

LØNNSOMHET I RØYKGASSKONDENSERING - EN ØKONOMISK STUDIE AV FJERNVARME

THE PROFITABILITY OF FLUE GAS CONDENSATION
- AN ECONOMICAL STUDY OF DISTRICT HEATING

LINE ROGSTAD EKANGER

UNIVERSITETET FOR MILJØ- OG BIOVITENSKAP

INSTITUTT FOR NATURFORVALTNING (INA)
MASTEROPPGAVE 30 STP. VÅREN 2013



LØNNSOMHET I RØYKGASSKONDENSERING – EN ØKONOMISK STUDIE AV FJERNVARME

THE PROFITABILITY OF FLUE GAS CONDENSATION
– AN ECONOMICAL STUDY OF DISTRICT HEATING

LINE ROGSTAD EKANGER



Forord

Denne oppgaven er skrevet ved Institutt for Naturforvaltning (INA) på Universitetet for miljø- og biovitenskap (UMB) og markerer slutten av min tid som student på masterprogrammet i Fornybar energi. Oppgaven er skrevet i samarbeid med Statkraft Varme AS, og den benytter deres fjernvarmeutbygging på Ås som case.

Jeg vil gjerne benytte anledningen til å takke Statkraft Varme AS for denne muligheten. Videre vil jeg takke Morten Fossum, Åmund Utne, May Toril Moen og Andreas Stokke ved hovedkontoret i Trondheim. Jeg vil også takke prosjektleder Magne G. Vegel og byggeleder Ola Rypaas for all hjelp, alle bidrag og alle hyggelige lunsjpauser på prosjektkontoret. Jeg kommer til å savne dere!

Oppgaven hadde ikke blitt den samme uten kyndig veiledning fra min eminente veileder Torjus Bolkesjø. Takk for tilbakemeldinger, konstruktiv kritikk, gode forslag og oppmuntrende ord.

Tilslutt vil jeg takke pappa for gjennomlesing, korrektur og nyttige tilbakemeldinger. Du er virkelig verdens beste!

Universitetet for miljø- og biovitenskap

Ås, mai 2013

Line Rogstad Ekanger

Sammendrag

Denne oppgaven har et tredelt formål: Kartlegge kostnader og inntekter som påvirkes ved etablering av røykgasskondensering i fjernvarmeanlegg, tallfeste endringene gjennom en casestudie, og utvikle en generell lønnsomhetsmodell for røykgasskondenserende fjernvarmeanlegg.

Røykgasskondensering er en teknologi som gjør det mulig å utnytte varmeenergien i røykgassen. Ved å kondensere røykgassen reduseres utslippene fra anlegget samtidig som brenselets effektive brennverdi øker. For å oppnå røykgasskondensering i et anlegg stilles to krav: Brenselet må ha en fuktighetsgrad på mellom 40 % og 60 %, og temperaturen på returvannet i fjernvarmenettet må være lavere enn røykgassens kondensasjonspunkt. Returvannets temperatur avhenger av energiopptak og energiutnyttelse i kundenes anlegg.

Å inkludere røykgasskondenserende teknologi i et fjernvarmeanlegg medfører endringer i prosjektets lønnsomhet. Endringene i inntektene er minimale ettersom energisalget fra anlegget vil være det samme uavhengig av valgt produksjonsteknologi. Investeringskostnadene og brenselskostnadene vil derimot variere med prosjektets teknologivalg. Ved å inkludere røykgasskondensering i anlegg som bygges i områder hvor kundene allerede har vannbårne oppvarmingssystemer, oppstår i tillegg en rekke ombyggingskrav knyttet til kundenes anlegg.

I denne oppgaven er det utviklet en lønnsomhetsmodell for røykgasskondenserende fjernvarmeanlegg i områder hvor kundene er eksisterende fjernvarme- eller nærvarmekunder. I forbindelse med denne utviklingen er fjernvarmeanlegget som bygges ved UMB på Ås studert og analysert. I analysen studeres fire mulige scenarier innenfor prosjektet, og scenarienes lønnsomhet studeres med tanke på følsomhet overfor endringer i energipriser og drifts- og vedlikeholdskostnader.

Resultatene viser at selv om prosjektet ikke er lønnsomt med det vedtatte avkastningskravet på 6,0 %, oppnår prosjektet lønnsomhet dersom avkastningskravet for prosjekter med normal risiko aksepteres. Prosjektet oppnår, under realistiske drifts- og vedlikeholdskostnader og fordeling av disse, lønnsomhet når energiprisen passerer 364 kr/MWh. I beregningene er den gjennomsnittlige ukeprisen for Osloområdet i 2013 benyttet. Denne er på 327 kr/MWh.

Ved å studere utfallet i prosjektlønnsomheten gjennom å endre ulike variabler konkluderes det med at prosjektets samfunnsøkonomiske nytte er større enn de kostnadene prosjektet medfører, og at avkastningskravet for prosjektet burde nedjusteres. Det anses videre som sannsynlig at fjernvarmeanlegg med røykgasskondenserende teknologi vil bli mer lønnsomme enn anlegg uten denne teknologien når energiprisen stiger som resultat av økt energiutveksling med Europa.

Abstract

This thesis has a threefold purpose: Identify costs and revenues that are affected by the establishment of flue gas condensation in district heating systems, quantify the changes through a case study, and develop a general model for the profitability of flue gas condensing heating systems.

Flue gas condensation is a technology that makes it possible to utilize the heat energy of the flue gases. By condensing the flue gas, emissions from the plant are reduced while the efficient heating value of the fuel increases. To achieve flue gas condensation in a facility two requirements have to be met: The fuel must have a moisture content between 40 % and 60 %, and the return water temperature in the district heating system must be lower than the condensation point of the flue gas. Return water temperature depends on the energy utilization in the customer sites.

By including flue gas condensing technology in a district heating system one changes the project's profitability. The changes in revenues are minimal because energy sales from the plant will be the same regardless of the chosen production technology. The investment costs and fuel costs will however vary with the project's technology choices. When flue gas condensation is included in the plant being built in areas where customers have existing hydronic heating systems, additional reconstruction requirements related to customer sites occur.

This thesis develops a profitability model for flue gas condensing heating systems in areas where customers are existing customers of district or local heating. As a part of this development, the district heating plant being built at UMB in Ås is studied and analysed. The analysis studies four possible scenarios within the project and the scenarios profitability are studied in terms of sensitivity to changes in energy prices and operating and maintenance costs.

The results show that although the project is not profitable at the set rate of return of 6.0 %, it reaches profitability when the set rate of return for normal risk projects is used. The project achieves, under realistic operating and maintenance costs and the distribution of these, profitability when the energy price exceeds 364 NOK / MWh. The calculations use the average weekly rate for the Oslo area in 2013. This is 327 NOK / MWh. The calculations use the average weekly energy price for the Oslo area in 2013. This is 327 NOK/MWh.

By studying the outcomes of project profitability through changing different variables it is concluded that the project's social benefits are greater than the social costs of the project. Hence the set rate of return should be adjusted downwards. Further it is likely that district heating plant with flue gas condensing technology will become more profitable than plants without this technology when energy prices rise as a result of increased energy exchange with Europe.

Innhold

Forord	I
Sammendrag	II
Abstract	III
1 Innledning.....	1
1.1 Bakgrunn for studien	1
1.2 Tidligere forskning	2
1.3 Problemdefinisjon	4
1.4 Avgrensning av oppgaven	4
2 Bakgrunn	5
2.1 Fjernvarme	5
2.2 Fjernvarme på Ås.....	6
2.3 Aktørene på Ås	7
2.4 Prosjektinformasjon Ås fjernvarme.....	7
2.4.1 Prosjekt mål.....	7
2.4.2 Kundegrunnlag	8
3 Teori.....	9
3.1 Nytte.....	9
3.2 Lønnsomhet.....	9
3.3 Økonomisk følsomhet	9
4 Materiale og metode.....	10
4.1 Materiale	10
4.2 Metode	10
4.2.1 Korrelasjon	10
4.2.2 Samvariasjon	11
4.3 Modellen	11
5 Teknologibeskrivelser	12
5.1 Fjernvarmeteknologi	12

5.1.1	Røykgasskondensering	12
5.1.2	Produksjon.....	14
5.1.3	Leveranse.....	16
5.1.4	Forbruk	18
5.2	Temperaturpåvirkning.....	20
5.2.1	Produksjonstemperatur	20
5.2.2	Fjernvarmenettets temperatur	21
6	Case Ås: Analyse og beskrivelser	26
6.1	Case Ås: Tiltak for å oppnå lavere returtemperatur	26
6.1.1	UMB.....	26
6.1.2	Ås kommune	27
6.1.3	Tiltakene	29
6.2	Økonomiske forhold.....	30
6.2.1	Offentlig støtte	30
6.2.2	Mulige tiltak fra utbygger.....	31
7	Resultater fra lønnsomhetsanalyser	33
7.1	Generell modell	33
7.1.1	Kostnader ved ombygging av kundenlegg.....	33
7.1.2	Implementering i modellen	37
7.2	Lønnsomhetsberegninger	38
7.2.1	Start	39
7.2.2	Produksjon.....	39
7.2.3	Leveranse.....	40
7.2.4	Forbruk	41
7.2.5	Lønnsomhet.....	42
7.3	Lønnsomhet prosjekt Ås.....	43
7.3.1	Forutsetninger	44
7.3.2	Scenarier i analysen.....	45

7.3.3	Fjernvarmesentral	46
7.3.4	Rørnettet	46
7.3.5	Kundesystem	46
7.3.6	Lønnsomhetsanalyser.....	47
7.4	Følsomhetsanalyser.....	50
7.4.1	Endring i energipris.....	50
7.4.2	Endrede drifts- og vedlikeholdskostnader	51
7.4.3	Endret fordeling av drifts- og vedlikeholdskostnader i kundenlegg.....	52
7.4.4	Kostnadskorreksjon	53
8	Diskusjon av problemstillingene	55
8.1	Påvirkede kostnader og inntekter	55
8.1.1	Inntekter	55
8.1.2	Kostnader	56
8.2	Generell modell	57
8.2.1	Styrker	58
8.2.2	Svakheter.....	59
8.3	Lønnsomhet prosjekt Ås.....	60
8.3.1	Scenario 1 – prosjektet som planlagt	60
8.3.2	Scenario 2 – prosjektet uten røykgasskondensering	61
8.3.3	Scenario 3 – prosjektet uten kundebidrag	62
8.3.4	Scenario 4 – prosjektet oppnår ikke lav returtemperatur	62
8.4	Røykgasskondenseringens lønnsomhet	63
9	Konklusjon	64
9.1	Videre studier	65
9.1.1	Videreutvikling av modellen.....	65
10	Referanser	67
	Vedlegg 1: Modell for lønnsomhetsberegninger for lav returtemperatur fjernvarme.....	70

Figurliste

Figur 1: Prinsippskisse fjernvarme (Brantenberg 2013)	5
Figur 2: Røykgasskondensator med innebygget luftfukter (Van Loo 2008)	14
Figur 3: Illustrasjonstegning av fjernvarmesentralen på Ås, sett fra sydøst og nordvest	15
Figur 4: Illustrasjon av et fjernvarmenett (Geothermal heat the Hague 2013)	16
Figur 5: Fjernvarmekart Ås (NVE 2012)	17
Figur 6: Twinrør langs Brekkeveien / Skille mellom twinrør og enkeltrør mellom Brekkeveien og jernbanen Foto: L. Ekanger, 2012	17
Figur 7: Eksempel på kundesentral med styringssystem (Utne 2011)	18
Figur 8: LOGSTOR Grafisk fremstilling av varmetap etter isoleringstype.....	23
Figur 9: Ombyggingskostnad per m ² i og bygningsalder	34
Figur 10: Ombyggingskostnad per m ² og anleggets alder	34
Figur 11: Grafisk fremstilling total kostnader per m ² og anleggets alder	36
Figur 12: Grafisk fremstilling total kostnader per m ² og kvadrat av anleggets alder.....	37
Figur 13: Utdrag av modell – start.....	39
Figur 14: Utdrag av modell – fjernvarmesentral	40
Figur 15: Utdrag fra modell – rørnett.....	41
Figur 16: Utdrag av modell – kundesystem.....	41
Figur 17: Utdrag av modell – lønnsomhet I.....	42
Figur 18: Utdrag av modell – lønnsomhet II.....	43
Figur 19: Internrente som funksjon av energipris per MWh.....	50
Figur 20: Internrente som funksjon av drifts- og vedlikeholdskostnad per MWh. Kostnader fordelt 2/3 på produksjon og 1/3 på kundenanlegg.....	51
Figur 21: Internrente som funksjon av drifts- og vedlikeholdskostnad per MWh. Kostnader fordelt 50/50 på produksjonsanlegg og kundenanlegg	52
Figur 22: Internrenten som funksjon av produsentens drifts- og vedlikeholdskostnadsandel i kundenanleggene	53
Figur 23: Internrenten som funksjon av drifts- og vedlikeholdskostnad per MWh i produksjonsanlegg	54

Tabelloversikt

Tabell 1: Korrelasjonsstyrke (Burns 2006).....	11
Tabell 2: Konstruksjonsdata (Statkraft Varme 2012)	19
Tabell 3: Varmetekniske forhold oppvarming (Statkraft Varme 2012).....	19
Tabell 4: Varmetekniske forhold tappevann (Statkraft Varme 2012)	19
Tabell 5: LOGSTOR forutsetninger for isoleringssammenligning	23
Tabell 6: LOGSTOR isoleringssammenligning twinrør	23
Tabell 7: Rørdimensjoner Fjernvarme Ås	25
Tabell 8: Samlet varmetap fjernvarme Ås fra lønnsomhetsmodellen	25
Tabell 9: Tiltak fordelt etter funksjon.....	30
Tabell 10: Lineære trendlinjer og korrelasjon mellom ombyggingskostnader og hhv byggets alder og varmeanleggets alder for figur 9 og figur 10.....	35
Tabell 11: Fordeling av bygninger på kategorier	35
Tabell 12: Korrelasjonstest mellom ombyggingskostnader og hhv byggets alder, varmeanleggets alder og kvadratet av varmeanleggets alder	36
Tabell 13: Trendlinjer for forholdet mellom ombyggingskostnader per kvadratmeter og hhv varmeanleggets alder og kvadratet av varmeanleggets alder	37
Tabell 14: Kostnader generell modell vs virkelige kostnader.....	47
Tabell 15: Verdier prosjektscenario 1	48
Tabell 16: Verdier prosjektscenario 2	48
Tabell 17: Verdier prosjektscenario 3	49
Tabell 18: Verdier prosjektscenario 4	49
Tabell 19: Sammenstilling av scenariene	49
Tabell 20: Energipris som er nødvendig for å oppnå lønnsomhet med samlet drifts- og vedlikeholdskostnad på 150 kr/MWh og avkastningskrav på 6,0 %	54
Tabell 21: Kostnadsendringer.....	56

1 Innledning

Denne masteroppgaven er skrevet for Statkraft Varme AS og fokuserer på de økonomiske aspektene ved å etablere fjernvarme med røykgasskondensering i områder hvor kundegrunnlaget har eksisterende vannbårent oppvarmingssystem.

1.1 Bakgrunn for studien

Høsten 2012 skrev Teknisk Ukeblad en rekke artikler om fjernvarme og dens fremtid. Det hele startet med at Sintef-forsker og passivhusekspert Tor Helge Dokka i september spådde fjernvarmens død. I et profilintervju uttaler han: «Sentral fjernvarme med tung og dyr infrastruktur er på vei bort. Hvis ikke fjernvarmebransjen snur seg rundt og tilpasser seg bygg med veldig lavt energibehov, tror jeg fjernvarmen som vi ser i dag på sikt er død. Det tror jeg til og med bransjen selv ser» (Drevon 2012).

Heidi Juhler, administrerende direktør i Norsk Fjernvarme uttaler følgende i en oppfølgingsartikkel skrevet i Teknisk Ukeblad noen uker senere: «Jeg er enig med Dokka i at hvis norsk fjernvarme ikke følger med i markeds- og teknologiutviklingen, vil den ikke ha noen fremtid. Men det skjer mye forskning, det skjer omstilling, og vi mener fjernvarme har en fremtid. Det mener også regjeringen» (Seehusen 2012). Juhler spesifiserer at det pågår forskning knyttet til bedret isolasjon av fjernvarmerørene for å minske varmetapet, reduserte rørdimensjoner inn i bygningene tilpasset den lavere energietterspørselen og metoder for energiutveksling med plussus.

Det har de siste par årene vært et økende fokus på passivhus og plussus i Norge. I Klimameldingen fra regjeringen i mai 2012 ble det fastsatt at passivhus skal være bygningsstandard fra 2015 og at bygningsstandarden skal nærme seg nullhus i 2020 (Miljøverndepartementet 2012). Dette forhindrer allikevel ikke at den samme meldingen også beskriver potensialet for økt fjernvarmeproduksjon. I kapittelet som omhandler fjernvarme, anslås det at fjernvarmeproduksjonen vil nå 6,6 TWh/år i 2020. Bransjen anslår selv en produksjon på omkring 10 TWh/år i 2020.

Den politiske viljen for å satse på fornybare energikilder og miljøbesparende tiltak har vært diskutert med jamne mellomrom gjennom begge perioder for den sittende regjeringen. Etter valgene i 2005 og 2009 kom regjeringen med politiske erklæringer, bedre kjent som Soria Moria-erklæringen i 2005 og Soria Moria II i 2009. I begge erklæringene uttrykker regjeringen et ønske om å satse mer på fjernvarme gjennom økt støtte og tilrettelegging for bruk av vannbåren oppvarming i nybygg (Regjeringen Stoltenberg I 2005, Regjeringen Stoltenberg II 2009). Gjennom plan- og bygningsloven § 27-5 (Lov om planlegging og byggesaksbehandling av 27. juni 2008) er det lagt til rette for å pålegge tilknytningsplikt for nybygg som oppføres innenfor konsesjonsområder for fjernvarme (PBL Norges Lover 2008).

Tross skepsis innenfor bygningsbransjen ser vi en klar politisk vilje til satsing på fjernvarme i Norge. Dersom denne satsingen skal fungere sammen med andre politiske mål om bygningsstandarder, er det viktig at fjernvarmebransjen ligger i forkant og utforsker alle forbedringsmuligheter for både teknologi og lønnsomhet.

Denne studien vil fokusere på muligheten for å oppnå lønnsomhet i fjernvarmeprosjekter når røykgasskondensering inkluderes i anlegg som bygges i områder hvor kundene har eksisterende vannbårne oppvarmingssystemer.

1.2 Tidligere forskning

Fjernvarme og spesielt biomassebasert fjernvarme er et hett forskningstema. Fjernvarme har et stort potensial for utslippsreduksjon av klimagasser og for redusert elektrisitetsavhengighet til oppvarming. Disse faktorene er med på å skape interesse og behov for videre forskning rundt temaet.

I regi av EU pågår det i dag et stort europeisk forskningsprosjekt som er verdt å nevne i denne sammenhengen. DHC+¹ fokuserer på det teknologiske aspektet knyttet til fjernvarme og fjernkjøling, og har som målsetting å gjøre oppvarmingen i Europa bærekraftig. Innen 2050 er målet å kunne levere karbonnøytral oppvarming til alle innbyggere i Europa (DCH+ 2013). Dette hovedprosjektet omfatter seks pågående og tre avsluttede mindre prosjekter som fokuserer på ulike aspekter ved fjernvarme og fjernkjøling.

Blant underprosjektene finner vi tre prosjekter med navnene EcoHeatCool, EcoHeat4EU, og EcoHeat4Cities. Disse prosjektene har tatt for seg ulike aspekter av både fjernvarme og fjernkjøling og startet med *EcoHeatCool*. Dette prosjektet fokuserte på kartlegging av varmetap i Europa og kartla varme- og kjølebehov i 32 europeiske land, Norge inkludert. I dette prosjektet stadfestes det at økt bruk av fjernvarme og fjernkjøling kan bidra til å redusere forbruk og avhengighet av fossil energi i Europa. Viktigheten av dette understrekes også ved fremheving av at energi til varme og kjøling utgjør den største enkeltdelen av energietterspørselen i Europa (Werner 2006). Prosjektet etterlyser et sterkere fokus på fjernvarme og fjernkjøling i politikken, samt et fokus på å gjøre teknologien som benyttes, konkurransedyktig (Constantinescu 2006).

Det oppfølgende prosjektet *EcoHeat4EU* undersøkte og analyserte rammeverk for fjernvarme og fjernkjøling i fjorten europeiske land. Målet med prosjektet var å komme med anbefalinger for å

¹ DHC+ = District Heating and Cooling PLUS Technology Platform. DHC+ er et initiativ fra EU og arbeider med forskning og innovasjon for fjernvarme, fjernkjøling og beslektede teknologier.

kunne styrke fjernvarmens og fjernkjølingens posisjon. Norge var inkludert i dette prosjektet gjennom Norsk Fjernvarme, og ble anbefalt å fokusere på følgende syv områder:

- Strategisk varmeplanlegging
- Støtteordninger
- Nasjonal politisk planlegging
- Karbonskatt
- Incentiver i form av skattelette
- Tilpasninger i bygningslovgivning for å legge til rette for økt bruk av fjernvarme
- Planlegging knyttet til avfall og avfallshåndtering (Vernon 2011)

Målsettingen med *EcoHeat4Cities* var å komme med anbefalinger vedrørende de ikke-tekniske barrierene knyttet til statlig og kommunal aksept av fjernvarme. Disse resultatene foreligger per dags dato ikke i fullstendig form. Inkludert i resultatene ligger muligheten for en grønn merkeordning for å forsterke grunnlaget for lokalpolitikere, byplanleggere og investorer til å satse på fornybar energi og energieffektivitet (EcoHeat4Cities 2012).

Sverige anses internasjonalt som svært langt fremme innen både etablering og forskning på fjernvarme. Landet regnes som en viktig medspiller i de store, europeiske forskningsprosjektene, blant andre DCH+. I dag dekkes mer en halve Sveriges varmebehov gjennom fjernvarme, og 41 % av denne varmen kom i 2011 fra biobrensler (Svensk Fjärrvärme 2012). I 2011 ble syv prosent av fjernvarmeleveransen i Sverige produsert med en teknologi som kalles røykgasskondensering. Denne teknologien skal benyttes på Ås og beskrives nærmere i kapittel 5.1.1.

Interesseorganisasjonen Svensk Fjärrvärme har en rekke forskningsprosjekt gående til en hver tid. Prosjektene samfinansieres med energimyndigheten i Sverige, og disse samles under fanen Fjärrsyn. Fjärrsyn beskrives på hjemmesiden som forskning og ny kunnskap om fjernvarmens rolle i klimaarbeidet og et bærekraftig samfunn (Fjärrsyn 2012).

Flere av forskningsprosjektene finansiert gjennom Fjärrsyn er svært relevante for denne oppgaven. Blant disse rapportene er *Avkylningen i ett fjärrvärmesystem* fra 2000 spesielt interessant (Wallentun 2000). Rapporten tar for seg fordelene ved økt fokus på avkjøling av returvannet i et fjernvarmesystem med de lønnsomhetsfaktorer dette medfører. Videre studerer rapporten hvilke forhold som vanskeligstiller kjøling av returvann hos kundene. Her er spesielt feil og mangler ved kundesentralene i fokus – både installasjonsfeil og feil i forbindelse med dimensjonering. Rapporten påpeker at overdimensjonering har vært svært vanlig i anlegg tidligere, og at dette vanskeliggjør temperaturreduksjon grunnet for stor massestrøm i sekundæranleggene.

1.3 Problemdefinisjon

Bruk av røykgasskondensering i fjernvarmeanlegg fyrt med brensel med høyt fuktighetsinnhold anses som et godt miljøtiltak. Røykgasskondensering øker anleggets effektgrad, utnytter brenselet bedre og fører samtidig til et lavere utslipp av svevestøv. Samtidig setter bruken av denne teknologien krav til systemet og sluttbrukersystemene knyttet til anlegget. Bruk av røykgasskondensering avhenger av en større temperaturforskjell mellom tur- og returvannet enn norske anlegg og sluttbrukersystemer i dag er bygget for. Å knytte eksisterende sluttbrukeranlegg til et nybygd fjernvarmeanlegg med installert eller planlagt røykgasskondensering vil derfor medføre krav fra fjernvarmeprodusenten om ombygging av sluttbrukersystemene.

Denne oppgaven analyserer lønnsomheten - for produsent og konsument - ved etablering av røykgasskondensering i fjernvarmeanlegg i områder hvor deler av kundegrunnlaget har eksisterende sluttbrukersystemer som må tilpasses den nye sentralen. Fjernvarmeanlegget som nå etableres på campus UMB, vil benyttes som casestudie, og virkningen av anlegget vil studeres på UMBs og Ås kommunes bygninger som skal knyttes til anlegget.

Målet med oppgaven er tredelt:

- Kartlegge hvilke typer kostnader og inntekter som påvirkes ved etablering av røykgasskondensering i fjernvarmeanlegg
- Tallfeste de kartlagte endringene ved å gjennomføre en casestudie av fjernvarmeanlegget ved UMB
- Utvikle en generell modell for lønnsomhet ved bruk av røykgasskondensering basert på casestudien hvor følsomhetsanalyser for viktige lønnsomhetsfaktorer gjennomføres

1.4 Avgrensning av oppgaven

Oppgaven vil fokusere spesifikt på lønnsomhet knyttet til etablering av ny fjernvarme og bruk av røykgasskondensering i områder med eksisterende, vannbåren oppvarming hos store deler av kundegrunnlaget. Videre vil oppgaven fokusere på tallmaterialet fra bygninger knyttet til UMB og Ås kommune. Med dette som datagrunnlag presenteres det en generell modell for beregning av lønnsomhet basert på bygningstyper, kundesentraler og effektbehov.

Utover en kort presentasjon av røykgasskondensering og dennes effekt på produksjon, leveranse og kundesentraler, vil oppgaven verken komme med anbefalinger eller presentasjoner av teknologi.

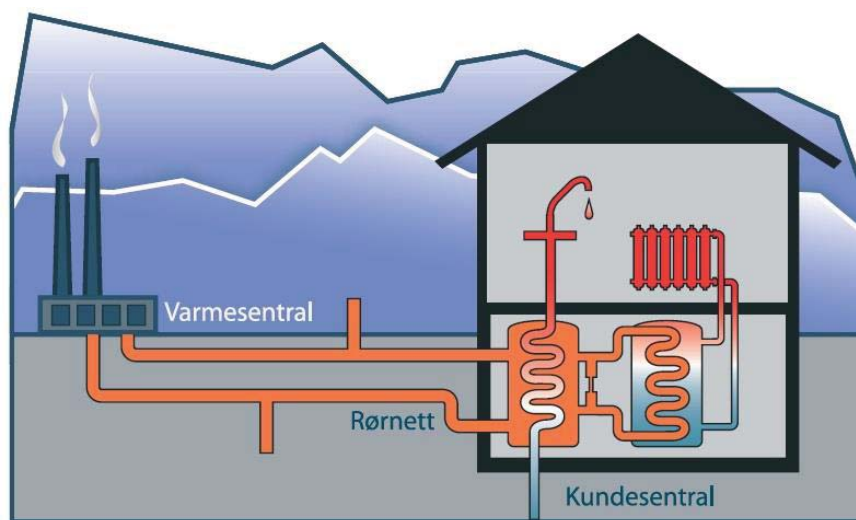
2 Bakgrunn

For å øke forståelsen for behovet for denne studien, gis det her en introduksjon av fagområdet og behovet for fjernvarme på Ås. I kapittelet som omhandler fjernvarmen på Ås, vil også de tre hovedaktørene i fjernvarmeprosjektet på Ås introduseres.

2.1 Fjernvarme

Fjernvarme har etter hvert blitt et normalbegrep i det norske språk. Forståelse for hva som inkluderes i et fjernvarmesystem og hvordan det fungerer, er dog mindre utbredt. Dette kapittelet vil gi en kort introduksjon av fjernvarmesystemet og dets funksjoner.

Fjernvarme er i all hovedsak et sentralisert oppvarmingssystem for et område, en by eller et nabolag. I stedet for at hvert enkelt bygg er utstyrt med et privat oppvarmingssystem – som oljekjeler, vedovner eller varmepumper – leverer fjernvarmesystemet energi til både varmt vann, romvarme og eventuelle industrielle prosesser.



Figur 1: Prinsippskisse fjernvarme (Brantenberg 2013)

Vannet blir varmet opp i en eller flere fjernvarmesentraler og pumpet ut i fjernvarmenettet. Nettet består av to parallelle rørledninger – en for det varme turvannet fra varmesentralen og ut til kundene, og en for det kalde returvannet fra kundene og tilbake til varmesentralen. Kundene kobles på fjernvarmenettet ved hjelp av et stikk til turledningen og et stikk til returledningen. Det varme vannet går inn i turstikket, veksler sin varme med kundens varmevekslere og returnerer så til returledningen for å sendes tilbake til fjernvarmesentralen for å varmes opp igjen. Temperaturene i nettet avhenger av sentralens og nettets konstruksjon, men det er i Norge svært normalt at turtemperaturen ligger på et sted mellom 70 °C og 120 °C avhengig av utetemperaturen.

Kundenes systemer avhenger av kundens oppvarmingsbehov og vil derfor variere i stor grad for et fjernvarmenett. Dette kommer av at boligbygg har et annet behov enn kontorbygninger mens industribygg avviker fra dem begge. Felles for alle kunder er at varmen fra turvannet veksles i en eller flere varmevekslere. Normalt sett har hver kunde en varmeveksler for romoppvarming og en varmeveksler for tappevann. I varmeveksleren overføres varmen fra fjernvarmenettet (primærnettet) til kundens interne system (sekundærnettet).

Fjernvarme har som oppvarmingssystem mange fordeler. En av de største fordelene finner vi ved sentraliseringen av vannoppvarmingen. Når forbrenningen som kreves for å varme opp vannet, kun foregår på et sted, er det enklere å studere og øke effekten. Det er også enklere og langt billigere å håndtere røykgass fra kun ett anlegg, og på den måten minskes det totale utslippet fra systemet. Fjernvarme tillater også bruk av overskuddsvarme fra industrielle prosesser i nærområdet. Et redusert utslipp av overskuddsvarme anses som et godt miljøtiltak. Fjernvarme anses også som et godt alternativ for kundene da de unngår store investeringskostnader knyttet til vedovner, oljekjeler, elektrokjeler eller varmepumper i bygningene (Svensk Fjärrvärme 2012).

2.2 Fjernvarme på Ås

Våren 2012 startet byggingen av et nytt fjernvarmenett på Ås, og den samme sommeren ble arbeidet med varmesentralen satt i gang. Dette arbeidet skal resultere i et nytt fjernvarmeanlegg som skal levere varme til både campus UMB og sentrumsområdene i Ås. Utbygger for anlegget er Statkraft Varme AS, men det var universitetet som tok initiativ til utbyggingen av det nye anlegget.

Universitet for Miljø- og Biovitenskap (UMB) på Ås har siden 1997 blitt varmet opp ved hjelp av en nærvarmesentral lokalisert i Meieribygningen. Anlegget dekker flesteparten av universitetets større bygninger og fyres i dag med treflis fra skogsvirke som hovedlast og med olje som spisslast. Universitetet har de siste årene vært under kraftig vekst og allerede i 2000 ble behovet for et større anlegg meldt inn av Stein Valsø ved Senter for Klimaregulert Planteforskning (SKP) (Valsø 2011). SKP har en rekke drivhus som i dag er oppvarmet med oljefyring, og det ble her ytret et ønske om å få en miljøvennlig profil på oppvarmingen av disse.

Valsø startet, etter avtale med Universitetsstyret ved UMB, arbeidet med å undersøke mulighetene for et nytt, større anlegg knyttet til universitetet. Etter hvert ble et samarbeid med Ås kommune inngått, og mulighetene for et fjernvarmeanlegg som skulle varme både campus UMB og bygningsmassene i Ås sentrum ble utredet. Konsesjon for fjernvarmeutbygging i området ble tildelt UMB og Ås kommune i 2007.

Grunnet utfordringer knyttet til driften av et fjernvarmeselskap mistet UMB og Ås kommune i 2010 fjernvarmekonsesjonen. Etter en offentlig utlysning var det Statkraft Varme AS som overtok

konsesjonen. Anlegget er forventet ferdigstilt høsten 2013, og det skal etter hvert kunne levere 40 GWh/år.

2.3 Aktørene på Ås

Det er tre sentrale aktører involvert i fjernvarmeprosjektet på Ås. Statkraft Varme AS (SVAS) er utbygger og konsesjonsinnehaver. SVAS er det interne kompetansesenteret for fjernvarme i Statkraft AS og het tidligere Trondheim Energi Fjernvarme. Det er SVAS som har bygget og som drifter fjernvarmeanlegget på Heimdal i Trondheim. Dette anlegget dekker 30 % av områdets varmebehov.

Ås kommune og Universitet for miljø og biovitenskap (UMB) er prosjektets to største kunder samt initiativtakere til prosjektet. Ås kommune er også den som, gjennom sin rolle som myndighet, håndhever tilknytningsplikten for fjernvarmen.

2.4 Prosjektinformasjon Ås fjernvarme

SVAS fjernvarmeutbygging på Ås startet for fullt våren 2012, og produksjon er forventet fra september 2013. Anlegget skal fyres miljøvennlig, og det er forventet en fornybarandel på 99,6 % (Borgnes 2012). For å oppnå denne andelen skal anlegget fyres med fuktig skogsbrensel – nærmere bestemt GROT² eller bark. Spisslasten for anlegget vil være bioolje. Kun som reservelast vil anlegget benytte seg av fossile brensler.

I forbindelse med fjernvarmeutbyggingen på Ås har SVAS inngått et samarbeid med Viken Skog SA. Selskapet har hentet sin prosjektleder, Magne G. Vogel, fra Viken Skog. Prosjektet drar god nytte av hans kunnskaper fra tiden som prosjektleder for utbygging av fjernvarmeanlegg på Hønefoss som begynte varmeproduksjonen i 2006. I tillegg til å utnytte Vegels kompetanse henter SVAS inn kompetanse fra sine kontorer i Sverige.

2.4.1 Prosjektmål

De spesifikke målene for fjernvarmeprosjektet på Ås er følgende:

Dato for energileveranse:	16. september 2013
Fjernvarmenett:	10 km nett, inkludert det interne nettet til UMB
Fornybar andel:	99,6 %
Varmeleveranse:	42 GWh/år i 2020
CO ₂ -utslipp:	10 000 tonn CO ₂ spart per år ³

² GROT = Grener og topper. Skogsavfall etter hogst som flises opp.

³ Spart CO₂: Forskjellen mellom forventet utslipp fra anlegget og forventet utslipp fra oppvarmingen av kundemassen dersom anlegget ikke bygges.

Investeringer:	145 mill kr (budsetttert) – støtte fra Enova på 37 mill kr
Installert produksjonskapasitet:	8 MW biokjel med røykgasskondensering, fyres med GROT/flis 6 MW biooljekjel 12 MW gass/oljekjel (reserve)
Røykgasskondensering:	2 MW (inngår i biokjelen)

2.4.2 Kundegrunnlag

Kundegrunnlaget for fjernvarmeanlegget på Ås vil, i tillegg til bygningsmassen på campus UMB og kommunens oljefyrte bygninger, være alle nybygg i sentrumsområdene samt bygg med eksisterende vannbåren oppvarming. Per dags dato anses det ikke lønnsomt å bygge om eksisterende bygningsmasse til å romme vannbåren oppvarming.

Gjennom plan- og bygningsloven § 27-5 gis det rom for å pålegge tilknytningsplikt for fjernvarmeanlegg (PBL Norges Lover 2008). Dette er gjort for anlegget på Ås, og tilknytningsplikten håndheves av Ås kommune. Pålegget er vedtatt i kommuneplanen for Ås kommune for perioden 2011-2023 (Ås kommune 2011).

3 Teori

I denne oppgaven skal det utarbeides en lønnsomhetsmodell som viser hvordan ulike tiltak utført i fjernvarmesystemet påvirker den totale systemlønnsomheten sett med fjernvarmeselskapets øyne. I dette kapittelet vil begrep knyttet til oppgavens økonomiske perspektiv defineres.

3.1 Nytte

I økonomisk teori anses nytte som en metode for å beskrive preferanser knyttet til forbrukeratferd (Varian 2006). Forbrukernes nytte av tilknytning til fjernvarme er å oppnå samme komfortable varme til samme eller lavere pris som alternativene. Ettersom denne oppgaven ikke studerer fordeler og ulemper med fjernvarme som oppvarming for forbrukere er denne definisjonen irrelevant i denne sammenhengen. Nytte for samfunnet og fjernvarmebransjen vil derimot diskuteres.

3.2 Lønnsomhet

Det fremgår av utledningen over om nytte at røykgasskondensering i anlegget på Ås medfører en endret nytte for fjernvarmeselskapet. Installasjon av teknologi for røykgasskondensering og produksjonen av varmeenergi som teknologien medfører, vil resultere i endrede kostnader og inntekter for anlegget.

Lønnsomhet omhandler et anleggs evne til å tjene inn de kostnadene både byggeperioden og driften koster firmaet. All inntekt som overstiger beregnet kostnad, omtales som overskudd. I denne oppgaven utarbeides en lønnsomhetsmodell som viser hvordan endringer i fjernvarmesystemet påvirker lønnsomheten til anlegget (Varian 2006).

Prosjektets lønnsomhet måles i prosjektets nåverdi og internrente. Nåverdi defineres som dagens verdi av fremtidige kontantstrømmer. Et hvert prosjekt med en positiv nåverdi skal i følge samfunnsøkonomisk teori aksepteres (Regnskapsleksikon 2013). Internrenten er den rentesatsen som gir en nåverdi lik 0 (Regnskapsleksikon 2013).

3.3 Økonomisk følsomhet

Følsomhetsanalyse er en utbredt metode for analyse av økonomisk usikkerhet, spesielt i prosjektsammenheng. I en følsomhetsanalyse i forbindelse med lønnsomhetsvurderinger undersøkes det hva som skjer med prosjektets kontantstrøm dersom noen av størrelsene i regnestykket endrer seg fra basisforutsetningene (Bøhren 2009).

Usikkerheten i dette prosjektet omhandler tre hovedfaktorer: Investeringen i røykgasskondensering, kundenes investeringer, og oppnåelsen av en lav returtemperatur. Disse faktorene undersøkes i lønnsomhetsmodellen.

4 Materiale og metode

4.1 Materiale

Datainnsamlingen til denne oppgaven har vært todelt. Alt av materiale og informasjon om anlegget på Ås er samlet inn og delvis bearbeidet av konsulenter og ansatte knyttet til prosjektet. Tilgang på dette er gitt gjennom prosjektledelsen.

Informasjon om fjernvarme generelt er samlet inn ved hjelp av et utvidet litteratursøk gjennom universitetsbibliotekets databaser samt tilgjengelige lærebøker ved universitetet. Den innsamlede informasjonen er benyttet både for å belyse situasjonen fjernvarmen befinner seg i i dag, teknologier som benyttes, samt ulike aspekter ved bruk av ulik teknologi.

I tillegg til materiale innsamlet til oppgavens tekstdel er det samlet inn en rekke data til lønnsomhetsmodellen som er utarbeidet i forbindelse med denne oppgaven. Noen av disse dataene er samlet inn fra SVAS, mens andre data er hentet inn gjennom utvidede søk hos markedsaktører og produsenter av fjernvarmeteknologi for å støtte beregningene.

For å forklare de fysiske forholdene i fjernvarmen er formler og kjennskap fra fysikken benyttet.

4.2 Metode

I oppgaven belyses problemstillingen gjennom kvalitative data og metode. Hovedelementene i dataene knyttet til oppgaven stammer fra fjernvarmeprosjektet på Ås, og, i samhandling med innsamlet informasjon fra andre studier, benyttes denne informasjonen til å generere en generell lønnsomhetsmodell. Metoden kan derfor også beskrives som en litteraturstudie.

4.2.1 Korrelasjon

Under utarbeidelsen av modellen studeres sammenhenger mellom ombyggingskostnader og variabler som alder på bygg, alder på anlegg, energiforbruk og lignende. Dette er utført i Excel, og som en indikator på samvariasjon er Pearsons korrelasjonskoeffisient (R^2) benyttet.

Korrelasjon studerer samvariasjon mellom to ulike variabler for å finne en lineær sammenheng mellom disse, og er et kvantitativt uttrykk for relabiliteten av beregningene (Gripsrud 2004).

Pearsons korrelasjonskoeffisient varierer fra -1 til +1, og korrelasjonsverdien forteller noe om hvor sterk samvariasjonen er.

Tabell 1: Korrelasjonsstyrke (Burns 2006)

Koeffisient	Korrelasjonsstyrke
$\pm 0,81$ til ± 1	Sterk
$\pm 0,61$ til $\pm 0,8$	Moderat
$\pm 0,41$ til $\pm 0,6$	Svak
$\pm 0,21$ til $\pm 0,4$	Veldig svak
± 0 til $\pm 0,2$	Ingen

4.2.2 Samvariasjon

I forbindelse med arbeidet med å generalisere ombyggingskostnadene fra fjernvarmeanlegget på Ås til beregningsverdier i en generell lønnsomhetsmodell er verdiene lagt inn i punktdiagrammer i Excel for å se hvordan ombyggingskostnadene fordeler seg sett i forhold til ulike variable.

Ved å legge på trendlinjer i diagrammet tegnes et bilde på distribusjonen, og en formel for denne tilpasningen beregnes og oppgis. Det oppgis også en verdi for hvor godt punktene stemmer overens med trendlinjen ved hjelp av en determinasjonskoeffisient (R^2). For enkelhets skyld benyttes de samme verdiene for styrke for disse R^2 -verdiene som for korrelasjonskoeffisientene oppgitt i tabell 1.

De grafiske fremstillingene lages for å se om det er mulig å benytte formelen for trendlinjen i den generelle modellen for å beregne ombyggingskostnader for bygninger generelt. For at dette skal kunne gjøres må determinasjonskoeffisienten ha en verdi på minst 0,81.

4.3 Modellen

Modellen, som er utarbeidet som en del av denne masteroppgaven (Vedlegg 1), er utviklet på bakgrunn av en forespørsel fra Statkraft Varme AS. Bakgrunnen for modellen er behovet for å kunne vurdere lønnsomhet av endringer i eksisterende anlegg eller opprettelsen av nye anlegg i eksisterende fjernvarmeområder hvor temperaturforholdene i anlegget er endret i forhold til de eksisterende forutsetningene. Modellen er forsøkt utarbeidet så generell som mulig for å gjøre det mulig å benytte den i en rekke ulike prosjekter.

Lønnsomhetsmodellen er utarbeidet i Excel. Programvalget ble gjort med bakgrunn i to hovedfaktorer: Modellbygging i Excel krever lite forkunnskap, og Excel er vidt utbredt slik at modellen vil være lett tilgjengelig for aktuelle brukere. Excel tillater også modifisering av modellen etter hvert som forutsetninger, støtteordninger og priser endrer seg. Dette gjør at brukervennligheten er svært stor.

Modellen er bygget opp over flere regneark i en Excel-arbeidsbok. Modellens beregninger vil presenteres nærmere i kapittel 7 som tar for seg oppgavens resultater.

5 Teknologibeskrivelser

I de neste hovedkapitlene presenteres beskrivelser, analyser og resultater knyttet både til forståelse av fjernvarmen og dens aspekter, utvikling av den generelle modellen og særskilte resultater for fjernvarmeanlegget som bygges på Ås. Diskusjon av resultater opp mot oppgavens problemdefinisjon kommer i kapittel 8.

I kapittelet som omhandler teknologien, forklares først fjernvarmeteknologien sett i sammenheng med casestudien. Deretter beskrives de termodynamiske og fysiske sammenhengene i fjernvarmenettet.

5.1 Fjernvarmeteknologi

Et fjernvarmeprosjekt bygger på avansert teknologi for effektiv fjernvarmeproduksjon og -leveranse. Det finnes i dag mange teknologiske alternativer når man skal velge både produksjonsteknologi, leveransenett og kundesentraler. Valg av teknologi diskuteres ikke i denne oppgaven da teknologi for fjernvarmeanlegget på Ås, som oppgaven benytter som case, allerede er valgt.

For fjernvarmeanlegget på Ås er det bestemt at det skal benyttes en teknologi som øker effekten av brenselet og minsker utslippet av svevestøv og andre partikler. Denne teknologien kalles røykgasskondensering. Først presenteres røykgasskondensering som konsept, deretter følger en kort innføring i røykgasskondenseringens effekt på fjernvarmens tre hoveddeler – produksjon, leveranse og forbruk.

5.1.1 Røykgasskondensering

Røykgasskondensering er en teknologi som gjør det mulig å benytte noe av varmeenergien som i utgangspunktet forsvinner ut fra anlegget med røykgassen fra forbrenningen. I tillegg til å øke anleggets totaleffekt fra brenselet bidrar røykgasskondensering til å minske utslipp fra forbrenningen ettersom så mye som 40-75 % av svevestøv og partikler fra røykgassen vaskes ut når røyken kondenserer (Van Loo 2008).

Røykgasskondensering anses generelt som et godt miljøtiltak for lokalmiljøet rundt en fjernvarmesentral. I utgangspunktet er det rapportert om få miljøpåvirkninger og lite utslipp fra anlegg som i all hovedsak forbrenner biobrensel, men med røykgasskondensator installert i anlegget snakker vi om utslipp av svevestøv og partikler ned mot 30 mg/Nm^3 ⁴(Jernforsen AB 2012). Dette er en kraftig reduksjon fra det urensede utslippet som normalt sett ligger på 500-2 000 mg/Nm^3 (Grønn Varmer 2008).

⁴ mg/Nm^3 = milligram per normalkubikkmeter. Normalkubikkmeter finnes ved tilstanden 0 °C og 1 013 bar.

Ved siden av å anses som et godt miljøtiltak fungerer røykgasskondensering som en effektförsterker for anlegget. Jernforsen Energi, en stor leverandør av fjernvarmekjeler, hevder at effekten kan økes med 25 % under riktige forutsetninger (Jernforsen AB 2012).

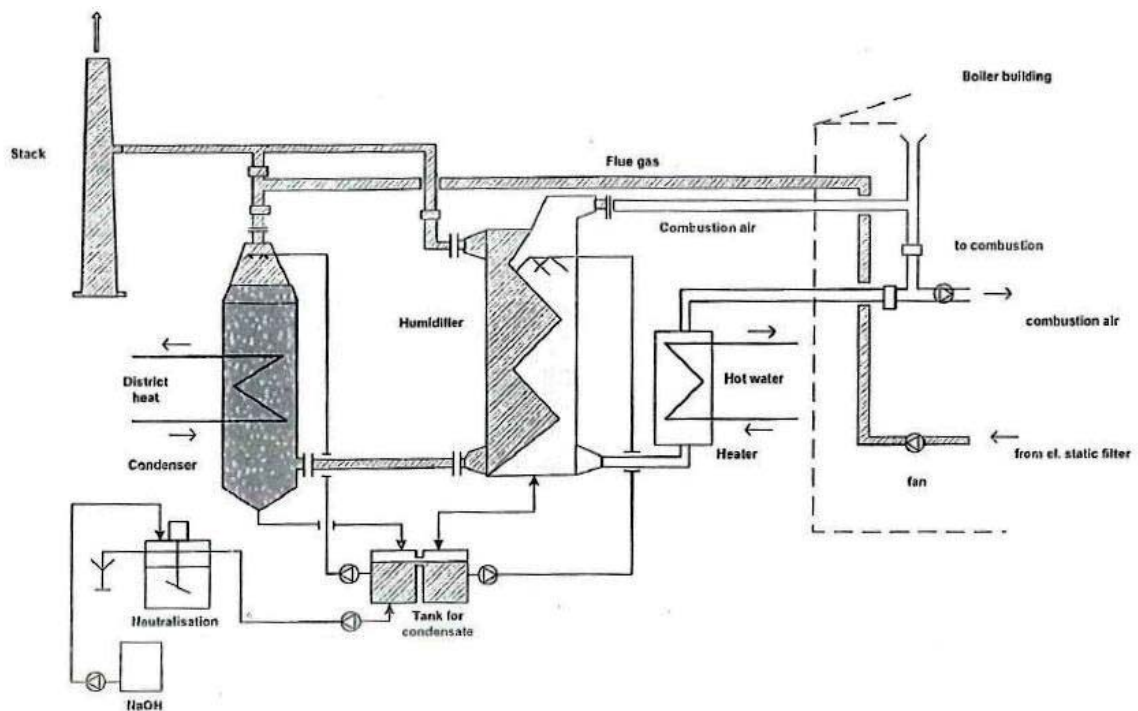
Det er enkelte krav som stilles for at røykgasskondensering skal kunne benyttes i et fjernvarmeanlegg. Disse kan oppsummeres i to punkter: Lav nok temperatur på returvannet og høyt nok fuktighetsinnhold i brenselet.

Fjernvarmeanlegg med røykgasskondenseringsteknologi krever en større temperaturforskjell mellom tur- og returvannet enn hva en ser i anlegg uten denne teknologien. I norske fjernvarmeanlegg ser man ofte temperaturene 80 °C/60 °C, noe som gir en temperaturforskjell, eller ΔT , på 20 °C. For anlegg med røykgasskondensering jobbes det derimot med en langt større forskjell, og anlegget på Ås har som mål å oppnå en konstant ΔT på 50 °C.

Bakgrunnen for dette kravet finner vi i røykgasskondenseringens funksjon, hvor returvann med lav temperatur benyttes til å kondensere røykgassen slik at energi kan tas tilbake fra denne. For at dette skal fungere er man avhengig av at temperaturen på returvannet er lavere enn kondensasjonspunktet for røykgassen. Følgelig må returvannet holde en lavere temperatur enn hva som er vanlig i anlegg uten kondensering (Selinder 2009). Samtidig må turvannet holde en viss temperatur for å kunne møte komfortbehovet hos kundene.

Teknologien som muliggjør røykgasskondensering, integreres i forbrenningskjelen. Røykgassen fra forbrenningsprosessen ledes gjennom en skrubber hvor den kjøles og «vaskes» (Jernforsen AB 2012). Kjøleprosessen foregår ved at lavtemperatur returvannet ledes gjennom skrubberen. Når returvannet holder en lavere temperatur enn kondensasjonspunktet for røykgassen, som ligger på omkring 60 °C, vil gassen kondensere. Denne endringen fra gass til væske kalles en faseovergang, og i den sammenhengen frigis varmeenergi (Samuelsen 2010). Varmeenergien overføres til systemet ved hjelp av varmeveksling mot returrøret og benyttes til å begynne oppvarming av returvannet for å nå turvannstemperatur.

I samme prosess som gassen endrer fase til væske, vil de faste stoffene som befinner seg i gassen - sveveaske og partikler fra brenselet - tynges ned av fuktigheten og dermed tas ut av røykgassen. Dette gjør at aske- og partikkelinnholdet i røykgassen som slippes ut, reduseres. Dermed forbedres anleggets miljøprofil samtidig som anleggets effekt økes.



Figur 2: Røykgasskondensator med innebygget luftfukter (Van Loo 2008)

Et annet krav som må innfris for at røykgasskondenseringsteknologien skal fungere, er et høyt fuktighetsinnhold i brenselet. Optimalt bør fuktighetsnivået ligge over 40 % og opp mot 60 % (Authen 2012). Anlegget på Ås skal fyres med fuktig skogsbrensel. Kjelen som er satt inn, er svært robust, og dermed står selskapet fritt til å være relativt prisselective når det kommer til brensel. Typisk vil anlegget fyres med GROT og bark, men også fuktig sagflis kan benyttes (Gangaune 2013). GROT har normalt sett et fuktighetsnivå på 40-50 % (Viken Skog 2012).

Bakgrunnen for fuktighetskravet er at det må være en viss prosentandel vanndamp i gassen for at kondenseringsprosessen skal fungere optimalt. Jo fuktigere brenselet er i intervallet mellom 40 % og 60 % vanninnhold, desto bedre vil røykgasskondenseringen fungere (Authen 2012).

5.1.2 Produksjon

Produksjon av varme i et fjernvarmeanlegg foregår i fjernvarmesentralen. Fjernvarmesentralen består normalt sett av en brenselssilo og en produksjonshall hvor forbrenningskjelene er installert. Som presentert i oversikten gitt i kapittel 2.4 skal det på Ås installeres tre forbrenningskjeler. Disse skal dekke de ulike lastbehovene som vil oppstå for anlegget i løpet av et år.



Figur 3: Illustrasjonstegning av fjernvarmesentralen på Ås, sett fra sydøst og nordvest

Fjernvarmeanlegget som bygges på Ås vil, som illustrasjonen viser, bli bygget med en stor brenselssilo nord på tomten, og med forbrenningshallen og pipa i den sørlige delen av tomten. Brenselssiloen blir på 2 100 m³ og vil romme brensel for sju dagers drift ved full effekt (Gangaune 2013).

I forbrenningshallen vil det som grunnlast installeres en 8 MW biokjel som skal fyres med fuktig skogsbrensel. Biokjelen vil få installert en røykgasskondensator som, ved å hente ut varme fra røykgassen, står for 2 MW av kjelens totale effekt. Forbrenningskjelen er laget hos Jernforsen Energi i Sverige. Jernforsen har produsert biobrenselanlegg til mer enn 1 000 kunder i hele verden siden 1984, og er en svært erfaren produsent av anlegg med røykgasskondensering (Jernforsen AB 2013). Det er planlagt å utvide anlegget med en ekstra biokjel med røykgasskondensering på totalt 6 MW. Denne kjelen vil, sammen med den nåværende kjelen, utgjøre grunnlasten for anlegget i fremtiden. Når dette blir aktuelt er foreløpig ikke avgjort, men det antas at dette først vil finne sted etter 2020.

Som spisslast vil anlegget få installert en 6 MW kjel som skal forbrenne bioolje. Spisslasten vil kun produsere på de kaldeste vinterdagene når det er behov for en større mengde varme enn hva biokjelen kan produsere alene, eller eventuelt på dager hvor det ikke er behov for fullt så mye varme som produseres når hovedlasten kjører for fullt. I tillegg til de miljøvennlige bio- og biooljekjelene vil det installeres en reservekjel. Denne skal fyres med olje eller gass, og skal kun benyttes dersom grunnlast og/eller spisslast står. Reservekjelen har en effekt på 12 MW for å kunne dekke både hoved- og spisslast dersom anlegget skulle stå i en kald periode.

Det er kun biokjelen som konstrueres for røykgasskondensering, og følgelig er det denne som beskrives nærmere. Biokjelen leveres fra Jernforsen med et automatisk, lukket forbrenningssystem,

automatisk askeuttak og et PLC-styrt⁵ kontrollsystem. Jernforsen produserer sine forbrenningskjeler slik at behovet for kontinuerlig vedlikehold samt trykkregulering og støynivå er redusert (Jernforsen AB 2012).

Produksjonen i et fjernvarmeanlegg foregår ved at brensel fra siloen mates automatisk inn i kjelen. Her forbrennes brenselet, og varmen fra forbrenningsprosessen varmer vannet som pumpes ut i fjernvarmenettverket. Røykgassen stiger opp fra forbrenningskjelen, og ledes inn i en skrubber. Produksjonsprosessen av varmeenergi fra røykgassen er beskrevet i kapittel 5.1.1.

5.1.3 Leveranse

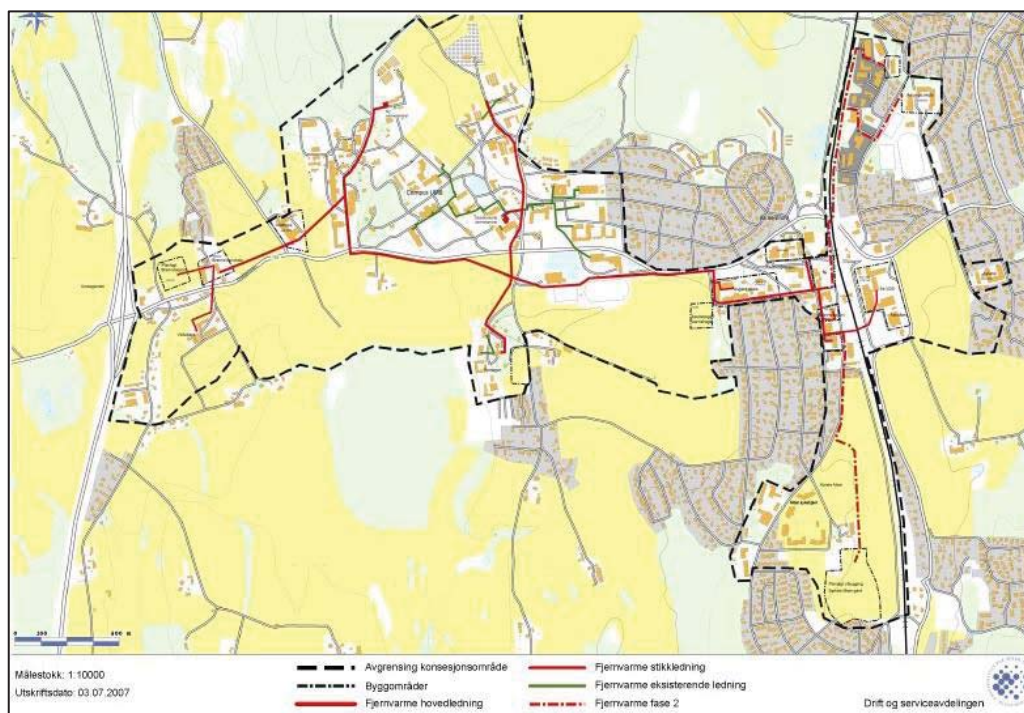
Fjernvarme produseres og overføres i form av varmt vann som går gjennom et eget fjernvarmenett. Dette fjernvarmenettet består av et tur-løp og et retur-løp, og kundene er knyttet på begge rørretninger slik at varmt vann veksles mot kundesentralene og kaldt vann sendes tilbake til sentralen for oppvarming. I figuren under vises en enkel illustrasjon av fjernvarmeleveranse.



Figur 4: Illustrasjon av et fjernvarmenett (Geothermal heat the Hague 2013)

Fjernvarmesentralen på Ås skal knyttes sammen med sine kunder ved hjelp av totalt 12 km med fjernvarmenett. Internt på campus UMB eksisterer det allerede et fjernvarmenett mellom bygningene. Dette nettet skal fremdeles benyttes, og varme til campusnettet vil veksles i bygningen hvor det interne fjernvarmeanlegget har stått siden 1997. Det planlagte fjernvarmenettet, inkludert fremtidige byggetrinn er illustrert i figur 5.

⁵ PLC: Programmerbar logisk styring. Datamaskin som benyttes for å automatisere oppgaver som styring og kontroll i industri.



Figur 5: Fjernvarmekart Ås (NVE 2012)

Første byggetrinn av fjernvarmenettet ble påbegynt vinteren 2012 og forventes ferdigstilt våren 2013. Nettet strekker seg vel 4,5 km fra fjernvarmesentralen på campus UMB, gjennom Ås sentrum og til Ås ungdomsskole hvor tur- og returvann kobles sammen.

Tur- og returvann er lagt parallelt i grøftene, og på de fleste av strekningene er det lagt twinrør. Twinrør er rør hvor tur- og returvann går i hvert sitt rør innenfor den samme isolasjonskappen. Enkelte steder, blant annet der hvor rørene måtte slås under jernbanen, er tur og retur skilt i hvert sitt enkeltrør.



Figur 6: Twinrør langs Brekkeveien / Skille mellom twinrør og enkeltrør mellom Brekkeveien og jernbanen

Foto: L. Ekanger, 2012

Hovednettets i Ås består av vanlige stålrør med dimensjon DN250. Dette er en unormalt stor dimensjon for twinrør i Norge, men det er normalt å legge twinrør i så store dimensjoner i Sverige. For å sørge for stabilitet i overføringsvarmen er det satset på isolasjon, og hovednettets rør befinner seg i isolasjonsserie 3. Effekten av rørisolering beskrives nærmere i kapittel 5.2.2.2. Rørene leveres fra Powerpipe i Sverige.

Primærnettets (fjernvarmenettet) på Ås konstrueres for en maks temperatur på 120 °C. Vannet som sirkulerer i primærnettets vil være oksygenfritt⁶, ha en pH-verdi på 8,5-10 og være dosert med tilsatzmidler⁷ (Statkraft Varmer 2012). I utgangspunktet skal varmeleveransen gjøres med et trykk på 10 bar. Etter hvert som fjernvarmenettet bygges ut, vil det bli behov for en trykkøkning. Denne trykkøkningen er beregnet til maksimalt seks bar.

5.1.4 Forbruk

Varmeoverføring fra fjernvarmenettet til kunden gjøres gjennom en kundesentral. Kundens oppvarming skjer ved hjelp av et internt vannbårent oppvarmingssystem, og vannet som går i dette systemet varmes opp gjennom varmeutveksling med vannet i fjernvarmenettet. Ingen kunder vil være direkte knyttet til fjernvarmenettets vann. Dette er en sikringsfaktor for å unngå at vannet fra fjernvarmenettet oversvømmer kundens kjeller eller tekniske rom dersom en lekkasje eller feil skulle oppstå.



Figur 7: Eksempel på kundesentral med styringssystem (Utne 2011)

⁶ Oksygen fjernes fra vannet for å forhindre korrosjon i fjernvarmerørene. Oksygenet fjernes ved hjelp av nitrogen eller heliumgass.

⁷ Det tilsettes to ulike typer midler i vannet som sirkulerer i fjernvarmenettet: Pyranin som farger vannet grønt og på den måten synliggjør lekkasjer, og midler som gjør at rørene blir mindre påvirket av eventuelt slam som for eksempel organisk fett, kisholdig materiale og jernoksider.

Kundesentralene er i prinsipp et trykk- og temperaturskille mellom primær- og sekundærnett. Primærnett er fjernvarmenett, mens sekundærnett er det interne oppvarmingssystemet hos hver av kundene. Sentralene består av to varmevekslere - en for oppvarming av bygningsarealet og en for oppvarming av tappevann (Statkraft Varme 2012). Hvert fjernvarmeanlegg har sine unike spesifikasjoner knyttet til trykk og temperatur, og kundenes sentraler må tilpasses dette for å fungere optimalt.

I heftet «Tekniske bestemmelser for kundesentraler og innvendige røranlegg» som ble ferdigstilt i mars 2012, står alt av beskrivelser som angår kundesentraler som skal knyttes til primærnett i Ås (Statkraft Varme 2012). Her finnes beskrivelser av leveringsgrenser, tekniske forhold og ansvarsforhold. Forholdene som det opplyses om i dette heftet, er konstruert for å kreere et optimalt fjernvarmenett for produksjonsanlegget.

Blant de mest relevante opplysningene for konstruksjon av kundesentraler knyttet til fjernvarmeanlegget på Ås finner vi konstruksjonsdata og varmetekniske forhold:

Tabell 2: Konstruksjonsdata (Statkraft Varme 2012)

Konstruksjonstrykk	16 bar
Konstruksjonstemperatur	120 °C
Driftstrykk	Kan variere i området 2-10 bar

Tabell 3: Varmetekniske forhold oppvarming (Statkraft Varme 2012)

Turtemperatur	75 °C – 95 °C
Returtemperatur	45 °C eller lavere
ΔT (konstant)	50 °C

Tabell 4: Varmetekniske forhold tappevann (Statkraft Varme 2012)

Turtemperatur fjernvarme sommer	75 °C
Returtemperatur fra tappevann	20 °C

Disse dataene beskriver de forholdene og krav som settes til kundesentralene som knyttes til fjernvarmeanlegget på Ås. Ut i fra dette kan også krav satt til kundens interne varmesystem leses, da det interne systemet må være i stand til å utnytte varmeenergien godt nok til å kunne oppnå den forventede returtemperaturen. Kravet om å oppfylle $\Delta T = 50$ °C stilles i hovedsak til varmeveksler for oppvarming. Varmeveksler for tappevann forventes å utnytte varmeenergien på en slik måte at returtemperaturen kommer ned i 20 °C. Der det er hensiktsmessig, kobles systemet på en slik måte at tappevannsveksleren veksler med returvannet fra varmeveksleren for oppvarming. Dette er kjent som to-trinns tappevannsveksling.

Fjernvarmeanlegg i Norge i dag opererer, som nevnt, med temperaturspennt 80 °C/60 °C. Når primærnettet ikke setter krav til en større ΔT , er heller ikke kundenanleggene tilpasset dette. For kunder med eksisterende anlegg er det derfor som regel behov for å utføre en rekke tiltak i anlegget for å forbedre muligheten til å nå en stor ΔT . Disse tiltakene beskrives i kapittel 6.1.

5.2 Temperaturpåvirkning

Temperaturen på vannet som går gjennom et fjernvarmenett, påvirker leveringskapasiteten, varmetapet, pumpebehovet og produksjonsmuligheten for røykgasskondensering i fjernvarmesentralen. I et fjernvarmenett er det to temperaturer - turtemperaturen og returtemperaturen. Turtemperaturen bestemmes av oppvarmingen foretatt i forbrenningsanlegget, og kan reguleres. Returtemperaturen avhenger derimot av hvor mye varme som utnyttes, og er en parameter av nettverket i operasjon. Denne kan derfor ikke reguleres på samme måte.

5.2.1 Produksjonstemperatur

Valg av produksjonstemperatur er avgjørende for fjernvarmesystemet som helhet. Dette påvirker hvordan varmen utnyttes hos kundene, hvor mye energi som kreves for å levere varmen, og hvor mye varme som kan leveres. For fjernvarmeanlegget på Ås, hvor det er vedtatt at det skal bygges røykgasskondensering, påvirker produksjonstemperaturen på sett og vis også dette da turtemperaturen og kundesentralenes effektivitet er med på å påvirke returtemperaturen.

Energien kunden mottar til sin kundesentral (P), avhenger av temperaturforskjellen mellom tur- og returvann (ΔT), massestrømmen (m) og spesifikk varmekapasitet (C_p) (Samuelsen 2010).

$$P = m \cdot C_p \cdot \Delta T \quad (\text{likn.1})$$

$$\Delta T = T_{\text{tur}} - T_{\text{retur}} \quad (\text{likn.2})$$

C_p er en kjent konstant som avhenger av væsken. Dette betyr at den ikke er en variabel som kan endres for å påvirke leveringskapasiteten, det er kun massestrømmen og temperaturen som kan varieres.

Massestrømmen avhenger av pumpekapasiteten i nettverket. Fra likning 1 over ser vi at det å variere pumpeeffekten vil påvirke mengden energi som kan tas ut hos kundene. Et stort spenn i pumpeeffekt kan medføre stor slitasje på pumpene i systemet og også på rør og koblinger, og det gir dermed et større vedlikeholdsbudsjett for nettverket i sin helhet.

Det er i dag normalt at fjernvarmenettverkets turtemperatur varierer med utetemperaturen, og vi kan anta at det ovenstående er en av faktorene som påvirker dette valget. Dette forteller oss også at varmeleveransen hos kundene avhenger av at turtemperaturen til en hver tid holdes høy nok til at en

komfortabel varme kan nås hos kundene uten unødvendig regulering av massestrømmen. Det er verdt å merke seg at valg av massestrøm påvirker valget av turtemperatur fra sentralen.

Pumpen(e) i et fjernvarmenett står for den mengden energi som kreves for å transportere det varme vannet fra sentralen til kundene og det kalde vannet fra kundene til varmesentralen igjen. I større nettverk kan en finne pumper ute langs nettet, mens det i mindre nett er nok med pumpekapasiteten i varmesentralen.

Pumper forbruker elektrisk energi som må tilføres systemet. Behovet for tilført energi minker med behovet for pumpeeffekt, så en redusert massestrøm vil med andre ord virke positivt inn på anleggets driftskostnader. Likning 1 forteller oss at en økning i ΔT vil føre til en reduksjon i massestrømmen. Dette innebærer at pumpen må arbeide mindre, og dermed medfører økningen i ΔT en reduksjon i tilført elektrisk energi til systemet.

5.2.2 Fjernvarmenettets temperatur

Det er, som beskrevet i kapittel 5.2.1, en klar sammenheng mellom temperaturen i nettverket og leveringskapasiteten ute hos kundene. Produksjonstemperaturen kan i stor grad bestemmes, men hvor godt denne holder på veien ut til kundene avhenger av nettverkets egenskaper – i all hovedsak knyttet til nettverkets varmetap.

5.2.2.1 Varmetap

Varmetap beskrives som tap av varme fra fjernvarmerørene til omgivelsene. Det er en rekke forhold knyttet til både rørene og rørleggingen som påvirker et fjernvarmenettverks varmetap. Varmetap knyttet til fjernvarmenettverk er proporsjonal med temperaturforskjellen mellom vannet i rørene og omgivelsene. Dette innebærer at varmetapet som regel er større i vinterperioden enn i sommermånedene (Samuelsen 2010).

Som fjernvarmeprodusent er det ikke mulig å påvirke omgivelsestemperaturen. Dermed er det igjen temperaturen i nettet som må reguleres for å minke varmetapet og energieffektivisere systemet. Som vist i kapittel 5.2.1 vil også vannets hastighet i nettet påvirke temperaturen og varmetapet.

Følgende balanselikning viser sammenhengen mellom produksjon, tap og leveranse:

$$Q_{\text{produsert}} + W_{\text{pumpe}} = Q_{\text{tap}} + Q_{\text{levert}} \quad (\text{likn. 3})$$

Likningen forteller oss at produsert varme og arbeid utført av pumpen til sammen er like stor som varmetapet og varmen levert hos kundene. I et nett med et stort varmetap kreves det med andre ord en langt høyere produksjonstemperatur eller et langt større pumpearbeid for å levere samme mengde varmeenergi hos kundene enn hva det gjør i et nettverk med et lavere varmetap. Ettersom

vi vet at både høyere produksjonstemperatur og større pumpearbeid vil øke systemets driftskostnader, vil vi se videre på tiltak som kan redusere varmetapet i fjernvarmenettet. Varmetapet beregnes etter følgende formel:

$$Q = \frac{2 * \pi * k * (T1-T2)}{\ln(r2 / r1)} \quad (\text{likn. 4})(\text{Smith 2013})$$

der:

Q = varmetap i W/m

k = varmekoeffisienten for rørmaterialet

r2: Ytre radius i meter

r1: Indre radius i meter

T1: Temperatur på vannet i røret

T2: Utetemperaturen

For tap i fjernvarmenett må tap for tur- og returrør regnes separat ettersom temperaturen i rørene er ulike. I likningen over er det kun tre faktorer som kan påvirkes – temperaturen på vannet og rørets indre og ytre diameter. Temperaturen ble diskutert i kapittel 5.2.1, så fokuset legges her på rørets dimensjonering.

Dimensjonering av fjernvarmerør avhenger av energimengden som skal transporteres gjennom rørene. Den indre dimensjonen av rørene blir derfor satt som et resultat av nødvendig leveringskapasitet ettersom massestrømmen påvirkes av den tilgjengelige forflytningsplassen. Den ytre dimensjonen står derimot utbygger fritt til å velge selv.

Likning 4 viser at økt dimensjonsforskjell mellom indre og ytre rørdiameter fører til et redusert varmetap for nettverket. Årsaken til dette ligger i økt resistens for varmeovergang mellom røret og omgivelsene.

5.2.2.2 Isolasjonstyper

Fjernvarmerør kommer i dag i tre ulike isolasjonstyper, type 1 til 3, hvor type 1 er minst isolert og type 3 er best isolert. For å illustrere forskjellen i varmetap mellom de ulike isolasjonstypene er varmetapskalkulatoren til Logstor benyttet (Logstor 2013). For fjernvarmeanlegget på Ås skal rør fra leverandøren Powerpipe benyttes, men forskjellen mellom disse rørene anses som små samtidig som Powerpipe ikke har en lignende kalkulator. SVAS benytter derfor selv denne varmetapskalkulatoren. Rørene gis de samme forutsetningene vedrørende temperatur, lengde og indre dimensjonering. Den eneste forskjellen mellom de tre ulike rørene er isoleringstypen.

Tabell 5: LOGSTOR forutsetninger for isoleringssammenligning

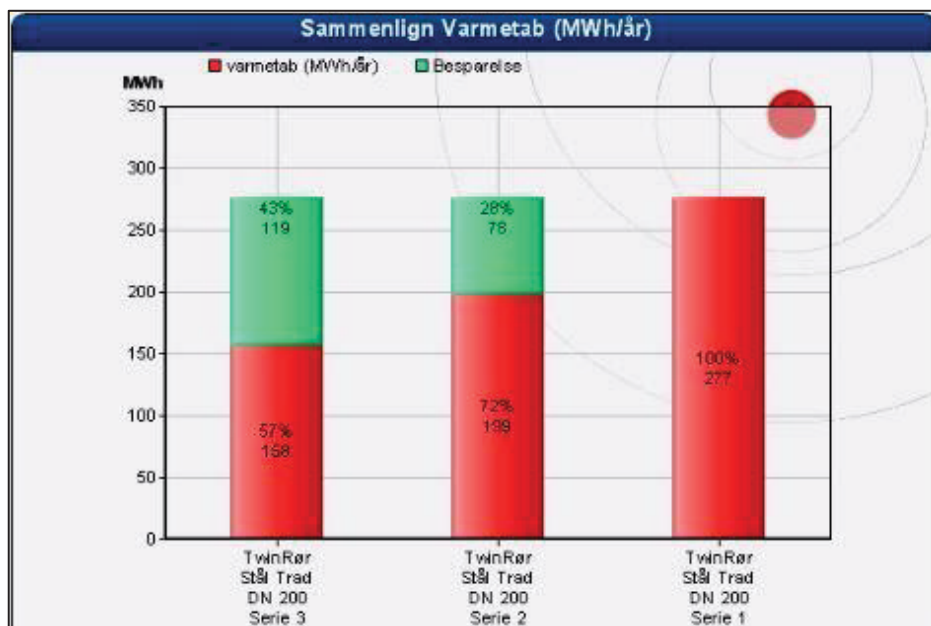
Temperatur			Systemparametre		Økonomiske parametre		CO2-udledning	
	Vinter	Sommer	Definition, λ PUR	Periodegenner ▾	Valuta	NOK ▾	Brændselstype	Træflis ▾
Fremløb	95 ▴ ▾	75 ▴ ▾	Defineret år/periode	0 ▾	Energipris (kWh)	0,03 ▴ ▾	Effektivitet	85 ▴ ▾
Retur	45 ▴ ▾	30 ▴ ▾	Jorddækning (h) mm	600 ▴ ▾	Rentesats	5 ▴ ▾	Driftstid/år	8760
Omgivelser	-6 ▴ ▾	12 ▴ ▾	Omgivelser	Jord (Normal) ▾				
Dage	182 ▴ ▾	183 ▴ ▾						

Forutsetningene som er satt, er basert på fjernvarmeprosjektet på Ås. Temperatur for omgivelsene er beregnet ut i fra normaltemperatur for Ås i perioden 1960-2010, og året er fordelt oktober til mars som vinter og april til september som sommer.

Tabell 6: LOGSTOR isoleringssammenligning twinrør

Systemtype	Rørsystem	Længde (m)	d1	Serie d1	D1	d2	Lambda	Wlm Vin./Som.	MWh/år
TwinRør	Stål Trad	1200	200	3	710	200	0,027	19,6 / 10,4	157,60
TwinRør	Stål Trad	1200	200	2	630	200	0,027	24,7 / 13,1	198,53
TwinRør	Stål Trad	1200	200	1	560	200	0,027	34,4 / 18,3	276,69

Lengden på rørene er satt til 1,2 km da dette er lengden på twinrør DN200 som er bygget gjennom Ås sentrum. Den ytre dimensjonen (D1) varierer, som vi ser i tabellen over, med isolasjonstypen.



Figur 8: LOGSTOR Grafisk fremstilling av varmetap etter isoleringstype

I den grafiske fremstillingen kommer det tydelig frem at isoleringstype har en svært effektiv virkning på varmetapet. Isolasjonstype 3 har redusert varmetapet med 43 % i forhold til isolasjonstype 1.

Når man sammenligner priser på rørene per meter, øker prisen med 15 % fra isolasjonstype 1 til isolasjonstype 2, og videre med 23 % fra isolasjonstype 2 til isolasjonstype 3. Rør med isolasjonstype 3 er 41 % dyrere enn rør med isolasjonstype 1.

I byggingen av fjernvarmenettet på Ås utgjør rørkostnadene knappe 21 % da det er gravearbeidet samt sveising og planlegging som koster. Ved å investere i rør med bedre isolasjon øker man investeringskostnadene knyttet til prosjektet, men kostnadsøkningen er langt lavere enn det årlige varmetapet ved bruk av dårlig isolasjon.

5.2.2.3 Varmforlegging

Rørnettet på Ås varmforlegges. Dette innebærer at fjernvarmerørene fylles med varmt vann når de er sveiset sammen i grøften. Bakgrunnen for at det velges varmforlegging fremfor kaldforlegging er i hovedsak tre viktige punkter: Isolering, rørforskyving og varmetap (Statkraft Varmer 2012).

Isolering i denne sammenhengen dreier seg om isoleringen av rørovergangene. Denne overgangen kan sees i figur 6 i kapittel 5.1.3. Hvert fjernvarmerør er omkring 16 meter langt, og i overgangen mellom to fjernvarmerør sveises kun de indre rørene - altså de vannledene rørene - sammen. Det ytre rørskalet erstattes for dette rørstykket med det vi omtaler som en muffe. Denne sklir over rørovergangen, og fylles med isolerende skummasse. Denne formen for isolering krever, for et best mulig resultat, at rørene er varme (Statkraft Varmer 2012).

En av grunnene til at varmeforlegging av rør er foretrukket ligger i det andre argumentet for varmforlegging – rørforskyving. Når kalde rør fylles med varmt vann, vil de flytte på seg grunnet elastisiteten i metallet. Ved varmforlegging holdes rørgatene åpne helt til rørene er varme og trykket har nådd leveransenivå. Dette gjør at rørene ikke vil flytte seg etter at grøften er fylt igjen, og på den måten unngår man både skader på rørene og usikkerhet knyttet til rørets nøyaktige posisjon (Statkraft Varmer 2012).

Det siste argumentet for varmforlegging ligger i rørsystemets varmetap. Med et varmt rørsystem i bakken vil rørene tilpasse seg bedre ettersom lav temperatur i omgivelsene ikke vil sette seg i metallet før produksjonsstart (Carbon Pipe 2012).

5.2.2.4 Varmetapsberegninger for Fjernvarme Ås

På samme måte som over utføres varmetapsberegninger for første byggetrinn av fjernvarmenettet på Ås. Dette nettet strekker seg totalt 4,5 km fra sentralen på campus UMB til Ås ungdomsskole. Første byggetrinn av primærnettet består av fem rørstrekk hvor dimensjonen nedskaleres etter gjennomstrømningsbehovet. For alle rørstrekkene benyttes isolasjonstype 3. Fordelingen blir slik:

Tabell 7: Rørdimensjoner Fjernvarme Ås

Strekning	Lengde	Rørtype	Dimensjon
Varmesentral – Ås sentrum	2 000 m	Parallele enkeltrør	DN250
Ås sentrum – Åshallen	1 200 m	Twinrør	DN200
Åshallen – Åslund	600 m	Twinrør	DN150
Åslund – halvveis til ungdomsskolen	400 m	Twinrør	DN125
Siste strekning opp til ungdomsskolen	300 m	Twinrør	DN100

Beregningen er utført i lønnsomhetsmodellen som er laget i denne oppgaven. Her beregnes varmetapet etter likning 4 oppgitt i kapittel 5.2.2.1.

Tabell 8: Samlet varmetap fjernvarme Ås fra lønnsomhetsmodellen

	Varmetap sommer, W/m	Varmetap vinter, W/m	Varmetap totalt, MWh/år
Rørstrekk 1	21,01	39,43	529,95
Rørstrekk 2	10,42	19,56	157,73
Rørstrekk 3	10,79	20,26	81,67
Rørstrekk 4	9,63	18,07	48,57
Rørstrekk 5	9,21	17,29	34,85
Sum			852,77

Som en sikkerhet er samme beregning utført ved hjelp av Logstors kalkulator. Denne viser at fjernvarmenettet på Ås med denne rørsammensetningen vil få et varmetap på 846 MWh/år.

Som resultatene over viser, er det en liten forskjell i beregningene utført av Logstor og i beregningene utført i oppgavens modell. Denne forskjellen ligger i all hovedsak i Logstors økte kjennskap til egne produkter som ikke oppgis til allmenheten. Samlet er forskjellen kun 0,8 %, og varmetapet anses derfor som presentabelt for casestudien.

Til sammenligning ville tapet i nettet vært på 1 425 MWh/år dersom hele primærnettet ble lagt som parallelle enkeltrør med dimensjon DN250 eller på 1 022 MWh/år dersom samme rørsammensetning ble lagt med isolasjonstype 2.

6 Case Ås: Analyse og beskrivelser

I dette kapittelet beskrives tiltak som skal utføres hos kunder i tilknytning til fjernvarmeanlegget på Ås, og disse tiltakenes innvirkning på anlegget. Videre følger en analyse av mulighetene for investeringsstøtte knyttet til anlegget – både for utbygger og for kunde.

6.1 Case Ås: Tiltak for å oppnå lavere returtemperatur

Ved å etablere fjernvarme med lav returtemperatur i et område med eksisterende kundesentraler og vannbårne oppvarmingssystemer stiller man en rekke krav om tilpasninger hos kundene. Som utbygger kan man gjøre en rekke tiltak i varmesentralen og fjernvarmenettet for å tilpasse systemet til lavere returtemperatur og en større temperaturforskjell mellom tur- og returvann. Uten nødvendige tilpasninger i de eksisterende varmevekslerne og kundesystemene er det likevel nær sagt umulig å oppnå en tilfredsstillende returtemperatur.

I forbindelse med fjernvarmeutbyggingen på Ås har Energitriangeln AB fra Göteborg utarbeidet to rapporter (Glimfjord 2013, Glimfjord 2013). Rapportene tar for seg UMBs og Ås kommunes bygninger. Bygningene varierer både i alder og i teknisk tilstand, men felles for dem alle er at sekundærsystemet i bygningene ikke er tilpasset lav returtemperatur fjernvarme. De aller fleste systemene er tilpasset temperaturene 80 °C/60 °C. Systemer tilpasset denne temperaturskalaen fungerer ikke optimalt med lavtemperatur fjernvarme, og en rekke ulike tiltak er foreslått for hvert av byggene for å oppnå et bedret resultat og en lavere returtemperatur.

6.1.1 UMB

Campus UMB består av over hundre små og store bygninger som ligger spredt i et stort parkområde og i kulturlandskapet omkring. Internt på området går et fjernvarmenett som ble bygget i 1997. Dette knytter 17 av de største bygningene sammen. Det eksisterende nettet vil fremdeles benyttes når den nye fjernvarmesentralen står klar, og varme til nettverket på UMB vil veksles i dagens varmesentral.

Bygningene på UMB har et stort aldersspenn, de er bygget i perioden fra 1859 og frem til 2002. UMB sliter med et voldsomt vedlikeholdsetterslep, noe som setter preg på bygningenes energiforbruk.

Rapporten utarbeidet av Anders Glimfjord ved Energitriangeln AB starter med en kort beskrivelse av systemet som helhet (Glimfjord 2013). Her kommer det frem at det eksisterende nærvarmenettet på campus UMB er i god stand og at dette godt kan tåle et trykk på 16 bar. I denne sammenhengen beskrives de eksisterende kundesentralene på campus UMB, i 17 bygg totalt, til ikke å kunne tåle dette trykket. Som et kostnadsbesparende tiltak er det vedtatt at alle kundenlegg som installeres nye eller bygges om, skal tilpasses et trykk på 16 bar.

Både på grunn av trykktilpasningen og på grunn av gamle og til dels dårlig fungerende sentraler med tanke på temperaturløsløsninger i det nye fjernvarmenettet, anbefales det i rapporten at 15 av de eksisterende sentralene skal erstattes (Glimfjord 2013). I tillegg skal det bygges fire nye sentraler for å knytte nye bygninger til nettet. Disse vil veksle varme direkte mot primærnettet, og vil dermed ikke knyttes til UMBs eksisterende nærvarmenett.

6.1.2 Ås kommune

Ås kommune har i utgangspunktet fem bygningsansamlinger som er aktuelle for tilknytning til fjernvarmenettet. Fire av disse ligger i tilknytning til første utbyggingstrinn av fjernvarmenettet. Ingen av bygningene eid av Ås kommune er i dag varmet opp ved hjelp av fjern- eller nærvarmeanlegg, men derimot ved hjelp av lokale olje- og el-fyrte sentraler i bygningene. Ved å erstatte oljeanleggene med tilknytning til et miljøvennlig fjernvarmeanlegg forsterker Ås kommune sin posisjon som «grønn energikommune» og bidrar samtidig positivt til en reduksjon i Norges klimagassutslipp. Fjernvarmeanlegget er inkludert i Ås kommunes klima- og energiplan som et utslippsreducerende tiltak (Ås kommune 2009).

Bygningene knyttet til de fire kommunale enhetene er evaluert i to rapporter utarbeidet i tilknytning til fjernvarmeprosjektet på Ås. Den eldste ble utarbeidet av Runolf Lunden sommeren 2011 (Lunden 2011). Rapporten fra Anders Glimfjord bygger på Lundens rapport, og den ble ferdigstilt i februar 2013 (Glimfjord 2013).

6.1.2.1 Åsgård skole

Åsgård skole, eller Åsgård-kvartalet, består av ni bygninger hvor av sju av dem skal knyttes til anlegget. De to siste byggene varmes i dag av elektrisitet og er i for dårlig stand til å konverteres. Skolens varmesentral med oljepannene og el-pannen er lokalisert i skolens paviljong 3. Fra denne går det et varmenett i området med videre leveranse til sentraler i de ulike bygningene. Varmesentralen vil erstattes med en varmeveksler mot primærnettet, og skolen vil, på samme måte som UMB, beholde sitt interne nett.

Dagens anlegg og veksler ved Åsgård er svært gammelt, og store deler av det har behov for en total renovasjon. Anlegget er i dag bygget for temperaturene 80 °C/60 °C. For å tilpasse anlegget ved skolen til primærnettet anbefales det at all ombygging av varmeanlegget dimensjoneres for temperaturene 65 °C/35 °C. Dette gjør at skolen vil være forberedt for lavere temperaturer i primærnettet etter hvert som kundesentraler og produksjon i nettet tilpasses lavere temperaturer. Lavtemperatur fjernvarme utvikles i dag i Sverige og Danmark (Cowi 2008).

Sekundærnettet ved Åsgård er bygget for en stor, konstant vannmengde, og tiltak for å tilpasse massestrømmen er nødvendig. Blant disse er installasjon av en trykkstyrt pumpe det viktigste selv

om også tetting av shuntgrupper⁸ og bypass⁹ er relevante for å begrense massestrømmen. For å redusere returtemperaturen i anlegget må varmtvannsberederne (VVB) kobles bort fra skolens interne fjernvarmenett. Varme til disse berederne kan veksles på sekundærsiden i de enkelte byggene, eller de kan benyttes med elektrisk oppvarming slik som de i dag varmes i sommersesongen.

I hvert av byggene tilknyttet Åsgård skole ligger det i dag en sentral som håndterer byggets varmeleveranse. Disse sentralene kan beholdes, men hver og en av dem vil få enkelte endringer utført. Det skal også sette inn styringsmuligheter i sentralene for enklere å kunne forbedre og øke utnyttelsen av energien ved skolen.

6.1.2.2 Rådhuskvartalet

Rådhuskvartalet i Ås sentrum består av kulturfløyen og sydfløyen. Sydfløyen er bedre kjent som rådhuset i Ås. Bygningene knyttes sammen av en borggård.

I dag huser kulturfløyen et overdimensjonert varmeanlegg med en oljekjel med en effekt på 1 MW og en oljetank på 30 000 liter. Varme fra kulturfløyen leveres via en fjernvarmekurs til rådhuset i de kaldeste periodene og forsyner kulturhuset med varme året igjennom. Varmesentralen i kulturhuset er også utstyrt med to tappevannsberedere på vel 400 liter hver, samt et hundre liters magasin. Dette er langt mer vann enn hva en kan forvente at går med i et kulturhus bestående av et bibliotek, en kinosal som er i drift ca en gang i uken og rådhusets kantine. Rådhuset er utstyrt med en 95 kW elkjel som dekker varmebehovet for rådhuset omtrent 95 % av året, samt en varmtvannsbereder på 300 liter.

I utbedringen av sekundærsiden i rådhuskvartalet skal både oljepannen og varmtvannsberederne i kulturhuset demonteres og erstattes med varmevekslere. Det skal installeres en varmeveksler for oppvarming og en for tappevann. Det skal også settes inn et styringspanel for vekslerne for enklere å kunne tilpasse forbruk og behov. I rådhuset skal varmtvannsberederen kobles bort og shuntgrupper og bypass tettes for å bedre nettets funksjon og energiutnyttelse. Rådhuset varmes med varme fra kulturhuset med hjelp av det interne varmenettet.

6.1.2.3 Åshallen

I tilknytning til Ås videregående skole (som ikke omhandles i denne oppgaven da fyrrommet på skolen ble klargjort for fjernvarme i forbindelse med utbyggingen i 2010) ligger en idrettshall kjent som Åshallen. Idrettshallen mottar i dag sin vintervarme gjennom en fjernvarmekurs fra skolen til

⁸ Shuntgruppe: Treveisventil for konstant massestrømregulering.

⁹ Bypass: Et ekstra rør som benyttes for å lede væske rundt en innskrenkning

hallen. Om sommeren benyttes en elpanne. Det finnes i dag ingen varmegjenvinning i ventilasjonsanlegget. Dette anlegget er planlagt utskiftet i nær fremtid, så ingen tiltak gjøres med dette i forbindelse med fjernvarmetilpassingen.

I Åshallen er det få tiltak som skal utføres for å tilpasse til fjernvarme, men de tiltakene som utføres, anses som svært energibesparende. Det viktigste av disse tiltakene er å installere en trykkstyrt pumpe. Denne vil være nyttig fra første stund, men virkelig spille inn etter hvert som ventilasjonsanlegget oppdateres til varmegjenvinning.

6.1.2.4 Ås ungdomsskole

Første byggetrinn av fjernvarmenettet ender i Ås ungdomsskole. Ungdomsskolen består av to bygninger – idrettsbygget og undervisningsbygget. I dag varmes skolen ved hjelp av olje- og elpanner. Skolens varmesentral er lokalisert i idrettsbyggets kjeller, og kundesentralen for skolen skal settes her. Sekundærnettet i idrettsbygget renoveres da dette er rustet i stykker. Det anbefales at det nye nettet dimensjoneres for lavtemperatur – altså 65 °C /35 °C. I undervisningsbygget er sekundærnettet i god stand etter utskiftingen på starten av 2000-tallet. Bygget har en stor andel gulvvarme, noe som bidrar til redusert returvarme og god varmeutnyttelse.

Det finnes et dobbelt rørsystem mellom byggene, men ved å tette shuntgrupper er det mulig å holde på denne gode varmeutnyttelsen. Når sekundærnettet i idrettsbygget renoveres, skal det derfor være mulig å oppnå en lav returtemperatur fra ungdomsskolen.

Det er i dag en pumpe installert i skolens sekundærnett da det er stor høydeforskjell mellom varmesentralen og undervisningsbygget. Det anbefales at denne pumpen erstattes med en trykkstyrt pumpe for å takle en varierende vannmengde. Videre anbefales det at tilkoblingspunktet for pumpen flyttes for å få bedre kontroll på vannstrøm og energiforbruk. Dette sees i sammenheng med styringssystemene som også skal installeres.

6.1.3 Tiltakene

For hver av bygningene, både Ås kommunes og UMBs, er det presentert en liste med endringsforslag som må til for å klargjøre bygningen for fjernvarme.

Det som går igjen av tiltak, ved siden av de store investeringene som følger med varmevekslerne som må installeres i de aller fleste bygningene, er tiltak som påvirker vannstrømmen i sekundærnettet. Shuntgrupper og bypass i de eksisterende systemene skal tettes for å minske vannstrømmen i systemet og på den måten sørge for at varmeenergien utnyttes bedre gjennom en mer kontrollert massestrøm. Dette ser vi også ved at det i de aller fleste bygningene skal installeres styresystemer for

vekslerne slik at vannstrømmen fra primærnettet mot kundesentralene tilpasses det faktiske varmeenergibehovet hos kunden.

Tiltakene som utføres hos UMB og Ås kommune, er ment som en tosidig investering – de skal både bidra til redusert returtemperatur og til redusert energiforbruk for hver av enhetene. Tanken er at kunden skal betale for endringer på sekundærsiden mens fjernvarmeselskapet dekker investeringene på primærsiden. Det å skulle forsøke å sette fingeren på hvilke tiltak som medfører størst reduksjon i returtemperaturen, er en svært utfordrende oppgave. Bakgrunnen for dette ligger i sporingmulighetene i systemet samt variablene som påvirker både varmeleveranse, varmeopptak og utnyttelse av levert varme.

I denne oppgaven studeres tiltak som er tenkt utført i kundesystemene knyttet til et fjernvarmeanlegg under utbygging. Hvert av disse tiltakene utføres for å bidra til en av tre ting: Redusert returtemperatur, endret massestrøm i systemet eller bedret varmeopptak hos kunde. Som vi så i likning 1 i kapittel 5.2.1, påvirkes energileveransen hos kunden av tre forhold: Massestrøm, varmekoeffisient og forskjell mellom tur- og returtemperatur (ΔT). Det siste forholdet - bedret varmeopptak - finner vi i likningens mål om energileveranse.

Tabell 9: Tiltak fordelt etter funksjon

Tiltak for endret massestrøm	Tiltak for endret temperatur	Tiltak for bedret varmeopptak
Nye pumper	Koble bort VVB	Nye varmevekslere oppvarming
Flytte pumper	Koble bort gamle kjeler	Nye varmevekslere tappevann
Tette shuntgrupper	Tappevannstilkobling tilpasset etter forbruket	Egne varmevekslere for bygg internt
Tette bypassløp		
Styresystemer	Styresystemer	Styresystemer

Fordelingen i tabellen over viser hvordan tiltakene i utgangspunktet påvirker systemet, men grunnet det åpenbare samspillet kreves det at alle forholdene hensyntas både ved ombygging og nybygging.

6.2 Økonomiske forhold

En fjernvarmesentral med tilhørende fjernvarmenett er i seg selv et stort investeringsprosjekt, og gir utbygger rett til noe offentlig støtte gjennom Enova. Fjernvarmeprosjektet på Ås har en budsjettramme på 145 millioner kroner, og får en støtte på omkring 37 millioner kroner. Dette kapittelet vil ta for seg to hovedtemaer – offentlig støtte og tiltak for utbygger.

6.2.1 Offentlig støtte

Enova er et offentlig organ underlagt Olje- og energidepartementet som, ved hjelp av midler fra Energifondet, skal drive fram en miljøvennlig omlegging av energibruk og energiproduksjon, samt

bidra til utvikling av energi- og klimateknologi (Enova 2012). Fjernvarme regnes, som presentert innledningsvis, som et godt miljøtiltak. For utbygger har det derfor i lang tid vært et *fjernvarmeprogram* hvor utbygging av nye anlegg, omlegging til fornybart brensel og utvidelse eller fortetting av fjernvarmenettet blir støttet (Enova 2013). Det er gjennom dette programmet Statkraft Varme har fått støtte til fjernvarmeprosjektet på Ås. Støtten som gis til fjernvarmeprosjekter gjennom denne ordningen, avhenger av prosjektets størrelse, budsjetter og karakter.

For forbrukere har det derimot vært vanskeligere å få støtte til fjernvarmerelaterte prosjekter. Det fantes i utgangspunktet kun en form for støtte for tiltak i eksisterende bygningsmasse for både borettslag/boligsameier og næringsbygg, og denne støtteordningen var basert på en stor reduksjon i energiforbruk samt konvertering til lokal, fornybar oppvarming. Fjernvarme var ikke inkludert i denne ordningen.

Med tiden har det blitt et større fokus på lavtemperatur-tiltak og tiltak i eksisterende bygningsmasse for å bidra til energieffektivisering i energisystemet. Norge har i dag en stor andel eldre bygninger – i 2009 var den arealvektede gjennomsnittsalderen på bygninger i Norge på 35 år (NHO 2009). En snittalder på 35 år forteller at en rekke av bygningene er i dårlig stand med tanke på innvendige energisystemer, og på den måten bidrar de til klimautslipp i form av varmetap. Samtidig vil bygninger av denne alder forhindre teknologisk utvikling og energieffektivisering i fjern- og nærvarmeanlegg ved sine krav til høye temperaturer i vannbårne oppvarmingssystemer.

For å møte problemet knyttet til disse eldre bygningene lanserte Enova i mars 2013 en ny støtteordning kalt *Støtte til eksisterende bygg* (Enova 2013). Denne tar over for den gamle støtteordningen og vil inkludere tiltak knyttet til fjernvarme. Det nye programmet skal bidra til å synliggjøre mulighetene for energireduksjon, omlegging til varmesentraler med fornybare energibærere, fremme de beste tilgjengelige energiteknologier og -løsninger, samt sikre et høyt ambisjonsnivå i prosjektene. Målgruppen for støtteprogrammet er yrkesbygg og større boligbygg.

6.2.2 Mulige tiltak fra utbygger

Ved å velge å installere røykgasskondensering i et fjernvarmeanlegg som bygges i et område hvor bygningene har eksisterende kundesentraler for fjernvarme eller vannbåren oppvarming, stiller utbygger en rekke krav til returtemperaturen. Disse kravene er kundene i utgangspunktet ikke i stand til å innfri. Det betyr at tilknytning til fjernvarmen blir langt dyrere grunnet de forventede ombyggingene. For å få kundene til å bidra til at fjernvarmeanlegget når den ønskede returtemperaturen kan utbyggeren benytte seg av ulike strategier som samlet kalles incentiver. Et incentiv er et tiltak for å få noen til å gjøre som du ønske og er i de fleste sammenhenger av

økonomisk art. Støtteordningene fra Enova, som ble presentert i forrige kapittel, kan regnes som offentlige incentiver for å bedre energi- og climateknologi og energisatsing.

SVAS planlegger i disse dager et nytt tariffsystem for sine kunder. Dette skal fungere som et incentivsystem for kundene til å utføre tiltak som medfører redusert returtemperatur/økt energiutnyttelse/energisparing i sine systemer på en måte som påvirker fjernvarmesystemet. Tanken bak dette systemet er at SVAS og kundene kan samarbeide om et bedret fjernvarmesystem hvor begge parter tjener på tiltakene.

Systemet, som er planlagt iverksatt fra første kvartal i 2014, vil dreie rundt et tredelt prissettingssystem hvor hver kunde faktureres på bakgrunn av effekt, energi og volum. Sparemulighetene vil være knyttet til volumet som benyttes. Volumprisen er planlagt satt i intervallet 1-3 kr/m³. Ved normal avkjøling av vannet vil dette koste kunden omtrent 3 øre/kWh. Kunder som har en bedre avkjøling, vil få en lavere pris og motsatt. På denne måten vil kundene belønnes for de investeringene de gjør i eget system ved at prisen per kWh reduseres. Kundene vil samtidig oppleve et lavere energibehov som et resultat av de samme investeringene. Investeringene kan dermed tjenes inn tidligere og større investeringer kan gjøres lønnsomme.

7 Resultater fra lønnsomhetsanalyser

Oppgavens resultatdel tar for seg lønnsomhetsberegninger knyttet både til den generelle modellen og til case Ås. Kostnadsdataene knyttet til casen er konfidensielle og vil ikke oppgis i denne oppgaven. Beregningene utført av modellen vil derimot analyseres, og disse resultatene vil diskuteres videre i **kapittel 8**.

7.1 Generell modell

Modellen som er utarbeidet, kan uten videre omlegging benyttes for hvilket som helst anlegg når det gjelder produksjon, leveranse og selve lønnsomhetsberegningen. Når det gjelder ombyggingskostnadene knyttet til kundenes anlegg, er det derimot mer utfordrende å finne en mal som fungerer for alle anlegg ettersom ombyggingene i stor grad avhenger av kundenes anlegg og bygninger. For å løse denne utfordringen studeres kostnadsdataene og informasjon om kundene knyttet til anlegget på Ås inngående.

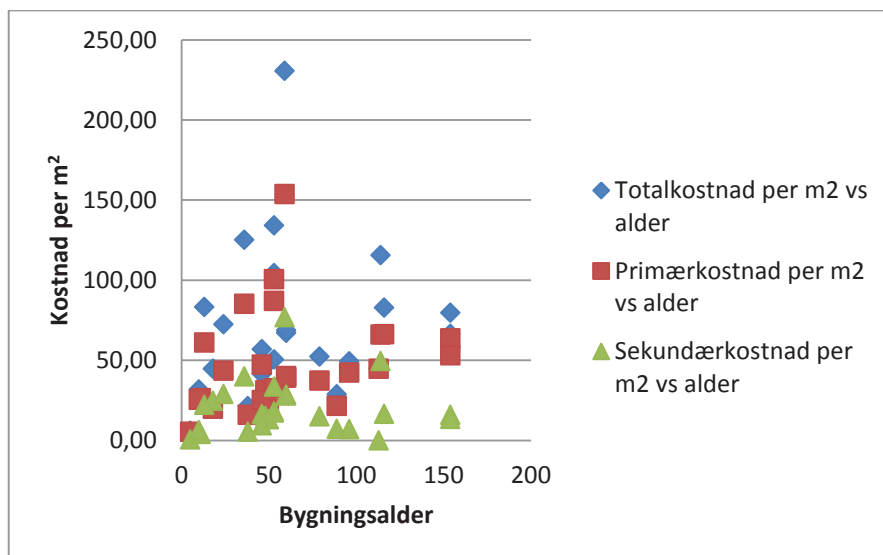
7.1.1 Kostnader ved ombygging av kudeanlegg

Kostnader ved endringer hos kunder med eksisterende anlegg finner vi kun knyttet til anlegget på Ås. Muligheten for å samle inn data fra flere anlegg ble vurdert, men dette ble ekskludert fra oppgaven grunnet omfanget. For å kunne benytte dataene samlet inn fra case Ås i en generell modell er det nødvendig å bearbeide disse dataene for så å se etter trender og samvariasjon mellom tilstand på anlegg og bygninger og ombyggingskostnadene knyttet til disse.

Kostnadsdataene som stammer fra Glimfjords rapporter om UMBs og Ås kommunes bygninger har blitt satt sammen med data om bygningenes alder og areal (Valsø 2010, Holsen 2011, Glimfjord 2013, Glimfjord 2013). Ut fra dette er det foretatt ulike beregninger som tar for seg sammenhengen mellom et byggs størrelse, alder og bygningstype, samt anleggets alder.

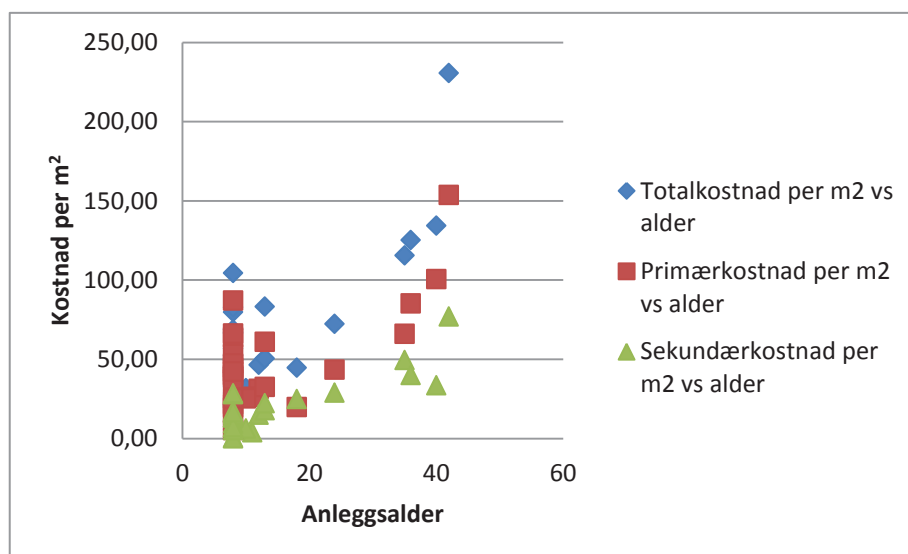
Fjernvarmeanlegget som bygges på Ås, er planlagt for temperaturforholdet 95 °C /45 °C. Den høye turtemperaturen er i utgangspunktet ikke et problem da anleggene normalt er bygget for å tåle temperaturer opp mot 120 °C. Utfordringen ligger derimot i den lave returtemperaturen da varmen som leveres til kundene, må utnyttes langt bedre enn hva som gjøres i dag. Beregningene for Ås som fjernvarmeområde vil derfor fokusere på endringer i de eksisterende systemene som bidrar til å redusere returtemperaturen. For fremtidige anlegg kan det være vel så relevant å finne tiltak som tilpasser kundesystemene til en langt lavere turtemperatur. Dette er ikke inkludert i denne modellen.

Den første grafiske fremstillingen viser sammenhengen mellom ombyggingskostnad i kudeanlegget per kvadratmeter (både totalkostnad, kostnad på primærsiden og kostnad på sekundærsiden) og bygningens alder.



Figur 9: Ombyggingskostnad per m² i og bygningsalder

Figuren over viser ingen åpenbar sammenheng for noen av kostnadskategoriene. For å bekrefte dette ble det lagt på trendlinjer (y) i grafen, og linjenes determinasjonskoeffisient (R^2) og Pearsons korrelasjonskoeffisient (R_{xy}) er studert. Disse resultatene finnes i tabell 10.



Figur 10: Ombyggingskostnad per m² og anleggets alder

I motsetning til fremstillingen basert på bygningens alder, viser fremstillingen i figur 10 at det er en sammenheng mellom anleggets alder og ombyggingskostnadene. For å tallfeste denne samvariasjonen ble trendlinjer lagt på (y), og linjenes determinasjonskoeffisient (R^2) og Pearsons korrelasjonskoeffisient (R_{xy}) er studert. Resultatene finnes i tabell 10.

Tabell 10: Lineære trendlinjer og korrelasjon mellom ombyggingskostnader og hhv byggets alder og varmeanleggets alder for figur 9 og figur 10

	Byggets alder	Anleggets alder
Total-kostnad	$y = 0,187x + 56,508$	$y = 3,2883x + 20,699$
	$R^2 = 0,029$	$R^2 = 0,6243$
	$R_{xy} = 0,17$	$R_{xy} = 0,79$
Primær-kostnad	$y = 0,1786x + 37,295$	$y = 2,0284x + 19,093$
	$R^2 = 0,0552$	$R^2 = 0,4261$
	$R_{xy} = 0,23$	$R_{xy} = 0,70$
Sekundær-kostnad	$y = 0,0084x + 19,213$	$y = 1,2599x + 1,6064$
	$R^2 = 0,0004$	$R^2 = 0,6948$
	$R_{xy} = 0,02$	$R_{xy} = 0,83$

Som tabellen viser, er det liten sammenheng mellom kostnad per m² og byggets alder når alle bygg studeres under ett. Når ombyggingskostnadene sees i sammenheng med anleggenes aldre, er det derimot moderat korrelasjon for både totale kostnader per kvadratmeter og kostnader per kvadratmeter på primærsiden. For ombyggingskostnadene per kvadratmeter på sekundærsiden er korrelasjonen sterk med anleggets alder.

For å forsøke å finne en sterkere grad av forklaringsevne, ble bygningene delt inn i kategorier. Flere ulike kategoriseringer ble forsøkt, og etter flere beregninger ble følgende kategorier valgt: Undervisning, kontor, energikrevende bygninger og boliger.

For å bedre kvaliteten på datasettet ble seks bygninger tatt ut av datasettet. Fire av bygningene som ble fjernet, er over hundre år gamle, og de har forfalt i mange år. Det anses som lite sannsynlig at modellen skal ta hensyn til store andeler av såpass gamle bygg i såpass dårlig stand, så disse bygningene er fjernet fra datasettet. De to siste byggene som ble tatt ut er ett typisk multi-bygg hvor det er både kontorer, undervisning og verksted innenfor samme areal, og ett bygg som er såpass nytt og moderne at det ikke finnes noen korrelasjon med de øvrige byggene innenfor denne kategorien. Etter å ha delt opp, omstrukturert og fjernet seks bygninger besto datasettet av 25 bygninger.

Tabell 11: Fordeling av bygninger på kategorier

	Type bygg	Antall bygg
Bygn.type 1	Undervisning	6
Bygn.type 2	Kontor	5
Bygn.type 3	Energikrevende bygg (idrett/garderobe/kultur)	13
Bygn.type 4	Bolig	1

Bygningskategori 4 – boliger – er kun representert av en bygning i dette datasettet. Det er derfor ikke mulig å finne sammenhenger mellom kostnader og tilstand på bygg og anlegg for denne kategorien. Dette kommenteres videre i kapittel 7.1.2.

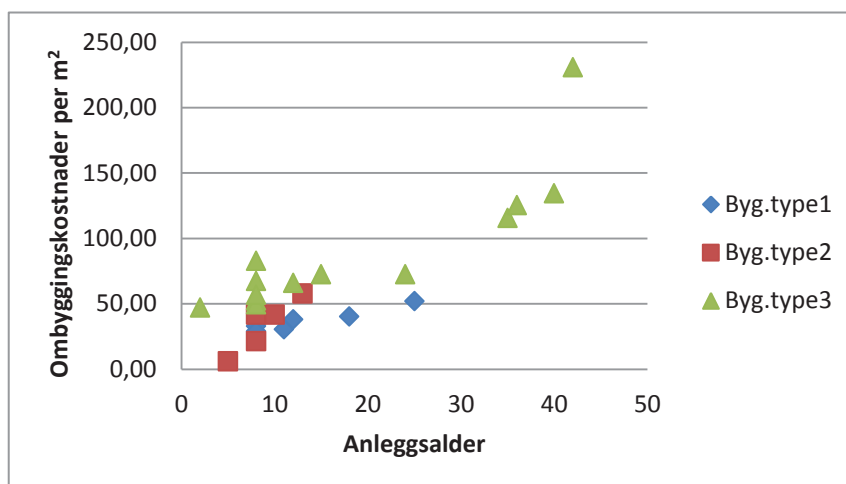
Ut fra denne fordelingen ble en ny distribusjon fremstilt grafisk, og korrelasjon sett i forhold til både bygningens alder, anleggets alder og kvadratet av anleggets alder ble undersøkt. Vurdering i forhold til kvadrat av anleggets alder er tatt med for å kontrollere om ombyggingskostnadene kan øke mer enn bare det som kan forklares med anleggets alder alene.

Tabell 12: Korrelasjonstest mellom ombyggingskostnader og hhv byggets alder, varmeanleggets alder og kvadratet av varmeanleggets alder

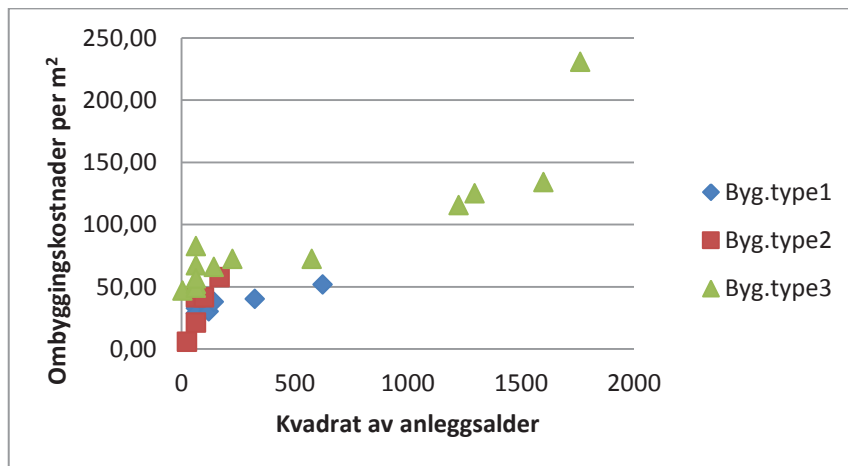
	Byggets alder	Anleggets alder	Kvadrat av anleggets alder
Bygn.type 1	$R_{xy} = -0,20$	$R_{xy} = 0,95$	$R_{xy} = 0,95$
Bygn.type 2	$R_{xy} = 0,61$	$R_{xy} = 0,92$	$R_{xy} = 0,89$
Bygn.type 3	$R_{xy} = -0,04$	$R_{xy} = 0,86$	$R_{xy} = 0,90$
Samlet	$R_{xy} = 0,20$	$R_{xy} = 0,81$	$R_{xy} = 0,86$

Tabellen over viser at datarensingen har fremhevet sammenhengen mellom de totale ombyggingskostnadene per m² og anleggets alder. Enda tydeligere er denne sammenhengen med kvadratet av anleggets alder. Samvariasjonen mellom byggets alder og de totale ombyggingskostnadene per kvadratmeter er jevnt over svak for alle bygningskategorier. Kun for bygningskategori 2 oppnås moderat korrelasjon. Basert på denne analysen avskrives muligheten for å lage en modell hvor ombyggingskostnader beregnes med bakgrunn i byggets alder.

Korrelasjonskoeffisientene til både anleggets alder og kvadratet av anleggets alder er sterke. For å avgjøre hvilken av disse beregningsmetodene som vil gi det riktigste svaret ved bruk i modellen, ble to grafiske fremstillinger laget slik at trendlinjer og deres sannhetsfaktor kunne sammenlignes.



Figur 11: Grafisk fremstilling total kostnader per m² og anleggets alder



Figur 12: Grafisk fremstilling total kostnader per m² og kvadrat av anleggets alder

For begge de grafiske fremstillingene er det en klar sammenheng mellom ombyggingskostnad per kvadratmeter og hhv anleggets alder og kvadratet av anleggets alder, men sammenhengene er ikke lineære. Det legges derfor på polynome trendlinjer, og dette gir oss følgende modeller:

Tabell 13: Trendlinjer for forholdet mellom ombyggingskostnader per kvadratmeter og hhv varmeanleggets alder og kvadratet av varmeanleggets alder

Trendlinjer for forholdet mellom total kostnader og anleggets alder		
Bygn.type 1	$y = -0,267x^2 + 0,3432x + 26,298$	$R^2 = 0,9112$
Bygn.type 2	$y = -0,336x^2 + 12,417x - 47,29$	$R^2 = 0,8717$
Bygn.type 3	$y = 0,1336x^2 - 3,0377x + 74,081$	$R^2 = 0,8293$
Trendlinjer for forholdet mellom total kostnader og kvadrat av anleggets alder		
Bygn.type 1	$y = -7E^{-06}x^2 + 0,0416x + 28,259$	$R^2 = 0,9103$
Bygn.type 2	$y = -0,0021x^2 + 0,764x - 10,512$	$R^2 = 0,8642$
Bygn.type 3	$y = 6E^{-05}x^2 - 0,0349x + 63,906$	$R^2 = 0,887$

Trendlinjenes sannhetsfaktor (R^2) er sterk for alle bygningskategorier når både anleggets alder og kvadratet av anleggets alder studeres. R^2 er noe sterkere for trendlinjene knyttet til anleggets alder for kategori 1 og 2, men jevnt over er både korrelasjon og R^2 sterkere i samspillet med kvadratet av anleggets alder. I tillegg viser tabell 12 at den samlede korrelasjonen er sterkere for kvadratet av anleggets alder. Disse faktorene gjør at det med stor sikkerhet kan antas at korrelasjonen mellom disse to variablene vil være tilstede også for en helt annen bygningsmasse, og dermed kan dette forholdet benyttes i den generelle modellen.

7.1.2 Implementering i modellen

I kapittel 7.1.1 blir sammenhengen mellom ombyggingskostnadene og alder på bygg og anlegg studert. Analyse av både korrelasjonskoeffisienter og grafisk sammenheng viser at korrelasjonen er

sterk og de polynome trendlinjene sannferdige i forholdet mellom totale ombyggingskostnader per kvadratmeter og kvadratet av anleggets alder.

I modellen beregnes de totale ombyggingskostnadene for kundenanleggene knyttet til fjernvarmeanlegget ved hjelp av de polynome trendlinjeformlene for forholdet til kvadratet av anleggets alder. For hver av bygningskategoriene er en tabell laget hvor hver av bygningene i tilknytning til anlegget kan legges inn. Formlene for beregning av ombyggingskostnad per m² er lagt inn i tabellen. Det samme gjelder for kvadrat av alder samt summering av kostnad. Ved bruk av modellen settes kun byggets areal samt anleggets alder inn.

For kundegruppe 4 – boliger – finnes det per i dag ikke nok tallmateriale til å lage en lignende formel for kostnadsberegning. I modellen er det derfor satt av plass til boligene og deres ombyggingskostnader og, i mangel på en bedre antagelse, er formelen for bygningskategori 3 – energikrevende bygg – lagt inn. Denne kategorien ble valgt ettersom boliger benytter energi på en helt annen måte enn kontor- og undervisningsbygninger, og fordi det antas at de bolighusene som kan være aktuelle for konvertering, er eldre bolighus med oljefyring og vannbåren oppvarming. Disse boligene har også ofte høyt energiforbruk pga dårlig isolasjon. Tiltak hos disse kundene vil derfor trolig være kostbare, men gi gode resultater for kundens energieffektivitet.

De samlede kostnadene knyttet til kundesystemene blir samlet i en oversikt øverst i regnearket. Her beregnes først samlet investeringskostnad og årlig vedlikeholdskostnad. Deretter fordeles kostnadene på primærside og sekundærside. Normalt sett fordeles kostnader mellom fjernvarmeselskap og kunde slik at fjernvarmeselskapet dekker kostnader knyttet til primærsiden og kunde dekker kostnader knyttet til sekundærsiden. For datasettet fra Ås er denne fordelingen i snitt 65,8 % på primærsiden og 34,2 % på sekundærsiden. Denne fordelingen er benyttet for kostnadsfordelingen i modellen.

Investeringskostnader og vedlikeholdskostnader fra kundesystemene sammenstilles med verdier fra produksjon og leveranse i den samlede lønnsomhetsberegningstabellen.

7.2 Lønnsomhetsberegninger

Modellen ble introdusert i kapittel 4.3, og i kapittel 7.1 beskrives arbeidet med å generalisere kostnadene knyttet til ombyggingen i kundesystemene. I påfølgende kapittelet 7.3 beregnes lønnsomhet for case Ås. Dette kapittelet fokuserer på disse utregningene, og viser hvordan modellen kan benyttes for fjernvarmeprosjekter som vurderes etablert i et område med eksisterende kundegrunnlag.

7.2.1 Start

I modellens første regneark beskrives modellen og dens virkeområde. I tillegg fylles enkelte prosjektdetaljer som prosjektnavn, energileveranse, prosjektstøtte og prosjektets levetid inn.

Modell for lønnsomhetsberegning for lavtemperatur fjernvarme		
Line Ekanger, UMB		
Våren 2013		
Generelt om prosjektet		
Prosjektnavn:		
Sted:		
Prosjektleder:		
Energileveranse per år:		MWh/år
Prosjektets levetid		år
Prosjektstøtte Enova		kr
Informasjon om modellen og bruk av denne:		

Figur 13: Utdrag av modell – start

Både prosjektnavn, årlig energileveranse, prosjektstøtte og prosjektets levetid benyttes videre i modellen.

Som beskrevet i kapittel 6.2.1 kan utbyggings-, utvidelses- og omleggingsprosjekter knyttet til fjernvarme motta støtte fra Enova gjennom *fjernvarmeprogrammet*. Størrelsen på støtten avhenger av prosjektets størrelse, karakter og budsjett. En antagelse om støttens størrelse anses derfor som en usikkerhetsfaktor – dette drøftes nærmere i kapittel 8.1.1.

7.2.2 Produksjon

Kostnadene knyttet til energiproduksjonen og investeringene i fjernvarmesentralen legges inn i regneark 2 – fjernvarmesentral. Det første som legges inn, er generell informasjon som anleggets årlige driftstimer og forventet vedlikeholdskostnad per produserte MWh. Her legges også kostnader knyttet til byggingen av selve anlegget.

Videre legges det inn informasjon om de ulike delene av anlegget – grunnlast, spisslast og reservelast. For hver av lastene velges først brenselstype. Valget resulterer i at modellen setter inn fuktighetsnivå, virkningsgrad og pris for dette brenselet. Brenselskostnadene er hentet inn gjennom et utvidet søk, men bør kontrolleres opp mot dagens priser – endringer kan gjøres i det skjulte regnearket *Detaljer* (Bio8 2012, Boligvarme 2012, nobio - Norsk bioenergiforening 2012, Oljefri 2013). Deretter settes det inn informasjon om kjelekapasiteten, og kjelens driftstid, effekt og investeringskostnad.

Inputkravet for de ulike lasttypene er i utgangspunktet likt. Det finnes dog et unntak for grunnlast – all informasjon knyttet til pumper legges inn her. Røykgassrensing er også kun lagt inn for grunnlasten.

Når all informasjon er fylt inn på inputsiden i modellen, beregner modellen brenselbehov, brenselkostnader, produksjon med og uten røykgassrensing samt samlet effekt av pumper, kostnad for bruk av pumpene og årlige vedlikeholdskostnader.

Ettersom det i modellen utføres en følsomhetsanalyse, beregnes kostnadene knyttet til brensel samt produksjonen i to ulike scenarier – en med og en uten røykgasskondensering.

Samlet					
Investering		0 kr	For scenarier uten røykgasskondensering		
Vedlikehold pa		0 kr			
Produksjon pa		0 MWh			
Produksjon pa uten RGK		0 MWh			
Brenselkost pa	↗	#DIV/0! kr			
Brenselkost totalt	↗	#DIV/0! kr			
			Driftstid		0 timer pa
			Produksjon pa		0 MWh
			Brenselkost pa	↗	#DIV/0! kr
			Brenselkost totalt	↗	#DIV/0! kr

Figur 14: Utdrag av modell – fjernvarmesentral

Alle kostnader summeres øverst i regnearket. Resultatene i disse tabellene benyttes videre til lønnsomhetsberegningene.

7.2.3 Leveranse

I kapittel 5.2.2.1 gjennomgås varmetapsberegninger i nettet. Ettersom disse beregningene er utført i modellen vil dette ikke presenteres her. Resten av beregningene knyttet til fjernvarmeleveransen presenteres i dette kapitlet.

I modellen settes informasjon om utetemperatur og temperatur på tur- og returvann, samt levetid for rørnettet og vedlikeholdskostnad som en prosentsats av rørinvesteringene. Årlig vedlikehold av rørnett forekommer sjelden, derfor beregnes denne for prosjektet totalt. Det er antatt en vedlikeholdskostnad på 0,5 % av rørinvesteringene over hele prosjektperioden. Denne kostnaden inkluderes i investeringskostnadene i modellen.

Rørstrekkene behandles likt, og varmetap samt investeringskostnader for hver del av rørstrekket beregnes med bakgrunn i innlagt informasjon om rørtype, størrelser og isolasjonstype. I modellen ligger en varmekoeffisient på 0,027 W/mK (Logstor 2013). Denne verdien gjelder standard isolerte stålrør fra Logstor. Den samme verdien er bekreftet gjeldende for Powerpipes standard stålrør med isolasjonstype 3 (Nilsen 2013). Denne verdien kan endres for å tilpasses rørene som benyttes i det aktuelle prosjektet.

Samlet for rørnett

Samlet varmetap	#DIV/0!	MWh/år
Samlet investering	0	kr
Samlet vedlikehold	0,00	kr

Figur 15: Utdrag fra modell – rørnett

Det antas at rørnettets ikke endres avhengig av hvorvidt røykgasskondensering inkluderes i anlegget da god isolering og et minimert varmetap i nettet er å foretrekke for et hvert fjernvarmeanlegg. Samlet varmetap og investeringskostnader beregnes øverst i regnearket og videreføres i modellen.

7.2.4 Forbruk

Beregningene i regnearket kundenlegg er forklart i kapittel 7.1.2, og det henvises til dette kapittelet for nærmere beskrivelse.

Kundesystemer

Årlig vedlikehold		kr/MWh
-------------------	--	--------

Kostnader

Tillegskostnader		kr
Tilretteleggingskostnader		kr
Totale investeringskostnader	0	kr
Vedlikeholdskostnad	0	kr

Fordeling av kostnader	Investering	Vedlikehold
Produsent (primærside)	0	0
Konsument (sekundærside)	0	0

Installert effekt kunder		kW
--------------------------	--	----

Figur 16: Utdrag av modell – kundesystem

Med bakgrunn i kostnadsfordelingen mellom primær- og sekundærside er det, som beskrevet i kapittel 7.1.2, lagt inn en fordeling med 65,8 % av investeringskostnadene på primærsiden og 34,2 % på sekundærsiden. Det antas videre at produsent dekker kostnadene på primærsiden av kundenleggene mens kunde dekker kostnadene som er knyttet til anleggets sekundærside. Denne fordelingen kan endres i modellen.

Vedlikeholdskostnader knyttet til kundenanleggene beregnes med en kostnad per levert MWh. Denne kostnaden inkluderes i anleggets årlige vedlikeholdskostnad. I tillegg til de beregnede kostnadene knyttet til de spesifikke kundenanleggene er det satt av plass til tilleggskostnader og tilretteleggingskostnader. Dette er kostnader som kan oppstå i forbindelse med oppkjøp av kundenanlegg, utarbeidelse av planer rundt ombygginger og lignende. Det er også mulig å legge inn kjente kostnader knyttet til enkelte kundenanlegg her.

De samlede kostnadene - både investering og vedlikehold - videreføres i lønnsomhetsberegningene.

7.2.5 Lønnsomhet

I regnearket som tar for seg lønnsomheten av prosjektet, sammenstilles alle inntekter og kostnader knyttet til prosjektet. Dette fordeles både i årlige kontantstrømmer og i den totale kontantstrømmen for prosjektet. Modellen legger til grunn en nåverdiberegning og internrenteberegning for analyse av lønnsomhet.

I denne oppgaven studeres fire ulike scenarier, og det er derfor laget fire ulike kontantstrømtabeller som oppsummerer de kostnadene som påvirker hvert enkelt scenario. Scenariene introduseres i kapittel 7.3.2. Ved å inkludere en beregning for hvert scenario er det svært enkelt å studere hvilke effekter endret energipris og økning eller reduksjon i ulike kostnader får på kontantstrømmen i de ulike prosjektscenariene. Scenariene kan endres for ulike prosjekter om ønskelig.

	Med RGK		Uten RGK	
Faktisk leveranse	■ #DIV/0!	MWh/år	■ #DIV/0!	MWh/år
Planlagt leveranse		0 MWh/år		0 MWh/år
Overskudd/underskudd	■ #DIV/0!	MWh/år	■ #DIV/0!	MWh/år

Figur 17: Utdrag av modell – lønnsomhet I

Over kontantstrømtabellen summeres energiproduksjonen og energien tilgjengelig for leveranse automatisk. Ettersom det i to av scenariene produseres energi med røykgasskondenserende teknologi, finnes det to produksjoner. Energileveransen vil allikevel være lik grunnet den påkrevde balansen mellom etterspørsel og leveranse, og et overskudd/underskudd beregnes og settes inn i tabellen som en tapt inntekt under den faktiske energiinntekten. Videre settes alle kostnader knyttet til drift, vedlikehold og investeringer inn i tabellen.

	Scenario 1			
	Gjennom prosjektet		Årlig	
	Utgifter	Inntekter	Utgifter	Inntekter
Energisalg		0		0
Overskuddsenergi	#DIV/0!		#DIV/0!	
Fjernvarmesentralen				
Investering	0			
Vedlikehold	0		0	
Brenselkostnad	#DIV/0!		#DIV/0!	
Elkostnader	0		0	
Rørsystemet				
Investering	0			
Vedlikehold	0			
Varmetap	#DIV/0!		#DIV/0!	
Kundesentraler				
Investeringer	0			
Vedlikehold	0		0	
Støtteordninger				
Prosjektstøtte		0		
SUM	#DIV/0!	0	#DIV/0!	0

Figur 18: Utdrag av modell – lønnsomhet II

Under lønnsomhetstabellen beregnes kontantstrømmen for hvert prosjektsenario årlig og for prosjektet som helhet. I denne sammenstillingen for prosjektet tas det ingen hensyn til inflasjon eller rentesats.

Deretter følger lønnsomhetsberegningen for de fire ulike scenariene. Her berignes prosjektenes nåverdi og internrente. Nåverdi defineres som dagens verdi av fremtidige kontantstrømmer (Regnskapsleksikon 2013). I kontantstrømmen er en inflasjonsrate på 2,5 % lagt inn (Norges bank 2012). Det er lagt inn kontantstrømberegninger for 30 år. Disse kontantstrømmene benyttes som beregningsgrunnlag for nåverdi- og internrenteberegningene. Internrenten er den rentesatsen som gir en nåverdi lik null (Regnskapsleksikon 2013). I modellen beregnes nåverdi og internrente for en periode over 25 år, men antall år kan endres i modellen.

7.3 Lønnsomhet prosjekt Ås

I kapittel 7.2 forklares modellen og dens virkeområde. I dette kapittelet studeres lønnsomheten knyttet til fjernvarmeprosjektet på Ås. Ettersom de faktiske kostnadene knyttet til prosjektet er konfidensielle, vil kostnadsdataene holdes utenfor oppgaven og kun resultatene kommenteres. Dette er et krav til oppgaven fra SVAS.

I dette resultatfremlegget vil de fire scenariene presenteres og gjennomgås.

7.3.1 Forutsetninger

Fjernvarmeanlegget på Ås skal produsere 42 GWh per år de første årene av sin driftstid. Med vekst i kundebasen skal denne produksjonen utvides til 50 GWh, og anlegget skal utvides med en forbrenningskjele på 6 MW. Investeringen for denne kjelen er ikke kjent per i dag, så for enkelhets skyld er produksjonen for hele prosjektlevetiden i denne beregningen satt til 42 GWh/år.

Veilederen om konsesjonssøknader for fjernvarmeanlegg fra NVE anbefaler at nåverdi for fjernvarmeanlegg beregnes over 25 år (Undem 2009). Med dette som bakgrunn er levetiden for prosjektet satt til 25 år. Kalkulasjonsrenten er satt til 6 % med bakgrunn i den samme veilederen.

Energiprisen som er benyttet i beregningene, er gjennomsnittsprisen for elspot i 2013 beregnet fra de ukentlige prisene i Oslo-området (Nordpool Spot 2013). Dette gjennomsnittet er 326,7 kr/MWh. Denne prisen er satt da Energiloven av 29. juni 1990 nr. 50 fastsetter pris for fjernvarme på følgende måte: «Prisen for fjernvarme skal ikke overstige prisen for elektrisk oppvarming i vedkommende forsyningsområde» (Energiloven 1990). Denne bestemmelsen følges også i følsomhetsanalysene utført i denne oppgaven.

I tillegg til elprisen betaler alle strømkunder en nettleie og en forbruksavgift. Disse størrelsene reguleres på bakgrunn av kundenes forbruk. For fjernvarme finnes tilsvarende forhold, og bedriftskundene til SVAS betaler sin totale fjernvarmekostnad fordelt på tre ledd: Et fastledd, et effektledd og et energiledd (Statkraft Varme 2013). For å forenkle modellen er disse inntektene simplifisert. På hjemmesidene til SVAS står en effektleddspris oppgitt for Trondheims bedriftskunder. Denne prisen varierer mellom 90 kr/kW og 130 kr/kW avhengig av kundenanleggets størrelse (Statkraft Varme 2013). Ved oppstart i 2013 skal anlegget på Ås levere til kundenanlegg med en samlet effekt på 10 230 kW. I snitt er disse anleggene på 260 kW. For å dekke opp denne inntekten legges det inn en effektpris på 130 kr/kW installert effekt hos kundene. Det antas at denne verdien dekker opp både fastpris og effektpris ettersom forholdene varierer noe mellom bedriftskunder og boligkunder.

Drifts og vedlikeholdskostnadene for et fjernvarmeanlegg som produserer i 40-60 GWh i året, anslås til å ligge på 0,10-0,25 kr/kWh (Brenne 2013). For dette anlegget er det estimert en drifts- og vedlikeholdskostnad tilknyttet produksjonsanlegget på 100 kr/MWh og for kundenanleggene 50 kr/MWh. Dette gir en drifts- og vedlikeholdsrate på 0,15 kr/kWh for anlegget samlet.

Grunnet konfidensialitet knyttet til kostnadene i prosjektet påpekes det at det kan være mangler i kostnadsbasen og at beregningene derfor kan inneholde enkelte feil. Det antas likevel at disse feilene er så små at det endelige utfallet ville blitt det samme, og analysen gjennomføres derfor som planlagt.

7.3.2 Scenarier i analysen

I modellen beregnes internrente, nåverdi og årlig lønnsomhet for fire ulike scenarier. Disse fire scenariene er:

Scenario 1 – prosjektet som planlagt

I dette scenariet går prosjektet slik det er planlagt gjennomført. Dette innebærer at ombyggingskostnader hos kunder fordeles på primærside¹⁰ og sekundærside¹¹, og at lav returtemperatur oppnås slik at røykgasskondenseringsteknologien fungerer.

Scenario 2 – prosjektet uten røykgasskondensering

I dette scenariet ekskluderes alle kostnader knyttet til røykgasskondenseringen. Dette gjøres for at scenario 2 skal være et sammenligningsgrunnlag for scenario 1 hvor effekten av røykgasskondensering kommer frem. Produksjonen i dette scenariet medfører økt brenselforbruk. Ettersom det i denne situasjonen ikke er behov for ombygging hos kundene for å oppnå lav returtemperatur er det antatt at kostnadene knyttet til kundesentralene tilsvarer 5 % av den opprinnelige investeringskostnaden. Dette beløpet skal dekke eventuelle tilpasningsbehov i kundesentralene.

Scenario 3 – prosjektet uten kundebidrag

Dette scenariet tilsvarer scenario 1 på alle måter med kun ett unntak: Produsent dekker alle ombygginger knyttet til kundenanleggene. Dette scenariet studeres i dag for å avdekke hvilke ekstrakostnader negativ innstilling til lavtemperatur returvarme hos kunde vil påføre prosjektet. Etterhvert som incentivordningen kommer på plass, anses dette scenariet som en mulighet for en mer ekspansiv studie av incentivordningens påvirkning på kundenes betalingsvillighet.

Scenario 4 – prosjektet oppnår ikke lav returtemperatur

Det siste scenariet er prosjektets verste utfall: Alle investeringer og ombygginger gjennomføres, men en får ikke uttelling for det og opplever at den lave returtemperaturen uteblir. Som beskrevet i kapittel 5.1.1 er røykgasskondenseringsteknologien avhengig av en returtemperatur som er lavere enn kondenseringspunktet for røykgassen, for å oppnå produksjon. I dette scenariet studeres effekten på kontantstrøm, nåverdi og internrente når dette ikke oppnås, og anlegget må produsere uten røykgasskondenseringens 2 MW.

¹⁰ Primærside: Fjernvarmenettet

¹¹ Sekundærside: Kundens interne oppvarmingssystem

7.3.3 Fjernvarmesentral

Investeringskostnadene knyttet til fjernvarmeanlegget vil i utgangspunktet være like for alle scenarier, med ett unntak: Investeringskostnadene knyttet til røykgasskondenseringsanlegget utelates i scenario 2. Investeringen i røykgasskondenserende teknologi utgjør 12,7 % av de totale investeringene knyttet til fjernvarmesentralen og hele 28,9 % av investeringene knyttet til produksjonsanlegget.

Driftstid for anlegget er beregnet ut i fra produksjonsbehovet. For anleggets produksjon med røykgasskondensering er det satt en driftstid på 5 960 timer per år, og uten røykgasskondensering forventes det at anlegget produserer 7 720 timer per år.

Brenselskostnadene varierer på samme måte med bruken av røykgasskondensering. Ettersom røykgasskondenseringen er en brenselsfri produksjon som utnytter energien fra biobrenselforbrenningen bedre, øker kostnadene knyttet til produksjonen når røykgasskondenseringen ikke benyttes. Uten røykgasskondensering ser vi en økning i brenselskostnader på 21 %. Ved å benytte røykgasskondensering sparer anlegget 17,6 % i brenselskostnader per år. Dette innebærer at de økte investeringskostnadene i forbrenningsanlegget er inntjent etter omtrent 9,5 år.

7.3.4 Rørnett

Rørnett og kostnadene knyttet til dette vil være likt for alle scenariene. Det som er interessant med kostnadene knyttet til rørnett, er at de faktiske kostnadene knyttet til rør og rørprodusent utgjør knappe 21 % av den totale investeringen. Dette gir en gjennomsnittlig kostnad per rørmeter på omtrent 1 500 kr. Med alle kostnader knyttet til forarbeid, graving, sveising og forlegning inkludert når snittprisen godt over 7 000 kr per rørmeter. Som kommentert i kapittel 5.2.2.2 er valget av rørisolasjon en faktor som påvirker det årlige kontantoverskuddet langt mer enn det påvirker de totale investeringskostnadene. Valg av andre isolasjonstyper er ikke studert da anlegget på Ås allerede har valgt den beste isolasjonen.

7.3.5 Kundesystem

Det finnes tre ulike utfall av kostnader knyttet til ombyggingen av kundesystemene i de fire scenariene. For scenario 1, 2 og 4 dekker produsent alle kostnader knyttet til ombyggingen av primærsiden i bygget – altså den siden som møter fjernvarmenettet. I scenario 2 antas det at kostnadene knyttet til ombygging og tilrettelegging av kundesystemene når lav returtemperatur ikke skal oppnås, løper seg til 5 % av de opprinnelige investeringskostnadene. I scenario 3 dekker produsent alle kostnader knyttet til ombygginger og vedlikehold.

Beregning er gjort ved at bygningene som ble benyttet i modellbyggingen, blir lagt inn i den generelle modellen. Dette blir gjort for å teste virkelighetsfaktoren av modellen. Kostnadsresultatene sammenlignes med de virkelige ombyggingskostnadene for disse byggene. Vi finner følgende resultater:

Tabell 14: Kostnader generell modell vs virkelige kostnader

	Prosent beregnet kostnad/ virkelig kostnad
Primærside	98,6 %
Sekundærside	101,0 %
Totale ombyggingskostnader	99,4 %

Med en resultatgrad på 99,4 % av de totale kostnadene, anses den generelle modellen som svært god. Dette gjør at modellen benyttes videre i beregningene som den er da de faktiske kostnadene kommer godt frem i resultatet. Kostnadene som ikke er dekket i beregningene – blant annet kostnadene knyttet til bygningene som ble tatt ut av modellberegningene og tilretteleggingskostnader som ikke tilhører en bestemt kunde – blir medregnet gjennom variablene tilretteleggingskostnader og tilleggskostnader. Dette gjør at alle kostnader knyttet til kundesystemene kommer med i de videre beregningene.

De samlede investeringene i kundenanleggene på Ås utgjør kun 7,7 % av de totale investeringskostnadene for produsent, dette øker til 11,7 % dersom kundebidragene ikke kommer inn. Dersom investeringene knyttet til kundesentralene og investeringene knyttet til røykgasskondenseringen slås sammen, utgjør dette 20,4 % av de totale investeringskostnadene for produsent. Dersom kundebidragene ikke kommer inn øker dette til 24,4 %. Sammenlignes disse kostnadene med besparelsene i brenselskostnader tar det nå 17 år å tjene inn investeringene dersom kundene ikke bidrar, og 15 år dersom kundene dekker investeringene på sekundærsiden av anleggene.

7.3.6 Lønnsomhetsanalyser

For å gjøre denne delen av oppgaven mest mulig oversiktlig presenteres resultatene for hvert av de fire scenariene hver for seg før de sammenstilles for sammenligning.

7.3.6.1 Scenario 1 – prosjektet som planlagt

I scenario 1 går prosjektet som planlagt. Følgende verdier finnes for dette scenariet:

Tabell 15: Verdier prosjektscenario 1

Prosjektscenario 1 – prosjektet som planlagt		
	Uten støtte fra Enova	Med støtte fra Enova
Årlig kontantstrøm ¹²	3 343 039 kr	3 343 039 kr
Internrente	0,4 %	4,2 %
Nåverdi	- 51 399 164 kr	- 11 776 523 kr

Prosjektet viser at på tross av en god årlig inntekt er prosjektet ikke lønnsomt over 25 år uten støtten som er mottatt fra Enova. Når støtten mottatt fra Enova trekkes fra investeringskostnadene, oppnår prosjektet internrente som er nærmere avkastningskravet.

Direktoratet for økonomistyring anbefaler i sin veileder om samfunnsøkonomiske analyser en kalkulasjonsrente på 4 % for prosjekter med normal risiko (Direktoratet for økonomistyring (DfO) 2010). Denne rentesatsen inkluderer et risikotillegg på 2 %. Dette prosjektscenarioet ville nådd en positiv nåverdi med en kalkulasjonsrente på 4 %.

Med en internrente på 4,2 % og en kalkulasjonsrente på 6 % samt en svært negativ nåverdi må prosjektet anses som ulønnsomt.

7.3.6.2 Scenario 2 – prosjektet uten røykgasskonsensering

For å kunne studere effekten røykgasskonsenseringen har på prosjektet, sammenligner vi scenario 1 med dette scenariet hvor alle kostnader knyttet til røykgasskonsenseringsteknologien er utelatt. Følgende verdier finnes for dette scenariet:

Tabell 16: Verdier prosjektscenario 2

Prosjektscenario 2 – prosjektet uten røykgasskonsensering		
	Uten støtte fra Enova	Med støtte fra Enova
Årlig kontantstrøm	3 792 342 kr	3 792 342 kr
Internrente	2,4 %	7,5 %
Nåverdi	- 31 292 559 kr	8 330 083 kr

Med støtten mottatt fra Enova inkludert når dette prosjektscenarioet en internrente på 7,5 %, og en nåverdi på over 8 millioner kroner. Dette forteller at dette prosjektscenarioet er lønnsomt med støtte fra Enova.

7.3.6.3 Scenario 3 – prosjektet uten kundebidrag

De små endringene som utføres i scenario 3 fra scenario 1, gir følgende verdier:

¹² Som beskrevet i kapittel 7.2.5 inkluderes inflasjon først i kontantstrømberegningene for nåverdi og internrente. Denne kontantstrømmen er beregningsgrunnlaget for disse kontantstrømmene. Dette gjelder den årlige kontantstrømmen for alle scenariene.

Tabell 17: Verdier prosjektscenario 3

Prosjektscenario 3 – prosjektet uten kundebidrag		
	Uten støtte fra Enova	Med støtte fra Enova
Årlig kontantstrøm	2 624 839 kr	2 624 839 kr
Internrente	-1,4 %	1,9 %
Nåverdi	- 65 376 998 kr	- 25 754 356 kr

Verdiene viser at kundebidragene i prosjektet har en stor betydning for prosjektets lønnsomhet. Dette gjør seg også gjeldende på årlig basis når den årlige kontantstrømmen reduseres med 700 000 kr grunnet vedlikehold av kudeanlegg. Med støtte fra Enova når prosjektet en internrente på 1,9 %, og prosjektet er dermed ikke lønnsomt.

7.3.6.4 Scenario 4 – prosjektet oppnår ikke lav returtemperatur

I dette scenariet oppnår ikke prosjektet lav returtemperatur og får, på tross av investeringene, ikke benyttet seg av den røykgasskondenserende teknologien. Dette gir følgende resultater:

Tabell 18: Verdier prosjektscenario 4

Prosjektscenario 4 – prosjektet oppnår ikke lav returtemperatur		
	Uten støtte fra Enova	Med støtte fra Enova
Årlig kontantstrøm	2 479 632 kr	2 479 632 kr
Internrente	-1,6 %	1,8 %
Nåverdi	- 64 949 169 kr	- 25 326 528 kr

Scenario 4 har den laveste nåverdien og internrenten blant scenariene, og er ikke lønnsomt med støtte fra Enova. Prosjektscenarioets økonomi er allikevel bare marginalt dårligere enn økonomien i prosjektscenario 3 noe som understreker betydningen av kundenes bidrag i investering og vedlikehold av kudeanlegg.

7.3.6.5 Sammenligning av scenariene

Resultatene fra de fire scenariene inkludert støtten fra Enova sammenstilles i tabellen under:

Tabell 19: Sammenstilling av scenariene

	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
Årlig kontantstrøm	3 343 039 kr	3 792 342 kr	2 624 839 kr	2 479 632 kr
Internrente	4,2 %	7,5 %	1,9 %	1,8 %
Nåverdi	- 11 776 523 kr	8 330 083 kr	- 25 754 356 kr	- 25 326 528 kr

Resultatene viser at kun scenario 2 er lønnsomt under disse forutsetningene. Scenario 1 er nærmest lønnsomhet med en internrente på 4,2 %. Som forklart i kapittel 7.3.6.1 godtar Direktoratet for økonomistyring et avkastningskrav på 4 % for normale prosjekter. Den benyttede kalkulasjonsrenten

på 6 % er satt med bakgrunn i anbefalinger fra finansdepartementet til NVE for fjernvarmeprosjekt (Undem 2009). Dette er hvorfor kalkulasjonsrenten ikke endres i følsomhetsanalysen.

Verdien på internrentene i scenariene 3 og 4 forteller at med disse forutsetningene vil disse prosjektscenariene ikke nå lønnsomhet.

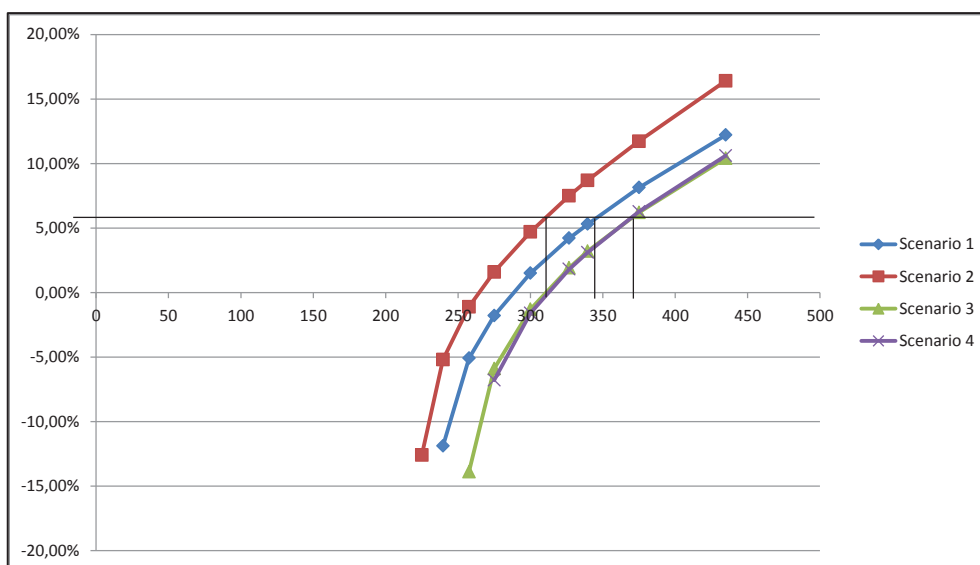
7.4 Følsomhetsanalyser

For denne oppgaven er det gjennomført utvidede følsomhetsanalyser. Dette er utført ved å endre forutsetninger i modellen for så å studere utslaget på lønnsomhetsparameterne. Disse endringene og resultatene av disse vil vises her.

7.4.1 Endring i energipris

Energiprisene påvirker prosjektets lønnsomhet i stor grad. I beregningen både av nåverdi og internrente tas det hensyn til den forventede inflasjonen på 2,5 % per år (Norges bank 2012). Fluktuasjonen i energipris i løpet av året og gjennom prosjektets levetid er derimot ikke hensyntatt grunnet utfordringen knyttet til å spå energiprisene. I dette kapittelet studeres virkningen av ulike energipriser på kontantstrøm, internrente og nåverdi. For disse beregningene er de årlige elspotprisene for Oslo-området i perioden 1999 til 2012 benyttet med bakgrunn i Energilovens bestemmelser for fjernvarmeprissetting (Energiloven 1990).

Følsomhetsanalysen ble gjennomført ved at ulike energipriser – fra historisk lav i år 2000 til historisk høy i år 2010 – ble satt inn i modellen. Fra disse beregningene ble scenarienes internrenter sammenstilt med energiprisen i en grafisk fremstilling.



Figur 19: Internrente som funksjon av energipris per MWh

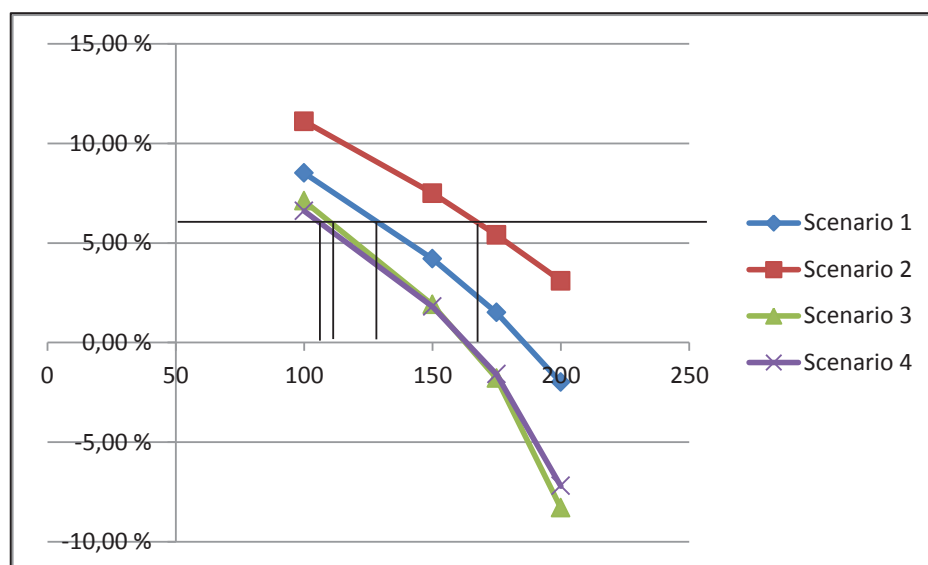
Figur 19 viser denne fremstillingen, og illustrerer forskjellen mellom de ulike scenariene etter hvert som energiprisen endes. Kalkulasjonsrentesatsen på 6,0 % er indikert i figuren med en innsatt linje, og fra denne linjen er det trukket loddrette linjer fra krysningspunktene. Dette viser at scenario 2 krever en langt lavere energipris for å oppnå lønnsomhet enn de øvrige scenariene. Dette scenariet når lønnsomhet med en energipris på 313 kr/MWh. Scenario 1 når lønnsomhet ved 348 kr/MWh mens både scenario 3 og scenario 4 avhenger av en energipris på nærmere 375 kr/MWh for å nå lønnsomhet.

7.4.2 Endrede drifts- og vedlikeholdskostnader

Drifts- og vedlikeholdskostnadene i denne oppgaven er antatt på bakgrunn av innhentet informasjon. I utgangspunktet er det antatt en kostnad på 150 kr/MWh fordelt på 100 kr/MWh i produksjonsanlegget og 50 kr/MWh i kudeanleggene. Kostnadene beregnes ut i fra produsert energi for produksjonsanlegget og ut i fra levert energi for kundesystemene.

Det er antatt at drifts- og vedlikeholdskostnadene kan variere fra 100 til 250 kr/MWh for et anlegg på denne størrelsen. I de kommende analysene studeres virkningen av kostnadens størrelse og fordeling på prosjektlønnsomheten. For disse analysene holdes alle andre variabler like som forutsetningene satt i kapittel 7.3.1.

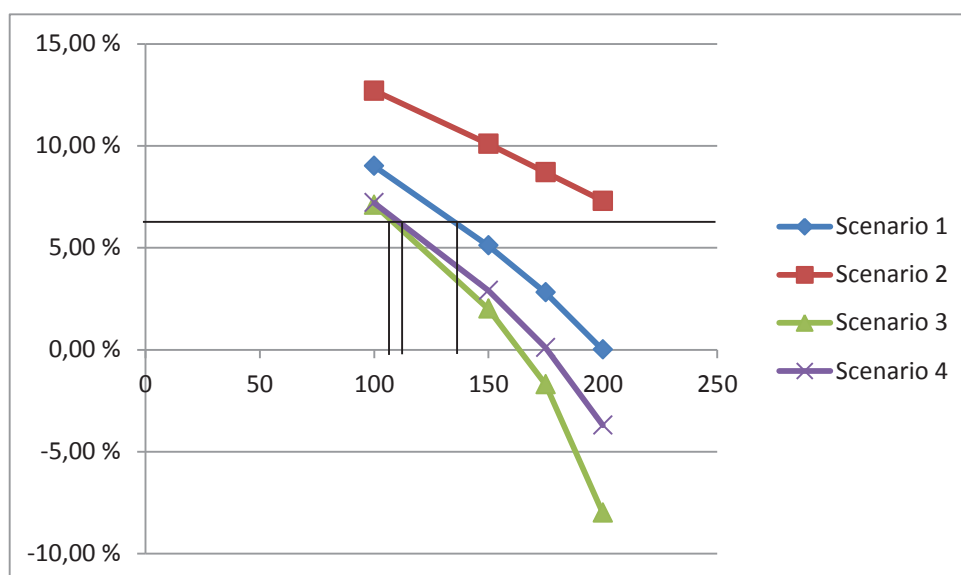
I analysen er drifts- og vedlikeholdskostnader på 100 kr/MWh, 150 kr/MWh, 175 kr/MWh, 200 kr/MWh og 250 kr/MWh inkludert. En drifts- og vedlikeholdskostnad på 250 kr/MWh gjør scenario 1, 3 og 4 ulønnsomme og er ekskludert fra fremstillingen.



Figur 20: Internrente som funksjon av drifts- og vedlikeholdskostnad per MWh. Kostnader fordelt 2/3 på produksjon og 1/3 på kudeanlegg

Drifts- og vedlikeholdskostnadene fordeles i utgangspunktet med 2/3 av kostnaden på produksjonsanlegget og 1/3 av kostnaden på kundenanleggene. I denne fremstillingen er denne kostnadsfordelingen beholdt. Den grafiske fremstillingen viser at scenario 2 aksepterer en langt høyere vedlikeholdskostnad per MWh enn hva de andre scenariene gjør. Scenario 2 er lønnsomt frem til vedlikeholdskostnaden passerer 165 kr/MWh. Scenario 1 er lønnsomt frem til kostnaden passerer 130 kr/MWh, mens scenario 3 og 4 blir ulønnsomme når drifts- og vedlikeholdskostnaden passerer henholdsvis 110 kr/MWh og 105 kr/MWh.

For å studere virkningen på scenarienes lønnsomhet gjøres den samme analysen en gang til, men denne gangen fordeles drifts- og vedlikeholdskostnaden 50/50 mellom produksjonsanlegg og kundenanlegg. Det gir følgende resultater:



Figur 21: Internrente som funksjon av drifts- og vedlikeholdskostnad per MWh. Kostnader fordelt 50/50 på produksjonsanlegg og kundenanlegg

Når drifts- og vedlikeholdskostnadene fordeles likt mellom kundenanlegg og produksjonsanlegg, er scenario 2 lønnsomt frem til kostnadene når 215 kr/MWh. Den store endringen i lønnsomhet for dette scenariet når kostnadene omforderes, henger sammen med at kostnadene knyttet til kundenanlegg er langt lavere i dette scenariet enn de er i de andre scenariene. Scenario 1 er lønnsomt frem til kostnadene når ca 140 kr/MWh, mens scenario 3 og scenario 4 bytter plass og når lønnsomhet ved henholdsvis 108 kr/MWh og 116 kr/MWh.

7.4.3 Endret fordeling av drifts- og vedlikeholdskostnader i kundenanlegg

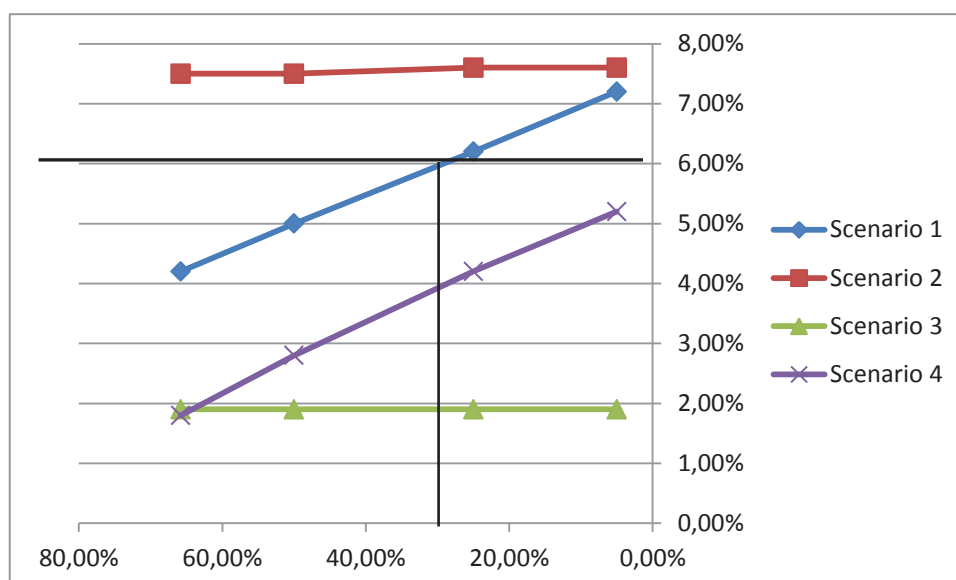
I oppgavens forutsetninger fordeles både investeringskostnader og vedlikeholdskostnader knyttet til kundenanleggene på produsent og kunde etter en fordelingsnøkkel. Denne fordelingsnøkkelen er funnet i kostnadsfordelingen for ombyggingskostnadene knyttet til primær- og sekundærside av anlegget.

Å fordele vedlikeholdskostnadene etter denne nøkkelen anses som noe urealistisk da det i de tekniske forskriftene fra SVAS står:

«SVAS eier, drifter og vedlikeholder utomhus fjernvarmenett. Dette medfører at SVAS har ansvar for:

- Drift og vedlikehold av fjernvarme ledningsnett frem til kundenes husvegg.
- At alle tilknyttede bygninger til enhver tid har disponibelt trykk- og temperatur som angitt i denne forskriften» (Statkraft Varme 2012)

Det er tidligere antatt at det er lite kostnader knyttet til vedlikehold av rørnettet. I denne følsomhetsanalysen studeres effekten på lønnsomheten av ulike fordelingsnøkler for vedlikeholdskostnadene knyttet til kudeanleggene. For analysen holdes alle andre variabler, inkludert en samlet vedlikeholdskostnad på 150 kr/MWh, som utgangspunktet.



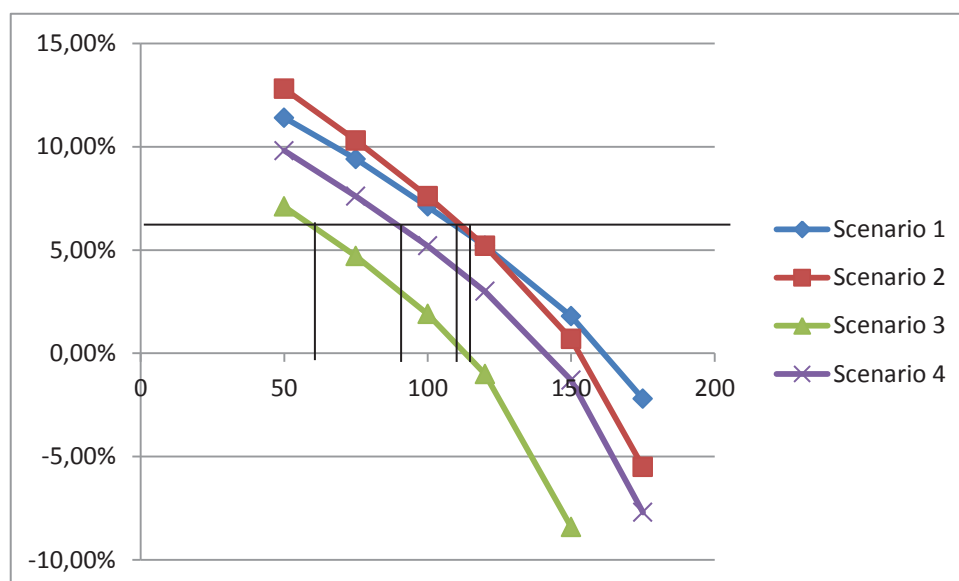
Figur 22: Internrenten som funksjon av produsentens drifts- og vedlikeholdskostnadsandel i kudeanleggene

Figur 22 viser internrenten sett i sammenheng med produsentens andel av drifts- og vedlikeholdskostnadene. Denne fremstillingen viser at scenario 2 og scenario 3 har en jamn internrente uavhengig av denne fordelingen, mens internrenten øker parallelt for scenario 1 og scenario 4. Scenario 1 oppnår lønnsomhet når produsentens andel er på under 30 % av de totale drifts- og vedlikeholdskostnadene knyttet til kudeanleggene.

7.4.4 Kostnadskorreksjon

En fordeling av kostnader knyttet til vedlikehold av kudeanlegg på 5 % /95 % i produsentens favør stemmer bedre overens med de tekniske forskriftene. Vedlikeholdskostnadene for produsent knyttet til anlegget oppleves noe lave med denne fordelingen. Siste del av følsomhetsanalysen studerer

endringene i lønnsomhet av økte vedlikeholdskostnader i produksjonsanlegget når kostnadene knyttet til vedlikehold av kunden anlegg er 5 % /95 % mellom produsent og konsument.



Figur 23: Internrenten som funksjon av drifts- og vedlikeholdskostnad per MWh i produksjonsanlegg

Når drifts- og vedlikeholdskostnaden i kunden anleggene fordeles mellom produsent og kunde med satsene 5 % /95 % og drifts- og vedlikeholdskostnaden i produksjonsanlegget øker ser vi at internrenten til scenario 2 synker raskere med de økte kostnadene enn internrenten for de øvrige scenariene. Allikevel er det scenario 2 som tåler den høyeste drifts- og vedlikeholdskostnaden. Scenariet blir ulønnsomt når kostnaden passerer 123 kr/MWh. Scenario 1 blir ulønnsomt når kostnadene passerer 114 kr/MWh. Scenario 3 og scenario 4 er lønnsomme frem til kostnaden passerer henholdsvis 64 kr/MWh og 86 kr/MWh.

Om det antas at drifts- og vedlikeholdskostnaden for det samlede anlegget fremdeles er på 150 kr/MWh vil 142,7 kr/MWh dekkes inn i tilknytning til produksjonsanlegget. For å oppnå lønnsomhet under disse forutsetningene krever scenariene følgende energipriser:

Tabell 20: Energipris som er nødvendig for å oppnå lønnsomhet med samlet drifts- og vedlikeholdskostnad på 150 kr/MWh og avkastningskrav på 6,0 %

Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
364 kr/MWh	362 kr/MWh	424 kr/MWh	388 kr/MWh

8 Diskusjon av problemstillingene

I dette kapittelet vil resultatene som ble presentert i kapittel 7 diskuteres i henhold til problemdefinisjonene fra kapittel 1.3.

8.1 Påvirkede kostnader og inntekter

Resultatkapittelet viser at flere aspekter av et fjernvarmeprosjekts økonomi påvirkes med beslutningen om å benytte røykgasskondenserende teknologi i anlegget.

8.1.1 Inntekter

I et fjernvarmeprosjekt finnes det to ulike typer inntekter – energiinntekter og støtte.

I utgangspunktet vil ikke anleggets energiinntekter påvirkes av om røykgasskondensering installeres. I alle situasjoner med energisalg må energibalansen oppfylles, og dette innebærer at energileveransen vil være lik energietterspørsel og eventuelle energitap i nettet. Det antas at energietterspørselen vil være lik i alle situasjoner.

Samtidig medfører det å inkludere røykgasskondensering i anlegget en rekke tiltak som må utføres hos kundene. Flere av disse tiltakene resulterer i en energieffektivisering hos kundene, og på den måten reduseres kundenes oppvarmingsbehov. Dette gjør at anlegget vil få et energioverskudd i forhold til den etterspørselen de ville opplevd uten disse tiltakene utført hos kundene. Dette overskuddet er allikevel kun et teoretisk tilfelle da produksjonen i anlegget tilpasses behovet i nettverket. Inntektene i energileddet kan derfor anses som like både for anlegg med og uten røykgasskondensering.

Effektledet i inntektsberegningene avhenger av den installerte effekten i kudeanleggene. Bedret energiutnyttelse hos kundene kan resultere i at mindre effekt er nødvendig for å oppnå samme grad av oppvarming. Effektinntektene til SVAS avhenger av størrelsen på kundens anlegg. Kundens pris synker med økt størrelse. Det antas derfor at også effektinntekten er lik uavhengig av røykgasskondenseringen.

Det siste leddet – fastleddet – avhenger av antall kunder knyttet til anlegget. Ved redusert energibruk hos kundene innebærer dette at flere kunders energibehov kan møtes med planlagt produksjon. Samtidig er det ofte svært kostbart å knytte på kunder som i utgangspunktet er utelatt fra prosjektet. Det kan derfor bedre argumenteres med at de faste inntektene øker i forhold til brenselkostnadene knyttet til produksjonen.

Det argumenteres at energiinntekten vil være lik for anlegget uavhengig om røykgasskondensering inkluderes eller ikke. Et motargument for dette er tariffsystemet SVAS planlegger. Dette tariffsystemet vil belønne kunder som bidrar til reduserte returtemperaturer i nettverket, med lavere

priser. Dette systemet vil medføre både lavere energiinntekter for anlegget. Samtidig vil incentivene for kundene til å bidra til anlegget være langt større, og de tapte inntektene tas derfor trolig igjen i reduserte kostnader for produsenten.

Som vist i kapittel 6.2 kan støtte til et fjernvarmeprosjekt inntreffe hovedsakelig på tre måter. Utbygger kan gis støtte til fjernvarmeanlegg og rørnett fra Enova, forbruker kan gis støtte til omlegging av oppvarming til miljøvennlig fjernvarme samt energireducerende tiltak fra Enova, og forbruker kan støttes av fjernvarmeprodusenten for tiltak som bidrar til bedret effekt for fjernvarmeanlegget. Sistnevnte er kommentert over.

Felles for disse støtteordningene er at støtten en mottar, avhenger av konkrete prosjektdetaljer, og behandles frittstående for hvert enkelt prosjekt. Støttebeløpet fastsettes av Enova basert på både avkastning og konkurranse mellom prosjekter. Investering i røykgasskondenserende teknologi vil medføre større investeringskostnader, men også lavere driftskostnader og dermed høyere årlig overskudd. Det antas derfor at støttebeløpet fra Enova ikke vil endres.

Energiinntektene i anlegget anses som upåvirket av røykgasskondenseringen sett under ett.

8.1.2 Kostnader

Kostnadene knyttet til fjernvarmeanlegget påvirkes i aller høyeste grad av valget om å investere i røykgasskondensering – både positivt og negativt. Tabell 21 viser status for kostnadene i et fjernvarmeprosjekt når røykgasskondensering inkluderes i anlegget.

Tabell 21: Kostnadsendringer

Økte kostnader	Reduserte kostnader	Uendrede kostnader
Investeringskostnader FVS	Brenselskostnader	Kostnader knyttet til nettet
Investeringskostnader kunder	Varmetap	Drifts- og vedlikeholdskostnader

Kostnadene som økes ved å inkludere røykgasskondensering i et prosjekt, er investeringskostnadene – både knyttet til fjernvarmesentralen (FVS) og knyttet til kundenanleggene (kunder). De økte kostnadene knyttet til fjernvarmesentralen er selve teknologien som tillater røykgasskondensering mens de økte kostnadene i tilknytning til kundenanleggene i all hovedsak dreier seg om ombygginger i kundenanleggene for å tilpasse disse til lavere returtemperatur som røykgasskondenseringen avhenger av.

Når drifts- og vedlikeholdskostnadene knyttet til kundenanleggene fordeles 5 % /95 % viser resultatene av kontantstrømberegningene at scenariet med røykgasskondensering har en høyere årlig kontantstrøm enn scenariet uten røykgasskondensering. Dette henger sammen med at røykgasskondenseringen forbedrer den årlige inntjeningen i et fjernvarmeanlegg gjennom reduserte

brennelskostnader. Dette ser vi tydelig i resultatkapittel 7.3 hvor den årlige inntjeningen er høyest for scenario 1 i alle tilfeller. Denne inntjeningen henger sammen med de reduserte brennelskostnadene som oppstår når brenselets effektivitet øker med røykgasskondenseringen. For anlegget på Ås øker bruken av røykgasskondenserende teknologi brennverdien for brenselet fra 1,99 MWh/tonn til 2,73 MWh/tonn. Dette er en økning på 37 %. Uten bruken av røykgasskondenserende teknologi øker de årlige brennelskostnadene med 21 %.

Både investerings- og drifts- og vedlikeholdskostnader knyttet til rørnett vil uavhengig av røykgasskondenseringen. Kostnaden knyttet til varmetap i rørnett vil derimot reduseres med lavere returtemperaturer ettersom ΔT mellom returrør og omgivelser vil være mindre.

Drifts- og vedlikeholdskostnadene er de kostnadene det er mest krevende å kommentere. Det kan argumenteres at med større investeringer medfører økte vedlikeholdskostnader. Samtidig beskrives teknologien levert fra Jernforsen som svært robust og lite vedlikeholdskrevende.

I følsomhetsanalysen i kapittel 7.4.2 studeres drifts- og vedlikeholdskostnadens påvirkning på nåverdi, internrente og kontantstrøm. De grafiske fremstillingene i figur 20 og figur 21 viser at forskjellen mellom internrenten for scenario 1 og scenario 2 øker noe med den økte drifts- og vedlikeholdskostnaden. Denne økningen stammer i hovedsak fra de økte kostnadene knyttet til kundenanleggene da drifts- og vedlikeholdskostnader for scenario 2 er antatt å utgjøre kun 5 % av de opprinnelige drifts- og vedlikeholdskostnadene. Forskjellen mellom scenariene avhenger derfor av drifts- og vedlikeholdskostnadene knyttet til kundenanleggene.

Når drifts- og vedlikeholdskostnadene knyttet til kundenanleggene fordeles mer realistisk, som presentert i kapittel 7.4.3, og kostnadene deretter korrigeres for dette, som vist i kapittel 7.4.4, viser figur 23 at internrenten for scenario 1 er høyere enn internrenten for scenario 2 når drifts- og vedlikeholdskostnaden for produksjonsanlegget er høyere enn 125 kr/MWh. Denne grafiske fremstillingen viser at drifts- og vedlikeholdskostnadenes påvirkning på scenariets kontantstrøm og lønnsomhet ikke påvirkes direkte av røykgasskondenseringen.

8.2 Generell modell

Den generelle modellen er utarbeidet som et beslutningsverktøy i investeringsbeslutningsprosessen for fjernvarmeanlegg som etableres i områder med eksisterende kundenanlegg eller vannbåren oppvarming. Modellen studerer lønnsomheten av prosjektet basert på kostnader knyttet til fjernvarmens tre steg – produksjon, leveranse og forbruk – og tillater endringer i forutsetninger, kostnader og inntekter for å studere prosjektets følsomhet for endringer.

Som en hver konstruert modell har også denne modellen en rekke styrker og svakheter. Disse vil her påpekes og diskuteres. Bakgrunnen for denne diskusjonen ligger i muligheten for å videreutvikle og forbedre modellen, og dermed styrke dens bruksområder. Samtidig vil denne diskusjonen belyse aspekter av modellen som det er viktig å være klar over i lønnsomhetsberegningene.

8.2.1 Styrker

Modellen har flere styrker. Blant disse er dens evne til adaptasjon til det enkelte prosjekt, fokuset på ombyggingskostnader hos kunder, detaljnivået for fjernvarmeproduksjon, -leveranse og -forbruk samt analysen av ulike scenarier som kan inntreffe for et fjernvarmeprosjekt hvor en forsøker å oppnå lav returtemperatur og dermed røykgasskondensering.

Modellen er konstruert på en slik måte at den lett kan tilpasses det enkelte prosjekt. Den kan enkelt justeres for ulik produksjon, brenselvalg, omgivelsestemperaturer og produksjonsstørrelse. Modellen baserer seg i stor grad på at prosjekteringsdetaljer knyttet til det enkelte prosjekt er kjent. På denne måten gjøres ingen unødvendig risikable antagelser om investeringskostnader eller kjelers produksjonseffektivitet. Samtidig er denne delen av modellen svært detaljert, og en vil kunne undersøke effekt av ulikt brensel, installert effekt og lignende. Disse detaljene utgjør de grove skissene som er kjent i et fjernvarmeprosjekt når søknad for støtte til prosjektet sendes. Dette er perioden hvor denne modellen vil være aktuell å benytte, og derfor er det rimelig å anta at disse detaljene er kjent.

Der det derimot er rimelig å anta at prosjektgruppen ikke vil sitte på detaljert informasjon, er rundt ombyggingen som er påkrevd hos kundene. Denne informasjonen innhentes normalt i forbindelse med undersøkelse av de kundene som har meldt sin interesse for tilknytning til anlegget. For anlegg hvor det er ønske om å oppnå en lav returtemperatur er det av interesse langt tidligere i prosessen å undersøke omtrent hva en slik satsing vil medføre av ekstra investeringskostnader og reduserte driftskostnader. Ved å benytte denne modellen vil disse kostnadene beregnes ut fra bygningenes areal og anleggsalder. Begge disse variablene er detaljer en enkelt kan oppdrive.

Detaljnivået i modellen anses som en styrke også fordi en enkelt kan endre detaljer i modellen og dermed studere betydningen av disse variablene på lønnsomhet, internrente og nåverdi. På denne måten kan en følsomhetsanalyse enkelt sammenstilles.

En annen styrke ved modellen er muligheten for analyse av fire ulike scenarier. Dette muliggjør en analyse av hvordan prosjektets lønnsomhet påvirkes av ulike utfall. De ulike scenariene forklares nærmere i kapittel 7.3.2. Det viktigste av scenariene for sammenligning er scenariet hvor prosjektet utføres som planlagt, men hvor røykgasskondenseringen ikke inntreffer grunnet for høy returtemperatur. Dette scenariet kan bli realitet for flere prosjekter hvor lav returtemperatur

forsøkes oppnådd i et område med en stor andel eldre bygningsmasse og anlegg knyttet til fjernvarmeanlegget, og det er derfor svært viktig å ha undersøkt hvilke økonomiske konsekvenser dette vil få. De økonomiske konsekvensene for fjernvarmeanlegget på Ås dersom lav returtemperatur ikke oppnås, diskuteres i kapittel 8.3.

8.2.2 Svakheter

Mangelen på kunnskap om det faktiske årsak-virkningsforholdet mellom ombygginger hos kunde og effekt i fjernvarmeanlegget anses som en av modellens største usikkerhetsfaktorer. Dette forholdet kan kun undersøkes i et anlegg som er i drift, fortrinnsvis et pilotanlegg som tillater at endringer utføres steg for steg. Ettersom denne studien ikke er utført tidligere, og anlegget på Ås ikke settes i drift før høsten 2013, er ikke dette forholdet kjent når denne oppgaven skrives.

I forbindelse med anlegget som bygges på Ås, er det fastsatt en rekke tiltak som skal utføres hos anleggets kunder med eksisterende vannbåren oppvarming, og disse tiltakene er prissatt (Glimfjord 2013, Glimfjord 2013). For å kunne inkludere ombyggingsbehovet hos kunder i modellen er disse kostnadene sett i sammenheng med alder på kundenes anlegg, og dette forholdet benyttes for å beregne ombyggingskostnadene per kvadratmeter hos hver enkelt kunde.

Det kan argumenteres med at anleggene på Ås er av en svært spesiell karakter, og at den høye gjennomsnittsalderen på byggene (55 år) gjør at forholdet mellom kostnad og anleggsalder ikke er representativ for bygningsmassen i Norge som har en gjennomsnittsalder på 35 år (NHO 2009). I tillegg anses det som en svakhet ved disse beregningene at det ikke er mulig å beregne kostnader spesifikt for boliger. Sannsynligheten for at fremtidige fjernvarmeanlegg skal opprettes i områder hvor undervisningsbygg, kontorer og energikrevende bygninger som laboratorier, restauranter og konsertlokaler utgjør hoveddelen av kundegrunnlaget, anses som liten. Dette forteller at modellen, slik den står i dag, har store rom for forbedringer innenfor beregning av kostnader knyttet til kundenanlegg.

Beregningene av spesifikke ombyggingskostnader i kundenanlegg sammenstilles med tilretteleggingskostnader og eventuelle tilleggskostnader som ikke knyttes direkte opp mot en enkelt kunde. Denne tilleggsmuligheten er lagt inn for å forsterke modellen, og for å fange opp eventuelle ekstrakostnader.

I beregningene i modellen er det lagt inn inntekter basert på energiprisen hentet hos Nordpool Spot samt effektinntekter og fastleddinntekter basert på effektkostnaden for kunder tilknyttet SVAS i Trondheim. For kundene består fjernvarmekostnaden av tre ledd: Et fastledd, et effektledd og et energiforbruksledd (Statkraft Varme 2013). Samlet utgjør disse tre leddene en pris som er konkurransedyktig med den samlede kostnaden knyttet til elektrisk forbruk. Ved å slå sammen

effektledd og fastledd kan det antas at inntektene blir noe lavere enn forventet. Lavere inntekter enn realiteten vil påvirke både nåverdi og internrente negativt, men samtidig unngås en overoptimisme knyttet til anleggets lønnsomhet.

En annen svakhet ved modellen er at følsomhetsanalyser best gjennomføres ved å endre inputvariabler direkte i modellen. Denne versjonen er valgt ettersom det er så mange variabler som kan endres i et fjernvarmeprosjekt, og dermed er dette den enkleste metoden for å få frem alle potensielle påvirkningsfaktorer på kontantoverskudd, nåverdi og internrente. Denne metoden er allikevel mer arbeidskrevende og tvinger bruker til å notere eller kopiere ut verdier i et eget regneark ved siden av modellen.

En siste svakhet med modellen finnes i forbindelse med scenariene som analyseres. Her hensyntas ikke behovet for økt installert effekt og dermed økte investeringskostnader i enkelte scenarier. Dette diskuteres i kapittel 8.3.2.

8.3 Lønnsomhet prosjekt Ås

Lønnsomhet og følsomhetsanalyser for fjernvarmeanlegget på Ås ble presentert i kapittel 7.3 og 7.4. I dette kapittelet vil disse resultatene og deres betydning diskuteres for hvert av scenariene.

8.3.1 Scenario 1 – prosjektet som planlagt

Slik prosjektet i dag er planlagt gjennomført er det ikke lønnsomt. Med støtte fra Enova oppnår scenariet en internrente på 4,2 % og en negativ nåverdi under de gitte forutsetningene. Lønnsomhet er likevel oppnåelig for dette scenariet. Ved å endre kostnadsfordelingen av drifts- og vedlikeholdskostnader i kundeanlegg mellom produsent og konsument slik at produsents andel er lavere enn 30 %, oppnår scenariet lønnsomhet under forutsetninger som ellers er uendret. Scenariet oppnår også lønnsomhet dersom energiprisen er høyere enn 348 kr/MWh.

Om drifts- og vedlikeholdskostnadens effekt på lønnsomheten studeres krever scenariet under disse forutsetninger en kostnad som ikke er høyere enn 130 kr/MWh når kostnadene fordeles 2/3 på produksjonsanlegg og 1/3 på kundeanlegg, eller en kostnad som ikke er høyere enn 140 kr/MWh om kostnadene fordeles 50/50 på produksjonsanlegg og kundeanlegg.

Det anses som reelt at produsent kun dekker 5 % av drifts- og vedlikeholdskostnadene knyttet til kundeanlegget. Kostnadsreduksjonen dette medfører anses derimot ikke som reell, og det undersøkes hvilke vedlikeholdskostnader knyttet til produksjonsanlegget scenariene tillater før de blir ulønnsomme. Scenario 1 blir ulønnsomt når denne kostnaden overstiger 114 kr/MWh produsert energi.

Dette scenariet er spesielt følsomt for endringer i tilknytning til kudeanleggene grunnet de store kostnadene knyttet til disse. Når kostnadsfordelingen mellom produsent og konsument korrigeres for drifts- og vedlikeholdskostnadene i anlegget, viser figur 24 at dette scenariet er mer lønnsomt enn scenario 2 når drifts- og vedlikeholdskostnadene for produksjonsanlegget passerer 130 kr/MWh. For at scenario 1 skal nå lønnsomhet under disse forholdene må energiprisen økes, og det kan derfor diskuteres hvorvidt det er mulig å nå det punktet hvor scenario 1 går forbi scenario 2 på rangeringen av prosjektsvariene. Heidi Juhler i Norsk Fjernvarme argumenterer dog for, i artikkelen som er sitert innledningsvis i oppgaven, at forskning og fokus på lavere temperaturer og endrede forhold i fjernvarmen skal gjøre fjernvarme lønnsomt også i fremtiden (Seehusen 2012). Det kan påstås at figur 23 indikerer starten på denne prosessen.

8.3.2 Scenario 2 – prosjektet uten røykgasskondensering

Scenario 2 representerer anlegget slik det kunne blitt bygget om røykgasskondensering ikke skulle inkluderes. I praksis innebærer dette to store forskjeller fra scenario 1 – reduserte investeringskostnader både i fjernvarmesentral og kudeanlegg, og økte brenselkostnader.

Før lønnsomheten til prosjektet kommenteres, er det relevant å påpeke at om prosjektet skulle bygges som dette, ville grunnlasten vært tilpasset prosjektet uten røykgasskondensering. Dette innebærer at grunnlastens effekt ville vært større, og investeringskostnadene i prosjektet større. For å møte energietterspørselen produserer anlegget i dette scenariet 7 720 timer per år, noe som er en usannsynlig høy driftstid. Lønnsomheten for scenario 2 er derfor ikke et reelt overslag.

Slik scenariet er fremstilt i modellen er det allikevel det mest lønnsomme av variene, og med støtten fra Enova inkludert oppnår scenariet en internrente på 7,4 % og en positiv nåverdi. Scenario 2 er altså lønnsomt under de gitte forutsetningene. Om energiprisene endres, vil scenario 2 fremdeles være lønnsomt så lenge energiprisen er høyere enn 313 kr/MWh.

Endringer i drifts- og vedlikeholdskostnader er svært tydelig i dette scenariet ettersom prosjektet i dette tilfellet kun dekker 5 % av de opprinnelige kostnadene knyttet til kudeanleggene. Når fordelingen av drifts- og vedlikeholdskostnader endres fra 2/3 på produksjonsanlegget til kun 50 % øker lønnsomheten for scenariet fra å takle kostnader opp til 165 kr/MWh til 215 kr/MWh. Endringen knyttet til fordelingen mellom produsent og kunde på kudeanleggenes drifts- og vedlikeholdskostnader er derimot nært ikke-eksisterende og, som kommentert i kapittel 8.3.1 kan kostnadsfordelingen hvor produsent kun dekker 5 % av disse, gjøre røykgasskondenserende fjernvarme mer lønnsomt enn fjernvarme uten røykgasskondensering. De feilaktige investeringskostnadene i scenario 2 kan skjule at dette allerede er tilfelle under disse forutsetningene.

8.3.3 Scenario 3 – prosjektet uten kundebidrag

I scenario 3 dekker produsent alle kostnader knyttet til kundenanleggene – både på primærside og sekundærside.

Scenario 3 er ikke lønnsomt når støtten fra Enova inkluderes. Scenariet oppnår en internrente på 1,9 % og en svært negativ nåverdi. For å nå lønnsomhet krever scenariet en energipris på rundt 375 kr/MWh eller en drifts- og vedlikeholdskostnad som er lavere enn 110 kr/MWh. Scenariets lønnsomhet påvirkes lite av fordelingen mellom kundenanlegg og produksjonsanlegg ettersom produsenten dekker alle kostnadene. Den lille forskjellen som oppstår, henger sammen med at drifts- og vedlikeholdskostnader for produksjonsanlegget beregnes av produsert energi mens det i kundenanlegget beregnes av levert energi.

Dette scenariet viser viktigheten av å få med seg kundene på laget dersom anlegg med røykgasskondensering skal etableres i et område hvor kundene allerede er tilnærmet klarlagt for fjernvarme. Når kun produsent dekker kostnadene knyttet til kundenanleggene, påkrever dette en svært høy energiinntekt for å oppnå lønnsomhet. Sannsynligheten for høye energipriser behandles i utgangspunktet ikke i denne oppgaven. Det kommenteres allikevel at selv om en økning i de norske energiprisene er ventet i de kommende årene grunnet større kraftutveksling med de europeiske markedene, er det lite sannsynlig at energiprisen i snitt vil ligge på over 375 kr/MWh slik dette scenariet krever.

Det vil i fremtiden være ønskelig å studere effekten av SVAS' planlagte tariffsystem, og dette scenariet anses som et godt utgangspunkt for denne studien. Studien vil kunne belyse hva produsenten får igjen for de investeringene de utfører i kundeforholdene gjennom tariffsystemet.

8.3.4 Scenario 4 – prosjektet oppnår ikke lav returtemperatur

Dette scenariet er i realiteten prosjektets verst tenkelige utfall. I dette scenariet gjennomføres alle investeringer og ombygginger, men returtemperaturen blir ikke lav nok til å oppnå røykgasskondensering.

Scenario 4 er i utgangspunktet det scenariet som er minst lønnsomt da det kun oppnår en internrente på 1,8 % med støtten fra Enova iberegnet. Forskjellen fra scenario 3 er allikevel kun marginal, og disse holder seg relativt jevne gjennom følsomhetsanalysen hvor scenario 4 også krever en energipris på over 375 kr/MWh for å nå lønnsomhet. Endringer i drifts- og vedlikeholdskostnadene slår derimot ulikt ut for disse scenariene, og scenario 4 øker sin toleranse for drifts- og vedlikeholdskostnader fra 105 kr/MWh til 116 kr/MWh når fordelingen av kostnader på produksjonsanlegget reduseres fra 2/3 til 50 %.

Når drifts- og vedlikeholdskostnadene i kundenanleggene omfordes mellom produsent og kunde øker internrenten til scenario 4 parallelt med internrenten til scenario 1. Scenariet når ikke lønnsomhet under disse forutsetningene, men om drifts- og vedlikeholdskostnadene knyttet til produksjonsanlegget ikke overstiger 86 kr/MWh produsert energi, er scenariet lønnsomt.

Dette scenariet kan også forekomme ved at ikke full effekt utnyttes i røykgasskondenseringen, men dette er ikke studert i denne oppgaven ettersom effekten av tiltakene ikke er kjent. Om dette forholdet blir kjent, vil dette scenariet være aktuelt for å studere lønnsomheten av enkelte investeringer, og kan på den måten bidra til å luke ut ulønnsomme ombyggingstiltak og investeringer.

8.4 Røykgasskondenseringens lønnsomhet

Analysene av scenariene i kapittel 8.3.1 til kapittel 8.3.4 viser at prosjektscenarioenes lønnsomhet varierer med både energipriser, drifts- og vedlikeholdskostnader og ulike fordelinger av disse. Spesielt interessant er det å se hvordan lønnsomheten varierer når drifts- og vedlikeholdskostnadene er fordelt i produsentens favør. Her vises tydelige indikatorer på at lønnsomhet for fjernvarmeanlegg med røykgasskondensering som bygges i områder hvor kundegrunnlaget allerede er eksisterende fjernvarmekunder eller kunder med vannbåren oppvarming, er oppnåelig. Med dagens drifts- og vedlikeholdskostnader forventes en energipris på 364 kr/MWh for å oppnå lønnsomhet for scenario 1. Dette er en energipris som anses som sannsynlig i Norge i tiden fremover.

Slik prosjektet planlegges gjennomført, oppnår prosjektsenario 1 en negativ nåverdi på nesten 12 millioner. Samtidig beregnes internrenten for prosjektet til 4,2 %. Når en ser på prosjektets relevans for fremtidig fjernvarmeforskning, kan det argumenteres med at et avkastningskrav på 4,0 % kan aksepteres. Dette er avkastningskravet som stilles til prosjekter med normal risiko (Direktoratet for økonomistyring (DfO) 2010). Fjernvarmeprosjektet på Ås har både universitetet og Ås kommune sikret som kunder samt tilknytningsplikt for nye bygninger. Prosjektet fokuserer i tillegg på reduksjon i returtemperaturen i anlegget gjennom tiltak utført hos kunder og bruk av røykgasskondensering. De to sistnevnte fokusområdene er nye områder for norsk fjernvarme, og det kan derfor argumenteres med at den samfunnsøkonomiske nytten av å gjennomføre dette prosjektet tilsier at avkastningskravet kan reduseres.

Dersom avkastningskravet nedjusteres til 4,0 % vil scenario 1 nå lønnsomhet, under forutsetningene som ble diskutert over, så lenge energiprisen er høyere enn 341 kr/MWh.

9 Konklusjon

Denne oppgaven har, gjennom den utarbeidede modellen, vist at både investeringskostnader og brenselkostnader påvirkes ved å installere røykgasskondenserende teknologi i et fjernvarmeanlegg. Drifts- og vedlikeholdskostnadene påvirkes også til en viss grad, men disse kostnadene avhenger av flere faktorer, og røykgasskondenseringen anses ikke som eneste forklaringsvariabel på disse endringene. Inntektene i anlegget vil i utgangspunktet ikke endres da ethvert energianlegg krever balanse mellom etterspørsel, produksjon og leveranse av energi.

Følsomhetsanalysen viser at når vedlikeholdskostnadene knyttet til kundeanlegg fordeles mellom produsent og konsument på en reell måte – altså ved at kunde dekker størsteparten av utgiftene knyttet til eget anlegg – er lønnsomhet oppnåelig for røykgasskondenserende anlegg, også under dagens forhold. Prosjektet krever, ved gjennomføring slik fjernvarmeanlegget på Ås er planlagt, en energipris på 364 kr/MWh for å oppnå lønnsomhet når de totale drifts- og vedlikeholdskostnadene for anlegget er på 150 kr/MWh. Den ukentlige gjennomsnittsprisen for elspot hittil i 2013 i Osloområdet er, ifølge Nordpool Spot, 326,7 kr/MWh, men det forventes at kraftprisen i Norge vil øke fremover grunnet økt kraftutveksling med Europa. Lønnsomhet anses derfor som oppnåelig for fjernvarmeanlegg med installert røykgasskondensering. Det forventes også at drifts- og vedlikeholdskostnader knyttet til fjernvarmeanlegg vil reduseres i takt med forskning og utvikling.

Kostnadene knyttet til et røykgasskondenserende fjernvarmeanlegg kan ikke reduseres ved økt støtte til produsent i forbindelse med anlegget. Det er derimot mulig for kunder som skal knyttes på anlegget, å søke støtte til sine ombyggingskostnader. Med støtte tilgjengelig kan det antas at kundene dekker en større andel av ombyggingskostnadene slik at også produsentens kostnader reduseres. På den måten reduseres utgiftene til anlegget ytterligere.

For fjernvarmeprosjekter anbefaler Finansdepartementet at et avkastningskrav på 6,0 % skal innfris for at prosjektet skal anses som lønnsomt og gjennomførbart. I denne oppgaven argumenteres det for at fjernvarmeprosjektet på Ås, som fokuserer både på å senke returtemperaturen i eksisterende kundeanlegg og på å benytte røykgasskondensering som en del av sin produksjon, bør unntas fra dette kravet. For prosjekter med normal risiko forventes det i samfunnsøkonomiske analyser et avkastningskrav på 4,0 %. Fjernvarmeprosjektet på Ås oppnår lønnsomhet om avkastningskravet settes til 4,0 %, og prosjektet anses derfor som lønnsomt ettersom de samfunnsøkonomiske gevinstene er større enn de samfunnsøkonomiske utgiftene knyttet til anlegget.

Alle beregninger utført i denne oppgaven er utført i forbindelse med utviklingen av den vedlagte modellen, eller i denne modellen etter dens ferdigstilling. Modellens styrker og svakheter er kommentert, og det finnes rom for forbedringer som kommenteres i kapittel 9.1. På tross av sine

svakheter, anses modellen som et godt tilskudd i beslutningsprosessen knyttet til investeringer i fjernvarmeanlegg med røykgasskondensering som skal bygges i eksisterende fjernvarmeområder.

9.1 Videre studier

I denne oppgaven ble det, i forbindelse med utviklingen av modellen, belyst en kostnadssammenheng mellom anleggets alder og de totale ombyggingskostnadene. Utvalgsstørrelsen i denne undersøkelsen er svært begrenset, og det vil være av stor interesse å studere flere kundenlegg knyttet til ulike fjernvarmeanlegg. På denne måten kan forholdet mellom anleggets alder og ombyggingskostnaden forsterkes.

Et annet interessant studieløp fra denne oppgaven vil være å finne en sammenheng mellom temperaturreducerende tiltak og effekt på anlegget. Som nevnt i kapittel 8.2.2 bør dette i utgangspunktet gjøres i et pilotanlegg i første omgang, før større studier kan gjennomføres i virkelige anlegg. Spesielt interessant for denne studien vil det være å studere effekt på returtemperatur i fjernvarmenettverket av tiltak utført i kundenlegg.

For videre forskning kan det også være interessant å studere hvilke tiltak som må til i eksisterende anlegg for at de skal kunne operere i fjernvarmenettverk med lav tur- og returtemperatur. Det siste forslaget har sin bakgrunn i kunnskapen om at lavenergihus og passivhus etter hvert vil bli byggestandarden i Norge. Skal fjernvarme ha en plass i dette samfunnet, er det viktig at forskningen starter tidlig slik at lønnsomhet for anleggene vil bli mulig selv med lave energipriser.

9.1.1 Videreutvikling av modellen

I kapittel 8.2.2 påpekes flere svakheter ved modellen, både i oppbyggingen og i beregningene. Disse svakhetene gir, sammen med modellens styrker som ble påpekt i kapittel 8.2.1, muligheter for videre studier av et viktig tema. Ettersom modellen tar for seg et såpass nytt område innenfor fjernvarme i Norge finnes det mange muligheter for videreutvikling og forbedring etter hvert som kunnskap og data kommer på plass.

En av de mest interessante forbedringsmulighetene vil være å få med sammenhengen mellom utførte tiltak i kundenleggene og virkningen på røykgasskondenseringen. Dette ble i kapittel 9.1 foreslått som en videre studie, og når denne studien foreligger, er det av stor interesse å inkludere dette i en lønnsomhetsmodell. Ved å få frem dette kan en beregne resultatgrad som belyser hva man får igjen av produksjon for investeringene foretatt.

I kapittel 9.1. foreslås videre studier av kostnadssammenhenger mellom anleggets alder og ombyggingskostnadene. Ved å inkludere flere fjernvarmenettverk og dermed flere anlegg i disse

formlene, vil en oppnå lavere usikkerhet knyttet til disse beregningene. Dette vil også kunne gi oss en mer korrekt kostnadssammenheng for boliger.

Etter hvert som data blir tilgjengelig, vil det være interessant å inkludere effekten av den planlagte støtteordningen fra produsent til konsument i modellen. Det vil her være mulig å studere resultatgraden av investerte kroner på effekt i form av produksjon ved hjelp av røykgasskondensering. Denne effekten bør studeres sammen med tiltak-virkning i kundeanleggene. I sammenheng med denne studien vil det også være av interesse å se hvordan Enovas nye støtteordning for kundeanlegg påvirker økonomien til anlegget og produsentens kostnader.

10 Referanser

- Authen, M. L. e. (2012). "Varmeproduksjon på faste brensler." Bioenergi - Varmeproduksjon. Retrieved 27. februar 2013, from <http://www.fornybar.no/bioenergi/varmeproduksjon/varmeproduksjon-basert-pa-faste-brensler/varmeproduksjon-basert-pa-faste-brensler>.
- Bio8 (2012). "Bio8 priser." Retrieved 25. april 2013, from http://www.cirkel.no/groups/Bio8_priser/.
- Boligvarme (2012). "Bolivarmer energikilde gass." Retrieved 25. april 2013, from <http://www.boligvarme.no/energikildene/gass.html>.
- Borgnes, D. (2012). Spredningsberegninger Ås varmesentral, Norsk Energi: 13.
- Brantenberg, K. (2013). Prinsippskisse fjernvarme. Østfold Energi, Fornybar.no.
- Brenne, A. (2013). Mail: Drift- og vedlikeholdskostnader. L. R. Ekanger: 1.
- Burns, A. C. B., Ronald F. (2006). Marketing research, Pearson Education International.
- Bøhren, Ø. G., Per Ivar (2009). Kapittel 6: Følsomhet. Prosjektanalyse: Investering og finansiering, Fagbokforlaget.
- Carbon Pipe (2012). "Purpose of preheating before welding." Retrieved 10. april 2013, from <http://www.carbon-pipe.com/ViewNews.aspx?id=353>.
- Constantinescu, N. e. (2006). Project recommendations. EcoHeatCool. EcoHeatCool & Euroheat, IEE: Intelligent Energy Europe
- Cowi (2008). Ultra lavtemperatur fjernvarme i nye områder. Dansk Fjernvarme, Danske Fjernvarme: 45.
- DCH+ (2013). "European research and innovation for district heating, district cooling and kindred technologies." Retrieved 7. februar 2013, from <http://www.dhcplus.eu/>.
- Direktoratet for økonomistyring (DfO) (2010). Håndbok for samfunnsøkonomiske analyser. Direktoratet for økonomistyring (DfO). **SSØ 10/2010**: 76.
- Drevon, F. (2012). "Profil: Tor Helge Dokka - Boligekspert spår fjernvarmens død." Teknisk Ukeblad.
- EcoHeat4Cities (2012). "Project results." Retrieved 26. februar 2013, from <http://ecoheat4cities.eu/en/Project/Results/>.
- Energiloven (1990). Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven) LOV-1990-06-29-50. Norges Lover / www.lovdatab.no, Norges Lover. **§5-5**.
- Enova (2012). "Om Enova." Retrieved 12. mars 2013, from <http://www.enova.no/om-enova/36/0/>.
- Enova (2013). "Fjernvarmeprogrammet." Retrieved 12. mars 2013, from <http://www.enova.no/finansiering/naring/programtekster/program-fjernvarme/245/1257/>.
- Enova (2013). "Program: Støtte til eksisterende bygg." Retrieved 8. april 2013, from <http://www.enova.no/finansiering/naring/programtekster/program-stotte-til-eksisterende-bygg/245/1423/>.

Fjærssyn (2012). "Om Fjærssyn." Retrieved 20. januar 2013, from <http://www.svenskfjarrvarme.se/Fjærssyn/>.

Gangaune, S. (2013). Mail: Prosjektbeskrivelse - brensel. L. R. Ekanger.

Geothermal heat the Hague (2013). How does it work. Fjernvarmenett. www.aardwarmtedenhaag.nl
Geothermal heat the Hague.

Glimfjord, A. (2013). Beslutsunderlag kommunale byggnader, Statkraft Varmer AS.

Glimfjord, A. (2013). Beslutsunderlag UMB-byggnader, Ås, Statkraft Varmer AS.

Gripsrud, G. O., Ulf Henning & Silkoset, Ragnhild (2004). Metode og dataanalyse med fokus på beslutninger i bedrifter, Høyskoleforlaget AS.

Grønn Varmer (2008). Forbrenningsanlegg II - Teknisk gjennomgang. Internt miniseminar hos Fylkesmannen i Hedemark, Grønn Varmer fra Hedemarkskogen.

Holsen, T. (2011). Tabell over UMBs bygningsmasse. UMB, Eiendomsavdelingen: 6.

Jernforsen AB (2012). "Fjærrvärmeanläggningar." Retrieved 7. mars 2013, from <http://www.jernforsen.com/se/produktomr%C3%A5den/fj%C3%A4rrv%C3%A4rme-1062044>.

Jernforsen AB (2012). "Rökgasrening - rökgaskondensering." Retrieved 27. februar 2013, from <http://www.jernforsen.com/se/produktomr%C3%A5den/r%C3%B6kgasrening-12218363>.

Jernforsen AB (2013). "Bioenergianläggningar för förbränning av biomassa." Retrieved 12. februar 2013, from <http://www.jernforsen.com/se>.

Logstor (2013). "Average lambda values - straight pipes, traditional." Retrieved 8. mars 2013, from <http://www.logstor.com/showpage.php?pageid=7003725>.

Logstor (2013). Logstor calculator. <http://calc.logstor.com>, Logstor.

Lunden, R. (2011). Befaring på kommunale bygg i Ås sentrum. L. R. Ekanger, Statkraft Varmer AS.

Miljøverndepartementet (2012). Meld.St.21 Norsk klimapolitikk. Miljøverndepartementet: 201.

NHO, N. k. (2009). Energieffektiv utforming og bruk av bygg. Temahefte. Reine, Hilde & Joyce, Christian & Tiltnes, Sverre & Landet, Rannveig Ravnanger. www.nho.no, NHO: 7.

Nilsen, J. (2013). Mail: Priseksempler fjernvarmerør til masteroppgave. L. R. Ekanger: 1.

nobio - Norsk bioenergiforening (2012). Tabell 2: Fuktighet, brennverdi, tetthet og priser levert hos kunde innenfor 50 km (ikke ved) for ulike brensler (2012). G.-e. byggeveileder.

Nordpool Spot (2013). "Elsport prices." Retrieved 26. april 2013.

Norges bank (2012, 31. oktober 2012). "Inflasjon." Retrieved 24. april 2013, from <http://www.norges-bank.no/no/prisstabilitet/inflasjon/>.

NVE (2012). "Fjernvarmekonsesjon Ås." Retrieved 13. februar 2013, from <http://www.nve.no/no/Konsesjoner/Konsesjonssaker/Fjernvarme/?soknad=2342&type=57>.

Oljefri (2013). "Hvorfor bli oljefri?". Retrieved 25. april 2013, from <http://oljefri.no/bolig/oekonomi/category1163.html>.

PBL Norges Lover (2008). Plan og bygningsloven. [LOV-2008-06-27-71](#). Norges Lover. **§27-5**.

Regjeringen Stoltenberg I (2005). Soria Moria-erklæringen: Plattform for regjeringssamarbeid mellom Arbeiderpartiet, Sosialistisk Venstreparti og Senterpartiet 2005-2009. Regjeringen.no: 73.

Regjeringen Stoltenberg II (2009). Soria Moria II: Politisk plattform for flertallsregjeringen utgått av Arbeiderpartiet, Sosialistisk Venstreparti og Senterpartiet 2009-2013. regjeringen.no: 76.

Regnskapsleksikon (2013). Internrente. [Regnskapsleksikon](#). [www.finansleksikon.no](#), Finansleksikon.

Regnskapsleksikon (2013). Nåverdi. [Regnskapsleksikon](#). [www.finansleksikon.no](#), Finansleksikon.

Samuelsen, L. (2010). [Faseoverganger](#). FYS100 - Fysikk og natur, UMB, Ås, UMB.

Samuelsen, L. (2010). [Termodynamikk](#). FYS100 - Fysikk og natur, UMB, Ås, UMB.

Seehusen, J. (2012). "Avviser at fjernvarmen er død." [Teknisk Ukeblad](#).

Selinder, P. W., Håkan (2009). Modell för ändrade förutsättningar i fjärrvärmenät - Nya möjligheter att värdera ändrade driftsförutsättningar i fjärrvärmenätet med lava-kalkyl. [Fjärrsyn](#). Svensk Fjärrvärme AB: 33.

Smith, A. (2013). "How to calculate the heat loss in a pipe." Retrieved 12. mars 2013, from http://www.ehow.com/how_6318594_calculate-heat-loss-pipe.html.

Statkraft Varme (2012). Fjernvarme Ås: Tekniske bestemmelser for kundesentraler og innvendig røranlegg. Statkraft.com, Statkraft. **4.2.1 Dimensjonerings- og konstruksjonsdata**.

Statkraft Varme (2012). [Heatwork miniseminar](#). Heatwork miniseminar, Narvik, Statkraft Varme AS.

Statkraft Varme (2013, Mars 2013). "Fjernvarmepriser, bedrift." Retrieved 30. april 2013, from <http://www.statkraftvarme.no/bedrift/priser/>.

Svensk Fjärrvärme (2012). "Vi värmer varandra." Retrieved 24. januar 2013, from <http://svenskfjarrvarme.se/vi-varmer-varandra/>.

Undem, L. S. T., Kjell (2009). Veileder i utforming av konsesjonssøknad for fjernvarmeanlegg. NVE. Oslo, Norges vassdrags- og energidirektorat: 34.

Utne, Å. (2011). [Nett og kundesentraler](#). Seminar Harstad Fjernvarme, Harstad, Statkraft Varme AS.

Valsø, S. (2010). Vekslere på eksisterende nett. UMB, SKP: 1.

Valsø, S. (2011). Informasjon om fjernvarmeutbyggingen på campus. L. R. Ekanger.

Van Loo, S. K., Jaap (2008). [The Handbook of Biomass Combustion and Co-firing](#). London & Washington DC, Earthscan.

Varian, H. R. (2006). [Intermediate Micro Economics - A modern approach](#), W. W. Norton & Company.

Vernon, P. p. c. (2011). EcoHeat4Eu Executive Summary Report. [www.ecoheat4.eu](#), Intelligent Energy Europe: 20.

Viken Skog (2012). "Biobrensel, ved, flis og pellets." Retrieved 12. februar 2013, from <http://www.viken.skog.no/default.php?aid=63>.

Wallentun, H. e. (2000). Avkylningen i ett fjärrvärmesystem. Svensk Fjärrvärme, Svenska Fjärrvärmeföreningens Service AB. **FVF 2000:03**: 49.

Werner, S. e. (2006). The European Heat Market. EcoHeatCool. EcoHeatCool & Euroheat, IEE: Intelligent Energy Europe

Ås kommune (2009). Klima- og energiplan 2009-2012. Ås kommune. enova.no.

Ås kommune (2011). Kommuneplan Ås kommune 2011-2023. Ås kommune.

Vedlegg 1: Modell for lønnsomhetsberegninger for lav returtemperatur fjernvarme

Vedlegget er tilføyd som pdf, og starter på neste side. Modellens excelfil ligger vedlagt på cd først i oppgaven.

Vedlegg 1

Modellen er tom da alle kostnader benyttet for beregning i oppgaven er konfidensielle

Modell for lønnsomhetsberegning for lav returtemperatur fjernvarme

Line Ekanger, UMB

Våren 2013

Generelt om prosjektet

Prosjektnavn:		
Sted:		
Prosjektleder:		
Energileveranse per år:		MWh/år
Prosjektets levetid		år
Prosjektstøtte Enova		kr

Informasjon om modellen og bruk av denne:

Denne modellen er utarbeidet våren 2013 i forbindelse med masterarbeid ved INA, UMB. Modellen er utarbeidet med bakgrunn i data knyttet til fjernvarmeprosjektet på Ås, og er basert på data hentet inn i forbindelse med dette prosjektet. Statkraft Varme AS står er utbygger av prosjektet på Ås, men kostnadene i denne modellen er generalisert og knyttes ikke spesifikt til SVAS og deres kostnadsprofiler.

Modellen er inndelt i fem regneark som hver tar for seg av en del av lønnsomhetsberegningene i prosjektet knyttet til produksjon, leveranse eller forbruk. I tillegg finnes et skjult regneark hvor detaljer knyttet til blant annet brensler kan redigeres.

Modellens regneark:

1. Start: Det første regnearket spesifiserer prosjektet. Her legges energileveranse på, prosjektets levetid og mottatt støtte inn.
2. Fjernvarmesentral: Alle kostnader (investeringer og drift/vedlikehold) knyttet til produksjonsanlegget. Her beregnes også anleggets produksjon.
3. Rørsystem: Alle kostnader (investeringer og vedlikehold) knyttet til rørnettet. Varmetapet i rørnettet beregnes her. Ved flere enn fem rørstrekk må dette legges inn.
4. Kundeanlegg: Alle kostnader knyttet til kundenes anlegg (investeringer og drift/vedlikehold). Kostnadene fordeles mellom produsent og konsument. Det er antatt i modellen at drifts- og vedlikeholdskostnader fordeles 5/95 mellom produsent og kunde.
5. Lønnsomhet: Alle kostnader og inntekter knyttet til fjernvarmeanlegget sammenstilles. Lønnsomhet, nåverdi og internrente beregnes for fire scenarier. Grunnet anbefalinger fra NVE beregnes nåverdi og internrente over 25 år. Formlene må justeres om et annet tidsperspektiv ønskes. Modellen inkluderer kontantstrømberegninger opp til 30 år.
6. Detaljer: Regneark hvor detaljer knyttet til blant annet brensler kan redigeres

Modellens scenarier:

Scenario 1: Prosjektet som planlagt.

Scenario 2: Prosjektet utføres uten kostnader og inntekter knyttet til røykgasskondensering

Scenario 3: Produsent dekker alle kostnader knyttet til kundeanleggene

Scenario 4: Prosjektet når ikke lav returtemperatur og må produsere uten røykgasskondensering

Fjernvarmesentralen

0

Ulike faktorer og investeringer knyttet til fjernvarmesentralen som påvirker prosjektets totale lønnsomhet

Samlet

Investering	0	kr
Vedlikehold pa	0	kr
Produksjon pa	0	MWh
Produksjon pa uten RGK	0	MWh
Brenselkost pa	#DIV/0!	kr
Brenselkost totalt	#DIV/0!	kr

Input

Driftstimer pa		timer pa
Vedlikeholdskostnad		kr/MWh
Byggningskostnader fjernvarmesentral		kr

Grunnlast

Brensel

Brenselstype	-	
Eff. Brennverdi	0	MWh/tonn
Fuktighetsnivå	0 %	prosent
Virkningsgrad	0 %	prosent
Kostnad	0	kr/MWh

Forbrenning

Kjelekapasitet		MW
Driftstid	82 %	prosent
Effekt		prosent
Investering		kr
Levetid	0	år

Røykgassrensing

Metode	-	
Kapasitet		MW
Driftstid	82 %	prosent
Effekt	100 %	prosent
Investering		kr
Levetid	0	år

Pumpe

Antall		stk
Investering		kr/stk
Levetid	0	år
Kapasitet		m3/h
Løftehøyde		bar
Effekt		kW
Forbruk	8 760	h

Spisslast

Brensel

Brenselstype	-	
Eff. Brennverdi	0	MWh/tonn
Fuktighetsnivå	0 %	prosent
Virkningsgrad	0 %	prosent
Kostnad	0	kr/MWh

For scenarier uten røykgasskondensering

Driftstid	0	timer pa
Produksjon pa	0	MWh
Brenselkost pa	#DIV/0!	kr
Brenselkost totalt	#DIV/0!	kr

Output

Brenselbehov	#DIV/0!	tonn/år
Brenselkost	#DIV/0!	kr/år

Produksjon	0	MWh
Produksjon RGK	0	MWh
Samlet produksjon	0	MWh

Vedlikehold	0	kr/år
-------------	---	-------

Total kapasitet	0	MW
-----------------	---	----

Vedlikehold	0	kr/år
-------------	---	-------

Total investering	0	kr
Samlet effekt	0	kW
Elforbruk	0	MWh/år
Elkostnad	0	kr/år

Brenselbehov	#DIV/0!	tonn/år
Brenselkost	#DIV/0!	kr/år
Brenselkost totalt	#DIV/0!	kr

Produksjon	0	MWh
------------	---	-----

Forbrenning

Kjelekapasitet		MW
Driftstid	15 %	<i>prosent</i>
Effekt		<i>prosent</i>
Investering		kr
Levetid	0	år

Vedlikehold	0	kr/år
-------------	---	-------

Reservekapasitet

Brensel

Brenselstype	-	
Eff. Brennverdi	0	MWh/tonn
Fuktighetsnivå	0 %	<i>prosent</i>
Virkningsgrad	0 %	<i>prosent</i>
Kostnad	0	kr/MWh

Brenselbehov	#DIV/0!	tonn/år
Brenselkost	#DIV/0!	kr/år
Brenselkost totalt	#DIV/0!	kr

Produksjon	0	MWh
------------	---	-----

Forbrenning

Kjelekapasitet		MW
Driftstid	3 %	<i>prosent</i>
Effekt		<i>prosent</i>
Investering		kr
Levetid	0	år

Vedlikehold	0	kr/år
-------------	---	-------

Samlet for rørnettet

Samlet varmetap	#DIV/0!	MWh/år
Samlet investering	0	kr
Samlet vedlikehold	0,00	kr

Input

		Dager
Utetemp, sommer °C		182
Utetemp, vinter °C		183
	Vinter	Sommer
Temp, turvann °C		
Temp, returvann °C		
ΔT, °C (beregnes)	0	0

Levetid, rørnett		år
Vedlikeholdsprosent, totalprosjekt	0,5 %	

Rørnettet

Rørstrekk 1

Rørtype	-	
Indre radius		m
Isolasjonstype	3	
Ytre radius		m
Lengde		m
Varmekoeff. rørmat.	0,027	W/mK
Kostnad per meter		kr

Rørstrekk 2

Rørtype	-	
Indre radius		m
Isolasjonstype	3	
Ytre radius		m
Lengde		m
Varmekoeff. rørmat.	0,027	W/mK
Kostnad per meter		kr

Rørstrekk 3

Rørtype	-	
Indre radius		m
Isolasjonstype	3	
Ytre radius		m
Lengde		m
Varmekoeff. rørmat.	0,027	W/mK
Kostnad per meter		kr

Rørstrekk 4

Rørtype	-	
Indre radius		m
Isolasjonstype	3	
Ytre radius		m
Lengde		m
Varmekoeff. rørmat.	0,027	W/mK
Kostnad per meter		kr

Rørstrekk 5

Rørtype	-	
Indre radius		m
Isolasjonstype	3	
Ytre radius		m
Lengde		m
Varmekoeff. rørmat.	0,027	W/mK
Kostnad per meter		kr

Output

Varmetap sommer	#DIV/0!	W/m
Varmetap vinter	#DIV/0!	W/m
Varmetap per år	#DIV/0!	MWh/år

Investering	0,00	kr
-------------	------	----

Varmetap sommer	#DIV/0!	W/m
Varmetap vinter	#DIV/0!	W/m
Varmetap per år	#DIV/0!	MWh/år

Investering	0,00	kr
-------------	------	----

Varmetap sommer	#DIV/0!	W/m
Varmetap vinter	#DIV/0!	W/m
Varmetap per år	#DIV/0!	MWh/år

Investering	0,00	kr
-------------	------	----

Varmetap sommer	#DIV/0!	W/m
Varmetap vinter	#DIV/0!	W/m
Varmetap per år	#DIV/0!	MWh/år

Investering	0,00	kr
-------------	------	----

Varmetap sommer	#DIV/0!	W/m
Varmetap vinter	#DIV/0!	W/m
Varmetap per år	#DIV/0!	MWh/år

Investering	0,00	kr
-------------	------	----

Kundesystemer

Årlig vedlikehold		kr/MWh
-------------------	--	--------

Kostnader

Tillegskostnader		kr
Tilretteleggingskostnader		kr
Totale investeringskostnader	0	kr
Vedlikeholdskostnad	0	kr

Fordeling av kostnader	Investering	Vedlikehold
Produsent (primærside)	0	0
Konsument (sekundærside)	0	0

Installert effekt kunder		kW
--------------------------	--	----

Kundegruppe 1: Undervisningsbygninger

Bygning	Byggets areal m ²	Anleggets alder	Kvadrat av alder	Kostnad per m ²	Ombyggings- kostnad
			0	28,26	0
			0	28,26	0
			0	28,26	0
			0	28,26	0
			0	28,26	0
			0	28,26	0
			0	28,26	0
			0	28,26	0
			0	28,26	0
			0	28,26	0
			0	28,26	0
			0	28,26	0
			0	28,26	0
			0	28,26	0
			0	28,26	0

SUM

0

Kundegruppe 2: Kontorbygninger

Bygning	Byggets areal m ²	Anleggets alder	Kvadrat av alder	Kostnad per m ²	Ombyggings- kostnad
			0	-10,51	0
			0	-10,51	0
			0	-10,51	0
			0	-10,51	0
			0	-10,51	0
			0	-10,51	0
			0	-10,51	0
			0	-10,51	0
			0	-10,51	0
			0	-10,51	0
			0	-10,51	0
			0	-10,51	0
			0	-10,51	0
			0	-10,51	0
			0	-10,51	0

SUM

0

Kundegruppe 3: Energikrevende bygninger (restaurant/garderobe/konsertlokale/lab/verksted)

Bygning	Byggets areal m ²	Anleggets alder	Kvadrat av alder	Kostnad per m ²	Ombyggings- kostnad
			0	63,91	0
			0	63,91	0
			0	63,91	0
			0	63,91	0

			0	63,91	0
			0	63,91	0
			0	63,91	0
			0	63,91	0
			0	63,91	0
			0	63,91	0
			0	63,91	0
			0	63,91	0
			0	63,91	0
			0	63,91	0

SUM

0

Kundegruppe 4: Boliger

Bygning	Byggets areal m ²	Anleggets alder	Kvadrat av alder	Kostnad per m ²	Ombyggings- kostnad
			0	63,91	0
			0	63,91	0
			0	63,91	0
			0	63,91	0
			0	63,91	0
			0	63,91	0
			0	63,91	0
			0	63,91	0
			0	63,91	0
			0	63,91	0
			0	63,91	0
			0	63,91	0
			0	63,91	0
			0	63,91	0

SUM

0

Sammenstilling av lønnsomhet

0

Energipris Effektpris	326,7 kr/MWh kr/kW	Med RGK		Uten RGK	
		#DIV/0!		#DIV/0!	
		#DIV/0!		#DIV/0!	
		Faktisk leveranse		MWh/år	MWh/år
		Planlagt leveranse		0 MWh/år	0 MWh/år
		Overskudd/underskudd		MWh/år	MWh/år

	Scenario 1				Scenario 2				Scenario 3				Scenario 4			
	Gjennom prosjektet		Årlig		Gjennom prosjektet		Årlig		Gjennom prosjektet		Årlig		Gjennom prosjektet		Årlig	
	Utgifter	Inntekter	Utgifter	Inntekter	Utgifter	Inntekter	Utgifter	Inntekter	Utgifter	Inntekter	Utgifter	Inntekter	Utgifter	Inntekter	Utgifter	Inntekter
Energisalg		0		0		0		0		0		0		0		0
Effektpris		0		0		0		0		0		0		0		0
Overskudd/energi	#DIV/0!		#DIV/0!		#DIV/0!		#DIV/0!		#DIV/0!		#DIV/0!		#DIV/0!		#DIV/0!	
Fjernvarmesentralen																
Investering		0				0								0		
Vedlikehold		0		0		0		0		0		0		0		0
Brenselkostnad	#DIV/0!		#DIV/0!		#DIV/0!		#DIV/0!		#DIV/0!		#DIV/0!		#DIV/0!		#DIV/0!	
Elkostnader		0		0		0		0		0		0		0		0
Rørsystemet																
Investering		0				0								0		
Vedlikehold		0				0								0		
Varmetap	#DIV/0!		#DIV/0!		#DIV/0!		#DIV/0!		#DIV/0!		#DIV/0!		#DIV/0!		#DIV/0!	
Kundesentraler																
Investeringer		0				0								0		
Vedlikehold		0		0		0		0		0		0		0		0
Støtteordninger																
Prosjektstøtte		0				0								0		
SUM	#DIV/0!	0	#DIV/0!	0	#DIV/0!	0	#DIV/0!	0	#DIV/0!	0	#DIV/0!	0	#DIV/0!	0	#DIV/0!	0

Lønnsomhet #DIV/0! #DIV/0! #DIV/0! #DIV/0! #DIV/0! #DIV/0!

Detaljer

Brensler (FVS)	Fuktighet	Eff. Brennverdi MWh/tonn	Pris kr/MWh levert	Virknings- grad	Røykgassrensing (FVS)
-					-
Avfall	25 %	4,6	181	80 %	Elektrofilter
Bark	55 %	1,6	248	85 %	Multisyklon
Biogass	35 %	6,4	617	90 %	Røykgasskonsensering
Bioolje	-	9,55	1 285	90 %	
Briketter	12 %	4,3	309	90 %	
Gass	35 %	11,2	741	90 %	
GROT (flis)	45 %	2,6	222	85 %	
Halm	15 %	4,1	267	75 %	
Industriflis	35 %	3,8	248	85 %	
Olje	-	11,9	1 436	90 %	
Pellets	10 %	4,7	420	90 %	
Skogsflis	40 %	3,5	288	85 %	
Rør (RS)	Isolasjonstype				
-	<i>Ingen</i>				
Enkelt rør	1				
Parallell r�r (like)	2				
Parallell r�r (ulike)	3				
Twinrør					