



Norges miljø- og biovitenskapelige
universitet
Fakultet for Miljøvitenskap og teknologi
Institutt for Matematisk realfag og teknologi

Masteroppgave 2014
30 stp

Vurdering av ulike fornybare energiløsninger for Fredrikshald Brygge

Evaluation of different renewable energy solutions for Fredrikshald Brygge

Karina Fredly

FORORD

Denne oppgaven er utarbeidet med det formål å kartlegge ulike muligheter for bruk av fornybare energikilder ved en ny bydel i Halden som heter Fredrikshald Brygge. De ønsker å være et foregangsprosjekt og et eksempel for andre som vil utvikle smarte og bærekraftige løsninger for fremtidens bygg og bydeler.

Oppgaven ble allerede introdusert for meg da jeg jobbet hos COWI AS sommeren 2013 og jeg fikk møte gründerne bak prosjektet. Da var prosjektet fortsatt i tankesmien, men har skutt fart det siste året da flere aktører er involverte og byggeplaner snart er klare. Tegninger for byggetrinn 1 er utarbeidet, og jakten etter de beste og smarteste løsningene er i gang. Min oppgave i det hele ble å se på energiløsninger for Fredrikshald Brygge, og det har vært svært spennende å få ta del i prosessene underveis. Takk til Norske Helsehus ved Tore Borthen og Øystein Østermann for at dere tidlig involverte meg i prosjektet og har vært åpne for gode diskusjoner.

Denne oppgaven er gjort i samarbeid med Energidivisjonen i COWI Fredrikstad, og jeg vil takke Marianne Riddervold Kahrs som ga meg denne muligheten.

Jeg vil også takke min veileder ved NMBU, Tor Kristian Stevik, som har bistått fra start til slutt med gode diskusjoner og konstruktive tilbakemeldinger.

Videre vil jeg også takke alle i COWI som har bistått meg med sin ekspertise på hver sine fagfelt. Dette gjelder Rolf Hermansen, Jørn Stene, Geir Eggen og Jan-Vidar Markussen. En spesiell takk til Håkan Hanson som har vist stor interesse i prosjektet og oppgaven, og bidratt til mange spennende tankerekker underveis.

Til slutt rekker jeg en takk til alle mine medstudenter på Ås som har jobbet sammen med meg dette semesteret.

Oslo, 14.mai 2014

Karina Fredly

SAMMENDRAG

I denne oppgaven er det sett på ulike energikilder og kombinasjoner av energikilder som kan brukes for den nye bydelen Fredrikshald Brygge i Halden, som har planlagt byggestart i 2015. Bydelen skal huse rundt 1000 mennesker fordelt på ca.500 leiligheter, og har ambisjoner om å være en fremtidsrettet, bærekraftig og Smart bydel. Dette setter krav til energieffektive og smarte løsninger, i tillegg til bruk av fornybare energikilder.

Energi- og effektbehovet til bydelen er beregnet i programvaren SIMIEN, og oppfyller Norsk Standard for passivhus. Disse beregninger setter føringer for hvordan energiløsningene skal dimensjoneres. Beregningene deles opp i energi- og effektbehov for varmtvann, oppvarming og elektrisitet. Slik har det vært mulig å finne løsninger som dekker de ulike behovene uavhengig av hverandre.

Energiløsninger som har blitt vurdert er solcellepaneler, solfangere, flisfyringsanlegg, bergvarmepumpe, sjøvarmepumpe og biogass fra avløpsrensaneanlegg. Her er det kun solceller med og uten innslag av biogass som er blitt vurdert som elektrisitetskilde. Bruk av solceller er funnet å ikke være lønnsomt i dag, men det kan komme endringer i økonomiske forutsetninger som gjør dette til en god løsning.

Til varmeformål er bergvarmepumpe vurdert som en dårlig løsning på grunn av store mengder løsmasser. Sjøvarmepumpe har en bedre økonomi men har utfordringer knyttet til grunne vannområder og store arealbehov for kollektorene. Flisfyring er en god mulighet, men det anbefales å bruke lokale leverandører av brensel. For at denne løsningen skal kunne skille seg ut, kan den kombineres med solfangere. På grunn av lave energibehov hele sommerhalvåret, vil solfangere koble ut flisfyringsanlegget i ca.6 mnd. Dette reduserer energikostnaden, men øker investeringskostnaden og behovet for vedlikehold av anlegget.

Bruk av biogass fra lokalt avløpsrensaneanlegg er en god løsning som utnytter overskuddsenergi, men det avhenger av at det gjøres avtaler som sikrer jevn tilførsel på gass. Kombinert med solcellepaneler, kan gassen dekke energibehovet til komfyrer med kun en liten andel av tilgjengelig overskuddsgass.

Den siste løsningen som er undersøkt, er kombinasjonen av varmepumpe og solceller. Her kan solenergi dekke elektrisitetsbehovet til varmepumper i sommerhalvåret når lasten er lav. Utbyggingen av nødvendig dimensjon på solcelleanlegg er ikke lønnsom, men om man ønsker å satse på sol vil dette være en løsning som videre kan oppskaleres til å også levere strøm til beboerne.

For at Fredrikshald Brygge skal bli et foregangsprosjekt, må den tørre å satse på solceller for å gå foran i den utviklingen som vil komme i Norge, og for å bli en pluss-kunde på energimarkedet. I tillegg vil implementeringen av smarte løsninger være viktig for å effektivisere energibruk og redusere effekttopper. Til oppvarmingsformål er det flere usikkerhetsfaktorer som må undersøkes nærmere før en endelig beslutning tas.

ABSTRACT

In this thesis, multiple energy resources have been evaluated for the new town district called Fredrikshald Brygge in Halden. They plan to start building in 2015, and the district will contain about 500 apartments for 1000 people. The ambition for the project is to be future minded, sustainable and Smart. This urges the need for energy efficient and Smart solutions, as well as the use of renewable energy resources.

The software called SIMIEN calculates the need of energy and effect for the buildings, and the buildings pass the Norwegian standard for passive houses. These calculations lay the foundation for dimensioning every energy solution. The calculations are split into energy and effect requirements for hot water, house warming and electricity. This makes it possible to find energy solutions to fit each of these requirements independently.

The energy solutions that are evaluated in this thesis are solar panels, solar water heaters, wood chips power plant, ground source heat pump, water source heat pump, and biogas from a waste treatment plant. Only solar panels with and without some biogas have been considered for electricity production. The use of solar panels is found to not be profitable for the project, but if the economic framework for solar cells in Norway changes the next few years; this will be a good solution.

For heating purposes, the ground source heat pump has been considered a bad solution because of the large amount of soil in the ground. The water source heat pump however, has a better economy but difficulties relative to shallow depths and large area needs. The wood chips power plant is a good opportunity, but it is recommended to buy fuels from a local distributor. For this solution to stand out, it can be combined with solar water heaters. Because of the low energy need during the six months of summer, the solar water heaters will deliver the needed energy during this period, reducing the need for wood fuels. This reduces the energy costs, but increases the investments costs as well as the need for maintenance of the plant.

Using biogas from the local waste treatment plant is considered a good solution, but this depends of an agreement with the supplier, which assures a steady and reliable stream of gas. Combined with solar panels, only a fraction of the gas available can supply gas for gas stoves in the apartments.

The last solution that has been evaluated is the combination of one of the heat pumps and solar panels. The solar panels can cover the electricity need of the heat pumps during the six months where the heat load is low. The dimension for this is still not profitable, but if one decides to still install solar power, this could expand to also deliver electricity to the residents.

But to be a pathfinder and an example for other projects in Norway, the use of solar energy will be important. This is to be one step ahead of the development of solar energy that is coming, and to be a *plus* costumer in the energy market. By also implementing smart solutions, the energy use will be more efficient and reduce the power peaks. For heating purposes, there are large uncertainties that have to be evaluated before deciding one final decision.

INNHALDSFORTEGNELSE

Forord	1
Sammendrag	2
Abstract	3
Figurliste	6
Tabell-liste	8
Forkortelser og symboler	10
1. Innledning	11
2. Metode	12
2.1 <i>Innhenting av data</i>	12
2.2 <i>Beregning av energibehov</i>	12
2.3 <i>Energikilder</i>	13
3. Avgrensninger, forutsetninger og definisjoner	14
3.1 <i>Mål og problemstilling</i>	14
3.2 <i>Om prosjektet Fredrikshald Brygge</i>	14
3.3 <i>Avgrensninger og Forutsetninger for Fredrikshald Brygge</i>	15
3.4 <i>Definisjoner: Smarte Hus, Passivhus og Plusshus</i>	17
3.5 <i>Energiforbruk i husholdninger</i>	22
3.6 <i>Krav og støtteordninger</i>	24
4. Beregninger	26
4.1 <i>Beregning av energibehov- og effektbehov</i>	26
4.2 <i>Solforhold og utnyttelse av solenergi</i>	33
5. Energiløsninger	35
5.1 <i>Valg av Energiløsninger</i>	35
5.2 <i>PV-anlegg</i>	36
5.3 <i>Flisfyringsanlegg</i>	40
5.4 <i>Biogass fra avløpsrensaneanlegg</i>	44
5.5 <i>Geovarme</i>	46
5.6 <i>Sjøvarme med varmepumpe</i>	52
5.7 <i>Solfangere</i>	56
6. Resultater - Fredrikshald Brygge	61
6.1 <i>Energi- og effektberegninger</i>	61
6.2 <i>Alternative energiløsninger for Fredrikshald Brygge</i>	70
7. Diskusjon	100
7.1 <i>Beregning av energi-og effektbehov</i>	100
7.2 <i>Alternative energiløsninger</i>	103
7.3 <i>Kombinasjoner</i>	114
7.4 <i>Smart Energistyring</i>	118
8. Konklusjon	121
Referanser	123
Vedlegg	127

FIGURLISTE

Figur 3.1: Situasjonsbilde av Fredrikshald Brygge.....	15
Figur 3.2: Prisutvikling for elektrisitet (uten avgifter) og for fyringsolje (med avgifter) fra 2005-2013. Glattede kurver basert på 6 måneders glidende gjennomsnitt. Kilde: (Enova 2013)	17
Figur 3.4: Illustrasjon av passivhus (Langseth et al. 2014).....	20
Figur 3.5: Kyoto-pyramiden for passiv energidesign (Andresen 2008).....	21
Figur 3.6: Illustrasjon av plusshus (Langseth et al. 2014).....	22
Figur 3.7: Gjennomsnittlig døgnforbruk og døgntemperatur over året for husholdninger i 2006. (Ericson & Halvorsen 2008).....	23
Figur 3.8: Gjennomsnittlig timeforbruk over døgnet i ukedager og helger. (Ericson & Halvorsen 2008)	23
Figur 3.9: Årlig energiforbruk for seks typer husholdninger (Langseth et al. 2011)	24
Figur 3.10: Utbygd energileveranse i GWh fordelt på type teknologi i perioden 2008-2011. Kilde: (Enova 2011b)	25
Figur 4.1: Månedlig energibehov for oppvarming og tappevann per m ² og månedlig solinnstråling på horisontalplanet. Verdiene gjelder for en lavenergibolig i blokk, i Oslo.	31
Figur 4.3: Illustrasjon for beregning av solinnstråling på ulike vinkler.....	34
Figur 5.1: Normering av energiytelse ved ulike panelorienteringer.	38
Figur 5.2: Verdikjede for biovarme basert på skogbrensel (Kjølstad 2011).	41
Figur 5.3 Illustrasjon av prosess fra slam til gass i renseanlegg (Markussen 2014).	44
Figur 5.4: Alternativer for bruk av biogass (Markussen 2014).	45
Figur 5.5: Illustrasjon av hvordan kretsløpet til CO ₂ forløper ved produksjon av biogass.....	46
Figur 5.6: Illustrasjon av fire ulike typer energisystemer. Fra venstre: Grunt geotermisk system, Naturlig hydrotermisk system, konstruert geotermisk system og et KGS basert på oppsprekking av berggrunnen. (energi21 2011).....	47
Figur 5.7: Illustrasjon av hvordan en varmepumpe fungerer (Stene 2014)	49
Figur 5.8: Illustrasjon for prinsippet bak en varmepumpe med de fire stegene fordampner, kompressor, kondensator og trykkreduksjonsventil. (Energipumpe u.å.).....	50
Figur 5.9: Prinsippskisse av system for trommelkollektorer med sekundærkrets med sirulerende frostvæske.....	54
Figur 5.10: Bilde av trommelkollektor modell CWX-10 før den senkes ned i sjøen.	55
Figur 5.11: Prinsippskisse av doble turbokollektorer på sjøbunnen.	56

Figur 5.12: Energibehov og solinnstråling per m ² over ett år (Andresen 2008)	57
Figur 5.13: Virkningsgrad for ulike typer solfangere til ulike formål (Andresen 2008).	58
Figur 5.14: Prinsippet for plan termisk solfanger (Chen 2011).	58
Figur 5.15: Illustrasjon av solfangersystem (Andresen 2008)	61
Figur 6.1: Effektfordeling over ett år for hele Fredrikshald Brygge. Varmtvannsbehovet er satt til 190 kW.	66
Figur 6.2: Effektfordeling over ett år for hele Fredrikshald Brygge. Varmtvannsbehovet er satt til 350 kW.	67
Figur 6.3: Varighetsdiagram for Totalt effektbehov for oppvarmig og varmtvann ved Fredrikshald Brygge. Dimensjonerende effekt varmtvann = 190kW.	68
Figur 6.4: Varighetsdiagram for totalt effektbehov for oppvarming og varmtvann ved Fredrikshald Brygge. Dimensjonerende effekt varmtvann = 350kW.	68
Figur 6.5: Månedlig energibehov for oppvarming oppgitt i MWh.	69
Figur 6.6: Månedlig energifordeling for varmtvann og oppvarming, oppgitt i MWh.	70
Figur 6.7: Energibehov for varmtvann og oppvarming per m ² BRA.	70
Figur 6.8: Månedlig innstrålt energi på horisontal flate, i Oslo-klima (Multiconsult 2013).	74
Figur 6.9: Totalt gjennomsnittlig innstrålt effekt per måned, justert for sørøst orientering og 8 graders helning. Energi oppgitt i MWh.	74
Figur 6.10: Gjennomsnittlig energi produsert per måned, per 600m ² . Forutsatt 15 % total virkningsgrad i solcelleanlegget.	75
Figur 6.11: Gjengitt figur over alternativ bruk av biogass, hvor aktuelt alternativ er markert i oransje.	79
Figur 6.13: Varighetsdiagram med illustrasjon av mulig dimensjonering for varmpumpeanlegg. Viser utetemperaturer for Oslo-klima på høyre akse (Eggen 2014).	86
Figur 6.13: Sjøkart for Halden med Fredrikshald brygge området markert med rød sirkel. Hentet fra (Gulesider 2014).....	92
Figur 6.14: Månedlig produsert energi, per kvadratmeter.	95
Figur 7.1: Eksempel på solcellepaneler montert på flatt tak (Jansrud u.å.).	104

TABELL-LISTE

Tabell 1: Inndata om bygningen i SIMIEN.	27
Tabell 2: Liste over energikilder som brukes og hvilke behov disse kan dekke.	35
Tabell 3 : Forutsatte energipriser for brensel og strøm for et flisfyringsanlegg og oljekjel (Hermansen 2014).	42
Tabell 4: Økonomiske og driftsmessige antagelser for et flisfyringsanlegg med oljekjel som spisslast.	42
Tabell 5: Inndeling av ulike Geoklasser, basert på dybde til fjell og om det kan pumpes opp grunnvann (Ramstad 2011).	48
Tabell 6: Kostnader for ulike størrelser turbokollektorer fra ABK Klima (ABK 2014b).	56
Tabell 7: Fordeler og ulemper ved plan solfanger og vakuumsolfanger.	59
Tabell 8: Energibudsjett fra årssimuleringen i SIMIEN	62
Tabell 9: Energibehov for hele Fredrikshald Brygge, fordelt på energipostene varme og elektrisitet. 62	
Tabell 10: Dimensjonerende verdier fra vintersimulering. Viser <i>netto</i> verdier, som tar hensyn til solinnstråling og internlaster.	64
Tabell 11: Maksimal samtidig vannmengde varmtvann, og tilhørende maks effekt for ulike antall boenheter.	65
Tabell 12: Totalt netto effektbehov varme ved ulike effekter for varmtvann.	66
Tabell 13: Energibehov fordelt på måneder basert på effektfordeling fra SIMIEN.	68
Tabell 14: Forutsetninger for arealer, panelorientering og solinnstråling for PV-anlegg ved Fredrikshald Brygge.	71
Tabell 15: Virkningsgrad panel og omformer (Hanson 2014).	72
Tabell 16: Power Peak og Energiproduksjon ved Fredrikshald Brygge.	72
Tabell 17: Innstrålt energi horisontalt og justert for riktig orientering, og produsert energi per kvartal. Verdier fordelt på månedene i året.	75
Tabell 18: Kostnader og energiproduksjon for ulike dimensjoner på solcelleanlegg. Priser fra én leveradør (Strømberg 2014).	76
Tabell 19: Kostnader for et solcelleanlegg på næringsbygg i Oslo med effekt 100kWp.(Multiconsult 2013)	77
Tabell 20: Systempris for ulike dimensjoner PV-anlegg ved Fredrikshald Brygge, med tilhørende merkeeffekt og årlig energiproduksjon.	77
Tabell 21: Beregning av LCOE for ulike dimensjoner av solcelleanlegg.	78
Tabell 22: Priser og kostnader for energibærere, samt antagelser til beregning av årskostnader.	80
Tabell 23: Investeringskostnader for biogassanlegg.	81
Tabell 24: Årsostnader for biogassanlegg.	81

Tabell 25: Årskostnader og produksjonskostnad.....	82
Tabell 26: Energikostnader for flisfyringsanlegg med bioolje som spisslast.....	83
Tabell 27: Investeringskostnad nærvarmeanlegg basert på flis og olje.....	84
Tabell 28: Årskostnader for nærvarmeanlegg basert på flis og olje.....	84
Tabell 29: Elektrisitetsbehov fordelt på teknisk utstyr, komfyr trukket ut.....	85
Tabell 30: Varmeeffekt som viser dimensjonerende effekt for varmepumpen.....	86
Tabell 31: Dimensjonering av varmepumpens avgitte varmeeffekt.....	87
Tabell 32: Investeringskostnader for grunnvarmepumpe med spisslast. (Kostnadsberegningene er gjort av Hermansen (2014)).....	90
Tabell 33: Årskostnader samt produksjonskostnad for grunnvarmepumpe-anlegg.....	91
Tabell 34: Kostnader ved bergvarmepumpe-anlegg med en dimensjonerende effekt lik 350 kW for varmepumpen.....	92
Tabell 35: Investeringskostnader for sjøvarmepumpe.....	94
Tabell 36: Årskostnader for sjøvarmepumpe.....	94
Tabell 37: Forutsetninger for solfangeranlegg på Fredrikshald Brygge samt nøkkeltall fra svenske Aquasol (2014).....	97
Tabell 38: Priser for solfangeranlegg fra leverandør Aquasol i Sverige(Aquasol 2014).....	97
Tabell 39: Priser for solfangeranlegg oppskalert for 2000 og 3000kvm.....	97
Tabell 40: Investeringskostnad for alt.1 og 2 basert på tall fra enova.....	98
Tabell 41: Energiproduksjon ved ulike systemtemperaturer.....	98
Tabell 42: Energiproduksjon fra solfanger, kun til varmtvann.....	98
Tabell 43: Flis som grunnlast kombinert med solfanger alternativ 1.....	99
Tabell 44: Solfanger og flis, dimensjoner og energiproduksjon for alternativ 2.....	99
Tabell 45: Energi fra flisfyringsanlegg kombinert med solfangere, alternativ 2.....	100

FORKORTELSER OG SYMBOLER

Symbol	Forklaring
AM	Air Mass
W	Watt
kW	kilo-watt
MW	Mega-watt
kWh	kilo-Watt timer
MWh	Mega-watt timer
Wp	Watt-peak/ Peak Power
PV	Photovoltaic/ Solceller
P	Effekt
E	Energi
AC	Alternating Current/ Vekselstrøm
DC	Direct Current/ Likestrøm
TEK	Teknisk forskrift
NS	Norsk Standard
η	Effektivitet [%]

1. INNLEDNING

Norge står i dag ovenfor store utfordringer knyttet til reduksjon av klimagassutslipp og målsetninger i forhold til globale og nasjonale klimamål. En av de største utfordringene er overgangen fra fossile brensler til fornybare energikilder (Klimakur 2010). Det er mer viktig nå enn noen gang å utnytte de fornybare energikildene som er til rådighet, og i Norge er det enorme ubrukte ressurser. Det mottas for eksempel 1700 ganger mer energi fra sola enn det som forbrukes, i tillegg til at det kan utnyttes varme fra sjø og elver, berg og myr. Her er det nærmest utømmelige ressurser tilgjengelig.

Et annet miljøtiltak er å redusere energibehovet til norske brukerne. Dette kan gjøres ved energieffektivisering av bygg og/eller ved etablering av smarte løsninger som endrer forbruksmønsteret til å bli mer bærekraftig. Dette krever nye og bedre IT-løsninger, og dette er noe som allerede er kommet langt i utviklingen både på verdensbasis og i Norge.

Nye bygg i dag kan velge å følge dagens byggekrav, eller gå skrittet videre mot fremtidens bygg og bidra til en bærekraftig og fornybar fremtid. Fremtidens bygg skal bidra til å redusere energibehovet, og norske myndigheter setter stadig nye krav til ny bygningsmasser. Dette gjøres praktisk gjennom byggteknisk forskrift, som inneholder minimumskrav til energieffektivitet og byggteknisk utførelse av nye bygg (dibk 2011). Gjeldende forskrift for perioden 2010-2015 er TEK10, men for fremtidens bygg er det anbefalt å strekke seg lengre enn dette, og satse på å oppfylle kravene til passivhus eller bedre enn passivhus.

Når det bygges nye bygg i Norge, må man først bestemme seg for hvilke ambisjoner man har, for så å gjøre de effektiviseringstiltakene som må til. Deretter vil boliger og bygg i dag i større og større grad benytte seg av de fornybare kildene som er tilgjengelige. Det kan imidlertid være en utfordring å vite hvilke energikilder man kan og bør bruke, og hvilke forutsetninger man har.

Boligprosjektet Fredrikshald Brygge i Halden er et eksempel på en ny bydel som ønsker å ta i bruk de ressursene som er tilgjengelig på en best mulig måte. De ønsker at energieffektive bygg, smarte løsninger og fornybare energikilder skal forenes for å sette et grønt og bærekraftig fotavtrykk i miljøet. Denne bydelen brukes i denne oppgaven for å se på kritiske faktorer og muligheter Fredrikshald Brygge har til å nå sine mål og være en bydel for fremtiden.

2. METODE

2.1 INNHENTING AV DATA

Metoden som brukes i denne oppgaven er kvantitativ metode. Det innhentes data om ulike energikilder og energiløsninger som kan fremstilles som tallverdier og statistikker.

Teorien om de ulike energikildene hentes fra pålitelige kilder, i hovedsak lærebøker, COWI og faglige rapporter. Mange av de økonomiske beregningene er gjort i samarbeid med COWI, og baserer seg enten på rapporter eller på muntlig og skriftlig kommunikasjon.

I den grad der er mulig, er data knyttet til kostnader og dimensjonering hentet fra kompetanse i COWI, eller fra leverandører og aktører som de anbefaler. Det forutsettes at leverandørene som anbefales er pålitelige og representative for det øvrige markedet.

Det er valgt ut seks ulike energiløsninger som skal forsyne Fredrikshald brygge med energi. Disse er valgt ut ifra lokale forutsetninger og begrensninger, relevans for bruk av fornybar energi i Norge, samt tilgjengelig datagrunnlag. Energibehovet er delt inn i behov for varme og elektrisitet, slik at det er mulig å kombinere ulike energiløsninger som dekker ulike typer behov. Dette går igjen igjennom hele oppgaven, da dette skillet kan være avgjørende for å finne den optimale løsningen eller kombinasjonen av løsninger.

2.2 BEREGNING AV ENERGIBEHOV

Fra arkitektene og prosjekteierne til Fredrikshald brygge har det blitt tildelt de nødvendige plantegninger og antagelser. Siden prosjekteringen fortsatt er på et tidlig stadium, er det knyttet stor usikkerhet til mange deler av prosjektet. Dette gjelder blant annet utforming av bygningene, type boliger, størrelsen på boligene, antall boenheter osv. Dette gjør det vanskelig å beregne et energibehov som vil stemme overens med det som faktisk vil bli når hele prosjektet er planlagt og godkjent for utbygging. Det er derfor blitt nødvendig å ta *grove* antagelser i beregningen av energibehovet for bydelen. Dette forsvarer ved at dette ikke er den største og/eller avgjørende delen av oppgaven, men er den delen som gir en pekepinn på dimensjonen av prosjektet og hvordan energibehovet antageligvis vil se ut. Ved å gjøre denne delen av oppgaven på en så nøyaktig måte som mulig, er det mer sannsynlig at resultatet er brukbart for prosjektet videre.

Det ble vurdert ulike måter å beregne energibehovet til bydelen Fredrikshald Brygge. Det ene alternativet er å bruke verdier fra Enøk Normtall som var utgitt av Enova i 2004. Denne inneholder effektbehov og energibehov for ulike typer bygg i ulike deler av landet. Normtall forklares som (Enova 2004):

”Veiledende verdier for hva energi- og effektbehovet i bygninger bør være etter at lønnsomme enøk-tiltak er gjennomført.”

Tallene er basert på de krav som settes til nye og eksisterende bygg, samt erfaringer og byggeforskrifter. Fordelen med disse tallene er at de har delt opp energi- og effektbehov til oppvarming, ventilasjon, varmtvann, vifter & pumper, belysning, ”diverse” og kjøling (Enova 2004). Dette har de gjort for 9 ulike bygningskategorier, som videre er delt inn i byggeår med tilhørende byggeforskrift: Byggeforskrift 1997, Byggeforskrift 1987 og ”Eldre bygg”.

Ulempen med å basere seg på Enøk Normtall når man skal bygge nye bygg, er blant annet at disse tallene allerede har gått igjennom flere nye byggeforskrifter som setter nye og strengere krav til

energi- og effektbruk. Det kunne blitt gjort en justering av tallene fra byggeforskrift 1997 til for eksempel TEK10, men dette ville krevd mye arbeid og allikevel bare vært en pekepinn på hva det faktiske behovet vil være i den valgte byggtypen i det bestemte området. I tillegg er tallene bare fordelt på 7 klimasoner, og klimasonen man måtte brukt for Halden er "Sør-Norge, kyst", som jo spenner over store og varierende områder. Dette gir også usikkerhet i forhold til faktisk energibehov i området.

Det reiste seg derfor spørsmål til om det finnes andre måter å beregne energi- og effektbehov på som vil være mer korrekt for den aktuelle bydelen. Da det ennå ikke finnes noen standardverdier for den typen bygg som skal bygges her, må man se på muligheten til å beregne det ut ifra de forskrifter og data som finnes. Ved hjelp av Norsk Standard for passivhus (som er den nyeste standarden) og plantegninger og informasjon fra arkitektene, kan man beregne energibehovet. Fra COWI ble det foreslått å bruke et program som heter SIMIEN, fra Programbyggerne. Dette programmet tar utgangspunkt i de nevnte dataene, og utarbeider et energibudsjett basert på det man vet om bygget. Det ble ikke undersøkt om det finnes andre eller bedre programmer for å gjøre samme arbeidet, da dette ikke skal være den største delen av oppgaven, og det kan bli gitt god oppfølging og opplæring fra ansatte i COWI. De har også gode erfaringen med programmet, og da de er veileder på oppgaven og skal bruke denne videre, ble det enighet om at dette var den beste løsningen.

For beregningene i SIMIEN ble det brukt verdier fra Norsk Standard for passivhus: NS3700:2013. Ved å sette standarden her, vil prosjektet ha større sjanse for å nå de målsetningene det har for bærekraftighet og energibruk.

I SIMIEN må byggene beregnes separat, så for å finne totalt energibehov for hele bydelen kunne det bli regnet ut energibehov for hvert enkelt bygg. Dette er imidlertid en svært omfattende og tidkrevende jobb, i tillegg til at mange av byggene fortsatt ikke er tegnet. Derfor ble det i samråd med arkitektene som kjenner bydelens utforming best, at det skulle beregnes energibehov for ett representativt bygg. Deretter kan dette oppskaleres til å gjelde for alle byggene i bydelen.

Smarte bygg er også en del av oppgaven som vil påvirke resultatene og mulige kombinasjoner av energiløsninger. Under kapittel "Smarte bygg" er det lagt vekt på hvordan denne tankegangen og prosjektstyringen vil ha innvirkning på planleggingen av et slikt omfattende prosjekt, og i hvilke områder dette vil ha fysisk betydning.

2.3 ENERGIKILDER

Det er valgt ut seks ulike energikilder, hvorav fire av disse kun er beregnet for varmeproduksjon. Disse er valgt i forhold til hva som er tilgjengelig av ressurser, data og hva byggherre selv ønsker. Valget er også gjort for å ha en relevans til andre lignende prosjekter i Norge.

Innhenting av data til de ulike energiløsningene er primært gjort gjennom faglitteratur og fagpersoner i COWI. Det er varierende hvor gode data som er blitt samlet inn, da dette i stor grad har vært avhengig av kompetansen til nøkkelpersonene og tilgjengeligheten av relevante data. Det er forsøkt å dra ut de mest relevante nøkkeltall for prosjektet, slik at disse kan sammenlignes med andre alternative løsninger. Men på grunn av svært varierende tilgang til nødvendige data, samt vanskeligheter ved å beregne nøkkeltall ut ifra tilgjengelig data, er resultatene ikke direkte sammenlignbare. Nøkkeltall og data som er samlet inn er dog et godt grunnlag for videre studier og mer inngående beregninger for Fredrikshald Brygge.

Det er valgt å kun se på noen få kombinasjoner av de seks energikildene. Dette er begrenset på grunn av omfang til oppgaven, og begrenset med tid. Valg gjøres ut ifra relevans, kompetanse og dels ut ifra forventede tilgjengelige data. Her blir nødvendige forutsetninger og forenklinger gjort for å få frem de nødvendige nøkkeltall innenfor denne oppgavens rammer.

3. AVGRENSNINGER, FORUTSETNINGER OG DEFINISJONER

3.1 MÅL OG PROBLEMSTILLING

Problemstilling:

Norske Helsehus ønsker å benytte fornybare energiløsninger i Fredrikshald Brygge. Prosjekteringskunnskapen om slik teknologi og kombinasjonsløsninger er begrenset.

Mål:

Prosjektere forskjellige fornybare energiløsninger for Fredrikshald Brygge, samt drøfte kombinasjonen av ulike energiløsninger.

3.2 OM PROSJEKTET FREDRIKSHALD BRYGGE

Bakgrunnen for prosjektet Fredrikshald Brygge er å møte behovet til de eldre i Halden og omegn, og imøtekomme den store eldrebølgen som kommer. Samtidig som det skal være et foregangsprosjekt med tanke på energibruk og miljø, og tenke nytt i forhold til utvikling av levende bydeler.

Hovedtanken bak det nye området var de eldre, men det er også et mål å utvikle en bydel som trekker til seg unge familier og studenter. Nytenkning og et levende miljø skal være trekkplaster for at flere skal bosette seg i Halden. Denne tankegangen er noe av det som har utviklet Smart Cities i Europa, og som viser seg å fungere godt som trekkplaster for nye innbyggere.

Norske Helsehus (NH), som består av gründer og daglig leder Tore Borten og partner Øystein Østermann, har involvert arkitektkontoret Ola Roald Arkitektene (ORA) til å tegne og prosjektere Fredrikshald Brygge. Data fra disse samt rapporter fra COWI er datagrunnlaget i denne oppgaven, sammen med intervjuer og møter med både NH, ORA og COWI.

Fredrikshald Brygge er delt opp i to områder; Tyska og Hollenderen. Navnene baseres på historien til området, da dette er et gammelt havneområde. Tyska ligger i området nærmest Halden sentrum, og er byggetrinn 1. Hollenderen ligger litt lengre vest og er byggetrinn 2. Tyska planlegges å bygges allerede i 2015, mens Hollenderen har et noe senere tidsperspektiv.

Bygningenes utforming er inspirert av Halden by, og tegnet på en slik måte at det skal inspirere og bidra til ideer til videre byutvikling av Halden. Det skal bygges rasjonelt, og byggene skal være ulike samtidig som de skal utformes helhetlig.

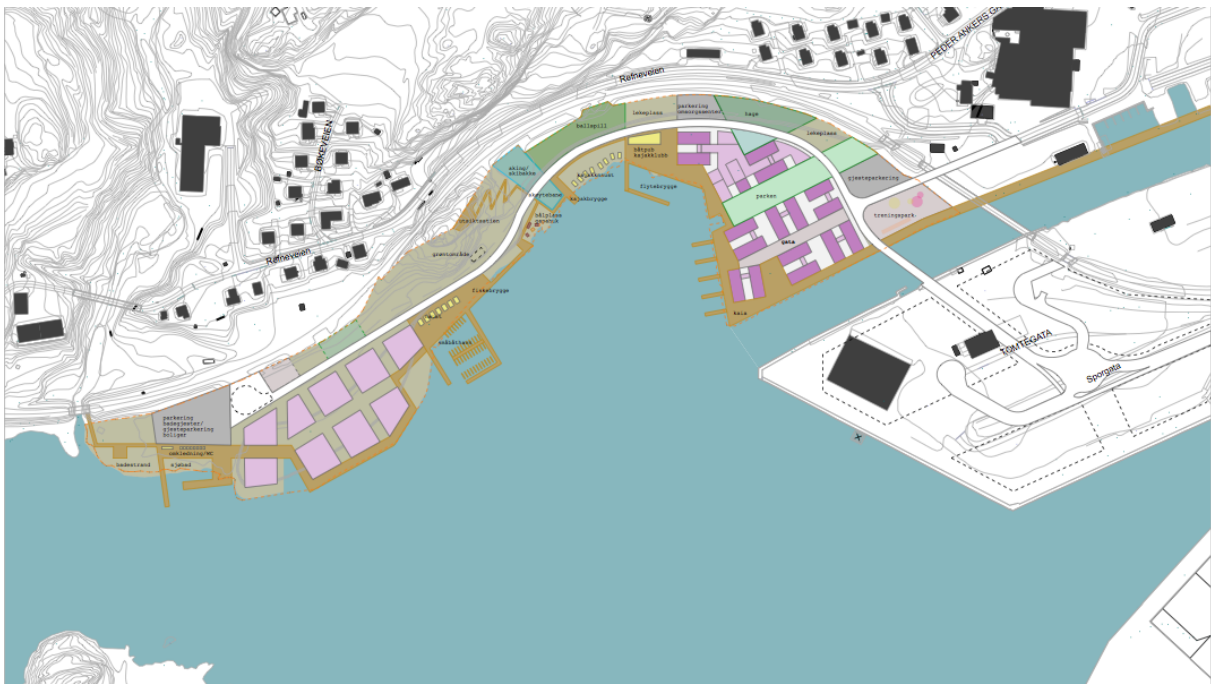
Overordnede målsetninger for energikildene i dette prosjektet, er en blanding av flere faktorer. Det er viktig at løsningen har en lav livsløpskostnad, og at løsningen bidrar til at bydelen får et grønt fotavtrykk. I tillegg er det viktig med teknologitrygghet – at beboerne kan være trygge på at de får energi når de trenger den, og at løsningene ikke medfører noen form for fare/risiko.

3.3 AVGRENSNINGER OG FORUTSETNINGER FOR FREDRIKSHALD BRYGGE

Avgrensning av Området

Fredrikshald brygge består av om lag 17 boligblokker, omtrent likt fordelt mellom Tyska og Hollenderen. Noen av blokkene vil bestå av noe næring, spa og helsetilbud men dette er for usikkert enda til å ta hensyn til i energiberegningen. I samråd med arkitektene blir byggene heretter sett på som rene boligbygg, med utgangspunkt i det mest typiske/representative bygget.

Under vises et situasjonsbilde av området. Her ser man det tydelige skillet mellom Tyska i øst og Hollenderen i vest, og at Tyska er den mest detaljprosjekterte delen av området. Dette kommer naturlig av at ved å holde byggetrinn 2 så åpent som mulig, er det mulig å gjøre nødvendige endringer underveis i prosjektet dersom noe skulle komme opp under planlegging og bygging av byggetrinn 1. Det skal allikevel nevnes at utformingen til Fredrikshald brygge skal være den samme over hele området, mens blant annet plasseringen av byggene og type bygg står mer fritt.



FIGUR 3.1: SITUASJONSBILDE AV FREDRIKSHALD BRYGGE.

Tilknytning til eksterne aktører og anlegg

I prosessen til å finne aktuelle energikilder for oppgaven og for Fredrikshald brygge, har det vært naturlig å se på de anlegg som eksisterer i området i dag, og muligheten for å tilknytte seg disse. I Halden finnes det aktører og anlegg som er interessante i denne sammenheng.

Et aktuelt anlegg å knytte seg til er Remmen renseanlegg, som COWI ser på muligheten til å utvide og legge til et produksjonstrinn for biogass. Her er det aktuelt å se på muligheten til å knytte Fredrikshald brygge opp til dette anlegget for avfallsrensing, og kjøpe biogass eller varme/el fra anlegget. Her er det i skrivende stund fortsatt uklart hvordan Remmen RA vil utnytte avfallet, og hva som blir tilgjengelig for salg. Men for at det skal være aktuelt for Fredrikshald brygge å kjøpe energi fra dette anlegget, må det antas en løsning som både er sannsynlig gjennomførbart for dem og for Remmen RA. Det må også forutsettes en løsning som kan sammenlignes og eventuelt kombineres med andre energiløsninger. Derfor antas det at det kan kjøpes en jevn mengde biogass fra dette anlegget, og det blir dermed sett bort ifra variasjoner og usikkerheter ved produksjon og leveranse i beregningene (se kap.6.2.2.).

En annen tilknytningsmulighet som har blitt diskutert, er fjernvarme. I dag gjelder regelen om tilknytningsplikt til fjernvarmeanlegg for nye bygg som er vedtatt av Stortinget (Regjeringen 2008). Men denne plikten kan kommunene selv velge å legge seg under, og dette har Halden ikke gjort. Grunnen til dette er at Halden ikke har noe utbygd anlegg i byen. Det ble imidlertid søkt om konsesjon for fjernvarmeutbygging i 2007, men denne ble trukket tilbake, slik at det er usikkert i dag om det vil bli utbygd i fremtiden eller ikke. En mulig løsning for energikilde for dette var Norske Skog Saugbrugs i Halden, som enten skulle levere varmt vann (spillvarme), eller biobrensel (ØstfoldEnergi 2009). Saugbrugs ligger nord-øst for Fredrikshald brygge, og er en stor produsent av papir. Daglig produseres det store mengder damp og varmt vann som følge av produksjonen, og dette er energi som går til spille. Det varme vannet har slippes ut i elva Tista, som har utløp like ved bydelen (se kart over i Figur 3.1). Utnyttelse av denne energien har blitt diskutert, men prislappen er såpass stor og usikker på dette tidspunktet at det blir for omfattende og lite konkret for denne oppgaven. Dermed er ikke varme fra Saugbrugs tatt med som en aktuell energikilde i denne oppgaven.

Utnyttbare arealer

For Fredrikshald Brygge vil det være aktuelt å se på arealkrevende varmesentraler og ulike typer varmekollektorer. I den forbindelse må det kartlegges for hvilke arealer som er tilgjengelige for å avgrense hvor man kan plassere varmesentraler og eventuelle varmekollektorer. Det er gitt klarsignaler fra ORA om at dette vil legges til rette for, og det er dermed ikke en begrensning i denne oppgaven.

Tomteareal = 16,5 daa

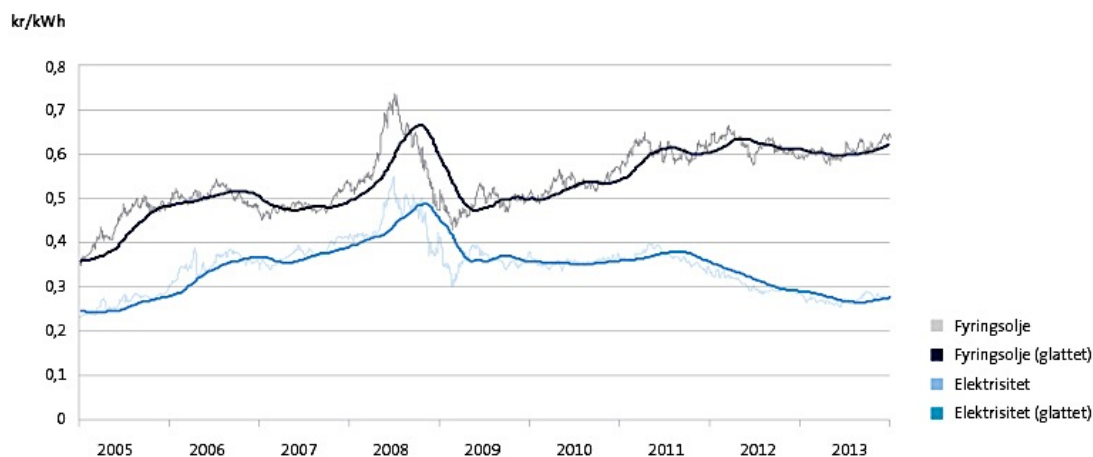
Det forutsettes at sjøområdet ved bryggen er mulig å utnytte, ut til ca. 200m fra bryggekannten.

Størrelse på rom og areal for varmesentral har ingen begrensning i denne oppgaven, da det forutsettes at de nødvendige arealer blir frigjort eller utbygd ved eventuell utnyttelse av foreslåtte energiløsninger og anlegg. Eventuelle fordeler eller ulemper vil bli belyst der størrelse på aktuelt anlegg vil være betydelig i vurdering av hvilke energiløsninger man ønsker å utnytte.

Kjøp av energi

En type indirekte tilknytning er å gjøre seg avhengig av energibærere som blir produsert i nærmiljøet. Dersom Fredrikshald brygge benytter seg av for eksempel en flisfyringskjel, kan de kjøpe flis fra lokale leverandører. Et alternativ som blir nærmere beskrevet i kap. 5.3.1 er kjøp av pellets fra Saugbrugs i Halden. Siden det ennå er svært usikkert hva Saugbrugs vil produsere i fremtiden, blir dette sett bort ifra som en mulighet i denne oppgaven, selv om det kan være reelt å se på dette ved et senere tidspunkt. Det blir dermed gjort en mer generisk tilnærming, hvor leveranse av flis kommer fra allerede eksisterende leverandører.

Foruten Remmen renseanlegg (og strømliverandør) er oppgaven gjort seg uavhengig av eksterne leverandører av både energi og brensel.



FIGUR 3.2: PRISUTVIKLING FOR ELEKTRISITET (UTEN AVGIFTER) OG FOR FYRINGSOLJE (MED AVGIFTER) FRA 2005-2013. GLATTEDE KURVER BASERT PÅ 6 MÅNEDERS GLIDENDE GJENNOMSNITT. KILDE: (ENOVA 2013)

3.4 DEFINISJONER: SMARTE HUS, PASSIVHUS OG PLUSSHUS

For hvilket som helst bolig/bygge-prosjekt er det avgjørende å kjenne til hvilke bygningskategori man ønsker å komme innenfor. Herunder ligger definerte begreper som passivhus og plusshus, samt det mindre definerte begrepet Smarte hus. Disse blir nærmere beskrevet under. Fredrikshald Brygge skal være en Smart bydel med Smarte løsninger og være bærekraftig innenfor alt fra materialbruk til energibruk. Det kan her tas utgangspunkt i Norsk Standard for Passivhus for bygningsstandarden, men Fredrikshald Brygge har ambisjoner om å overgå denne standarden, og bli en pluss bydel. Dette blir beskrevet under *Plusshus*.

3.4.1 EN SMART BYDEL

Det er ønskelig at Fredrikshald Brygge skal være en Smart bydel. Men hva innebærer dette? Hva innebærer begrepet *Smart* og hvilke krav setter dette til bygningene og bydelen som helhet?

Begrepet Smart

Selve begrepet *Smart* blir mye brukt i dag i forbindelse med fremtidsrettet og bærekraftig utvikling, og innebærer ulik betydning for ulike mennesker og ulike bransjer. Her forsøkes det å klargjøre noen av nøkkelkonseptene som ligger bak en Smart bydel og den Smarte tankegangen. Det skal understrekes at dette er et udefinert begrep, og at det derfor er viktig å klargjøre hva som ligger bak når man bruker dette begrepet i planleggingen av en bygning eller en bydel. Begrepet blir her forklart ut ifra en europeisk modell, men supplerende innspill fra aktører på dette området.

Smarte bygninger kan sees på som en del av en større plan som kalles Smart Cities (Smarte byer). Såkalte Smarte byer, er noe EU sammen med flere land i Europa har valgt å satse stort på mot en mer bærekraftig og fornybar verden. Bakgrunnen for dette er blant annet den stadig økende globaliseringen verden står ovenfor, og den påfølgende befolkningsveksten som byene møter (EuropeanSmartCities 2014b). Dette gir behov for nytenkning innen urban utvikling, og hvordan man knytter de ulike faktorer og deler av byen sammen til å bli en velfungerende og fremtidsrettet plass å bo. De seks hovedelementene som Smart Cities i Europa fokuserer på, er (EuropeanSmartCities 2014a):

1. Smart Økonomi
2. Smart Mobilitet
3. Smart Styreset

4. Smart Miljø
5. Smart Levesett
6. Smarte Mennesker

Dersom man oppnår å score bra innenfor disse områdene, da er man i følge denne modellen en Smart City.

Under punkt 5: Smart Levesett, kommer det som har med hvordan menneskene i byen lever og følgelig hvordan byggene de bor i er (EuropeanSmartCities 2014a). Smartere byplanlegging og miljøvennlige løsninger er også med på å øke behovet for smartere bygg-løsninger.

Smarte bygg

Den smarte tankegangen finner også veien til bygningene. Her finnes det smarte løsninger og utallige muligheter, både for næringsbygg og for boligbygg. I følge IBM, som er en stor aktør på dette området, innebærer smarte bygg en effektivt bruk av miljøvennlige og økonomisk lønnsomme løsninger, sammen med nytenkende IT-systemer (IBM 2014). Sistnevnte vil gjøre det mulig å utvikle et system med stor grad av gjennomsiktighet gjennom hele bygget. Dette kan bety bedre kontroll, styring, effektivitet og lønnsomhet.

Smarte bygg er også viktig i en større sammenheng, da bygningers energiforbruk står for 20-40% av det totale forbruket i industriland. Dette betyr også at i EU og i USA har bygningene et enda større forbruk enn industri- og transportsektoren (Dagdougui et al. 2012). Slik kan det bety store energibesparelser om man kutter ned på energibruken i bygninger.

Mye av det Smarte bygg innebærer, kan minne om både såkalte "energi-effektive" og "grønne" bygg, så hvordan skiller man disse fra hverandre? I følge Jim Sinopoli som har flere års erfaring innen Smarte bygg, er det viktig å sette klare rammer for hva et "Smart bygg" innebærer, og lage kriterier på samme måte som det finnes for eksempelvis "grønne bygg" (Sinopoli 2013; Sinopoli 2014).

Under er det listet opp noen av de viktigste faktorene som utgjør et Smart bygg (Sinopoli 2013):

- Integrering av systemer
- Bruk av automatisering og sensorer
- Verktøy for styring av fasiliteter
- Energiledelse¹
- Utnytte og innarbeide bruken av programvarer og IT.
- System for lyskontroll

Lysbruken står for store deler av elektrisitetsbehovet i bygg, og i næringsbygg står dette for hele 15 % av det totale el-forbruket (Innlandet u.å.). Det er blitt utviklet mye ny teknologi for å spare energi til lys, herunder LED-lys, sparepærer og automatiske detektorer. LED og sparepærer kan redusere forbruket med hele 90 %. Enova anbefaler bruk av sparepærer for å redusere elektrisitetsforbruket – dette er høyt både i boliger og i næringsbygg. En bolig på 120kvm bruker i følge Enova 2500 kWh på belysning per år, men ved hjelp av den teknologien som finnes i dag kan dette reduseres til 1400 kWh (Enova 2011a).

¹ Energiledelse er standardisert internasjonalt for å ta grep om energibruken, men kan tilpasses den enkelte bedrift og energibruker. Prinsippet bak er: Planlegg – Gjennomfør – Kontroller – Evaluer (Enova 2012).

IT-løsninger

For IT-sektoren er dette en svært spennende og raskt voksende utvikling, og mulighetene for smarte IT-løsninger er kun begrenset av fantasien. En driver for mange av disse løsningene er økt sikkerhet og brukervennlighet.

Et eksempel som nå kommer til det norske markedet, er *den smarte døra*. Her er kommunikasjon og sikkerhet samlet sammen til ett smart system, gjennom apper, kamera og smarttelefoner (Valmøt 2014). Dette er bare ett av mange tiltak som vil komme i årene fremover for å utvikle de smarte boligene og bygningene. Mange av de som ser mulighetene her er nettopp boligprodusenter og nettselskaper, som i økende grad må samarbeide for å møte fremtidens behov for bedre sikkerhet, energistyring og brukervennlighet.

IT-utvikling trengs også i økende grad i energimarkedet. Noe som har vært og er en stor utfordring for det norske kraftmarkedet i dag, er den økende andelen av små energiprodusenter og plusskunder (se kap.0). Å gå fra et land med få, store energiprodusenter, til å bli et land med mange, små produsenter er en svært krevende oppgave. I tillegg skal ikke strømmen kun gå én vei fra produsentene til konsumentene, men vi får i økende grad såkalte *prosumenter* på markedet. En prosumenter er en som både produserer og konsumerer energi, og setter krever at nettet skal både kunne levere og "hente" strøm fra prosumenten.

For å imøtekomme denne utviklingen finnes det i dag Avanserte Måle- og Styringssystemer (AMS) som vil legge til rette for et smart nett i Norge. AMS-målerne kalles også Smarte strømmålere, siden de gir informasjon om eget forbruk, hva man eventuelt produserer og selger, og hvordan prisene på markedet endrer seg. De vil i tillegg legge til rette for en *smart* styring av forbruket, som vil si at man vil være med på å spare miljø og kostnader ved økt fleksibilitet og effektivitet. Det er blitt vedtatt at innen 1.januar 2019 skal det være installert AMS-målere i alle norske hjem (NVE 2014). Slik vil markedet de neste årene utvikle seg til å bli et smart marked, og prisene og energiforbruket vil bli mer transparent både for leverandører, stat og kunder (IKT-Norge u.å.).

"Alt ligger til rette for innovasjon og masse arbeid for norsk IT og telekommærning."(IKT-Norge u.å.)

3.4.2 PASSIVHUS OG PLUSSHUS

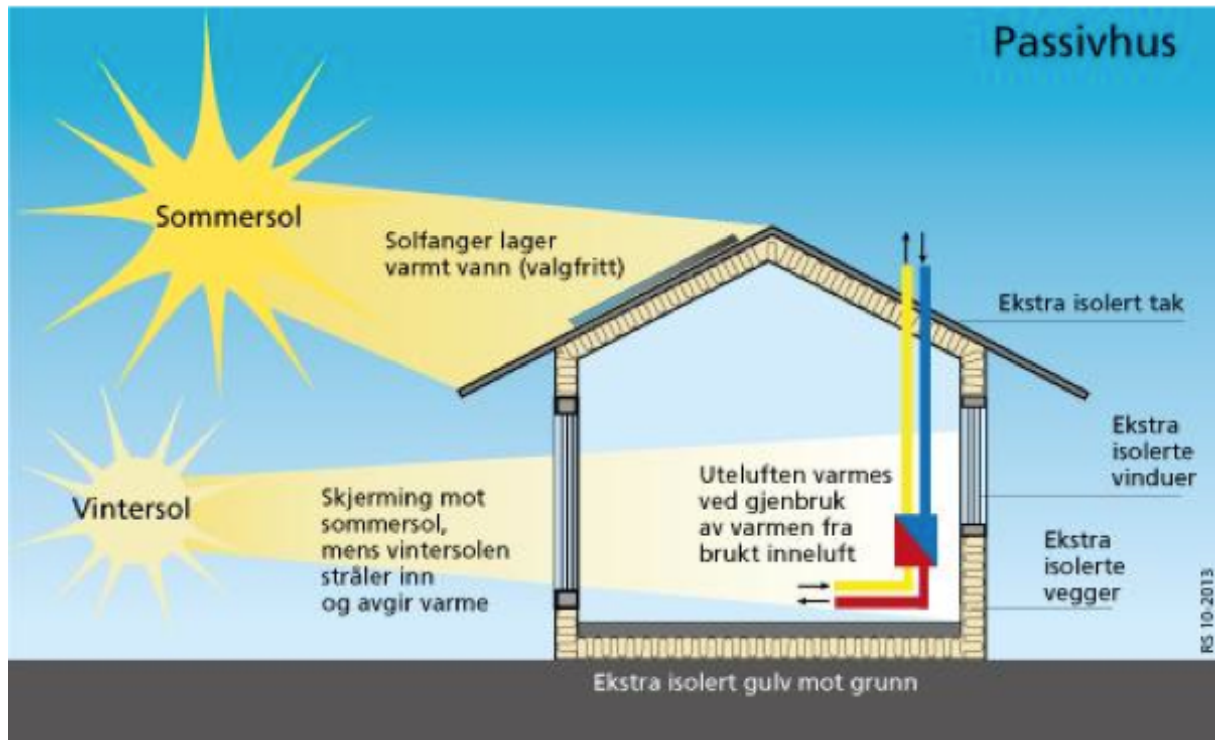
Passivhus

Passivhus er hus som er bygd etter passive byggingssprinsipper og tiltak som gjør at energibehovet reduseres. Dette innebærer blant annet passiv romoppvarming ved hjelp av sollys, god isolasjon, få kuldebroer og gjenvinning av luft. Her er dermed også dører og vinduer spesielt godt isolerte. I Norge er det utgitt en Norsk Standard for Passivhus som inneholder de spesifikke krav som settes til passivhus i Norge (Lavenergiprogrammet u.å.-a). Hovedpunktene for disse er:

1. Minstekrav til varmetapstall
2. Minstekrav til bygningsdeler, komponenter og lekkasjetall
3. Krav til oppvarmingsbehov
4. Krav til energiforsyning

Minstekrav til varmetap og bygningskomponenter blir ikke spesifisert her. Men generelt krav til oppvarmingsbehov er gitt som energibehov per m² boligareal etter geografisk beliggenhet og totalt boareal (StandardNorge 2013). Slik er oppvarmingskravet tilpasset både størrelse og beliggenhet.

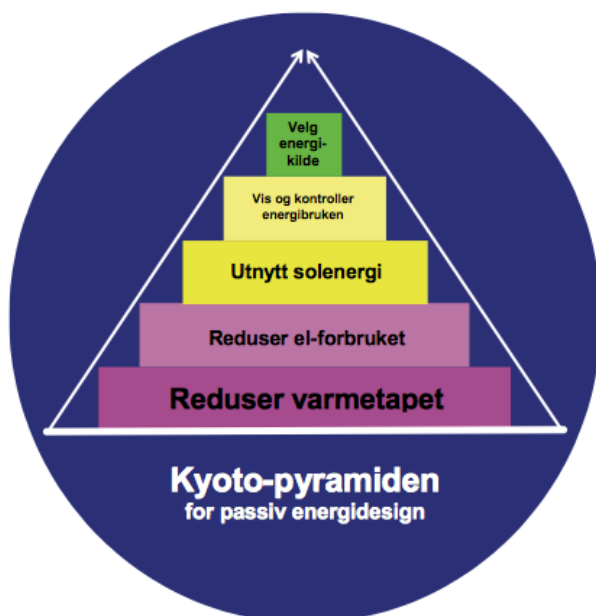
Krav til energiforsyning går på at deler av varmebehovet skal benytte andre energikilder enn fossile brensler og elektrisitet. Spesifikt skal andel elektrisk og fossil energi levert være mindre enn totalt netto energibehov minus 50 % av netto energibehov til varmtvann (StandardNorge 2013). Eksempel på løsninger som kan levere varmtvann kan være solfangere, biobrensler eller varmepumper (Enova u.å.). En illustrasjon av prinsippene bak et passivhus er vist i Figur 3.3.



FIGUR 3.3: ILLUSTRASJON AV PASSIVHUS (LANGSETH ET AL. 2014).

Passiv energidesign

For å gjøre det lettere å oppnå alle disse målene, er det utarbeidet et begrep som kalles "Passiv energidesign". Sintef og Husbanken har utarbeidet en pyramide som illustrerer hvordan man går frem steg for steg for passiv energidesign (Lavenergiprogrammet u.å.-b). Pyramiden har navn etter Kyoto-protokollen som i 1997 satte opp forpliktelser for blant annet Norge, som hovedsakelig går ut på å redusere klimagassutslippene (Olerud 2012). Veien dit kan bli lettere å nå ved å benytte seg av passiv energidesign ved hjelp av Kyoto-pyramiden som er illustrert i Figur 3.4.



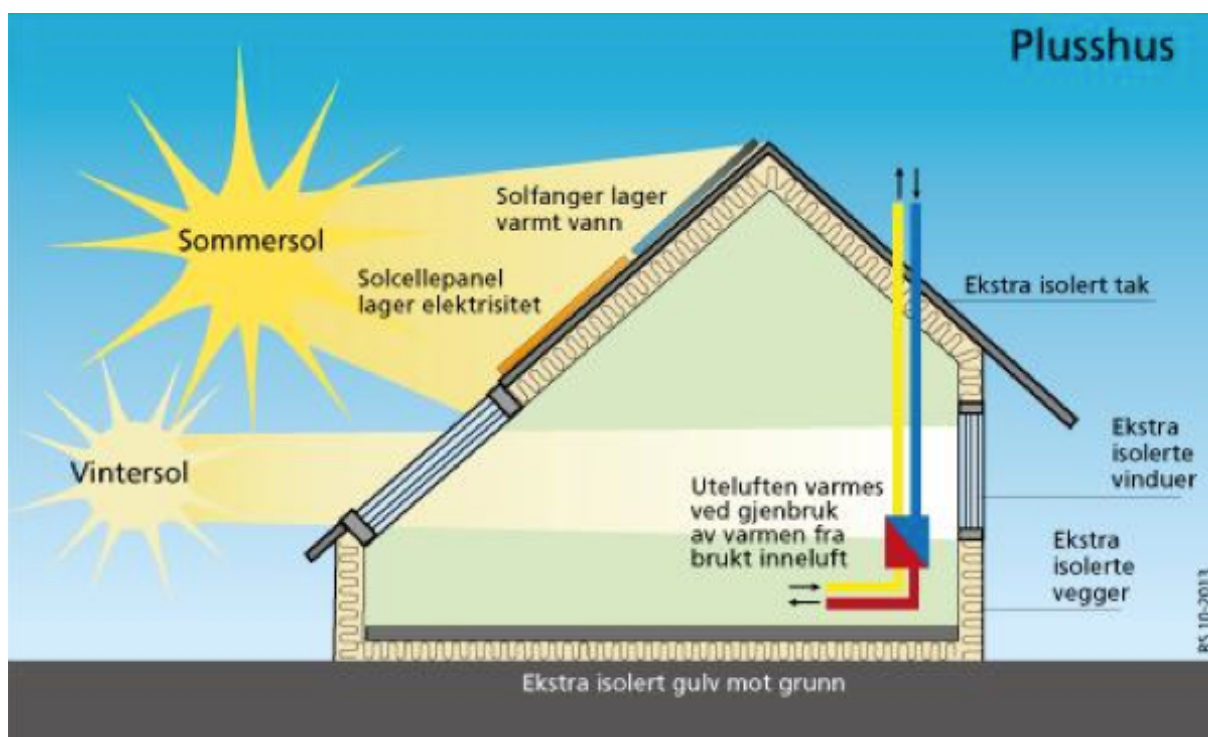
FIGUR 3.4: KYOTO-PYRAMIDEN FOR PASSIV ENERGIDESIGN (ANDRESEN 2008).

Steg 1 gjenspeiler i stor grad de krav Norsk standard for passivhus har satt. Steg 2 sier at el-forbruket skal reduseres, og dette kan gjøres ved å innføre energieffektive lyspærer og andre energikrevende enheter. Steg 3 er å utnytte solenergi, noe som kan gjøres ved hjelp av solfangere eller solcellepaneler, samt utnytting av passiv solvarme (og solavskjerming). Steg 4; "Vis og kontroller energibruken" går ut på å utvikle smarte løsninger (se kap.3.4.1) som gir informasjon om forbrukerens energibruk. Dette for å fremme en effektiv energibruk fra også brukerens side. Steg 5; "Velg energikilde" er ganske enkelt å velge seg en energikilde til å levere det energibehovet som nå står igjen. Er alle stegene grundig og riktig utført, vil dette energibehovet være svært lavt. Dette kan gi mange muligheter til å benytte fornybare energikilder fra tilgjengelige ressurser, eller eventuelt tilknytning til fjernvarmeanlegg. Se for øvrig krav til energiforsyning fra Norsk Standard for passivhus, tidligere i kapittelet ((Dokka & Hermstad 2006).m

Plusshus

Prinsippet bak et plusshus er at dette et positivt energioverskudd gjennom sin levetid, som gjør at det blant annet kan levere energi i større grad enn det forbruker energi. Dette forutsetter mange av de samme kravene til bygningsstruktur som et passivhus, mens kravet til energiforsyning øker. Som Figur 3.5 viser, kan et plusshus bestå av både solfangeranlegg og solcellepaneler. Solfangeranlegget kan levere varmtvann og eventuelt varme til oppvarming, mens solcellepanelene levere elektrisitet til huset og selger er overskudd i perioder med mer produksjon enn forbruk.

At plusshuset skal produsere mer energi enn det forbruker, strekker seg så langt som at all energi som brukes til materialer, oppføring, drift og riving av bygget skal være mindre enn hva huset produserer gjennom sin levetid. Resultatet av dette blir at huset etterlater et positivt fotavtrykk til miljøet i løpet av sin levetid.



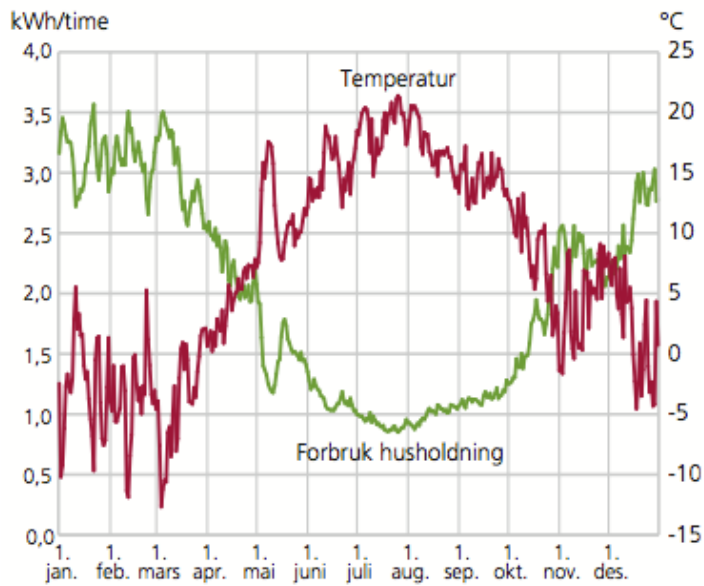
FIGUR 3.5: ILLUSTRASJON AV PLUSSHUS (LANGSETH ET AL. 2014).

3.5 ENERGIFORBRUK I HUSHOLDNINGER

For denne oppgaven velges det å bruke Norsk Standard for Passivhus, noe som setter strenge krav til energiforbruket til husene/bygningene. Men selv om et bygg er etter passivhus-standard betyr ikke dette nødvendigvis at bygget er bedre for miljøet enn andre, "vanlige" bygg. Passivhus har riktignok et lavt oppvarmingsbehov sammenlignet med hus av lavere byggestandard, men de kan fremdeles benytte seg av elektrisitet til oppvarmingen. I tillegg har alle hus elektriske apparater som trekker strøm, og som er med på å øke elektrisitetsbehovet. For å få et bygg som er miljøvennlig, må behovet for elektrisitet reduseres. Dette kan gjøres ved å dekke varmebehovet fra et lokalt nærvarmeanlegg eller fra et fjernvarmenett. Fjernvarmetilknytning er påbudt i enkelte kommuner (se kap.3.3). Dersom energibehovet fra elektrisitet reduseres betraktelig, og passivhuset får energi fra fornybare energikilder, vil dette ha positiv betydning for hele husets/byggets livssyklus.

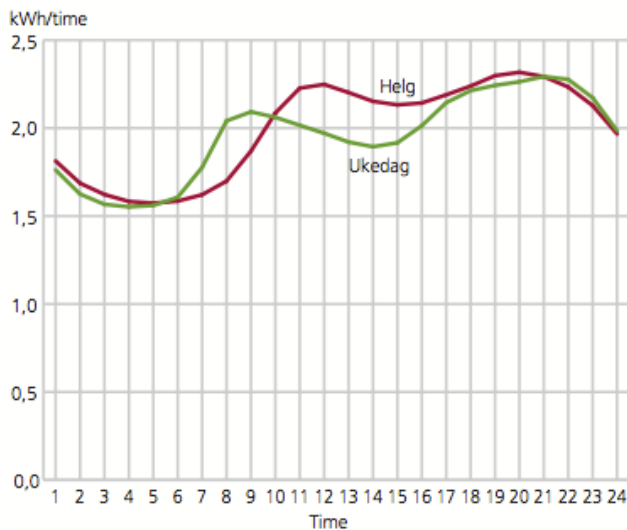
Andre tiltak for å redusere energibruken er å innføre såkalte "smarte" tiltak. Her er målet å redusere de effekttoppene som oppstår gjennom en dag og gjennom året, for å minske behovet for energi og effekt til bygget.

Under viser Figur 3.6 gjennomsnittlig døgnforbruk og døgntemperatur igjennom et år for en typisk norsk husholdning (Ericson & Halvorsen 2008).



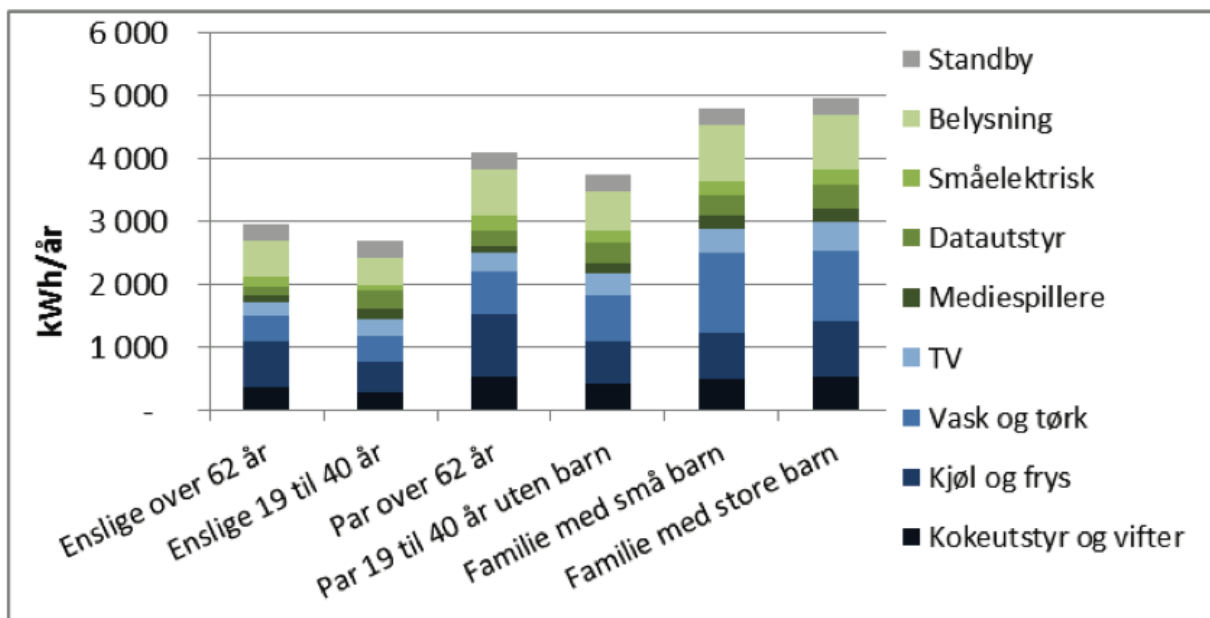
FIGUR 3.6: GJENNOMSNTLIG DØGNFORBRUK OG DØGNTEMPERATUR OVER ÅRET FOR HUSHOLDNINGER I 2006. (ERICSON & HALVORSEN 2008)

Figur 3.6 viser spesifikt energiforbruk for kundene til Skagerak Nett i år 2006, og hvordan dette er sterkt omvendt korrelert med utetemperaturen gjennom et år (Ericson & Halvorsen 2008).



FIGUR 3.7: GJENNOMSNTLIG TIMEFORBRUK OVER DØGNET I UKEDAGER OG HELGER. (ERICSON & HALVORSEN 2008)

Figuren over viser hvordan gjennomsnittlig forbruk endrer seg i løpet av en ukedag og en helgedag.



FIGUR 3.8: ÅRLIG ENERFIFORBRUK FOR SEKS TYPER HUSHOLDNINGER (LANGSETH ET AL. 2011)

Figur 3.8 viser hvor mye energiforbruket kan variere med hvem som bor i husholdningen. Her kommer det frem at enslige mellom 19 og 40 år bruker langt mindre strøm enn barnefamilier. De største energikrevende apparatene i denne undersøkelsen er vaskemaskiner og tørketromler, mens belysning og kjøl og frys også tar en stor del av forbruket hos alle forbrukerne. Dataene i denne undersøkelsen er imidlertid basert på en spørreundersøkelse

3.6 KRAV OG STØTTEORDNINGER

3.6.1 OVERORDNEDE KRAV

Norske Helsehus

Aktørene bak hele prosjektet, har noen overordnede ønsker for denne bydelen som det må bli tatt hensyn til i oppgaven. Først og fremst ønsker de at hele bydelen skal være en "pluss"-bydel, fremfor en passiv bydel. Dette innebærer at de må være selvforsynte på energi, og ha et minimalt CO₂-utslipp. Det skal ikke fokuseres på hvert bygg isolert sett, men på energiregnskapet til *hele* bydelen.

Norsk Standard

Hva gjelder overordnede krav som *må* følges for nye bygg, er listen lang. Energibehovet for byggene er ikke beregnet på forhånd, så dette må beregnes i denne oppgaven som grunnlag for videre arbeid. Her er det viktig å være klar over de kravene og forskriftene som er satt for nye bygg. Per i dag er det TEK10 som er gjeldene standard, men for denne bydelen skal det benyttes Norsk Standard for Passivhus. Dette er den nyeste tilgjengelige standarden, og er en veileder for hus eller bygg som har svært lave energibehov på grunn av de passive tiltakene som er gjort (Boligenøk u.å.) I tillegg setter passivhus-standardens krav til energiforsyning: "*Beregnet mengde levert elektrisk og fossil energi skal være mindre enn totalt netto energibehov fratrukket 50% av netto energibehov til varmtvann.*" (StandardNorge 2013)

For energiberegningen brukes denne standarden, som har navnet NS 3700:2013 – Norsk Standard for passivhus. De mest sentrale verdiene fra Norsk Standard er u-verdier, lekkasjetall og andre krav for blant annet ventilasjon og varmegjenvinning.

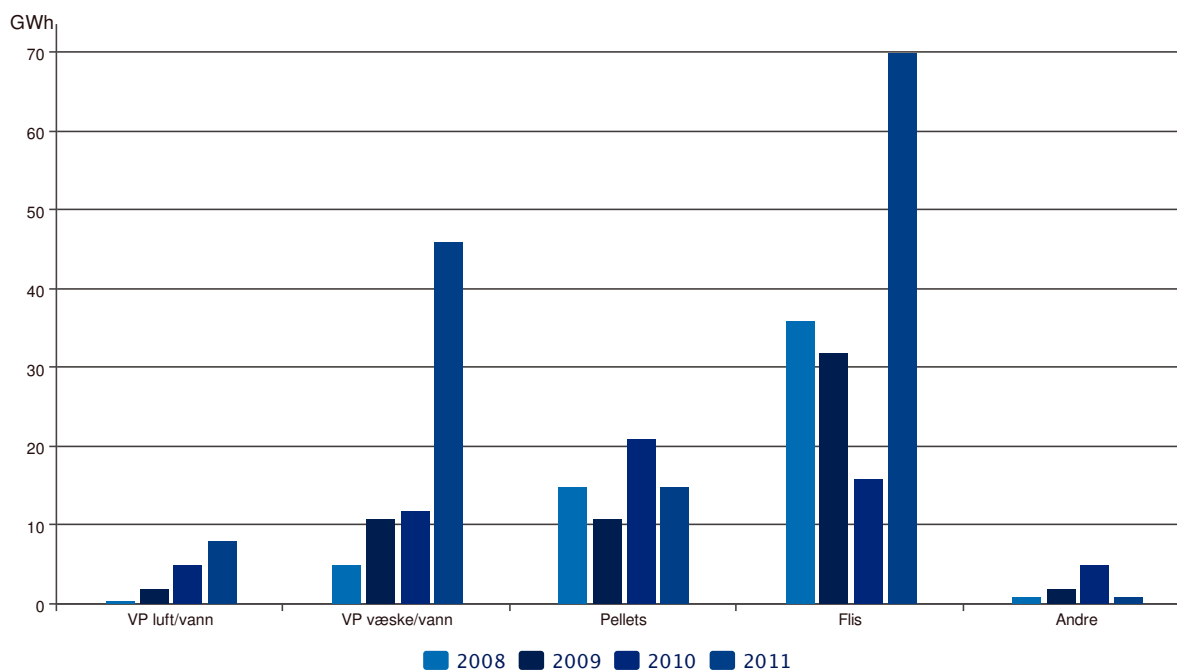
Byggteknisk forskrift

Ut over Norsk Standard har Byggteknisk forskrift noen mer utfyllende minstekrav for energibruk som også må med i beregningen. I Norsk Standard er kravet for kjøling at det *ikke* skal være behov for dette i passivhus, og at nødvendige tiltak må gjøres i forhold til solutsatte fasader og skyggeforhold. Dersom temperaturen stort sett holdes under 26 °C er ingen tiltak påkrevd, men det konkrete kravet fra Byggteknisk forskrift sier at: "Total solfaktor for glass/vindu (g_t) skal være mindre enn 0,15 på solbelastet fasade, med mindre det kan dokumenteres at bygningen ikke har kjølebehov." (dibk 2011). Andre krav fra Byggteknisk forskrift er også viktige i energiberegningen, men disse blir i tilstrekkelig grad oppfylt ved hjelp av verdier fra Norsk Standard for passivhus.

3.6.2 ENOVA-STØTTE

Støtte til varmesentraler

I 2008 ble det introdusert et eget støtteprogram til lokale energisentraler, og antall energisentraler har generelt økt de siste årene. Figuren under viser utviklingen for varmeanlegg basert på flis, pellets, samt luft/vann og væske/vann- varmepumper og "andre" energikilder. Sistnevnte er anlegg som bruker andre biobrensler enn pellets og flis, i tillegg til noen solfangeranlegg som fungerer som tilleggslast (Enova 2011b).



FIGUR 3.9: UTBYGD ENERGILEVERANSE I GWh FORDELTE PÅ TYPE TEKNOLOGI I PERIODEN 2008-2011. KILDE: (ENOVA 2011B)

Figuren viser at veksten innenfor væske/vann-teknologi og flisfyringsanlegg har vært enorm fra 2010 til 2011. Sistnevnte opplevde et utbygging på hele 70 GWh i 2011.

Ny teknologi til fremtidens bygg

Ved bygging av *fremtidens bygg* kan man få støtte fra Enova i form av "utløsende investeringsstøtte opptil 50 % av kostnaden til prosjektet". Enova støtter nye utbyggingskonsepter og/eller nye løsninger for bygg. Dette skal være teknologinøytralt og ikke bundet opp mot standarder (Amundal 2013).

Følgende kriterier er gitt av Enova som *absolutte* (Amundal 2013):

- Støtte til konkrete, fysiske installasjoner under reelle driftsbetingelser
- Teknologi ikke tidligere introdusert i Norge
- Skal kunne være tilgjengelig som demonstrasjonsprosjekt
- Reell drift over fem år
- Positiv kontantstrøm fra drift

Kriteriene under er såkalte *prioriteringskriterier* (Amundal 2013):

- Energiresultat som spredningspotensial i Norge (og internasjonalt)
- Gjennomføringsevne

I tillegg til krav til teknologien, ønsker også Enova at prosjekter har fokus på å øke kompetansen hos sluttbrukeren (Amundal 2013). Dermed er det ikke bare prosjekteier som har krav til nytenkning, men her skal også sluttbrukeren og konsumenten tenke nytt og oppnå økt teknologisk kompetanse.

4. BEREGNINGER

4.1 BEREGNING AV ENERGIBEHOV- OG EFFEKTBEHOV

For å finne aktuelle energiløsninger for Fredrikshald brygge, er det avgjørende at energi- og effektbehovet er kjent. Dette for å kjenne dimensjonene som trengs av de ulike energiløsningene, og hva som er grunnlast og topplast. For å beregne dette kan man bruke ulike beregningsmetoder, og i denne oppgaven brukes programvaren SIMIEN som beskrives under.

4.1.1 BEREGNINGSVERKTØY

Som beregningsverktøy i denne oppgaven brukes programvaren SIMIEN. SIMIEN beregner energi levert til et bygg, og beregner hva hver energipost krever av energi over et år. SIMIEN tar utgangspunkt i den gjeldende forskrift, som per i dag er TEK10, men kan også modifiseres slik at den gjelder for andre standarder, som for eksempel passivhus-standard. For denne bydelen er det ønskelig å ha så energieffektive løsninger som mulig, og lavest mulig energibehov. Derfor benyttes Norsk Standard for Passivhus, og det gjøres en passivhus-vurdering av inndataene i SIMIEN for å teste de forutsetningene som er satt.

SIMIEN bruker all tilgjengelig data om bygningens struktur og oppbygning for å beregne blant annet energi- og effektbehovet. Alle data er beskrevet og gjengitt i **Fel! Hittar inte referenskölla..** Alle valg og forutsetninger som er gjort utenom de standard betingelsene som ligger inne i programmet allerede, er oppgitt i tabellen. Dette betyr at det er mulig å rekonstruere SIMIEN -simuleringen med denne informasjonen, forutsatt at samme utgave av programmet blir brukt (??). Tabellen redegjør også for mange av de forutsetninger som er gjort underveis.

Alle data er basert på NS 3700:2013 (Norsk Standard for Passivhus), Byggeteknisk forskrift, anbefalinger fra COWI-medarbeidere, egne forutsetninger, samt plantegninger og antagelser fra arkitektene. "Kategori" og "Inndata" beskriver hva som er lagt inn i SIMIEN, mens "Kommentar" gir en kort beskrivelse av hvor inndata er hentet fra, og hvordan disse er bestemt.

I SIMIEN kan man også gjøre en passivhusvurdering av bygget. Denne vurderingen undersøker om de verdier som er lagt inn imøtekommer kravene passivhus har, både byggmessig og energimessig.

Dersom denne vurderingen ikke blir godkjent må man tilbake i inndata og gjøre de nødvendige endringene og forbedringene som må til for å oppfylle kravene.

4.1.2 INNDATA FOR ENERGI-OG EFFEKTBREGNING

I SIMIEN legges det inn data for ett bygg. Dette betyr at det har blitt valgt ut ett representativt bygg for hele bydelen. Dette er blitt gjort i samarbeid med arkitektene, for å få data for det mest typiske bygget. Dette bygget er...

Alle inndata som SIMIEN trenger for å gjøre simuleringene best mulig, er oppgitt av arkitektene i den grad dette har vært mulig. Der det har vært vanskelig å ta en avgjørelse, er antagelser gjort i samarbeid med erfarne medarbeidere i Cowi. Alle inndata er som sagt beskrevet i **Fel! Hittar inte referenskälla.** .

Byggene på Tyska og Hollenderen er konstruert slik at det er to rektangulære bygninger som henger sammen med en korridor som ikke er oppvarmet. Det er en komplisert oppgave å legge inn alle disse flatene i SIMIEN, og det er derfor valgt å se bort ifra denne delen som kobler byggene sammen, og bare se på et av byggene. Slik er "bygget" som simuleres i SIMIEN bare en halv del av et boligkvartal. Det totale arealet for taket kvartalet inkludert korridoren imellom dem er lik 631 m².

Bygget er rektangulært og er vridd 27 grader, slik at for eksempel den nordlige fasaden er 333 grader i forhold til virkelig nord er 0 grader.

I SIMIEN legges alle fasadearealer inn, samt totale glassarealer per fasade. Glassarealene består her av alle vinduer summert i tillegg til glassdører som tilhører terrasser for flere av leilighetene. Slik får hver fasade et totalt glassareal som legges inn som ett stort vindu i SIMIEN. Grunnen til at glassdørene ikke legges inn som dører, er at dette ville ført til at SIMIEN ikke ville fått med den oppvarmingseffekten disse har ved solinnstråling, i tillegg til at glassdører har samme krav til u-verdi som vinduene.

I tabellen er alle inndata enkelt forklart med en kommentar i høyre kolonne.

TABELL 1: INNDATA OM BYGNINGEN I SIMIEN.

Nr.	Kategori	Inndata	Kommentar
1	Type bygg	Boligblokk	De fleste bygg er en eller annen form for boligblokk, og de som skal romme for eksempel næringer vil ikke utgjøre for store forskjeller her.
2	Energiforsyning	Elektrisitet	Ved at alt forsynes av el. får man ut hva som kreves til ulike formål, og det er dette som er interessant i denne omgang.
3	Geografisk område	Rygge	Dette er nærmeste område for Halden av de som ligger inne i SIMIEN.
4	Oppvarmet gulvareal	$298m^2 \cdot 4 = 1192m^2$	Totalt gulvareal for hele blokkens fire etasjer.
5	Oppvarmet luftrom	$1192m^2 \cdot 3m = 3576m^2$	Totalt oppvarmet luftrom for hele blokken er totalt gulvareal ganget

			med etasjehøyden.
6	Antall boenheter per bygning	15	Det er stort sett 4 leiligheter per etasje, men i noen kun 3.
7	Himmelretning for hver fasade	Sør: 153° Nord: 333° Øst: 63° Vest: 243°	Bygget er vridd 27°, og nord er 0°, øst er 90° osv.
8	Fasadearealer for hver fasade	Sør: 360m ² Nord: 360m ² Øst: 132m ² Vest: 132m ²	Bygget er symmetrisk, slik at nord og sør, øst og vest har likt fasadeareal.
9	Totalt glassarealer for hver fasade	Sør: 78,80 m ² Nord: 58,40 m ² Øst: 78,80 m ² Vest: 78,80 m ²	På det valgte bygget er det mer vinduer ut mot sør mot åpen gate, enn inn mot den andre bygningen rett ovenfor.
10	U-verdi fasadekonstruksjon	0,12 W/m ² K	NS 3700:2013
11	Materiale innvendig vegg	Massiv tre	Bestemt av arkitektene.
12	Takareal og u-verdi	Areal: 306m ² u-verdi: 0,09 W/m ² K	NS 3700:2013
13	Materiale innvendig tak	Mellomtung himling	En grei antagelse på dette stadiet, og har svært like varmelagringsegenskaper som massivt tre.
14	Gulv 1.etg.	Areal: 306m ² Materiale: Mellomtungt u-verdi: 0,09 W/m ² K Gulv mot uoppvarmet sone (parkeringskjeller)	u-verdi hentet fra NS 3700:2013.
15	Gulv etasjeskiller	Areal: 918m ² Materiale: Mellomtungt	Se punkt 13
16	Himling fra 1.-3.etg.	Areal: 918m ² Materiale: Mellomtungt	Se punkt 13
17	Ventilasjon	Balansert Luftmengde 1,5m ³ /hm ²	Denne er litt høyere enn minstekravet på 1,38, og jevn over hele året.
18	Varmegjenvinner	82 %	Kravet for Passivhusstandard er en årsgjennomsnittlig temperaturvirkningsgrad for varmegjenvinner på ≥80 %. Dette er derfor vurdert som en tilfredsstillende og realistisk andel i samråd med COWI.
19	Varmetilskuddsegenskaper	Sør: Bevegelig solskjerming: 3-lags rute, energiglass. Solfaktor: 0,15	Sør: Solfaktor: 0,15 Nord:

		Nord: Fast solskjerming: 3-lags glass hvorav 2 energispareglass. Solfaktor: 0,45 Øst: Fast solskjerming: 3-lags glass hvorav 2 energispareglass. Solfaktor: 0,45 Vest: Bevegelig solskjerming: 3-lags rute, energilass. Solfaktor: 0,22	Solfaktor: 0,45 Øst: Solfaktor: 0,45 Vest: Solfaktor: 0,22 Med bevegelig solskjerming markise på sørlige og vestlige fasade oppnår man ønsket solfaktor og minsker behovet for kjøling på varme dager.
20	Ventilasjon	Driftstid: Hele året, hele døgnet Komponenter: Varmebatteri Konstant tilluftstemperatur: 19°C	Boliger har en jevn og kontinuerlig driftstid. Må oppgi varmbatteriet med en høy nok maksimal effekt så den kan levere til hele blokken.
21	Internlaster	Belysning, teknisk utstyr, personer og tappevann.	Data hentet fra NS 3700:2013
22	Oppvarming	Driftsstrategi: Mellom 19 og 21°C.	Dette vil gi en mer ujevn oppvarmingskurve igjennom dagen, og dermed medføre et økt effektbehov fremfor jevn temperatur. Men energibehovet vil reduseres over året.

4.1.3 BEREGNING AV ENERGIBEHOV

Årssimuleringen i SIMIEN gir en utskrift over blant annet spesifikt og totalt energibehov for bygget over et helt år. Merk at beregningen kun gjøres for ett bygg, slik at dette må skaleres opp for å gjelde en hel bydel. Energiforbruket oppgis i Kilowatt-timer, og både som totalt energibehov per bygg (kWh) og som spesifikt energibehov (kWh/m²). Ved å bruke spesifikt energibehov for å finne totalt energibehov for hele Fredrikshald Brygge, kan man bruke følgende formel:

$$\text{Totalt energibehov} = \text{Spesifikt energibehov} * 42\,912 \text{ m}^2 \quad (1.1)$$

Her er totalt energibehov produktet av spesifikt energibehov og det totale boarealet som er 42 912 m².

Energiforbruket er videre fordelt på ulike poster, og gjør det dermed mulig å skille mellom følgende energibehov: Oppvarming, elektrisitet og varmtvann. Se simuleringen under kapittel 6.1.1. Oppvarmingsbehovet fordeler seg på romoppvarming og ventilasjonsvarme. Elektrisitetsbehovet er fordelt på vifter, pumper, belysning og teknisk utstyr. Romkjøling og ventilasjonskjøling oppgis også i simuleringen, men siden bygget følger Norsk Standard for Passivhus, skal kjølebehovet være lik null.

$$\text{Energiforbruk oppvarming} = \text{Romoppvarming} + \text{Ventilasjonsvarme} \quad (1.2)$$

$$\text{Energiforbruk varme} = \text{Energiforbruk oppvarming} + \text{Energiforbruk varmtvann} \quad (1.3)$$

$$\text{Totalt energibehov} = \text{Energiforbruk varme} + \text{Energiforbruk elektrisitet} \quad (1.4)$$

Energibehovet for varmtvann blir oppgitt som et eget ledd i energiberegningen i SIMIEN, og trenger derfor bare å bli oppskalert til å gjelde for hele bydelen etter formel (1.1), hvor man bruker *spesifikt energibehov for varmtvann*. Til sammenligning kan det være aktuelt å regne med et forventet forbruk av varmtvann for en vanlig norsk familie på tre personer lik 3000 kWh (Andresen 2008). I følge Stene (2014) bruker en typisk norsk husholdning ca. 4000 kWh/år per boenhet.

Alternativ energiberegning

Det blir her presentert en alternativ måte å beregne et antatt energibehov på. Dette er ved hjelp av graddagstall for det aktuelle området, samt varmetapstall og det aktuelle bruksarealet.

Graddagstall er antall gradtall summert for et helt år. Et gradtall beregnes ut ifra basistemperaturen på 17°C, og døgntemperaturen. Man finner gradtallet for en dag ved å trekke døgntemperaturen fra basistemperaturen, slik at dersom temperaturen er 4°C blir gradtallet 13. Døgntemperaturer over 17°C rapporteres som 0. Dermed vil gradtallene alltid være positive, og disse summeres over et helt år for å gi graddagstallet for et område (gradtallene kan oppgis i Kelvin-dager (K*d) så vel som Celcius-dager). Gradtall blir gitt ut av Enova, og er beregnet av Meteo Norge. Disse kan oppgis som årlige verdier og som normaler, både for en bestemt værstasjon eller for en kommune (Meteo 2013).

Energibehovet for et bygg finnes ved følgende formel:

$$\text{Energibehov} = \text{Varmetapstall} \cdot \text{Graddagstall} \cdot 24t/d \cdot \text{Bruksareal} \quad (1.5)$$

De ulike faktorene som brukes for å beregnet dette for Fredrikshald Brygge i Halden er:

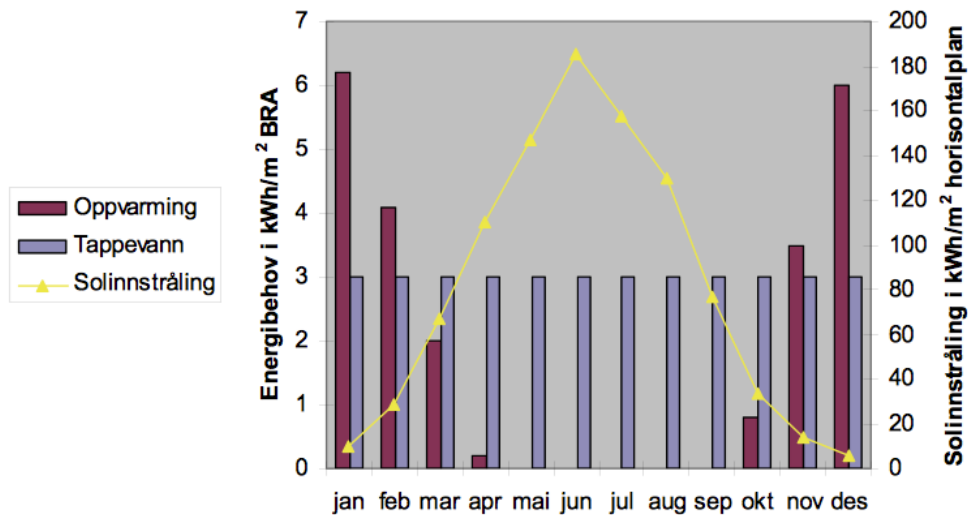
- Varmetapstall = 0,48 W/m² K (Krav for passivhus-standard, hentet fra NS3700:2013)

Graddagstallet for Halden er hentet fra Enova "Energi gradtall 2013 - Kommunormaler" av Meteo Norge, og er for Halden kommune i normalperioden 1981-2010 og er tilgjengelig fra Meteo (2013).

- *Graddagstall Halden* = 3897 Kd
- Bruksareal er 1224 m²

Månedlig energibehov

Det kan være hensiktsmessig å dele opp energibehovet i månedlig energibehov. Dette gjøres ut ifra effektberegning som gjøres i SIMIEN, som gir timesverdier for effektbehovet til Fredrikshald Brygge. Effektene summert opp for en måned utgjør samlet energibehov for den aktuelle måneden. Dette kan videre også deles opp i månedlig energibehov per m² BRA. Til sammenligning og referanse presenteres her et diagram over månedlig energibehov for en bolig i en Oslo-blokk i kategorien *lavenergibolig* (Andresen 2008).



FIGUR 4.1: MÅNEDLIG ENERGIBEHOV FOR OPPVARMING OG TAPPEVANN PER M² OG MÅNEDLIG SOLINNSTRÅLING PÅ HORIZONTALPLANET. VERDIENE GJELDER FOR EN LAVENERGIBOLIG I BLOKK, I OSLO.

4.1.4 BEREGNING AV EFFEKTBEHOV

Effektbehov oppvarming

I tillegg til å gjøre en årssimulering for å få det totale energibehovet, må det også gjøres en vintersimulering i SIMIEN. En vintersimulering tar utgangspunkt i de samme forutsetningene som årssimuleringen, men tar her utgangspunkt i tre kalde vinterdager, solinnstråling og internlaster for å få ut et netto effektbehov for oppvarmingen (dette kan velges og justeres før man kjører simuleringen). Vintersimuleringen finner dimensjonerende verdier for maks samtidig effekt for varmebatterier og romoppvarming, både totalt og spesifikt (W/m²). Ved å summere disse to spesifikke effektene får man det totale effektbehovet for Fredrikshald Brygge. Dermed kan man regne ut totalt effektbehov for oppvarming på samme måte som energibehovet:

$$\text{Totalt effektbehov oppvarming} = \text{Spesifikt effektbehov oppvarming} * \text{Tot. boareal} \quad (1.6)$$

Effektbehov varmtvann

SIMIEN er ikke programmert til å beregne effektbehovet for varmtvann, men det finner energibehovet for varmtvann. Dette kan brukes til å finne en jevn varmtvannseffekt gjennom året ved å dele det opp over årets timer.

$$\text{Jevnlig effektbehov vv}[kW] = \frac{\text{Energibehov vv per år [kWh]}}{\text{Timer i året [h]}} \quad (1.7)$$

Grunnen til at man kan anta et jevnt effektbehov for varmtvann, er at dette behovet ikke varierer i særlig grad sesongvariasjoner slik oppvarmingsbehovet gjør. Det vil allikevel være daglige effektvariasjoner og små endringer i forbruket som man må ta hensyn til i dimensjonering av et anlegg som leverer varmtvann. Det kan derfor være hensiktsmessig å oppjustere dette *jevnlige effektbehovet* for å ha en buffer/sikkerhet for leveransen av varmtvann. Dette vil være en vurdering som bør gjøres for den enkelte energiløsning for oppvarming av tappevann, da marginale kostander for utvidelse av anlegget vil variere for de ulike energikildene. Dette vil også påvirke valg av dimensjon av grunnlast og spisslast.

Det er også mulig å beregne den maksimalt forventede samtidige mengden varmtvann for et bygg eller en bydel. Dette kan gi en pekepinn på hvor mye effektbehovet for varmtvann potensielt kan øke, og dette beskrives nærmere under.

Maks effektbehov varmtvann

Maks effektbehov varmtvann forekommer når en sannsynlig mengde mennesker benytter enheter som trenger varmtvann samtidig. Dette er gjerne når mange mennesker dusjer samtidig på morgenen. Det maksimale effektbehovet beregnes dermed ut ifra den maksimalt sannsynlige vannmengden for varmtvann. Denne beregnes ut ifra *Standard abonnementsvilkår for vann og avløp (Kommuneforlaget 2008)*, som er normalreglementet for sanitærutstyr i Norge. Her brukes samtidighetskurver som viser sammenhengen mellom sum normalvannmengde og største samtidige vannmengde. Denne sammenhengen har COWI lagt inn i et regneark som er blitt brukt her, og som ut ifra hvor mange og hvilke enheter som trenger varmtvann, regner ut den maksimale samtidige vannmengden. For å ta rede for samtidigheten for hele Fredrikshald brygge (alle de 540 boenhetene), summeres alle enheter som trenger varmtvann og legges inn i modellen.

Enheter som bruker varmtvann per leilighet er: én dusj, én servant og ett oppvaskbatteri. I excelarket fra COWI legges det dermed inn totalt antall dusjer, servanter og oppvaskbatterier for alle boenhetene. I Tabell 11 er det regnet ut og illustrert hvordan vannmengden og effektbehovet (Maks effekt) endrer seg når totalt antall boenheter endrer seg. I tabellen er også Tyska og Hollenderen vist hver for seg, som for øvrig består av like mange boenheter. Merk at maks sannsynlig verdi varmtvann [kg/s] ikke summeres selv om antall boenheter summeres (på grunn av samtidigheten).

$$P_{vv,max} = Q_{max} \cdot 60\% \cdot \Delta T \cdot C_{vann}$$

Q_{max} er sannsynlig maks vannmengde per sekund, ΔT er temperaturendringen fra lav temperatur inn til høy temperatur ut, og C_{vann} er varmekapasiteten til vann.

$$C_{vann} = 4,2 \text{ kJ/kgK}$$

Temperaturendringen går fra den lave nett-temperaturen som er på ca. 6 grader, som varmes opp til ca. 40 grader. Her forutsettes det at det blandes 60 % 65 graders varmt vann med 40 % vann på 6 grader. ΔT er altså:

$$\Delta T = 65^{\circ}\text{C} - 6^{\circ}\text{C} = 59 \text{ K}$$

Det er viktig å bemerke at den maksimale effekten $P_{vv,max}$, ikke er egnet til å dimensjonere varmtvannsproduksjon ut ifra (Hermansen 2014). Dette fordi et anlegg dimensjonert til å levere maksimal sannsynlig mengde varmtvann vil store deler av året kjøre på lavlast – en svært ulønnsom løsning.

Varighetsdiagram

For å dimensjonere et varmeanlegg, må man også vite hvilke effektbehov som trengs mest i løpet av året. Dette kan best illustreres i et varighetsdiagram. Her er effektbehovene for hver time i ett år (8760 timer) sortert fra høyest til lavest slik at man kan se hvor mye effekt som normalt kreves for bygget. Effekt multiplisert med tid er lik byggets energibehov, slik at arealet under kurven illustrerer det totale energibehovet for oppvarming. Her ønskes det å kunne dekke så mye av energibehovet som mulig ved hjelp av så lav effekt som mulig, da høy effekt betyr høye investeringskostnader. Det er derfor viktig å vite effektfordelingen over året når man dimensjonerer energienheten.

Erfaringsmessig dimensjonerer man grunnlasten til å dekke 90 % av energibehovet, mens en spisslast som gjerne er dyrere i drift tar de resterende 10 %. Spisslasten må også i mange tilfeller fungere som reserve i tilfelle grunnlasten har en risiko for å være ute av drift i perioder hvor energileveranse er nødvendig (Hermansen, H.). 90 % av energibehovet samsvarer ofte med en effekt på 50 % av det totale effektbehovet.

Hvor stor grunnlasten og spisslasten dimensjoneres for å være kommer også an på hva energikostnaden er. Dersom grunnlastenheten har en høy energikostnad, kan det ha stor økonomisk betydning å dimensjonere for en så lav grunnlast som mulig. I tillegg medfører det en dårlig økonomi å kjøre et varmeanlegg på lav effekt, da virkningsgraden er best på merkelast.

4.1.5 BRUKSTID

Brukstiden for et anlegg er lik forholdet mellom energibehovet/forbruket og den installerte effekten til anlegget. Brukstiden oppgis i timer, og uttrykker hvordan kapasiteten utnyttes gjennom året (Hofstad & Rosvold 2013).

$$\text{Brukstilid (h)} = \frac{\text{Totalt energibehov (kWh)}}{\text{Installert effekt (kW)}}$$

Totalt energibehov beregnes i SIMIEN, mens installert effekt kommer an på hvilken dimensjon man har valgt for anlegget sitt. Brukstiden vil ligge mellom null og 8760 timer, da dette er antall timer i et år. En høy brukstid betyr følgelig at anlegget er i drift store deler av året, mens en lav brukstid betyr at anlegget sjelden er i drift, eller kjøres på lav effekt.

4.2 SOLFORHOLD OG UTNYTTELSE AV SOLENERGI

Solens energi er opphav til nærmest alle en energiformer på jorden, og avgir en årlig en energi til jorda tilsvarende om lag 15 000 ganger det totale energiforbruket (Rindal & Salvesen 2008; SNL 2014). Dette er med andre ord en enorm energiressurs med et stort potensiale. Solenergi er den eldste energikilden mennesker har benyttet seg av, men er allikevel i dag den fornybare energikilden som blir minst brukt da kun 0,1 % av verdens energibehov dekkes av solenergi (Chen 2011). Allikevel ser verden en enorm vekst innen teknologi rettet mot utnyttelse av solenergi, og her i Europa er det spesielt Tyskland som har utmerket seg med å satse stort innen solenergi. Her har utviklingen medført at prisen på solenergi nå er presset helt ned til samme nivå som konvensjonell energi (Pérez et al. 2014). Dette gjør det lønnsomt for konsumenter å installere og produsere solenergi.

Selv om utnyttelsen av solenergi har kommet langt flere steder, er det fortsatt utfordringer knyttet til økonomi, energimarkeder og teknologi. I Norge er energiprisene såpass lave på grunn av tilgangen til billig vannkraft, at det er mindre lønnsomt å produsere solenergi her enn i for eksempel Tyskland som har høyere strømpriser grunnet blant annet dyr kullkraft. Men elektrisitet som kjøpes fra det europeiske kraftmarkedet er i stor grad basert på fossile energikilder, noe som betyr høyere energipriser og høye CO₂-utslipp. Det ønskes derfor å minske etterspørselen etter varme og elektrisitet i håp om å redusere klimagassutslippene.

Fra Kyoto-pyramiden illustrert i Figur 3.4 er utnyttelsen av solenergi en av fem faktorer som er med på å utvikle energieffektive bygg, og er derfor en svært viktig faktor i planlegging av passiv energidesign (Andresen 2008). Dette er et av incentivene for å utnytte solenergi i Norge, og det er derfor et av fokuspunktene i denne oppgaven å utnytte solenergien på best mulig måte.

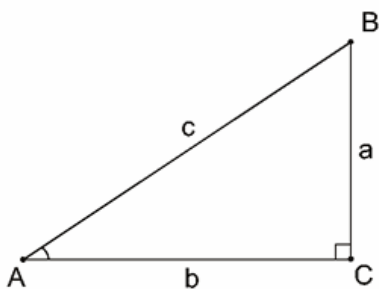
Utnyttelse av solenergi kan skje ved bruk av solfangere eller solcellepaneler (PV), som blir nærmere omtalt i hhv. kapittel 5.7 og 5.2.

4.2.1 ANTAGELSER FOR UTNYTTELSE AV SOLENERGI

For å kunne utnytte solenergi er det avgjørende å ha gode solforhold. Den årlige solinnstrålingen i Norge kan variere fra 700 kWh/m² i nord til omtrent 1100 kWh/m² i sør (Andresen 2008). Følgende forutsetninger gjøres for solinnstrålingen i Halden ved ideelle forhold² (Hanson 2014):

- Årlig innstrålt energi = 1000 kWh/m²
- Brutto solirradianse = 1000 W/m²

Om helningen ikke samsvarer med de ideelle forutsetningene, må innstrålingen regnes om til å gjelde for aktuell helning. For å regne om dette, kan man bruke enkel trigonometri, se Figur 4.2. Her er side c vendt direkte mot sør med en helning A.



FIGUR 4.2: ILLUSTRASJON FOR BEREGNING AV SOLINNSTRÅLING PÅ ULIKE VINKLER.

Solstrålene treffer c(A) med 1000 W/m².

$$\angle A = 45^\circ$$

Tilsvarende innstrålt effekt på den horisontale flaten, b er:

$$b = 1000 \text{ W/m}^2 * \cos(45^\circ) = 707 \text{ W/m}^2$$

Gitt en ny helning, $X < 45^\circ$ blir den ekvivalente innstrålte effekten på flate c(X) lik:

$$c(X) = \frac{707 \text{ W/m}^2}{\cos(X)}$$

Her er c(X) innstrålt effekt på en flate med en helning X.

Solinnstrålingen varierer mye både fra dag til dag, og ikke minst over hele året. Fra mars til september kan man regne med gode og varierende solforhold, mens i vintermånedene vil solinnstrålingen og dermed energiproduksjonen minke betraktelig. Dersom det legger seg snø på panelene vil energiproduksjonen være lik null. Hvordan solceller og solfangere påvirkes av vær og solforhold beskrives nærmere i kap. 5.7 og 5.2.

Det blir i beregningene brukt et representativt bygg som har en Azimuth-vinkel lik 27 grader – som betyr at bygget er vridd 27 grader og ligger i sør-østlig retning. Dette antas å være likt for alle

² Ideelle forhold er basert på en AM=1.5, og at panelet står vendt rett sør med 45 graders vinkel.

byggene, selv om noen er vridd mer rett sør, noe som ville gitt en bedre ytelse. Det tas dermed ikke hensyn til variasjoner i orientering på byggene. Videre antas det at det kan monteres solpaneler i sør-østlig retning med 8 graders helning.

5. ENERGILØSNINGER

5.1 VALG AV ENERGILØSNINGER

Ved Fredrikshald Brygge er det flere energiløsninger som er blitt vurdert som aktuelle, men det er nødvendigvis blitt gjort visse avgrensninger basert på ulike faktorer. De energiløsninger som blir sett på i denne oppgaven skal både være teknisk gjennomførbare og økonomisk realistiske å gjennomføre. Dermed forutsettes det bruk av moden teknologi. Grunnen til dette er at oppgavens omfang ikke spenner bredere enn de tekniske løsninger som det finnes god kjennskap til i dag. Ved å gå inn på umoden teknologi her, vil man fort begi seg ut på områder som ikke er relevante for problemstillingen, og som vil kreve mer tid og forskning. Slike tekniske løsninger blir derfor utelatt.

I tillegg vil det å ta med umoden og relativt ukjent teknologi bety dårlig datagrunnlag, og vil dermed ikke være mulig å sammenligne på linje med andre mer kjente teknologier. Et eksempel på en energiløsning som er funnet umoden, er produksjon av biogass. Det finnes for lite datagrunnlag for biogassproduksjon med de gitte forutsetningene, og det blir derfor en for stor oppgave om dette skulle bli tatt med.

Andre løsninger som er blitt vurdert, men ikke tatt med på grunn av omfang og relevans for oppgaven, er vindkraft og gjenvinning av gråvann. Det har vært nødvendig å gjøre disse avgrensningene for å spisse oppgaven, og sammenligne energikilder på en best mulig måte, og da er det viktigere å ha få, gode løsninger enn mange og usikre løsninger. Flere løsninger kunne også blitt diskutert, men det er ikke et mål med oppgaven å vurdere konseptuelt med tanke på teknologi.

Herfra er det valgt ut seks løsninger basert på modenhet, datagrunnlag, relevans og hva prosjekteiere ser på som aktuelt og reelt ut ifra gitte økonomiske og praktiske forutsetninger. Dette kapittelet tar for seg de tekniske prinsippene bak hver av energiløsningene, samt rammer for økonomi og dimensjonering av løsningene.

Energikildene som er valgt å se på i denne oppgaven er oppgitt i tabellen under, og det er merket av hvilke energibehov de ulike kan dekke.

TABELL 2: LISTE OVER ENERGIKILDER SOM BRUKES OG HVILKE BEHOV DISSE KAN DEKKE.

Energikilde	Hvordan utnyttet	Oppvarming	Varmtvann	Elektrisitet
Flisfyringsovn	Kjel/ovn	Ja	Ja	Nei
Biogass	Gasskjel	Ja	Ja	Nei
Sjøvarme	Varmepumpe	Ja	Ja	Nei
Geovarme	Varmepumpe	Ja	Ja	Nei
Solfanger	Akkumulatortank	Ja	Ja	Nei
Sol PV	Omformer/Inverter	Nei	Nei	Ja

Som vist i tabellen kan 5 av 6 energikilder dekke varmebehovet helt eller delvis for Fredrikshald brygge. Sol PV er den eneste som er satt til å levere elektrisitet, selv om biogass også er egnet til

dette. Energikildene blir presentert under med en generell tilnærming. Unntaket for dette er PV-anlegg som presenterer noen forutsetninger for solcelleanlegg ved Fredrikshald Brygge her.

5.2 PV-ANLEGG

5.2.1 TEKNISK

En måte å utnytte solens energi på, er å generere strøm ved hjelp av fotovoltaiske (PV) celler, kalt solceller. Solen sender ut fotoner i form av solstråler, og treffer jordens atmosfære med 1366 W/m^2 (Chen 2011). Fotonene finner så veien igjennom atmosfæren, og blir her enten absorbert, reflektert eller transmittert. De som blir transmitterte helt ned til jordoverflaten, er de fotonene som kan utnyttes til solenergi. Standard verdi for dette er 1000 W/m^2 .

Solcelleanlegg er konstruert for å utnytte mest mulig av denne energien, men har et teoretisk maksimum avhengig av hvilket materiale som brukes. I solceller brukes stoffer gjerne grunnstoff som er i gruppe IV i den periodiske tabell, eller en kombinasjon av III og V, eller II og VI (PvEducation u.å.). Ved for eksempel bruk av Silisium fra gruppe IV, vil atomene danne en gitter-struktur med svake dobbeltbindinger mellom atomene. Dette er en halvleder, siden den både leder og sperrer for elektrisk strøm. I solceller er Silisium-gitteret blitt dopet av atomer som forbedrer egenskapene til halvlederen. Det dannes et elektrisk felt over et båndgap, med et elektrisk potensiale lik 1 eV^3 . Dette kalles en pn-overgang, og er selve kjernen til solceller og dioders unike egenskaper. Satt i en elektrisk krets, og tilført energi, vil det genereres en strøm og en spenning som kan utnyttes til enten salg av strøm eller til eget bruk i elektriske apparater.

Systemet

En optimal orientering av solcelleanlegget er mot sør, og helningen på panelene vil variere med geografisk beliggenhet. Jo lengre nord, jo større vinkel vil man ha på panelene for å utnytte den lave sola. I Oslo-området vil denne være på ca. 40° mens så langt nord som Tromsø kan denne være på ca. 47° (Multiconsult 2013).

Solenergien som treffer solcellepanelene blir omdannet til likestrøm i panelet. For at dette skal kunne utnyttes av norske kunder må strømmen omformes til vekselstrøm. Dette gjøres i en omformer, også kalt vekselretter eller inverter som omgjør DC til AC. Hver solcellepanel genererer en spenning som vil avgjøre hvor stor omformer som trengs. Men i anlegg med flere paneler, er det hensiktsmessig å koble disse sammen i serie for å høyne spenningen slik at tapet i systemet blir mindre (Multiconsult 2013). Man må da finne en balanse mellom størrelse på omformer og hvor høy spenning man ønsker inn på omformeren.

En kraftig omformer som tar en høy spenning, kan være en kostbar investering. En måte å designe anlegget på for å redusere denne kostnaden, er å orientere panelene i ulike retninger. Ved å sette en panelrekke mot vest og en mot øst, kan det monteres flere solpaneler mot én omformer. Da vil solen stråle mot panelene i øst på morgenen, og midt på dagen vil det fordele seg på de to panelene. Utover dagen vil så panelene i vest bli belyst. Dersom man for eksempel har et hus med to skrå vegger i hver sin retning (øst og vest) kan dette være en lønnsom investering selv om man ikke oppnår en like høy effekt som å sette tilsvarende mengde paneler rett sør. På næringsbygg (flate tak) kan man utnytte mer areal med denne løsningen og dermed øke den årlige energiproduksjonen.

³ eV = elektronvolt, $1 \text{ eV} = 1,6 * 10^{-19} \text{ J}$

Virkningsgrad

Et PV-anlegg består av mange komponenter, og fra solstrålene treffer solcellen til strømmen går ut på nettet har energien vært igjennom flere ledd som medfører tap i systemet. Derfor er det ulike virkningsgrader man kan undersøke i et PV-anlegg som vil fortelle hvor de sensitive overgangene for solenergien er.

Den innstrålte effekten fra solen som treffer panelet, blir her tatt opp og genererer strøm av elektroner og en likestrøm ut av panelet, med en tilhørende effekt $P_{DC\ modul}$. Forholdet mellom disse to effektene utgjør virkningsgraden til solcellepanelet:

$$\eta_1 = \frac{P_{DC\ modul}}{P_{sol}} \quad (1.8)$$

Her er η_1 virkningsgraden til solcellepanelet, $P_{DC\ modul}$ er effekten ut av panelet, og P_{sol} er innstrålt effekt fra solen.

Fra modulene må strømmen overføres til omformeren, og på veien mellom modul og omformer må strømmen igjennom ledninger med en tilhørende resistans. Dette medfører et effekttap, og virkningsgraden mellom modul og omformer er

$$\eta_2 = \frac{P_{inn}}{P_{DC\ modul}} \quad (1.9)$$

Hvor P_{inn} er effekten inn i omformeren og η_2 er virkningsgraden som resultat av et effekttap i ledningen.

Til slutt omformes strømmen i omformeren, et steg som også medfører et tap og dermed en virkningsgrad gitt ved:

$$\eta_3 = \frac{P_{ut}}{P_{inn}} \quad (1.10)$$

Her er P_{ut} effekten ut fra omformeren, og η_3 er virkningsgraden til omformeren.

Ut ifra dette kan den totale virkningsgraden til anlegget fremstilles ved

$$\eta_{total} = \frac{P_{ut}}{P_{sol}} \quad (1.11)$$

hvor η_{total} er den totale virkningsgraden til systemet, P_{ut} er effekten ut av omformeren og P_{sol} er innstrålt effekt.

anslagsvis rundt 120 kWh/1kWp per måned, mens dette er mye lavere i vintermånedene. Det er begrenset med solinnstråling på vinteren, men dette kan variere mye, og er også svært væravhengig. Dersom det snør mye, og denne blir liggende på panelene vil solinnstrålingen være like null. Mens på paneler der snøen sklir lett av, eller det ikke snør i det hele, kan man forvente en innstråling tilsvarende 20 kWh/1kWp eller 2 MWh/måned (H. Hanson).

Typen solceller

Solcellers virkningsgrad avhenger i stor grad av materialet som brukes. Det er gjerne slik at de med høyest virkningsgrad er de dyreste materialene, og at man derfor må finne et materiale som imøtekommer de krav man har til sitt spesifikke anlegg i forhold til både virkningsgrad og pris.

Silisiumceller, som er de mest brukte, kan også bygges opp på to ulike måter. Man kan enten bruke én type krystallstruktur gjennom hele krystallet, eller så kan man bruke ulike krystallstrukturer. Førstnevnte gir et monokrystallinsk materiale, mens sistnevnte gir et multikrystallinsk materiale, nettopp på grunn av hvilke krystallstrukturer som brukes. Dette har også en innvirkning på virkningsgraden. En monokrystallinsk solcelle har en struktur som gir mindre tap enn den multikrystallinske, men denne er også dyrere i produksjon. Forskjellen i virkningsgrad ligger gjerne på rundt 5 prosent (Fornybar 2012).

$$\eta_{1,multikrystallinsk} = 14 - 16 \%$$

$$\eta_{1,monokrystallinsk} = 15 - 20 \%$$

5.2.2 FORUTSETNINGER FOR FREDRIKSHALD BRYGGE

- For solinnstråling og Azimuth-vinkel, se kap. 4.2.1.
- Takarealet på delen som kobler to og to bygninger sammen kan utnyttes. Takareal per kvartal på Fredrikshald Brygge er:

$$\text{Takareal per kvartal} = 631\text{m}^2$$

- Areal som kan dekkes med solceller, per kvartal:

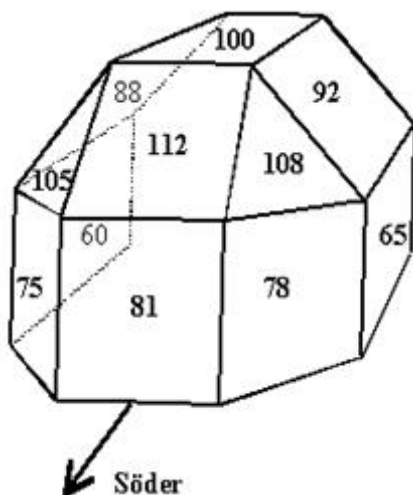
$$\text{Solcelleareal per kvartal} = 600\text{m}^2$$

- Antall kvartaler = 18
- Totalt areal solpaneler beregnes ut ifra hvor mange kvartaler man ønsker å dekke med solpaneler:

$$\text{Totalt areal solpaneler} = 600\text{m}^2 * \text{Antall kvartaler} \quad (1.12)$$

- Helningsvinkel tak: 6 grader (fra **Fel! Hittar inte referenskölla.**):
- Helningsvinkel solpanel: 8 grader. Det forutsettes at panelene ikke kan vris og endre orientering eller helning. Altså skal det ikke være noen bevegelige deler på anlegget.
- Det forutsettes at det brukes solcellepaneler av multikrystallinsk materiale.

Energiytelsen må justeres for helning og Azimuth-vinkel på panelene i forhold til Figur 5.1.



FIGUR 5.1: NORMERING AV ENERGIYTELSE VED ULIKE PANELORIENTERINGER.

Her ser man at en helt flat orientering tilsvarer 100 i energiytelse, slik at en helning på 45 grader rett sør gir tilsvarende 112 mens en helning på 45 grader rett øst gir 92 i energiytelse. Energiytelsen til et PV-anlegg oppgis gjerne under optimale forhold – dvs. ved 45 graders helningsvinkel og retning rett sør. For å beregne energiytelsen for et anlegg med andre orienteringer enn det figuren oppgir, må dette regnes om ved interpolering mellom retningene.

For en orientering i retning sør-øst og en helning på 8 grader, må følgende energiytelser brukes:

- Energiytelse sør-øst, 45 grader = 108
- Energiytelse 0 grader = 100

Energiytelse sør-øst, 8 grader:

$$\text{Stigningstall } 0 - 45 \text{ grader} = \frac{108 - 100}{45 - 0} = \frac{8}{45} \approx 0,18$$

$$\text{Energiytelse } 8 \text{ grader} = 100 + 0,18 * 8 \text{ grader} \approx \mathbf{101,5}$$

Altså gir en helning på ca.8 grader tilsvarende ca. 101,5 i normert energiytelse i følge figuren. Dette betyr at den horisontale energiytelsen øker med 1,5 % ved å settes i den oppgitte orienteringen.

5.2.3 BEGREPER

Standard testbetingelser

Når man oppgir egenskaper ved et solcelleanlegg for å kunne sammenligne med andre anlegg, vil man fremstille for eksempel effekt produsert under standard testbetingelser. Internasjonalt er det felles betingelser som kalles Standard Test Conditions (STC)(Multiconsult 2013). Dette er som nevnt i kap.5.2.1 en solinnstråling på 1000 W/m². I tillegg skal AM=1,5, hvor AM står for Air Mass, og beskriver hvor mye atmosfære sollyset må igjennom før det treffer solpanelet. AM=1 betyr at solen står rett over panelet (solen står i "Zenith"), mens AM1,5 betyr at solen står skrått på og må igjennom mer atmosfære før det treffer panelet (PvEducation u.å.).

Merkeeffekt

For et gitt anlegg er det oppgitt en merkeeffekt i enheten kWp (kilowatt peak). Denne kalles også Peak power, og er den effekten anlegget produserer under standard testbetingelser (se over). Dermed er det også mulig for anlegget å produsere mindre eller mer effekt enn oppgitt merkeeffekt, da produsert effekt varierer med varierende værforhold og innstrålt solenergi (Multiconsult 2013). Men merkeeffekten brukes for å beskrive ytelsen til anlegget, og til å kunne sammenligne anlegg på tvers av utstyr og geografisk beliggenhet (så lenge de går under de standard testbetingelsene).

I tillegg er merkeeffekt en målestokk som kan brukes for prising av anlegg. Dette er en effekt som er målt av produsenten, og ganske enkelt er det bedre jo høyere denne er. Det kan i så måte sammenlignes med hestekrefter i en bil. Produsenten kan velge å gi en fast pris per kWp installert i et anlegg, og dermed prise etter dette.

Spesifikk ytelse

Merkeeffekt er også en referanseverdi for energiproduksjon. Uavhengig av hvor stor merkeeffekten er, kan man oppgi energi produsert per år per kWp (kWh/kWp/år). Dette kalles spesifikk ytelse, og varierer med både type paneler og geografisk beliggenhet. I Norge vil den typisk variere fra 700 til 950 kWh/kWp/år, hvor 950 gjenspeiler det anlegget med de beste forholdene.

Når man kjenner merkeeffekten, kan man finne energien som produseres per år. For Fredrikshald Brygge, hvor ett taks energiproduksjon er oppgitt som energi per kvartal, kan man finne energi produsert over ett år på følgende måte:

$$\frac{\text{Energi}}{\text{kvartal}} (\text{kWh}/\text{år}) = \frac{\text{Energi}}{\text{Peak Power}} (\text{kWh}/\text{kWp}/\text{år}) * \text{Peak Power} (\text{kWp}) \quad (1.13)$$

LCOE

Levelized Cost of Energy er en beregningsmetode som beregner produksjonskostnaden ut ifra hvordan kostnader og produksjon endrer seg i løpet av systemets levetid. Den tar utgangspunkt i investeringskostnad, diskonteringsrente, årlige kostnader, tapsfaktor og energiproduksjon. LCOE er forholdet mellom livssyklus-kostnader (kr) og livssyklus-produksjon (kWh) (Multiconsult 2013).

$$LCOE = \frac{\text{Livssyklus} - \text{kostnader (kr)}}{\text{Livssyklus} - \text{produksjon (kWh)}}$$

5.2.4 MILJØHENSYN

Bruk av solcellepaneler til PV-anlegg er et miljøvennlig og CO₂-nøytralt alternativ til andre og forurensende energikilder. Dersom PV-anlegget kan dekke el-behovet til hele bydelen vil dette bety at de slipper å koble seg på det eksterne nettet overhodet, med mindre de også vil levere strøm ut på nettet. Uansett vil dette minke forespørselen på fossil energi, og i et miljøperspektiv være svært gunstig.

Men det er også flere aspekter ved bruk av solenergi til produksjon av solstrøm. For dersom målet med bruken av fornybare kilder er å redusere CO₂-utslipp i et globalt perspektiv, må man også se på alle prosesser rundt bruken og produksjonen av solcellene. I følge IFE (Institutt for energiteknikk) er det i dag knyttet nevneverdige utslipp til produksjonen av solceller og solcellepaneler. Dette er viktig å være klar over når man skal velge produksjonsmetode og hvilket land som står for produksjonen, men det blir ikke tatt videre i denne oppgaven på grunn av omfanget.

5.3 FLISFYRINGSANLEGG

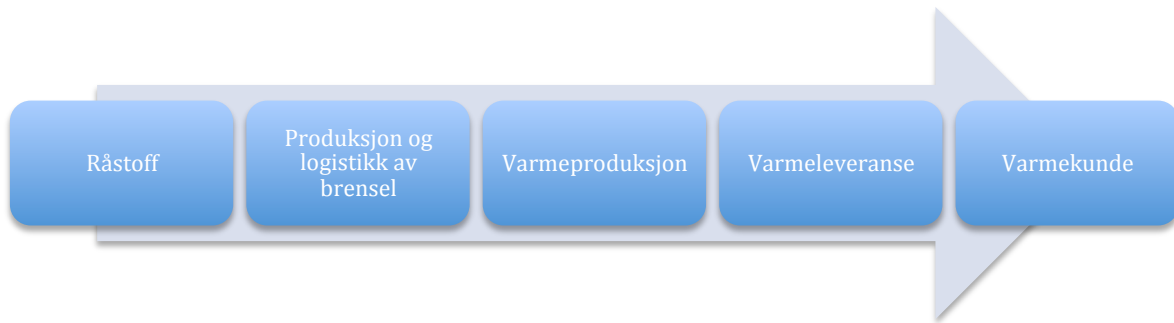
5.3.1 TEKNISK LØSNING

Biobrensler

For å levere fornybar varme til en bydel, kan det installeres et nærvarmeanlegg med biobrensel som energibærer. Dette er en kjel som kan benytte seg av brensler som pellets eller flis, og valget avhenger blant annet av hvilke krav man har til effektivitet, pris og tilgjengelighet. Pellets inneholder mer energi per volum, noe som har betydning for blant annet effektivitet, frakt og lagringsvolumer. Investeringskostnaden for et fyringsanlegg/kamin for pellets er i tillegg lavere enn det for et flisfyringsanlegg. Her må man kjenne til dimensjonen på anlegget, og hvor mye energi det skal levere. Et nærvarmeanlegg dimensjoneres til å levere en grunnlast. Her kommer også energiprisen inn som en avgjørende faktor, og her er energiprisen for flis betydelig lavere enn for pellets (Hermansen 2014).

Ut ifra dette og basert på anbefalinger fra COWI, er det valgt å se på en flisfyringskjel med flis som energibærer (Hermansen 2014). I tillegg trengs det en spisslast som kan dekke det resterende effekt- og energibehovet over året, og som kan levere varme om flisfyringskjelen skulle periodevis være ute av drift.

I figuren under er verdikjeden for biovarme basert på skogbrensel illustrert.



FIGUR 5.2: VERDIKJEDE FOR BIOVARME BASERT PÅ SKOGBRENSEL (KJØLSTAD 2011).

Figur 5.2 viser at verdikjeden for tre starter som råstoff, hvor felling og kvisting gjør treet klart til videre prosessering. Produksjon og logistikk består av videreforedling av brenset, som for eksempel flising eller pelletering, samt lagring og transport av brenset. Varmeproduksjonen innebærer både lagring i større eller mindre siloer/lagre i varmeanlegget og energiomforming. Varmeleveranse kan være leveranse av varmt vann i et fjernvarmenett eller i et nærvarmenett som for eksempel vannbåren varme. Varmekunden er til slutt de som kan benytte seg av denne varmen, om det er i form av varme i bolig eller varmt vann.

Grunnlast og spisslast

Flisfyringskjelen settes til å dekke en grunnlast på grunn av den lave energikosten. Grunnen til at en slik kjel ikke kan dimensjoneres til å ta hele effektbehovet, er at den da måtte gått mye på lavlast, noe som betyr dårlig effektivitet, økte utslipp og mer behov for vedlikehold på grunn av slitasje. Generelt bør ikke biokjeler kjøres på effekter lavere enn 20-30 % av installert effekt (Fornybar u.å.).

Som spisslast er det valgt å bruke bioolje. Dette er olje som baserer seg på biologiske materialer, som planter, eller animalske kilder. Rapsolje er et eksempel på bioolje, men da dette konkurrerer med matproduksjon og belaster landbruksareal, er det ikke regnet som en 100% fornybar energikilde i denne sammenheng. Aktuelle biooljer som er 100% fornybare er derfor oljer som må resirkuleres etter bruk i mat eller næringsmiddelindustri (Eco-1 2013).

En fordel med en slik biokjel er at den fint kan kombineres med andre varmeløsninger. Den kan skrues av og på etter behov, og stå stille over lengre perioder, for eksempel gjennom en hel sommer.

Effektivitet

En flisfyringskjel er dimensjonert slik at den har en bedre virkningsgrad ved en effektbelastning nær dimensjonerende effekt enn ved en lav effekt. Dette betyr at dersom flisfyringsanlegget dimensjoneres for en så høy effekt at den sjeldent belastes for full effekt, blir virkningsgraden lav og følgelig økonomien dårlig. Dette samsvarer med en lav brukstid (se kap.4.1.5) for anlegget. Et flisfyringsanlegg dimensjoneres normalt for å dekke 50% av det dimensjonerende effektbehovet, men for det enkelte anlegg må det undersøkes hvilken effektfordeling kunden har utover året (energibehov).

5.3.2 MILJØHENSYN

Biobrensel som flis er et fornybart, miljøvennlig og CO₂-nøytralt brensel. Det settes imidlertid krav til at bruken av flis ikke bidrar til avskoging og reduksjon av grønne områder. Men i Norge er det et overskudd av tre og flis, da det er over dobbelt så stor tilvekst av hogst årlig i forhold til det som blir

hugget (Thoen 2013). Det er dermed store muligheter for utnyttelse av tre i Norge, men det finnes også utfordringer her i forhold til mange småskala produsenter og store industrielle produsenter.

Spisslasten som her er bioolje, er også et miljøvennlig alternativ, og i motsetning til fossil olje bidrar det til nøytrale klimagassutslipp.

5.3.3 ØKONOMISKE FORUTSETNINGER

Det gjøres følgende forutsetninger for energipris på brensel og strøm (Hermansen 2014):

TABELL 3 : FORUTSATTE ENERGIPRISER FOR BRENSSEL OG STRØM FOR ET FLISFYRINGSANLEGG OG OLJEKJEL (HERMANSEN 2014).

Energipriser	
Energipris flis:	22 øre/kWh
Energipris olje:	70 øre/kWh
Energipris strøm:	70 øre/kWh

Energipris for flis, olje og strøm er forutsatt av Hermansen (2014) i COWI. Økonomiske forutsetninger for flisfyringsanlegget samt virkningsgrad for flisanlegg og oljekjel er gitt i tabellen under.

TABELL 4: ØKONOMISKE OG DRIFTSMESSIGE ANTAGELSER FOR ET FLISFYRINGSANLEGG MED OLJEKJEL SOM SPISSLAST.

Antagelser for flisfyringsanlegg	
Kalkulasjonsrente:	6 % p.a.
Avskrivningstid:	20 år
Drift & vedlikehold utstyr:	2,5 % av investering utstyr
Virkningsgrad flisanlegg.:	85 %
Virkningsgrad oljekjel:	95 %
Antatt Enova-tilskudd:	1,25 kWh fornybar per støttekrone

Kalkulasjonsrenten settes til 6 % og avskrivningstiden til 20 år. Kostnad for drift og vedlikehold av utstyr regnes ut ved en prosentsats på 2,5 % av investering av utstyr. Virkningsgraden av flisanlegget antas å være 85 % mens oljekjelen som velges har en virkningsgrad på 95 %.

Årskostnader og investeringskostnader vil bestemmes ut ifra dimensjonen som trengs på det aktuelle anlegget. Følgende investeringskostnader skal beregnes: Entreprenørkostnad, rigg og drift, uforutsette kostnader og prosjektering. De tre siste beregnes ut fra den antatte entreprenørkostnaden:

- Rigg og drift: 10 % av entreprenørkostnad
- Uforutsette kostnader: 10 % av entreprenørkostnad
- Prosjektering: 7 % av entreprenørkostnad

Ved beregning av entreprenørkostnaden forutsettes det at investeringskostnad for tomt, vann, avløp og elektrisitet ikke er med. Dette blir utenfor denne oppgavens område. Når entreprenørkostnaden er kjent, samt de øvrige investeringskostnadene, får man prosjektkostnaden:

$$\text{Prosjektkostnad} = \text{Entreprenørkostnad} + \text{Rigg og drift} + \text{Uforutsette kostnader} + \text{Prosjektering} \quad (1.14)$$

Det antas at prosjektet kan motta Enova-støtte. Støtten beregnes ut ifra hvor mye fornybar energi som skal produseres etter satsen gitt i Tabell 4.

$$Enova - støtte (kr) = \frac{\text{Produsert fornybar energi (kWh)}}{1,25 \text{ kWh/støttekrone}} \quad (1.15)$$

Dersom denne støtten blir innvilget, vil prosjektkostnaden reduseres:

$$\text{Prosjektkostnad inkl. Enova-støtte} = \text{Prosjektkostnad} - \text{Enova-støtte} \quad (1.16)$$

Videre beregnes årskostnader ut ifra de oppgitte energiprisene og energibehovet som nærvarmeanlegget skal dekke. Energibruken og kostnaden for hver energibærer avhenger av hvor stor andel av det totale energibehovet grunnlasten og spisslasten skal dekke, samt energiprisen som er oppgitt i Tabell 3. Virkningsgraden for oljekjel og flisfyringsanlegg må også med i beregningen av energiforbruk, da en andel av energien til flisen og oljen vil gå tapt i forbrenningsprosessen. Virkningsgradene er oppgitt i Tabell 3. Når man kjenner kostnaden for hver energibærer kan man finne total årskostnad for energi. Utrengningene for de ulike energikostnadene er gitt under:

$$\text{Energiforbruk grunnlast (kWh)} = \frac{\text{Grunnlast energidekning (kWh)}}{\text{Virkningsgrad flisfyringsanlegg (\%)}} \quad (1.17)$$

$$\text{Energikostnad flis (kr)} = \text{Energiforbruk flis (kWh)} * \text{Energipris flis (kr)} \quad (1.18)$$

Samme utregningsmetode brukes for bioolje:

$$\text{Energiforbruk spisslast (kWh)} = \frac{\text{Spisslast energidekning (kWh)}}{\text{Virkningsgrad oljekjel (\%)}} \quad (1.19)$$

$$\text{Energikostnad olje (kr)} = \text{Energiforbruk olje (kWh)} * \text{Energipris olje (kr)} \quad (1.20)$$

Det forutsettes også at anlegget trenger en mengde strøm i løpet av året. Dette blir anslått ut ifra dimensjonen på anlegget under kap. 6.2.3.

$$\text{Energikostnad strøm (kr)} = \text{Energiforbruk strøm (kWh)} * \text{Energipris strøm (kr)} \quad (1.21)$$

Når alle energikostnadene er kjent kan årskostnaden for energi til nærvarmeanlegget beregnes ved følgende formel:

$$\text{Årskostnad Energi} = \sum \text{Energikostnad (flis, olje, strøm)} \quad (1.22)$$

Øvrige årskostnader blir gitt av fagkyndige i COWI, og blir fremstilt i beregningen for totale årskostnader i kap. 6.2.3.

$$\begin{aligned} & \text{Sum årskostnader} \\ = & \sum \text{Årskostnad (Energi, Drift\&Vedlikehold, Personellkostnad, Kapitalkostnad)} \end{aligned} \quad (1.23)$$

Når totale årskostnader er kjent, kan produksjonskostnaden regnes ut (kr/kWh).

$$\text{Produksjonskostnad (kr/kWh)} = \frac{\text{Sum årskostnader (kr)}}{\text{Energibudsjett (kWh)}} \quad (1.24)$$

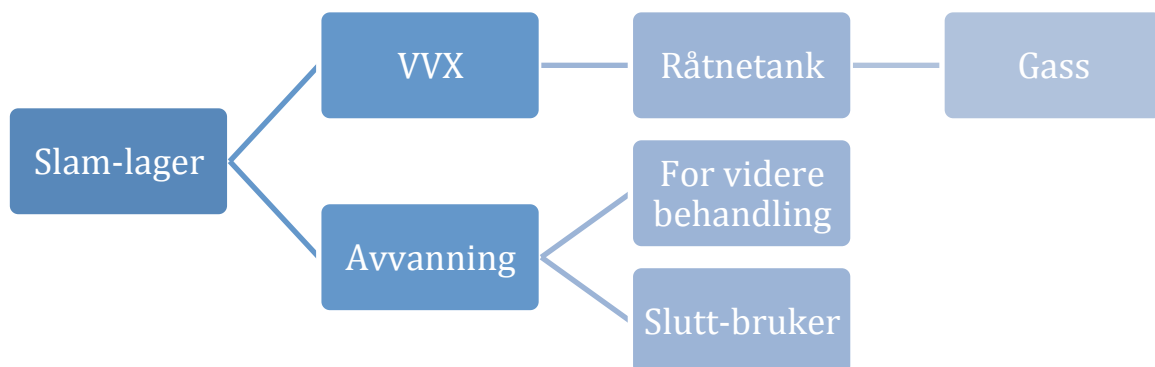
5.4 BIOGASS FRA AVLØPSRENSEANLEGG

5.4.1 UTNYTTING AV BIOGASS

En energiløsning med bruk av biogass har mange muligheter. Her forutsettes det at biogassen kommer fra et avløpsrenseanlegg. Et avløpsrenseanlegg behandler våtorganisk avfall og avgir rensset vann og biologisk materiale som videre kan benyttes til energi- eller drivstoffproduksjon (NorskVann u.å.). Ved produksjon av varme kan det enten benyttes en brenner eller en gasskjel. Gasskjelen varmer opp vann til et vannbårent varmesystem og eventuelt varmtvann. Dersom gassen skal benyttes til elektrisitet må det benyttes en stempelmotor eller gassturbin. Og ved hjelp av et kombinert system kalt CHP (Combined Heat and Power), kan man produsere både elektrisitet og varme (Klif 2013). Det er også mulig å oppgradere gassen til å fungere som drivstoff, eller å bruke gassen til bruk i komfyrer i husholdningen.

Energiproduksjon i renseanlegg

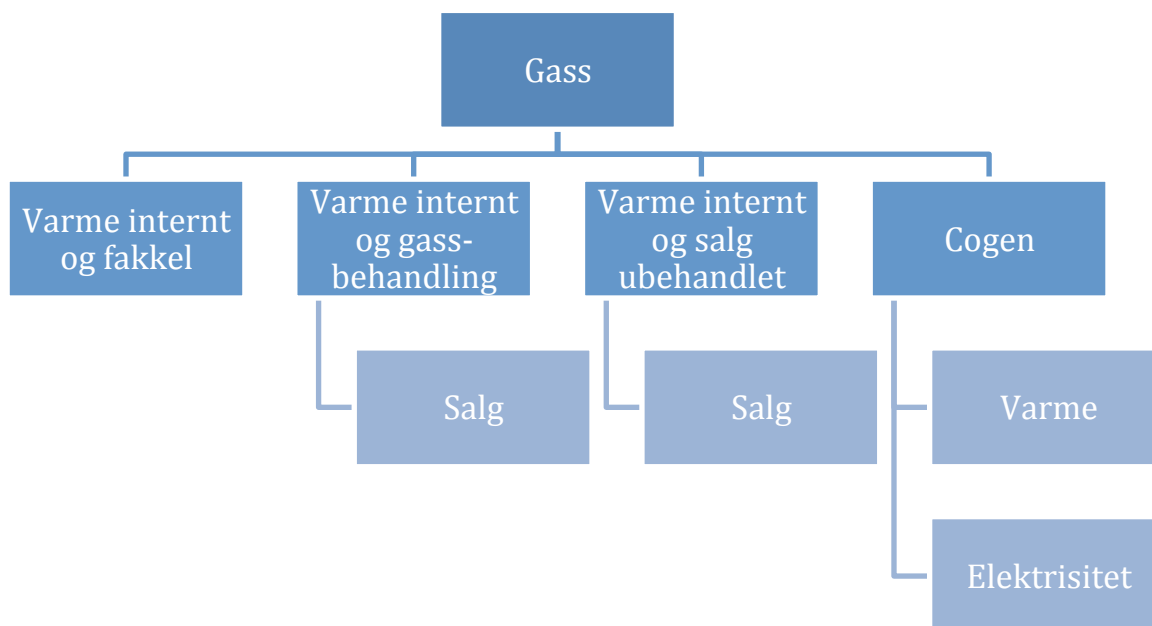
For å illustrere hvordan slam i et renseanlegg kan produsere biogass, brukes det rapport fra COWI for Remmen Renseanlegg i Halden.



FIGUR 5.3 ILLUSTRASJON AV PROSESS FRA SLAM TIL GASS I RENSEANLEGG (MARKUSSEN 2014).

Ved å føre slammet gjennom avvanning, kan man enten behandle dette videre eksternt eller levere til en slutt-bruker. Dette leddet kan være aktuelt dersom utnyttelsen av slammet ikke er lønnsomt å gjøre lokalt i anlegget, men heller hos kunden. Den andre muligheten er å produsere biogass gjennom en varmeveksler (VVX) og råtnetank. Slammet føres først igjennom en varmeveksler for å oppnå ønsket temperatur for mesofil utråtning som er $>37^{\circ}\text{C}$ (og $>70^{\circ}\text{C}$ for pasteurisering). Denne temperaturen må holdes jevnt, noe som betyr at i kalde perioder må det mer energi til for å opprettholde ønsket temperatur på slammet.

Fra råtnetanken kan slammet gå til gassproduksjon. Leddene i produksjonen går ikke mer innpå her, da det kun er aktuelt å se på de interne energibehovene og hva som produseres. Gassen kan så gå videre til fire ulike scenarier, se figuren under.



FIGUR 5.4: ALTERNATIVER FOR BRUK AV BIOGASS (MARKUSSEN 2014).

Tre av fire alternativer for bruk av biogass foreslått ovenfor, går ut på å bruke varmen som produseres internt. Dette betyr at renseanlegget brukes varmen til eget forbruk før det eventuelt selger eller fakler den resterende gassen. Salg av gass kan forekomme enten i form av ubehandlet eller behandlet gass. Cogen er kort for cogenerator, som produserer både varme og elektrisitet. Denne mulighetene blir det ikke gått videre innpå her.

Oppvarming

For denne oppgaven blir det valgt å se på bruken av gasskjel til oppvarmingsformål. I en gasskjel varmes vann opp som så varmer opp bygget ved hjelp av vannbåren varme. Det kan også brukes til oppvarming av varmt tappevann i varmtvannsberedere. Teknologien bak en gasskjel blir ikke gått nærmere inn på her.

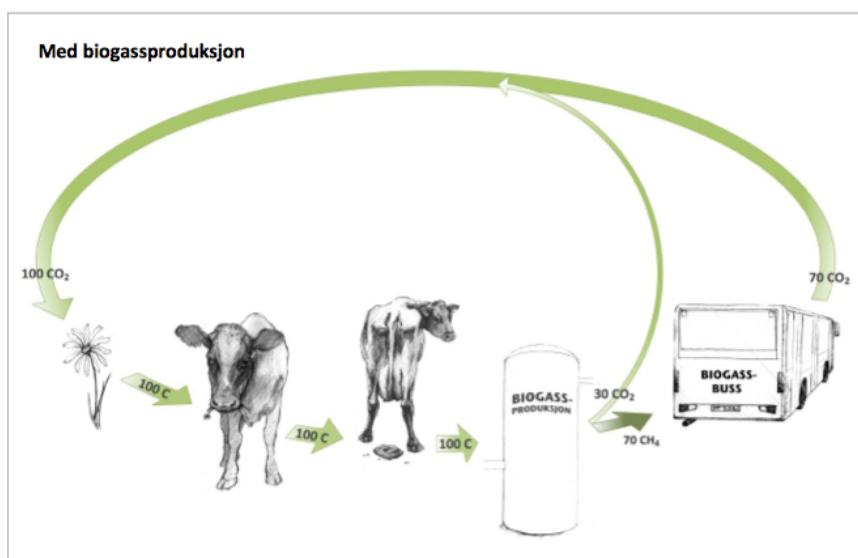
Gass til komfyr

En mulig løsning for utnyttelse av biogass i boliger, er å levere gass til gasskomfyrer.

Forutsetning: Komfyrer står for 19 % av energibehovet for *teknisk utstyr* i en norsk bolig (se vedlegg V 1) (Enøk u.å.; Selvig 2013)

5.4.2 MILJØHENSYN

Miljøgevinsten ved å benytte biogass som energikilde avhenger av hvor denne gassen kommer fra, og hva som er alternativ energikilde. Biogass fra våtorganisk avfall er fornybart, men i seg selv vil ikke bruken av denne redusere CO₂-utslippene. Men dersom energi fra biogassen erstatter bruk av fossile energikilder, medfører dette en reduksjon i klimagassutslipp. I tillegg vil utnyttelse av biogass til energibruk i stedet for forbrenning eller kompostering ha positive miljøkonsekvenser da dette vil redusere metan- og lystgassutslipp (Klif 2013). Biogassen er miljøvennlig og gir ingen sot eller røyk, verken ute eller inne.



FIGUR 5.5: ILLUSTRASJON AV HVORDAN KRETSLØPET TIL CO₂ FORLØPER VED PRODUKSJON AV BIOGASS.

Ved lite energibehov og følgelig overskuddsgass, må dette fakles dersom anlegget ikke har alternativ lagringskapasitet. Dette medfører et netto klimagassutslipp, og er derfor en negativ miljøkonsekvens med mindre biogassen erstatter fossile brensler.

Ved utnyttelse av våtorganisk avfall vil den samfunnsøkonomiske gevinsten være høyere enn for utnyttelse av husdyrgjødsel. Grunnen til dette er at husdyrgjødsel kan brukes direkte på jordene, mens våtorganisk avfall enten fakles (forbrennes) eller fraktes på tanker for å kompostere ved egnede anlegg. Våtorganisk avfall har også et svært stort gassutbytte.

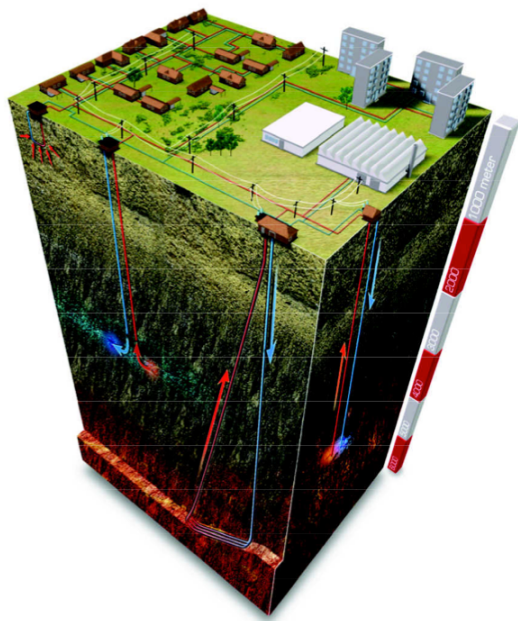
Når våtorganisk avfall benyttes til biogassproduksjon blir det også igjen et restprodukt som kan brukes som gjødsel. Om denne prosessen gjøres riktig, vil næringsstoffene bli igjen i gjødselen og dermed kunne erstatte kunstgjødsel. Avfallet inneholder blant annet nitrogen og fosfor, hvor fosfor er en stor mangelvare i verden i dag. Produksjonen av kunstgjødsel er også i dag en prosess som er negativ for miljøet, og det vil derfor ha en positiv miljøkonsekvens om etterspørselen etter denne reduseres.

5.5 GEOVARME

5.5.1 OM GEOTERMISK ENERGI (OG UTNYTTELSEN AV DENNE)

Geotermisk energi er energi som hentes fra den lagrede termiske energien i jordskorpen. Temperaturen i jorda varierer med hvor dypt fra overflaten man borer, og det praktisk dypeste for uttak av varme er 5 km. Denne varmen kan enten utnyttes direkte ved utbygging av varmeanlegg, eller brukes til å produsere elektrisitet i generatorer (Spjeldnæs 2012). Ved sistnevnte kreves temperaturer over 150°C, noe som ikke forekommer ved 5 km dyp alle steder. Dette gjelder også for Norge, så er derfor kun aktuelt å benytte geotermisk energi til oppvarming- og kjøleformål her. (Regjeringen 1998).

I Figur 5.6 er det illustrert flere ulike måter å hente ut den termiske energien i berggrunnen på: herunder grunt geotermisk system, naturlig system (henter varmt vann fra grunnen), og konstruert termisk system basert på varmeoverføring og på oppsprekking av berggrunnen (energi21 2011) (Forskningsrådet).



FIGUR 5.6: ILLUSTRASJON AV FIRE ULIKE TYPER ENERGISYSTEMER. FRA VENSTRE: GRUNT GEOTERMISK SYSTEM, NATURLIG HYDROTHERMISK SYSTEM, KONSTRUERT GEOTERMISK SYSTEM OG ET KGS BASERT PÅ OPPSPREKKING AV BERGGRUNNEN. (ENERGI21 2011)

Det mest vanlige systemet å bruke på større anlegg i Norge er konstruert geotermisk system av lukkede kollektorer i berg. Dette kalles gjerne *bergvarme* da det henter varmen fra berg/fjell. Systemet kjører ned en sirkulerende frostvæske som varmes opp av berggrunnen, før den pumpes opp til en varmepumpe som hever temperaturen til ønsket nivå (Ramstad 2011). Det er denne typen anlegg som blir sett på i denne oppgaven.

Kollektorslangene har typisk en diameter på rundt 14cm, og dybden må bestemmes ut ifra effekten som skal hentes opp samt hvor høy varmeeffekt berggrunnen kan avgi. Den norske berggrunnen kan ha varmeopptak mellom 20 og 40 W/m og det antas her at hensiktsmessig dybde på brønnene ligger rundt 100-300m. Størrelse på brønnparken variere også med hvor god varmeledningsevne berggrunnen har, og om varmelageret raskt tappes for varme. Hvis dette er tilfellet må termisk lading til (se neste delkapittel), eventuelt må brønnene ha større avstand mellom hverandre. En typisk avstand er rundt 10 m for anlegg av denne typen (Hermansen & Bjørlo 2014).

Alle disse faktorene må være kjent før utbygging, så det må først gjøres geologiske undersøkelser av berggrunnen før geotermiske anlegg dimensjoneres og utbygges. Dette er en prosess som tar minimum 0,5-1 år, og kan blant annet innebære prøvepumping med en test-brønn. Dette for å vite hva spesifikt effektuttak er i berggrunnen (W/m), og hvor mange meter det er ned til fast fjell. Her er sistnevnte spesielt avgjørende. Grunnen til dette er at brønner som settes i løsmasser trenger føringsrør i stål, noe som medfører en mye høyere kostnad per meter enn brønner som settes i fjell/berggrunn. Vanligvis kan forskjellen i kostnad være på en størrelsesorden på 3-5 ganger så stor for føringsrør (Ramstad 2011).

De geologiske forholdene kan deles inn i ulike kategorier basert på type fjell, dybde med løsmasser samt valg av system (åpent eller lukket). Disse kategoriene er utarbeidet av Asplan Viak for NVE, for å kategorisere grunnforholdene i Norge (Ramstad 2011).

TABELL 5: INNDELING AV ULIKE GEOKLASSER, BASERT PÅ DYBDE TIL FJELL OG OM DET KAN PUMPES OPP GRUNNVANN (RAMSTAD 2011).

Geokl.	Beskrivelse	Dybdepunkt – boringer og observasjoner	Grunnvarme-anlegg
Geokl1	Grunnvannsenhet < 30 meter dybde til fjell	Dybde til fjell/brønnndyp – Under 5 m Dybde til fjell – 5 til 30 m	Åpent
Geokl2	Grunnvannsenhet > 30 meter dybde til fjell	Dybde til fjell/brønnndyp – Over 30 m	Åpent
Geokl3	<30 meter dybde til fjell – Tynt dekke – Bart fjell – Ubetydelig dekke	Dybde til fjell – Under 5 m Dybde til fjell – 5 til 30 m	Lukket
Geokl4	>30 meter dybde til fjell – Tykt dekke– Uspesifisert dekke	Dybde til fjell – Over 30 m	Lukket

Som Tabell 5 viser, kan man utnytte tilgjengelig grunnvannsenhet ved hjelp av et åpent (naturlig) hydrotermisk system. Geokl står for geoklasse, og aktuelle klasser for lukkede anlegg er klasse 3 og 4 for henholdsvis mindre eller mer enn 30m dybde til fjell. Her er klasse 4 den "dårligste" klassen av disse to, da løsmasser både har dårlig varmeledningsevne og medfører økte kostnader ved boringen.

Termisk lading

Ofte i store anlegg som forsyner for eksempel næringsbygg med kjølebehov, kan man kjøle bygget ved å lade berggrunnen termisk med overskuddsvarmen. Slik kan man se på berggrunnen som et batteri, hvor man *lader* opp berggrunnen på sommeren, og henter varmen opp på vinteren. Dersom man ikke har kjølebehov i bygget kan man lade anlegget termisk ved å tilføre overskuddsvarme fra for eksempel uteluft, ventilasjonsanlegg, spillvarme eller solfangere (Ramstad 2011; Stene 2014). Slik kan man utnytte energi som ellers ville gått til spille, og få igjen for det når de kalde månedene kommer.

Termisk lading forutsetter at det ikke er for høye grunnvannsstrømmer i berggrunnen, siden dette vil gjøre forholdene lite egnet til lading (Ramstad 2011).

5.5.2 VARMEPUMPE DIMENSJONERING

For denne oppgaven er det aktuelt å bruke væske/vann varmpumpe. Denne dimensjoneres til å dekke en grunnlast. Etter mye erfaring med varmpumper i Norge, er det funnet at den effekten som gir best energiytelse ligger på rundt 50 % av netto effektbehov for oppvarming (Stene 2014). I tillegg må det legges på et jevnlig effektbehov for varmt tappevann dersom varmpumpen også skal dekke dette. Det forutsettes her at varmpumpen skal levere varme til både oppvarming og varmtvann.

Beregning av varmeenergi:

Varmeenergien forteller hvor mye energi varmpumpen skal levere i løpet av et år, og består av et ledd for klimaavhengig varmeenergi og ett for varmtvannsenergi.

$$\begin{aligned} \text{Klimaavhengig varmeenergi} &= \text{Netto energibehov oppvarming} \\ &= \text{Ventilasjonsvarme} + \text{Romvarme} \end{aligned} \quad (1.25)$$

$$\text{SUM varmeenergi} = \text{Klimaavhengig varmeenergi} + \text{Varmtvann varmeenergi} \quad (1.26)$$

Varmeeffekt

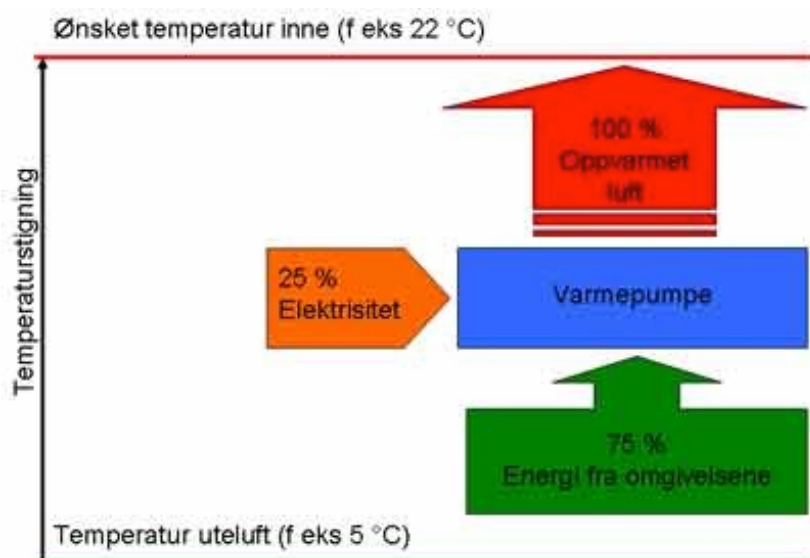
Her brukes spesifikt effektbehov for romvarme og ventilasjonsvarme igjen for å finne effektbehovet for oppvarming – altså det klimaavhengige effektbehovet. Effektbehovet for varmtvann til

dimensjonering av varmepumpe gjøres ut ifra det totale energibehovet for varmtvann fra SIMIEN-beregningen. Når en har denne verdien, finnes man effekten ved å dividere med antall timer i året:

$$\text{Effektbehov varmtvann VP [kW]} = \frac{\text{Energibehov varmtvann [kWh/år]}}{\text{Antall timer per år [h/år]}} \quad (1.27)$$

For å være sikre på å ha nok kapasitet til varmtvann over året, kan man legge til en sikkerhetsfaktor.

Dimensjonering av anlegg



FIGUR 5.7: ILLUSTRASJON AV HVORDAN EN VARMEPUMPE FUNGERER (STENE 2014)

$$COP = \frac{Q_k}{W} \quad (1.28)$$

$$K = \frac{Q_k}{Q_f} \quad (1.29)$$

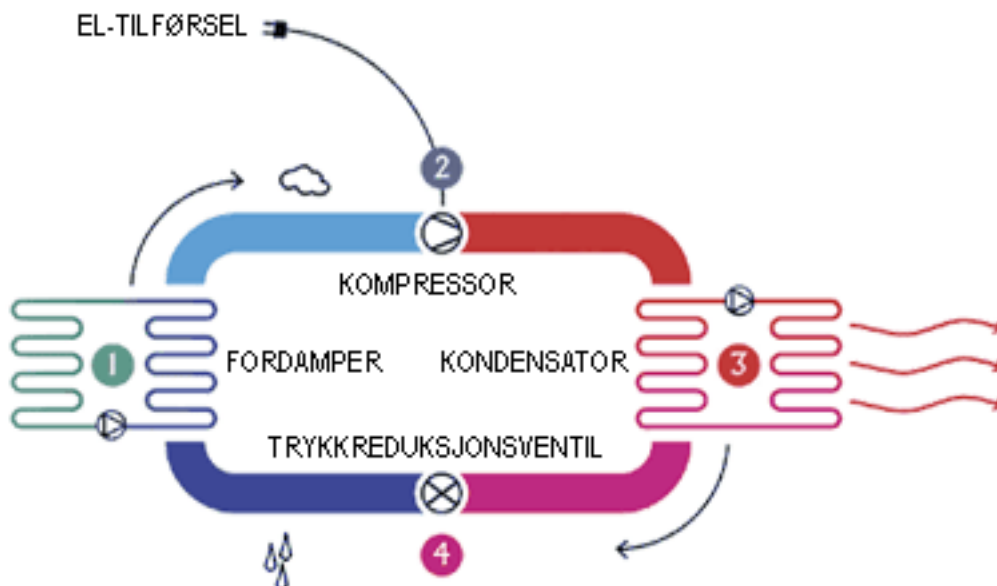
K kalles omregningsfaktor, og er forholdet mellom avgitt varme og tilført varme fra den fornybare energikilden. Q_f er fordampereffekten, altså den varmen som hentes ut fra varmekilden. Q_k er kondensatoreffekten, som er avgitt varme fra anlegget.

COP (Coefficient of Performance) er forholdet mellom avgitt effekt og tilført elektrisk effekt. Det betyr at jo høyere COP, jo bedre er anlegget fordi det henter en større andel effekt fra den fornybare energikilden enn fra den elektriske strømkilden. En høy COP vil også bety at omregningsfaktoren er lavere, altså at varmen avgitt fra energikilden er ganske lik den avgitte varmen fra anlegget.

Forholdet mellom K og COP kan sammenfattes til:

$$K = \frac{COP}{COP - 1} \quad (1.30)$$

I eksemplet i Figur 5.7 blir 75 % av varmen hentet fra fornybare energikilder, og 25 % fra elektrisitet. Dette gir at $COP = 100/25 = 4$ og omregningsfaktoren $K = 100/75 = 1,33$.



FIGUR 5.8: ILLUSTRASJON FOR PRINSIPPET BAK EN VARMEPUMPE MED DE FIRE STEGENE FORDAMPER, KOMPRESSOR, KONDENSATOR OG TRYKKREDUKSJONSVENTIL. (ENERGIPUMPE U.Å.)

Figuren over viser prinsippet bak en varmepumpe, hvor varmen fra omgivelsene (Q_f) går inn til fordamperen og varmen til bygget (Q_k) går ut fra kondensatoren. Frostvæsken fordamper når den varmes opp i fordamperen ved hjelp av den varme væsken fra kollektoren (varmekilden) før frostvæsken går videre til kompressoren. Her er det tilført elektrisitet slik at kompressoren varmer opp væsken ytterligere samtidig som trykket øker. Deretter går væsken til kondensatoren hvor vannet som skal varmes opp får varme tilført fra den oppvarmede væsken. Væsken er nå nedkjølt og går videre til en trykkreduksjonsventil hvor den minsker i trykk og temperatur før syklusen starter på nytt.

5.5.1 DIMENSJONERING AV ANLEGGET

Dimensjonering av geotermisk anlegg med varmepumpe gjøres først ut ifra dimensjonerende effektbehov og dimensjonering for varmepumpe, se kap. 5.5.2. Varmen Q_f som går inn til varmepumpens fordamper er den varmen som hentes fra varmekilden, her: kollektoren i berggrunnen. Dermed må antall brønner, dybden på brønnene samt effektopptaket per brønn samsvare med den effekten varmepumpen trenger for å levere oppgitt effektkrav, Q_k ved varmepumpens COP.

Dersom det er løsmasser før man kommer til fjell må man beregne hvor stort varmeopptak per meter det er her. Videre må man kjenne spesifikt varmeopptak for berggrunnen for å vite hvor mange meter med brønner som trengs for å hente oppgitt varmeeffekt. Dersom grunnforhold ikke er kjent kan man gjøre forenklinger basert på erfaringer for å gjøre en overslagsberegning for dimensjoner og kostnader. Det spesifikke varmeopptaket avhenger av varmeledningsevnen til fjellet samt temperaturen. Vanligvis er varmeledningsevnen i størrelsesorden 2 – 4,5 W/mK, og varmeopptaket/effektoverføringen ligge mellom 20 og 80 W/m (NGU 2008). Dersom det spesifikke varmeopptaket er kjent sammen med den varmeeffekten som skal hentes, kan totalt dybde for kollektorene finnes på følgende måte:

$$\text{Total dybde varmekollektorer (m)} = \frac{Q_f (W)}{\text{Spesifikt varmeopptak (W/m)}} \quad (1.31)$$

Ut ifra dette kan man velge et antall brønner som samsvarer med areal og hvor dype brønner som er aktuelle for prosjektet.

$$\text{Dybde brønn} = \frac{\text{Total dybde varmekollektorer}}{\text{Antall brønner/kollektorer}} + \text{Dybde løsmasser} \quad (1.32)$$

Slik finner man hvor dyp man ønsker at hver brønn skal være. Leddet "Dybde løsmasser" kan legges til dersom man ikke regner med løsmassene i beregningen for total dybde varmekollektorer.

Her er det viktig å ta hensyn til tilgjengelig areal, og hvor tett man kan ha brønnene. Dersom man ikke skal lade brønnene, er det viktig at disse ikke står for tett for å sørge for å ha høy nok temperatur tilgjengelig i berggrunnen. Dette kommer an på varmeledningsevnen til fjellet, og man må dimensjonere slik at man oppnår balanse mellom varmen som hentes fra berggrunnen og varmen som tilføres fra omkringliggende fjell.

Kombinasjon av peling og boring av energibrønner

Dersom det er behov for peling som fundament under store bygninger, kan det være aktuelt å se på muligheten av å kombinere dette med boring av energibrønner. Dette er det ikke gjort erfaringer med i Norge, men andre land har undersøkt mulighetene som ligger her. I Japan har de nemlig gjort seg erfaring med å kombinere geotermiske varmepumpesystemer med peling av bygg . En rapport fra et eksperiment gjort i samarbeid mellom flere teknologiske institusjoner i Japan, viser at det er store besparelser å hente ved å kombinere disse to løsningene.

For å sammenligne en ordinær løsning for borehull med en slik kombinasjon, er det antatt at det ved en ordinær løsning blir brukt U-rør til å hente opp varme/kjøleeffekt. Ved kombinasjon av peling og varmeopptak, ble 8 U-rør montert utenpå betongfundamentet. Resultatet fra det spesifikke prosjektet var at konstruksjonskostnaden per varme-og kjøleopptak var 90 prosent lavere enn den ordinære borehulls-løsningen. Det var imidlertid noen komplikasjoner og operasjonelle problemer for eksempel knyttet til konstruksjonen, og det er flere områder som må undersøkes og utbedres før løsningen kan brukes i virkelige bygninger (Sekine et al. 2007). Det skal understrekes at grunnvarmepumper ikke er en populær eller mye brukt løsning i Japan, da de har svært lang nedbetalingstid her. Det er også en stor forskjell på boring og peling, og for å hente geotermisk energi må man normalt lengre ned i bakken enn vanlige peler, ja helt ned til berggrunnen for å få tilstrekkelige temperaturforskjeller.

Årskostnader

For å drifte anlegget trengs det strøm til varmepumpen og olje til spisslasten.

Antatte energipriser:

Strøm: 0,7 kr/kWh

Olje: 0,7 kr/kWh

Strømkostnaden multipliseres med den energien, W som trengs for å drifte varmpumpen. I tillegg vil det tilkomme en kostnad til strøm og lignende til pumpene i kollektorene.

Oljekostnaden tilkommer den energien som det beregnes at spisslasten skal dekke. Her må det også tas hensyn til effektivitetstap i kjelen, som gjør at det forbrennes mer energi enn det som blir avgitt energi fra anlegget.

Produksjonskostnaden beregnes ut ifra summen av årskostnader og den totalt produserte energien fra både varmpumpe og oljekjel.

$$\text{Produksjonskostnad} = \frac{\text{Sum årskostnader}}{\text{Totalt årlig produsert energi}} \quad (1.33)$$

5.5.2 MILJØHENSYN

Positivt:

- Ingen synlige naturinngrep.
- Fornybart
- Null CO₂-utslipp

Negativt:

- Når området skal klareres og drilling igangsettes, vil det være en del forurensing i form av støy i området. Dette vil avta drastisk når anlegget settes i drift, da det kun vil være mindre driftsmessige støy-kilder knyttet til anlegget (s.373, Boyle, 2004). Dette er vanligvis minimalt, og kan anses som lite forstyrrende i driftsperioden.
- Avhengig av hvilken måte man henter opp varmen på, kan man få nedkjølt berggrunn eller rystninger i jordskorpen som kan føre til jordskjelv (s.373, Boyle, 2004)
- Gasslekkasjer (s.373, Boyle, 2004)

Antatt levetid for varmpumpen er 15 år, og tekniske levetid for energibrønner er 40 år i følge Ramstad (2011). For å få en større miljøgevinst bør man finne en varmpumpeløsning som har lengre levetid.

5.6 SJØVARME MED VARMEPUMPE

Potensialet til sjøvarme er betydelig i Norge, og er anslått til å kunne dekke 29 % av varme- og kjølebehovet til Norge (NGI). Store deler av Norges befolkning er bosatt langs kysten, og flere av de største byene ligger ved kysten. Her blir det sett på ulike måter å hente opp sjøvarme på, og hvordan denne kan utnyttes i et varmpumpeanlegg til oppvarming av boliger. En mulighet er også å bruke slike sjøvarmeanlegg til kjøling, men dette blir det ikke sett på her på grunn av at boliger av passivhusstandard ikke har kjølebehov, og dette er avgrenset av oppgaven (NS 3700:2013).

Det er mulig å utnytte vannets temperatur enten ved å pumpe vannet opp, eller ved å sirkulere en væske i et lukket system som henter varmen fra sjøen som en varmeveksler. Utnyttelse av sjøvarme forutsetter forholdsvis stabile temperaturer, og en viss dybde (Varmepumpeforening 2012). Jo høyere vanntemperaturen er vinterstid jo bedre er det for de sjøvannsbaserte varmpumpene. Når det planlegges slike anlegg er det nødvendig å kjenne vanntemperaturene ved det aktuelle området, og det rådes til å gjøre temperaturmålinger der varmen tenkes å hentes fra i minst ett år (NGI s.7).

I varmepumpen på land blir varmen som hentes fra kollektoren hevet til ønsket temperatur, og varmt vann produseres til bruk til oppvarming og/eller varmtvann.

5.6.1 VALG AV TEKNISK LØSNING

Alternativ 1: Oppumpet vann

Ved oppumping av vann kan man enten benytte seg av en direkte eller indirekte løsning. En direkte løsning henter sjøvann opp direkte til varmepumpen som avkjøler sjøvannet i fordampere før det returneres til sjøen. En indirekte løsning pumper opp sjøvann som avgir varme i en varmeveksler før dette blir ført videre til fordampere i en sekundærkrets. Her er forskjellen varmeveksleren, og at sjøvannet ikke pumpes helt opp til fordampere.

Egenskaper, hentet fra NGI (Midttømme et al. 2011):

- *Ikke egnet til grunne dyp*
- *Normal inntaksdybde: 20-60m.*
- *"Indirekte løsninger er bedre egnet enn direkte løsninger når det er stor høydeforskjell mellom varmesentral og havflaten, pga. det reduserte pumpebehovet og gjenvinning av trykkenergi."*
- *Kan brukes for mellomstore og store anlegg*

Grunnen til at disse brukes på dyp over 20m, er at temperaturen på slike dyp sjelden blir lavere enn 4°C i sørlige deler av Norge. Her vil temperaturen normalt ligge på 6-8°C. Lengre nord vil det være dårligere muligheter for en slik løsning.

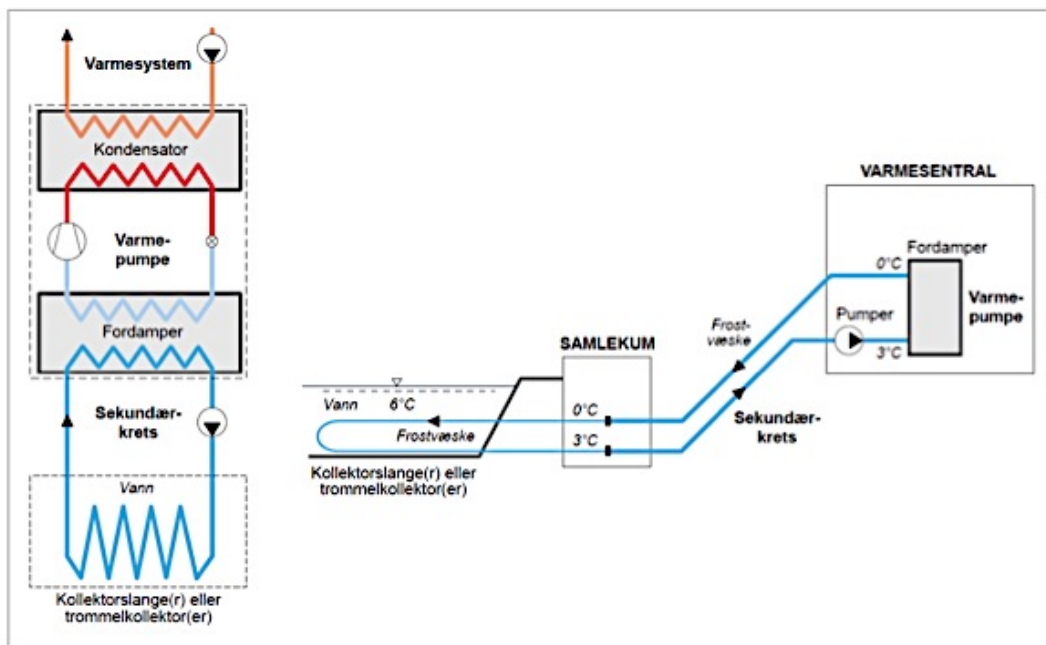
Utfordringer er blant annet at det kan forekomme begroinger i inntaksledningen og resten av systemet forøvrig. Begroing har konsekvenser for temperaturen og effektiviteten, og for å minimere denne risikoen bør derfor inntaksdybden være 20-60m (NGI).

Alternativ 2: Indirekte varmeopptakssystem

Ved indirekte varmeopptakssystem graves enten plastslanger ned i sjøbunnen, eller så legges de i kveil på et nedsenket, tungt betongfundament. Væsken som sirkulerer i rørene varmeveksler da med sjøvannet før det føres opp til varmepumpen (eventuelt først gjennom en samlelum og sekundærkrets dersom det er et stort anlegg). Dette er en væske/vann løsning som er godt egnet til boliganlegg, og man kan hente opp varmen enten gjennom slanger på sjøbunnen eller gjennom trommelkollektorer. Disse blir nærmere beskrevet under kap.5.6.2 og 5.6.3.

Egenskaper, hentet fra NGI (Midttømme et al. 2011) og Jørn Stene (2014) i COWI.

- *Dersom kollektorene kun brukes til varmeopptak vil slangene være kaldere enn omgivelsene og være lite interessant for diverse vekster.*
- *Løsningen egner seg bedre til grunne områder enn Alternativ 1.*
- *Dette er en driftssikker løsning som krever mindre vedlikehold.*
- *Kan brukes for både mellomstore og store anlegg.*



FIGUR 5.9: PRINIPSSKISSE AV SYSTEM FOR TROMMELKOLLEKTORER MED SEKUNDÆRKRETS MED SIRULERENDE FROSTVÆSKE.

Med bakgrunn i egenskapene til de ulike løsningene og de kjente forutsetningene for området, er det indirekte varmeopptakssystemet mest aktuelt for dette området. Allikevel er effektbehovet såpass stort at det vanligvis må brukes oppumpet sjøvann på så store anlegg, da antallet kollektorer som trengs kan bli svært kostbart (J. Stene). Men grunnet de gitte forhold blir det valgt et indirekte varmeopptakssystem for denne oppgaven. Under dette finnes det to ulike løsninger som under blir nærmere beskrevet; Trommelkollektoren og turbokollektoren.

5.6.2 TROMMELKOLLEKTOR

Trommelkollektorer består av rør som er kveilet rundt en "trommel" som er en robust sylindereformet installasjon. Se Figur Figur 5.10.

Trommelkollektorene har en fordel ved at de er mer robuste enn direkte systemer og turbokollektorer, og dermed blant annet ikke er særlig utsatt for fysiske påkjenninger, som for eksempel ankring (Jørn Stene). Den egner seg for både sjø, elever og vann, og kommer i flere ulike størrelser. De største fra aktuell leverandør kan levere opp mot 100 kW per kollektor. Denne typen er i ABK Klima rundt 2,7m høy, 2,5m i diameter og veier 1,5 tonn (ABK 2012; ABK 2014a). Det er anbefalt at disse monteres på et betong-fundament, og en slik løsning med trommelkollektor modell CWX-10 fra ABK Klima er illustrert i Figur 5.10.

For å beregne antall tromler som trengs, og *hvilken* trommel som trengs, må man beregne effekten til vannsystemet. Denne avhenger av den sirkulerende væskemengden og ΔT , som er differansen på tur- og returtemperatur. Væskemengden og temperaturen kan variere mye fra anlegg til anlegg, og må være kjent før anlegget dimensjoneres og trommelkollektorer velges.



FIGUR 5.10: BILDE AV TROMMELKOLLEKTOR MODELL CWX-10 FØR DEN SENKES NED I SJØEN.

En ulempe er at det kan gro vekster på rørene som har innvirkning på varmeytelsen (Varmepumpeforening 2012). Men dersom vannkvaliteten er god, er det erfaringsmessig liten begroing på trommelkollektorer så lenge de kun brukes til varmeopptak (Jørn Stene).

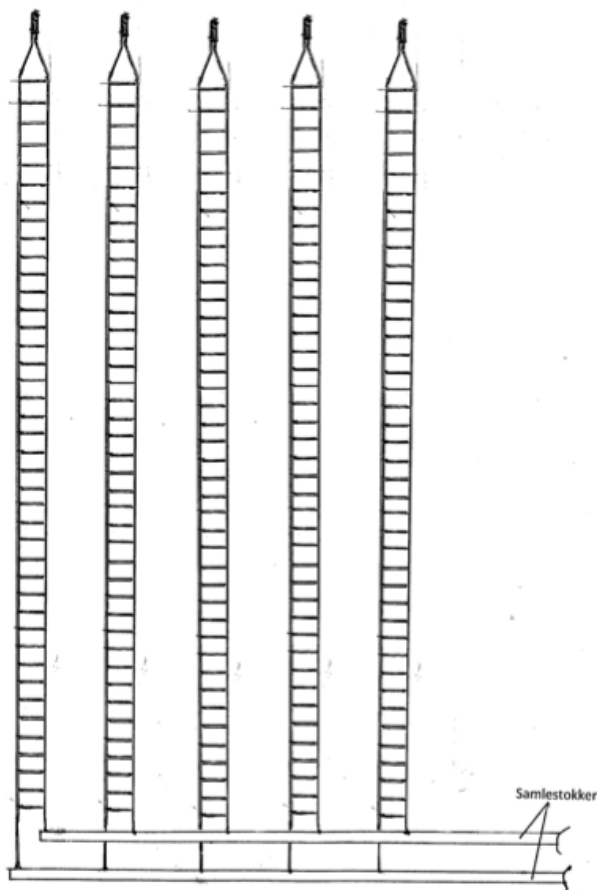
5.6.3 TURBOKOLLEKTOR

Et alternativ til trommelkollektorene er turbokollektorer, som er rørsløyfer som legges på sjøbunnen. Dette er samme teknologi som brukes for jordvarme, men her blir det sett på kollektorer som kan legges i sjø, elv, vann eller myrjord.

Rørsløyfene legges på sjøbunnen som enkle- eller dobbeltrullede kollektorer. De ulike kollektorene leveres i flere ulike størrelser og lengder som kan tilpasses anleggets behov. Dobbelttrullede krever mindre areal, og vil være lettere å montere på grunn av at de er festet sammen med lodd og lettere rulles ut på sjøbunnen. Loddene som følger med skal sammen med væsken som sirkulerer i rørene gi nok tyngde til at de holder seg stabilt på sjøbunnen. Men i kystområder hvor disse er mer værutsatt, blir gjerne blytau brukt for å holde disse nede (Stykket 2014).

Denne typen er illustrert i Figur 5.11, og viser en løsning som har flere dobbeltruller koblet sammen på to samlestocker. Her sirkulerer en frostvæske rundt i kretsen og varmeveksler med vannet som gjerne er 4-6 grader varmere.

Løsningen egner seg for både sjø, elver og vann. I sjøen kan som disse belastes med er 50 W/m, men i grunne innsjøer og i elver bør dette reduseres til 30 W/m.



FIGUR 5.11: PRINSIPPSKISSE AV DOBLE TURBOKOLLEKTORER PÅ SJØBUNNEN.

Kostnader for dobbeltruller er gitt i tabellen under, og er fra leverandør ABK Klima.

TABELL 6: KOSTNADER FOR ULIKE STØRRELSER TURBOKOLLEKTORER FRA ABK KLIMA (ABK 2014B).

TurboKollektor® - dobbeltrullet			
Art.nr:	Artikkel:	Inkl. bunnvekt:	Bruttopris:
555360	TurboKollektor®, 2 x 100 m Pem 40 x 2,4 PN10 SDR17 PE100	9 kg	4 955,-
555365	TurboKollektor®, 2 x 150 m Pem 40 x 2,4 PN10 SDR17 PE101	15 kg	7 000,-
555370	TurboKollektor®, 2 x 200 m Pem 40 x 2,4 PN10 SDR17 PE102	18 kg	9 005,-
555375	TurboKollektor®, 2 x 250 m Pem 40 x 2,4 PN10 SDR17 PE103	18 kg	10 940,-
555078	Lodd, 40 mm x 115 cm - 2,5 kg		185,-
555079	Strips for festing av lodd til sjøkollektor		15,-

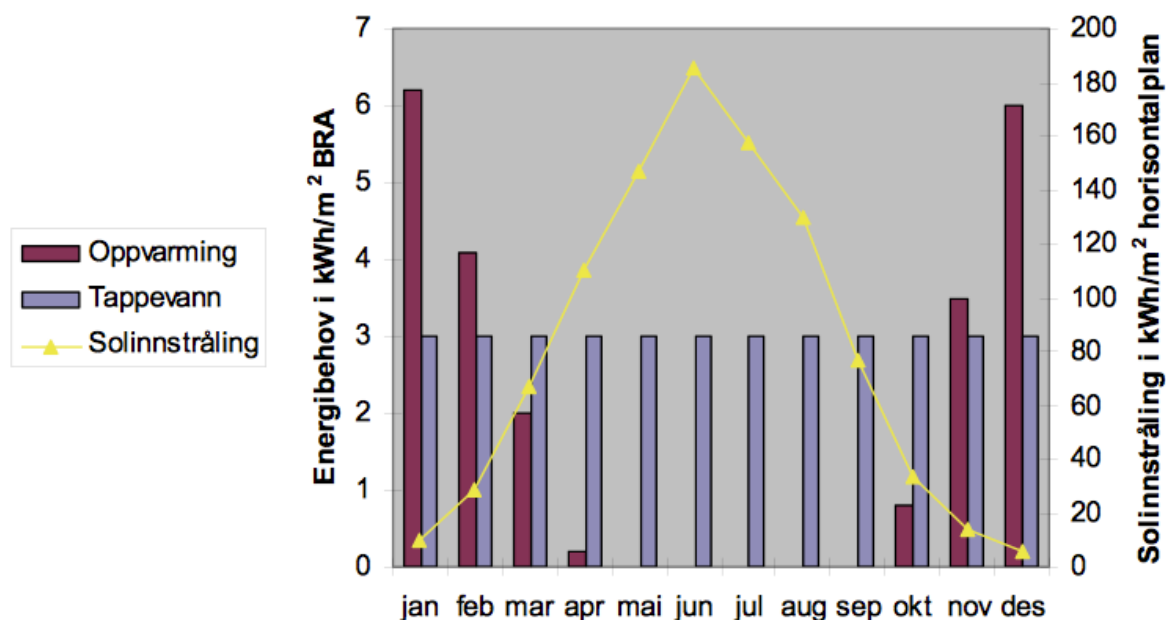
5.7 SOLFANGERE

5.7.1 INNLEDNING

Sol termisk

Ved termisk solenergi, utnytter man den termiske energien til solstrålene ved å varme opp et flytende medium. Det oppvarmede mediet sirkulerer ned til en tank med varmevekslere, hvor det

enten føres ned i tanken, eller gjennom rør som varmer opp vannet i tanken. Det varme vannet kan nå enten utnyttes som varmt tappevann, eller til romoppvarming. Dette er to ulike varmebehov som varierer svært ulikt i løpet av et år, se Figur 5.12. Her er også solinnstrålingen gjennom året illustrert, og det er tydelig en omvendt korrelasjon mellom oppvarmingsbehovet og solinnstrålingen. Dette er bakgrunnen for at solvarme kan utnyttes til tappevann gjennom store deler av året, mens oppvarming kun kan dekkes av sol på sommerhalvåret (Andresen 2008). Dette betyr at den store økningen oppvarmingsbehovet får mot høsten må dekkes av noe annet enn sol, og gjør at **sol termisk ikke er en løsning som kan stå alene for oppvarmingsbehov**. Solfangeranlegg kan altså ikke bli sett på som en unik løsning på linje med andre energiløsninger, men et supplement til andre eksisterende løsninger.



Figur 5.12: Energibehov og solinnstråling per m² over ett år (Andresen 2008) .

5.7.2 TEKNISK

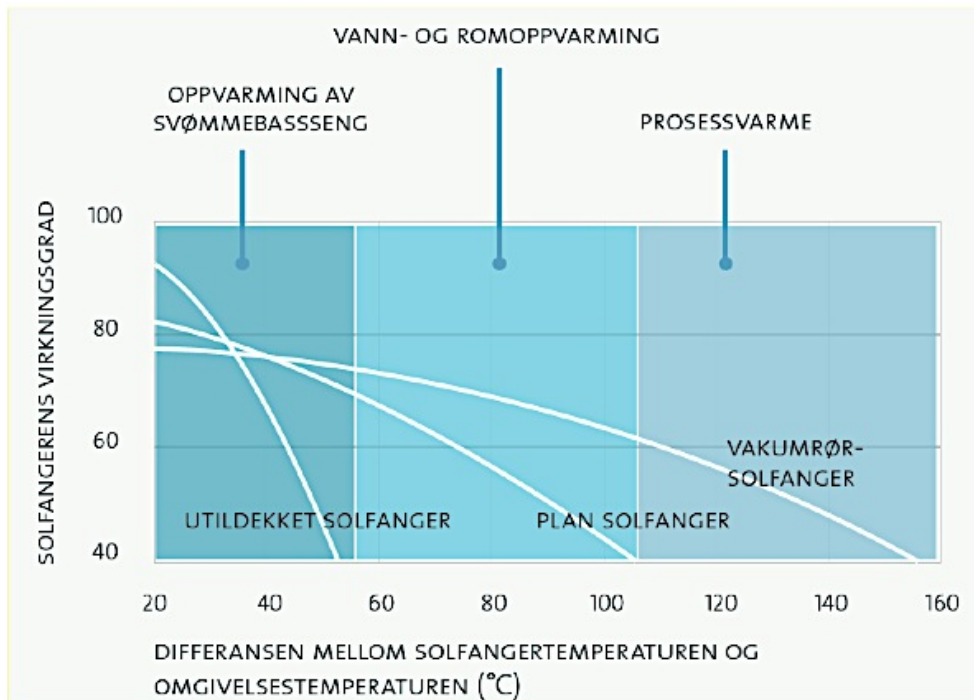
Felles for alle tekniske løsninger som utnytter den termiske energien til solen, er at de må omforme solstrålene til varme. Disse løsningene kalles solfangere, og det finnes flere ulike typer, men kun to vil bli beskrevet her. Solfangeren er en enkel teknisk løsning, som er konstruert slik at den skal absorbere så mye sollys som mulig, og tape så lite varme som mulig (Chen 2011). For å gjøre dette, er det viktig med god isolasjon og et antireflekerende belegg som sørger for at mest mulig av solstrålene absorberes, og minst mulig reflekteres tilbake til atmosfæren. Disse beleggene kalles også selektive flater, og har stor innvirkning på virkningsgraden til solfangeren.

Virkningsgrad

Solfangerens virkningsgrad er forholdet mellom den utnyttbare effekten fra solfangeren, og den totale innstrålte effekten.

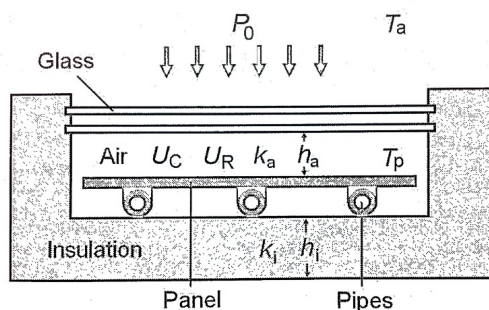
$$\eta = \frac{P_{ut}}{P_{inn}}$$

Virkningsgraden er avhengig av de ulike tapsfaktorene knyttet til solfangeren, hvor de største er refleksjonstap og termiske tap. Det er derfor viktig å velge selektive overflater og materialer som gjør dette forholdet så optimalt som mulig. Valg av type solfanger er også med på å styre virkningsgraden, da ulike innstrålingsenergier gir ulike virkningsgrader for de forskjellige typene (Andresen 2008). I Figur 5.13 er det illustrert hvordan tre ulike typer solfangere passer overens med oppvarmingsformål som oppvarming av svømmebasseng, vann- og romoppvarming og prosessvarme. I denne oppgaven er det bare aktuelt å se på solfangere som egnes godt til vann- og romoppvarming, så videre blir det bare gått inn på de typene som er aktuelle for dette: Plan solfanger og vakuumrørsolfanger.



FIGUR 5.13: VIRKNINGSGRAD FOR ULIKE TYPER SOLFANGERE TIL ULIKE FORMÅL (ANDRESEN 2008).

Plan solfanger



FIGUR 5.14: PRINSIPPET FOR PLAN TERMISK SOLFANGER (CHEN 2011).

Den enkleste typen solfanger er den plane solfangeren, illustrert i Figur 5.14. Denne består av sortmalte rør som ligger over eller under en sort plate/absorbator. Når solstrålene treffer den sorte platen ("panel" i figuren), absorberes solstrålene og platen blir varmet opp på grunn av sin høye absorpsjonskoeffisient, og varmer så opp rørene og vannet som sirkulerer i dem. Rørene og platen ligger i en lukket boks, med ett eller flere lag glass på toppen. Det mest vanlige er å bruke ett glasslag

med antireflekterende belegg. Ved å isolere på denne måten hindrer man varmetap både tilbake til atmosfæren (emisjon) og ned igjennom baksiden av solfangeren (Chen 2011).

Vakuumsolfanger

En vakuumsolfanger består av metallrør med den flytende væsken, som er plassert i et rør fylt med vakuum. Metallrøret har gode absorberende egenskaper, og vakuumet har gode isolasjonsegenskaper. Når lyset treffer vakuumsolfangeren, må det igjennom to glassflater før det treffer metallrøret. Disse glassflatene er gjerne dekket med en selektiv overflate, slik at minst mulig av energien skal gå tapt til omgivelsene men trengte inn til metallrøret (Chen 2011 s. 237).. Når solstrålene trenger gjennom det ytterste glasslaget og treffer det innerste, vil noen av de reflekterte solstrålene bli "innestengt" og føre til en økt temperatur i solfangeren. Denne egenskapen gjør at vakuumsolfangeren kan holde svært høye temperaturer, og egner seg godt til høytemperaturapplikasjoner (H. Hanson).

Metallrøret som holder væsken som skal varmes opp, kan enten være konstruert som en "heat-pipe", eller som et rør lignende den plane solfangeren med direkte gjennomstrøming. "Heat-pipe"-rør har en helning på minst 20°, og lar vannet renne ned til bunnen før det stiger opp igjen når det blir varmet opp.

Valg av solfanger

I tabellen under er det systematisk beskrevet ulike fordeler og ulemper og egenskaper til de to ulike typer solfangere.

TABELL 7: FORDELER OG ULEMPER VED PLAN SOLFANGER OG VAKUUMSOLFANGER.

Tema	Plan Solfanger	Vakuumsolfanger
Vinter	Egner seg godt til snørike områder, så lenge det er en viss helning på solfangerne. På grunn av varmetapet de gir fra seg, vil snøen smelte og renne av solfangeren (H. Hanson).	Egner seg godt på vinteren, men ikke når det snør.
Isolasjon	Isolasjonstap til omgivelsene	Små isolasjonstap til omgivelsene.
Isolasjon	På grunn av lave isolasjonstap, kan den plane solfangeren oppnå en varmeproduksjon på 600 kWh/m ² dersom den brukes til forvarming av kaldt vann. Dette betyr oppvarming av vann fra for eksempel 7 C til 25-30 C (H. Hanson).	
Sommer	Isolasjonsegenskapene gjør den bedre egnet om sommeren enn vakuumsolfanger. Men det kraftige varmeoverskuddet gjør allikevel forskjellene små (H. Hanson)	De gode isolasjonsegenskapene gjør at effekten vil bli lavere i varme perioder på sommeren (H. Hanson).

Oppnåelig vanntemperatur (°C)	30 – 80	50 – 150
Virkningsgrad (%)	60 – 70	60 – 75

Systemet

Systemet til en solfanger kan bygges opp på ulike måter, men består hovedsakelig av en solfanger, en rørsløyfe og en lagringstank (bereder eller akkumulator). Vannet som varmes opp i solfangeren sirkulerer i rørsløyfen ned til lagringstanken, hvor den avgir varmen til vannet i tanken gjennom en varmeveksler. Dette er en svært hensiktsmessig løsning ved oppvarming av vann, da man unngår forurensning i bruksvannet fra solfangeren. Dersom man ønsker større grad av stabilitet, kan man installere en spisslastkjel, se Figur 5.15. Denne avgir varme til vannet i tanken i tider hvor det er lite sol eller vannet ikke blir varmt nok (Andresen 2008).

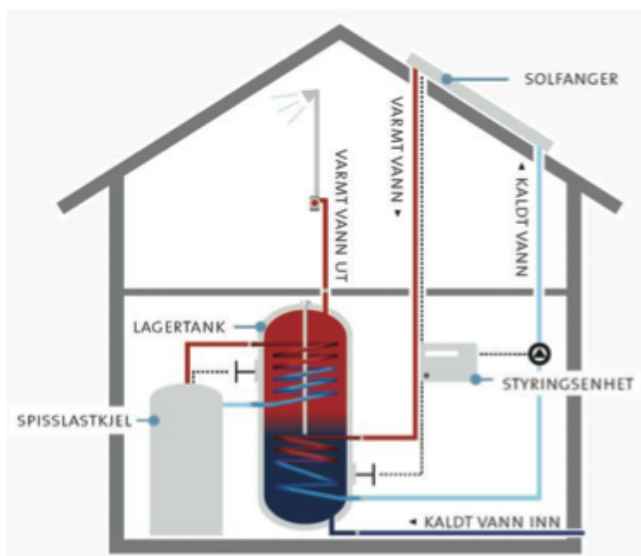
Akkumulatortanken er den mest avgjørende delen av systemet med tanke på hva man kan få ut av det. Forskjellen på en tradisjonell tank og den beste tilgjengelige, utgjør 50 % bedre årlig energiytelse for den beste tanken (H. Hanson).

En god akkumulatortank er konstruert slik at den kan holde flere temperatursjiktet. Her er det ønskelig å holde en så lav temperatur i bunn som mulig, og en så høy i toppen som mulig slik at temperaturforskjellen blir stor. En høy temperaturforskjell gir høyere effekt for systemet. Temperaturen i bunn må være lavere enn 15-25 C for at vannet/væsken skal sendes opp til solfangeren, varmes opp, og føres ned til toppen av akkumulatortanken. Systemet er programmert til at vannet bare sendes opp dersom temperaturforskjellen ut av solfangeren og ut av tanken er stor nok. Dersom den ikke oppfyller kravet, bruker man et "drainback"-system som betyr at anlegget er selvdrenerende. Dette gjør at anlegget ikke vil overopphetes om sommeren, og at kollektoren ikke vil fryse om natten eller på kalde dager (Zen u.å.).

Dersom man ikke oppnår ønskelig temperatur i toppen av tanken, kan man installere en spisslast som påfører den ønskede temperaturen. Dette kan enten gjøres ved å plassere en el-patron på den øvre tredjedel av tanken, eller ved å koble på en returkrets til for eksempel en pelletskjel på midten av tanken (H. Hanson).

Det oppvarmede vannet kan utnyttes enten som tappevann eller til romoppvarming gjennom vannbårne anlegg. I følge en rapport gjort for Enova vil systemer som kun dekker varmtvannsbehovet vanligvis dekke 40-50% av det årlige behovet. Den sier også at et kombinert anlegg som forsyner både varmtvann og romoppvarming dekke 25-30% av det årlige behovet (SINTEF & KanEnergi 2011).

⁴ Kilde: (SINTEF & KanEnergi 2011)



FIGUR 5.15: ILLUSTRASJON AV SOLFANGERSYSTEM (ANDRESEN 2008)

Levetiden er normalt rundt 20 år på selve anlegget (SINTEF & KanEnergi 2011). Men det er forskjell på plan solfanger, vakuumsolfanger, og pumper.

Dimensjonering

Ved dimensjonering av et solfangeranlegg må man finne ut hvor mye energi man ønsker at anlegget skal levere. Solvarmeproduksjonen er størst i sommermånedene, og man må derfor se på hvilke energibehov man ønsker å dekke de månedene det produseres solvarme. Ofte er dette måneder med lite varmebehov, mens tappevannsbehovet har små variasjoner over året og kan tilnærmet regnes som konstante. Her finnes det flere muligheter: Man kan dekke deler av eller hele tappevannsbehovet, eller velge å dimensjonere for å også dekke noe av varmebehovet. Grunnet den varierende tilgangen på solenergi, er det nødvendig å bruke solvarme som en supplerende energikilde til en allerede eksisterende energikilde. Denne må kunne levere varme i de kalde og solfrie månedene, samt på sommerdager med lite sol. Det må derfor finnes en ideell kombinasjon for det aktuelle anlegget, som samsvarer med behov og solforhold.

Kun 50 % av varmtvannsbehovet blir vanligvis dekt av solfangeranlegg.

5.7.3 ØKONOMI

Fra et mulighetsstudie for solenergi i Norge er det ut ifra eksisterende anlegg følgende investeringskostnader for ulike typer anlegg (SINTEF & KanEnergi 2011):

- Anlegg for tappevann: 11 kr/kWh pr år
- Anlegg for tappevann og oppvarming: 15 kr/kWh pr år
- Gjennomsnittspris for plane solfangere: 2000 kr/m²
- Gjennomsnittspris for vakuumsolfangere: 3000 kr/m²

I følge Håkan Hanson i COWI er investeringskostnader og driftskostnad ganske like for de to solfangertypene (Hanson 2014).

6. RESULTATER – FREDRIKSHALD BRYGGE

6.1 ENERGI- OG EFFEKTBREGNINGER

6.1.1 ENERGIBEREGNING

Energiberegningene er gjort i programvaren SIMIEN, som er beskrevet i kap.4.1.1.

Før beregningen for energibehovet ved Fredrikshald Brygge ble gjort, ble det gjort en passivhusvurdering av bygget. Denne ble *godkjent* i SIMIEN, hvilket betyr at inndata og forutsetninger for bygget på Fredrikshald Brygge imøtekommer minstekravene til Norsk Standard for Passivhus.

For beregning av energibehovet til hele bydelen, gjøres en årssimulering i SIMIEN. Denne ga følgende energibudsjett for ett år:

TABELL 8: ENERGIBUDSJETT FRA ÅRSSIMULERINGEN I SIMIEN

Energipost	Energibehov	Spesifikt energibehov
1a Romoppvarming	19096 kWh	16,0 kWh/m ²
1b Ventilasjonsvarme (varmebatterier)	3834 kWh	3,2 kWh/m ²
2 Varmtvann (tappevann)	35511 kWh	29,8 kWh/m ²
3a Vifter	6523 kWh	5,5 kWh/m ²
3b Pumper	0 kWh	0,0 kWh/m ²
4 Belysning	13573 kWh	11,4 kWh/m ²
5 Teknisk utstyr	20884 kWh	17,5 kWh/m ²
6a Romkjøling	0 kWh	0,0 kWh/m ²
6b Ventilasjonskjøling (kjølebatterier)	0 kWh	0,0 kWh/m ²
Totalt netto energibehov, sum 1-6	99421 kWh	83,4 kWh/m ²

Energibudsjettet er hentet direkte fra SIMIEN, og hvordan man bruker resultatene fra denne beregningen beskrives i kap.4.1.3. Totalt energibehov for oppvarming, tappevann og elektrisitet er regnet ut under som beskrevet i formel (1.1) og er presentert i tabellen under.

TABELL 9: ENERGIBEHOV FOR HELE FREDRIKSHALD BRYGGE, FORDELT PÅ ENERGIPOSTENE VARME OG ELEKTRISITET.

Totalt boareal	42 912	kvm
ENERGIBEHOV VARME		
Spesifikt energibehov varmtvann	29,8	kWh/kvm
Spesifikt energibehov oppvarming	19,2	kWh/kvm
Totalt energibehov varmtvann	1279	MWh
+ Totalt energibehov oppvarming	824	MWh
= Totalt energibehov varme	2,10	GWh
ENERGIBEHOV ELEKTRISITET		
Spesifikt energibehov, ett bygg	34,4	kWh/kvm
Totalt energibehov el	1476173	kWh
=	1,48	GWh
Totalt energibehov varme+el	3,58	GWh

I SIMIEN presenteres de ulike energibehovene både som totalt energibehov og som spesifikt energibehov. Energebbehov for *oppvarming* er summen av romoppvarming og ventilasjonsvarme. I tabellen over er de spesifikke energibehovene brukt, og oppskalert for å gjelde hele bydelen på til

sammen nesten 43 000 m². Disse verdiene er oppgitt i MWh, men gjort om til Gigawatt-timer blir energibehovene følgende:

$$\text{Totalt energibehov varmtvann} = 1,3 \text{ GWh}$$

$$\text{Totalt energibehov oppvarming} = 0,8 \text{ GWh}$$

Totalt energibehov varme er summen av disse to, fra formel (1.2) slik at:

$$\text{Totalt energibehov varme} = 1,3 \text{ GWh} + 0,8 \text{ GWh} = 2,10 \text{ GWh}$$

Her kommer det frem at varmtvann er en dominerende varmelast over året, da denne er betydelig mye større enn oppvarmingsbehovet.

Et energibehov lik 1279 MWh/år fordelt på 500 boenheter blir:

$$\text{Energi behov varmtvann pr. boenhet} = \frac{1279 \text{ MWh/år}}{500 \text{ boenheter}} = 2500 \text{ kWh/år/boenhet}$$

Alternativ energiberegning

Til sammenligning for energibehovet utregnet i SIMIEN, blir det beregnet et energibehov basert på graddagstall etter formel (1.7) i kap.4.1.3. Dette gjelder for ett bygg og er kun for oppvarming.

$$\text{Energi behov varme} = 0,48 \text{ W/(m}^2\text{K)} \cdot 3649 \text{ Kd} \cdot 24 \text{ t/d} \cdot 1224 \text{ m}^2 = 51\,453 \text{ kWh}$$

Energibehovet for oppvarming i ett bygg i følge SIMIEN er summen av romoppvarming og ventilasjonsvarme gitt i Tabell 8 i kolonnen "Energi behov".

$$\text{Energi behov varme, SIMIEN} = 19096 \text{ kWh} + 3834 \text{ kWh} = 23\,110 \text{ kWh}$$

6.1.2 EFFEKTBREGNING

Effektbehov oppvarming

Når det her er snakk om effektbehov, er det kun tatt hensyn til effektbehov for oppvarming av rom og tappevann. Det totale effektbehovet for varme og tappevann blir beregnet på slutten av dette kapitlet, og kalles her *Totalt netto effektbehov varme*.

Vintersimuleringen i SIMIEN beregner dimensjonerende verdier for netto effektbehov, og tar dermed hensyn til solinnstråling og internlast på årets kaldeste dag. SIMIEN beregner maksimal samtidig effekt for varmebatterier og romoppvarming. Sammen gjør dette totalt effektbehov for oppvarming i bygget.

TABELL 10: DIMENSJONERENDE VERDIER FRA VINTERSIMULERING. VISER NETTO VERDIER, SOM TAR HENSYN TIL SOLINNSTRÅLING OG INTERNLASTER.

Dimensjonerende verdier		
Beskrivelse	Verdi	Tidspunkt
Maks. samtidig effekt varmebatterier:	4795 W / 4,0 W/m ²	01:30
Totalt installert effekt varmebatterier	11,9 kW / 10,0 W/m ²	01:30
Maks. samtidig effekt romoppvarming:	39,9 kW / 33,4 W/m ²	07:00
Totalt installert effekt romoppvarming	59,6 kW / 50,0 W/m ²	07:00
Min. romlufttemperatur:	19,0 °C	07:00
Min. operativ temperatur:	19,3 °C	07:00
Maksimal CO2 konsentrasjon (Etasje 1-4)	380 PPM	00:00

Fra Tabell 10 er det maks samtidig effekt som er det dimensjonerende effektbehovet for oppvarming. Romoppvarming viser effektbehovet til radiatorer, mens varmebatterier er til ventilasjonsaggregat. Summen av disse pluss effektbehovet til varmtvann utgjør det dimensjonerende effektbehovet (netto effektbehov).

$$\text{Maks. samtidig effekt varmebatterier: } 4,0 \text{ W/m}^2$$

$$\text{Maks. samtidig effekt romoppvarming: } 33,4 \text{ W/m}^2$$

$$\text{Boareal: } 42\,421 \text{ m}^2$$

$$\text{Maks. samtidig effekt oppvarming} = 4,0 \text{ W/m}^2 + 33,4 \text{ W/m}^2 = 37,4 \text{ W/m}^2$$

Totalt effektbehov for oppvarming kan nå regnes ut ved formel (1.5):

$$\text{Total netto effektbehov oppvarming} = 37,4 \text{ W/m}^2 * 42421 \text{ m}^2 = 1605 \text{ kW}$$

For dimensjonering av varmeanlegg skal dermed denne verdien for netto effektbehov for oppvarming brukes. Dersom man i tillegg skal levere varmtvann fra anlegget må det legges på en dimensjonerende effekt for varmtvann. Dette beregnes under i kap. **Fel! Hittar inte referenskälla..**

Effektbehov varmtvann

Det jevnlig forventede effektbehovet for varmtvann beregnes fra formel (1.7) i kap.4.1.4.

Energibehovet for varmtvann i ett bygg er gitt av årssimuleringen som: 35 511 kWh/år.

Forutsatt at effektbehovet er uendret gjennom året, gir dette:

$$P (\text{totalt jevnlig effektbehov varmtvann}) = \frac{35\,511 \text{ kWh/år}}{8760 \text{ h/år}} * 36 \text{ bygg} \approx 150 \text{ kW}$$

Altså gir dette et jevnlig effektbehov på 150 kW for hele bydelen, gitt at den alltid trenger like mye effekt. Under beskrives to alternative beregninger for dimensjonerende effekt for varmtvann, basert på ulike forutsetninger.

Alternativ 1

Jevnlig effektbehov for varmtvann er beregning til 150 kW. For varmepumpeanlegg blir det anbefalt å øke denne med ikke mer enn 20-30% for å ha en tilfredsstillende buffer (Stene 2014).

$$\text{Dimensjonerende effektbehov varmtvann} = 150\text{kW} + 150\text{kW} * 25\% \approx \mathbf{190\text{kW}}$$

Alternativ 2

Det kan være hensiktsmessig å se mer på hva et effektbehov på 150kW betyr for bydelen. Man kan finne det spesifikke effektbehovet for å sammenligne med typiske verdier for effektbehov for varmtvann. Dette gjøres ved å dele effektbehovet til varmtvann på det totale boarealet på ca. 43000m²:

$$\text{Spesifikt effektbehov vv} = \frac{150 \text{ kW}}{43000\text{m}^2} \approx 3,5 \text{ W/m}^2$$

Et spesifikt effektbehov på 3,5 W/m² er en lav verdi (Hermansen 2014). I følge fagkyndige i Cowi er en rimelig antagelse ved dimensjonering av varmt tappevann, en spesifikk effekt på 8 W/m² (OBS! Dette tilsvarer 3000 MWh/år). Dette tilsvarer et totalt effektbehov på:

$$\text{Dimensjonerende effektbehov varmtvann} = 8 \text{ W/m}^2 * 43000\text{m}^2 = 344 \text{ kW} \approx \mathbf{350 \text{ kW}}$$

Dette effektbehovet er et mer reelt behov å bruke som et jevnt forbruk over året ved dimensjonering av nærmvarmeanlegg i følge Hermansen (2014).

Dermed brukes det to ulike verdier for dimensjonerende effektbehov for varmtvann, og dette diskuteres i kap.7.1.4.

Til sammenligning

I kap.4.1.3 er det nevnt at forventet energibruk for varmtvann i norske husholdninger er på 3000 kWh/år (A) eller 4000 kWh/år (B) per boenhet. Til sammenligning vil disse verdiene tilsvare følgende effekter:

$$\text{Effektbehov varmtvann A} = \frac{3000\text{kWh/år}}{8760\text{h}} * 500 \text{ leiligheter} \approx 170 \text{ kW}$$

$$\text{Effektbehov varmtvann B} = \frac{4000\text{kWh/år}}{8760\text{h}} * 500 \text{ leiligheter} \approx 225 \text{ kW}$$

Maks samtidig effekt

Maks samtidig effekt for varmtvann blir beregnet etter beskrivelsen i kap.4.1.4. Resultatene fra beregningen av maks samtidig vannmengde, Q_{max} for ulike antall boenheter er gitt i Tabell 11 under.

TABELL 11: MAKSIMAL SAMTIDIG VANNMENGDE VARMTVANN, OG TILHØRENDE MAKS EFFEKT FOR ULIKE ANTALL BOENHETER.

	Ant. boenheter	Sum varmt vann	Q_{max} [kg/s]	Maks effekt, $P_{vv,max}$ [kW]
Ett bygg	15	7,5	0,77	114
Ett kvartal	30	15	1,08	161
Tyska	270	135	4,2	624

Hollenderen	270	135	4,2	624
Fredrikshald brygge	540	270	7,04	1 047

Maks effektbehov for hele Fredrikshald brygge er altså 1047 kW. Denne er som sagt kun for å ha en pekepinn på hvor høyt effektbehovet for bydelen kan bli, og blir ikke brukt til dimensjonering av anlegg.

Totalt effektbehov

Når det dimensjonerende effektbehovet summeres med det netto effektbehovet for oppvarming blir det totale effektbehovet følgende:

Totalt netto effektbehov varme

= Netto effektbehov oppvarming

+ dimensjonerende effektbehov varmtvann

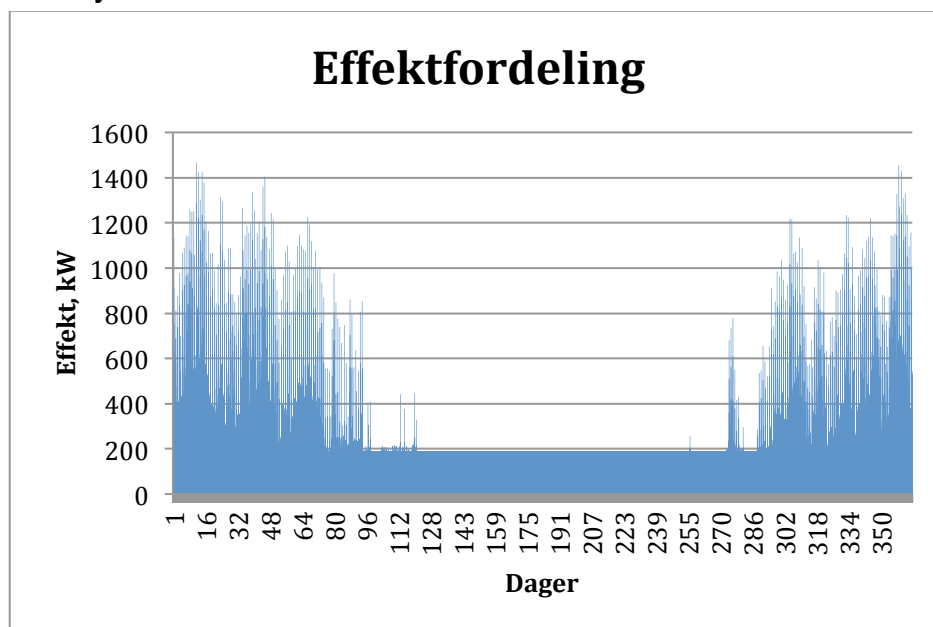
Siden det finnes ulike dimensjonerende effektbehov for varmtvann ettersom hvordan man ønsker å dimensjonere anlegget sitt, er det også ulike verdier for det totale effektbehovet for varme. I tabellen under oppgis de ulike verdiene for totalt effektbehov, med tilhørende effektbehov for tappevann.

TABELL 12: TOTALT NETTO EFFEKTBEHOV VARME VED ULIKE EFFEKTER FOR VARMTVANN.

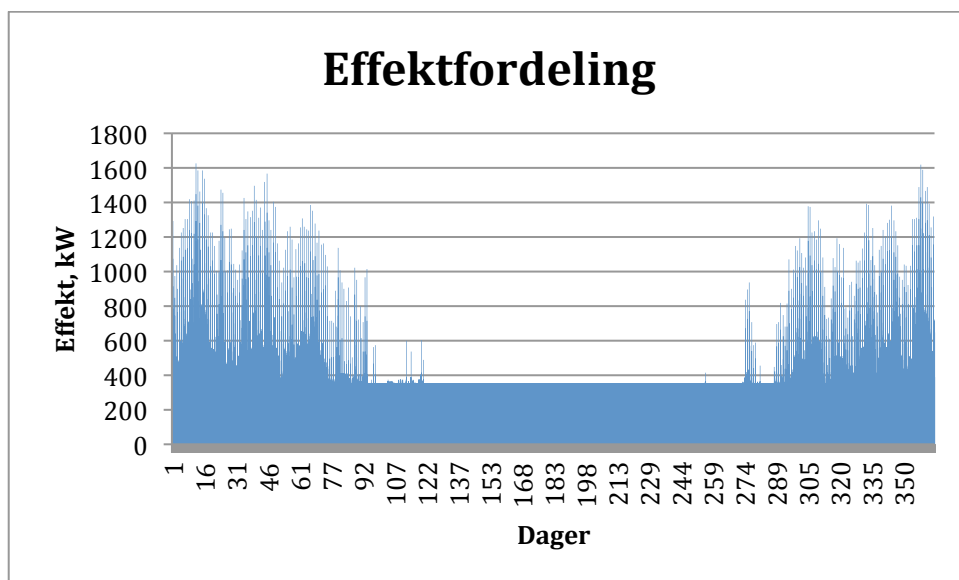
	Dimensjonerende effekt varmtvann	Totalt netto effektbehov varme
Nærvarmeanlegg	350 kW	2000 kW
Varmepumpeanlegg	190 kW	1800 kW

Her er netto effektbehov oppvarming lik 1605 kW, og totalt netto effektbehov varme er rundet opp til nærmeste hundre.

Variasjoner i totalt effektbehov



FIGUR 6.1: EFFEKTFORDELING OVER ETT ÅR FOR HELE FREDRIKSHALD BRYGGE. VARMTVANSBEHOVET ER SATT TIL 190 kW.



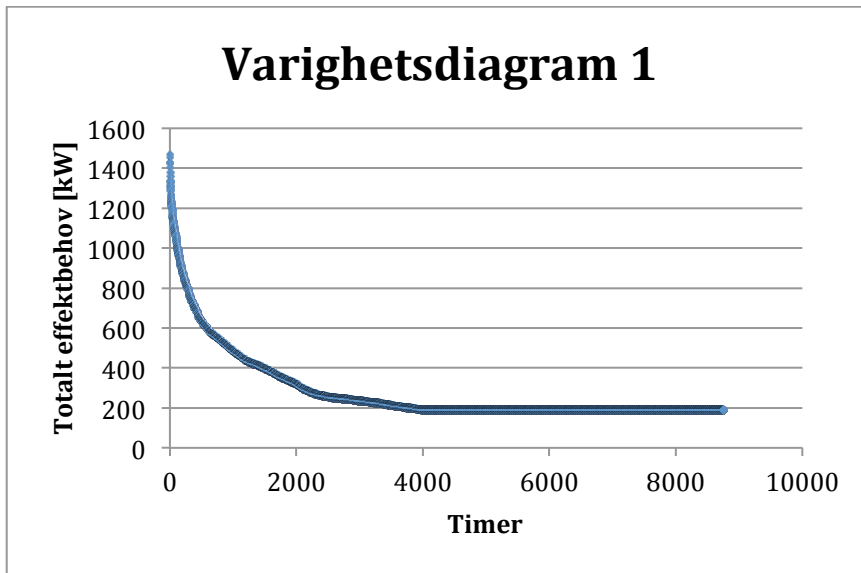
FIGUR 6.2: EFFEKTFORDELING OVER ETT ÅR FOR HELE FREDRIKSHALD BRYGGE. VARTMVANNSBEHOVET ER SATT TIL 350 kW.

Varighetsdiagram

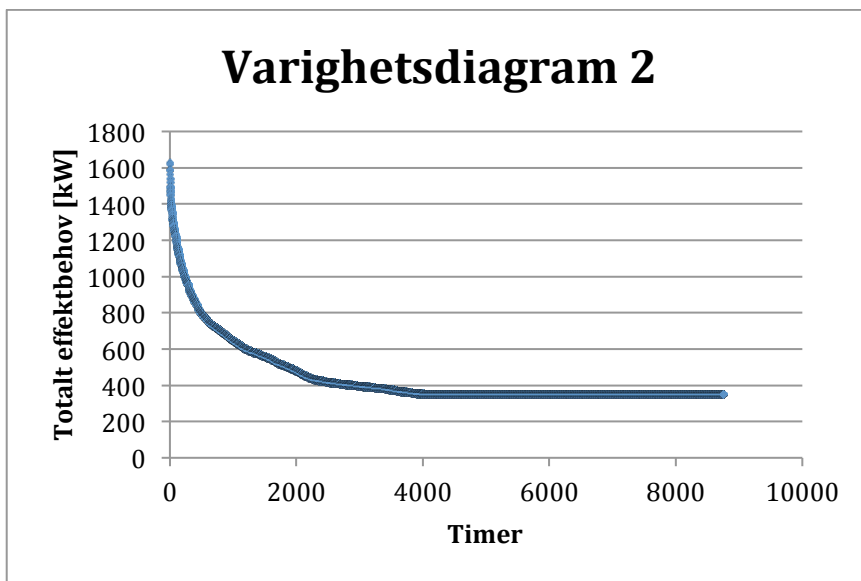
Ved hjelp av timesverdier fra SIMIEN, er det laget et varighetsdiagram for hele Fredrikshald Brygge. SIMIEN finner kun timesverdier for oppvarming, slik at varmtvannseffekten er lagt på. Under er det derfor laget to figurer, en med dimensjonerende effekt lik 190kW og en med 350kW. Se hhv. Figur 6.3 og Figur 6.4.

I varighetsdiagrammene ser man at ved å halvere det maksimale effektbehovet, vil man allikevel dekke rundt 90 % av energibehovet. Dette er bakgrunnen for at man bør vite effektfordelingen over året før man bestemmer hvor mye effekt grunnlasten skal levere. Spisslasten skal da følgelig dekke de resterende 10 % av energibehovet, og i mange tilfeller vil denne også være en reserve dersom grunnlasten i perioder ikke kan levere oppgitt effekt.

Dersom dimensjonerende effekt er 2000 kW, og et varmeanlegg skal dimensjoneres for 50 % av dette, blir installert effekt 1000 kW. Hva som blir installert effekt for hvert anlegg blir beregnet og beskrevet under delkapitlene for hver energikilde i kap.6.2.



FIGUR 6.3: VARIGHETSDIAGRAM FOR TOTALT EFFEKTBEHOV FOR OPPVARMING OG VARMTVANN VED FREDRIKSHALD BRYGGE. DIMENSJONERENDE EFFEKT VARMTVANN = 190kW.



FIGUR 6.4: VARIGHETSDIAGRAM FOR TOTALT EFFEKTBEHOV FOR OPPVARMING OG VARMTVANN VED FREDRIKSHALD BRYGGE. DIMENSJONERENDE EFFEKT VARMTVANN = 350kW.

6.1.3 MÅNEDLIG ENERGIBEHOV

Effektfordelingskurvene i Figur 6.1 og Figur 6.2 viser at varmebehovet for oppvarming kan regnes som null omtrent halve året. Forenklet kan månedene april – september regnes som en periode med kun varmebehov for varmtvann. Energibehovet for oppvarming kan dermed fordeles på de resterende seks månedene. I tabellen under er alle effektverdiene fra SIMIEN for hver time over en måned summert opp, slik at de utgjør en "sum effekt" som har enheten Wh (Watt-timer).

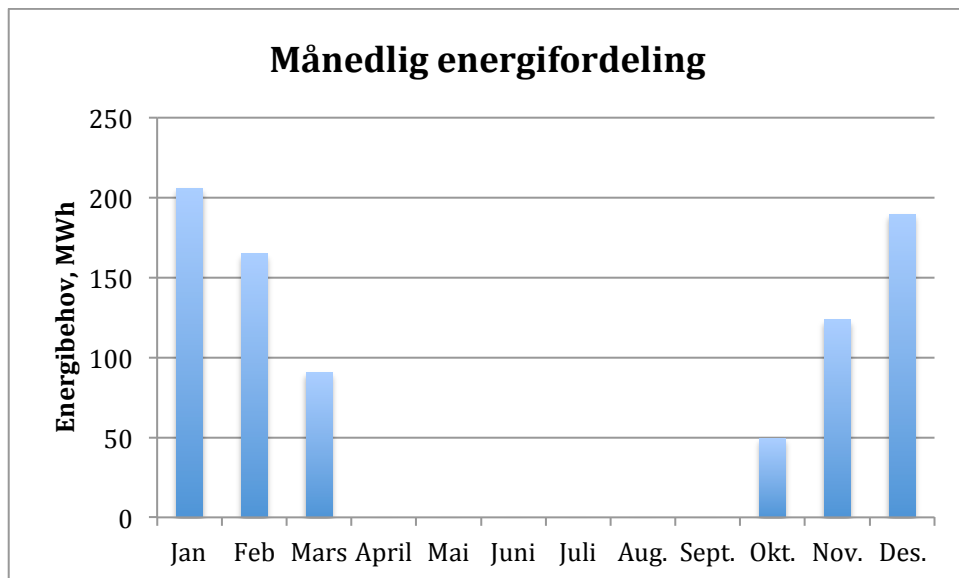
TABELL 13: ENERGIBEHOV FORDELT PÅ MÅNEDER BASERT PÅ EFFEKTFORDELING FRA SIMIEN.

Måneder	Sum effekt (Wh)	Andel
Januar	203287968	25 %
Februar	162437148	20 %
Mars	88362036	11 %

April	0	0 %
Mai	0	0 %
Juni	0	0 %
Juli	0	0 %
August	0	0 %
September	0	0 %
Oktober	52164792	6 %
November	123285528	15 %
Desember	188498520	23 %
SUM	825506460	100 %

Summen av alle effektverdiene for hver måned viser at antagelsen om at varmebehovet kun eksisterer i de tre første og tre siste månedene av året. Varmebehov i april og september kan allikevel forekomme, men er her under 0,5 % av det totale behovet, og rundes derfor ned til 0 %. Figur 6.1 og Figur 6.2 viser at det kan oppstå noen små effektbehov, men disse neglisjeres her. Energifordelingen vil så være den samme som effektfordelingen siden summen av effektene er den samme som totalt energibehov.

I søylediagrammet under vises gjennomsnittlig energifordeling for oppvarming fordelt på måneder.

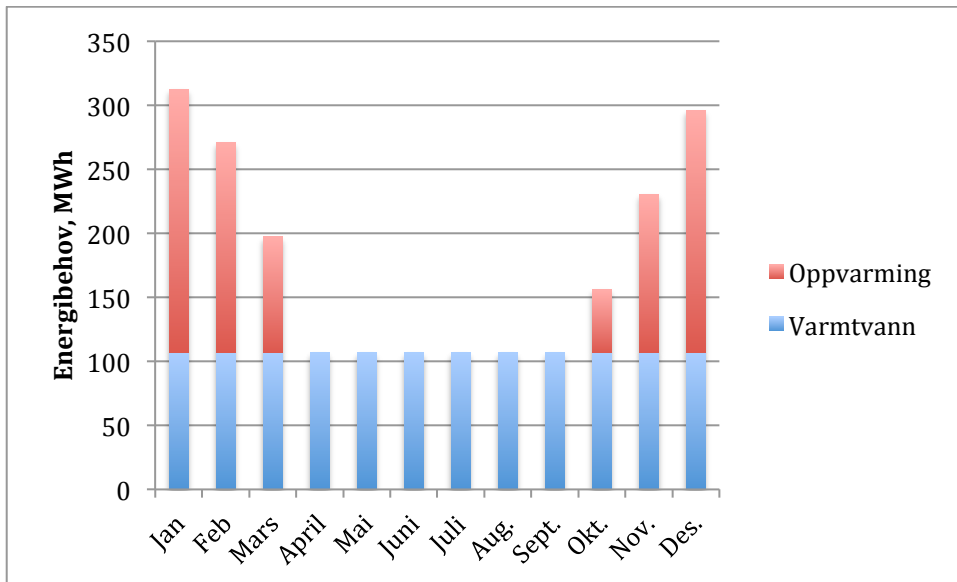


FIGUR 6.5: MÅNEDLIG ENERGIBEHOV FOR OPPVARMING OPPGITT I MWh.

Energibehovet for varmtvann er lik 1279 MWh, og fordelt på 12 måneder blir dette gjennomsnittlig lik:

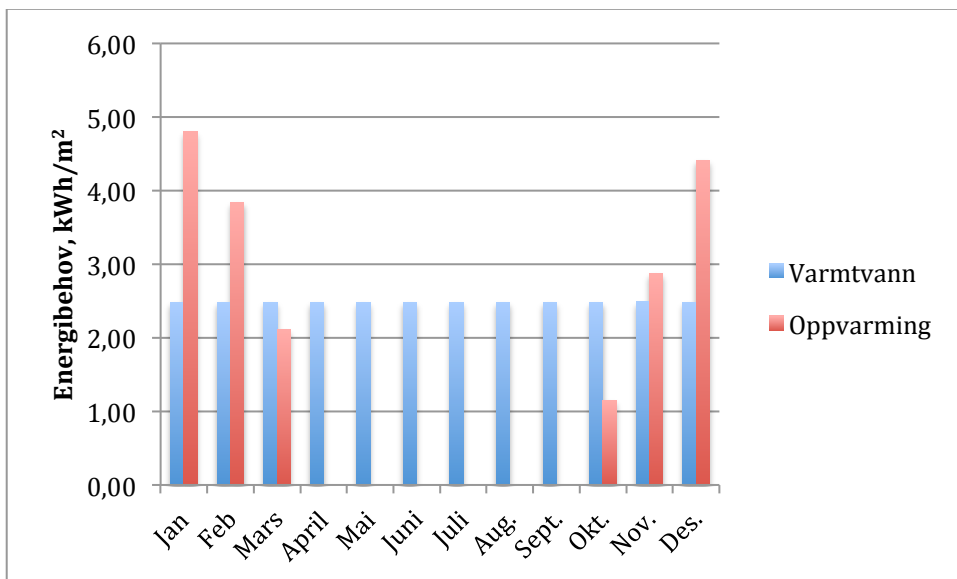
$$\text{Månedlig energibehov varmtvann} = 1279 \text{ MWh} / 12 \text{ mnd} = 107 \text{ MWh}$$

Når dette legges til den månedlige energifordelingen til oppvarming, blir dette:



FIGUR 6.6: MÅNEDLIG ENERGIFORDELING FOR VARMTVANN OG OPPVARMING, OPPGITT I MWh.

Varmtvannsbehovet og oppvarmingsbehovet kan også deles dersom en energikilde kun skal levere varmtvann. Dette er blitt gjort i neste figur, som også fremstiller energibehovet i kWh per m² BRA.



FIGUR 6.7: ENERGIBEHOV FOR VARMTVANN OG OPPVARMING PER M² BRA.

6.2 ALTERNATIVE ENERGILØSNINGER FOR FREDRIKSHALD BRYGGE

I kap.5 ble seks ulike energikilder beskrevet, og disse med sine fordeler og ulemper. Nå blir det sett på hvordan disse energikildene kan levere energi til Fredrikshald Brygge. Det er valgt ut et sett med ulike kombinasjoner av energikilder som sammen utgjør *alternative* energiløsninger for Fredrikshald Brygge. Under blir hver energiløsning beskrevet med sine tekniske fordeler og ulemper, samt økonomiske aspekter for en dimensjon passende Fredrikshald Brygges energi-og effektbehov.

Her er en liste over de ulike energiløsningene, hvor elektrisitet og varme er adskilt, med kun to løsninger under "Elektrisitet og varme" kombinerer varmeproduksjon fra varmepumpe med elektrisitetsproduksjon fra PV.

Elektrisitet:

- PV
- PV + biogass (komfyrer)

Elektrisitet og varme:

- Sol PV + sjøvarmepumpe + spisslast varme
- Sol PV + geovarmepumpe + spisslast varme

Varme:

- Biobrensel (flis) + bioolje + solvarme
- Sjøvarmepumpe + spisslast (ikke VP)
- Bergvarmepumpe + spisslast (ikke VP)
- Biogass + bioolje
- Flis+bioolje
- Solfanger+varmepumpe(sjø eller geo)

6.2.1 PV

Spesifikasjon for solcelleanlegget

PV kan stå som et frittstående anlegg uten tilknytning til andre energikilder, da dette produserer elektrisitet til bydelen. Her presenteres en løsning med ulike dimensjoner for et solcelleanlegg, og en eventuell mulighet til å selge overskuddsenergi. Fredrikshald Brygge består av 36 bygninger og 18 kvartaler. Hvert kvartal har et takareal lik 631m^2 , og det antas at 600m^2 av dette kan utnyttes til produksjon av solenergi. Om solforhold og panelorientering, se kap.4.2.1. Denne informasjonen er oppsummert i Tabell 14.

TABELL 14: FORUTSETNINGER FOR AREALER, PANELORIENTERING OG SOLINNSTRÅLING FOR PV-ANLEGG VED FREDRIKSHALD BRYGGE.

Egenskaper, system	Verdi	Enhet
Takareal per kvartal	631	m^2
Areal solpaneler per kvartal	600	m^2
Ant. Kvartaler	18	stk.
Azimuth vinkel	27	grader
Helningsvinkel	8	grader
Brutto solirradianse	1000	W/m^2

Dersom 600m^2 av takarealet per kvartal dekkes med solpaneler, og alle kvartalene dekkes med solpaneler, blir maksimalt areal med solpaneler lik (Formel (1.22)):

$$\text{Maks areal solpaneler} = 600\text{m}^2 * 18 = 10\,800\text{m}^2$$

Det antas at det blir brukt solcellepaneler i multikrystallinsk materiale av høyeste kvalitet og med selektive flater. Dette tilsvarer en virkningsgrad på 16 %. Det antas at det brukes en omformer med

høy virkningsgrad, her lik 95 %. Tapet i ledningene mellom panel og omformer settes til 1,5 % for standard forhold (Multiconsult 2013). Virkningsgradene for hvert ledd η_1 , η_2 og η_3 er gjengitt i Tabell 15, og tilhørende spesifikk effekt er regnet ut under. Antagelsene er gjort i samarbeid med Hanson (2014).

TABELL 15: VIRKNINGSGRAD PANEL OG OMFORMER (HANSON 2014).

Virkningsgrad og effekt		
Panelet, η_1	16	%
Effekt DC	160	W/ m ²
Ledninger, η_2	98,5	%
P_{inn}	158	W/m ²
Omformer, η_3	95	%
Effekt AC	150	W/ m ²

Innstrålt effekt er oppgitt som 1000 W/m². Fra formel (1.22) må effekt ut av panelet, $P_{DC\ modul}$ være:

$$P_{DC\ modul} = 1000 \text{ W/m}^2 * 16 \% = 160 \text{ W/m}^2$$

Mellom panel og omformer er det overføringstap gitt ved virkningsgraden η_2 i formel (1.23). Det antas at ca. 1,5% går tapt i ledningen ned til omformeren, slik at $\eta_2 = 98,5\%$. Effekten inn i omformeren er da lik

$$P_{inn} = 160 \text{ W/m}^2 * 98,5 \% = 158 \text{ W/m}^2$$

Når effekten inn på omformeren er gitt, kan vi finne effekten *ut* av omformeren ved formel (1.24).

$$P_{ut} = 158 \text{ W/m}^2 * 95 \% = 150 \text{ W/m}^2$$

Dersom effekten ut fra omformer er lik 150 W/m², må den totale virkningsgraden for hele systemet være forholdet mellom denne og den innstrålte effekten (Formel (1.25)).

$$\eta_{total} = \frac{150 \text{ W/m}^2}{1000 \text{ W/m}^2} = 15 \%$$

Det antas at for 600m² med solcellepaneler ved Fredrikshald Brygge, er Power Peak lik 100kWp. Energi produsert per Power Peak er antatt lik ca. 900 kWh/kWp i en orientering rett sør med 45 graders helning (Hanson 2014). For å regne om til ekvivalent energiproduksjon ved de gitte forutsetningene til et anlegg på et representativt tak på Fredrikshald Brygge, må omregningsfaktorene fra normeringsfiguren i kap.4.2.1 brukers. Resultatene er gitt i Tabell 16 og utregningen vises under.

TABELL 16: POWER PEAK OG ENERGIPRODUKSJON VED FREDRIKSHALD BRYGGE.

For ett kvartal, 600kvm paneler:		
Peak power	100	kWp
Effekt ved salg	<100	kW
Energi/kWp/år (45°)	900	kWh/kWp

Energi/kWp/år (8°)	815	kWh/kWp
Energi/år/kvartal	81	MWh
Total energi, 18 bygg	1467	MWh

Peak power for et solcelleanlegg i Halden på et areal lik 600m² antas å være lik 100 kWp.

Energiytelse ved 45 grader, rett sør = 900 kWh/kWp

Energiytelse ved 8 grader, sør-øst:

$$\text{Energiytelse } 8^\circ = \frac{900}{112} * 101,4 = 815 \text{ kWh/kWp}$$

Total energi per år per kvartal etter formel (1.27) er:

$$\text{Energi per kvartal} = 815 \text{ kWh/kWp} * 100 \text{ kWp} = 81482 \text{ kWh/kvartal} = 81 \text{ MWh/kvartal}$$

Dersom alle de 18 kvartalene er dekket med solpaneler med likt takareal per kvartal (600m²), blir total mengde energi produsert lik:

$$\text{Total energi, 18 tak} = 81 \text{ MWh} * 18 \text{ tak} = \mathbf{1467 \text{ MWh}}$$

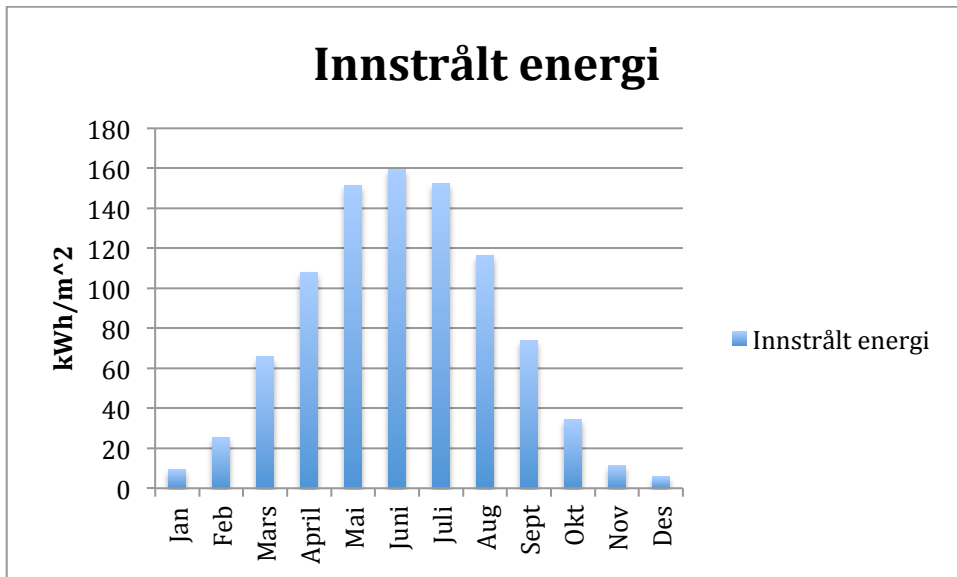
Netto energibehov for elektrisitet er gitt i kap. **Fel! Hittar inte referenskölla.** som 1476 MWh. Mengde overskuddsenergi totalt over et helt år (ikke tatt med variasjoner over året) blir:

$$\text{Overskuddsenergi} = \text{Energi produsert} - \text{Nettoenergi} = 1467 \text{ MWh} - 1476 \text{ MWh} = -9 \text{ MWh}$$

Årlig overskuddsenergi blir her negativ.

Variasjoner over året

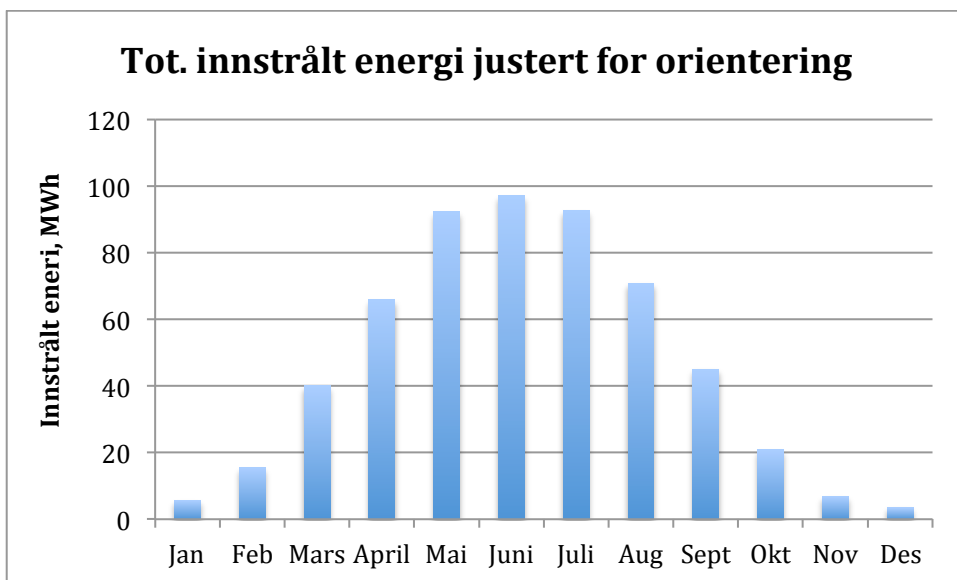
På grunn av variasjoner i solinnstråling, vil leveransen av solenergi fra solpanelene variere både daglig og årlig. Anslagsvis forventes en innstrålt energi på 120 kWh/1kWp per måned, mens i vintermånedene vil denne være mye lavere. Det kan forventes en innstrålt energi tilsvarende ca. 20 kWh/kWp per måned i desember og januar (Hanson 2014). Dette er imidlertid forutsatt at det ikke ligger snø på panelene. For å anslå en omtrentlig solinnstråling for hver måned, er det tatt utgangspunkt i en studie gjort av Multiconsult, hvor flere ulike datakilder har resultert i følgende verdier for horisontal solinnstråling i Oslo-klima (Multiconsult 2013):



FIGUR 6.8: MÅNEDLIG INNSTRÅLT ENERGI PÅ HORIZONTAL FLATE, I OSLO-KLIMA (MULTICONSULT 2013).

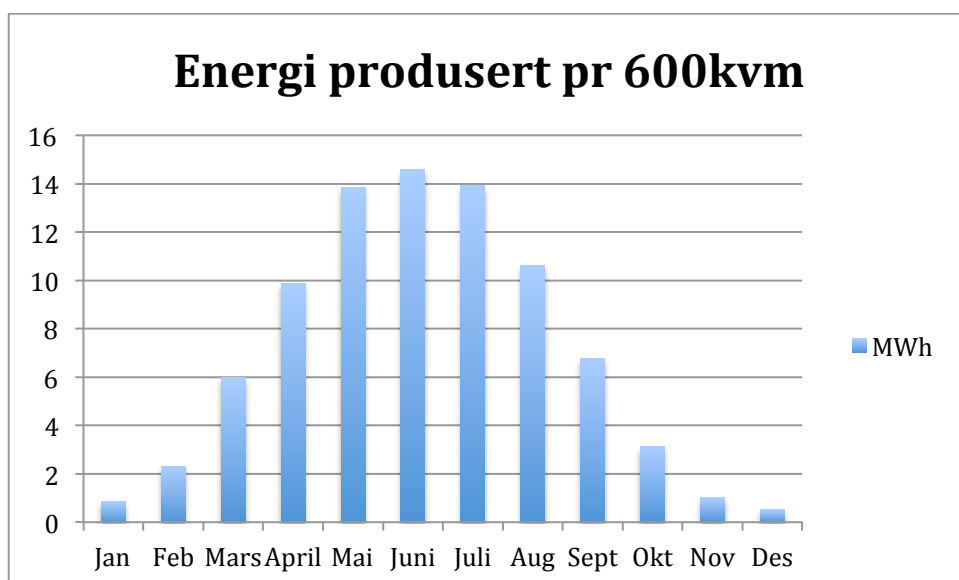
Siden denne energien er på horisontal flate, vil den tilsvarende energien være noe høyere for Fredrikshald Brygge, med de forutsetninger gitt i kap.5.2.2. Her er det beregnet at energiytelsen skal øke med 1,5 % for sørøst retning og 8 graders helning. Dette betyr at verdiene i graden over alle vil øke med 1,5 %.

Total energi innstrålt per kvartal (600m²), justert for aktuell orientering er illustrert i figuren under.



FIGUR 6.9: TOTALT GJENNOMSNIITTLIG INNSTRÅLT EFFEKT PER MÅNED, JUSTERT FOR SØRØST ORIENTERING OG 8 GRADERS HELNING. ENERGI OPPGITT I MWh.

Forutsatt en virkningsgrad på 15 % vil energi produsert per måned bli følgende:



FIGUR 6.10: GJENNOMSNITTLIG ENERGI PRODUSERT PER MÅNED, PER 600M². FORUTSATT 15 % TOTAL VIRKNINGSGRAD I SOLCELLEANLEGGET.

Verdiene i Figur 6.8, Figur 6.9 og Figur 6.10 er gjengitt i tabellen under.

TABELL 17: INNSTRÅLT ENERGI HORISONTALT OG JUSTERT FOR RIKTIG ORIENTERING, OG PRODUSERT ENERGI PER KVARTAL. VERDIER FORDELT PÅ MÅNEDENE I ÅRET.

Måneder	Innstrålt horisontalt [kWh/m ²]	Innstrålt horisontalt, justert [kWh/m ²]	Innstrålt per kvartal [MWh]	Produsert per kvartal [MWh]
Jan	9,4	9,5	5,7	0,86
Feb	25,4	25,8	15,5	2,32
Mars	65,7	66,7	40,0	6,00
April	108,1	109,7	65,8	9,87
Mai	151,6	153,9	92,3	13,85
Juni	159,5	161,9	97,1	14,57
Juli	152,3	154,6	92,8	13,91
Aug	116,2	117,9	70,8	10,61
Sept	74	75,1	45,1	6,76
Okt	34,2	34,7	20,8	3,12
Nov	11,3	11,5	6,9	1,03
Des	5,8	5,9	3,5	0,53
SUM	913,5	927,2	556	83,45

Priser

- Solpaneler á 250W.
- Effekttap i anlegg er satt til å være 22,5 % noe som er vel høyt.
- Pris inkluderer: Inverter, rammer, festemateriell (beregnet til eksisterende tak og takstein), 50m kabel og nødvendige plugg.
- Pris inkluderer *ikke*:
 - Oppsett av kurs og koblinger i sikringskap (må utføres av elektriker)

- Måler for salg av overskuddsenergi.
- Areal per panel: 1,65m²

TABELL 18: KOSTNADER OG ENERGIPRODUKSJON FOR ULIKE DIMENSJONER PÅ SOLCELLEANLEGG. PRISER FRA ÉN LEVERADØR (STRØMBERG 2014).

	Grunnpakke	Pakke 5	Pakke 9	Pakke 10	Pakke 25	
Antall paneler á 250 W	40	200	364	400	1000	stk
Effekt 27°	10	50	90	100	250	kW
Effekt 8°	9	45	82	90	225	kW
Areal paneler	66	330	600	660	1650	kvm
Forventet produksjon 27°	7780	38900	70020	77800	194500	kWh
Forv. prod. 8°	7359	36795	66232	73591	183977	kWh
Pris pakke	kr 111 900	kr 531 000	kr 966 364	kr 1 063 000	kr 2 550 000	
Pris pr panel	kr 2 798	kr 2 655	kr 2 658	kr 2 658	kr 2 550	

Tabellen viser ulike kostnader og verdier for ulike solcelle-"pakker". Pakke 9 er beregnet ved interpolering spesielt for denne oppgaven, da den tilsvarer et areal på 600m² for panelene. Dette tilsvarer ca. 9 stk. "Grunnpakker" á 40 250W paneler.

Totalt vil denne pakken levere 250W*9= 90kW, som er 10kW mindre enn oppgitt 100kWp for et anlegg på 600m².

Pris ekskl. Installasjonsarbeid og målere ≈ 967 000kr

Referanseanlegg

For PV-anlegg blir det her presentert et referanseanlegg som har tilnærmet lik dimensjon og beliggenhet som det aktuelle anlegget i denne oppgaven.

Multiconsult har samlet sammen priser fra ulike leverandører for ulike typer anlegg, flere steder i Norge. Her blir det presentert et anlegg for næringsbygg, i Oslo-klima.

Næringsbygget i rapporten fra Muliconsult har følgende spesifikasjoner til sammenligning med solcelleanlegget på Fredrikshald Brygge:

- Flatt tak, 20° helning paneler, rett sør
- Spesifikk ytelse per år = 875 kWh/kWp
- Ytelsesfaktor = 81,2 %
- Årlig strømproduksjon = 85 MWh/år

Tabellen under viser komponentpriser og systempriser for et slikt anlegg basert på leverandørens tilbud.

TABELL 19: KOSTNADER FOR ET SOLCELLEANLEGG PÅ NÆRINGSBYGG I OSLO MED EFFEKT 100kWp. (MULTICONSULT 2013)

Næringsbygg (100 kWp)

Kostnadstype	Kostnadspost	Komponentpris (kNOK/kWp)	Andel (%)	Totalpris (kNOK)
Materialer	Modul	7,3	40,7 %	725
	Vekselretter (Inverter)	2,1	11,6 %	207
	Mekanisk monteringsutstyr (stativ, skinner, forankring jord/tak etc)	2,1	11,9 %	212
	Elektrisk monteringsutstyr (DC-kabler, sikringer, brytere, jording etc)	0,5	2,8 %	50
	Driftsovervåkningsutstyr (sensorer, monitoringsløsning, display etc)	0,4	2,3 %	41
	Annet			0
Installasjon	Mekanisk installasjonsarbeid	3,1	17,5 %	312
	Elektrisk installasjonsarbeid, PV-system (Likestrøm-/ DC-side)	0,6	3,6 %	63
	Elektrisk installasjonsarbeid, nettilknytning (Vekselstrøm-/ AC-side)	0,5	2,9 %	51
			0	
Annet	Maskin/utstyr/Verktøy (stillas-/liftleie, personsikringsutstyr, spesialverktøy etc)	1,2	6,9 %	123
	Div			0
	Totalt, næringsbygg 100 kWp (eks.mva)	18		1784

Fra tabellen over er det beregnet at modulkostnaden inkludert inverter og mekanisk og elektrisk monteringsutstyr utgjør ca. 67 % av total systempris. Installasjon, driftsovervåkningsutstyr og annet står for 33,2 % av prisen.

Systempriser for Fredrikshald Brygge

Forutsatt at prisandelene også gjelder for et anlegg for Fredrikshald Brygge, må de 967 000kr fra "Pakke 9" stå for ca. 67 % av den totale systemprisen. Den totale systemprisen må da være omtrent:

$$Total\ systempris\ 600m^2 = 967\ 000\ kr / 67\% \approx 1\ 500\ 000\ kr$$

Det antas at denne prisen er representativ for et anlegg som dekker ett tak med 600m² med paneler på Fredrikshald Brygge. Videre kan dette oppskaleres til flere tak. Aktuelle dimensjoner blir gitt i tabellen under.

TABELL 20: SYSTEMPRIS FOR ULIKE DIMENSJONER PV-ANLEGG VED FREDRIKSHALD BRYGGE, MED TILHØRENDE MERKEEFFEKT OG ÅRLIG ENERGIPRODUKSJON.

	Investeringskostn.	Peak Power (kWp)	MWh/år	Drifts-og vedl.
Ett kvartal	kr 1 500 000	100	82	kr 30 000
To kvartaler	kr 3 000 000	200	163	kr 60 000
Tre kvartaler	kr 4 500 000	300	244	kr 90 000
Tyska	kr 13 500 000	900	733	kr 270 000
Fredrikshald Brygge	kr 27 000 000	1800	1467	kr 540 000

Tabellen viser investeringskostnader og merkeeffekt samt energiproduksjon per år for de ulike dimensjonene valgt ut her. Drifts- og vedlikeholdskostnader for et anlegg på 100kWp antas å være 2 % av investeringskostnaden (Multiconsult 2013). Det samme antas for dette anlegget, slik at:

$$Drifts\ -\ og\ vedlikeholdskostnader = 2\% * Investeringskostnad$$

Produksjonskostnad

Det antas at solcellene har en levetid på 25 år. Dette er forutsatt de oppgitte drifts-og vedlikeholdskostnadene over. Hva gjelder inverterne som også er en sårbar del av anlegget, er levetiden noe mer usikker. Men det antas her en levetid på 25 år (like lang som modulene).

Når investeringskostnad, driftskostnader og levetid er kjent kan det snart beregnes energikostnad ved hjelp av LCOE-formelen. Det antas en tapsfaktor på 0,04 % p.a. og en diskontering på 6 % p.a. LCOE for de ulike dimensjonene er gitt i tabellen under, og utregning er vist i

TABELL 21: BEREGNING AV LCOE FOR ULIKE DIMENSJONER AV SOLCELLEANLEGG.

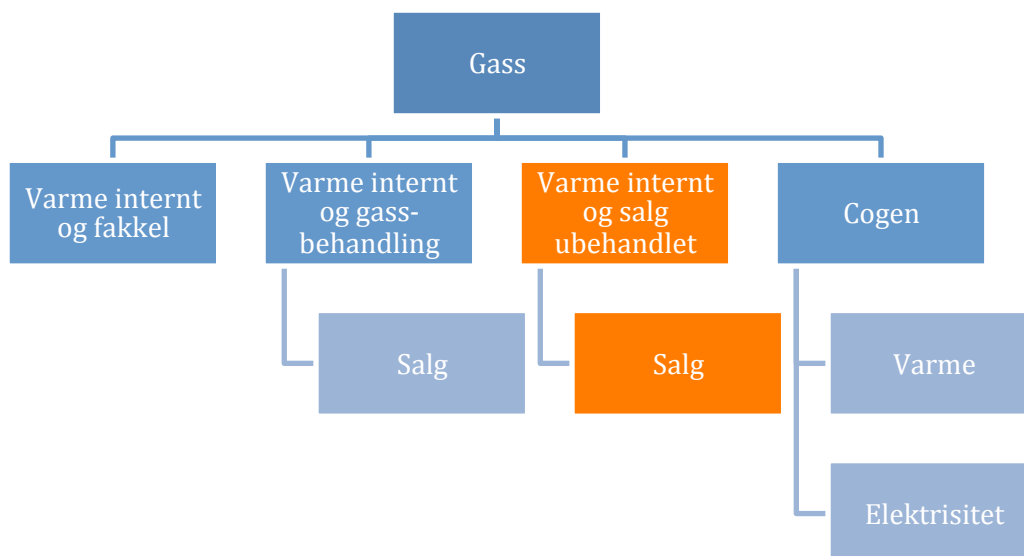
Antall tak á 600m ²	LCOE	
1 tak	1,82	kr/kWh
2 tak	1,63	kr/kWh
3 tak	1,57	kr/kWh
Tyska – 9 tak	1,49	kr/kWh
Hele bydelen – 18 tak	1,47	kr/kWh

6.2.2 BIOGASS FRA AVFALLSRENSANLEGG + BIOOLJE

Norske Helsehus ønsker å utnytte biologisk avfall så langt det lar seg gjøre, og i dette kapittelet skal det redegjøres for hvilke muligheter som finnes for å utnytte avfallet i bydelen til produksjon av varme og elektrisitet. Det skal som nevnt i kap. 5.1 kun sees på muligheten til å sende avløpsvann bort fra Fredrikshald brygge, og ikke behandle dette selv. Her er det aktuelt å se på Remmen renseanlegg, som i dag behandler avløpsvannet fra 30 000 personer (Johannessen 2013). Anlegget ligger ca.200 meter unna bydelen. Renseanlegget står i dag uten ledd for biogassproduksjon, men dette er vedtatt skal utbygges (Markussen 2014). Under blir det fremstilt en mulig løsning for utnyttelse av biogass for Fredrikshald Brygge ut ifra forprosjekt gjort av COWI ved Johannessen (2013).

Energiproduksjon i Remmen renseanlegg

Det planlagte biologiske rensetrinnet for Remmen renseanlegg er planlagt av COWI og samsvarer med det illustrert i Figur 5.3 og Figur 5.4. Det er per nå ikke bestemt hva gassen skal brukes til, men følgende er antatt for denne oppgaven: Produksjon av strøm er lite sannsynlig, og dersom Fredrikshald brygge skal koble energiforsyningen sin til anlegget, er det aktuelt med "Varme internt og salg ubehandlet" av gassen. Figur 5.4 er gjengitt under med det valgte alternativet.



FIGUR 6.11: GJENGITT FIGUR OVER ALTERNATIV BRUK AV BIOGASS, HVOR AKTUELT ALTERNATIV ER MARKERT I ORANSJE.

Begrunnelse for valg: Det er komplisert å eksportere strøm, og en fjernvarmeløsning hvor varme produseres og selges fra Remmen vil medføre tap og store investeringer. Fjernvarme trenger to rør (tur-retur) og må isoleres, og er dermed dyrere enn å eksportere gass (ett rør). I tillegg er det mest lønnsomme for Remmen RA å dekke sine interne behov før de selger gassen. Herfra blir det derfor antatt en mengde gass som kan kjøpes fra renseanlegget, og antatt en frekvens (Markussen 2014).

Det antas at biogassen leverer en grunnlast og at egne gasstanker eller annen energikilde er reserve og spisslast. En mulig løsning for dette er bioolje (Hermansen 2014)

Energiproduksjon og salg, Remmen RA

De viktigste faktorene fra rapporten utarbeidet av COWI er gjengitt under, og blir grunnlaget for det man kan forvente å kjøpe av gass fra Remmen RA (Johannessen 2013).

Det interne energibehovet for transmisjonstap og oppvarming av slam er 1060 MWh/år eller 121 kW. For VVS i bygget er energibehovet anslått til å være 270 kW.

$$\text{Energiproduksjon per år ved mesofil utråtning} = \mathbf{3700 \text{ MWh/år}}$$

$$\text{Slamproduksjon} = \mathbf{5200 \text{ kg TS/d}}$$

$$\text{Andel organisk stoff: } 65 - 70 \%$$

Med denne andelen organiske stoff, er det anslått at det gjennom råtnetanken vil produseres følgende gassmengde:

$$\text{Gassmengde produsert: } 1560 \text{ Nm}^3/\text{d}$$

$$\text{Brennverdi gass: } 6,5 \text{ kWh/m}^3$$

$$\text{Energiproduksjon} = \text{Gassmengde} \cdot \text{brennverdi} = 1560 \cdot 6,5 = 10\,140 \text{ kWh/d}$$

Den årlige energiproduksjonen blir ved jevn produksjon lik:

$$10\,140 \text{ kWh/d} \cdot 365 \text{ d/år} = \mathbf{3\,700 \text{ MWh/år}}$$

For å finne ut hvor mye av dette som kan selges, må man først trekke fra det interne energibehovet inkludert transmisjonstap, som er gitt ved:

$$\text{Samlet internt energibehov} = 1\,060 \text{ MWh/år}$$

Dette gir et overskudd på:

$$\text{Energioverskudd} = 3\,700 - 1\,060 = 2\,640 \text{ MWh/år}$$

Det er dette overskuddet som kan selges til Fredrikshald brygge, og det blir ikke tatt hensyn til andre faktorer ut over dette knyttet til slammengder, tørrstoff og sesongvariasjoner.

Overføring av energi til Fredrikshald brygge

Som nevnt over er det valgt å kun se på muligheten til å selge gassen ubehandlet og dekke Remmen RA sine interne varmebehov. Det forutsettes derfor at gassen kan ubehandlet overføres til Fredrikshald brygge gjennom et rørsystem (Klif 2013). Det forutsettes at gassen holder et trykk på 4 bar, og det er da mulig å frakte gassen i plastrør over den relativt korte avstanden det er mellom byggene. Plastrør for frakting av biogass er en billig og hensiktsmessig løsning for dette tilfellet (Rolf H.).

Når energimengden er 2640 MWh/år, gir dette følgende jevne effekt som kalles $\text{Effekt}_{\text{levert}}$:

$$\text{Effekt}_{\text{levert}} = \frac{2640 \text{ MWh/år}}{8800 \text{ timer/år}} = 300 \text{ kW}$$

Økonomi:

TABELL 22: PRISER OG KOSTNADER FOR ENERGIBÆRERE, SAMT ANTAGELSER TIL BEREGNING AV ÅRSKOSTNADER.

Poster/objekt		
Energipris biogass	50	øre/kWh
Energipris olje:	70	øre/kWh
Energipris strøm:	70	øre/kWh
Kalkulasjonsrente:	6	% p.a.
Avskrivningstid:	20	år
Drift & vedlikehold utstyr:	2,5	% av investering utstyr
Virkningsgrad biogass	90	%
Virkningsgrad oljekjel:	95	%
Antatt Enova-tilskudd:	1,25	kWh fornybar per støttekrone

Det kjøpes kontinuerlig gass fra Remmen RA, og bioolje leverer spisslast når dette trengs.

Antatt lengde mellom Remmen RA og bydelen er 250m, og pris for plastrør (PE rør) og graving er satt til ca. 800 kr/m. Dette utgjør en kostnad på 200 000 kr. Under er alle investeringskostnader listet opp.

TABELL 23: INVESTERINGSKOSTNADER FOR BIOGASSANLEGG.

OBJEKT	INVEST. KOSTNAD (kNOK)
Varmesentral inkl. utstyr	4 000
Fjernvarmenett inkl. abonnentsentraler	0
Tomt, vann, avløp, el	0
Entreprisekostnad	4 000
PE rør og graving	200
Rigg og drift (10 %)	400
Uforutsett (10 %)	400
Prosjektering, (7 %)	280
Prosjektkostnad ekskl. Enova-støtte	5 280
Antatt Enova tilskudd	1 680
Prosjektkostnad inkl. Enova-støtte	3 600

Investeringskostnader for varmesentral er antatt/gitt av (Hermansen 2014) i COWI. Øvrige kostnader er beregnet som prosentsatser av entreprisekostnaden til anlegget, og utgjør samlet prosjektkostnaden. Det antas at det kan mottas Enova-tilskudd tilsvarende andre prosjekter med energiproduksjon basert på fornybare energikilder. Denne satsen er oppgitt i Tabell 22.

TABELL 24: ÅRSKOSTNADER FOR BIOGASSANLEGG.

GRUNNLAST		
Effekt fra biogass	300	kW
Grunnlast energidekning	1890000	kWh
Biogass forbruk	2100000	kWh
Kostnad biogass	1050000	kr
SPISSLAST		
Dim. effekt spisslast	1800	kW
Spisslast energidekning	210000	kWh
Olje forbruk	221053	kWh
Kostnad olje	154737	kr/år
STRØM		
Strømforbruk	100000	kWh/år
Kostnad strøm	70000	kr/år
TOTALE ENERGIKOSTNADER	1274737	kr/år

Energidekningen til grunnlast er 90 % av 2,1 GWh og spisslast er de resterende 10 %. Det er antatt et strømforbruk på 100 000 kWh/år. Energifrisene er gitt i Tabell 22. Utregning av energiforbruk og energidekning gjøres på samme måte som vist i kap.5.3.3. Energikostnaden listes så opp sammen med de andre årskostnadene i tabellen under.

TABELL 25: ÅRSKOSTNADER OG PRODUKSJONSKOSTNAD.

OBJEKT	Årskostnad (kNOK)
Energi	1275
Drift & Vedlikehold	100
Personellkostnad	50
Kapitalkostnad	314
SUM ÅRSKOSTNADER	1 739
Produksjonskostnad (kr/kWh)	0,82793183

Det antas at personellkostnad er på kr.50 000/år og at satsen for kapitalkostnad er 8,72% av prosjektkostnad inkl. Enova-støtte. Drifts- og vedlikeholdskostnader er 2,5 % av entreprisekostnaden.

Summen av årskostnader er på ca. 1,7 mill.kr, og energiproduksjonen er på totalt 2,1 GWh/år. Produksjonskostnaden er forholdet mellom disse to, se formel (1.24).

$$\text{Produksjonskostnad} = \frac{1\,739\,000\text{ kr}}{2\,100\,000\text{ kWh}} = 83\text{ øre/kWh}$$

6.2.3 FLIS + BIOOLJE

Ved denne kombinasjonen skal flisfyringskjelen og en bioolje-kjel dekke hele varmebehovet for Fredrikshald Brygge. Dimensjoneringen for grunnlast og spisslast gjøres på bakgrunn av netto effektbehov og effektfordelingen illustrert i Figur 6.2 og varighetsdiagrammet i Figur 6.4. Grunnlasten skal dekke ca. 90 % av energibehovet mens spisslasten dekker de resterende 10 %. I tillegg må bioolekjelen fungere som reserve, slik at denne må dimensjoneres for full effekt (Hermansen 2014).

- Energibudsjett: 2,1 GWh
- Effekt grunnlast: 1000 kW
- Effekt spisslast: 2000 kW

Brukstid

Energibehovet for varme er gitt som 2,10 GWh, eller 2 100 000 kWh. Når flisfyringsanlegget dimensjoneres for å levere 1000 kW, blir brukstiden følgende:

$$\text{Brukstid} = \frac{2\,100\,000\text{ kWh}}{1000\text{ kW}} = 2100\text{ timer}$$

Dette betyr varmeanlegget måtte gått 2100 timer på fullast for å levere det oppgitte energibehovet. Til sammenligning er det 8760 timer i året. For å vite hvor mye av tiden anlegget kjører på lav og full last, må man også vite hvor mange timer av anlegget er i drift i løpet av året. For passivhus er varmebehovet lavt, og begrenset til de kalde månedene i året. Men dersom anlegget også leverer varmtvann kan det bety at anlegget i lange perioder må gå på lavlast i stedet for å skrus helt av.

Økonomisk

Energikostnaden for grunnlast, spisslast og strøm er basert på formler i kap. XX. Resultatet fra beregningene er oppgitt i Tabell 26 under.

TABELL 26: ENERGIKOSTNADER FOR FLISFYRINGSANLEGG MED BIOOLJE SOM SPISSLAST.

Energi­kostnader		
GRUNN­LAST		
Dim. effekt grunnlast	1000	kW
Grunnlast energidekning (90 %)	1890000	kWh
Energiforbruk flis	2223529	kWh
Energi­kostnad flis	489176	kr/år
SPISSLAST		
Dim. effekt spisslast	2000	kW
Spisslast energidekning (10 %)	210000	kWh
Olje forbruk	221053	kWh
Energi­kostnad olje	154737	kr/år
STRØM		
Strømforbruk	100000	kWh/år
Energi­kostnad strøm	70000	kr/år
Totale energi­kostnader	713913	kr

Grunnlasten skal dekke 90 % av energibehovet på 2,1 GWh, som tilsvarer:

$$\text{Grunnlast energidekning} = 2,1 \text{ GWh} * 90 \% = 1890\ 000 \text{ kWh}$$

Energiforbruk flis er beregnet ut ifra formel (1.12).

Energi­kostnad flis er beregnet ved formel (1.13).

$$\text{Spisslast energidekning} = 2,1 \text{ GWh} * 10 \% = 210\ 000 \text{ kWh}$$

Energiforbruket for flis er beregnet ut ifra formel (1.14), og energi­kostnaden for flis er beregnet ut ifra formel (1.15).

$$\text{Energiforbruk flis} = 2223529 \text{ kWh/år}$$

$$\text{Energi­kostnad flis} = 489176 \text{ kr/år}$$

Energiforbruk olje er beregnet ut ifra formel (1.16), og energi­kostnaden for olje er beregnet ut ifra formel (1.17).

$$\text{Energiforbruk olje} = 221053 \text{ kWh/år}$$

$$\text{Energi­kostnad olje} = 154737 \text{ kr/år}$$

Energiforbruk for strøm er beregnet av Hermansen (2014). Energi­kostnaden for strøm beregnes ved formel (1.16), hvor energiforbruket er gitt til 100 000 kWh/år og energiprisen er 70 øre/kWh.

$$\text{Energi­kostnad strøm} = 70000 \text{ kr/år}$$

Totale energi­kostnader kan nå beregnes fra formel (1.19), slik at:

$$\text{Årskostnad Energi} = 713\,913 \text{ kr/år}$$

TABELL 27: INVESTERINGSKOSTNAD NÆRVARMEANLEGG BASERT PÅ FLIS OG OLJE.

OBJEKT	INVEST. KOSTNAD (kNOK)
Varmesentral inkl. utstyr	8 420
Tomt, vann, avløp, el	0
Entreprisekostnad	8 420
Rigg og drift (10 %)	842
Uforutsett (10 %)	842
Prosjektering, (7 %)	589
Prosjektkostnad ekskl. Enova-støtte	10 693
- Antatt Enova tilskudd	1 512
Prosjektkostnad inkl. Enova-støtte	9 181

Det forutsettes en investeringskostnad for varmesentral inkludert alt utstyr, på 8,42 mill.kr (Hermansen 2014). Investeringskostnad for tomt, vann, avløp og elektrisitet settes lik null. Dermed kan prosjektkostnaden med og uten Enova-støtte beregnes etter formel (1.11) og (1.13). Enova-støtten blir beregnet etter (1.12) til å være:

$$\text{Enova - støtte} = \frac{1200000 \text{ kWh}}{1,25 \text{ kWh/kr}} = 1\,512 \text{ kr}$$

Årskostnaden for energi er allerede beregnet, og de øvrige årskostnadene er gitt i Tabell 28 (Hermansen 2014).

TABELL 28: ÅRSKOSTNADER FOR NÆRVARMEANLEGG BASERT PÅ FLIS OG OLJE.

OBJEKT	Årskostnad (kNOK)
Energi	714
Drift & Vedlikehold	136
Personellkostnad	150
Kapitalkostnad	801
SUM ÅRSKOSTNADER	1 800

Produksjonskostnad (kr/kWh)	0,86
------------------------------------	------

Summen av alle årskostnadene beregnes ved formel (1.20), og er lik 1,8 mill.kr. Når summen av årskostnadene og energibudsjettet er kjent, kan produksjonskostnaden regnes ut ved formel (1.21):

$$\text{Produksjonskostnad} = \frac{1\,800\,000 \text{ kr}}{2\,100\,000 \text{ kWh}}$$

6.2.4 PV + BIOGASS

I en løsning som kombinerer PV og biogass, er det forutsatt at disse kun dekker energibehovet til el-spesifikke løsninger pluss komfyrer. Som nevnt i kap.5.4.1 kan biogassen brukes til gass i komfyrer. Ved å erstatte elektriske komfyrer med gass-komfyrer, vil det totale resterende elektrisitetsbehovet være lavere.

TABELL 29: ELEKTRISITETSBEHOV FORDELT PÅ TEKNISK UTSTYR, KOMFYR TRUKKET UT.

Elektrisk behov	kWh	Energikilde	Andel (%)
Vifter	6523	El	15,9
Belysning	13573	El	33,1
Teknisk utstyr (–) komfyr	16868	El	41,2
Komfyr	4016	Gass	9,8
Totalt	40980	El+Gass	100
Elsesifikt energibehov	37000	El	90,2

Elektrisitetsbehovet for komfyrer i ett bygg ved Fredrikshald Brygge er illustrert i tabellen over. Energiverdiene er hentet fra beregningen i SIMIEN i Tabell 8, hvor summen av vifter, belysning og teknisk utstyr utgjør det totale energibehovet for elektrisitet.

Komfyrer blir mest brukt ettermiddag og kveld, i forbindelse med matlaging. Det antas at en komfyr trekker 20 % av energibehovet for teknisk utstyr ut ifra energifordeling fra Enøk (u.å.); (Selvig 2013). 20 % av teknisk utstyr trekkes ut som energibehov til komfyr i tabellen over, og dette utgjør 10 % av det totale elektriske energibehovet. Dette betyr at ved å erstatte elektriske komfyrer med gass-komfyrer, vil elektrisitetsbehovet gå ned med 10 %.

For hele bydelen tilsvarer dette følgende energibehov fra elektrisitet (solceller):

$$\text{Elektrisitetsbehov totalt} = 37\,000 \text{ kWh} * 36 \text{ bygg} = 1\,331 \text{ MWh/år}$$

Dersom ett kvartal med solpaneler leverer 81,5 MWh/år trengs det nå følgende antall kvartaler:

$$\text{Antall kvartaler} = \frac{1331 \text{ MWh/år}}{81,5 \text{ MWh/år}} = 16,3 \text{ stk.}$$

Pris for disse beregnes med utgangspunkt i prisoversikt i Tabell 10.

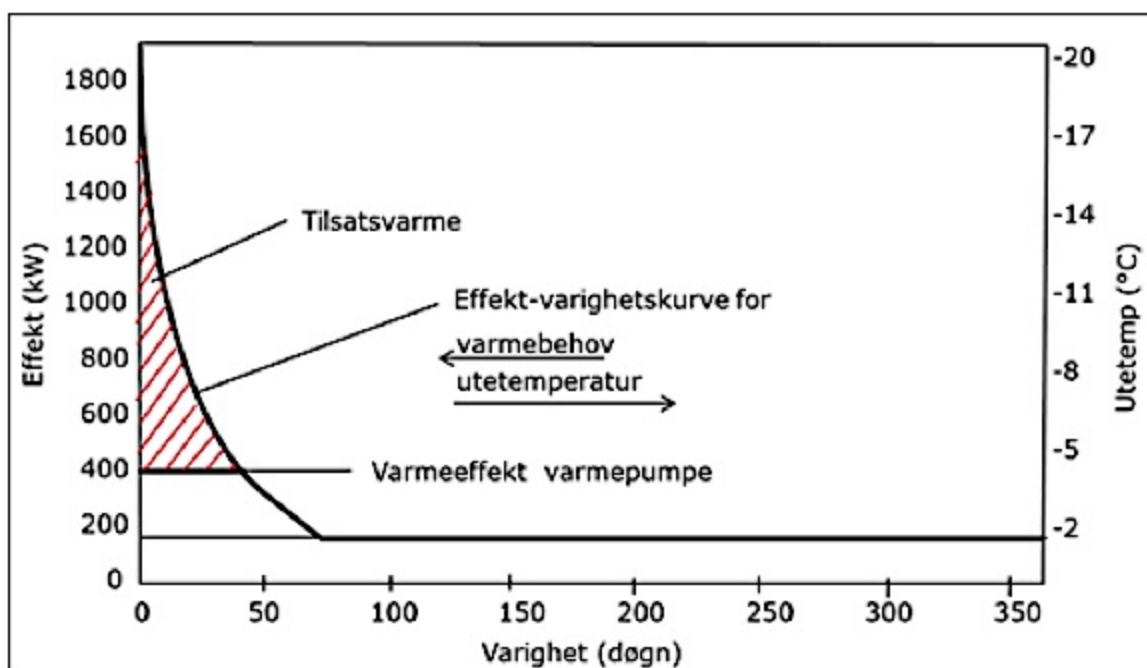
$$\text{Pris 16 tak paneler} = 1,5 \text{ mill. kr} * 16 = 24,5 \text{ mill. kr.}$$

$$\text{Energibehov komfyr} = 4016 \text{ kWh} * 36 \text{ bygg} = 145 \text{ MWh}$$

6.2.5 GRUNNVARMEPUMPE

Dimensjonering varmepumpe

Varighetsdiagram for Fredrikshald Brygge er illustrert i Figur 6.3, og det antas her at varmtvannsbehovet begrenser seg til 190 kW.



FIGUR 6.12: VARIGHETSDIAGRAM MED ILLUSTRASJON AV MULIG DIMENSJONERING FOR VARMEPUMPEANLEGG. VISER UTETEMPERATURER FOR OSLO-KLIMA PÅ HØYRE AKSE (EGGEN 2014).

Dimensjoneringen av varmepumpen kan gjøres på ulike måter, og her er det også flere muligheter til dimensjonerende effekt for varmepumpen. Figuren over viser et eksempel, og er en forenklet illustrasjon av varighetsdiagrammet for denne bydelen, med utetemperatur på høyre akse. Denne er beregnet ut ifra oppgitt dimensjonerende (maks) effekt med utgangspunkt i Oslo-klima av Eggen (2014) i COWI. Varmtvannseffekten er satt til 190 kW, og varmeeffekten til ca.400 kW. Dette er en effekt som dekker ca. 80% av energibehovet. Hvilken dimensjon som velges å se på for denne oppgaven beregnes nedenfor.

Under er det beregnet hvilken effekt varmepumpen skal dimensjoneres for å levere, basert på formel (1.25) og (1.26). Klimaavhengig energibehov er det samme som "Totalt energibehov oppvarming" i Tabell 9. Energiforbruk for varme og effektforskrift er hentet fra kap.6.1.1 og kap.6.1.2.

$$\text{Klimaavhengig energibehov} = 824 \text{ MWh}$$

$$\text{Sum varmeenergi} = 2,10 \text{ GWh}$$

Klimaavhengig energi og energi til varmtvann står for henholdsvis ca. 40 og 60 % av det totale energibehovet.

TABELL 30: VARMEEFFEKT SOM VISER DIMENSJONERENDE EFFEKT FOR VARMEPUMPEN.

Varmeeffekt	W/m ²	kW	
Romvarme	33,4	1433	
+ Ventilasjonsvarme	4	172	
= Klimaavhengig		1605	89,4 %
+ Varmtvann		190	10,6 %
= SUM		1795	

Varmeeffekten er beregnet ut ifra vintersimuleringen i SIMIEN, som beregner dimensjonerende effektbehov per kvadratmeter boareal. Dette er det samme arealet som energibehovet ble beregnet ut ifra. Klimaavhengig effekt summeres med dimensjonerende effektbehov for varmtvann som er beregnet for varmpumpedimensjoneringen. Dette er de effektene som det tas utgangspunkt i for dimensjoneringen av varmpumpens varmeeffekt.

TABELL 31: DIMENSJONERING AV VARMEPUMPENS AVGITTE VARMEEFFEKT.

Forutsetninger:			
	Konstant effekt varmt tappevann	190	kW
+	ca. 50 % av 1605 kW	803	kW
=	Dimensjonerende varmeeffekt for varmpumpe	992	kW
	Varmpumpens energidekning	700324	kWh/år
	Varmpumpens dekning varmtvann	1278778	kWh/år
	COP (gjennomsnittlig effektfaktor)	3	
	Årlig energidekning	1979101	kWh/år

Dimensjonerende varmeeffekt for varmpumpen er **992 kW** som er en sum av effekten til varmt tappevann og ca. 50 % av det klimaavhengige effektbehovet. Varmpumpen skal dekke hele energibehovet til varmtvann, og totalt skal den dekke 85 % av årlig klimaavhengig varmebehov.

$$\text{Varmpumpens energidekning} = 85 \% * 823910 \text{ kWh/år} = 700324 \text{ kWh/år}$$

Varmpumpen dekker hele varmebehovet til varmtvannsberedning = **ca. 1.270.000 kWh/år**.

Gjennomsnittlig effektfaktor kalles COP og antas å være lik 3.

Dersom effekt levert fra varmpumpen er lik 992 kW, og COP=3, kan man beregne hvor mye energi som må hentes fra varmekilden og fra elektrisitet (jmf. Figur 5.7 og Formel 1.11).

$$COP = \frac{Q_k}{W} = \frac{992 \text{ kW}}{W} = 3$$

$$W = \frac{992 \text{ kW}}{3} = 331 \text{ kW}$$

Dette betyr at varmpumpen trenger 331 kW fra den elektriske strømkilden for å levere 992 kW med en COP=3.

For å finne omregningsfaktoren brukes formel 1.13

$$K = \frac{COP}{COP - 1} = \frac{3}{3 - 1} = 1,5$$

Omregningsfaktoren K fra Formel 1.12 gjør at varmeeffekten fra varmekilden, Q_f finnes:

$$K = \frac{Q_k}{Q_f} \rightarrow Q_f = \frac{992 \text{ kW}}{1,5} = \mathbf{661 \text{ kW}}$$

661 kW må hentes fra kollektorene i berggrunnen for å levere 992 kW.

Til sammenligning vil en dimensjonerende effekt på 350 kW tilsvare at kun 233 kW må hentes fra brønnenparken. Dette vil dekke om lag 80 % av energibehovet. Økonomien i dette presenteres på slutten av kapittelet, og er gjort med samme forutsetninger som et anlegg på 990 kW, kun for å ha et enkelt sammenligningsgrunnlag.

Geotermisk potensial

Grunnen som Fredrikshald brygge står på, består av løsmasser ned til en dybde på ca. 70m (Borthen 2014). Dermed er området innenfor geoklasse 4 (se Tabell 5). Det antas en effektoverføring på 30 W/m, og en varmeledningsevne på ca. 3 W/mK (Hermansen 2014; Stene 2014). Det understrekes at dette kun er antagelser gjort for området, da det ikke finnes data for grunnforholdene i dette området (Stene 2014).

For kombinasjon av boring og peling er det i følge referanseperson i Bosum Boring sannsynligvis lite besparelser å hente på en slik kombinasjon, og at de i så fall må "passe inn i samme mønster" (N. Hanstad).

Kostnadsberegninger er gjort i samarbeid med Hermansen (2014).

Ved utnyttelse av grunnvarme trengs det en varmepumpe som her dimensjoneres for 990 kW, og en spisslastkjel som bruker bioolje som brensel. Spisslasten dimensjoneres for spisslast og reserve.

Varmeenergi totalt produsert = 2 000 000 kWh

Når effektfaktoren, COP=3 vil dette også gjelde energiproduksjonen når anlegget er i drift hele året. Varmepumpen settes til å levere 90 % av energibehovet på 2000 MWh, mens oljefyren vil levere de resterende 10 %. For å beregne Enova-støtte, blir det dermed kun 90% av energiproduksjonen som blir beregningsgrunnlag for antatt støtte. Andel fornybar energi er da 90 % av 2 GWh minus den energiandelen som kommer fra elektrisitet, beregnet vha. formel (1.11).

$$\text{Fornybar levert energi} = 2 \text{ GWh} * 90\% - \frac{2 \text{ GWh} * 90\%}{3} = 1\,200\,000 \text{ kWh}$$

$$\text{Antatt Enova - støtte} = \frac{1\,200\,000 \text{ kWh}}{1,25 \text{ kWh/kr}} = 960\,000 \text{ kr}$$

Investeringskostnader

Varmesentral

Brønnenparken utgjør den største delen av investeringen, mens varmesentralen er også en sentral del her. Varmesentralen antas her å være et frittstående bygg til en kostnad på 2 millioner kroner. I tillegg kommer kostnader for VVS, elkraft og automatisering. Disse kostnadene er oppgitt i Tabell 32 og er totalt lik 700 000kr.

Investeringskostnaden for varmepumpen blir beregnet etter antatt investeringskostnad per kW lik:

$$\text{Kostnad per kW installert} = 2200 \text{ kr/kW}$$

Varmepumpen skal levere 990 kW og får dermed en investeringskostnad på:

$$\text{Investeringskostnad VP} = 990 \text{ kW} * 2200 \text{ kr/kW} = 2\,200\,000 \text{ kr}$$

Varmesentralen innebærer også en oljekjel som skal kunne levere hele effektbehovet på 1800kW (varmtvannsbehov=190kW jevnlig). Oljekjelen trenger en tank som kan romme 20m³ –

denne er satt til en pris på 120 000 kr. Kjelinstallasjonen med tilhørende skorstein og rør i varmesentralen, er anslått til en pris på om lag 2 mill.kr.

Den totale investeringskostnaden for varmesentralen inkludert utstyr er så summen av varmepumpeinstallasjonen, bygget med tilhørende utstyr samt oljekjelinstallasjonen.

$$\begin{aligned} \text{Total investeringskostnad varmesentral inkl. utstyr} \\ &= 2\,000\,000\text{kr} + 700\,000\text{kr} + 2200\,000\text{kr} + 120\,000\text{kr} + 2\,000\,000\text{kr} \\ &= 7\,020\,000\text{kr}. \end{aligned}$$

Brønnpark

Effekten som må hentes fra brønnparken beregnes ved formel (1.12) når omregningsfaktoren $K=1,5$:

$$Q_f = \frac{Q_k}{K} = \frac{990\text{kW}}{1,5} = 660\text{kW}$$

Spesifikk varmeeffekt fra borrehullet er antatt lik 30 W/m og ved formel (XX) blir dybden totalt lik:

$$\text{Meter i fjell totalt} = \frac{660000\text{W}}{30\text{W/m}} = 22000\text{m}$$

Ved å installere 110 brønner, vil dybden for hver av disse være

$$\text{Dybde brønn} = \frac{22\,000}{110} + 70\text{m} = 270\text{m}$$

hvor 70 av 270m er løsmasser.

Å bore i fjell og i løsmasser har ulike kostnad, og følgende antas for dette prosjektet (Hermansen 2014):

$$\text{Kostnad for boring og rør i løsmasser} = 1350\text{kr/m}$$

$$\text{Kostnad for boring i fjell} = 450\text{kr/m}$$

Med de oppgitte dybder og kostnader blir totale installasjonskostnader for brønnene følgende:

$$\text{Installasjon løsmasser} = 70\text{m} * 110\text{brønner} * 1350\text{kr} = 10\,395\,000\text{kr}$$

$$\text{Installasjon fjell} = 22000\text{m} * 450\text{kr/m} = 9\,900\,000\text{kr}$$

$$\text{Total installasjonskostand brønner} = \text{Installasjon}(\text{løsmasser} + \text{fjell}) = 20\,295\,000\text{kr}$$

Avstand mellom brønnene = 10m.

Prosjektkostnad

Prosjektkostnaden er kostnaden for alle installasjoner og investeringer prosjektet trenger, i tillegg til kostnad for rigg og drift, prosjektering og de utforutsette kostnadene.

Rigg og drift beregnes ut ifra entreprisekostnaden til prosjektet, som en prosentandel på 10 %. Prosjektering beregnes som 7 % av entreprisekostnaden, mens de uforutsette beregnes som 10 % av entreprisekostnaden.

Entreprisekostnaden er summen av installasjonskostnaden for brønnparken og for varmesentralen.

$$\text{Entreprisekostnad} = 7\,020\,000\text{kr} + 20\,295\,000\text{kr} = 27\,315\,000\text{kr}$$

$$\text{Kostnad rigg og drift} = 10\% * 27\,315\,000\text{kr} = 2\,732\,000\text{kr}$$

$$\text{Prosjekteringskostnader} = 7\% * 27\,315\,000\text{kr} = 1\,912\,000\text{kr}$$

$$\text{Uforutsette kostnader} = 10\% * 27\,315\,000\text{kr} = 2\,732\,000\text{kr}$$

$$\text{Prosjektkostnad} = \mathbf{34\,690\,000\text{kr}}$$

Medregnet antatt Enova-støtte på 960 000kr blir prosjektkostnaden lik:

$$\text{Prosjektkostnad inkl. Enova – støtte} = 34\,690\,000\text{kr} - 960\,000\text{kr} = \mathbf{33\,730\,000\text{kr}}$$

TABELL 32: INVESTERINGSKOSTANDER FOR GRUNNVARMEPUMPE MED SPISSLAST. (KOSTNADSBEREGNINGENE ER GJORT AV HERMANSEN (2014))

OBJEKT	Invest.kostnad (kNOK)	
Bygning 100 kvm	2 000	
VVS	100	
Elkraft og automatisering	600	
Varmepumpe (990 kW)	2 200	2200 kr/kW
Kjelinstallasjon inkl. skorstein og rør (1800 kW)	2 000	
Lagertank olje 20 m ³	120	
Varmesentral inkl. utstyr	7 020	
Brønnpark (110 brønner)	20 295	450 kr/lm
Fjernvarmenett inkl. abonnentsentraler	0	
Tomt, vann, avløp, el	0	
Entreprisekostnad	27 315	
Rigg og drift (10 %)	2 732	
Uforutsett (10 %)	2 732	
Prosjektering, (7 %)	1 912	
Prosjektkostnad ekskl. Enova-støtte	34 690	
Antatt Enova tilskudd	- 960	
Prosjektkostnad inkl. Enova-støtte	33 730	

Årskostnader

Energikostnad

Energikostnaden er summen av kostnaden for å drive varmpumpen, samt brenselkostnad for spisslasten bioolje som brukes som spisslast.

Det antas at grunnvarmpumpen skal dekke 90 % av det årlige energibehovet, slik at spisslasten må dekke det resterende behovet på 10 %. Det antas at den oljekjelen som benyttes har en virkningsgrad på 95 % (Hermansen 2014).

$$\text{Årlig energibehov} = 2\text{ GWh} = 2000\text{ MWh}$$

$$10\% \text{ av årlig energibehov} = 2000 * 0,1 = 200\text{ MWh}$$

Men spisslasten skal også være en reserve/backup for varmepumpen, slik at oljekjelen må dimensjoneres for full effekt, 2800 kW. Dette har imidlertid ikke utslag på energikostnaden som kun tar hensyn til energien brukt per år. Med en energikostnad på 0,7 kr/kWh blir energikostnaden lik:

$$\text{Energi kost olje} = \frac{2000 \text{ kWh} * 0,7 \text{ kr/kWh}}{0,95} = 147\,368 \text{ kr}$$

Energi kostnaden for varmepumpen er så basert på den energien som trengs fra elektrisitet, som er:

$$\text{Elektrisitetsbehov VP} = \frac{2 \text{ GWh}}{3} * 90 \% = 600\,000 \text{ kWh}$$

$$\text{Energi kost VP} = 600\,000 \text{ kWh} * 0,7 \text{ kr/kWh} = 420\,000 \text{ kr}$$

Elektrisitet til pumper og lignende er satt til kreve en energikostnad på 70 000 kr.

$$\text{Sum energikost} = \mathbf{637\,368 \text{ kr}}$$

Andre årskostnader

I tillegg kommer årskostnader som drift og vedlikehold, personell og kostand på kapital.

Drift-og vedlikeholdskostnader beregnes til å være ca. 2,5 % av investeringskostnaden for varmesentralen foruten byggkostnaden. Det vil si at kostnaden *Varmesentral inkl. utstyr* i Tabell 32 minus kostnaden for bygget er grunnlaget for drifts-og vedlikeholdskostnadene.

$$\text{Drift og vedlikehold} = (7020 - 2000) \text{ kkr} * 2,5 \% = 126\,000 \text{ kr}$$

Kapitalkostnaden beregnes som 8,72 % av prosjektkostnaden inkl. Enova-støtte.

$$\text{Kapitalkostnad} = 33\,730\,000 \text{ kr} * 8,72 \% = 1\,613\,000 \text{ kr}$$

TABELL 33: ÅRSKOSTNADER SAMT PRODUKSJONSKOSTNAD FOR GRUNNVARMEPUMPE-ANLEGG.

Objekt	Årskostnad	
Energi	591 000	kr
Drift & Vedlikehold	126 000	kr
Personellkostnad	50 000	kr
Kapitalkostnad	2 941 000	kr
SUM ÅRSKOSTNADER	3 754 000	kr
Produksjonskostnad (øre/kWh)	188	øre/kWh

Produksjonskostnaden beregnes ved (1.33):

$$\text{Produksjonskostnad} = \frac{3\,754\,000 \text{ kr}}{2\,000\,000 \text{ kWh}} * 100 \text{ øre/kr} = 188 \text{ øre/kWh}$$

Til sammenligning

Her presenteres tilsvarende verdier for et varmepumpeanlegg med energibrønner når effekttutaket er 233 kW fra brønnene og dimensjonerende effekt (levert effekt) er 350 kW. Dette er en svært forenklet utregning, og kun til å understreke effekten av ulike dimensjoner på anlegget.

TABELL 34: KOSTNADER VED BERGVARMEPUMPE-ANLEGG MED EN DIMENSJONERENDE EFFEKT LIK 350 kW FOR VARMEPUMPEN.

Effektuttak	233 kW
Brønnpark, fjell	3 495 000 kr
Brønnpark, løsmasser	4 725 000 kr
Brønnpark, totalt	8 220 000 kr
Entrepreniskostnad	8 220 000 kr
Prosjektkostnad	17 539 000 kr
Enova-støtte	900 000 kr
Sum årskostnader	2 278 000 kr
Produksjonskostnad	114 øre/kWh

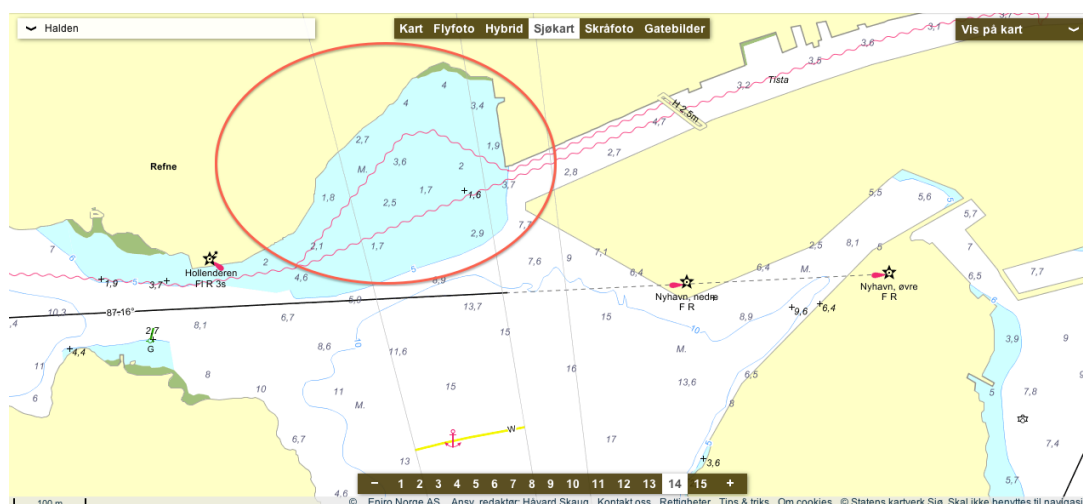
Alle kostnader er regnet ut med samme fremgangsmåte som utregninger for kostnader for anlegget for 990 kW levert effekt.

I følge Geir Eggen i COWI vil en bergvarmepumpe som leverer denne mengden effekt og energi tilsvare 48 brønner á 250m dybde. Her anslås det at prisen på brønnene vil ligge rundt 4,8 mill.kr. og at anlegget inkludert varmepumpe anslagsvis vil koste rundt 7 mill.kr. Her er det *ikke* tatt hensyn til de 70m med løsmasser eller kostnader knyttet til bygningen.

6.2.6 SJØVARMEPUMPE

Følgende punkter er de forutsetninger og utfordringer som er kjent per nå som forutsetninger for sjøvarmepumpe hos Fredrikshald Brygge:

- Utenfor bryggekannten er sjødybden rundt 1-5 meter fra bryggekannten og utover ca. 200-300m. Se Figur 6.13 for sjøkart med markert område og dybder ut fra bryggen. Den største dybden som forekommer er ca.17m over på andre siden av fjorden.
- Sjøbunnen består av slam fra gamle fyllmasser (løsmasser av sagflis).
- Det vil være behov for ankring av båter i området utenfor bryggen.



FIGUR 6.13: SJØKART FOR HALDEN MED FREDRIKSHALD BRYGGE OMRÅDET MARKERT MED RØD SIRKEL. HENTET FRA (GULESIDER 2014)

Med bakgrunn i disse gitte forutsetningene skal det velges et varmeopptakssystem.

Det blir valgt å se på en løsning med slanger på bunnen, på grunn av grunne sjøforhold ved Fredrikshald Brygge. Men for oppgavens relevans blir det først presentert et alternativ med bruk av trommelkollektorer.

Trommelkollektor

Ved bruk av trommelkollektor CWX-10 trengs det 30 kollektorer. Antallet kollektorer kan antageligvis reduseres i følge leverandør etter at mer detaljerte data er tilgjengelige og en datakjøring er foretatt ved fabrikken. Det anses som urimelig å velge en mindre kollektor som følgelig vil gi et høyere antall kollektorer, derfor blir denne modellen valgt her.

Hvis kollektorene kan settes ved utløpet av elven uten at det blir for lange rørstrekk, vil en kunne operere med høyere vanntemperaturer enn sjøvannstemperaturen samtidig som en har god strømningshastighet over varmeveksleren.

Varmefaktor = 4-5 (1 kWh investert gir 4-5 kWh tilbake).

Varmefaktoren forteller om varmepumpens effektivitet, da denne forteller deg hvor mye varmeenergi du får per kWh strøm.

Turbokollektor

Lagt til grunn en kjøleeffekt på kollektoranlegget lik 661kW og 40 W/m belastning, blir samlet slangelengde lik:

$$\text{Samlet slangelengde} = \frac{661\,000\text{ W}}{40\text{ W/m}} = 16525\text{m}$$

Spesifikk effektbelastning	40	W/m
Dimensjonerende effekt	992227	W
Fordamperytelse	1,5	
Effekt fordamperytelse	661485	W
Slangelengde	16537	m
Diameter rør	40	mm

Valg av dobbeltrull: Turbokollektor, 2x250m lang, vekt: 18 kg.

Kostnader dobbeltruller:		
Kollektorlengde, pr stk	600	m
Ant. Dobbeltullet	27,6	stk
Anbefalt antall	26	stk
Avstand mellom kollektorer	2,3	m
Areal	18538	m ²
Kost per dobbeltrull (brutto)	10940	kr
Kostn. Dobbelttruller	301527	kr
Lodd (dobbelttrull)	185	kr
Feste (dobbelttrull)	15	kr
Antall lodd per kollektor	200	stk
Antall lodd totalt	5200	stk
Avstand mellom lodd	1,5	m

Kostn. lodd	1040000	kr
Tot. Kostnad utstyr	1341527	kr
Monteringskostnad pr stk	62500	kr
Monteringskostnad totalt	1625000	kr
Driftskostnad turbokollektor	50000	kr/år
Levetid	20	år

Sjøkollektorene bør ha ettersyn én gang per år, og kostnaden for dykkerjobben dette medfører er beregnet til å være på om lag 40 000 kr ekskludert merverdiavgift. Dette står som " Driftskostnad turbokollektor i oversikten i tabellen over, og er der oppgitt med merverdiavgift inkludert (Oksnes 2014). Monteringskostnader er også knyttet til det dykkerarbeidet som trengs, og er antatt å være rundt 50 000 kr per turbokollektor, ekskludert merverdiavgift. I tabellen over er monteringskostnadene oppgitt med 25 % merverdiavgift, og multiplisert opp i forhold til antatt kollektorer.

TABELL 35: INVESTERINGSKOSTNADER FOR SJØVARMEPUMPE.

Investeringskostnader:	NOK
Kollektor med lodd	1 341 306
Montering	1 625 000
VVS	100 000
Elkraft og automatisering	600 000
Varmepumpe (990 kW)	2 200 000
Kjelinstallasjon inkl. skorstein og rør (1800 kW)	2 000 000
Lagertank olje 20 m ³	120 000
Totale investeringskostnader	kr 7 986 306
Uforutsett	kr 798 631
Prosjektering	kr 798 631
Rigg og drift	kr 559 041
Prosjektkostnad	kr 10 142 608
Enova	-kr 960 000
Prosjektkostnad inkl enova	kr 9 182 608

Basert på samme forutsetninger som geovarmeanlegg, lagt til de spesifikke kostnader for dobbeltrullede turbokollektorer.

Årskostnadene har de samme prosentsetningene her som for grunnvarmepumpe, men dykkingen som må gjøres en gang i året kommer i tillegg.

TABELL 36: ÅRSKOSTNADER FOR SJØVARMEPUMPE.

Årskostnader	
Årskostnader, el	420 000
Årskostnader, olje	147 368
Strøm	70 000
Årskostnad, dykking	50 000

Driftskostnader	199 658
Kapitalkostnad	800 723
SUM	1 687 749
Produksjonskostand	0,84 kr/kWh

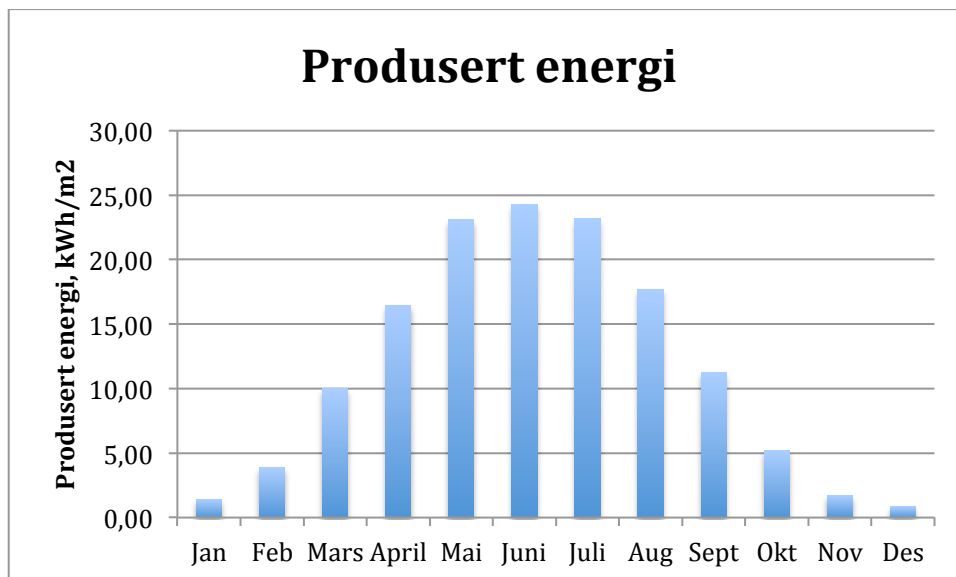
Produksjonskostnaden er forholdet mellom summen av årskostnadene og den totalt produserte energien, som er 2 GWh.

6.2.7 PV + VARMEPUMPE + SPISSLAST VARME

I dette kapittelet blir det foreslått en kombinasjonsløsning som er mulig for både sjøvarmepumpen og grunnvarmepumpen. Det blir sett på hvordan varmepumpen kan få den energien den trenger fra et solcelleanlegg. Spesifikasjoner for sjøvarmepumpe og grunnvarmepumpe for Fredrikshald Brygge presenteres i henholdsvis kap.6.2.6 og kap.6.2.5.

Varmepumpen trenger elektrisitet kontinuerlig for å holdes i gang når den skal produsere varme. Dette gjør at en slik varmepumpeløsning kan benytte seg av ikke-fornybare energikilder for å levere energi, noe som kan unngås ved å koble den opp til et PV-anlegg.

Effektbehov for elektrisitet til en sjøvannsvarmepumpe som skal levere 992 kW, er 331 kW. Men dette effektbehovet forekommer på vinteren, når solinnstrålingen er lav. Dermed foreslås det her å dimensjonere et solcelleanlegg for en lavere effekt, som kan drive varmepumpen på den lasten den krever de månedene med lavt energibehov og høy solinnstråling.



FIGUR 6.14: MÅNEDLIG PRODUSERT ENERGI, PER KVADRATMETER.

I månedene april – september er varmebehovet nærmest lik null, slik at det kun vil være behov for varmt tappevann.

Varmepumpens energidekning varmtvann = 1,28 GWh/år

Gjennomsnittlig månedlig energibehov/energidekning varmtvann = 107 MWh/mnd.

Ved å regne med at COP=3 for varmepumpen også på lav last, kan elektrisitetsbehovet per måned for å levere 107 MWh regnes ut vha. formel (1.28) og (1.29).

$$\text{Elektrisitetsbehov pr måned} = \frac{Q_K}{COP} = \frac{107 \text{ MWh}}{3} = 36 \text{ MWh}$$

Dermed må det leveres 36 MWh elektrisitet til varmepumpen. Dersom dette skal leveres fra solcelleanlegget, må dette dimensjoneres deretter.

Ut ifra Figur 6.14 antas det at gjennomsnittlig effekt for de seks sommermånedene er 20 kWh/m². Dette for å ikke overdimensjonere anlegget. For å levere 36 MWh per måned må da størrelsen på anlegget være lik:

$$\text{Størrelse anlegg} = \frac{36 \text{ MWh/mnd}}{20 \text{ kWh/m}^2} = 1800 \text{ m}^2 = 3 \text{ kvartaler}$$

Altså vil tre kvartaler á 600m² med solpaneler gjennomsnittlig dekke elektrisitetsbehovet for varmepumpen i sommermånedene. Dette tilsvarer også en merkeeffekt på til sammen ca. 300 kWp. Kostnad for dette er gitt i Tabell 20.

$$\text{Investeringskostand solpaneler} = 4,5 \text{ mill. kr.}$$

Varmepumpene må fortsatt dimensjoneres til å levere samme dimensjonerende effekt presentert i kap.6.2.6 og 6.2.5 for henholdsvis sjøvarmepumpe og grunnvarmepumpe.

Eventuell overskuddsenergi fra solenergien kan brukes til internt bruk til Fredrikshald Brygge, eller selges til nettet.

6.2.8 FLIS + SOLFANGERANLEGG

Forutsetninger for Fredrikshald Brygge

Solfangeranlegg kan ikke brukes som en energikilde alene, men må være et supplement. Her blir det sett på to ulike kombinasjonsalternativer for flis og solfangeranlegg som beskriver nærmere i neste delkapittel.

1. **Solfanger dekker kun varmtvann; flis og bioolje dekker resten av varmtvannsbehov pluss oppvarmingsbehovet.**
2. **Solfanger dekker både varmtvann og varme, flis og bioolje dekker resten av varmebehovet.**

Under presenteres de forutsetninger som gjelder for solfangeranlegg ved Fredrikshald Brygge, som må fungere som et supplement til en primærløsning for oppvarming og varmtvann. Dette er spesifikke forutsetninger både i tillegg til og basert på teori for solfangeranlegg presentert i kap.5.7.

- Type solfanger: Plan solfanger
 - Det velges plan solfanger blant annet på grunn av den lave helningen, men vakuumsrør utelukkes ikke for videre vurdering.
- Ingen begrensning til om anlegget skal levere varme til kun tappevann eller til både tappevann og oppvarming.
- I perioder uten sol og høyt effektbehov (over 1000W) må spisslasten slås inn, som her er valgt som bioolje.

Under beskrives et valgt solfangerpanel for denne oppgaven, basert på forutsetninger og data fra svenske Aquasol.

TABELL 37: FORUTSETNINGER FOR SOLFANGERANLEGG PÅ FREDRIKSHALD BRYGGE SAMT NØKKELTALL FRA SVENSK E AQUASOL (2014).

Solfangeranlegg		
Type solfanger	Plan solfanger	
Helning	8	grader
Areal, panel	17,7	m ²
Areal, effektivt	16,8	m ²
Dimensjon	7610x2320x160	mm
Systemtemperatur	50	°C
Årsytelse per m²	500	kWh/ m ²
Årsytelse per panel	8000	kWh/panel
Arealvirkningsgrad flatt tak	≤50 %	
Arealvirkningsgrad skråtak	≤80-90 %	

Det er valgt å montere solfangeranlegget med 8° helning, men leverandør anbefaler 25-60°. På flatt tak vil en slik helning medføre en lavere arealvirkningsgrad, da skygging fra omkringliggende paneler gjør at panelene må plasseres med et visst mellomrom. Derav en lavere arealvirkningsgrad.

Under er det oppgitt priser fra leverandør Aquasol i Sverige, omregnet til NOK med en kurs på 95. Prisene gjelder for plan solfanger, modell BIG AR som er av høyeste kvalitet med antireflekerende overflate.

TABELL 38: PRISER FOR SOLFANGERANLEGG FRA LEVERANDØR AQUASOL I SVERIGE(AQUASOL 2014).

Priser ekskl.mva i SEK, Aquasol	NOK (kr/m ²)	Andel (%)
Solfanger "BIG AR"	2280	40
Montering med kran	665	12
Rørdraging med isolering	1045	18
Øvrige kostnader	618	11
Solvarmetank eller varmesentral	1140	20
Totalt	5748	100

Prisene gjelder for paneler i størrelsesorden 1000m². Det er valgt å forenklet oppskalere dette til ønsket størrelse, nemlig 2000m² og 3000m² som beskrives nærmere i underkapitlene nedenfor. Men prisene beskrives i tabellen under.

TABELL 39: PRISER FOR SOLFANGERANLEGG OPPSKALERT FOR 2000 OG 3000KVM.

Solfangerareal	2000 m ²	3000m ²	
Pris paneler	kr 4 560 000,00	kr 6 840 000,00	40 %
Montering med kran	kr 1 330 000,00	kr 1 995 000,00	12 %
Rørdraging med isolering	kr 2 090 000,00	kr 3 135 000,00	18 %
Øvrige kostnader	kr 1 235 000,00	kr 1 852 500,00	11 %
Solvarmetank eller varmesentral	kr 2 280 000,00	kr 3 420 000,00	20 %
Totalt	kr 11 495 000,00	kr 17 242 500,00	100 %

Det antas at alternativ 1 og 2 som beskrives under, produserer henholdsvis 1000 og 1500 MWh. Prisene som er oppgitt fra Enova-rapporten nevnt i kap.5.7.3 gir da følgende investeringskostnader:

TABELL 40: INVESTERINGSKOSTNAD FOR ALT.1 OG 2 BASERT PÅ TALL FRA ENOVA.

	Alt.1	Alt.2	
Energi produsert	1000	1500	MWh
Spesifikk investeringskostnad	11	15	kr/kWh
Investeringskostnad	11000000	22500000	kr

Virkningsgraden for plan solfanger er 50 %, og med innstrålt energi på 1000 W/m² antas det følgende energiproduksjon i systemet:

TABELL 41: ENERGIPRODUKSJON VED ULIK SYSTEMTEMPERATUR.

Energiproduksjon 30C	650	kWh/kvm
Energiproduksjon 50C	500	kWh/kvm
Energiproduksjon 75C	380	kWh/kvm

Her tilsvarer en systemtemperatur på 50°C 500 kWh/m², og denne blir brukt for solfangeranlegget i denne oppgaven.

Alternativ 1 – Solfanger for varmtvannsbehov

Areal solfangeranlegg: 2000 m²

Energi behovet for varmtvann, samt forutsetninger for solfangeranlegget er gitt under.

TABELL 42: ENERGIPRODUKSJON FRA SOLFANGER, KUN TIL VARMTVANN.

KUN VARMTVANN		
Solfangerareal	2000	kvm
Totalt energibehov varmtvann	1279	MWh
Energiproduksjon 50C	500	kWh/kvm
Energiproduksjon	1000	MWh
Stagnasjonsenergi	300	MWh
Energi levert	700	MWh
Energidekning vv	55 %	

$$\text{Energi produksjon} = 500 \text{ kWh/m}^2 * 2000 \text{ m}^2 = 1000 \text{ MWh}$$

Stagnasjonsenergi er satt til å være lik ca. 30 % av total energiproduksjon.

$$\text{Stagnasjonsenergi} = 1000 \text{ MWh} * 30\% = 300 \text{ MWh}$$

Energi levert fra solfangeranlegget blir dermed differansen mellom energiproduksjon og stagnasjonsenergien:

$$\text{Energi levert} = 1000 \text{ MWh} - 300 \text{ MWh} = 700 \text{ MWh}$$

Energidekningen for varmtvann er da den andelen "Energi levert" utgjør av det totale energibehovet for varmtvann.

$$\text{Energidekning varmtvann} = \frac{700 \text{ MWh}}{1279 \text{ MWh}} = 55 \%$$

Resten av varmtvannsbehovet må da dekkes av flisfyringsanlegget. Oppvarmingsbehovet pluss de resterende 45 % av varmtvannsbehovet er nå lik:

$$\text{Energi levert fra flis + bioolje} = 45\% * 1279 \text{ MWh} + 824 \text{ MWh} = 1403 \text{ MWh}$$

Grunnlasten flis skal dekke 90% av dette, mens oljen skal dekke 10%:

$$\text{Energi levert flisfyringsanlegg} = 1403 \text{ MWh} * 90\% = 1262 \text{ MWh}$$

$$\text{Energi levert bioolje} = 1403 * 10\% = 140 \text{ MWh}$$

TABELL 43: FLIS SOM GRUNNLAST KOMBINERT MED SOLFANGER ALTERNATIV 1.

Energi fra flisanlegg (45 %)	1 403	MWh
Energipris flis	0,22	kr/kWh
Grunnlast energidekning	1 262	kWh
Flis energiforbruk	1 485 199	kWh
Kostnad flis	326 744	kr
Energipris Alternativ 1	0,16	kr/kWh

Når flis dekker det resterende energibehovet som må dekkes av flis er 45 % av varmtvannsbehovet og hele oppvarmingsbehovet. Flisanlegget er beregnet på samme vilkår som i kap.6.2.3.

$$\text{Energipris} = \frac{326\,734 \text{ kr}}{2\,100\,000 \text{ kWh}} = 0,16 \text{ kr/kWh}$$

Alternativ 2 – Solfanger for varmtvanns- og oppvarmingsbehov

Areal solfangeranlegg settes til 3000 m².

TABELL 44: SOLFANGER OG FLIS, DIMENSJONER OG ENERGIPRODUKSJON FOR ALTERNATIV 2.

VV og VARME		
Solfangerareal	3000	kvm
Energiproduksjon 50C	500	kWh/kvm
Energiproduksjon totalt	1500	MWh
Energidekning vv	70 %	
Energileveranse netto vv	895	MWh
Overskudd	605	MWh
Stagnasjonsenergi	405	MWh
Energileveranse til varme	200	MWh
Energileveranse vv+varme	1095	MWh

En energiproduksjon på 500 kWh/m² ved 50°C, vil ved 3000m² produsere totalt 1500 MWh. Det antas at varmtvann har en energidekning for varmtvann på 70 %, og energibehovet for varmtvann er oppgitt i Tabell 9.

Solvarme supplerer med 52 % av det totale varmebehovet.

TABELL 45: ENERGI FRA FLISFYRINGSANLEGG KOMBINERT MED SOLFANGERE, ALTERNATIV 2.

Energi fra flisanlegg	1008	MWh
Energipris flis	0,22	kr/kWh
Grunnlast energidekning	906919	kWh
Flis energiforbruk	1066964	kWh
Kostnad flis	234732	kr
Energipris Alternativ 2	0,11	kr/kWh

Energiprisen er beregnet på samme måte som alternativ 1.

7. DISKUSJON

7.1 BEREGNING AV ENERGI-OG EFFEKTBEHOV

7.1.1 FORUTSETNINGER OG FORENKLINGER

Ved oppgavens start var det mange usikkerheter knyttet til utforming av bydelen, og hvilke dimensjoner det ville bli snakk om. Det var derfor avgjørende å gjøre klare forutsetninger for å få et så tydelig og godt grunnlag som mulig for videre arbeid. Disse forutsetningene har i løpet av oppgavens tidsrom endret seg, og vil fortsette å endre seg frem mot prosjektets start. Det understrekes derfor at det må tas hensyn til de forutsetningene som er satt her.

Bydelen består av 9 kvartaler på både Tyska og Hollenderen. I beregningene for energi- og effektbehov er det forutsatt at alle byggene er like det som i følge arkitektene er det "representative bygget". Men det er klart at alle byggene ikke vil være helt like, og at det vil bo ulike typer mennesker i de ulike byggene samt at størrelsen på leilighetene vil variere. Dette vil ha konsekvenser for energi- og effektbehovet, og det anbefales dermed at dette arbeidet gjøres enda grundigere for å få et mer korrekt bilde på hvordan behovet varierer mellom de ulike byggene.

En forenkling som det også må legges merke til er at verdiene for energi og effekt for det representative bygget er oppskalert ved å multiplisere verdiene med antall bygg. Dette betyr at samtidigheten antas å være lik 1, noe som erfaringsvis ikke er tilfelle i en bydel. Derfor må det – både hos Fredrikshald Brygge og hos andre lignende prosjekter – alltid tas hensyn til hvilken samtidighet man kan regne med. Konsekvensen for denne oppgaven er at effekt- og energibehovet antageligvis vil være noe lavere enn det som er beregnet som totalt behov.

Siden det er antatt at alle byggene kun består av leiligheter i passivhus-standard, er kjølebehovet beregnet til å være lik null. Men dersom det i noen bygg skal være arealer med andre egenskaper og forutsetninger for å holde temperaturen lav nok på sommerhalvåret, kan det være nødvendig med kjøling. Dette vil sette nye krav til energiforsyning, og kan vise seg å være en avgjørende faktor i valg av energiløsning.

Forutsetningene som er gjort for denne oppgaven vurderes allikevel til å være tilstrekkelige for denne oppgavens formål, da en mer inngående vurdering ville vært for tidkrevende og omfattende.

7.1.2 BRUK OG VALG AV BEREGNINGSVERKTØY

Beregningene gjort i SIMIEN er gjort på grunnlag av data fra arkitektene, og forutsetningene utenom dette er gjort i samarbeid med fagkyndige i COWI. Når SIMIEN også er et godkjent energiberegningsverktøy i Norge vurderes beregningene som er gjort i SIMIEN som gode og representative beregninger forutsatt at alle forutsetninger og forenklinger stemmer (Selvig 2013). I følge en spørreundersøkelse gjort av SINTEF i 2011, er SIMIEN det mest brukte beregningsverktøyet innenfor rådgivende selskaper som jobber med energi i bygninger (Dokka et al. 2011). Det er allikevel flere som bruker supplerende verktøy dersom det er spesielle forhold som gjør at SIMIEN ikke er tilstrekkelig for de gitte forutsetninger eller for de beregninger som man ønsker å gjøre.

SIMIEN blir sett på som brukervennlig, men har noen svakheter som gjør at det kan være nødvendig å supplere med andre beregningsverktøy. En av ulempene er at det ikke er mulig å velge mellom mange ulike geografiske beliggenheter i Norge. For Halden ble den nærmeste stasjonen Rygge, noe som heldigvis ikke var alt for langt unna Halden (ca. 5 mil).

En fordel er at fremstilling av data og resultater er oversiktlig og lett å tolke av de som ikke måtte kjenne verktøyet fra før (Dokka et al. 2011). Dette er en fordel dersom data skal presenteres for andre som ikke har opplæring/kjennskap til verktøyet. Det kan generelt være viktig å være oppmerksom at data presenteres på en god og oversiktlig måte, slik at det er lett for utenforstående aktører å tolke det som blir presentert.

7.1.3 ENERGIBEHOV

Energibehovet i SIMIEN er delt inn i tre ulike behov; oppvarming, varmtvann- og elektrisitetsbehov. Dette har vært en stor fordel i beregning av dimensjon av ulike typer anlegg, og er en av de tydelige fordelene ved å bruke dette beregningsverktøyet.

Energibehovet for varmtvann har blitt beregnet til å være mye større enn oppvarmingsbehovet. Det er typisk at boliger med passivhusstandard har et varmtvannsbehov tilsvarende 70-80 % av sitt totale varmebehov (SINTEF 2011) Det har videre blitt antatt at varmtvannsbehovet holder seg mer eller mindre konstant igjennom året, og dette gjelder dersom boligene har egne beredere i leilighetene. Energibehovet til varmtvann diskuteres nærmere i kap.7.1.5.

Alternativ energiberegning:

Det ble beregnet to svært ulike verdier for energibehov, der verdien ved bruk av graddagstall ble over dobbelt så stor som den beregnet i SIMIEN. En grunn til dette kan være at graddagstallet er beregnet ut ifra en antagelse om at man trenger oppvarming opp til 17°C, og at det resterende (opp til 20°C) dekkes av internlaster og passiv solvarme. Grunnen til dette kan være at det høye energibehovet antageligvis er basert på i overkant pessimistiske verdier, slik at verdien følgelig blir for høy. I tillegg har ikke formelen med graddagstall med alle parameterne som gjelder for byggets bygningsstruktur, noe som gjør at oppvarmingsbehovet ikke har tatt hensyn til kanskje avgjørende faktorer.

I denne oppgaven er SIMIEN sett på som et godt beregningsverktøy, men det anbefales allikevel å se til andre beregningsmetoder dersom det ikke finnes tilstrekkelig med erfaringsdata på lignende bygg. Når det blir så store avvik som dette, er det viktig at man kjenner til hva som ligger bak de ulike

beregningene, og som her tar SIMIEN hensyn til betydelig flere faktorer ved både bygningsstrukturen og beliggenhet i terreng.

7.1.4 EFFEKTBEHOV

I beregningsverktøyet er maks samtidig effektbehov for ett bygg beregnet og oppskalert til å gjelde for hele bydelen, som omtalt i kapittel 7.1.1. Her er det kun beregnet effektbehov for oppvarming, og dette er beregnet til å være 1605 kW for hele bydelen. Dette behovet regnes som å være noe høyt. Som nevnt vil det ha en effekt at det er blitt benyttet riktig grad av samtidighet, og tatt hensyn til de ulike typer bruksarealer i de forskjellige byggene.

Det totale netto effektbehovet for oppvarming egner seg til dimensjonering av varmeanlegg, men må også legges til den dimensjonerende effekten for varmtvann. Dette blir diskutert i neste delkapittel.

Effektfordelingen som er gitt av SIMIEN-beregningene samsvarer med det man kan forvente av et passivhus. Dette er at varmebehovet nærmest er ikke-eksisterende i månedene april-september. Dette gir muligheter og utfordringer til energiforsyningene som leverer varme, da store deler av året kun har et gitt energibehov for varmtvann. Til dimensjonering av anlegg vil det da være en utfordring å finne den dimensjonen som har en akseptabel driftstid gjennom året, dersom denne skal forsyne varme til oppvarming og tappevann. Det kan være nødvendig å legge grunnlasten til en lavere effekt enn det man vanligvis anslår (50 % av dimensjonerende effektbehov), fordi en tilfredsstillende andel av energibehovet allikevel vil bli dekt. Hvordan man velger å gjøre dette, avhenger av energipriser og spesifikasjoner ved det aktuelle anlegget. Dette blir nærmere beskrevet for hver energiløsning i kap.7.2.

Mulighetene som oppstår som følge av det lave energibehovet i disse seks månedene, er derimot at det kan brukes ulike energikilder ulike deler av året. Dette blir diskutert i kapitlet om kombinasjoner av energiløsninger i kap.7.3.

7.1.5 ENERGI- OG EFFEKTBEHOV FOR VARMTVANN

Effektbehovet for varmtvann blir ikke beregnet i SIMIEN, så det finnes ulike tilnærminger til å beregne dette. Det som er presentert i denne oppgaven, er å ta utgangspunkt i energibehovet til varmtvann som SIMIEN beregner. Ved å dele dette på antall timer i året, får man en effektverdi som her er blitt kalt *totalt jevnlig effektbehov for varmtvann*. Hvordan man så bruker denne verdien og vektlegger denne har vært en utfordring i denne oppgaven. Grunnen til dette er at ulike nøkkelpersoner i COWI har ulike preferanser til hvordan denne verdien bør brukes. Nettopp dette er grunnen til at det er beregnet to ulike effekter; Alternativ 1 og Alternativ 2 (se kap.6.1.2).

Det første alternativet som blir presentert, tar utgangspunkt i at energibehovet for varmtvann er riktig beregnet og at dette kan fordeles jevnt over alle årets timer. Ved å legge på en prosentandel på ca.20-30 % vil man i følge Stene (2014) få en tilfredsstillende dimensjonerende effekt for varmtvann, her lik 190 kW. Dette tilsvarer et energibehov på ca. 1,6 GWh/år om denne holdes seg jevn hele året.

Det andre alternativet er derimot basert på erfaringer innen fjernvarmedimensjonering, og hvilken spesifikk effekt man kan regne med i norske hjem (Hermansen 2014). Dette tilsvarer i dette tilfellet en effekt på 350 kW og et årlig energibehov på ca. 3 GWh/år.

Disse to ulike beregningene og antagelsene understreker viktigheten av å være konsekvent på hvilke erfaringstall man velger å bruke, og hvor mye tillit man iverksetter i beregningsverktøyet man bruker. Til sammenligning ble det også vist hva en forutsetning for gjennomsnittlig energiforbruk for en vanlig

norsk familie ville tilsvare for Fredrikshald Brygge. Dette viser at ved å anta 3000 kWh/år, som er vanlig å anta som et minstemål for norske husholdninger med passivhusstandard, vil effektbehovet samlet være lik 170 kW. Å basere seg på et forventet energibehov per leilighet, kan være problematisk ved at areal, antall mennesker og forbruksmønster ikke nødvendigvis samsvarer med antagelsene bak verdien som brukes.

Til nå er kun en dimensjonerende effekt for varmtvann blitt presentert, men det er også beregnet en maksimal forventet verdi ut ifra maks samtidig vannmengde. Denne kan ikke brukes til å dimensjonere varmtvannsberedning, da denne kun viser hvor høy effekt det er teoretisk mulig å oppnå gitt de forutsetningene som er satt. Her er det antatt at alle bygg er like det *representative bygget* og at alle boenhetene har like mange enheter som bruker varmtvann. Dette er en beregning som viser at dersom det forekommer dager hvor for eksempel alle beboerne tar en dusj samtidig, må det være tilgjengelig kapasitet til å levere den effekten som trengs. Dette handler om å gjøre beboerne trygge på at det alltid vil være tilgjengelig energi når man trenger det, og at det ikke skal gå ut over deg selv om andre velger det samme forbruksmønsteret som deg.

En måte å holde effektbehovet til energisentralen nede på, er å installere varmtvannsberedere i leilighetene. Slik kan energisentralen levere en jevn, lav effekt, også kan hver leilighet heve temperaturen etter ønske ved hjelp av kun 2 til 3 kW (OSO 2014). En slik løsning ligger til grunn for de lavere effektene foreslått over, med utgangspunkt i det årlige energibehovet.

For de ulike energikildene det blir sett på har det blitt utgangspunkt i ulike effektbehov for varmtvann. Grunnen til dette er at nøkkelpersoner som har bistått med dimensjonering av anlegg har brukt ulike forutsetninger, og ikke fått tid til å bli endret på slik at alle har samme utgangspunkt. Effektene som er blitt brukt er 190 kW og 250 kW i henholdsvis det som er presentert som Alternativ 1 og Alternativ 2. Dette vil diskuteres nærmere for hver energikilde i kap.7.2.

Det er tydeliggjort gjennom de ulike beregningene at det er svært avgjørende hvilke metoder man velger å bruke for dimensjonering av tappevannsbehov, og hvilke referanser man ser til når dette beregnes. Den beregningen som står sterkest gitt de forutsetninger som er satt for energi-og effektbehovet for Fredrikshald Brygge, er 190 kW i Alternativ 1. Grunnen til dette er at denne samsvarer best med det beregnede årlige energibehovet, og representerer i større grad et sannsynlig gjennomsnittlig effektbehov ut ifra de forventninger man har i dag til effektbehov for 500 boliger etter passivhusstandard.

7.2 ALTERNATIVE ENERGILØSNINGER

Her vil hver energikilde som er omtalt i denne oppgaven diskuteres. Det blir belyst hvilke muligheter og hvilke utfordringer som er knyttet til hver løsning, både spesifikt for Fredrikshald Brygge men også på et nasjonalt plan.

7.2.1 PV

Utforming av anlegg

Når det skal installeres solceller på et tak, er det avgjørende å ta dette med så tidlig som mulig i planleggingsfasen av bygget. Dette kan medføre at man kan orientere byggene i en mer optimal retning i forhold til solinnstråling, og at utformingen tilrettelegger for utnyttelse av solenergi. Dersom man i tillegg kan planlegge solcelleanlegget som en integrert del av bygget, kan man gjøre store besparelser på legging av tak. Om alle disse aspektene blir tatt med fra begynnelsen av et byggeprosjekt kan det være avgjørende for om et solcelleanlegg er en lønnsom investering eller ikke.

Hos eneboliger er det mest vanlig med skrå tak, og da har man mulighet til å legge panelene i samme vinkel og dermed oppnå en mer eller mindre optimal orientering på panelene, gitt at huset er orientert mot sør. På flate tak som det er blitt sett på i denne oppgaven, kan man selv velge hvilken helning man ønsker, og her er det flere aspekter som må tas hensyn til:

1. Geografisk beliggenhet
2. Snø
3. Arealutnyttelse
4. Enhetlig flate eller separate paneler

1. Den geografiske beliggenheter har betydning for hvilken helning som vil gi best årsytelse på anlegget. En optimal helning i sørlige deler av Norge er på rundt 45 grader, men jo lengre nord man kommer, jo flatere vil man legge panelene. Grunnen til det er at solen står lengre oppe på himmelen på sommerhalvåret, og det kan vær ønskelig å utnytte solen mer enn de 180 gradene man får utnyttet ved en 45 graders helning.

2. Hvilken helning man velger må også ta hensyn til sjansen for at det legger seg snø på panelene. Dersom man ønsker å produsere så mye solenergi som mulig også på vinteren, er det viktig å ha litt helning på panelene for at snøen kan skli av lettere. Om dette ikke blir tatt hensyn til, kan det resultere i at produksjonen er nede på null i verste fall store deler av vinteren.

3. utfordringer ved å sette opp paneler med en helning på 45 grader på flate tak, er at panelene vil skygge for hverandre om de står for tett. Derfor må man ha en viss avstand mellom panelrekkene for å unngå dette. Slik mister man verdifullt areal, og det blir derfor avgjørende å finne en optimal kombinasjon mellom helning og arealutnyttelse. I en studie gjort av Multiconsult er det brukt en helning på 20 grader, mens i følge ZEB er en optimal helning rundt 30-40 grader (Jacobsen 2011; Multiconsult 2013).



FIGUR 7.1: EKSEMPEL PÅ SOLCELLEPANELER MONTERT PÅ FLATT TAK (JANSRUD U.Å.).

4. På tak som har en viss helning, er det mulig å lage en utforming hvor panelene ligger helt inntil hverandre og utgjør en enhetlig, vann tett flate. Dette er en estetisk god, men mulig kostbar løsning (Thurud et al. 2012). Her er man imidlertid avhengig av at man har paneler som passer med takets arealer, og at eventuelt leverandøren kan tilpasse areal og utforming til hvert enkelt tak. En klar fordel ved å legge panelene tett sammen på denne måten er at man får utnyttet areal som ellers ville gått tapt ved å montere panelene stykkevis med rammer og innbyrdes avstand.

På Fredrikshald Brygge er det valgt å se på en liten helning på 8 grader. Her kan det være interessant å se på hvilke besparelser det er mulig å gjøre ved å integrere panelene i takkonstruksjonen, kontra å montere de enkeltvis med en viss avstand. Her er det ikke gjort en kostnadsvurdering på denne muligheten. Det er antatt at 600 av de 631 m² kan utnyttes til produksjon av solenergi. Dette betyr at

31 m² til sammen utgjør den avstanden som er mellom panelene. Dette er om lag 5 % av arealet, hvilket betyr at arealet er svært godt utnyttet. Med en så lav helning er det ikke store utfordringer knyttet til skygging. Men det negative ved dette er at man mister de høyeste energiverdiene som forekommer på sommeren hvor panelene ideelt sett står 45 grader rett sør. Resultatene viser at den orienteringen og helningen som er valgt gjør at total energiproduksjon per år går fra 900 til 815 kWh/kWp.

Tapet i energiproduksjon som følge av den valgte orientering og helning, vil være mindre enn tapet i produksjon som følge av en brattere helning. Dette kommer av at en brattere helning medfører lavere arealeffektivitet, og dermed mindre totalt produsert energi per tak.

Kostnadsbesparelser ved integrering av solceller i bygget er ikke tatt med i beregningen for anlegget på Fredrikshald Brygge, men dette bør vurderes i et videre arbeid da denne besparelsen kan være svært betydningsfull for økonomien i prosjektet.

Hos Fredrikshald Brygge er det fodusatt at alle byggene har tilnærmet flate tak med ca. 6 graders helning. Dette gjør at byggene kan sammenlignes med solcelleprosjekter på næringsbygg, hvor takene oftest er flate og med et areal av samme dimensjon (600m²).

Forslag til alternativ utforming

Omformerer/ene til et solcelleanlegg har en som solcellepanelene er koblet til, er dimensjonert ettersom størrelsen på panelene den er koblet til. Omformer er en kostbar del av et solcelleanlegg, og her foreslås det en måte å gjøre besparelser på denne. Den ordinære utformingen av et anlegg er å sette opp panelene kun i én retning, dersom helningen er 45 grader vil solinnstrålingen kun forekomme over 180 grader.

Da vil solen produsere elektrisitet på de østlige panelene om morgenen, og gå over til de vestlige på ettermiddagen. Dermed vil watt peak være lavere for omformerer, slik at man kan gjøre besparelser på en billigere omformer. En kostnadsvurdering må i så fall gjøres for en slik løsning.

På grunn av antatt vridning på byggene er ikke dette sett på som et reelt alternativ for denne oppgaven. Det er derimot noe som kan undersøkes som en mulighet videre, dersom noen av byggene har en slik vridning at man kan plassere solpanelene mot både øst og vest på samme tak.

Levetid

Solcellemodulene har en antatt levetid på 25 år, noe også omformerne har fått i denne oppgaven. Men her er det store usikkerheter som kan gjøre det hensiktsmessig å redusere denne levetiden, og undersøke med aktuelle leverandører om de har noen garanti som kan kjøpes for omformernes levetid. Det som ofte skjer er at hvis disse ikke fungerer som de skal, så skjer dette enten i starten av det første leveåret, eller mot slutten (Multiconsult 2013). Det bør derfor legges inn et risikomoment her i beregningen av mer nøyaktig lønnsomhet. En antagelse kan være å for eksempel halvere levetiden, eller legge på en større investeringskostnad som gjenspeiler en eventuell garanti kjøpt av leverandøren.

Salg av overskuddsenergi

Hva gjelder overskuddsenergi, er dette vanskelig å beregne kun basert på produsert energi over året, og det netto energibehovet for elektrisitet. Siden solforholdene stadig endrer seg, og man kan gode og dårlige år i forhold til produksjonen, vil det alltid være variasjoner i energiproduksjon. Snøforhold om vinteren kan for eksempel gjøre at energiproduksjonen blir lik null, og da må strømmen kjøpes

fra nettet om den ikke er lagret i batterier. Batterier er en svært kostbar investering, og har ikke blitt tatt med i vurderingen i denne oppgaven (Gronli 2014).

Et alternativ til å lagre strøm i batterier er å selge strømmen til nettet ved overskudd, og kjøpe strøm når dette trengs. Dersom dette er ønskelig, må det tas kontakt med det lokale nettselskapet om mulighetene for dette. NVE har nemlig etablert en plusskundeordning som er frivillig for nettselskapene, men som går ut på at det blir enklere å etablere energiproduksjon hos mindre/private kunder. I Halden er det lokale nettselskapet Fortum Distribution, og disse er *positive* til en slik løsning men har ingen kunder per nå under denne ordningen. De har tilpasset sitt kunde/målesystem slik at det skal være mulig å håndtere slike anlegg.

Plusskunder får betalt spotpris for strømmen de produseres, slik at et overskudd på sommeren vil gi lave inntekter siden prisene er lavere her. I tillegg får man noen øre på energiledet i vintermånedene i følge Gronli (2014). Det vil også være besparelser i forhold til nettleie, men det må gjøres en avtale basert på den overføringskapasiteten som trengs (Olsen 2013).

Ved bruk av smarte styringssystemer kan derimot behovet for å eksportere strøm til nettet reduseres. Det er nemlig mulig å bruke systemer som prioriterer internt, smart bruk av energien først, før eventuelt overskudd blir solgt på nettet. Om dette ikke er mulig, kan energien heller lagres på batterier (Olsen 2013). Det må gjøres en vurdering på hva som bli mest lønnsomt. Men det er klart at mulighetene er mange, og at nettselskapene blir nødt å ta i bruk smarte, innovative løsninger for å møte den utviklingen som kommer.

Muligheter i Norge

Mye er usikkert i forhold til kostnader ved å drifte solcelleanlegg i årene fremover, og politikerne har de siste årene fått et stort press på seg til å finne løsninger og ordninger som gjør det lønnsomt med solkraft også i Norge. I den sørlige delen av Norge, samt Østlandet er det godt egnede forhold for solkraftproduksjon. Faktisk er solinnstrålingen her like god som nord i Tyskland – og der slås det om takplass (Olsen 2013). Men de lave energiprisene i Norge gjør at solceller ikke er lønnsomt i dag.

Solinnstrålingen er størst om sommeren i Norge, men det er funnet ut at våren også byr på svært god solproduksjon i Norge. I perioden mars-mai er det ofte mangel på kraft i Norge på grunn av fryste vassdrag, og da kan solkraft være svært interessant for å løse denne utfordringen (Lie 2013). I tillegg kan det være avgjørende å finne gode installasjonsløsninger. Som det er blitt nevnt i denne oppgaven, kan solpaneler erstatte takmaterialer. Her er det mulig å gjøre store besparelser dersom alternativet er å bruke materialer som koster mer enn panelene (Olsen 2013). Denne tankegangen overføres også til vegg-materialer, så det er mulighet for besparelser også her.

For at solcelleproduksjon skal skyte fart og bli lønnsomt i Norge, er man avhengig av nytenkende og smarte løsninger, støtte fra Enova, samt at folk tør å investere så prisene presses ned. I dag er det kun grønne sertifikater som tildeles små produsenter, siden produksjonen settes på like linje med annen strømproduksjon. Men man er avhengig av at solcelleproduksjon kan få Enova-støtte på lik linje med andre fornybare energikilder og energieffektiverende løsninger (Enøk-tiltak). Dette er noe Zero har jobbet med å få igjennom (Lie 2013). Per 7.mai 2014 har bystyret i Oslo vært først ute med å vedta at solcelleutbygging skal støttes. Dette er et skritt i riktig retning, og et signal om at politikerne etter hvert vil tilrettelegge bedre for solcelleproduksjon i Norge.

Det er viktig å finne en optimal utforming for hvert anlegg, og gjøre de besparelsene som er mulig i forhold til for eksempel bygningsintegreerte løsninger. Smart grids og smarte hus har en stor plass i fremtidens energiløsninger, og vil være en bidragsyter til å gjøre solindustrien stor også i Norge.

7.2.2 FLISFYRINGSANLEGG

Valg av brensel og miljøhensyn

For denne oppgaven er det blitt valgt å se på et flisfyriansanlegg som leverandør av nærvarme til bydelen. Bakgrunnen for dette valget er beskrevet i kap.5.3.1, og tatt på grunn av dimensjonen til anlegget og den lave energiprisen for flis. Bruk av flis er også anbefalingen fra eksperter på nær-og fjernvarme i COWI (Hermansen 2014). Dette er fotutsatt at flisleveranse er tilgjengelig for den gitte dimensjonen er tilgjengelig, og at prisene er som antatt. Men det har også blitt sett til lokale leverandører av brenslar.

I Halden er det særlig en aktør som har vært nevnt i denne sammenheng, og dette er Norske Skogs Saugbrugs. Disse har store energioverskudd hvert år som de ønsker å utnytte på en bærekraftig og miljøvennlig måte. Her er enten produksjon av fjernvarme aktuelt, eller produksjon av biobrensel som pellets. Hva som derimot vil bli realisert er per i dag usikkert, og har gjort at dette ikke kan tas med som en forutsetning for denne oppgaven. Det vil imidlertid anbefales å se til disse ved prosjektstart for å vite mer om mulighetene og eventuelt tidsperspektiv på en slik utvidet produksjon. Bruk av lokale leverandører er en stor fordel i slike prosjekter, både for å støtte de lokale leverandørene, men først og fremst for å spare miljøet for frakt av brenslar.

Figur 5.2 viser verdikjeden til biobrenslar basert på skog som for eksempel flis, og her er logistikk av brensel en del av verdikjeden. Når flis fraktes, er det om lag 40 % fast flis og 60 % luft som utgjør det totale volumet, mens frakt av fast trevirke på henger utgjør en vesentlig større del fast tre per volumenhet. Det må derfor vurderes hvordan man legger opp logistikken, og hvor lange strekker man eventuelt må frakte tre eller flis i forhold til de totale CO₂-utslippene dette vil utgjøre. Frakt og tilgjengelighet av brensel må derfor tas hensyn til for beregning av kostnader og samlede miljøpåvirkningene for hele verdikjeden.

I tillegg til utfordringer ved transport og logistikk, er det blitt nevnt avskoging som en miljøkonsekvens ved bruk av biobrenslar basert på trevirke. Men som påpekt i kap.5.3.2 er ikke dette et problem i Norge i dag, men noe man skal være obs på i utviklingen fremover.

Dimensjonering

Det er valgt å dimensjonere flisfyren til å dekke 90 % av energibehovet og 50 % av dimensjonerende effektbehov. Dette er forutsatt at dimensjonerende effektbehov er 2000kW, hvorav 350 kW er til varmtvann. Fra varighetsdiagrammet i Figur 6.4 ser man at en effekt på 1000 kW dekker mer enn 90 % av energibehovet. Som beskrevet i kap.5.3.1 skal ikke flisfyriansanlegget kjøres lavere enn til 20-40 % av installert effekt, og dette opprettholdes dersom effektbehovet for varmtvann er 350 kW. Men som det har vært diskutert, er det jevne effektbehovet sannsynligvis nærmere 190 kW, noe som ville betydd at flisfyren burde redusert sin installerte effekt. Da kan effekten fra flisfyren reduseres til 8-900 kW siden også den totale effekten reduseres til 1800kW (se kap.6.1.2).

7.2.3 BIOGASS FRA AVLØPSRENSANLEGG

Tilknytning til Remmen Renseanlegg

Det er blitt sett på muligheten for å koble Fredrikshald Brygge til Remmen RA for å utnytte biogassen fra renseanlegget. I den forbindelse er det måttet tatt grove antagelser siden mye enda er uklart angående dette, og den generelle muligheten for utnyttelse av biogass fra renseanlegg skal belyses.

For utvidelsen av Remmen renseanlegg og produksjon av biogass, er COWI den rådgivende virksomheten for prosjektet i regi av kommunen. Ved oppgavens start var det begrenset hva som var sikkert ved utvidelsen av anlegget, men i løpet av våren 2014 ble det vedtatt at et ekstra byggetrinn for biogass skal installeres, og at anlegget utvides. Det er imidlertid kun tatt utgangspunkt i lønnsomhetsstudien fra 2013 gjort av COWI, for datainnsamlingen og forutsetningene i denne oppgaven.

Det er foreslått at ubehandlet gass fraktes i plastrør fra renseanlegget til Fredrikshald Brygge for å produsere varme der. Dette vil være en rimeligere løsning for bydelen, da det kun trengs ett rør som frakter gass én vei, i stedet for tur-og returvann fra Remmen RA som et fjernvarmenett. Avstanden som er anslått til å være 250m er en gjennomsnittsavstand ut ifra kartlesing mellom områdene og må selvsagt måles mer nøyaktig. Dermed er kostnaden for dette usikker, og uforutsette kostnader kan forekomme dersom det er problematisk å legge denne ledningen.

En mulig løsning for å gjøre leveransen av gass fra Remmen RA mer forutsigbar på, er å gjøre en avtale mellom dem og Fredrikshald Brygge. Denne skal si at Remmen RA kun skal bruke gassen til en viss andel av sitt energibehov, slik at det store deler av året kan selges gass til Fredrikshald Brygge. Da må dager med et effektbehov på Remmen som er over den satte grensen, dekkes av spisslasten. Dette kan være en måte å gjøre det mulig for Fredrikshald Brygge å ha en mer forutsigbar leveranse av gass (Østermann 2014).

Dimensjonering

Det er antatt at energioverskuddet fra Remmen RA kan selges til Fredrikshald Brygge, og at dette kan selges jevnt igjennom året. Dette er en svært grov antagelse, da variasjonen i internt bruk hos Remmen RA vil variere svært mye igjennom sesongene, i tillegg til at mengder slam heller ikke vil være jevnt. Men antagelsen var nødvendig her for å kunne se på hvilken størrelsesorden energiproduksjonen befinner seg i, i forhold til energibehovet til Fredrikshald Brygge.

Det antas at 300 kW dekker ca. 90 % av årlig energibehov som er 2,1 GWh. Antagelsen om at virkningsgraden er 90 % er svært usikker, og må beregnes for et slikt anlegg. Med de forutsetninger som er satt, trengs det 2100 MWh med biogass hvert år. Dette betyr at ved denne beregningen blir ikke all biogassen som er til overs ved Remmen RA brukt av Fredrikshald Brygge, siden denne er beregnet til 2640 MWh/år. Det er vanskelig å sammenligne disse tallene med hverandre på grunn av alle usikkerhetene, og variasjonene i både leveranse av biogass og i etterspørselen av varme. På grunn av det lave energibehovet på sommeren og deler av vår og høst, vil det måtte fakles eventuell overskuddsenergi fra Remmen RA om ingen alternativ løsning blir etablert.

På grunn av usikkerheten ved leveransen kan det også måtte kreves mer energi fra oljefyren, og dermed en høyere energikostnad siden olje koster 20 øre mer enn biogassen.

Basert på antagelser og forutsetninger for denne løsningen, er energikostnaden lik 83 øre/kWh. Dette er ganske likt kostnaden beregnet for flisfyringsanlegget, dog beregningen for flis vil ha færre feilkilder enn den for biogass.

Ulemper

- Det er svært usikker og ujevn tilgang på gass fra en slik løsning. Når etterspørselen er lavere enn tilbudet og man ikke kan spare på overskuddsenergien, må denne fakles.
- En dårlig samvariasjon mellom tilbud og etterspørsel gir en dårlig utnyttelsesgrad.
- Overskuddsgass må følgelig fakles.

- Ikke egnet som spisslast.
- Egner seg dårlig på sommeren (Markussen 2014)

Forslag til mottiltak:

For å løse problemet med den ujevne tilgangen på biogass, kan det installeres tanker som lagrer biogassen. Å ha lagerkapasitet er svært kostbart. Det er imidlertid mulig å installere mindre tanker (bufferlager) som for eksempel holder gass tilsvarende 10 timer full effekt (Hermansen 2014) (Hermansen).

Kunder som har andre forbruksmønstre enn lavenergihus/passivhus og som muligens passer bedre med energileveransen til avfallsrensaneanlegget, kan for eksempel være slakterier eller meierier (Ohr et al. 2002)

Fordeler

- Det er mer effektivt å frakte gass enn å frakte vann (Ohr et al. 2002)
- Bra vinter (Markussen 2014)
- "Dusjvann året rundt, jevn produksjon av varmtvann selv om uttaket er ujevnt." (Jan-Vidar)
- Jevn produksjon over året (nee, men Remmen RA har varierende varmebehov igjennom året, som vil gjøre at overskuddsgassen vil variere).
- Kan oppnå høye temperaturer i nærvarmenettet.

Geografiske begrensninger

Mange steder har avløpsrensaneanlegg et stykke unna bebyggelse og dermed kunder for fjernvarme/nærvare. En løsning her er da gjerne å produsere strøm av biogassen, og selge dette til nettet som alternativ til fakling. Her må det i tilfellet gjøres avtale med lokal strømleverandør. Det vil uansett være mest interessant for et avløpsrensaneanlegg å benytte seg av energien den produserer internt, før eventuelt overskudd selges som gass, strøm eller varme (Ohr et al. 2002).

Generelle betraktninger

Det er en klar utfordring at tilgangen på biogass er så varierende ved tilknytning til et rensaneanlegg. Det må derfor installeres en reserve og en spisslast som gjør at energibehovet alltid er dekt. Dette handler om leveringssikkerhet, og det er viktig for at det skal være trygt for beboerne å flytte hit – om det er til Fredrikshald Brygge eller et annet boligområde. Det anbefales at det gjøres en avtale med leverandør av biogass for å sikre tilgangen på energi, i tillegg til eventuelle reservetanker med gass.

Det er vanskelig å ilegge det økonomiske resultatet for mye vekt, på grunn av alle usikkerhetsmomentene.

7.2.4 BERGVARMEPUMPE + SPISSLAST

Dimensjonering av varmpumpeanlegg

For dimensjonering av varmpumpe har det vært rådført med ulike nøkkelpersoner i COWI, og her har det vært til dels forskjellige anbefalinger. Den første beregningen som ble gjort var en dimensjonerende effekt for varmpumpen på 992 kW som er om lag 50 % av det maksimale effektbehovet. Dette stemmer overens med en typisk forventning for slike varmpumpeanlegg. Men på grunn av varighetsdiagrammet med effektfordelingen ut over året, kan det se ut som at det vil

være hensiktsmessig å dimensjonere for en lavere effekt. Dette er fordi driftstiden på full effekt vil være svært liten når maks effekt er 992 kW. Det er allikevel denne verdien som er blitt brukt i oppgaven, men en alternativ dimensjonering er foreslått for å sammenligne og illustrere hvilken betydning dette har for anlegget og økonomien.

Det alternativet som ble sett på, er en effekt levert fra varmepumpen lik 350 kW. Dette er forutsatt at varmtvannsbehovet er 190 kW. Da er det antatt at varmepumpen allikevel vil kunne dekke ca. 80 % av energibehovet. En slik dimensjonering vil ha stor betydning for valg av teknologi, og

Her presenteres tilsvarende verdier for et varmepumpeanlegg med energibrønner når effekttaket er 233 kW fra brønnene og dimensjonerende effekt (levert effekt) er 350 kW. Dette er en svært forenklet utregning, og kun til å understreke effekten av ulike dimensjoner på anlegget. Her ser man at prosjektkostnaden går fra 33,7 mill.kr til 17,5 mill.kr for bergvarmepumpen. Denne sammenligningen er kun gjort for dette anlegget, og viser at det er svært viktig å dimensjonere riktig for å gjøre de riktige investeringene. At det blir foreslått en kostnad på 7 mill.kr. understreker at det er mye dyrere når man tar hensyn til løsmassene. I tillegg viser det at det er svært vanskelig å dimensjonere uten å vite tilstrekkelig om berggrunnen.

Dimensjonering av kollektorer

Dimensjonering av en bergvarmepumpe er en vanskelig og komplisert oppgave, særlig uten tilstrekkelig med informasjon om grunnforholdene ved Fredrikshald Brygge. Siden det er oppgitt at det er løsmasser 70m ned til berggrunnen, utgjør dette en stor andel av kostnaden. Som resultatene viser, er det anslått at boring i løsmasser koster over dobbelt så mye som boring i fast fjell. Dette er på grunn av fôringsrørene, og dette kan gjøre at hele denne løsningen ikke er lønnsom.

For å hente opp en effekt på 660 kW ble det dimensjonert for 110 brønner med 10m avstand, noe som er et relativt stort anlegg med store arealbehov. I følge Hermansen (2014) i COWI vil dette anlegget ikke ha noe behov for termisk lading, men her råder det uenighet mellom referansepersoner. Et så stort anlegg hvor brønnene står så tett, vil i følge Stene (2014) vanligvis ha et behov for lading.

Behovet for lading er også avhengig av hvordan brønnplasseringen konfigureres. Om de stilles på en eller flere rekker stiller ulike krav til varmetransporten. Arealet tilgjengelig her vil tilsa at det må settes opp to rekker med brønner, og når det står flere brønner i nærheten av hverandre vil de "tømme" reservoaret for varme raskere enn om de står lengre fra hverandre eller kun på en rekke. Hvordan man utnytter arealet tilgjengelig er derfor viktig for å finne en optimal løsning for å utnytte varmen i fjellet best mulig. Om det blir vurdert termisk lading, kan ventilasjonsanlegget være en aktuell varmekilde særlig om sommeren, men også på våren og høsten kan dette være aktuelt på grunn av den lange perioden uten noe oppvarmingsbehov i passivhus.

Det har vært uenigheter mellom nøkkelpersoner om hvordan dette anlegget skal dimensjoneres, og det er tydelig at det er gjort ulike erfaringer på dette området. Først og fremst resulterer dette i at det ikke er kjent hvordan grunnforholdene faktisk er, noe som gjøre det vanskelig å fastslå det virkelige potensialet til berggrunnen, og resultatene må derfor beskes med dette i bakhodet. Det kan imidlertid enes om at geologiske undersøkelser er nødvendig før det kan konkluderes med noe, og at løsningen presentert er avhengig av god varmetransport fra omkringliggende fjell. Denne er som sagt ikke kjent, men det er antatt at spesifikk varmeeffekt er 30 W/m som er en gjennomsnittlig antagelse.

Kostnader

Varmepumpen er beregnet til å ha en total investeringskostnad på over 2 millioner kroner, men oljekjelen har en nesten like stor investeringskostnad. Her er det klart at å redusere den dimensjonerende effekten som er blitt foreslått over, vil varmpumpekostnaden reduseres mens oljekjelen fortsatt skal kunne levere full effekt og har samme investeringskostnad. I beregningene er det lagt til en investeringskostnad for en bygning som skal huse hele varmesentralen. Dette betyr at 100m² må frigjøres for en slik sentral. I følge arkitektene kan dette tilrettelegges for på det stadiet de er på i dag, men det vil også være aktuelt å se på muligheter for å plassere varmesentralen i kjelleren på et av byggene. Slik kan denne kostnaden reduseres betraktelig.

De mest *sårbare* kostnadene for dette anlegget er brønninstallasjonene. Her er disse beregnet til å utgjøre over 20 mill.kr., noe som er en svært betydelig investering. Av disse 20 millionene, er over halvparten kostnaden for å installere fôringsrør igjennom de 70m dype løsmassene. Dette betyr at uten løsmasser ville kostanden for installasjon være halvert, og det viser tydelig betydningen av å ha gode grunnforhold ved utbygging av et grunnvarmeanlegg.

Med en investeringskostnad på over 27 mill.kr. er dette klart en svært kostbar løsning, og det er i tillegg en noe høy energikostnad for driften av anlegget. Gitt at de årlige kostnadene inkl. energikostnader stemmer, er produksjonskostnaden lik 188 øre/kWh. Ved å redusere den dimensjonerende effekten til varmpumpeanlegget fra 990 kW til 350 kW gir dette en stor effekt på økonomien i prosjektet. Kostnadene knyttet til brønnparken reduseres fra 20,2 mill.kr til 8,2 mill.kr.

Dette samsvarer relativt bra med antagelser gjort av Geir Eggen, som anslo 4,8 mill.kr. uten løsmasser, som det over ble antatt å utgjøre rundt halvparten av kostnadene. Total prosjektkostnad vil ligge rundt 17 mill.kr. og er dermed en betydelig reduksjon fra de 35 mill.kr. som ble beregnet for det største anlegget. Årskostnaden ble redusert fra 3,7 til 2,3 mill.kr og betyr at produksjonskostnaden også blir tilsvarende lavere; fra 188 til 114 øre/kWh. Dette er fremdeles en høy kostnad sammenlignet med energiprisen som sammenligner her, på 70 øre/kWh.

Anbefalinger

Behovet for geologisk ekspertise er stort, og det anbefales å gjøres grundige grunnundersøkelser og undersøkelse av varmelastene for å unngå feildimensjoneringer. Dette er noe for eksempel NGU kan bistå med. Dersom anlegget vurderes som aktuelt i en tidligfase av prosjektet, må det gjøres en test-boring med termisk responstesting (TRT) (Stene 2014). Å kjenne løsmassene og hvordan berggrunnen er, er også viktig for å ikke komme over overraskelser og komplikasjoner når det skal bores. Dersom løsmassene for eksempel inneholder store kampesteiner, kan dette være en faktor som kan gjøre det vanskelig eller umulig å gå videre med en slik løsning.

Videre i prosjektet Fredrikshald Brygge kan det vise seg at et kjølebehov kanskje er nødvendig noen steder i bydelen. Hvis dette er tilfellet, kan det være en faktor som gjøre det mer lønnsomt å drifte et varmpumpeanlegg basert på bergvarme. Et kjølebehov vil bety at berggrunnen kan lades opp i de varme månedene, slik at man er sikret en høyere bergtemperatur om vinteren, og en lengre levetid for anlegget. Sistnevnte begrunnes med at temperaturen i berggrunnen hvor man har varme/kjøling, ikke vil synke i den grad et anlegg uten termisk lading vil gjøre. Dette avhenger igjen av varmetilførelsen fra omkringliggende fjell, og mulighetene her bør undersøkes videre.

Ut ifra de beregninger og diskusjoner som har vært gjort rundt dette anlegget, og i den grad det kan konkluderes uten å kjenne grunnforholdene bedre, vil det ikke anbefales å gå videre med en grunnvarmeløsning gitt de forutsetningene som er i denne oppgaven.

Grunnvarmepumper i Norge

For å kunne benytte seg av grunnvarme, er det avgjørende å ha egnede grunnforhold. Som det ble vist i denne oppgaven, er blant annet løsmasser svært dårlig egnet for varmeopptak fra grunnvarme. Om dybden er mer enn 30m til fast fjell, er man i geoklasse 4 (se Tabell 5), og her begynner marginalkostnadene å bli betydelige. Men å konkludere på hvorvidt man kan utnytte grunnvarme basert på mengden løsmasser blir litt feil, siden det er stor forskjell i varmeledningen i fjell rundt om i Norge. Selv om det er store mengder løsmasser kan anlegget fortsatt ha økonomisk lønnsomhet (Ramstad 2011). Men dersom det er knyttet store utfordringer til en slik løsning gjennom løsmassene, kan man velge jordvarme i stedet hvor man legger rørslynger i bakken. Dette ligner på løsningen presentert for Fredrikshald Brygge, med turbokollektorer på sjøbunnen. Men slike jordvarmeanlegg er avhengig av egnede jordforhold slik som for eksempel myr, og kan kreve store arealer som gjerne er en utfordring mange steder.

I Norge gjelder det generelt at det er mer løsmassedekker i innlandet enn ved kysten. En oversikt over potensiale til hvert fylke og kommune er tilgjengelig i rapport for potensiale

Ulike typer grunnforhold ulike steder i landet – noen steder er det godt egnet å se på dette – andre ikke.

Muligheter for termisk lading vil også avhenge av om grunnvannsstrømningen er høy.

7.2.1 SJØVARMEPUMPE

For Fredrikshald Brygge

En sjøvarmepumpe hos Fredrikshald Brygge er en svært spennende løsning, da hele bydelen ligger i umiddelbar nærhet til sjøkanten. I tillegg kommer det varmt vann fra utløpet av elven Tista like ved bydelen, noe vil være interessant å se effekten av om en slik løsning kan være aktuelt.

For å utnytte vannet ved Fredrikshald Brygge, må det velges en teknisk løsning. Ut ifra de forutsetninger området har, var det ikke aktuelt å se på en direkte løsning med oppumping av vann. Dette på grunn av at det er svært langgrunt i området, og at det heller ikke finnes en tilfredsstillende dybde på over 20m i sjøområdet til Halden. Videre står valget mellom trommelkollektor og turbokollektor.

Det umiddelbare valget falt på trommelkollektor, på grunn av gode erfaringer med disse i lignende prosjekter (Stene 2014; Stykket 2014). Men en slik løsning krever at sjødybden er stor nok, da trommelkollektorene blir opptil 3 meter høye. Siden effektuttaket til sjøvannskollektorene er i størrelsesorden 990 kW, er det mest lønnsomme å bruke den største kollektoren tilgjengelig. I oppgaven er det valgt å bruke ABK Klima som aktuell leverandør, og deres største kollektorer er 2-3 meter høye. Dette byr på utfordringer, siden det fra sjøkartet i Figur 6.13 kommer frem at sjødybden varierer mellom $\sim 1,5 - 4m$. I samarbeid med ABK Klima ble det derfor bestemt at turbokollektorer var mest aktuelt å se på.

Det er forutsatt at effektbehovet er 992 kW, og at 661 kW skal hentes fra kollektorene. Det er gitt at spesifikk effektbelastning er 40 W/m, men maks belastning på disse typene er 50 W/m. Det må derfor gjøres en vurdering på hvor stor effektbelastning kollektorene kan ta, da en høy belastning betyr at det må være en høyere temperaturforskjell mellom kollektoren og vannet.

For anlegget ved Fredrikshald Brygge er det beregnet at det trengs 27,6 dobbeltrullede turbokollektorer, men anbefalingen fra ABK Klima er å legge 26 stk (Stykket 2014). Det er her valgt

den største tilgjengelige kollektoren, siden effektbehovet er så stort, og da tilsvarer dette et areal på over 18 dekar med turbokollektorer. Dette er et betydelig stort området, da dette tilsvarer en konfigurasjon på om lag 100x200 meter. Dette vil dermed, med et tilnærmet overblikk, tilsvare store deler av det avmerkede området utenfor Fredrikshald Brygge i Figur 6.13. Til sammenligning vil et anlegg med enkeltrullede kollektorer antageligvis tilsvare et areal på om lag 20-25 dekar (Stykket 2014). Kostnadene er også relativt like, og dermed er fremstår dobbeltrullede turbokollektor som det beste valget av de to.

Kostnader

26 turbokollektorer á 600m kollektorlengde, utgjør en kostnad på rundt 300 000kr. Loddene som trengs for å holde disse nede koster til sammen litt over 1 mill.kr., slik at total kostnad for kollektorene kommer på litt over 1,3 mill.kr. Her er det kun fulgt anbefaling fra datablad for kollektorene. Dersom effektbelastningen må endres, vil dette endre antall kollektorer som trengs og øke eller minske kostnaden. I tillegg kan det behøves flere lodd. Det er en varierende vanddybde utenfor bryggen, og det vil derfor mest sannsynlig være behov for flere lodd for å sikre at kollektorene holdes stabile på sjøbunnen. Dette kan øke kostnaden, men det er ikke gjort en vurdering på hvor mye. Uansett er dette ikke vurdert som en utslagsgivende faktor i denne sammenheng.

Den største og mest usikre kostnaden for denne løsningen er knyttet til montering av kollektorene. For å legge slike kollektorer på dybder som det opereres med her, er det behov for dykkere. Dette er en ulempe, da man vil oppnå langt rimeligere løsninger dersom kollektorene skal legges på så grunne områder at de kan rulles ut med for eksempel traktorer eller annet billigere utstyr. Prisene for dykker-jobben er gitt av dykkerfirmaet IMC-Diving i Bergen ved daglig leder, og i følge ham skal prisene for montering være *noenlunde* riktige (Oksnes 2014). Her er det altså et forbehold om at disse kan øke, i tillegg til at dette kun er en pris anslått fra ett dykkerfirma.

Dritskostnadene er kun basert på ettersyn av dykkere, og tar dermed ikke hensyn til uforutsette hendelser som kan oppstå underveis. Det bør derfor tas med i vurderingen at det medfører en stor risiko å montere så mange kollektorer på sjøbunnen over et så stort areal, da for eksempel aktiviteten i sjøen kan komme til å skade kollektorene. En måte å unngå dette på er å grave ned kollektorene. I områder hvor man har egnede grunnforhold til å grave ned kollektorer, oppnår man stor driftssikkerhet samtidig som begroing heller ikke vil være et problem.

Basert på investeringskostnader er dette en langt billigere løsning enn løsningen med bergvarme.

Geografiske begrensninger

For å utnytte sjøvarme trenger man ikke nødvendigvis å være like i nærheten av en sjø. Om man har gode myrområder, løsmasser eller elver i nærheten kan også dette utnyttes. Avstanden bør ikke være mer enn 100m til der man velger å hente varmen fra.

Det finnes mange ulike måter å utnytte sjøvarmepumpe på som beskrevet i kap.5.6. Dersom man har store dyp tilgjengelig, er det anbefalt med bruk av direkte oppumpet system. Grunnen til dette er den stabile temperaturen (gjerne 4°C) på sjøbunnen ved dybder på 60-100m (Varmepumpeforening 2012). Her vil man heller ikke oppleve at vannet fryser.

7.2.2 SOLFANGERANLEGG

Ved valg av solfanger er det ikke noe generelt godt svar på hva som er best. Dette kommer an på solforhold, størrelse på anlegget, brukstemperaturer, helningsvinkel og når på året varmen trengs

(Hanson 2014). Det er derfor nødvendig å se på hva som trengs fra solfangeranlegget, og når den skal yte best. Her ble det valgt å se på plan solfanger med lav helning.

Solfangeranlegg kan kun kombineres med andre løsninger, og ikke stå for varmeproduksjon alene. Bruken av solfangeranlegg er kun beregnet for kombinasjon med flis. Dette blir diskutert i kap.7.3.3.

Fordelen med bruken av solfangeranlegg er den høye virkningsgraden, som er på rundt 50 %, til sammenligning til sol som kun gir 15 %. Dette betyr at å dekke 2000m² er bedre enn å dekke 7000m² med solcellepaneler (av beste kvalitet) sett i forhold til effektivitet (Hanson 2014). For passivhus egner solfangere seg best til oppvarming av tappevann på grunn av at oppvarmingsbehovet ikke eksisterer når det er gode solforhold og størst varmeproduksjon. Men for eldre hus kan solfangere bidra til oppvarming, og dermed medføre en bedre ytelse.

Solfangere er godt egnet i Norge, men innstrålingen varierer fra 700 kWh/m² i nord til 1100 kWh/m² i sør. Dette gjør at slike anlegg er best egnet sør i landet.

7.2.3 SPISSLAST

Spisslast er en svært viktig del av et anlegg, fordi denne gjør det mulig å dimensjonere kostbare, fornybare løsninger til en lavere effekt enn det som er dimensjonerende, og dermed redusere energikostnaden betraktelig. For å dimensjonere grunnlast og spisslast er det avgjørende å ikke bare kjenne effektbehovet, men effektfordelingen over året og dermed energibehovet. I denne oppgaven har det mest blitt dimensjonert for at 10 % av energibehovet skal dekkes av spisslasten, og de resterende 90 % av grunnlasten. Men på grunn av varighetsdiagrammet som er laget ved hjelp av data fra SIMIEN (se Figur 6.3) kan man se at man kan redusere dimensjonerende effekt på grunnlasten betraktelig ved å redusere energidekningen fra 90 til 80 eller 85 %.

En konsekvens for beregningene som er gjort, er at det ikke er tatt med kostnader for spisslast for alle energikildene.

7.3 KOMBINASJONER

7.3.1 PV + BIOGASS

Energi og systemløsning

Denne løsningen er ikke kostnadsberegnet, men det kan gjøres noen betraktninger ut ifra det som er kjent angående energiforsyningene PV og biogass.

Ved å erstatte 10 % av elektrisitetsbehovet, er det kun ca.1331 MWh som skal dekkes av elektrisitet fra solceller. Til sammenligning er det 1475 MWh uten tilskudd fra biogass. Denne beregningen er gjort svært forenklet, men viser hvor mye man kan forvente i redusert el-behov. Det er fremdeles en svært høy investeringskostnad, og energikostnaden vil også være så høy at det fortsatt ikke vil være en lønnsom drift av anlegget (se Tabell 21). Dette kan videre begrunnes i en høy energikostnad for biogass, selv om det her ikke er dimensjonert for en gasskjel med en mindre dimensjon.

En mulig løsning for å utnytte biogassen fra Remmen RA best mulig, er å gjøre en bindende avtale mellom anlegget og Fredrikshald Brygge. Dette må gjøres her siden biogass alltid *må* være tilgjengelig når den trengs da det ikke er medregnet noen substitutt i denne kombinasjonsløsningen. Dermed kan Remmen RA binde seg til å levere en viss mengde til Fredrikshald. Beregnet energibehov fra biogass er 145 MWh, og dermed bare ca.5-6 % av den totale overskuddsmengden fra Remmen RA på 2640 MWh/år (energimengden vil være noe høyere på grunn av effektiviteten til anlegget og frakt

av gassen). Sannsynligheten for at dette er mulig er mye større enn sannsynligheten for at en jevn, høy effekt skal leveres (som i kap.6.2.2). I tillegg til å se på det reduserte energibehovet, må man ta i betraktning hvilket effektbehov som er dimensjonerende for komfyrene ved Fredrikshald Brygge. Siden gasskomfyrer ikke kan erstattes med elektrisitet, må det sikres tilstrekkelig med tilgang på gass i tillegg til en reservekapasitet for å sikre tilgang på gass til enhver tid. Her kan Fredrikshald Brygge velge å investere i mindre tanker som holder tilstrekkelig med reservekapasitet i perioder hvor leveransen er for lav eller effektbehovet er høyt.

Det er ikke sett på kostnader ved utbygging av gassnett i boligene, og de utfordringene dette medfører. Dette må beregnes, og sammenlignes med alternativet som er å installere mer solpaneler eller kjøpe strøm fra nettet. Det er også særs viktig at et slikt system er trygt for beboerne, og at miljøgevinsten ved å bruke biogass fra avløpsvann kommuniseres til beboerne. Slik kan dette være en foregangsløsning for Fredrikshald Brygge, hvor man klarer å benytte seg av fornybare energikilder på en innovativ måte.

Dersom Remmen RA ønsker å selge resten av overskuddsenergien sin, er det fortsatt så store mengder energi igjen at dette kan være aktuelt. Da er man imidlertid avhengig av en løsning som garanterer at det blir levert tilstrekkelig med energi til Fredrikshald Brygge.

Kostnader

Investeringskostnaden ble redusert med ca. 2,5 mill.kr ved å erstatte noe av solstrømmen med biogass. En biogasskjel vil også medføre en investeringskostnad, som for løsningen for kun biogass medførte 4 mill.kr for varmesentral. Dersom kjelen dimensjoneres kun for å levere biogass til komfyrer kan denne kostnaden reduseres, men denne er ikke beregnet her. Videre må det også undersøkes om det vil lønne seg å grave en gassledning fra Remmen RA til Fredrikshald Brygge med en kostnad på 200 000kr.

7.3.2 PV + VARMEPUMPE + SPISSLAST VARME

Denne løsningen krever store investeringer, og trenger også elektrisitet for å drives. Det er her blitt sett på muligheten for å drifte varmepumpen ved hjelp av elektrisitet fra solcellepaneler. Slik holder hele anlegget totalt sett en miljøvennlig og CO₂-nøytral miljøprofil.

Det negative ved å bruke solenergi til å dekke elektrisitetsbehovet til varmepumpen, er at varmebehovet er svært lavt når solen stråler inn mest energi. For denne bydelen er det beregnet at de seks varmeste månedene av året kun har varmtvannsbehov. Ved å dimensjonere et solanlegg som kun leverer energien som varmepumpen trenger disse månedene, trengs det allikevel et svært stort anlegg på ca. 300 kWp. Beregnet LCOE er 1,57 kr/kWh og dermed ikke en lønnsom investering i forhold til å kjøpe strømmen som strengs fra nettet. På sommeren er også prisene lavest, så man får heller ikke mye betalt for eventuell overskuddsenergi.

Effekten som leveres fra solcelleanlegget er også varierende, men siden varmepumpeanlegget dimensjoneres for å gå på jevn produksjon trenger den jevnere tilførsel av elektrisitet. Her må det derfor være mulig å få elektrisitet fra nettet i perioder hvor solen ikke produserer tilstrekkelig energi.

For hus eller bygg med varmebehov også i de varme månedene, kan dette være en bedre investering. Dette fordi april og oktober også vil trenge varme, og da er det brukbare solinnstrålingsverdier fra solcelleanlegget.

En investering i både varmpumpeanlegg og et solcelleanlegg vil være en svært betydelig kostnad – spesielt for grunnvarmepumpen. Med 4,5 mill.kr. ekstra kostnad, og en energipris på solenergi på 1,57 kr/kWh er ikke dette en lønnsom løsning.

Den rimeligste av de to varmpumpeløsningene er sjøvarmepumpen, og denne koster litt over 9 mill.kr. ved dimensjonerende effekt på 992 kW. Dersom solceller isolert sett viser seg å være en lønnsom løsning, vil kombinasjon med sjøvarmepumpe anbefales foran grunnvarmepumpe for Fredrikshald Brygge. Dette vil også gi rom for å utvide anlegget, og forsyne både varmpumpeanlegg og bydelen med fornybar energi. Slik vil varmpumpeløsningen være 100 % fornybar, samtidig som at Fredrikshald Brygge kan være mer eller mindre selvforsynt på energi.

7.3.3 FLIS + SOLFANGER + BIOOLJE

Denne kombinasjonen legger til grunn at solfanger er et supplement til flisfyringsanlegget. I perioder uten sol og høyt effektbehov (over 1000W) må spisslasten slås inn. Det er imidlertid ikke beregnet et energibehov for spisslast i kap.6.2.8, så energikostnadene vil øke som konsekvens av dette.

Ved å kombinere solfangeranlegg med flisfyringsanlegg unngår man noen av de ulempene som er ved å være avhengig av et flisfyringsanlegg alene. Ved lav last perioder, som om sommeren, er effektiviteten til flisfyringsanlegget svært lav. Dette er derimot den perioden hvor solfangeren leverer mest effekt, og kan koble ut flisfyren i de periodene hvor solfangeren leverer tilstrekkelig med effekt og energi. Når utetemperaturen er høy, vil varmebehovet være tilnærmet lik null, og det står bare et varmtvannsbehov igjen som solfangeren må dekke.

Her er det dimensjonert for to alternative dimensjoner, der den ene leverer kun varme til tappevann og den andre til både tappevann og litt til varme.

Alternativ 1

Ved å kun dekke varmtvannsbehovet kan flisfyringsanlegget kobles ut i de varme månedene. Det vil antageligvis være noen dager hvor anlegget må settes i gang, men i mai, juni, juli og august forutsettes det at det ikke er noe behov for flisfyring.

Det er oppgitt at systemtemperaturen ligger på 50°C (se tabell 20), så det vil være nødvendig å fyre opp varmen for eksempel hver 14.dag for å sikre seg fra Legionella (grense ved 65°C). Dersom dette gjøres med flisfyren vil det føre til svært ujevn drift av flisfyringsanlegget i disse månedene, og dermed øke slitasjen. Det samme gjelder for bioolje, som får en lav virkningsgrad om den må levere lav last i løpet av sommeren. Her det kan være lurt å vurdere å ha en el-kolbe som gjør denne jobben i stedet for å fyre opp flisfyren på lav last og lav effektivitet. En mindre *attraktiv* løsning er å bruke olje. Men i perioder hvor Norge importerer mye strøm fra Europa, kan det være store deler av denne strømmen som kommer fra forurensende kullkraftverk. Dermed vil miljøgevinsten ved å bruke olje være bedre enn å kjøpe energi fra kullkraft over nettet (Hanson 2014).

Et slikt system som leverer heldekkende varmtvannsbehov vil ha lavere virkningsgrad og årsytelse enn et system som kun forvarmer vannet. Men ulempen med forvarming er at flisfyren må gå på lav last store deler av året, noe som vil utgjøre en dårlig økonomisk løsning. Her ville en løsning med kun flisfyringsanlegg vært enda bedre. Dersom bydelen hadde hatt fjernvarmetilknytning ville imidlertid dette ikke vært et problem, og forvarming ville vært den mest effektive løsningen (Hanson 2014).

Energiprisen er beregnet til å være 0,16 kr/kWh. Denne prisen gjenspeiler prisen for flis når man får *gratis* varme fra solen. Siden prisen for flis er 0,22 å kjøpe inn, burde denne løsningen gi en bedre økonomi enn dette for at det skal være lønnsomt. Investeringskostnaden for solfangeranlegget er beregnet til 11,5 mill.kr, hvorav ca.4,5 mill.kr. er til panelene. Det må derfor være en lav energikostnad for at et slikt anlegg skal lønne seg i tillegg til den investeringen et flisfyringsanlegg med spisslast koster.

Basert på priser for investering fra SINTEF og KanEnergi (2011) vil investeringskostnaden for dette anlegget være på 11 mill.kr. Dette samsvarer bra med det som ble beregnet fra den svenske leverandøren Aquasol.

Alternativ 2

Her brukes solvarme til varmtvann og delvis til oppvarming. Flisfyren kobles også ut her som i Alternativ 1, men på grunn av den ekstra kapasiteten kan det leveres varme også ut over disse seks månedene. Solvarmen er beregnet til å supplere med 52 % av varmebehovet (oppvarming+tappevann), og produserer 1500 MWh/år. Dette tilsvarer en energipris på 0,11 kr/kWh, Det understrekes at prisen er forholdet mellom flis som må kjøpes og den mengden energi som produseres. Når fliskostnaden er på 0,22 kr/kWh burde lønnsomheten være enda bedre enn dette tatt i betraktning de investeringene som blir gjort.

Investeringskostnaden er beregnet til å være ca. 7 mill.kr for solfangere på 3000m² med en total systemkostnad på ca. 17 mill.kr. Dette er basert på svenske priser, og fra én leverandør. Det bør derfor undersøkes mer fra andre forhandlere, og se på muligheten for å kjøpe montering og utstyr fra andre, billigere forhandlere. Basert på priser fra SINTEF og KanEnergi (2011) vil investeringskostnaden basert på erfaringstall være på 22,5 mill.kr. Men siden dette er tall eksisterende anlegg fra tidligere enn 2011 er det forventet at prisen skal ha gått ned.

Utfordringer

Ved å koble ut og inn tre ulike energikilder, settes det krav til et intelligent styringssystem. Her må det være sensorer som måler temperaturer i alle kritiske deler av systemet. Solfangeranlegget må ha målesensorer inn og ut av panelet, i tillegg til inn og ut av akkumulatortanken. Når denne ikke produserer nok varme, må sensoren sette i gang enten en el-kolbe eller flisfyringsanlegget. Det mest lønnsomme her vil nok være bruk av elektrisitet, da kostnaden for å sette i gang et flisfyringsanlegg over små perioder er stor og lite effektiv. Slik kan flis og bioolje settes ut av drift mer eller mindre totalt de seks månedene.

Dersom flisfyringsanlegget og bioolje-kjelen settes ut av drift store deler av året, må det sørges for at de fungerer som de skal når de settes i gang igjen, og dette kan kreve økte kostnader for vedlikehold. Dette kommer med som en ekstra kostnad for anlegget, og må sees opp mot alternativet som er å kjøre flisfyren på lav last.

Miljøhensyn

Solfangere er en svært miljøvennlig løsning. De har null CO₂-utslipp, og krever kun energi for å drifte pumpen. Men sett i et livsløp er det viktig å velge en solfanger som har lang levetid og lave utslipp knyttet til produksjon.

Dersom flisfyren kjøres på høyere last igjennom året har dette positive miljøkonsekvenser, da virkningsgraden øker og utslippene minsker.

Grunnlast og spisslast

Spisslasten bioolje burde tas med i beregningen, men dette er ikke gjort her på grunn av behov for forenklinger. Det kan dimensjoneres for en like stor flisfyringskjel som for løsningen med kun flis og bioolje. Men siden den lave lasten om sommeren ikke må dekkes av flisfyring, kan anlegget dimensjoneres for å ta litt mer effekt enn for et anlegg uten sol. Grunnen til det er at flisfyren er billigere i drift enn bioolje, og det ønskes derfor å finne en balansert dimensjon mellom grunnlast og spisslast som gir best økonomi. Spisslasten vil fortsatt dimensjoneres som reserve og spisslast som før, men vil i så fall få et lavere oljeforbruk hvis flisfyren tar en større del av oppvarmingsbehovet.

Flisfyringsanlegget skal dekke 1400 MWh og 1000 MWh for henholdsvis alternativ 1 og alternativ 2. Dette er en reduksjon fra de 1890 MWh som uten solfangere, presentert i kap.6.2.3. Dermed vil kostnadene for flis også reduseres, og grovt regnet vil dette medføre en besparelse på mellom 100 000- 200 000kr, gitt en fliskostnad på 22 øre/kWh.

Uten solvarme vil imidlertid fliskostnaden på grunn av at flisfyren vil ha en lavere virkningsgrad (ned mot 50%) slik at fliskostnaden kan øke fra 22 øre/kWh til for eksempel 40 øre/kWh.

Kostnader

Det er ikke blitt tid til å se på totale investeringskostnader og forventede driftskostnader for denne kombinasjonen. Men med det datagrunnlaget som er presentert her vil det være enkelt å finne totale forventede investeringskostnader basert på det som er kjent for solfangere og flisfyringsanlegg. Sammen med beregnede årskostnader for hele anlegget, vil man få et bedre sammenligningsgrunnlag for alternative løsninger.

Angående pris for solfangeranleggene, er det også medregnet tanker og varmesentral. Ved kombinerings med flisfyringsanlegg vil denne kostnaden gå betraktelig ned, da det vil kobles sammen til én varmesentral. Det vil trenge akkumuleringstanker for solfangerne, og et system som kobler både flisfyr, bioolje og solvarme sammen. Aktuell løsning for dette går ikke inn på her, men det vil antageligvis redusere kostnad for tanker og varmesentral betraktelig.

7.3.4 UTFORDRING VED KOMBINASJONER

Feller for alle kombinasjonene er at de krever styremekanismer som automatisk slår over fra en energikilde til en annen, eventuelt slår på et supplement. Den kombinasjonen med størst kompleksitet i forhold til automatisk styring, er flis+solfanger+spisslast og er forklart i forrige kapittel. Generelt må det sørges for et smart styringssystem som sørger for leveringssikkerhet for beboerne, og ikke minst at energikostnaden er lav. Dersom leveringssikkerheten og driftssikkerheten ikke opprettholdes av de styringssystemer som er installert, må det sørges for at faglig personell og kompetanse er tilgjengelig om noe skulle skje.

7.4 SMART ENERGISTYRING

7.4.1 STYRING AV FORBRUK

Alle kunder/beboere må få frihet til å velge selv når man vil se på TV og når man vil lage mat. Men en måte å ivareta friheten på, samtidig som forbruket til en viss grad styres, er å installere smarte løsninger og AMS-målere. Som forklart i kap.3.4.1 er AMS-målere med på å både gjøre energileveranse lettere, men også for kunder å bli mer fleksible. Målet er å holde energibehovet så lavt som mulig, og effekttoppene så flate som mulig.

For å holde et så lavt elektrisitetsbehov som mulig, er det smart å velge elektriske apparater som er energieffektive. Mye av det elektriske utstyr som brukes er merket med for eksempel A+++ som indikerer hvor energieffektive de er. Ved å enten inkludere slike apparater i boligene, eller stille krav til for eksempel energieffektive hvitevarer, kan man redusere energibruken.

Men det holder ikke å velge energieffektive produkter dersom mange av apparatene står på store deler av døgnet. Mange lar gjerne TV-en stå på, eller stereoanlegget stå på selv om man ikke bruker det. Dersom man installerer et system som enkelt kobler ut alt elektrisk utstyr, vil dette være med på å trekke ned energibruken til boligen. Et eksempel på dette er den smarte døra, som er omtalt i kap.3.4.1. Denne skaper trygghet for beboerne og besparelser i energi.

Smart styring

For bruk av solceller kan tilgangen på sol styre forbruket til beboerne i den grad det er mulig. Ved å slå på vaskemaskiner og annet utstyr med en tidsbegrensning, kan det smarte systemet sette i gang disse apparatene når det er solenergi tilgjengelig, eller kjøpe strøm fra nettet om solenergien ikke er tilstrekkelig innenfor tidsintervallet. I Figur 3.8 illustreres fordelingen av energiforbruk i seks ulike typer husholdninger i Norge. Her er en av de største energikreverne i kategorien vask og tørk, og størst er denne for barnefamilier (ca.30 % av totalt forbruk). Men den utgjør en betydelig del hos alle forbrukerne. Dette vitner om at når alle disse forbrukerne setter på vask og tørk på ettermiddag/kveld når de er kommet hjem fra jobb og skole, vil dette legge seg på det allerede store energibehovet for komfyr og TV. Forbruksmønsteret i løpet av en ukedag og en helgedag er illustrert i Figur 3.7.

Ved hjelp av smarte løsninger for styring av forbruk, er det mer en *forflytning* av forbruk enn *reduksjon* av forbruk. Dette betyr at energibehovet må først og fremst reduseres ved hjelp av energieffektive løsninger og enheter som beskrevet over, mens effektbehovet kan reduseres ved å forflytte forbruket fra en tid til en annen. Dette er altså mulig ved for eksempel vask- og tørkeutstyr som det her ble nevnt. Det er viktig å finne de enhetene som beboerne er villige til å være fleksible på.

Dersom smarte IT-systemer kan sette på vaske-eller tørkemaskiner når strømprisene er lave eller når solpanelene leverer fornybar energi, vil dette bidra til en Smart og fremtidsrettet løsning for både Fredrikshald Brygge og alle andre bygg og boliger som kan implementere dette.

7.4.2 EN SMART BYDEL

Som beskrevet i kap.3.4.1, er det flere aspekter enn kun smarte energiløsninger som gjør en bydel smart. Av de seks punktene som i følge Europa utgjør en Smart by, er det av relevans for denne oppgaven å se på de punktene som har med smart levesett og smarte mennesker å gjøre. For at en bydel skal fungere så Smart som mulig, må menneskene som bor i den også være smarte og tenke Smart i hverdagen. En viktig oppgave her er å tilrettelegge for at man kan leve Smart, som å installere smarte styringssystemer i leilighetene. Dette vil ha en direkte konsekvens for energiforsyningen, da effektopper vil jevnes ut og energibehovet reduseres.

Ved å integrere systemer i bygningene får man også mye nyttig informasjon om forbruket til beboerne. Dette kan være til hjelp for andre prosjekter som også ønsker å være Smarte og fremtidsrettede. Her kan det samles inn data om de ulike forbrukergruppene, og man kan således dimensjonere energiforsyning enda bedre i fremtiden om man har denne informasjonen.

Eksempel på besparelser

Som en del av smarte løsninger, er også løsninger som sparer lys. Energibehovet for belysning hos Fredrikshald Brygge er i følge beregninger i SIMIEN (se Tabell 8) lik ca.33 % av elektrisitetsbehovet og 13 % av hele energibehovet. Dette er innenfor kravet for passivhus, men det kan undersøkes om ytterligere effektivisering er mulig gjennom smarte løsninger. Slik vil det totale elektrisitetsbehovet antageligvis kunne reduseres noe.

8. KONKLUSJON

I denne oppgaven er det kun sett på et utvalg av ulike fornybare løsninger som kan levere energi til et boligområde tilsvarende ca.500 boliger. Energi-og effektbehov for byggene følger Norsk standard for passivhus, og er dimensjonerende verdier for energikildene. Energibehovet er delt opp i varme- og elektrisitetsbehov, noe som gir flere muligheter ved valg av fornybare energikilder.

Elektrisitetsbehov

Til å dekke elektrisitetsbehovet er det sett på solcellepaneler med og uten tilskudd fra biogass. Slik situasjonen er i dag anbefales det ikke å utnytte solenergi fra solcellepaneler ut ifra et økonomisk perspektiv. Men for at bydelen skal bli en pluss-bydel, må man benytte seg av solceller. Dermed kan dette kan være et incentiv for at boligområdet kan bli et foregangsprosjekt for andre boliganlegg i Norge. Det er imidlertid knyttet mye usikkerhet rundt hvordan lønnsomheten og støtteordninger til solcelleanlegg vil utvikle seg i årene fremover. Man kan derfor begynne å bygge ut solceller bare på noen tak i begynnelsen for så å utvide anlegget når der er mindre risiko. Utnyttelse av solceller vil uansett være svært viktig for å fremme denne utviklingen i Norge, og være en bydel med et bærekraftig fotavtrykk.

Ved å kombinere solceller med biogass fra avløpsrensaneanlegg reduseres behovet for solceller, og man får dekket behovet til gasskomfyrer hele året. Dette er også en miljøvennlig løsning, og det er positivt at overskuddsenergi fra Remmen RA brukes. Men men det må redegjøres for forhold knyttet til leveranse og økonomi.

Varmebehov

Dersom all biogass fra Remmen RA skal benyttes av Fredrikshald Brygge til varmeformål, er det avgjørende at det gjøres en avtale for å sikre tilgangen på gass, i tillegg til at reservetanker installeres for reservekapasitet. Utnyttelse av overskuddsgass fra avfallsrensaneanlegg er en god måte å spare miljøet på, og det vil være viktig å benytte seg av denne typen energi i årene fremover.

Bergvarmepumpen har en svært høy investeringskostnad, og anbefales ikke å gå videre med basert på de forutsetninger satt i denne oppgaven. Bakgrunnen for dette er de store mengder fyllmasser som øker investeringskostnaden betraktelig. Sjøvarmepumpen er en billigere løsning, og økonomisk sett en bedre løsning enn grunnvarmepumpen. Det er imidlertid nødvendig med svært store arealer, og undersøkelser av grunnforhold og temperaturer er nødvendig før å dimensjonere anlegget riktig.

Ved å kombinere solcelleanlegg med varmepumper, er det foreslått en dimensjon som skal dekke elektrisitetsbehovet til varmepumpen på lav last om sommeren. Energikostnaden for et solcelleanlegg ved nødvendig dimensjon er ikke lønnsom, og det vil dermed være en bedre økonomisk løsning å kjøpe strøm fra nettet. Men dersom utbygging av solceller uansett er ønskelig, og/eller blir lønnsomt i fremtiden, vil dette være en løsning med svært bærekraftig fotavtrykk. Dersom alle takarealer benyttes, kan deler av energien gå til varmepumpedrift og resten til internt bruk. Slik får man utnyttet både fornybar varme og fornybar kraft fra solen.

Flisfyringsanlegg er en velprøvd løsning, og kan være en mulig løsning for Fredrikshald Brygge. Dette vil være enda mer interessant dersom de kan benytte seg av brensel fra lokale leverandører og gjøre besparelser både økonomisk og for miljøet. Kombinert med solfangeranlegg blir investeringskostnadene økt, men årskostnadene redusert. Solfangeranlegget vil supplere med 52 % ved en dimensjon på 3000m² og dette gir best årskostnader og energipris. Dette er en løsning med

mye potensiale, men kritiske faktorer må forbedres for å gjøre det lønnsomt. Det settes også store krav til et godt styresystem for å drifte et anlegg med så mange komponenter.

En smart bydel

Det bør implementeres smarte styringssystemer for å redusere effekttoppene for elektrisitet, noe som vil bedre vilkårene for bruk av solceller. Dersom Fredrikshald Brygge benytter seg av fornybare energikilder for oppvarming og varmtvann og samtidig har en smart energibruk, vil dette gjøre prosjektet til et eksempel for andre bydeler. Dersom miljøeffekten ved prosjektet også formidles på en god måte til beboerne, vil det øke omdømmet for området og gjøre det til et attraktivt sted å bo.

REFERANSER

- ABK. (2012). *Varmeopptak: Energikollektorer og tilbehør*. Oslo: ABK Klimaprodukter.
- ABK. (2014a). *Sjøkollektor 10* [Detaljsskisse], 1.april: ABK.
- ABK. (2014b). *Varmeopptak fra sjø, elver og vann*. PDF: ABK Klima.
- Amundal, J. P. (2013). Energismarte bygg er attraktive bygg: Enova.
- Andresen, I. (2008). Planlegging av solvarmeanlegg for lavenergiboliger og passivhus. En introduksjon. *Prosjektrapport 22*: 42.
- Aquasol. (2014). *Plana solfångare*. Tilgjengelig fra: <http://www.aquasol.se/vara-produkter/plana-solfangare/default.aspx> (lest 16.april).
- Boligenøk. (u.å.). *Passivhus/Lavenergi*. Tilgjengelig fra: <http://www.boligenok.no/teknisk-informasjon/passivhus/> (lest 25.jan.).
- Borthen, T. (2014). *Grunnforhold ved Fredrikshald Brygge* (E-mail 24.februar).
- Chen, C. J. (2011). *Physics of Solar Energy*. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons.
- Dagdougui, H., Minciardi, R., Ouammi, A., Robba, M. & Sacile, R. (2012). Modeling and optimization of a hybrid system for the energy supply of a "Green" building. *Energy Conversion and Management*, 64 (0): 351-363.
- dibk. (2011). *Veiledning og tekniske krav til byggverk*.
- Dokka, T. H. & Hermstad, K. (2006). Energieffektive boliger for fremtiden. *En håndbok for planlegging av passivhus og lavenergiboliger*. Trondheim: SINTEF Byggforsk.
- Dokka, T. H., Svensson, A., Wigenstad, T., Andresen, I., Simonsen, I. & Berg, T. F. (2011). Energibruk i bygninger: Nasjonal database og sammenligning av beregnet og målt energibruk. *Prosjektrapport 76*: SINTEF Byggforsk.
- Eco-1. (2013). *Biofyringsolje: eco-1*. Tilgjengelig fra: <http://www.eco-1.no/produkter/> (lest 3.feb.).
- Eggen, G. (2014). *Varmepumpedimensjonering* (e-mail 22.april).
- energi21. (2011). Fornybar Termisk Energi: Energi21. 47 s.
- Energipumpe. (u.å.). *Hvorfor velge varmepumpe*. Tilgjengelig fra: <http://www.energipumpe.no/info.html> (lest 3.mars).
- Enova. (2004). Enøk Normtall.
- Enova. (2011a). Hjelp til deg som skal kjøpe energieffektiv belysning. I: Enova (red.): Enova.
- Enova. (2011b). Resultatrapport 2011. Enova: Enova.
- Enova. (2012). Veileder: Energiledelse i Industrien. Trondheim: Enova.
- Enova. (2013). Resultat- og aktivitetsrapport 2013. Enova: Enova.
- Enova. (u.å.). *Energikilder i et passivhus*: Enova. Tilgjengelig fra: <http://www.enova.no/radgivning/privat/energismarte-rad-for-din-bolig/fremtidens-bolig/energikilder-i-et-passivhus/177/0/> (lest 3.mai).
- Enøk. (u.å.). *Enøkguiden - Energibruk*. Tilgjengelig fra: http://www.enok.no/enokguiden/09_1.html (lest 18.april).
- Ericson, T. & Halvorsen, B. (2008). Hvordan varierer timeforbruket av strøm i ulike sektorer? *Økonomiske analyser* (6).
- EuropeanSmartCities. (2014a). *The smart city model*. Tilgjengelig fra: <http://www.smart-cities.eu/model.html> (lest 6.feb.).
- EuropeanSmartCities. (2014b). *Why smart cities?* Tilgjengelig fra: <http://www.smart-cities.eu/why-smart-cities.html> (lest 6. feb.).
- Fornybar. (2012). *Solceller*. Tilgjengelig fra: <http://www.fornybar.no/solenergi/elektrisk-energi-fra-solen/solceller> (lest 1. feb.).
- Fornybar. (u.å.). *Varmeproduksjon basert på faste brensler*. Tilgjengelig fra: <http://www.fornybar.no/bioenergi/varmeproduksjon/varmeproduksjon-basert-pa-faste-brensler> (lest 21.april).
- Gronli, J. R. (2014). *Salg over overskuddsenergi i Halden* (E-mail 24.april).
- Gulesider. (2014). *Sjøkart over Halden*. Tilgjengelig fra: <http://www.gulesider.no> (lest 3.april).
- Hanson, H. (2014). *Solenergi - Solcellepaneler og solfangeranlegg* (April).
- Hermansen, R. (2014). *Energiberegninger for Fredrikshald Brygge* (5. mars).

- Hermansen, R. & Bjørlo, K. (2014). Fornybar energi og fjernvarme. *Åmli kommune: Skisseprosjekt*: COWI.
- Hofstad, K. & Rosvold, K. A. (2013). *Brukstid*. Store Norske Leksikon: Store Norske Leksikon. Tilgjengelig fra: <http://snl.no/brukstid> (lest 13.april).
- IBM. (2014). *We can-and should-make green buildings even smarter*. Tilgjengelig fra: http://www.ibm.com/smarterplanet/us/en/green_buildings/overview/index.html (lest 7.febr.).
- IKT-Norge. (u.å.). *Forum for Smart Energi*: IKT-Norge. Tilgjengelig fra: <http://ikt-norge.no/forum-og-nettverk/forum-for-smart-energi/> (lest 21. febr.).
- Innlandet, E. (u.å.). *Energieffektiv belysning i yrkesbygg*: Energiråd Innlandet. Tilgjengelig fra: <http://www.energirad-innlandet.no/bygninger/energieffektivisering-i-yrkesbygg/belysning> (lest 7.febr.).
- Jacobsen, T. (2011). Skog og tre 2011. *Tre for fremtiden - trebyggeri i klimasammenheng - Hvordan energieffektive løsninger*: SINTEF Byggforsk
- FME Zero Emission Building.
- Jansrud, J. (u.å.). *Enova priser solenergi*: GE Avis. Tilgjengelig fra: <https://http://www.ge.no/blogg/enova-priser-solenergi/> (lest 9.mai).
- Johannessen, E. (2013). Remmen RA. *Forprosjekt*: COWI.
- Kjølstad, C. (2011). Veien til biovarme: Manual for produksjon av biovarme fra biobrensler. Oslo: Norsk Bioenergiforening.
- Klif. (2013). Underlagsmateriale til tverrsektoriell biogass-strategi. Oslo: Klima- og forurensningsdirektoratet.
- Klimakur. (2010). Tiltak og virkemidler for å nå norske klimamål mot 2020: NVE, Oljedirektoratet, Statens vegvesen, SSB og Klim- og forurensningsdirektoratet.
- Kommuneforlaget. (2008). *Standard abonnementsvilkår for vann og avløp*. Tekniske bestemmelser. Oslo: Kommuneforlaget.
- Langseth, B., Everett, E. N. & Ingeberg, K. (2011). Hovedundersøkelse for elektrisitetsbruk i husholdningene, 06: Xrgia AS.
- Langseth, B., Magnussen, I. H. & Spilde, D. (2014). Energibruksrapporten 2013 - Fremtidens energibruk i bygninger. I: Spilde, D. & Langseth, L. (red.). *Energibruksrapporten*. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Lavenergiprogrammet. (u.å.-a). *Hva er et passivhus?* Tilgjengelig fra: <http://www.lavenergiprogrammet.no/dette-er-passivhus/category123.html> (lest 18.april).
- Lavenergiprogrammet. (u.å.-b). *Hvor kan man få hjelp til å bygge passivhus?* Tilgjengelig fra: <http://www.lavenergiprogrammet.no/hvor-kan-man-faa-hjelp-til-aa-bygge-passivhus/hvor-kan-man-faa-hjelp-til-aa-bygge-passivhus-article95-238.html> (lest 5.febr.).
- Lie, Ø. (2013). *Solceller fungerer bedre i Norge enn både forvaltningen og vi hadde trodd*. : Teknisk Ukeblad. Tilgjengelig fra: <http://www.tu.no/kraft/2013/12/06/-solceller-fungerer-bedre-i-norge-enn-bade-forvaltningen-og-vi-hadde-trodd> (lest 3.mai).
- Markussen, J.-V. (2014). *Biogass og Remmen renseanlegg*.
- Meteo. (2013). *Energi gradtall 2013 - Kommunenormler* [Excel dokument]: Enova. Tilgjengelig fra: <http://www.enova.no/radgivning/naring/kundenare-radgivere/bygningsnettverket/graddagstall/290/0/> (lest 20.mars).
- Midttømme, K., Smebye, H. & Stene, J. (2011). Kartlegging av energipotensialet for overflatevann ved utnyttelse av varmepumper. I: NGI (red.), 20101073-00-2-R: NVE.
- Multiconsult. (2013). Kostnadsstudie, Solkraft i Norge 2013. *Systempriser og energikostnader*: Enova SF.
- NGU. (2008). *Bergvarme*: Norges geologiske undersøkelse. Tilgjengelig fra: <http://www.ngu.no/no/hm/Georessurser/Grunnvarme/Bergvarme/> (lest 6.april).
- NorskVann. (u.å.). Tilgjengelig fra: <http://www.norskvann.no/avlop/avlopsrensing> (lest 29. jan.).
- NVE. (2014). *AMS - Smarte strømmålere*: Norges vassdrags- og energidirektorat. Tilgjengelig fra: <http://www.nve.no/no/kraftmarked/sluttbrukermarkedet/ams/> (lest 26.april).

- Ohr, K., Førland, O. S. & Birkenes, V. Ø. (2002). Biogass - energiproduksjon og avfallsbehandling. *ORIO-programmet: Asplan Viak*.
- Oksnes, J. (2014). *Kostnader dykkarbeid* (15.april).
- Olerud, K. (2012). *Klimakonvensjonen: Store norske leksikon*. Tilgjengelig fra: <http://snl.no/Klimakonvensjonen> (lest 4.mai).
- Olsen, C. (2013). *Solcellene endrer markedet - også i Norge*. Tilgjengelig fra: <http://smartgrids.no/solcellene-endrer-markedet-også-i-norge/> (lest 3.mars).
- OSO. (2014). *Innføring i varmtvann og varme*. OSO Hotwater. Tilgjengelig fra: <http://www.osohotwater.no/boligprodukter-hjelp/innføring-i-varmtvann-og-varme.html> (lest 14.mars).
- Pérez, D., Báez, M. J. & Luternauer, J. (2014). PV Grid Parity Monitor: Eclareon. PVEducation. (u.å.). *PN-junction*. Tilgjengelig fra: <http://www.pveducation.org/pvcdrom/pn-junction/semiconductor-materials> (lest 1. feb.).
- Ramstad, R. K. (2011). Grunnvarme i Norge - Kartlegging av økonomisk potensial. *Oppdragsrapport A, 5: Asplan Viak*.
- Regjeringen. (1998). *Energi- og kraftbalansen mot 2020*. Tilgjengelig fra: <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/NOU-er/1998/NOU-1998-11/24/4.html?id=349219>.
- Regjeringen. (2008). *Tilknytningsplikt for fjernvarmeanlegg*: Regjeringen.
- Rindal, L. B. & Salvesen, F. (2008). Solenergi for varmeformål - snart lønnsomt? I: NVE (red.). Oslo: NVE.
- Sekine, K., Ooka, R., Hwang, S., Nam, Y. & Shiba, Y. (2007). Development of a ground source heat pump system with ground heat exchanger utilizing the cast-in-place concrete pile foundations of a building.
- Selvig, E. (2013). Erfaringer med bruk av lavenergi og passivhus yrkesbygg. *Framtidens bygg*. Regjeringen: Civitas, SINTEF Byggforsk, Miljøanalyse og TinyMesh.
- Sinopoli, J. (2013). Defining a Smart Building, Part I.
- Sinopoli, J. (2014). *Contributing Editor: Automated Buildings*. Tilgjengelig fra: <http://www.automatedbuildings.com/editors/jsinopoli.htm> (lest 7.feb).
- SINTEF. (2011). *Lavenergiboliger/passivhus*. Tilgjengelig fra: <http://www.sintef.no/Projectweb/Annex32/Lavenergiboligerpassivhus/> (lest 14.april).
- SINTEF & KanEnergi. (2011). Mulighetsstudie Solenergi i Norge. Oslo: Enova SF. 77 s.
- SNL. (2014). *Solenergi*. I: Leksikon, S. N. (red.): Store Norske Leksikon. Tilgjengelig fra: <http://snl.no/solenergi> (lest 17.april).
- Spjeldnæs, N. (2012). *Geotermisk Energi*. Store Norske Leksikon. Tilgjengelig fra: http://snl.no/geotermisk_energi (lest 17. feb.).
- StandardNorge. (2013). *Norsk Standard*
- NS 3700:2013. Kriterier for passivhus og lavenergibygninger*
- Boligbygninger: Standard Norge.
- Stene, J. (2014). *Varmepumpedimensjonering*.
- Strømberg, C. C. (2014). *Komplett SMA solcelle anlegg ECONOMY for 230 V nettilkobling*.
- Stykket, P. (2014). *Sjøvannskollektorer, ulike typer og dimensjonering* (E-mail 26.mars).
- Thoen, P. (2013). Industriens krav til et industrielt storskala biomarked. Enova: Enova.
- Thurud, B., Nordahl, S. H., Bugge, L., Authen, M. L. & Bernhard, P. (2012). Solstrøm i Norge. I: SF, E. (red.): Asplan Viak AS, Multiconsult AS.
- Valmot, O. R. (2014). *Smart kommer den smarte døra til Norge*. I: Ukeblad, T. (red.): Teknisk Ukeblad. Tilgjengelig fra: <http://www.tu.no/it/2014/03/28/snart-kommer-den-smarte-dora-til-norge> (lest 26.april).
- Varmepumpeforening, N. (2012). *Sjøvannsvarmepumpe*: Norsk Varmepumpeforening. Tilgjengelig fra: <http://www.varmepumpeinfo.no/content/sjovannsvarmepumpe> (lest 21.feb.).
- Zen. (u.å.). *Drain Back System*. Tilgjengelig fra: <http://www.zenrenewables.com/technology/solar-thermal-energy/drain-back-system/> (lest 25.feb.).

Østermann, Ø. (2014). *Fredrikshald Brygge* (20.april).

ØstfoldEnergi. (2009). Fjernvarme Halden - Notat med supplerende opplysninger til konsesjonssøknader.

VEDLEGG

STED:	EL.UTSTYR:	EFFEKT:(WATT)	BRUKSTID: (TIMER/UKE)	FORBRUK: (KWH/ÅR)	KR/ÅR:	Forbruk %
Kjøkken	Komfyr	2200	7	800	400,-	19,231
	Kjøkkenvifte	75	2	10	5,- **	0,240
	Kaffetrakter	1500	3,5	270	140,-	6,490
	Oppvaskmaskin	2000	7	730	360,-	17,548
	Kjøleskap	160	56	470	230,-	11,298
	Fryseboks	175	70	640	320,-	15,385
	Brødrister	1000	0,2	10	5,-	0,240
						0,000
Bad	Vaskemaskin	2500	4	520	260,-	12,500
	Tørketrommel	3000	3	470	230,-	11,298
	Hårtørker	750	1	40	20,-	0,962
	Barbermaskin	10	0,5	0	~0,-	0,000
						0,000
Stue:	TV	100	21	110	50,-	2,644
	Stereoanlegg	25	28	40	20,-	0,962
	Støvsuger	1000	1	50	25,-	1,202
Hele boligen	Oppvarming	3300	84	14400	7.700,-	
	Vannoppvarming	1000	70	3600	1.800,-	
	Belysning	1080	49	2800	1.400,-	
	Totalt tekn.utstyr	14495	204,2	4160		

V 1: FORBRUK AV ELEKTRISK UTSTYR (ENØK U.Å.).

Ett tak		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Investering	1500000	1500000																									
Diskontering	6 %	1,060	1,124	1,191	1,262	1,338	1,419	1,504	1,594	1,689	1,791	1,898	2,012	2,133	2,261	2,397	2,540	2,693	2,854	3,026	3,207	3,400	3,604	3,820	4,049	4,292	
Årlige kostn.	30000	28302	26700	25189	23763	22418	21149	19952	18822	17757	16752	15804	14909	14065	13269	12518	11809	11141	10510	9915	9354	8825	8325	7854	7409	6990	
Toppsfaktor	0,04 %	1,000	0,999	0,999	0,998	0,998	0,998	0,997	0,997	0,996	0,996	0,996	0,995	0,995	0,994	0,994	0,994	0,993	0,993	0,992	0,992	0,992	0,991	0,991	0,990	0,990	
Energiprod.	81482	0	76839	72461	68332	64438	60767	57304	54039	50960	48056	45318	42735	40300	38004	35838	33796	31870	30054	28342	26727	25204	23768	22414	21136	19932	18796
NNV	1883500,68																										
Energikostn.	1037430																										
LCOE	1,82	kr/kWh																									
2 tak		0	1,000	2,000	3,000	4,000	5,000	6,000	7,000	8,000	9,000	10,000	11,000	12,000	13,000	14,000	15,000	16,000	17,000	18,000	19,000	20,000	21,000	22,000	23,000	24,000	25,000
Investering	3000000	3000000																									
Diskontering	6 %	1,060	1,124	1,191	1,262	1,338	1,419	1,504	1,594	1,689	1,791	1,898	2,012	2,133	2,261	2,397	2,540	2,693	2,854	3,026	3,207	3,400	3,604	3,820	4,049	4,292	
Årlige kostn.	60000	28302	26700	25189	23763	22418	21149	19952	18822	17757	16752	15804	14909	14065	13269	12518	11809	11141	10510	9915	9354	8825	8325	7854	7409	6990	
Toppsfaktor	0,04 %	1,000	0,999	0,999	0,998	0,998	0,998	0,997	0,997	0,996	0,996	0,996	0,995	0,995	0,994	0,994	0,994	0,993	0,993	0,992	0,992	0,992	0,991	0,991	0,990	0,990	
Energiprod.	162964	0	153678	144922	136664	128877	121533	114608	108077	101919	96112	90635	85471	80600	76008	71677	67592	63741	60109	56684	53454	50408	47536	44827	42273	39864	37593
NNV	3383500,68																										
Energikostn.	2074860																										
LCOE	1,63	kr/kWh																									
3 tak		0	1,000	2,000	3,000	4,000	5,000	6,000	7,000	8,000	9,000	10,000	11,000	12,000	13,000	14,000	15,000	16,000	17,000	18,000	19,000	20,000	21,000	22,000	23,000	24,000	25,000
Investering	4500000	4500000																									
Diskontering	6 %	1,060	1,124	1,191	1,262	1,338	1,419	1,504	1,594	1,689	1,791	1,898	2,012	2,133	2,261	2,397	2,540	2,693	2,854	3,026	3,207	3,400	3,604	3,820	4,049	4,292	
Årlige kostn.	90000	28302	26700	25189	23763	22418	21149	19952	18822	17757	16752	15804	14909	14065	13269	12518	11809	11141	10510	9915	9354	8825	8325	7854	7409	6990	
Toppsfaktor	0,04 %	1,000	0,999	0,999	0,998	0,998	0,998	0,997	0,997	0,996	0,996	0,996	0,995	0,995	0,994	0,994	0,994	0,993	0,993	0,992	0,992	0,992	0,991	0,991	0,990	0,990	
Energiprod.	244446	0	230518	217382	204996	193315	182300	171912	162116	152879	144167	135953	128206	120901	114012	107515	101389	95611	90163	85026	80181	75612	71304	67241	63409	59796	56389
NNV	4883500,68																										
Energikostn.	3112291																										
LCOE	1,57	kr/kWh																									

V 2: BEREGNET LCOE FOR SOLCELLEANLEGG VED 1,2 OG 3 TAK A 600KVM.

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
9 tak	0	1,000	2,000	3,000	4,000	5,000	6,000	7,000	8,000	9,000	10,000	11,000	12,000	13,000	14,000	15,000	16,000	17,000	18,000	19,000	20,000	21,000	22,000	23,000	24,000	25,000
13500000	13500000																									
6 %	1	1,060	1,124	1,191	1,262	1,338	1,419	1,504	1,594	1,689	1,791	1,898	2,012	2,133	2,261	2,397	2,540	2,693	2,854	3,026	3,207	3,400	3,604	3,820	4,049	4,292
270000	28302	26700	25189	23763	22418	21149	19952	18822	17757	16752	15804	14909	14065	13269	12518	11809	11141	10510	9915	9354	8825	8325	7854	7409	6990	
0,04 %	1,000	0,999	0,999	0,998	0,998	0,998	0,997	0,997	0,997	0,996	0,996	0,996	0,995	0,995	0,994	0,994	0,994	0,993	0,993	0,992	0,992	0,992	0,991	0,991	0,990	0,990
733339	0	691553	652147	614987	579945	546899	515736	486349	458636	432502	407858	384618	362702	342035	322545	304166	286834	270490	255077	240543	226836	213911	201722	190228	179388	169167
13883500,7																										
9336872																										
LCOE	1,49	kr/kWh																								
18 tak	0	1,000	2,000	3,000	4,000	5,000	6,000	7,000	8,000	9,000	10,000	11,000	12,000	13,000	14,000	15,000	16,000	17,000	18,000	19,000	20,000	21,000	22,000	23,000	24,000	25,000
27000000	27000000																									
6 %	1	1,060	1,124	1,191	1,262	1,338	1,419	1,504	1,594	1,689	1,791	1,898	2,012	2,133	2,261	2,397	2,540	2,693	2,854	3,026	3,207	3,400	3,604	3,820	4,049	4,292
540000	28302	26700	25189	23763	22418	21149	19952	18822	17757	16752	15804	14909	14065	13269	12518	11809	11141	10510	9915	9354	8825	8325	7854	7409	6990	
0,04 %	1,000	0,999	0,999	0,998	0,998	0,998	0,997	0,997	0,997	0,996	0,996	0,996	0,995	0,995	0,994	0,994	0,994	0,993	0,993	0,992	0,992	0,992	0,991	0,991	0,990	0,990
1466679	0	1383106	1304295	1229974	1159889	1093797	1031472	972697	917272	865005	815716	769235	725403	684069	645090	608332	573669	540980	510155	481085	453673	427822	403444	380455	358777	338333
27383500,7																										
18673744																										
LCOE	1,47	kr/kWh																								

V 3: BERGENING AV LCOE FOR SOLCELLEANLEGG PÅ 9 OG 18 TAK Å 600KVM.



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Postboks 5003
NO-1432 Ås
67 23 00 00
www.nmbu.no