  |           |

<sup>1)</sup> Fastleddet er inkludert kostnadene med timesmåling.

<sup>2)</sup> Vinter er i perioden 1. januar - 31. mars og 1. november - 31. desember.

Sommer er i perioden 1. april - 31. oktober.

Vinter dag (mandag – fredag): Kl. 06:00 – 22:00.

Vinter øvrig: Øvrige timer.

<sup>3)</sup> Alle priser per kWh er inkludert avgift til ENOVA på 1 øre, forbruksavgift på 10,82 øre og 25 prosent merverdiavgift.

Kunder med anlegg som har rett på redusert forbruksavgift eller fritatt for avgifter må meddele dette til Eidsiva Nett AS.

<sup>4)</sup> Effekt registrert i "utkoblingstiden".

<sup>5)</sup> Tariffen gjelder inntil utstyr for timesmåling er montert.

#### Kontakt vårt kundesenter

Telefon 815 33 344 • Telefaks 62 88 42 50

kundesenter@eidsivaenergi.no

www.eidsivaenergi.no



# Vedlegg E – Kjeldata

## E.1 Pelletkjele



Spec Sheet  
**PYROT Rotation Heating System**  
**Boiler Plant**

**6010-2**

2006-06-01\_E

**Technical specs:**

|  |                     | PYROT Rotation Heating System  |          |          |          |          |          |
|--|---------------------|--------------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|
|  |                     | 100                            | 150      | 220      | 300      | 400      | 540      |
| Item No:   |                     | KRT- 100                       | KRT- 150 | KRT- 220 | KRT- 300 | KRT- 400 | KRT- 540 |
| <b>Performance data</b>                                    |                     |                                |          |          |          |          |          |
| Rated heat output  | $Q_N$ [kW]          | 100                            | 150      | 220      | 300      | 400      | 540      |
| Continuous output <sup>1)</sup>                            | $Q_D$ [kW]          | 90                             | 135      | 200      | 270      | 360      | 480      |
| Minimum heat output <sup>2)</sup>                          | $Q_{min}$ [kW]      | 30                             | 45       | 60       | 80       | 100      | 140      |
| Efficiency in operation to be performed                    | [%]                 | 90-92                          |          |          |          |          |          |
| Maximum water content <sup>3)</sup>                        | [%]                 | W 40                           |          |          |          |          |          |
| Size of the chips <sup>4)</sup>                            |                     | G 30 / G 50 as per ÖNORM M7133 |          |          |          |          |          |
| <b>Exhaust gas figures</b>                                 |                     |                                |          |          |          |          |          |
| Mass flow rate $Q_N$ ; W5; O <sub>2</sub> 6%:              | [g/s]               | 53.6                           | 80.4     | 117.9    | 160.8    | 214.4    | 289.44   |
| Volume flow $Q_N$ ; W5; O <sub>2</sub> 6%; 150°C           | [m <sup>3</sup> /s] | 0.06                           | 0.09     | 0.14     | 0.19     | 0.25     | 0.35     |
| Mass flow rate $Q_{W35}$ ; W35; O <sub>2</sub> 8%:         | [g/s]               | 71.3                           | 106.9    | 156.9    | 213.9    | 285.2    | 385.1    |
| Volume flow $Q_{W35}$ ; W35; O <sub>2</sub> 8%; 150°C      | [m <sup>3</sup> /s] | 0.08                           | 0.12     | 0.19     | 0.25     | 0.34     | 0.46     |
| Average exhaust gas temperature at $Q_N$ <sup>5)</sup>     | [°C]                | 160                            |          |          |          |          |          |
| Average exhaust gas temperature at $Q_{min}$ <sup>5)</sup> | [°C]                | 130                            |          |          |          |          |          |
| Chimney draught required                                   | [Pa]                | +-0                            |          |          |          |          |          |
| <b>Electrical connections</b>                              |                     |                                |          |          |          |          |          |
| Electrical connections, total                              | [kW]                | 2.67                           | 2.67     | 2.85     | 3.6      | 3.98     | 3.63     |
| Ignition device  | [kW]                | 1.6                            |          |          |          |          |          |
| Exhaust gas fan  | [kW]                | 0.55                           | 0.55     | 0.55     | 0.75     | 1.1      | 1.1      |
| Articulated head fan                                       | [kW]                | 0.12                           |          |          |          |          |          |
| Feed auger   | [kW]                | 0.37                           | 0.37     | 0.55     | 1.1      | 1.1      | 0.75     |
| Grate drive unit   | [kW]                | 0.03                           | 0.03     | 0.06     | 0.03     | 0.06     | 0.06     |
| Electric power consumption at $Q_N$                        | [kW]                | 0.85                           | 1.032    | 1.108    | 1.521    | 1.868    | 1.753    |
| Electric power consumption at $Q_{min}$                    | [kW]                | 0.28                           | 0.355    | 0.369    | 0.434    | 0.480    | 0.460    |
| <b>Heating-relevant specs</b>                              |                     |                                |          |          |          |          |          |
| Volume on heating gas side                                 | [ltr]               | 325                            | 374      | 744      | 883      | 1340     | 1613     |
| Volume of ash container for grate ash                      | [ltr]               | 26                             | 32       | 45       | 55       | 75       | 91       |
| Volume of ash container for exhaust gas de-duster          | [ltr]               | 90                             |          |          |          |          |          |
| Water-bearing resistance (Diff. 15 K)                      | [mbar]              | 38                             | 33       | 76       | 42       | 29       | 56       |
| Boiler water volume  | [ltr]               | 395                            | 432      | 794      | 903      | 1326     | 1510     |
| Heating surface  | [m <sup>2</sup> ]   | 8.28                           | 10.78    | 16.04    | 20.72    | 28.76    | 39.36    |
| Test pressure <sup>6)</sup>                                | [bar]               | 5                              |          |          |          |          |          |
| Maximum operating pressure <sup>6)</sup>                   | [bar]               | 3                              |          |          |          |          |          |
| Maximum boiler temperature                                 | [°C]                | 100                            |          |          |          |          |          |
| Minimum return temperature                                 | [°C]                | 65                             |          |          |          |          |          |
| <b>Weights</b>   |                     |                                |          |          |          |          |          |
| Weight of fire block                                       | [kg]                | 341                            | 412      | 493      | 569      | 723      | 794      |
| Weight of heat exchanger <sup>7)</sup>                     | [kg]                | 1202                           | 1455     | 2287     | 2714     | 3950     | 4337     |
| Weight of exhaust gas de-duster                            | [kg]                | 295                            | 295      | 315      | 315      | 350      | 350      |
| Weight of feed auger                                       | [kg]                | 126                            | 126      | 126      | 126      | 128      | 128      |
| Total weight without water <sup>8)</sup>                   | [kg]                | 1964                           | 2288     | 3221     | 3724     | 5151     | 5609     |
| Total weight with water <sup>8)</sup>                      | [kg]                | 2359                           | 2720     | 4015     | 4627     | 6477     | 7119     |

<sup>1)</sup> Continuous output:

Output levelling out as base load boiler in continuous operation with pneumatic cleaning system (for track time, see Operating Instructions)

<sup>2)</sup>  $Q \geq Q_{min}$  :

Operation with modulated control (Infinitely variable power control)

<sup>3)</sup>  $Q \leq Q_{min}$  :

Low load with ON  $Q_{min}$  / OFF (Stop-and-go mode)

<sup>4)</sup> Moist fuels:

>W35 further limitations regarding output, degree of efficiency and control behaviour

<sup>5)</sup> Specification:

See Spec Sheet 1010, Minimum Requirements for Wooden Fuels

<sup>6)</sup> Exhaust gas temperature:

An increase is possible by removing the displacement rods ( $Q_N + 30^\circ\text{C}$ ;  $Q_{min} + 10^\circ\text{C}$ )

Other influences:

Fuel, water content, ash content, pneumatic cleaning system yes/no;  
 track time (number of operating hours without cleaning)  
 Specifications for the start of the track time (toward the end of the track time there is an increase in the exhaust gas temperature by approx. 20°C)

<sup>7)</sup> At extra charge:

7.8 bar test pressure; 6 bar operational pressure;

<sup>8)</sup> Weights:

Incl. door and refractory concrete lining

<sup>9)</sup> Total weight:

Incl. displacement rods

## E.2 Flisfyrt kjele



Spec Sheet  
**PYRTEC Grate Firing System**  
**Boiler Plant**

**7010-2**

2006-06-01\_E

**Technical specs:**

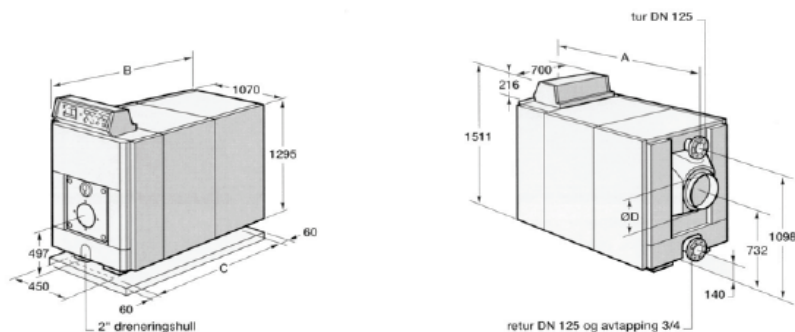
|  |   | PYRTEC Grate Firing System     |         |         |          |
|--|---|--------------------------------|---------|---------|----------|
|  |   | 530                            | 720     | 950     | 1250     |
| Trade name   |   | KPT-530                        | KPT-720 | KPT-950 | KPT-1250 |
| <b>Performance data</b>                                    |   |                                |         |         |          |
| Rated heat output  | $Q_N$ [kW]  | 530                            | 720     | 950     | 1250     |
| Continuous output <sup>1)</sup>                            | $Q_D$ [kW]  | 530                            | 720     | 950     | 1250     |
| Minimum heat output <sup>2)</sup>                          | $Q_{min}$ [kW]  | 132                            | 180     | 238     | 312      |
| Heat output, W45 chips                                     | $Q_{W45}$ [kW]  | 515                            | 700     | 920     | 1210     |
| Efficiency in operation to be performed <sup>3)</sup>      | [%]   | > 90                           |         |         |          |
| Maximum water content <sup>4)</sup>                        | [%]   | W 50                           |         |         |          |
| Size of the chips <sup>5)</sup>                            |   | G 30 / G 50 as per ÖNORM M7133 |         |         |          |
| <b>Exhaust gas figures</b>                                 |   |                                |         |         |          |
| Mass flow rate   | $Q_N$ ; W5; O <sub>2</sub> 8%; [g/s]                            | 297                            | 404     | 532     | 700      |
| Volume flow  | $Q_N$ ; W5; O <sub>2</sub> 8%; 150°C [m <sup>3</sup> /s]        | 0.36                           | 0.48    | 0.63    | 0.83     |
| Mass flow rate   | $Q_{W45}$ ; W45; O <sub>2</sub> 10%; [g/s]                      | 412                            | 560     | 736     | 968      |
| Volume flow  | $Q_{W45}$ ; W 45; O <sub>2</sub> 10%; 150°C [m <sup>3</sup> /s] | 0.50                           | 0.67    | 0.88    | 1.15     |
| Average exhaust gas temperature at $Q_N$ <sup>6)</sup>     | [°C]  | 160                            |         |         |          |
| Average exhaust gas temperature at $Q_{min}$ <sup>6)</sup> | [°C]  | 120                            |         |         |          |
| Chimney draught required                                   | [Pa]  | +0                             |         |         |          |
| <b>Electrical connections</b>                              |   |                                |         |         |          |
| Electrical connections (Σ boiler plant)                    | [kW]  | 7.02                           | 8.12    | 9.35    | 11.15    |
| Ignition device  | [kW]  | 1.6                            |         |         |          |
| Exhaust gas fan  | [kW]  | 1.1                            | 2.2     | 2.2     | 4.0      |
| Feed auger   | [kW]  | 1.5                            | 1.5     | 2.2     | 2.2      |
| Primary airflow fan 1                                      | [kW]  | 0.3                            | 0.3     | 0.48    | 0.48     |
| Primary airflow fan 2                                      | [kW]  | 0.9                            |         |         |          |
| Secondary airflow fan                                      | [kW]  | 1.5                            | 1.5     | 1.85    | 1.85     |
| Grate drive unit   | [kW]  | 0.12                           |         |         |          |
| Electric power consumption at $Q_N$                        | [kW]  | 3.57                           | 4.56    | 5.17    | 6.79     |
| Electric power consumption at $Q_{min}$                    | [kW]  | 2.9                            | 3.71    | 4.15    | 5.47     |
| <b>Heating-relevant specs</b>                              |   |                                |         |         |          |
| Volume on heating gas side                                 | [l]   | 2280                           | 2830    | 4050    | 5210     |
| Volume of ash container for grate ash                      | [l]   | 240 / 800                      |         |         |          |
| Volume of ash container for exhaust gas de-duster          | [l]   | 240 / 800                      |         |         |          |
| Water-bearing resistance (Diff. 15 K)                      | [mbar]  | 23                             | 43      | 26      | 45       |
| Boiler water volume  | [l]   | 1444                           | 1861    | 1943    | 2482     |
| Heating surface  | [m <sup>2</sup> ]   | 42.50                          | 55.50   | 74.80   | 91.00    |
| Test pressure  | [bar]   | 7,8                            |         |         |          |
| Maximum operating pressure                                 | [bar]   | 6                              |         |         |          |
| Maximum boiler temperature                                 | [°C]  | 100                            |         |         |          |
| Minimum return temperature                                 | [°C]  | 65                             |         |         |          |
| <b>Weights</b>   |   |                                |         |         |          |
| Weight of fire block                                       | [kg]  | 3633                           | 4665    | 5892    | 7252     |
| Weight of heat exchanger                                   | [kg]  | 1986                           | 2562    | 4128    | 5431     |
| Weight of exhaust gas de-duster                            | [kg]  | 463                            | 463     | 695     | 695      |
| Weight of feed auger                                       | [kg]  | 126                            | 126     | 148     | 148      |
| Total weight without water <sup>7)</sup>                   | [kg]  | 6802                           | 8210    | 11401   | 14064    |
| Total weight with water <sup>7)</sup>                      | [kg]  | 8246                           | 10071   | 13344   | 16546    |

- 1) Continuous output: Output levelling out as base load boiler in continuous operation with pneumatic cleaning system (for track time, see Operating Instructions)
- 2)  $Q \geq Q_{min}$ : Operation with modulated control
- 3)  $Q \leq Q_{min}$ : Low load with ON  $Q_{min}$  / ember maintenance operation
- 4) Efficiency: Specification with displacement rods and flue gas recirculation system for dry fuels (W5 to W20) without flue gas recirculation system-reduced values
- 5) Wet fuels: >W45 further restrictions in terms of output, efficiency and control behaviour
- 6) Specification: See Spec Sheet 1010, Minimum Requirements for Wooden Fuels
- 7) Exhaust gas temperature: A reduction is possible by installing the displacement rods ( $Q_N - 20^\circ\text{C}$ ;  $Q_{min} - 10^\circ\text{C}$ )  
 Other influences: fuel water content, ash content, pneumatic cleaning system yes/no, track time (number of operating hours without cleaning) Specifications for the start of the track time (toward the end of the track time there is an increase in the exhaust gas temperature by approx. +15°C)
- 7) Total weight: incl. displacement rods

## E.3 Oljekjeler

# NXR 4

NXR 4



| SPESIFIKASJONER FOR NXR4 - KJELER      |                            | 409                               | 410  | 411 | 412 | 413 | 414 | 415 | 416 | 417 |  |  |
|--|----------------------------|-----------------------------------|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|--|--|
| Effektområde                           |                            | kW                                |      |     |     |     |     |     |     |     |  |  |
| Brennereffekt                          |                            | kW                                |      |     |     |     |     |     |     |     |  |  |
| Trykk i forbrenningskammer             |                            | mbar                              |      |     |     |     |     |     |     |     |  |  |
| Røygasmengde                           | Olje                       | kg/h                              |      |     |     |     |     |     |     |     |  |  |
|  | Gass                       | kg/h                              |      |     |     |     |     |     |     |     |  |  |
| Temperatur røygass                     |                            | °C                                |      |     |     |     |     |     |     |     |  |  |
| Virkningsgrad                          |                            | %                                 |      |     |     |     |     |     |     |     |  |  |
| 4 turbulatorer                         | Antall turbulatorer        | 4                                 |      |     |     |     |     |     |     |     |  |  |
|  | Brennereffekt              | kW                                |      |     |     |     |     |     |     |     |  |  |
|  | Trykk i forbrenningskammer | mbar                              |      |     |     |     |     |     |     |     |  |  |
|  | Røygasmengde               | Olje                              | kg/h |     |     |     |     |     |     |     |  |  |
|  |                            | Gass                              | kg/h |     |     |     |     |     |     |     |  |  |
|  | Temperatur røygass         |                                   | °C   |     |     |     |     |     |     |     |  |  |
| Virkningsgrad                          |                            | %                                 |      |     |     |     |     |     |     |     |  |  |
| Antall elementer                       |                            | 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17 |      |     |     |     |     |     |     |     |  |  |
| Vekt                                   |                            | kg                                |      |     |     |     |     |     |     |     |  |  |
| Mål                                    | A                          | mm                                |      |     |     |     |     |     |     |     |  |  |
|  | B                          | mm                                |      |     |     |     |     |     |     |     |  |  |
|  | C                          | mm                                |      |     |     |     |     |     |     |     |  |  |
|  | Røygass øD                 | mm                                |      |     |     |     |     |     |     |     |  |  |
| Brennkammer Dybde                      |                            | mm                                |      |     |     |     |     |     |     |     |  |  |
| Brennkammervolum                       |                            | l                                 |      |     |     |     |     |     |     |     |  |  |
| Volum røygasssystem                    |                            | l                                 |      |     |     |     |     |     |     |     |  |  |
| Vannvolum                              |                            | l                                 |      |     |     |     |     |     |     |     |  |  |
| Driftstrykk                            |                            | bar                               |      |     |     |     |     |     |     |     |  |  |
| Trykkfall ved nominell effekt Δt= 15°C |                            | mbar                              |      |     |     |     |     |     |     |     |  |  |
| Utløsertemperatur STB                  |                            | °C                                |      |     |     |     |     |     |     |     |  |  |

Oppgitte verdier for nominell ytelse, omgivelsestemperatur 20°C, turvannstemperatur 80°C, retur 60°C.  
Nominelle verdier for CO<sub>2</sub> 13% for olje - CO<sub>2</sub> for gass



**Varmeteknikk AS**  
Postboks 6 Alnabru  
0614 Oslo  
Tlf. 23 37 55 00 Fax 23 37 55 10



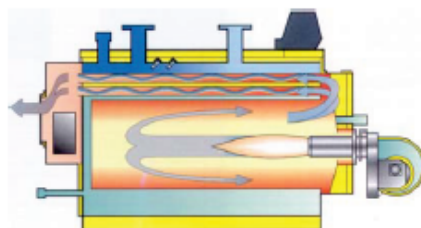
A member of BAXI GROUP LTD

# ARIZONA

## STÅLKJELER FRA CHAPPÉE

### EGENSKAPER

- To-trekkers utførelse, brennkammer og kjelblokk i tykk stålplate.
  - Driftstrykk = 5bar
  - Provetrykk = 7,5bar
  - Høyere driftstrykk = 10bar på forespørsel.
  - Virkningsgrad:
    - CE-versjon ≥ 93% PCI (turtemperatur kjel: 80°C).
  - Sikkerhetstermostat = 110°C
  - Reguleringstermostat = 30°C - 90°C
  - Minimum returtemperatur = 55°C med gass eller olje.
  - Minimum mengde =  $P \text{ (th/h/45 = m}^3\text{/h)}$
  - Garanti: 3år.
- Lav termisk belastning og vendeblamme gir motstrøms sirkulasjon av røykgasser og flamme som gir bedre lastfordeling og forbrenning.
- Rillet røykgasskanal med turbulatorer for maksimal virkningsgrad.
- Bakre røykkasse konstruert for maksimal røykgassrensing og kondensatevakueringssystem. Denne kjelen kan drives med lav røykgasstemperatur: 150°C med olje og 100°C med gass.



- Forsterket isolasjon: 2 x 50mm glassull rundt kjelen. Denne isolasjonen reduserer stråletapet til < 0,5%, og øker årsvirkningsgraden til kjelen til maksimum.
- Ferdiglakkert sidemantel og tykk stålplate på toppen (dørplate) fungerer som plattform.
- Høyre- eller venstrehengslet dør, varmfest sement-isolasjon innvendig; brennerplate bores på forespørsel.
- Instrumentpanel.

### TEKNISKE DATA

| ARIZONA EVOLUTION 2                |      | MODELLER   |      |       |      |       |       |               |        |      |        |        |        |        |        |
|------------------------------------|------|------------|------|-------|------|-------|-------|---------------|--------|------|--------|--------|--------|--------|--------|
|                                    |      | 360        | 420  | 500   | 600  | 730   | 820   | 1040          | 1320   | 1570 | 1850   | 2200   | 2650   | 3000   | 3500   |
| Kjeltype                           |      | Standard   |      |       |      |       |       | Lavtemperatur |        |      |        |        |        |        |        |
|                                    |      | Røykgasser | ømm  | 250   | 250  | 300   | 300   | 350           | 350    | 400  | 450    | 450    | 520    | 520    | 570    |
| Nominell effekt                    | KW   | 360        | 420  | 500   | 600  | 730   | 820   | 1040          | 1320   | 1570 | 1850   | 2200   | 2650   | 3000   | 3500   |
| Innfyrt effekt                     | KW   | 393        | 459  | 545,9 | 655  | 795,2 | 893,2 | 1140,4        | 1441   | 1714 | 2017,7 | 2399,1 | 2889,9 | 3278,7 | 3825,1 |
| Røykgassmengde / gass              | kg/h | 587        | 686  | 816   | 979  | 1188  | 1335  | 1704          | 2153   | 2561 | 3018   | 3584   | 4318   | 4898   | 5715   |
| Røykgassvolum / gass               | m³/h | 448        | 519  | 612   | 746  | 914   | 1020  | 1302          | 1613   | 1953 | 2265   | 2661   | 3227   | 3661   | 4262   |
| Oljemengde                         | kg/h | 33         | 39   | 46    | 56   | 67    | 76    | 97            | 122    | 145  | 171    | 203    | 245    | 278    | 324    |
| Røykgassmengde / olje              | kg/h | 535        | 625  | 743   | 91   | 1082  | 1215  | 1552          | 1961   | 2332 | 2748   | 3264   | 3932   | 4461   | 5204   |
| Røykgassvolum / olje               | m³/h | 446        | 520  | 619   | 743  | 902   | 1013  | 1293          | 1634   | 1943 | 2290   | 2720   | 3277   | 3717   | 4337   |
| Volum røykgasskanaler, totalt      | l    | 235        | 272  | 326   | 385  | 486   | 547   | 736           | 862    | 1078 | 1294   | 1637   | 1852   | 2305   | 2591   |
| Trykkfall i røykgasskanal          | mbar | 2,11       | 2,41 | 2,62  | 3,05 | 3,41  | 3,8   | 4,52          | 6      | 4,9  | 6,8    | 5,2    | 7,6    | 8,5    | 7,8    |
| Røykgasstemperatur                 | °C   | 151        | 154  | 158   | 151  | 147   | 150   | 163           | 159    | 158  | 158    | 163    | 160    | 160    | 161    |
| Virkningsgrad ved 100% og 70°C     | %    | 91,6       | 91,5 | 91,6  | 91,6 | 91,8  | 91,8  | 91,2          | 91,6   | 91,6 | 91,6   | 91,7   | 91,7   | 91,5   | 91,5   |
| Virkningsgrad ved 30% og 50°C      | %    | 90,4       | 90,4 | 90,6  | 90,4 | 90,9  | 90,9  | 90,3          | 92,5   | 93,5 | 92,5   | 92,6   | 92,6   | 93,1   | 93     |
| Stilstandstap med Δt = 30°C        | W    | 393        | 459  | 545,9 | 655  | 795   | 893,2 | 1140,4        | 2882,1 | 1714 | 2019,7 | 2399,1 | 2889,9 | 3278,7 | 3825,1 |
| Nominell sirkulasjon med Δt = 20°C | m³/h | 15,1       | 17,7 | 21    | 25,2 | 30,7  | 34,5  | 43,7          | 55,5   | 66,0 | 77,8   | 92,5   | 111,4  | 126,2  | 147,2  |
| Trykkfall ved nominell sirkulasjon | mbar | 31         | 42   | 23    | 33   | 23    | 29    | 47            | 35     | 33   | 45     | 342    | 48     | 62     | 84     |
| Vannvolum                          | l    | 323        | 367  | 434   | 502  | 607   | 675   | 822           | 1242   | 1418 | 1617   | 2086   | 2324   | 2667   | 4142   |
| Maks driftstrykk                   | bar  | 5          | 5    | 5     | 5    | 5     | 5     | 5             | 6      | 6    | 6      | 6      | 6      | 6      | 6      |
| Lab test, rapport nr.              |      | 163038     |      |       |      |       |       | L0743/5540    |        |      |        |        |        |        |        |
| Test laboratorium                  |      | GASTECC    |      |       |      |       |       | TECHNIGAS     |        |      |        |        |        |        |        |
| CE - referanse                     |      | 0694BL3038 |      |       |      |       |       | 0461BN0558    |        |      |        |        |        |        |        |

(\*) CO<sub>2</sub> - verdi = 13% for olje, CO<sub>2</sub> - verdi = 9,5% for gass

## Vedlegg F – Nødvendige inndata til beregningsmodell

| <b>Bygningsdata</b>                                      |   |
|--|---|
| Bygningskategori   | OB, AB, EB_AT1, EB_AT2, HR, HB                                |
| Areal (BRA) [m <sup>2</sup> ]                            |   |
|  |   |
| <b>Data for varmesentral</b>                             |   |
| Antall varmegeneratore                                   | 1, 2 eller 3  |
| Type varmegeneratore                                     | Bio, olje, el, VP   |
|  |   |
| <b>Data for varmegeneratore</b>                          |   |
| Reguleringsstrategi                                      | Intermittent, trinn, modulerende                              |
| Installert ytelse [kW]                                   |   |
|  |   |
| <b>Data avhengig av reguleringsstrategi</b>              |   |
|  |   |
| <b>Intermittent regulering:</b>                          |   |
| Maksimal intermittensgrad, $I_{max}$ [-]                 |   |
| Maksimal kjelvirkningsgrad, $\eta_{max}$ [%]             |   |
|  |   |
| <b>Trinnregulert el – kjele:</b>                         |   |
| Overflatetap, $s$ [%]                                    |   |
|  |   |
| <b>Trinnregulert oljekjele:</b>                          |   |
| Maksimal virkningsgrad trinn 1, $\eta_{max, trinn1}$ [%] |   |
| Maksimal virkningsgrad trinn 2, $\eta_{max, trinn2}$ [%] |   |
| Maksimal intermittensgrad, $I_{max}$ [-]                 |   |
| Overflatetap, $s$ [%]                                    |   |
|  |   |
| <b>Modulerende oljekjele:</b>                            |   |
| Minste modulerbare ytelse [%]                            |   |
| Data for laveste modulerbare ytelse:                     | Røykgasstemp [°C], CO <sub>2</sub> – innhold i tørr RG[vol %] |
| Data for halv modulerbare ytelse:                        | Røykgasstemp [°C], CO <sub>2</sub> – innhold i tørr RG[vol %] |
| Data for full ytelse:                                    | Røykgasstemp [°C], CO <sub>2</sub> – innhold i tørr RG[vol %] |
| Overflatetap, $s$ [%]                                    |   |
| Maksimal intermittensgrad, $I_{max}$ [-]                 |   |
|  |   |
| <b>Modulerende biobrenselkjele:</b>                      |   |
| Minste modulerbare ytelse [%]                            |   |
| Data for laveste modulerbare ytelse:                     | Røykgasstemp [°C], CO <sub>2</sub> – innhold i tørr RG[vol %] |
| Data for halv modulerbare ytelse:                        | Røykgasstemp [°C], CO <sub>2</sub> – innhold i tørr RG[vol %] |
| Data for full ytelse:                                    | Røykgasstemp [°C], CO <sub>2</sub> – innhold i tørr RG[vol %] |
| Overflatetap, $s$ [%]                                    |   |
| Maksimal intermittensgrad, $I_{max}$ [-]                 |   |
| Fuktighetsinnhold brensel [wt % d.b.]                    |   |
|  |   |
| <b>Varmepumpe</b>  |   |
| Årsvarmefaktor, $\Phi$                                   |   |
| Dekning av dimensjonerende effektbehov [%]               |   |

|   |  |
|---|--|
|   |  |
| <b>Økonomiske data</b>                                |  |
| Energipriser [kr/kWh]                                 | Bioenergi, olje, el                          |
| Investeringskostnad [kr]                              | Varmesentral, Fjernvarmenett, kundesentraler |
| Økonomisk levetid [år]                                | Varmesentral, Fjernvarmenett                 |
| Kalkulasjonsrente [%]                                 |  |
| Drift og vedlikeholdskostnad [%]                      |  |
|   |  |
| <b>Indikatorer for energiytelse</b>                   |  |
| Primærenergifaktor for energivare [-]                 |  |
| Ikke – fornybar primærenergifaktor for energivare [-] |  |
| CO <sub>2</sub> – faktor for energivare [kg/MWh]      |  |
|   |  |