

Utvikling av konsept for en nullutslipp fritidsbolig med en isolert frostfri indre sone og soloppvarmet vannmagasin

Are Siljan Børset

Master i energi og miljø
Oppgaven levert: Juni 2009
Hovedveileder: Per Olaf Tjelflaat, EPT
Biveileder(e): Rasmus Høseggen, EPT

Oppgavetekst

Det bygges for tiden fritidsboliger i et stort antall, og de er ofte utstyrt med sanitæranlegg som i vanlige moderne boliger. For å unngå frostskafer i sanitæranleggene blir store deler av fritidsboligenes volum delvis oppvarmet i ubenyttede perioder. Særlig fritidsboliger i fjellområdene blir da svært energikrevende og fører til unødig energi- og effektbehov og ekstra utslipp av klimagasser.

Visjonen er å redusere oppvarming med elektrisitet eller primærenergi som gir lavt netto CO₂-utslipp slik at menneskeskapt global oppvarming begrenses.

Det er et mål å utvikle konsepter for fritidsboliger som kan unngå frost i sanitærinstallasjonene og som samtidig har intet eller svært lavt behov for levert energi i ubebodde perioder.

I denne oppgaven tas det sikte på å bidra til utvikling av et slikt bygningskonsept som er en forenklet modell av en frittliggende fritidsbolig i et fjellområde i Sør-Norge. Bygningen skal ha en indre isolert sone med akkumuleringstank og et system for soloppvarming av vann som kan benyttes for forvarming av tappevann og for å gi varmetilskudd i indre sone slik at denne holdes frostfri.

Oppgaven gitt: 16. januar 2009
Hovedveileder: Per Olaf Tjelflaat, EPT



MASTEROPPGAVE

for

Stud.techn. Are Siljan Børset

Våren 2009

Utvikling av konsept for en nullutslipp fritidsbolig med en isolert frostfri indre sone og soloppvarmet vannmagasin

*Development of a Zero Emission Leisure Home
with a Thermally Insulated, Frost-free, Inner Zone and Solar-heated Water Storage*

Bakgrunn

Det bygges for tiden fritidsboliger i et stort antall, og de er ofte utstyrt med sanitæranlegg som i vanlige moderne boliger. For å unngå frostskader i sanitæranleggene blir store deler av fritidsboligenes volum delvis oppvarmet i ubenyttede perioder. Særlig fritidsboliger i fjellområdene blir da svært energikrevende og fører til unødig energi- og effekt behov og ekstra utslipp av klimagasser.

Mål

Visjonen er å redusere oppvarming med elektrisitet eller primærenergi som gir lavt netto CO₂-utslipp slik at menneskeskapt global oppvarming begrenses.

Det er et mål å utvikle konsepter for fritidsboliger som kan unngå frost i sanitærinstallasjonene og som samtidig har intet eller svært lavt behov for levert energi i ubebodde perioder.

I denne oppgaven tas det sikte på å bidra til utvikling av et slikt bygningskonsept som er en forenklet modell av en frittliggende fritidsbolig i et fjellområde i Sør-Norge. Bygningen skal ha en indre isolert sone med akkumuleringstank og et system for soloppvarming av vann som kan benyttes for forvarming av tappevann og for å gi varmetilskudd i indre sone slik at denne holdes frostfri.

Oppgaven bearbeides ut fra følgende punkter

1. Det tas utgangspunkt i bygningsmodellen, med en isolert indre sone og som står på peler, som er utviklet i prosjektoppgaven. Det skal i tillegg modelleres et anlegg for vannbåren solvarme med akkumuleringsmagasin.
2. Beregningsverktøyet ESP-r skal benyttes for å simulere energibruk og for parameterstudier slik at effekten av ulike parametre i problemstillingen kan analyseres med sikte på å oppnå et optimalt konsept. Klimadata for Østersund i Sverige skal benyttes.

3. Konseptet skal, i størst mulig grad, optimaliseres, Og resultatene skal vurderes med sikte på bygging av fritidsboliger i noen typiske fjellområder i Sør-Norge.

” - ”

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

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

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

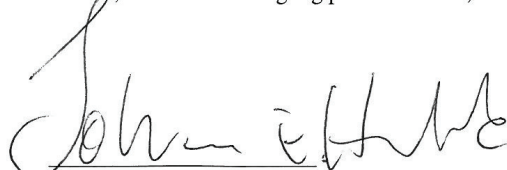
Det forutsettes at kandidaten tar initiativ til og holder nødvendig kontakt med faglærer og veileder(e). Kandidaten skal rette seg etter de reglementer og retningslinjer som gjelder ved alle (andre) fagmiljøer som kandidaten har kontakt med gjennom sin utførelse av oppgaven, samt etter eventuelle pålegg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

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

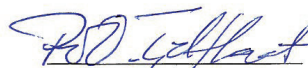
Ett -1 komplett eksemplar av originalbesvarelsen av oppgaven skal innleveres til samme adressat som den ble utlevert fra. Det skal medfølge et konsentrert sammendrag på maksimalt én maskinskrevet side med dobbel linjeavstand med forfatternavn og oppgavetittel for evt. referering i tidsskrifter).

Til Instituttet innleveres to - 2 komplette kopier av besvarelsen. Ytterligere kopier til eventuelle medveiledere/oppdragsgivere skal avtales med, og eventuelt leveres direkte til de respektive. Til instituttet innleveres også en komplett kopi (inkl. konsentrerte sammendrag) på CD-ROM i Word-format eller tilsvarende.

NTNU, Institutt for energi og prosesssteknikk, 12. januar 2009



Johan Hustad
Instituttleder



Per O. Tjøflaot
Faglig ansvarlig/veileder

Medveileder: Post.doc Rasmus Høseggen

side 2 av 2

Forord

Denne masteroppgaven er utarbeidet i 10. semester ved masterprogrammet Energi og miljø ved NTNU i Trondheim. Med tittelen *Utvikling av konsept for en nullutslipp fritidsbolig med en isolert frostfri indre sone og soloppvarmet vannmagasin*, er oppgaven en videreføring av et prosjektarbeid utført høsten 2008.

Jeg vil gjerne rette en stor takk til Professor Per O. Tjelflaat og Post. doc Rasmus Z. Høseggen, begge ved Institutt for energi- og prosesssteknikk. Førstnevnte takkes for inspirerende veiledning i utarbeidelsen av konseptene, mens sistnevnte har bidratt med tips og råd i forbindelse med bruk av ESP-r.

Trondheim, 24.05.2009

Are Siljan Børset

Sammendrag

Foreliggende rapport tar utgangspunkt i en hyttemodell med en indre isolert kjerne, som skal huse sanitærinstallasjoner og dermed sørge for å redusere nødvendig oppvarmingsbehov til frostsikring av disse. Et prosjektarbeid utført høsten 2008, hvor målet var å utvikle ulike energikonsept for fritidsboliger med frostfrie sanitærinstallasjoner og med lavt CO₂-utslipp, indikerte et behov for å aktivt transportere solvarme inn i hyttemodellens indre kjerne. Måten denne problemstillingen er angrepet på er ved å integrere et solvarmeanlegg i den samme bygningsmodellen som ble benyttet i prosjektoppgaven. Solvarmesystemet er bearbeidet gjennom modellerings- og simuleringsverktøyet ESP-r.

Gjennom simuleringer i Østersundklima er det sett på hvordan endringer i ulike systemparametre slår ut på temperaturforløpet i de indre sonene. En sørvendt solfanger med areal på 4,8 m² og helningsvinkel 70 ° indikerer et behov for en lagertank på minimum 4 m³ for å holde den indre sonen i kjelleren frostfri. En dobling av solfangerarealet, fra 4,8 m² til 9,6 m², gjør at en 2 m³ stor lagertank er tilstrekkelig for å holde den indre kjellersonen frostfri. Siden det generelt er mye enklere å få plassert en solfanger av en viss størrelse utendørs, enn det som er tilfellet for plasskrevende vanntanker innendørs, synes det fornuftig å gå opp på solfangerarealet og ned på lagervolumet. Kostnadmessig er det også mye som tyder på at en slik vurdering vil være gunstig.

I tillegg til å integrere solvarme i bygningsmodellen er det også inkludert solcellepanel for elektrisitetsproduksjon. Visjonen er at man med en nettilknyttet fritidsbolig på årsbasis kan bli en netto eksportør av elektrisitet. Resultatene fra dette arbeidet indikerer at denne formen for distribuert kraftproduksjon medfører for store kostnader på nåværende tidspunkt. En nåverdiberegning viser en positiv nåverdi med salgspris for kraft til nettet på 4,0 kr/kWh og offentlig støtte av investeringene på 40 %. Per i dag er vi langt unna slike betingelser i Norge.

Bygningsmassen som utgjør hyttemarkedet er ikke homogent da det kommer til isoleringsstandard. For å illustrere forskjellen er det tatt utgangspunkt i fire modeller hvor ytterveggene har ulik U-verdi. For hver modell sammenlignes elektrisitetsbehovet som er påkrevd for frostsikring av henholdsvis hele bygningsvolumet og kun den indre kjernen. Resultatet viser store forskjeller både mellom modellene, og innad for samme modell men med ulik oppvarmingsstrategi. 1480,5 kWh/år er funnet nødvendig for oppvarming av hele fritidsboligen med laftede yttervegger. Dersom kun den indre sonen holdes frostfri, kreves det for modellen med godt isolerte yttervegger (TEK-07) og utnytting av solvarme en energileveranse på bare 1,7 kWh/år.

Dagens realitet er at mange fritidsboliger blir oppvarmet med direkte bruk av elektrisitet. Dersom CO₂-utslippene i forbindelse med frostsikring av sanitærinstallasjonene skal vurderes, er det derfor høyst relevant å vekte det aktuelle energibehovet med CO₂-faktorer for elektrisitet. Spesielt store utslag er å finne dersom faktoren for europeisk

kullkraft på 1340 kg/MWh benyttes. Modellen med laftede yttervegger vil da få et CO₂-utslipp på 99,3 kg/år, gitt at kun kjernen frostsikres. Tilsvarende utslipp for modellen med solvarme og yttervegger etter TEK-07 blir 2,3 kg/år.

Alle simuleringene er gjennomført i Østersundklima. En sammenligning av sentrale klimaparametre mellom Østersund og det som gjerne defineres som høyfjellet i Sør-Norge viser at valget av Østersund som simuleringslokasjon er relevant med hensyn til en av oppgavens mål; å utvikle et konsept for en forenklet modell av en frittliggende fritidsbolig i et fjellområde i Sør-Norge.

Noe som gjenstår å gjøre for fritidsboligkonseptet er en livsløpsanalyse (LCA - Life Cycle Analysis). For å kunne gjennomføre en LCA er man avhengig av et helt annet detaljeringsnivå enn det som er tilfellet for fritidsboligkonseptet på nåværende tidspunkt.

Abstract

The starting point of this report is a model of a leisure home with a thermally insulated inner zone, which is going to prevent the heating demand for frost protection of sanitary installations being too high. A project work done during autumn 2008, where the goal was development of different energy concepts for leisure homes with frost-free sanitary installations and low CO₂-emissions, indicated a need for active transportation of solar heat into the inner zone. The approach to this problem has been to integrate a solar heating system in the same building model as the one used in the project work. The solar heating system is processed through a computer tool called ESP-r.

Through simulations in Østersund climate, different system parameters have been changed to investigate the influence they have on the temperature conditions in the inner zones. A solar collector facing south, with an area of 4.8 m² and an angle of inclination of 70 °, indicates a need for a storage volume of at least 4 m³ to prevent freezing in the inner zone in the basement. By doubling the collector area from 4.8 m² to 9.6 m², a 2 m³ storage tank become sufficient to keep the temperature in the inner zone of the basement above zero degrees. Since it's generally more difficult to locate a solar collector of a certain size outdoor, than the case for space demanding water tanks indoor, the solution of picking a larger collector and a smaller storage volume seems to be a good idea.

In addition to integrate solar heating in the building model, it's also included PV arrays for electricity production. The vision is that a grid connected leisure home on a yearly basis can be a net exporter of electricity. Here, the results indicate too high costs for such a solution at the moment. A present value calculation turns positive with a sales price of energy to the grid on 4.0 NOK/kWh and government assistance of the investments on 40 %. Today, suchlike conditions are far from good enough in Norway.

The agglomeration of buildings that constitutes the leisure home market is not homogeneous when it comes to insulation standard. To illustrate the difference, a comparison of four building models has been done. The comparison of the electricity demand that is needed for frost protection of respectively the total building volume and just the inner zones indicates big differences, both between the different models and between the different heating alternatives for the same model. 1480.5 kWh/yr. is found necessarily when heating the total leisure home with notched external walls. If only the inner core keeps frost-free, the model with good insulated external walls (TEK-07) and utilization of solar heat don't require a larger energy supply than 1.7 kWh/yr.

Many leisure homes today are heated directly by electricity. If the CO₂-emissions in connection to frost protection of sanitary installations are going to be assessed, a weighting of the actual energy demand with CO₂-coefficients for electricity is therefore highly relevant. Especially large deflections are the outcome with the CO₂-coefficient from coal power plant of 1340 kg/MWh. The model with notched external walls than gets a CO₂-emission of 99.3 kg/yr., given that just the inner core holds a temperature above

zero degrees. Corresponding emission for the model with solar heating system and external walls after TEK-07 is 2.3 kg/yr.

All the simulations are done in Østersund climate. A comparison of central climate parameters between Østersund and the area often talked about as the mountain area in South-Norway, shows that Østersund as the choice of simulation location is relevant due to one of this thesis aims; to develop a simplified model of an isolated leisure home in a mountain area of South-Norway.

What remains to be done to the leisure home concept is a life cycle analysis (LCA). Before a LCA can be done, a completely different detail level is needed, than what is the case for the leisure home concept at the moment.

Innhold

1	Innledning	1
2	Oppgavens kontekst	3
2.1	Trender i hyttemarkedet - med fokus på energibruk	3
2.2	Energikrav i forhold til fritidsboliger	4
2.3	Geografisk beliggenhet	5
3	Hyttemodellen	7
3.1	Modell fra prosjektoppgaven	7
3.2	Noen resultat fra prosjektoppgaven	10
3.3	Videreutvikling av modellen	10
3.3.1	Integrering av solvarme	10
3.3.2	Integrering av solcellepanel	11
4	Oversikt over ulike alternativ	13
4.1	Scenario 1: Fritidsbolig uten grunnkobling og nettilknytning	13
4.2	Scenario 2: Fritidsbolig uten grunnkobling med nettilknytning	14
4.3	Scenario 3: Fritidsbolig med grunnkobling uten nettilknytning	15
5	Solenergi	17
5.1	Solvarmeanlegg	17
5.1.1	Komponenter i et aktivt solvarmesystem	17
5.1.1.1	Solfangeren	18
5.1.1.2	Varmelager	22
5.1.1.3	Distribusjonssystem	23
5.1.1.4	Styringsautomatikk	26
5.1.2	Ulike systemutforminger	26
5.1.3	Planlegging og dimensjonering	27
5.1.3.1	Solfangerareal	28
5.1.3.2	Solfangerens orientering og helningsvinkel	29
5.1.3.3	Lagertank og varmevekslere	29
5.1.3.4	Varmemediets massestrøm, rørdiameter og pumpestørrelse	29
5.1.4	Drift og vedlikehold	32
5.2	Solceller	32
5.2.1	Komponenter i et solcellesystem	32
5.2.1.1	Solcelle	32
5.2.1.2	Solcellemoduler	34
5.2.1.3	Batteri	35
5.2.1.4	Regulator	35
5.2.1.5	Inverter/omformer	36
5.2.2	Ulike systemutforminger	36
5.2.2.1	Frittstående system	36
5.2.2.2	Enveis nettilknyttede system	37
5.2.2.3	Nettilknyttede system	37
5.2.2.4	”Direct use” system	38
5.2.3	Planlegging og dimensjonering	38
5.2.3.1	Kartlegging av elektrisitetsbehovet	38

5.2.3.2	Dimensjoneringsprosedyre for frittstående system.....	39
5.2.3.3	Dimensjoneringsprosedyre for nettilknyttede system.....	40
5.2.4	Drift og vedlikehold.....	41
6	Tilgjengelige komponenter på solenergi markedet.....	43
6.1	Solfangere.....	43
6.2	Varmtvannsberedere.....	44
6.3	Solcellepanel.....	45
6.4	Batteri til solcelleanlegg.....	46
7	Modellering av solenergisystem i ESP-r.....	47
7.1	Solvarmesystemet.....	47
7.1.1	Systemløsning.....	47
7.1.2	Komponenter som inngår i modellen.....	48
7.1.2.1	Simplified flat plate solar collector.....	48
7.1.2.2	1-node tank for charging by residential fuel cell.....	50
7.1.2.3	Variabel speed domestic WCH pump.....	51
7.1.3	Forbindelser mellom komponentene.....	51
7.1.4	Komponentenes grensebetingelser.....	51
7.1.5	Regulering.....	52
7.2	Solcelleanlegget.....	53
7.2.1	Solpanelmodellens oppbygning og egenskaper.....	53
7.2.1.1	Panelets termofysiske og optiske egenskaper.....	53
7.2.1.2	Selve solcellens egenskaper.....	54
7.2.1.3	Oppbygging av elektrisk nettverk.....	55
8	Simuleringer.....	57
8.1	Solvarmesystem.....	57
8.1.1	Solfangerens inputverdier.....	57
8.1.2	Pumpas inputverdier.....	59
8.1.3	Lagertankens inputverdier.....	60
8.1.4	Setpunkt-verdier for reguleringen.....	60
8.1.5	Simuleringer.....	62
8.2	Solcellesystem.....	62
8.2.1	Solcellepanelets inputverdier.....	63
8.2.2	Elektrisitetsbelastning for nettilknyttet modell.....	63
8.2.3	Elektrisitetsbelastning for modell uten nettilknytning.....	64
8.2.4	Simuleringer.....	64
8.3	Sammenligning av energibehov til frostsikring.....	65
8.3.1	Forutsetninger for energiberegningene.....	65
8.3.2	Forutsetninger for CO ₂ -beregningene.....	66
9	Resultater.....	67
9.1	Solvarmesystem.....	67
9.1.1	Lagertanker med ulike volum og UA-verdier.....	67
9.1.2	Med vann i lagertanken.....	69
9.1.3	Ulike solfangerareal.....	70
9.2	Solcellesystem.....	71
9.2.1	Modell med nettilknytning.....	71
9.2.2	Modell uten nettilknytning.....	72

9.2.2.1	Bruksmønster: ”hel”	72
9.2.2.2	Bruksmønster: ”halv”	74
9.2.3	Energibehov og CO ₂ -utslipp ved frostsikring	75
9.2.3.1	Elektrisitetsbehov	75
9.2.3.2	CO ₂ -utslipp	76
10	Diskusjon	79
10.1	Solvarmesystem	79
10.1.1	Lagertanker med ulike volum og UA-verdier	79
10.1.2	Innflytelsen av ulike varmekapasiteter	81
10.1.3	Ulike solfangerareal	82
10.1.4	Forvarming av forbruksvann	83
10.2	Solcellesystem	84
10.2.1	Modell med nettilknytning	84
10.2.2	Modell uten nettilknytning	84
10.2.2.1	Bruksmønster ”hel”	85
10.2.2.2	Bruksmønster ”halv”	85
10.3	Energibehov og CO ₂ -utslipp ved frostsikring	86
10.3.1	Elektrisitetsbehov	86
10.3.2	CO ₂ -utslipp	86
10.4	Klima og beliggenhet	87
10.4.1	Sammenligning av Østersundklima med typisk klima for fjellet i Sør-Norge	87
10.4.2	Solforhold i Norge	89
11	Økonomiske betraktninger	93
11.1	Metode for lønnsomhetsanalyse	93
11.1.1	Formelverk nåverdiberegninger	93
11.2	Følsomhetsanalyse og kostnadsanalyse	94
11.3	Gjennomføring av investeringsanalyser	94
11.3.1	Samling av sanitærinstallasjoner i en indre kjerne av bygget	95
11.3.1.1	Lønnsomhetsvurdering	95
11.3.2	Løsning med utnyttning av solvarme	98
11.3.2.1	Offentlig støtte	98
11.3.2.2	Solvarmeanleggets investeringskostnader	100
11.3.2.3	Betraktninger rundt lønnsomhet og utbredelse av solvarmeanlegg	101
11.3.3	Solcelleanlegg med nettilknytning	102
11.3.3.1	Investeringsanalyse for nettilknyttet solcelleanlegg i Spania	102
11.3.3.2	Investeringsanalyse for hyttmodellen med nettilkobling	105
11.3.3.3	Nytteverdien til lokal kraftproduksjon hos sluttbruker	107
11.3.3.4	Ikke-økonomiske utfordringer	108
11.3.4	Investeringsanalyse for solcelleanlegg uten nettilknytning	108
11.3.4.1	Nåverdiberegning for bruksmønster ”hel”	108
11.3.4.2	Bruksmønster ”halv”	110
12	Konklusjon og ideer til videreføring	111
13	Referanser	115

1 Innledning

Utgangspunktet for denne oppgaven er et ønske om å rette fokus på det stadig økende energibehovet i det norske hyttemarkedet. Utviklingen her har de senere årene vært preget av stadige krav om mer luksus og komfort. De tekniske installasjonene mange omgås med på hytta er på lik linje med det vi finner i hjemmene våre. Innlagt vann er snarere blitt regelen enn unntaket. Med dette følger omfattende sanitærinstallasjoner som står i fare for å bli ødelagt av frostsprengning. Løsningen på problemet blir ofte å la det stå på noe romoppvarming i hytta gjennom hele vinteren. Tatt i betraktning at mange kun benytter hytta si i kortere perioder av året, må dette sies å være et forbruk det er potensial for å kunne redusere.

Opgavens visjon er å redusere oppvarming med elektrisitet eller primærenergi som gir lavt netto CO₂-utslipp slik at menneskeskapt global oppvarming begrenses.

Gjennom en tidligere prosjektoppgave har forfatteren presentert ulike tiltak som kan være med på å redusere energibehovet for frostsikring av de sanitære installasjonene. Det overordnede konseptet, med å samle sanitærutstyret i en indre kjerne av bygget, arbeides det her videre med. Særlig sentralt står utnyttning av solenergi. Det er tenkt at bygningsmodellen skal inkludere et solvarmeanlegg med akkumuleringstank. Modellen skal testes ut ved hjelp av energisimuleringsverktøyet ESP-r, der ulike parameterstudier vil bli gjennomført, med det siktemål å utarbeide et optimalt konsept for fritidsboliger med beliggenhet på fjellet i Sør-Norge.

Mens det i prosjektoppgaven i første rekke ble fokusert på nødvendig energitilførsel i fritidsboligens ubebodde perioder, skal det nå også rettes noe fokus på energibruken i bebodde perioder. Naturlig i dette arbeidet vil være å utarbeide typiske forbruksmønstre for norske fjellhytter. Videre vil ESP-r benyttes for å estimere potensialet for elektrisitetsproduksjon fra solcellepaneler. Her er det tenkt det skal sees på scenarier både med og uten nettilknytning. Målet for modellen med nettilknytning vil være at solcellepanelets årsproduksjon tilsvarer, eller overgår, det årlige elektrisitetsforbruket som finner sted på hytta. For modellen uten nettilknytning vil det derimot være interessant å se hvilke panelstørrelse og batterikapasitet som er nødvendig ut ifra det valgte bruksmønsteret.

Isoleringsstandarden i eksisterende fritidsboliger er høyst varierende. Samtidig åpner de nye bygningsforskriftene opp for varierende energikrav ut fra størrelse og byggeteknikk. Resultatet er en sammensatt bygningsmasse med til dels betydelige forskjeller i energibehov for frostsikring av sanitærinstallasjoner. For å illustrere forskjellen er det tenkt å gjennomføre simuleringer som sammenligner noen typiske scenarier. Modellene er geometrisk lik hyttemodellen fra prosjektoppgaven. Hver modell frostsikres etter to ulike oppvarmingsstrategier, der den ene er oppvarming av hele bygningsvolumet, mens den andre er oppvarming av kun den indre kjernen. Energibehovene skal deretter videreføres til resulterende CO₂-utslipp. Siden oppvarmingen i mange av dagens hytter blir besørget av elektriske panelovner vil energibehovet bli vektet med CO₂-faktorer for elektrisitet.

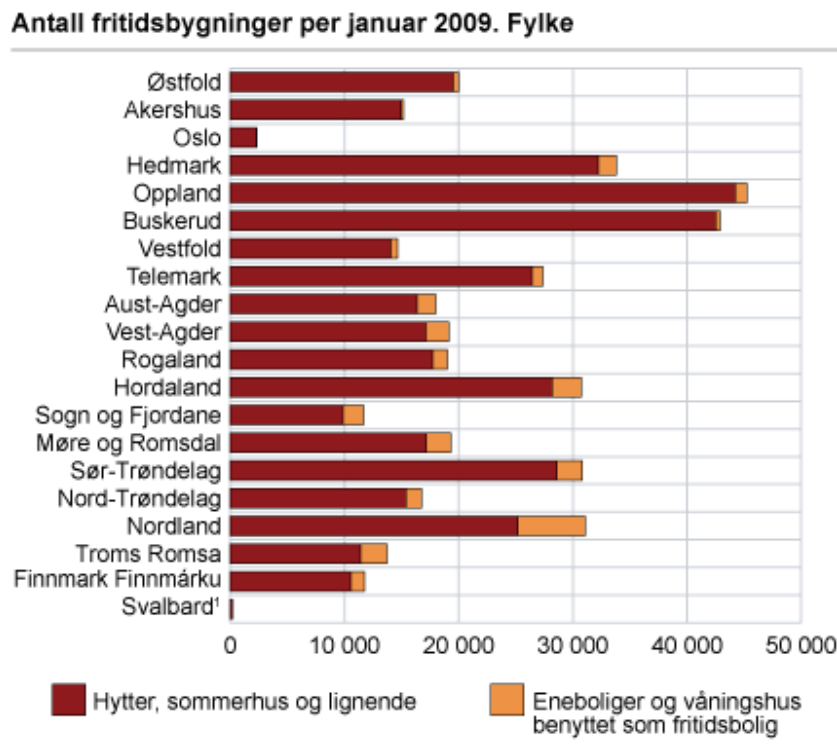
Alle beregningene er tenkt gjennomført i Østersundklima.

Til slutt i oppgaven rettes det fokus mot det økonomiske aspektet ved de ulike alternativene. Der det er hensiktsmessig vil det bli gjennomført nåverdiberegninger. I andre tilfeller vil de økonomiske aspektene diskuteres gjennom krav til investeringer og eventuelle statlige støtteordninger.

2 Oppgavens kontekst

2.1 Trender i hyttemarkedet - med fokus på energibruk

I følge Statistisk sentralbyrå er det per januar 2009 registrert 423 695 bygninger til fritidsformål i Norge. Av kommunene er det Oppland som topper hyttestatistikken med 45 228 registrerte fritidsboliger. På andreplass følger Buskerud med 42 911 hytter [1]. Tilveksten i antall hytter har de senere år vært på rundt 5000 enheter, noe som tilsvarer en årlig vekst på ca. 1-1,5 % [2].



Figur 2.1: Antall fritidsbygninger etter fylke, 2009 [1].

Det er ikke bare antallet hytter som øker her til lands. Bruksarealet (BRA) per hytte har også vært stigende. I 1983 lå gjennomsnittlig bruksareal på 60 m², mens det i 2006 hadde økt til 93 m² [2].

Om ikke preventive tiltak iverksettes vil en slik økning i både antall og størrelse automatisk føre til en vekst også i energibruken for hyttesektoren. Rent intuitivt skulle man kanskje forvente en økning i elektrisitetsforbruket som samsvarer med økningen i antall hytter i den aktuelle perioden. I 1998 var samlet elektrisitetsforbruk i hyttesektoren 0,9 TWh, mens det i 2005 gikk med 1,2 TWh. Dette tilsvarer en økning på 33 %, sammenlignet med en økning på "bare" 10 % i antall hytter i samme periode [2]. Årsaken til uoverensstemmelsen mellom vekstratene må tilskrives flere forhold. Det mest åpenbare er at økt gjennomsnittlig bruksareal har bidratt til en sterkere økning i

elektrisitetsforbruket. En annen faktor å ta hensyn til er at det i samme periode er flere eldre hytter som har fått innlagt elektrisitet. Andre årsaker er at nye hytter har mer utstyr som trekker strøm, hyttene brukes til dels mer, og at det står på varme gjennom hele vinteren for å forhindre at sanitærinstallasjoner skal fryse.

Det er store forskjeller i energibruk for hyttesektoren både lokalt og regionalt. I 2006 var landsgjennomsnittet for energibruk i hytter omtrent 5600 kWh/år [2]. Videre finnes noen skrekkeksampler som må sies å dra denne statistikken opp. Blant annet står det å lese i en oppdragsmelding av NINA fra år 2000: ”Ei hytte i Hafjell har et energiforbruk på 170 000 kWh/år. Utendørs er det oppvarmet oppkjøring, varmelister på verandaen og badestamp med til sammen en effekt på 70 kW. Det tilsvarer effektuttaket til 6-7 eneboliger, og ennå er man ikke kommet innenfor døra! Totalt for hytta kan man hente ut en effekt på 175 kW før sikringen ryker” [3].

En trendframskriving basert på utviklingen fra 1994-2001 viser at el-forbruket i hyttesektoren vil bortimot firedobles fra 2001 til 2030 [3]. Selv om omfanget av energibruken i fritidsboliger er beskjedent i forhold til det totale i Norge (ca. 1 % [2]), er det ikke helt uproblematisk i den forstand at dette i manges øyne sees på som et luksuriøst ekstraforbruk. Av denne grunn er det absolutt berettiget å sette et søkelys på energibruken innenfor hyttemarkedet.

2.2 Energikrav i forhold til fritidsboliger

Fra 1. august 2009 er det slutt på overgangsperioden mellom TEK-97 og TEK-07. Myndighetenes siktemål med endringene i 2007 er å redusere energibehovet med ca. 25 %. I de gamle forskriftene fra 1997 ble det stilt følgende krav til varmegjennomgangskoeffisient for bygningsdeler med en temperaturdifferanse mellom ute og inne på over 20 °C [4]:

Bygningsdel	U-verdi [W/m ² K]
Yttervegger	0,22
Tak, gulv på grunn og mot det fri	0,15
Vinduer, dører	1,60

Tabell 2.1: Krav til U-verdier for utvalgte bygningsdeler etter TEK-97.

Med endringene i 2007 er det gjennomført større differensiering i forhold til bygningstype, størrelse og byggeteknikk. For fritidsboliger har det gitt seg utslag i at det i prinsippet er fem forskjellige krav som kan bli aktuelle. Det første tilfellet er for fritidsboliger med bruksareal under 50 m². Her stilles det i forskriften ingen krav til U-verdier. For fritidsboliger med BRA mellom 50 m² og 150 m² gjelder *minstekravene* til bygninger i TEK-07 [4]:

Bygningsdel	U-verdi [W/m ² K]
Yttervegger	0,22
Tak, gulv på grunn og mot det fri	0,18

Vinduer, dører	1,60
----------------	------

Tabell 2.2: Minstekrav i henhold til TEK-07.

Har fritidsboligen et BRA over 150 m² må den forholde seg til kravene som stilles i TEK § 8-21a. U-verdiene som er listet opp her er som følger [5]:

Bygningsdel	U-verdi [W/m ² K]
Yttervegger	0,18
Tak	0,13
Gulv på grunn og mot det fri	0,15
Vinduer, dører	1,2

Tabell 2.3: Gjeldene U-verdier fra energiltakene i TEK § 8-21a.

For at det skal være mulig å videreføre tradisjonene med boliger og fritidshus oppført i laft, reguleres slike boliger gjennom egne minstekrav. For fritidsboliger med laftede yttervegger gjelder derfor U-verdiene i enten *Tabell 2.4* eller *Tabell 2.5*, avhengig av BRA [5]:

Bygningsdel	U-verdi [W/m ² K]
Yttervegger	0,72
Tak, gulv på grunn og mot det fri	0,18
Vinduer, dører	1,60

Tabell 2.4: Minstekrav til fritidsboliger med laftede yttervegger med BRA under 150 m².

Bygningsdel	U-verdi [W/m ² K]
Yttervegger	0,60
Tak	0,13
Gulv på grunn og mot det fri	0,15
Vinduer, dører	1,40

Tabell 2.5: Minstekrav til fritidsboliger med laftede yttervegger med BRA over 150 m².

Som vi forstår av denne gjennomgangen av forskriftsreglene vil det i tida framover være høyst ulike isoleringsstandarder for bygningsmassen som utgjør fritidsbolig- og hyttemarkedet. Senere i oppgaven vil forskjellene bli illustrert gjennom oppvarmingssimuleringer av en hyttemodell med ulike U-verdier.

2.3 Geografisk beliggenhet

I utgangspunktet vil mye av det som i denne oppgaven skisseres om energiløsninger for fritidsboliger gjelde generelt. Likevel er det valgt å rette hovedfokuset mot hytter beliggende på fjellet i Sør-Norge. Årsaken er at flere av løsningene er avhengig av størst mulig solinnstråling over året. Selv om soltilgangen lengre nord er bra gjennom sommeren, vil bidraget etter all sannsynlighet bli for beskjedent vinterstid. Videre er omfanget av eksisterende og nye hytter på langt nær i samme størrelsesorden i nord, som det den er på fjellet i Sør-Norge. Dermed blir det totale energisparepotensialet deretter.

2 Oppgavens kontekst

Antallet hytter i Sør-Norges lavland er derimot stort. Riktignok har nybyggingen av fritidsboliger i nærheten av strandsonen avtatt de siste årene, men dette forhindrer ikke at den totale fritidsbygningssmassen i disse områdene er betydelig. Potensialet for å redusere energibehovet i dette hyttemarkedet er derfor stort, dersom de omtalte konseptene i oppgaven blir tatt i bruk. Grunnen til at lavlandet i Sør-Norge er utelatt som uttalt kjerneområde skyldes temperaturforholdene. Særlig energibehovet til frostsikring av sanitærinstallasjonene vil etter all sannsynlighet bli lavere i et kystklima enn det som er tilfellet i et høyfjellsklima.

Figur 2.2 viser en oversikt over populære hytteområder på fjellet i Sør-Norge. I samme kartutsnitt er også Østersund inkludert. Dette er gjort for å gi et bilde av beliggenheten til aktuelle hytteområder i forhold til den valgte simuleringlokasjonen.

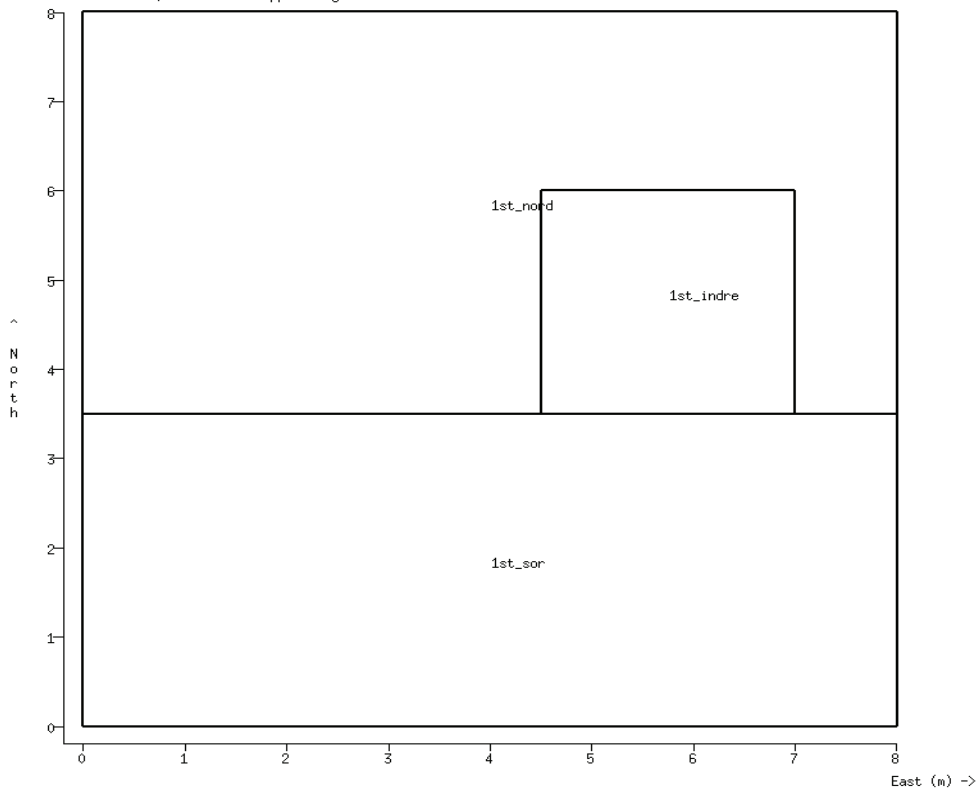


Figur 2.2: Oversikt over populære hytteområder på fjellet i Sør-Norge. Østersund er tatt med fordi beregningene i oppgaven er gjennomført i dette klimaet.

3 Hyttemodellen

3.1 Modell fra prosjektoppgaven

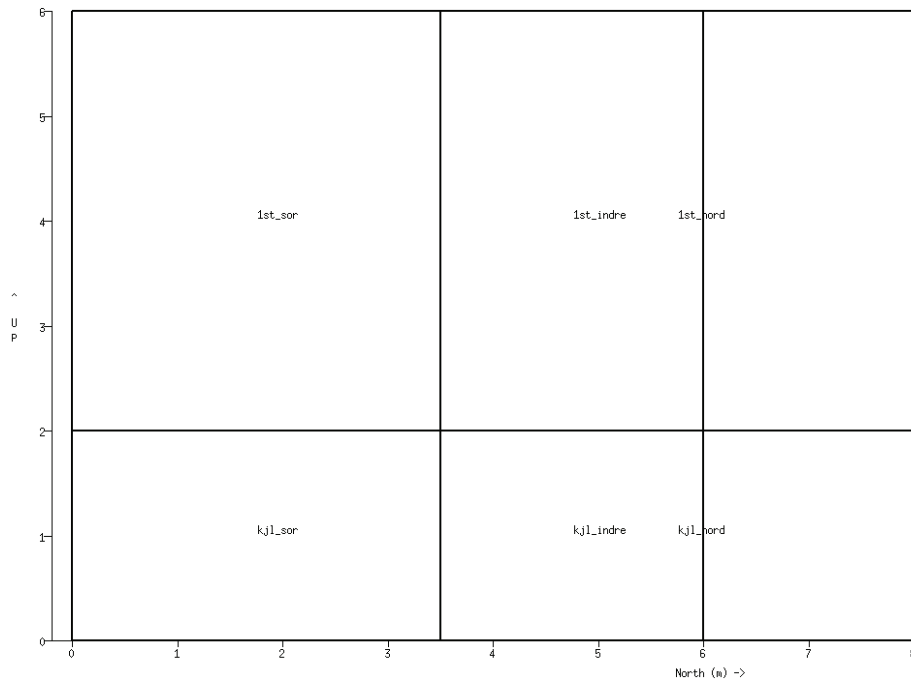
Det er valgt å ta utgangspunkt i den samme modellen som ble benyttet i prosjektoppgaven. Denne består av en fritidsbolig med kvadratisk grunnflate lik 64 m^2 . Videre er den delt i to etasjer, der kjelleren har etasjehøyde $2,0 \text{ m}$, mens tilsvarende høyde for første etasje er $4,0 \text{ m}$. Kjelleren er frikoblet fra grunnen, da varmeveksling mot grunnen ikke skal studeres i dette arbeidet.



Figur 3.1: Planskisse av den modellerte fritidsboligens 1. etasje.

Litt nord-øst i forhold til sentrum av fritidsboligen er det plassert en indre sone. Denne sonen er også kvadratisk, med grunnflate lik $6,25 \text{ m}^2$. Den indre sonen strekker seg over hele fritidsboligens høyde. For å skille den indre sonen fra den ytre er disse separert med isolerte vegger med U-verdi på ca. $0,12 \text{ W/m}^2\text{K}$.

3 Hyttemodellen



Figur 3.2: Tverrsnitt av modell.

Den ytre sonen er igjen delt inn i en sørlig og en nordlig del. Denne inndeling gjelder for begge etasjene. Et vindu dekker 80 % av sørfasaden i første etasje. Øvrige vindu er for enkelthetskyld utelatt. Hensikten med oppdelingen av den ytre sonen er at man på den måten har muligheten til å definere ulike gulvtypers sonene i mellom. For eksempel kan det være fornuftig å ha eksponert termisk masse i gulvet for den sørlige delen av første etasje, mens gulvet i den nordlige delen kan isoleres. I simuleringene som er gjennomført her er det benyttet termisk masse, i form av 0,25 m betong, for hele etasjeskilleren.

Vinduet som benyttes er et vanlig to-lags vindu med luftspalte mellom. Det har en samlet U-verdi på ca. $1,5 \text{ W/m}^2\text{K}$, der også karm/ramme andelen er inkludert. For mest mulig realistiske beregninger skulle man delt vinduet opp i en ren glassdel og en karm/ramme del. På dette viset slipper man å regne med gjennomsnittlige U-verdier, samt at arealet som er transparent ikke blir større enn det faktisk er. Av praktiske årsaker er det i denne omgang likevel valgt å se på hele vinduet som én enhet.

I simuleringene er effekten av kuldebroer neglisjert. Kuldebroer vil i praksis alltid være tilstede. Feilen man gjør ved å se bort ifra deres virkning trenger derimot ikke å være så stor om en tilstreber en kuldebro-fri konstruksjon. For denne modellen kan det nevnes at alle bærende konstruksjoner er tenkt plassert innenfor veggisolasjonen, samt at gulvene i den indre sonen ikke er i direkte kontakt med gulvene i den ytre sonen.

Felles for bygningsdelenes oppbygning er at de kun består av sine respektive hovedbestanddeler. Det vil si at elementer som dampspærre, vindsperre og stendere er utelatt. I samråd med veileder ble det også bestemt å i all hovedsak beholde de samme bygningskonstruksjonene som ble benyttet i Amble sitt arbeid [6]. Dette gjelder også for

det 0,3 m tykke snølaget som ligger som en ekstra varmemotstand på taket. *Tabell 3.1* gir en oversikt over bygningselementenes oppbygning.

Navn på bygningselement	Type material	Tykkelse [mm]	Samlet U-verdi [W/m ² K]
Ytter_vegg	Tre	20	0,188
	Glassull	200	
Inner_vegg	Betong	100	0,117
	Polyuretan	250	
Inner_vegg_i	Polyuretan	250	0,117
	Betong	100	
Tak	Snø	300	0,052
	Tre	160	
	Polyuretan	350	
Gulv	Gulvbord	100	0,128
	EPS	250	
	Betong	250	
Vindu	Glassplate	6	1,458
	Luftspalte	16	
	Glasspalte	6	
Etasjeskiller	Betong	150	3,608
Skille_vegg	Glassplate	6	2,811
	Luftspalte	12	
	Glasspalte	6	
Gulv_indre	Gulvbord	100	0,056
	EPS	500	
	Betong	250	

Tabell 3.1: Oversikt over egendefinerte bygningskonstruksjoner benyttet i simuleringene.

Infiltrasjonstapets innflytelse synliggjøres gjennom et fluidnettverk. Med fluidnettverket beregnes luftskiftene på bakgrunn av ytre trykkfordeling, skorsteinseffekten og oppdriftskrefter. I korte trekk består fluidnettverket av interne og eksterne noder som blir koblet sammen via ulike komponenter. I denne oppgaven er det valgt å kun benytte to slike komponenter. Den ene komponenten er en sprekk som skal representere lekkasjeåpninger i fasaden. Disse er sentrert i alle ytterfasadene til de fire ytre sonene. Den andre komponenten skal illustrere en dør mellom den sørlige og nordlige sonen i de to etasjene. Mens sprekken kun åpner for enveis luftveksling, tillater døra at det strømmer luft begge veier samtidig.

Type komponent	Høyde [m]	Lengde [m]	Antall
Infiltrasjonssprekk	0,001	1	12
Ventilasjonsdør	2	1	2

Tabell 3.2: Oversikt over komponentenes dimensjon og antallet som benyttes i fluidnettverket.

3.2 Noen resultat fra prosjektoppgaven

Et av de viktigste målene i prosjektoppgaven var å studere hvordan energibehovet til frostsikring av sanitærinstallasjonene ble påvirket av å redusere nødvendig oppvarmingsvolum. Framgangsmåten som ble benyttet var å sammenligne energibehovet for å opprettholde 0 °C i hele bygningens volum med det tilsvarende energibehovet for å holde temperaturen over 0 °C i kun de indre sonene.

Resultatet fra beregningene indikerte et årlig energibehov på 605,6 kWh for frostsikring av hele fritidsboligens volum, gitt de samme forutsetningene som er beskrevet under *Kapittel 3.1*. Tilsvarende energibehov med det reduserte oppvarmingsvolumet var 47,2 kWh.

En sammenligning ble også foretatt med energibehovet som var påkrevd uten infiltrasjonstap. Det viste seg at reduksjonen var moderat med de valgte infiltrasjonssprekkene, noe som kan tyde på at infiltrasjonsraten var noe lav i forhold til det som kan forventes for en relativt vindeksponert fritidsbolig med pipeløp. Sammenligningen viste samtidig at økt infiltrasjon førte til større differanse mellom energimengdene som må tilføres ved de to ulike oppvarmingsstrategiene. Ut ifra dette kan det være grunn til å tro at løsningen med en oppvarmet indre kjerne kan resultere i en større energibesparelse enn 558,4 kWh.

De mest sentrale simuleringsresultatene fra prosjektoppgaven er å finne i *Vedlegg A*.

3.3 Videreutvikling av modellen

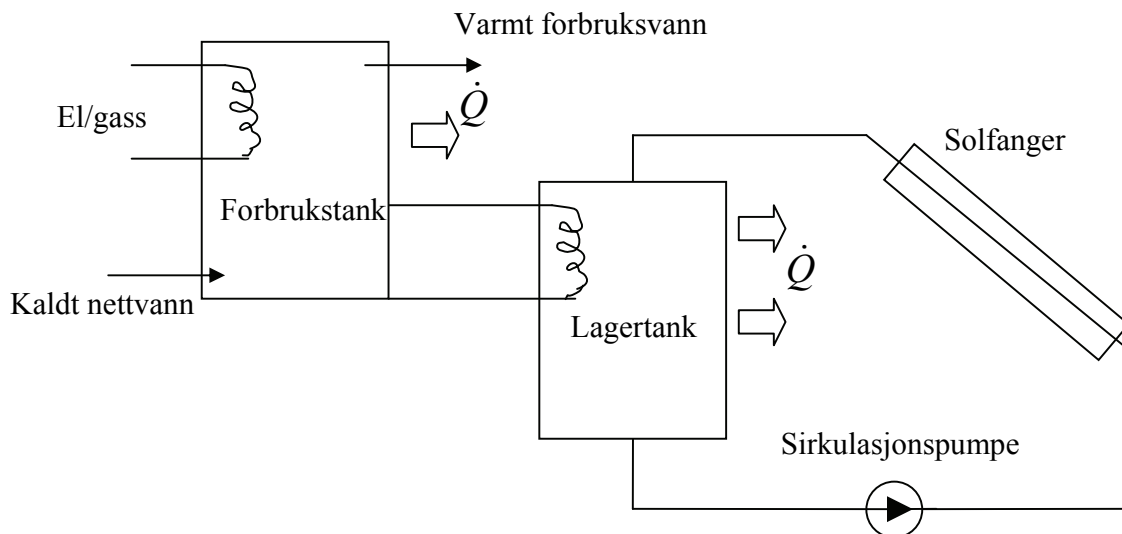
Endringer i selve bygningskroppen er diskutert med veileder. Den mest aktuelle endringen er å lage en trappeåpning i gulvet mellom kjelleren og første etasje. Denne åpningen er tenkt plassert ut mot modellens sørfasade. Kaldraset fra vinduet vil dermed bli ledet ned i den sørlige sonen i kjelleren, der en vedovn kan stå for oppvarmingen av luften. En annen aktuell endring vil være å åpne for avtrekksluker i taket. Siden resultatet fra prosjektoppgaven kan tyde på at infiltrasjonen er noe lav er en forstørring av infiltrasjonsåpningene også et aktuelt alternativ. Da bygningskroppen er blitt stående uforandret i forhold til prosjektoppgaven, skyldes dette i all hovedsak at de ovennevnte endringene enten synes uvesentlig med tanke på oppgavens intensjon, eller mangel på kunnskap om hva som eventuelt skulle være virkelighetsnære verdier (gjelder infiltrasjonen).

3.3.1 Integrering av solvarme

Simuleringene som ble gjennomført i prosjektoppgaven indikerte et behov for å aktivt transportere solvarme inn i fritidsboligens indre kjerne. Ut fra oversikten over antall døgn med minusgrader i de ulike sonene, viste den for både tilfellet med og uten infiltrasjon at de indre sonene ikke kom noe bedre ut enn de ytre. Tvert om viste resultatene at de indre

sonene var blant de sonene med flest frostdøgn. Riktignok var minimumstemperaturen over året høyere for de indre sonene enn de ytre, men grunnet det beskjedne varmebidraget fra sola utover seinvinteren og våren ble altså antall døgn med minusgrader likevel betydelig for de indre sonene.

Flere ulike alternativ er i utgangspunktet aktuelle for å redusere antall frostdøgn i de indre sonene. Løsninger for innerveggen som skiller de indre og ytre sonene, som transparente bygningselement og sesongisolasjon, ble diskutert. Ulempen med vindu inn til den indre kjernen er at dette vil medføre høyere U-verdi og dertil større transmisjonstap gjennom vinteren. Sesongisolasjon ville vært et alternativ for noen, men må generelt sies å resultere i for mye ekstraarbeid for brukeren. Valget falt derfor på å integrere et solvarmeanlegg i hyttemodellen. Tanken er å plassere en stor lagertank med soloppvarmet vann i kjelleretasjens indre sone. Gjennom våren og sommeren vil innholdet i tanken akkumulere varme gjennom at en temperaturstyrt pumpe sirkulerer varmemedium gjennom solfangerkretsen. Varmetapet fra lagertanken skal gå til å holde temperaturen i den indre sonen over frysepunktet. Varmemengden i lagertanken er også tenkt benyttet til forvarming av varmt forbruksvann i bruksperiodene.



Figur 3.3: Skisse av solvarmesystem med lagertank for romoppvarming og forvarming av forbruksvann.

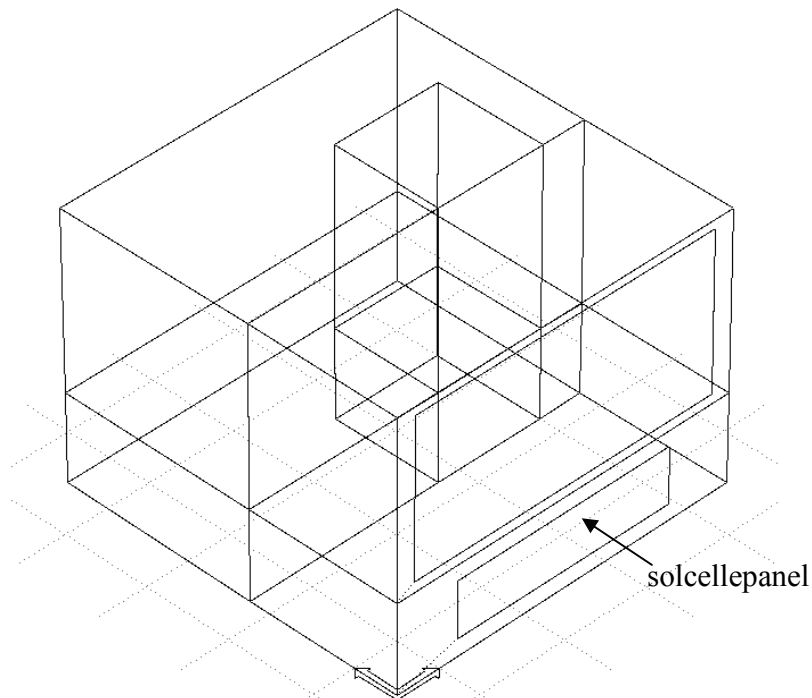
3.3.2 Integrering av solcellepanel

Et av målene i oppgaven er å utvikle et konsept for en fritidsbolig som har intet eller svært lavt behov for levert energi i ubebodde perioder. Siden de aktuelle systemutformingene for solvarmeanlegg er avhengig av pumpekraft, vil det derfor være naturlig å sørge for at denne elektrisiteten framskaffes ved hjelp av solcellepaneler. Dette vil nærmest være en forutsetning om hytta ikke er koblet til strømmettet, mens det vil kunne åpne for aktiv kraftutveksling med nettet om den er nettilkoblet.

Utstyres fritidsboligen med solcellepaneler vil man også benytte denne energien i bebodde perioder. Det vil derfor være aktuelt å utarbeide et typisk bruksmønster for ei fjellhytte beliggende i Sør-Norge. På denne måten kan el-belastningen sammenlignes med produksjonen fra panelet. For nettilknyttede hytter som bedriver distribuert kraftproduksjon, vil dette gi en indikasjon på hvordan kraftutvekslingen med nettet vil forløpe. Samspillet mellom belastning og produksjon vil samtidig legge føringer for valg av panelstørrelse og batterikapasitet for hytter uten nettilkobling.

Solcellepanelet integreres i sørfasaden til kjelleretasjens sørlige sone. Helningsvinkelen blir derfor 90° , noe som ikke er optimalt på årsbasis. Alternativet for den gjeldende bygningsmodellen ville vært å lagt solpanelet horisontalt på taket. Dette ble sett på som en mindre aktuell løsning grunnet snøtildekning. For nettilkoblede fritidsboliger kan en slik løsning riktignok være aktuell. Dette konseptet vil ikke være avhengig av elektrisitet fra solcellepanelet gjennom vinteren. Da vil det heller være gunstig å montere store solpanel på taket som kan snø ned om vinteren, men som om sommeren kan produsere mengder energi som kan leveres tilbake til nettet.

Siden modellen skal brukes til å studere både scenarioer med og uten nettilkobling falt valget på fasademontering framfor takmontering.



Figur 3.4: Solcellepanelet er plassert under vinduet på sørfasaden.

4 Oversikt over ulike alternativ

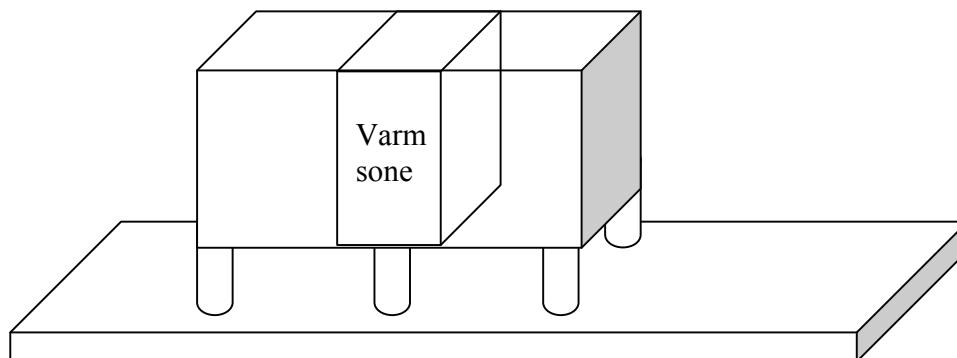
Det er naturlig å gjøre noen inndelinger mellom ulike scenario i arbeidet med å utvikle konsept for fritidsboliger med en isolert frostfri sone som aktivt utnytter solvarme.

4.1 Scenario 1: Fritidsbolig uten grunnkobling og nettilknytning

Det første alternativet som kan skisseres er at hytta settes på påler. Dermed mistes muligheten til å utnytte den termiske lagringskapasiteten som grunnen representerer. Som et alternativt termisk lager kan det da benyttes lagertanker med soloppvarmet vann. I utgangspunktet kan man se for seg en løsning med to tanker. Den ene tanken vil da fungere som en lavtemperaturtank, mens den andre vil være en forbrukstank for varmt tappevann. Lavtemperaturtanken vil typisk ha et betydelig større volum enn forbrukstanken. Vannet i forbrukstanken forvarmes i lagertankens øvre del. Som tilsatsvarme for å oppnå ønsket forbrukstemperatur vil det for dette alternativet være naturlig å benytte propangass.

Plasseres lagertanken i kjelleretasjens indre sone, samt at forbrukstanken plasseres i den indre sonen i første etasje, oppnås den beste utnyttelsen av varmetapet fra de to tankene. Med riktig dimensjonering vil dette varmetilskuddet kunne være tilstrekkelig for å holde temperaturen over frysepunktet for disse sonene.

Uten nettilknytning er hytteeieren avhengig av å stå for egen elektrisitetsproduksjon. Majoriteten av el-bidraget kan komme fra solcellepanel. Dette krever nøye gjennomtanke av hvilke, og hvor mange, elektriske artikler som skal installeres. Her finnes en rekke produkt på markedet som er spesialtilpasset bruk på hytta. Med en viss størrelse på batteribanken er det derfor godt mulig å opprettholde en tilfredsstillende standard også ”off-grid”. Skulle det være behov for høyere effekt i kortere perioder vil et strømaggregat være løsningen.

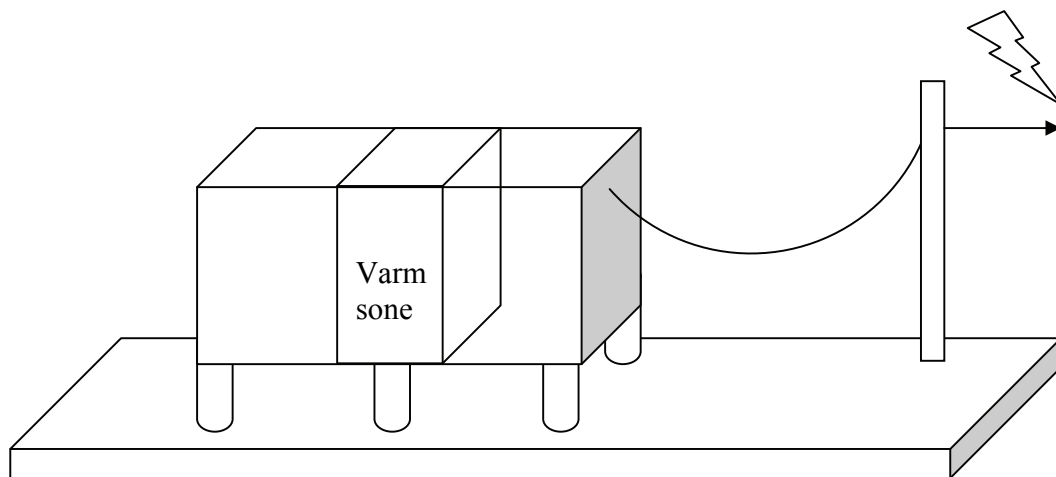


Figur 4.1: Enkel skisse av hytte stående på påler og uten tilknytning til strømnettet.

4.2 Scenario 2: Fritidsbolig uten grunnkobling med nettilknytning

Dersom hytta er tilkoblet el-nettet fører dette til en litt annen prioritering i forhold til valg av oppvarmingskilde. Løsningen med en kraftig reduksjon av volumet som må holdes frostfritt har medført at energibehovet over året til dette formålet er betydelig redusert. Dermed vil det ikke være like viktig om denne energien kommer fra et solvarmeanlegg eller om den hentes fra nettet. Sannsynligvis vil den beste løsningen, økonomisk sett, være å tilføre den nødvendige effekten gjennom eksempelvis elektriske panelovner. Solvarmesystemet vil da kunne levere mer varme til forvarming av varmt forbruksvann. Ettervarmingen vil i dette tilfellet kunne forsynes av en el-kolbe.

En nettilkoblet fritidsbolig vil etter all sannsynlighet utstyres med elektriske innretninger på linje med det som er vanlig å finne i helårsboliger. Selv om scenarioet har den nødvendige kapasiteten, er det likevel fornuftig å tenke gjennom elektrisitetsforbruket. Skal man først gå til investering av et solfangeranlegg, vil man gjerne utnytte potensialet fullt ut. En måte dette kan gjøres på er å benytte vaskemaskin og oppvaskmaskin som ikke bruker elektrisitet til oppvarming av vannet. Her finnes det i prinsippet to ulike framgangsmåter. Den første er ved å la maskinen fylles med soloppvarmet vann direkte, også kalt *hot water-fed* maskiner. Den andre er ved å fylle maskinen med kaldt vann i starten, for deretter å varmeveksle dette med soloppvarmet vann. Det siste alternativet, såkalte *heat-fed* maskiner, viser seg å være betydelig mer energieffektivt enn det første siden mesteparten av energibehovet i moderne maskiner ikke går til oppvarming av selve vannet, men derimot til å varme maskineriet, serviset eller tøyet [7].



Figur 4.2: Enkel skisse av hytte stående på påler og med tilknytning til strømmettet.

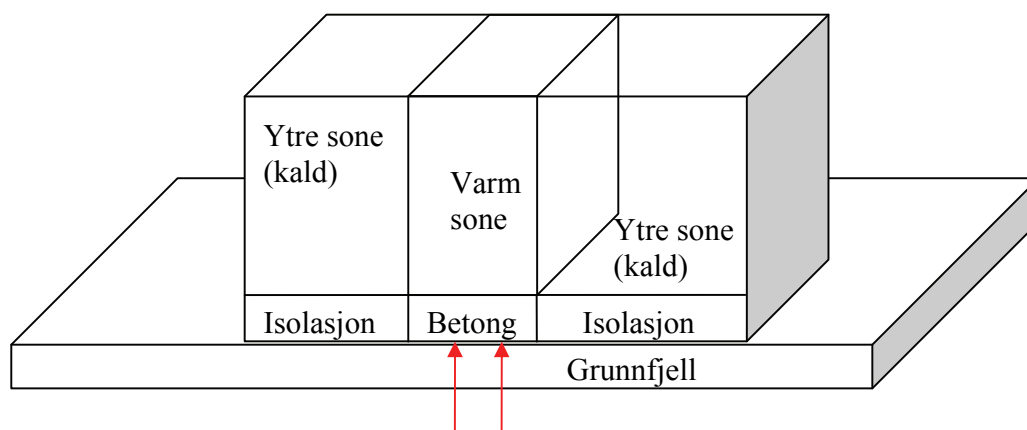
4.3 Scenario 3: Fritidsbolig med grunnkobling uten nettilknytning

Det siste alternativet som skisseres er for en fritidsbolig som er koblet til grunnen. Her vil bakken under hytta kunne tjene samme funksjon som lagertanken i *scenario 1*. Soloppvarmet varmemedium varmeveksles først med forbrukstanken, før det sendes i rørsøyfer som er lagt i grunnen under hytta. På denne måten fører solvarmesystemet til at temperaturnivået i bakken blir høyere enn det som naturlig hadde vært tilfellet. Dersom gulvet i den indre sonen ikke isoleres vil man kunne få et positivt varmebidrag fra grunnen i de kaldeste periodene av året, noe som igjen vil kunne være tilstrekkelig for å holde denne sonen frostfri.

Hvor stort varmebidraget vil komme til å bli er blant annet avhengig av varmekapasiteten og varmeledningsevnen til grunnfjellet. Dersom den rådende bergarten i grunnen er granitt har denne en varmekapasitet på ca. 800 J/kgK. De varmeledende egenskapene til berggrunnen er i hovedsak knyttet til innholdet av mineralet kvarts. Ren kvarts kan ha en varmeledningsevne på over 6 W/mK [8].

Spørsmålet som reiser seg er hvordan mest mulig av varmen skal komme fritidsboligen til nytte. En mulighet her er å "stenge" av et området under den indre kjernen med vertikal isolasjon. Slik reduseres den horisontale varmeledningen som ikke kommer kjernen til nytte. Hvor dypt disse isolasjonsveggene bør gå er et annet spørsmål man må ta stilling til. Typisk temperaturnivå ved dimensjonerende utetemperatur for grunnfjell er 4-8 °C [9]. Dette vil kunne være en veiledende grensebetingelse for temperaturen i for eksempel 10 meters dybde ved en matematisk modellering av grunnkoblingen.

En slik løsning vil innebære betydelige investeringskostnader som etter all sannsynlighet ikke vil kunne la seg forsvare dersom hytta er nettilkoblet. Dermed anses løsningen for kun å være aktuell for avsidesliggende hytter med solcellestøm. Når det kommer til elforbruk vil derfor de samme prinsippene som for *scenario 1* gjelde.



Figur 4.3: Prinsippskisse av bygning med grunnkobling mot grunnen for den indre kjernen.

5 Solenergi

Dagens fokus på global oppvarming, grunnet økt konsentrasjon av klimagasser i atmosfæren, har ført til større oppmerksomhet rundt hvordan vi kan ta i bruk nye fornybare energikilder for å begrense de menneskeskapte utslippene av disse gassene. I denne sammenheng må det å utnytte solenergi sies å være mer aktuelt enn noen gang tidligere. Energipotensialet som ligger i sola er enormt. Hvert år mottar jorda 15 000 ganger mer energi enn menneskene i verden bruker. Til tross for Norges plassering på den nordlige halvkule er tilgangen på solenergi også her formidabel. 1500 ganger mer energi enn det vi benytter stråler årlig inn over landet vårt. At vi på grunn av vår geografiske beliggenhet, ikke skal satse på solenergiteknologi i Norge, er derfor en påstand uten rot i virkeligheten.

Det er i prinsippet tre ulike metoder å utnytte energien fra sola på. Passiv solvarme og aktive solvarmesystemer utnytter den termiske energien i sola, mens solceller omformer solenergien til elektrisitet. Formålet med dette kapitlet er å gi en innføring i de to sistnevnte av disse måtene å anvende solenergi på. Herunder ligger informasjon om de ulike komponentene som inngår i systemene, aktuelle systemutforminger, dimensjoneringsprosedyre og kort om drift og vedlikehold. Mye av det som blir skrevet gjelder generelt, men det er samtidig et mål å få fram spesielle hensyn som bør legges vekt på for at systemene skal fungere optimalt for fritidsboliger beliggende i fjellet i Sør-Norge.

5.1 Solvarmeanlegg

Varmen fra sola kan utnyttes både passivt og aktivt. Med passive løsninger menes solvinduer, solvegger og solrom. I denne omgang vil fokuset kun rettes mot aktive solvarmesystem.

5.1.1 Komponenter i et aktivt solvarmesystem

Solfangeranlegg til oppvarmingsformål består av følgende hoveddeler:

- Solfanger
- Varmelager
- Distribusjonssystem
- Styringsautomatikk

Den prinsipielle virkemåten til et solfangeranlegg er relativt ukomplisert. Et varmemedium transporteres gjennom solfangeren, hvor det ved hjelp av solenergi oppnår en høyere utgangstemperatur enn inngangstemperatur. Det soloppvarmede mediet returnerer deretter til en lagertank hvor varmen igjen avgis. Distribusjonssystemet binder solfangeren og varmelageret sammen. For å drive varmemediet rundt i kretsen nyttes som

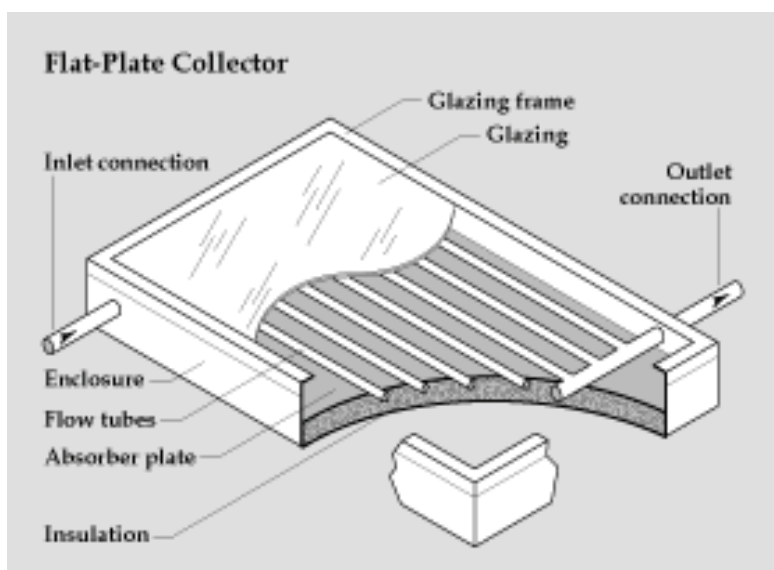
regel ei pumpe. Egnet styringsautomatikk brukes for å avgjøre når varmemediet bør sirkulere for best mulig utnyttelse av den tilgjengelige solenergien.

5.1.1.1 Solfangeren

Den mest sentrale komponenten i et solvarmesystem er solfangeren. Det er i denne at solstrålene blir omdannet til termisk energi. En rekke ulike solfangere finnes tilgjengelig på markedet, deriblant plane solfangere, vakuurrør-solfangere, parabol-solfangere og traufornede solfangere [10]. De ulike solfangerne har varierende styrker og svakheter, og ofte er det klimatiske forhold som er avgjørende for det valget man tar. I Norge er det de plane solfangerne som har hatt størst markedsandel til nå, men de senere åra har også vakuurrør-solfangerne blitt sterkere representert. Det vil derfor være naturlig å behandle disse noe mer inngående.

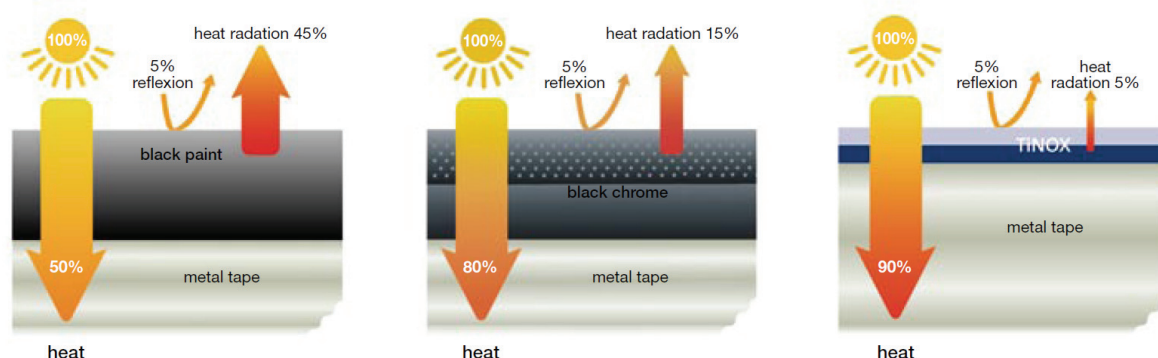
5.1.1.1.1 Plane solfangere

De fleste plane solfangere består av en absorbatør i en flat, rektangulær boks. Solfangeren er isolert i bunn og langs sidene, mens framsiden består av et transparent dekklag, gjerne av glass eller plast.



Figur 5.1: Plan solfanger [11].

Absorbatoren er den sentrale komponenten i enhver solfanger. Det er denne som omformer solstrålingen til varme. Absorbatoren er ofte en tynn metallplate som er farget svart eller har en selektiv overflate. En selektiv overflate er det beste da denne gir fra seg mye mindre infrarød stråling enn en vanlig malt overflate gjør. Slik reduseres varmetapet, noe som gir en mer effektiv solfanger.



Figur 5.2: Absorpsjon og emisjon for ulike overflater [12].

Et gjennomsnittlig dekklag benyttes for beskyttelse mot vær og vind, samt for å dra nytte av drivhuseffekten som da oppstår. Et egnet dekklag bør oppfylle disse kriteriene [13]:

- Høy lystransmittans gjennom hele solfangerens levetid.
- Lav refleksjon.
- Beskytte mot kjøleeffekter som vind og konveksjon.
- Beskytte mot fuktighet.
- Yte tilstrekkelig motstand mot mekaniske belastninger.

Den relativt høye U-verdien til glass eller plast leder til et ikke ubetydelig varmetap gjennom dekklaget. Dette kan reduseres ved å bruke dekklag med lavemitterende belegg eller transparente isolasjonsmaterialer. Hvorvidt dette skal benyttes er et optimaliseringsspørsmål siden tiltakene fører til en reduksjon av solfangerens transmisjonsegenskaper.

For å oppsummere kan følgende sies om fordeler og ulemper ved plane solfangere [13]:

Fordeler:

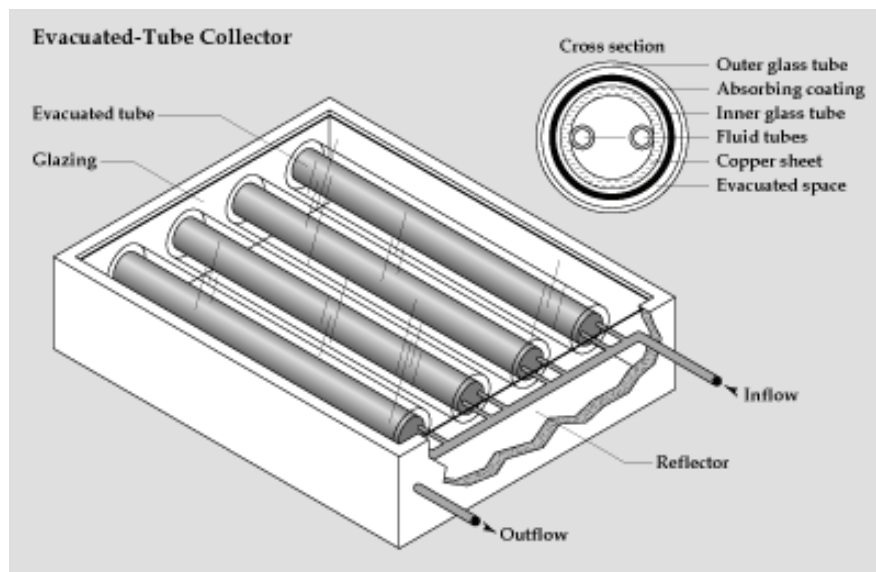
- Billigere i innkjøp enn vakuumsolfangere.
- Flere valgmuligheter med hensyn til montering (på taket, integrert i taket, fasademontering eller frittstående installasjon).
- God pris/ytelse forhold.
- Gode muligheter for gjør-det-selv montering.

Ulemper:

- Ikke like energieffektiv som vakuumsolfangere grunnet høyere U-verdi.
- Støttesystem nødvendig ved montering på flatt tak.
- Uegnet for varmeleveranse til høytemperaturformål.
- Krever mer takplass enn vakuumsolfangere.

5.1.1.1.2 Vakuumrør-solfangere

I motsetning til plane solfangere varierer både oppbyggingen av, og virkemåten til, vakuumrør-solfangere i større grad. Felles for alle er at de består av et antall herda glassrør. Inne i glassrørene finnes et absorbatorklag og rør for transport av det varmebærende mediet. Solfangerens navn kommer av at det under fabrikkasjonsprosessen dannes vakuum inne i rørene. Fraværet av luft gir meget god isolering, noe som tillater høyere temperaturer ved absorbatoren. Strålingstapet kan ikke reduseres ved bruk av vakuum. Dette må derfor holdes lavt med selektive materialet, på samme måte som tilfellet var for plane solfangere.



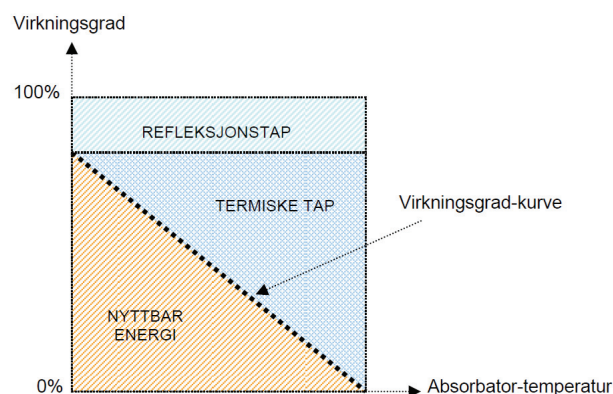
Figur 5.3: Vakuumrør-solfanger [11].

Selv om vakuumrør-solfangere de siste åra er blitt mer populær i Norge, mener enkelte det kan være grunn til å stille spørsmål ved om de er det rette valget for boliger med beliggenhet i snørike områder. Det er to grunner til dette. For det første har denne typen solfangere svært lavt varmetap, noe som gjør at snø som legger seg på overflaten vil kunne bli liggende en stund. For det andre har noen av vakuumrør-solfangerne en ujevn overflate. I disse tilfellene vil snø kunne pakke seg mellom rørene [14]. Dette er momenter som bør vurderes ved valg av solfanger på hytta, men med i vurderingen bør så absolutt også de positive sidene komme [13]:

- Oppnår høy energieffektivitet selv ved store temperaturdifferanser mellom absorbatorklag og omgivelsene.
- Mer effektiv til romoppvarmingsformål enn plane solfangere.
- Kan levere varme til høytemperaturformål.
- Kan enklere fraktes til installasjonsstedet grunnet lav vekt.

5.1.1.1.3 Solfangerens virkningsgrad

Virkningsgraden, η , til en solfanger er definert som forholdet mellom utnyttbar varmeproduksjon og den mengden solinnstråling som treffer solfangeren. *Figur 5.4* gir en framstilling av hvordan virkningsgraden endres med økende absorbatortemperatur.



Figur 5.4: Skjematisk framstilling av virkningsgraden til en solfanger [10].

Figuren indikerer at ca. 20 % av solenergien som treffer solfangeren går tapt gjennom refleksjon fra overflaten. Videre sees at de termiske tapene øker med økende absorbatortemperatur. Virkningsgradskurven framkommer ved å ta utgangspunkt i definisjonen av solfangerens virkningsgrad [10]:

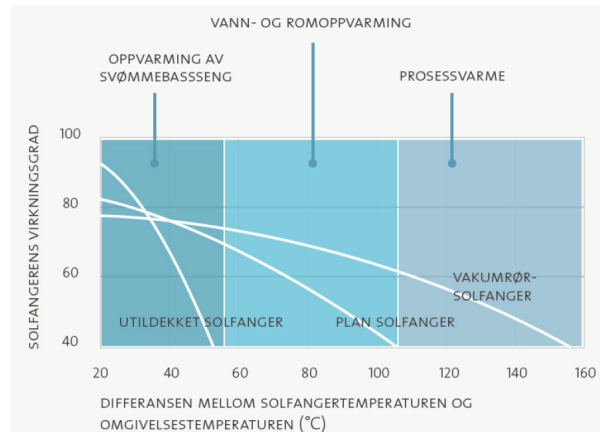
$$\eta = \frac{\dot{Q}_{nyttbar}}{AI_T} = \frac{A(q_{inn} - q_{ut})}{AI_T} = \frac{I_T(\tau\alpha) - U_L(t_{pm} - t_{ute})}{I_T} \quad (5.1)$$

Her er:

- $\dot{Q}_{nyttbar}$ utnyttbar varmeproduksjon fra solfangeren [W]
- A solfangerarealet [m^2]
- I_T solinnstråling mot solfangeren [W/m^2]
- q_{inn} total mengde solinnstråling absorbert per m^2 solfangerareal [W/m^2]
- q_{ut} totalt energitap per m^2 solfangerareal [W/m^2]
- $(\tau\alpha)$ produktet av dekklagets transmittans og absorbatorens absorpsjonsfaktor [-]
- U_L varmetapskoeffisient for solfangeren [W/m^2K]
- $t_{pm} - t_{ute}$ differansen mellom absorbatorens middeltemperatur og utetemperaturen [K]

Utfordringen med å anvende dette uttrykket er at absorbatorens middeltemperatur er vanskelig å beregne eller måle. For å omgå dette brukes derfor absorbatorens inngangstemperatur, t_i , i kombinasjon med en kompleks funksjon av mange forskjellige variable (inneholder blant annet varmeledningsevnen til absorbatoren og utformingen av

varmerørene). Det vil ikke bli gått nærmere inn på denne her. Isteden vises typiske virkningsgradsforløp for utildekte-, plane- og vakuumsolfangere.



Figur 5.5: Typiske virkningsgrads-kurver for tre ulike solfangertyper [10].

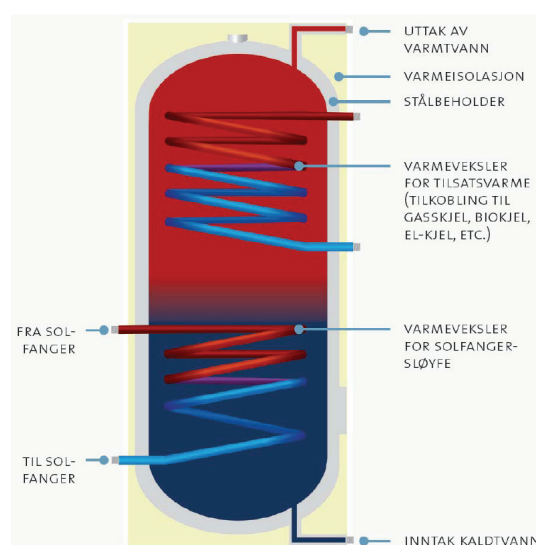
Som vi ser av figuren har utildekkede solfangere de laveste refleksjonstapene, men mangelen på dekklag fører også til betydelig redusert isoleringsevne. Denne typen solfangere egner seg godt under forhold med stor solinnstråling og lav temperaturdifferanse mellom absorbatoren og omgivelsene. Kurven til plane solfangere har brattere helningsvinkel enn vakuumsolfangere. Dette skyldes den høye varmemotstanden som karakteriserer vakuumsolfangere.

5.1.1.2 Varmelager

Behovet for varmen som leveres fra et solvarmeanlegg sammenfaller ikke nødvendigvis med gunstige produksjonsbetingelser for solvarmeanlegget. Eksempler på dette kan være om natta eller i overskyete perioder, men også på solrike sommerdager hvor momentanproduksjonen ofte er langt større enn forbruket av eksempelvis varmt tappevann. For å få en effektiv utnyttelse av solvarmen er det derfor helt essensielt med innretninger som kan lagre varmen fra det tidspunktet den blir produsert til det tidspunktet behovet for varmen melder seg.

Ofte gjøres det et skille mellom to hovedtyper varmtvannstanker for vannbårne varmeanlegg. En dobbeltmantlet tank består av en indre tank for tappevann som er sveiset sammen med en ytre tank som tilkobles et vannbårent varmedistribusjonssystem. Tappevannet forvarmes av den ytre tanken, mens en el-kolbe sørger for nødvendig ettervarming. I en enkeltmantlet tank varmes vannet i tanken ved at vann fra varmesentralen sirkulerer i en eller flere rørvarmevekslere eller i en ekstern varmevekslerkrets. Dette gir en mer effektiv varmeoverføring enn for en dobbeltmantlet tank, men varmetapet blir som regel større. Enkeltmantlet tank er det mest vanlige i tilknytning til solvarme.

En lagertank for solvarme skiller seg ut fra en vanlig varmtvannstank ved at den har en varmeveksler for tilkobling til solvarmesystemet, samt at den er noe større enn en vanlig tank. Et sentralt fenomen for at solvarmesystemet skal fungere optimalt er stratifiseringen som tar plass i varmtvannstanken. Siden densiteten til vann avtar med økende temperatur vil det oppstå en temperatursjiktning i tanken. Det kalde vannet samles i bunn, mens vanntemperaturen øker med økende høyde. For å oppnå best stratifisering anbefales det et forhold mellom høyde og diameter på 2,5:1 [13]. Årsaken til at vi ønsker størst mulig stratifisering er at det sikrer at det kaldeste vannet befinner seg i bunn av tanken. Det er dette vannet som varmeveksles med det inngående vannet i solfangeren, og lavest mulig temperatur på dette vil sikre best mulig solfangereffektivitet. Den øvre del av lagertanken er tilknyttet en varmeveksler for tilsatsvarme.



Figur 5.6: Prinsippskisse for lagertank [10].

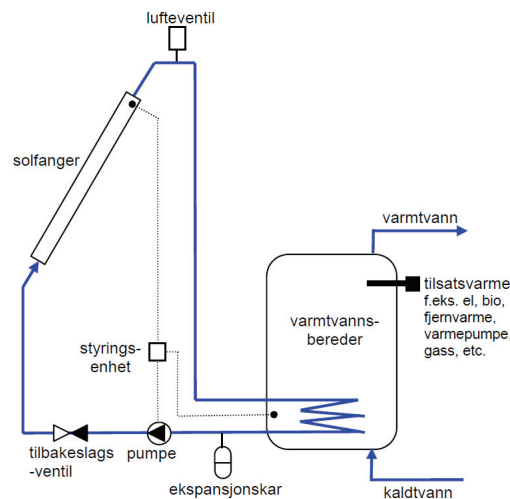
Foruten temperatursjiktning er varmeisolering av lagertanken en sentral parameter. Varmetapet bestemmes av lagertankens U -verdi [$\text{W}/\text{m}^2\text{K}$], overflateareal [m^2] og temperaturdifferansen mellom vannet og omgivelsene [K]. Avhengig av temperaturen i rommet hvor tanken er plassert, bør tanken være isolert med minimum 5-20 cm mineralull eller annet materiale med tilsvarende isolasjonsegenskaper [10].

5.1.1.3 Distribusjonssystem

Varmen som genereres i solfangeren blir fraktet til varmelageret ved hjelp av et distribusjonssystem. Dette består av blant annet følgende elementer:

- Isolerte rør som sammenkobler solfangeren og varmelageret.
- Varmemedium.
- Sirkulasjonspumpe.
- Varmeveksler som overfører varmen fra solfangerkretsen til varmelageret (ved indirekte system).

- Utstyr for fylling, tømning og utlufting.
- Ekspansjonskar, sikkerhetsventiler og tilbakeslagsventil.
- Termometer og manometer.



Figur 5.7: Skjematisk framstilling av et system for oppvarming av varmtvann. De viktigste hovedkomponentene er tegnet inn [10].

Kobberrør eller stålrør blir oftest benyttet i solvarmekretsen. Det er viktig at rørføringene er sammenhengende godt isolert. Områder det ofte blir slurvet med er typisk rundt ventiler og tilkoblingen til varmelageret. I følge europeisk standard EN 12976 skal rør med en ytre diameter opp til 22 mm ha en isolasjonstykkelse på minst 20 ± 2 mm. For rør med ytre diameter mellom 28 og 42 mm skal isolasjonstykkelsen være minst 30 ± 2 mm. Isolasjonsmaterialet skal ha en termisk konduktivitet på $\lambda \leq 0,0035$ W/mK [13].

Vann har mange egenskaper som gjør det velegnet som arbeidsmedium i solvarmekretser. Her kan nevnes:

- Høy varmekapasitet.
- Høy termisk konduktivitet.
- Lav viskositet.
- Ikke brennbart.
- Ikke giftig.
- Billig.

Ulempen med bruk av vann som varmemedium er temperaturvariasjonen som oppstår i solfangerkretsen. Avhengig av geografisk beliggenhet kan den operative temperaturen variere mellom -15 °C og $+350$ °C [13]. Som vi vet fryser vann ved 0 °C og koker ved 100 °C, gitt et trykk på 1 atmosfære. Bruk av vann som varmemedium vil derfor kunne føre til problemer både med hensyn til frost og til fordampning. Dette problemet løses som regel ved å bruke et varmemedium av vann som er iblandet en viss prosentandel glykol. Foruten å senke frysepunktet (og heve kokepunktet), medfører glykoltilsetningen

noen ulemper. En blanding av vann/glykol er mer korrosiv enn rent vann. Dette fører til at en rekke inhibitorer brukes for å beskytte de ulike materialene i solfangerkretsen mot korrosjon. Videre skjer følgende endringer ved tilsetning av glykol [13]:

- Varmekapasiteten reduseres.
- Den termiske ledningsevnen reduseres.
- Viskositeten øker.

Selv om noen solfangeranlegg er designet uten behov for ekstern sirkulasjonskraft er en sirkulasjonspumpe den vanligste måten å transportere varmemediet rundt i solfangerkretsen på. For disse systemene er det viktig å redusere elektrisitetsbehovet til pumpedriften ved ikke å overdimensjonere pumpa. For mindre systemer, typisk til én- og to-familie hus, behøves ikke detaljerte trykktapsberegninger for dimensjonering av pumpa. Grunnen er at de pumpene som er tilgjengelig til dette formålet har flere reguleringstrinn innenfor det aktuelle arbeidsområdet. For større systemer er det derimot påkrevd med trykktapsberegninger for å bestemme nødvendig pumpekapasitet.

For å overføre varmen fra solfangerkretsen til varmelageret nyttes det en varmeveksler. Her kan vi skille mellom to typer: interne og eksterne. Av den interne finnes både rørvarmevekslere som er glatt og de som er designet med finner. Grunnet større varmeveksleroverflate per meter varmeveksler kan typen med finner bygges mer kompakt. En vertikal montering er å foretrekke da dette forsterker stratifiseringseffekten. For å få best mulig varmeovergang skal varmemediets strømningsretning være ovenfra og ned. De eksterne varmevekslerne kommer som isolerte plate- eller rørvarmevekslere. Varmemediet og vannet fra varmelageret strømmer motstrøms gjennom varmeveksleren. Fordeler og ulemper med den eksterne typen er [13]:

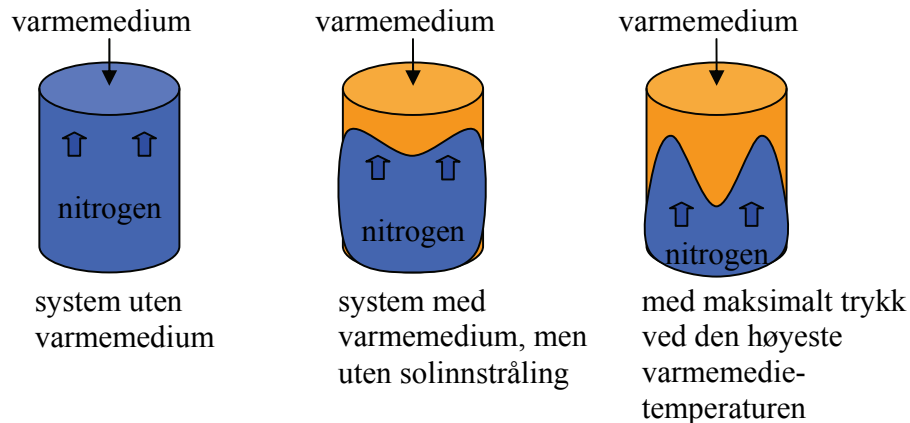
Fordeler:

- Gir bedre varmeovergang enn interne.
- Reduksjonen i ytelse grunnet beleggdannelse er liten.
- Kan forsyne flere varmelager med varme.

Ulemper:

- Er dyrere enn interne varmevekslere.
- Ekstra sirkulasjonspumpe nødvendig mellom lagertanken og varmeveksleren.

Distribusjonssystemet må tåle de trykkvariasjonene det vil utsettes for under drift. Et ekspansjonskar sørger for å ivareta dette hensynet. Ekspansjonskaret er en lukket beholder som inneholder nitrogen og varmemedium, adskilt med en fleksibel membran. Hvor mye varmemedium som trenger inn i karet blir bestemt av trykket i solfangerkretsen. Ekspansjonskaret må være dimensjonert slik at det kan håndtere den temperaturrelaterte volumendringen til varmemediet.



Figur 5.8: Ulike arbeidstrinn i et ekspansjonskar. Fritt etter [13].

5.1.1.4 Styringsautomatikk

Styringsautomatikkens funksjon er å sørge for at sirkulasjonspumpa driftes slik at solenergien blir utnyttet mest mulig optimalt. En standard styringsenhet inneholder en enkel elektronisk innretning som slår av og på pumpa i solfangerkretsen, basert på temperaturdifferansen mellom lagertanken og solfangeren. Typiske setpunkt for på/av-kontroll er 5-8 K [10]. Lange rørstrekk mellom solfanger og lagertank krever større temperaturdifferanse.

For hytter uten tilkøpling til el-nettet vil sirkulasjonspumpa være avhengig av en annen elektrisitetskilde. Det mest naturlige er her at pumpa forsynes med strøm fra et solcellepanel. Denne kombinasjonen er meget gunstig siden sol er en nødvendig driftsbetingelse for både solfangeranlegget og solcellepanelet. Løsningen eliminerer også behovet for et styringssystem. Varmemediets sirkulasjonshastighet vil variere med solinnstrålingen, noe som automatisk vil sikre et godt driftsmønster for pumpa [15].

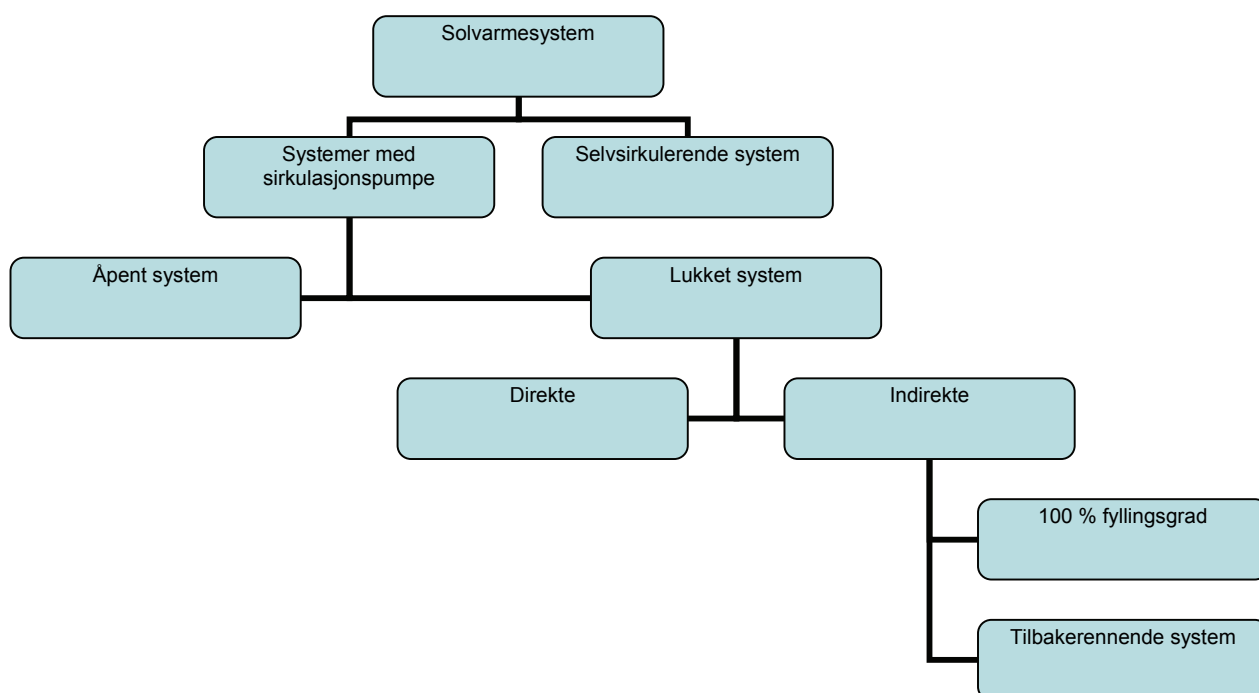
5.1.2 Ulike systemutførelser

Solvarmeanlegg kan kategoriseres ut fra ulike kriterier. Måten varmemediet drives fram i solfangerkretsen er en av disse. Her gjøres skille etter hvorvidt systemet er selvsirkulerende eller ikke. Selvsirkulerende system benytter tetthetsforskjellen til vann ved ulike temperaturer. Denne løsningen er primært vanlig i Sør-Europa, Australia, Isreal og i andre solrike områder. For å få transportert det til enhver tid varmeste vannet til lagertanken, ved hjelp av oppdriftmekanismen, må denne være plassert høyere enn solfangeren. Det samme vannet som går gjennom solfangeren må også lagres i varmelageret. Dette er årsaken til at selvsirkulerende system er uegnet der frost kan forekomme.

For systemer med sirkulasjonspumpe kan det skilles mellom åpne og lukkede systemer. Et åpent system har en beholder festet til det øverste punktet i solfangerkretsen. Denne tar hånd om volumutvidelsen i forbindelse med temperaturforskjellen til varmemediet. Lukkede systemer opererer under et høyere trykk (1,5-10 bar), noe som påvirker de fysiske egenskapene til varmemediet. Sikkerhetsutstyr vil derfor være påkrevd for slike systemer.

Lukkede systemer er videre delt inn i direkte og indirekte systemer. I et indirekte system er solfangerkretsen separert fra varmelageret med en varmeveksler. Dette tillater bruk av et frostsikkert varmemedium i solfangerkretsen. Løsningen benyttes for hyttemodellen i denne oppgaven.

Det siste skillet går på fyllingsgraden til indirekte system. Disse kan enten være utformet slik at hele solfangerkretsen er okkupert av varmemedium, eller det kan ha en fyllingsgrad som gjør at varmemediet renner tilbake, og ut av solfangeren, når sirkulasjonspumpa stopper. Et slikt ”tilbakerennende” system egner seg godt i områder som bare unntaksvis opplever frost [14]. Dette er derfor ikke å anbefale for hytter på fjellet i Sør-Norge.



Figur 5.9: Klassifisering av solvarmeanlegg.

5.1.3 Planlegging og dimensjonering

Ønsker man å inkludere et solvarmesystem i bygget man skal bygge er det viktig at dette blir tatt hensyn til i en tidlig fase av prosjekteringen. På denne måten vil man kunne sikre en best mulig plassering i forhold til annen bebyggelse, terreng og vegetasjon. Også selve

utformingen av solfangeranlegget må tenkes gjennom. Sentrale punkt her er plassering av solfangere, lagertank og rørføringer. Verdt å ha i bakhodet er tilgjengelighet med tanke på installasjon og vedlikehold.

Sentralt i forbindelse med dimensjonering av solvarmeanlegget står kartlegging av varmebehovet. Her må det tas stilling til om hvorvidt solvarmen kun skal nyttes til oppvarming av forbruksvann, eller om systemet også skal integreres i romoppvarmingen. Varmebehovet for oppvarming av forbruksvann vil være avhengig av mengden og temperaturnivået på tappevannet som forventes brukt. Som tommelfingerregel kan man ta utgangspunkt i ca. 50 liter per person per døgn (tilsvarer ca. 3 kWh/person/døgn) [10]. Det er ikke å anbefale å dimensjonere et solvarmesystem med det siktemål at det skal dekke 100 % av varmebehovet for tappevannsoppvarming. Typisk vil kapasiteten til et solvarmeanlegg ligge mellom 40 og 70 % av oppvarmingsbehovet.

I utgangspunktet finnes det fire forskjellige måter å angripe dimensjoneringsoppgaven på [13]:

- Overslagsmessig bestemmelse av størrelsen ved hjelp av forenklete formler og uttrykk.
- Detaljert håndberegning av de ulike komponentene.
- Grafiske bestemmelser ved hjelp av nomogrammer.
- Computer-basert design med simuleringsverktøy.

5.1.3.1 Solfangerareal

Hvilke størrelse man skal velge på solfangeren avhenger av flere ulike faktorer. Følgende antagelser kan legges til grunn ved dimensjonering av solfangerareal i tempererte klima, slik som Sentral- og Nord-Europa [13]:

- Gjennomsnittlig forbruk av varmt tappevann, $V_{vv} = 35\text{-}65$ liter ($45\text{ }^{\circ}\text{C}$) per person per dag.
- Årsgjennomsnittlig dekningsgrad = ca. 60 % (dekker nesten hele oppvarmingsbehovet for forbruksvann i sommermånedene).
- Solfangeren har optimal eller tilnærmet optimal orientering og helningsvinkel.
- Liten eller ingen skygge.
- Målet er å nesten dekke oppvarmingsbehovet i månedene med stor solinnstråling.

Med disse antagelsene vil omtrentlig solfangerareal per person bli [13]:

- Plan solfanger: 1-1,5 m².
- Vakuumsolfanger: 0,7-1 m².

Solfangerarealet kan også bestemmes mer detaljert med utgangspunkt i følgende sammenheng [13]:

$$A = \frac{Q_{tot}(SF)}{E_G \eta_{sys}} \quad (5.2)$$

Her er:

A	nødvendig solfangerareal [m ²]
Q _{tot}	årlig totalt varmebehov [kWh/år]
SF	solfangerens ønskede dekningsgrad (typisk 40-70 %) [-]
E _G	årlig solinnstråling per m ² solfangerareal [kWh/m ² år]
η _{sys}	gjennomsnittlig systemvirkningsgrad (tar hensyn til tap i solfanger, rør og varmelager) [-]

5.1.3.2 Solfangerens orientering og helningsvinkel

En tidligere studie gjennomført i Oslo-klima viser at optimal helningsvinkel er 40-50 ° hvis solfangeren er orientert mot sør [10]. En sørvendt, vertikalstilt solfanger gir ca. 25 % lavere energiutbytte enn for den optimale helningsvinkelen. Videre vil optimal helningsvinkel bli gradvis større jo lengre nord man kommer. Skal solvarmen nyttes til romoppvarming vil en mer vertikalstilt posisjon være gunstig for å utnytte den lave vintersola. Dette vil også kunne være nødvendig for å forhindre at det legger seg snø på solfangerens overflate. Det mest gunstige vil være å ha en trinnløs solfanger som automatisk innstiller seg til optimal posisjon. Som en tilnærming til dette er det fornuftig å velge en solfanger med minimum to forskjellige posisjoner; én med liten helningsvinkel for sommerbruk og én med stor vinkel for vinterbruk.

5.1.3.3 Lagertank og varmevekslere

Som tommelfingerregel beregner man vanligvis et lagervolum på 50-80 liter per m² absorbatorareal. Alternativt gjelder at størrelsen på varmtvannstanken bør være 1-2 ganger det daglige varmtvannsforbruket i liter [10].

For dimensjonering av interne varmevekslere kan følgende antagelser benyttes [13]:

- Rørvarmeveksler med finner: 0,35 m² varmevekslerareal per m² absorbatorareal.
- Glatt rørvarmeveksler: 0,20 m² varmevekslerareal per m² absorbatorareal.

5.1.3.4 Varmemediets massestrøm, rørdiameter og pumpestørrelse

Massestrømmen til varmemediet skal være så stor at solfangeren blir tilstrekkelig avkjølt. Dette vil sikre en lav gjennomsnittlig absorbatortemperatur, som medfører høy virkningsgrad for solfangeren. Samtidig må ikke massestrømmen være så stor at

solfangeren ikke er i stand til å heve temperaturen på det utgående vannet til ønsket nivå. For bestemmelse av nødvendig massestrøm benyttes en enkel energibalanse:

$$\dot{Q}_{nyttbar} = \dot{m} c_p \Delta t \quad (5.3)$$

Her er:

$\dot{Q}_{nyttbar}$ utnyttbar varmeeffekt fra solfangeren [W]
 \dot{m} varmemediets massestrøm [kg/s]
 c_p spesifikk varmekapasitet for varmemediet [J/kgK]
 Δt temperaturdifferanse mellom solfangerens innløp og utløp [K]

Rørdiameteren kan fastlegges med utgangspunkt i varmemediets volumstrøm og hastighet [13]:

$$D = \sqrt{\frac{4 \dot{V}}{\pi v}} \quad (5.4)$$

Her er:

D rørdiameteren [m]
 \dot{V} varmemediets volumstrøm [m³/s]
 v varmemediets tillatte hastighet [m/s]

Hastigheten bør ikke overstige 0,7-1 m/s. En hastighet over dette vil føre til store trykktap, støy og mulig materialtretthet. Ved beregning av rørdiameter kan man ofte komme i den situasjon at diameteren man ønsker ikke er tilgjengelig. Ved slike anledninger skal nærmeste tilgjengelige diameter oppover velges. På denne måten sikres at hastigheten ikke blir for høy.

Som tidligere nevnt er det ikke påkrevd med en detaljert trykktapsberegning for å finne nødvendig pumpekraft for mindre systemer (solfangerareal $\geq 20 \text{ m}^2$ [13]). I dette tilfellet kan tradisjonelle sirkulasjonspumper med 3-4 ulike hastighetsnivå velges. Ved dimensjonering av pumpe i større system tas det utgangspunkt i det totale trykktapet. Dette består av tap i solfangeren, rørsystemet og varmeveksleren [13]:

$$\Delta p_{tot} = \Delta p_{solf} + \Delta p_{rørsyst} + \Delta p_{vv} \quad (5.5)$$

Trykktapet i solfangeren er avhengig av type solfanger, volumstrømmen og måten den er tilknyttet rørsystemet. Fra solfangerprodusentene kan man få oversikt over hvordan trykktapet endrer seg med volumstrømmen for gitte solfangere. Trykktapet i rørsystemet er sammensatt av tapet i rette rørstrekk, $\Delta p_{rør}$, og summen av trykktap i tilhørende rørarmatur, Δp_{arm} , slik som bend, overganger og ventiler. Trykktapet i rørene kan finnes

ved hjelp av nomogrammer. Her må det tas hensyn til rørmaterialet og type varmemedium. Trykktapet i det tilhørende rørmatur kan beregnes ved hjelp av trykktapskoeffisienter, eller forenklet settes lik 1/3 av $\Delta p_{\text{rør}}$. For varmeveksleren kan trykktapet finnes i tilhørende datablad som funksjon av volumstrømmen.

Nødvendig pumpeeffekt beregnes fra følgende sammenheng [16]:

$$P_{el} = \frac{\dot{V} \Delta p}{\eta} = \frac{\dot{V} \sum \xi \frac{\rho}{2} \left(\frac{\dot{V}}{A}\right)^2}{\eta} \quad (5.6)$$

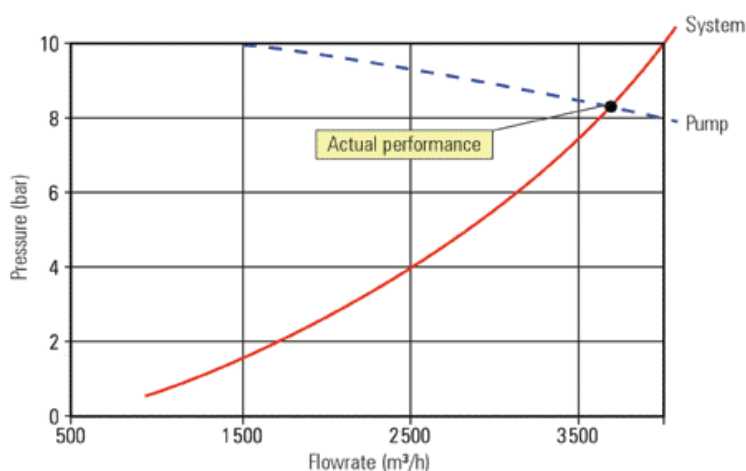
Her er:

- ξ friksjonsfaktor [-]
- ρ varmemediets densitet [kg/m^3]
- A strømningsstverrsnitt [m^2]
- η pumpeeffektivitet [-]

Før ei passende pumpe kan velges må systemets trykktapskarakteristikk bestemmes. Dette gjøres ved å finne en sammenheng mellom trykktapet og volumstrøm etter følgende ligning [13]:

$$\frac{\dot{V}_1^2}{\dot{V}_2^2} = \frac{p_1}{p_2} \quad (5.7)$$

Trykktapskarakteristikken kan deretter tegnes inn i pumpefabrikantens pumpekarakteristikk. Skjæringspunktene mellom systemkarakteristikken og pumpekarakteristikkene for ulike reguleringsnivå gir mulige arbeidspunkt. Arbeidspunktene bør ligge nær midten av linjene for pumpekarakteristikkene, da dette gjør det mulig å endre volumstrømmen ved hjelp av pumpas reguleringspanel.



Figur 5.10: Skisse av system- og pumpekarakteristikk [17]. Arbeidspunktet er markert. Verdien på aksene er ikke representativ for det man finner i typiske solvarmeanlegg.

5.1.4 Drift og vedlikehold

Et solvarmeanlegg krever ikke mye vedlikehold. Likevel vil det være fornuftig med en regelmessig sjekk av følgende punkter [10]:

- Kontroll av trykk, luftinnhold og væsknivå i solfangerkretsen.
- Kontroll av glykolinnhold.
- Utskifting av glykolholdig varmemedium.
- Kontroll og eventuelt rengjøring av smussfilter.
- Kontroll av ventiler, pumpe og gjennomstrømning.
- Kontroll av at dekklaget er helt og at det ikke er tegn til fuktinntrenging.
- Trykkprøving av ekspansjonskar.
- Kontroll av alle deler for lekkasje og rust.
- Tømme/rengjøre lagertank.
- Kontroll av temperaturnivå. Temperaturen på varmtvannet må holdes på minst 60 grader for å unngå Legionella.

5.2 Solceller

Solcelleteknologi bygger på det fysiske fenomenet kalt fotovoltaisk effekt. Den ble første gang observert av den franske fysikeren Edmund Becquerel i 1839. Enkelt forklart kan den fotovoltaiske effekten beskrives som det som skjer når lys, som er en form for energi, treffer en solcelle og overfører så mye energi at det blir frigjort elektroner. En innebygget potensialbarriere i solcellen virker på disse elektronene slik at det blir satt opp en spenning som kan brukes til å lede strøm gjennom en elektrisk leder [18].

5.2.1 Komponenter i et solcellesystem

For å utnytte potensialet som ligger i den fotovoltaiske effekten er man avhengig av å koble flere elementer sammen til et solcellesystem. De viktigste her er:

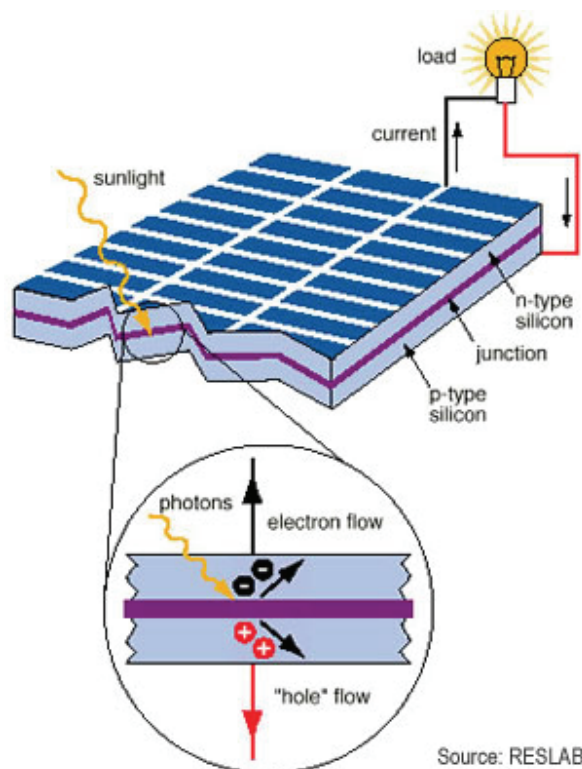
- Solcelle
- Solcellemoduler
- Batteri
- Regulator
- Inverter/omformer

5.2.1.1 Solcelle

En solcelle består av et halvledermateriale, gjerne silisium. Halvledermaterialet går gjennom en prosess kalt doping, der positive og negative stoffer som fosfor og bor tilsettes. Denne prosessen danner to ulike lag kalt n-type og p-type. N-type materialet har

et overskudd av frie elektroner, og har derfor en tilbøyelighet til å gi fra seg elektroner og på den måten få en positiv ladning. P-type materialet har et overskudd av ledige "elektronhull", og vil derfor gjerne motta elektroner slik at en negativ ladning oppstår her. I sammenkoblingen mellom de to lagene dannes det en pn-overgang. Det negativt ladede p-type materialet forhindrer elektroner i å krysse overgangen, mens det positivt ladede n-type materialet nekter "elektronhullene" å krysse. På denne måten blir det satt opp en potensialbarriere over overgangen.

Når en solcelle blir eksponert for sollys frigjøres det elektroner som, på grunn av spenningspotensialet over pn-overgangen, kan strømme gjennom en krets som er koblet til begge sidene av solcellen. Strømmen som produseres av en celle er proporsjonal med antallet lysfotoner som treffer cellen. Av denne grunn øker strømproduksjonen med økende celleareal og lysintensitet. Spenningen er derimot avhengig av type materiale som benyttes. En silisiumcelle produserer ca. 0,5 V uavhengig av celleareal [18].



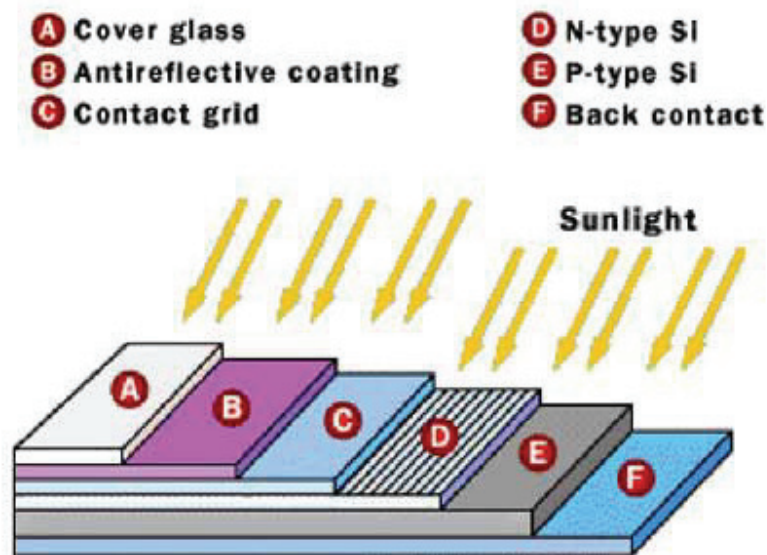
Figur 5.11: Prinsippkisse av solcellens virkemåte [19].

De vanligste typene solceller er monokrystallinske, polykrystallinske og amorfe (ikke-krystallinske) solceller. Polykrystallinsk silisium er billigere enn monokrystallinsk siden produksjonen av denne er enklere. Polykrystallinsk silisium er derfor mye brukt, selv om virkningsgraden er noe dårligere. På grunn av silisiummangelen på verdensbasis har materialkostnaden blitt den begrensende faktoren i å få produksjonskostnaden ned. For å få bukt med dette problemet forsøker solcelleindustrien å redusere tykkelsen på solcellepanelene. Amorfe solceller består av et meget tynt lag ukrySTALLISERT silisium som er plassert på et underlag av for eksempel glass. Denne typen solceller har mye lavere

virkningsgrad enn de to andre, men har den fordelen at det ikke trengs direkte sollys for at elektrisitet skal genereres.

5.2.1.2 Solcellemoduler

En solcellemodul er sammensatt av flere solceller. Størrelsen på solcellemodulene varierer fra fabrikant til fabrikant. Det er sjelden modulene blir større enn 1 m^2 , og en standardisering av modulstørrelsen blir forsøkt gjennomført. Virkningsgraden for de ulike modulene varierer med cellematerialet. Monokrystallinske moduler har en virkningsgrad på 12-16 %, polykrystallinske på 9-12 % og amorfe på 3-8 % [15].



Figur 5.12: Tverrsnitt av en solcellemodul [20].

Som vi ser av figuren over består en solcellemodul av et dekkglass(A) som har som oppgave å beskytte modulen mot vann, vanndamp eller andre gasser som kan føre til korrosive angrep. Videre følger et anti-reflekterende belegg(B) som skal forbedre absorpsjonsegenskapene til modulen. Over selve solcellen(D&E) ligger det et metallgitter(C) som skal være solcellens øvre kontaktpunkt. For å redusere motstandstapene er det viktig at gitteret bare dekker deler av celleoverflaten. Modulens bunnlag(F) er et metallsjikt som i samarbeid med solcellens øvre kontaktpunkt danner forbindelsen med den ytre strømkretsen. Ofte benyttes en ramme av aluminium eller komposittmateriale for å gi modulen den nødvendige mekaniske stabiliteten.

Solcellemodulene kan sammenkobles i serie eller parallell for på den måten å kunne tilfredsstille det kraftbehovet det er ment å dekke. I denne sammenheng er det viktig å understreke viktigheten av at solcellepanelet blir homogent belyst. Det vil nemlig være den solcellen som får lavest solinnstråling som bestemmer hvor mye strøm som skal gå i seriekoblingen. Denne effekten er mindre betydningsfull for amorfe solcellepanel der yteevnen kun reduseres proporsjonalt med det arealet som er skyggebelagt.

5.2.1.3 Batteri

Solcellen er kun i stand til å konvertere solenergi til elektrisk energi. For å kunne benytte solcelleteknologien til praktiske formål vil det derfor som regel være behov for å lagre elektrisiteten fra tidspunktet for produksjon til tidspunktet for bruk. Denne oppgaven blir tatt hånd om av solcellebatteri. Batterikapasiteten avgjør hvor lenge solcelleanlegget klarer seg uten tilgang på sol.

Det som kjennetegner batteribanken i et solcelleanlegg er at batteriene skal tåle dyputladninger og generelt være vedlikeholdsfrie. En rekke ulike batterityper er tilgjengelig på markedet. Tradisjonelt har blysyre batteri vært mye benyttet i solcelleanlegg, men i den senere tid har AGM (absorbent glass mat) batteri blitt de mest etterspurte, siden disse har lengre levetid enn de tradisjonelle syrebaserte batteriene [21]. Kort fortalt gjør AGM teknologien at batterisyren absorberes i separatorer produsert av et spesielt glassfiber materiale. Dette, sammen med den tette innkapslingen, gjør at faren for syrelekkasje er eliminert. Dermed er AGM batteriene også tilnærmet vedlikeholdsfrie.



Figur 5.13: To typer solcellebatteri. AGM (v) og syrebasert (h) [21].

Batterifabrikantene tilbyr informasjon om blant annet forventet levetid, batterikapasitet, batterispenning, anbefalt operativt temperaturområde og pris. Størrelsene som går på yteevne er funnet gjennom laboratorieforsøk. Siden de reelle forholdene som møter et solcelleanlegg kan avvike mye fra forholdene i laboratoriet, vil en direkte sammenligning være vanskelig å gjennomføre. Blant annet er det påvist at en temperatur utenfor temperaturintervallet kan redusere forventet levetid med opp til 50 % [18].

5.2.1.4 Regulator

Regulatoren sammenlignes ofte med hyttas sikringsskap. Avhengig av hvor avansert regulatoren er kan den gi informasjon om ladestrøm, batterispenning og forbruksstrøm. Integret i mange regulatorer sitter også ei batterivakt som automatisk kobler fra forbruket ved lav batterispenning. Dette hindrer at batteriet utlades helt, og forlenger dermed batteriets levetid.

5.2.1.5 Inverter/omformer

Et solcellepanel genererer likestrøm (DC). De fleste elektriske apparat, både til hjemmebruk og i arbeidslivet, er derimot beregnet for vekselstrøm (AC). En inverter benyttes derfor for å konvertere likestrøm til vekselstrøm.

Med en omformer er det mulig å benytte strøm fra solcellepanelet til å drive utstyr som krever 230 V. Det er viktig å velge en omformer med en wattstyrke som er tilpasset de apparatene man ønsker å benytte. I tillegg bør det være et naturlig størrelsesforhold mellom forbruk og batterikapasitet, slik at ikke batteribanken blir hurtig utladet som følge av høyt strømforbruk. Strømkrevende apparater som for eksempel støvsuger, mikrobølgeovn, kaffetrakter etc. bør knyttes direkte opp mot et strømaggregat, mens utstyr som kan drives på 12 V batterispenning bør velges der dette er mulig [22]. I mange pakkeløsninger til for eksempel hyttebruk er både inverteringen og omformingen integrert i samme enhet.

5.2.2 Ulike systemutforminger

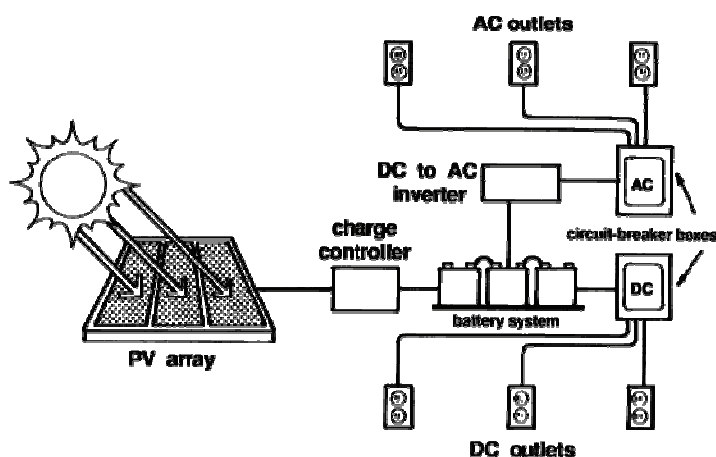
Det er vanlig å klassifisere solcellesystem etter måten elektrisiteten lagres og distribueres [15]:

- Frittstående system.
- Enveis nettilnyttede system.
- Nettilknyttede system.
- ”Direct use” system.

5.2.2.1 Frittstående system

Høy pålitelighet og lave krav til vedlikehold gjør solcelleteknologi velegnet for bruk på avsidesliggende steder. Solcellesystemet må i dette tilfellet konkurrere mot kostnaden i forbindelse med nettilknytning (der dette er mulig), eller mot andre løsninger for å frambringe elektrisitet. Frittstående system er i første rekke å finne i hytter, men det finnes også eksempler på at denne typen løsning benyttes i mer urbane strøk.

Systemet består av et solcellepanel, batteribank og tilkoblingsutstyr for aktuelle elektriske artikler.



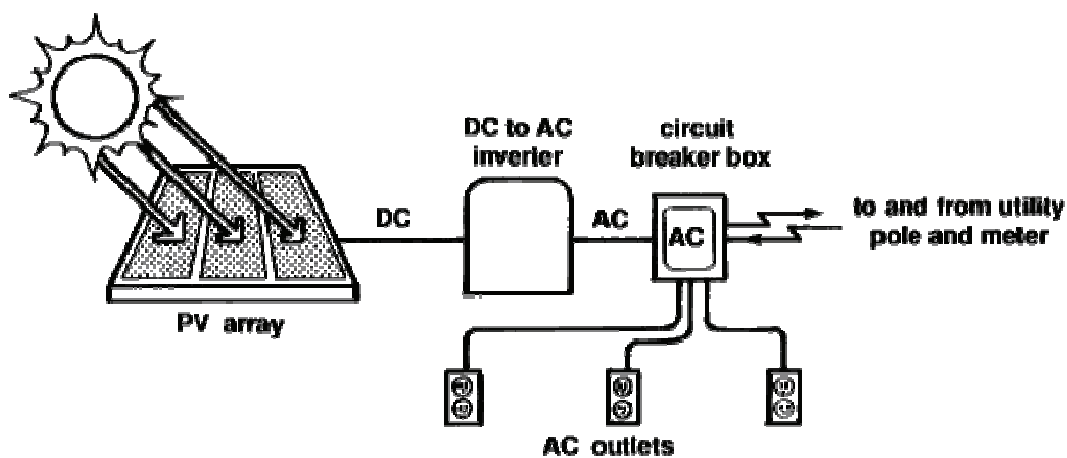
Figur 5.14: Skjematisk skisse over et frittstående solcelleanlegg [23].

5.2.2.2 Enveis nettilknyttede system

Dette systemet brukes i de tilfeller hvor solcelleanlegget kun skal forsyne én spesifikk enhet, gjerne i form av et soldrevet luftkondisjoneringsanlegg. Her åpnes det for at nettstrøm kan leveres til systemet, mens transport den andre veien er umulig.

5.2.2.3 Nettilknyttede system

I nettilknyttede system trengs det ikke noe energilager i form av batteri. I perioder hvor solcelleanlegget produserer mer elektrisitet enn det momentane behovet eksporteres denne overskuddselektrisiteten til nettet. Skulle derimot behovet bli større enn produksjonen går overføringen motsatt vei.



Figur 5.15: Skjematisk skisse over et nettilknyttet solcelleanlegg [23].

Det er i dag ingen klare rammebetingelser for salg av overskuddskraft til kraftnettet. I enkelte land tilbyr noen kraftselskap en høyere pris per kWh levert til nettet, enn prisen de tar per kWh levert fra nettet. Dette for å stimulere til utbygging av flere nettilknyttede solcelleanlegg. I andre tilfeller kan prisforholdet være én-til-én, eller slik at solcellekunden må betale mer for den strømmen han tar ut fra nettet, enn det han får igjen for den som mates inn. For at denne typen system skal få større gjennomslagskraft må det derfor utvikles god teknologi og anerkjente standarder for nettilknytting av solceller.

5.2.2.4 ”Direct use” system

”Direct use” systemer brukes gjerne der det trengs energi til drift av pumper eller vifter med likestrømsmotor, for transport av vann eller luft, i for eksempel solfangersystemer. De har et innebygget reguleringsystem som sørger for energileveranse når soltilgangen er tilstrekkelig, mens pumpa eller vifta blir stående i ro ellers. Batterilager er her ikke nødvendig [15].

5.2.3 Planlegging og dimensjonering

Nøkkelfaktorer som påvirker dimensjoneringen av et solcelleanlegg er elektrisitetsbehov, driftstid, geografisk beliggenhet og eventuelt en sikkerhetsmargin. Videre kan tilgjengelig tak eller fasadeareal være en størrelsesbegrensende faktor. I de fleste sammenhenger er nok likevel økonomi den viktigste begrensningen.

I tillegg til enkle beregningsprosedyrer basert på tommelfingerregler finnes det også et rikt antall elektroniske beregningsverktøy for mer detaljert dimensjonering av de ulike komponentene som inngår i et solcelleanlegg.

5.2.3.1 Kartlegging av elektrisitetsbehovet

Det første skrittet i dimensjoneringsprosessen er å bestemme elektrisitetsbehovet. Dette er viktig av to grunner. For det første vil en overdimensjonering av anlegget føre til unødvendige utgifter, noe som er uheldig for en teknologi som foreløpig sliter med å være økonomisk konkurransedyktig. For det andre vil en underdimensjonering være uheldig i den forstand at brukeren ikke vil få dekt sitt behov.

Kartleggingen av elektrisitetsbehovet bør starte med å se på muligheter for å få dette redusert. Energi til oppvarmingsformål kan med fordel dekkes av vannbåren varme med eksempelvis sol eller ulike former biobrensler som energikilde. Etter å ha eliminert ”unødvendig” elektrisitetsforbruk kommer turen til å vurdere om enkelte av de elektriske artiklene kan byttes ut med mer energieffektive produkt. Selv om dette er forbundet med utgifter vil det i mange tilfeller lønne seg økonomisk framfor å investere i større solcellepanel, batteri og tilkoblingsutstyr.

Det er ikke bare det totale elektrisitetsbehovet som bør kartlegges. Også effektbehovet er det viktig å ta hensyn til under dimensjoneringen. Hvis det maksimale effektbehovet opptrer i en periode uten soltilgang må batteriet ha kapasitet til å dekke hele dette behovet. Det mest gunstige vil i så tilfelle være å ha et effektforløp som er sammenfallende med solinnstrålingen på panelet. Til en viss grad er man som bruker i stand til å påvirke dette. Gjennom et bevisst handlingsmønster kan typiske effekttopper jevnes ut, uten at det nødvendigvis går på bekostning av komforten.

5.2.3.2 Dimensjoneringsprosedyre for frittstående system

Tatt i betraktning den begrensede bufferkapasiteten frittstående anlegg har er det ekstra viktig at dimensjoneringen av disse er nøyaktig. En viss overdimensjonering kan være lurt for å kompensere for lange perioder med overskyet vær. Samtidig vil dette redusere antall dyputladninger av batteriet, noe som forlenger batteriets levetid.

Batteristørrelsen kan estimeres på bakgrunn av følgende formel [18]:

$$B_{kap} = \frac{E_{dag} N_{aut}}{U_{nom} D_{maks}} \quad (5.8)$$

Her er:

B_{kap}	tilgjengelig batterikapasitet [Ah]
E_{dag}	gjennomsnittlig estimert elektrisitetsbehov per dag [Wh/dag]
U_{nom}	nominell spenning [V]
N_{aut}	antall dager batteriet er autonomt [dager]
D_{maks}	maks utladningsdybde [-]

Antall dager batteriet skal være i stand til å dekke el-behovet uten ny oppladning avhenger av breddegrad, årstid og den valgte sikkerhetsmarginen. Foreslått antall dager kan hentes ut fra tabeller. Maks tillatte utladningsdybde avhenger av batteritype og effektbelastning. For typiske blysyre batteri ligger denne faktoren mellom 0,5-0,8 [18].

Batteriets designverdi bestemmes videre av uttrykket [18]:

$$B_{design} = \frac{B_{kap}}{\beta} \quad (5.9)$$

β er her en faktor som forteller hvor stor andel av batterikapasiteten som til enhver tid er tilgjengelig. Faktoren bestemmes grafisk på bakgrunn av en kombinasjon mellom operativ temperatur i den måneden lagring er mest kritisk og utladningstiden.

Neste steg er å finne nødvendig areal på solcellepanelet. Ved dimensjonering tas det utgangspunkt i den måneden med lavest solinnstråling.

$$A_{panel} = \frac{E_{dag} \eta_{sik}}{S_{dag} \eta_{ledn} \eta_{ladn} \eta_{bat} \eta_{pv}} \quad (5.10)$$

Her er:

E_{dag}	gjennomsnittlig estimert energibehov per dag for designmåneden [kWh/dag]
η_{sik}	sikkerhetsfaktor ved dimensjonering av panelareal. Hentes fra tabell med typiske verdier mellom 1,1-2,0 [-]
S_{dag}	gjennomsnittlig energiinnstråling per dag og m^2 for designmåneden [kWh/ m^2 dag]
η_{ledn}	faktor for effektiviteten til ledningsnett (typisk 0,9) [-]
η_{ladn}	effektivitetsfaktor for ladningsvakta (typisk 0,85) [-]
η_{bat}	batterieffektivitet (typisk 0,9) [-]
η_{pv}	solcellepanelets virkningsgrad. Avhengig av solcelletype [-]

For frittstående system bør det også foretas en vurdering om hvorvidt soltilgangen er tilstrekkelig for å dekke el-behovet, eller om det vil være fornuftig med en back-up i form av et aggregat.

5.2.3.3 Dimensjoneringsprosedyre for nettilknyttede system

Nettilknyttede system er ikke like avhengig av dimensjoneringen siden over- og underskuddskraft kan utveksles med nettet. Likevel vil det være en fordel at anleggskapasiteten samsvarer i størst mulig grad med behovet for elektrisitet. Årsaken er at kraftselskapene ofte krever en høyere pris for strømmen som tappes fra nettet, enn det de betaler for strøm levert til nettet. Det økonomisk mest gunstige vil derfor være at størstedelen av solenergien blir brukt direkte av eieren.

For enklest dimensjonering av panelareal kan det tas utgangspunkt i årlig elektrisitetsbehov og årlig solinnstråling.

$$A_{panel} = \frac{E_{tot}}{S_{tot} \eta_{ledn} \eta_{pv}} \quad (5.11)$$

Her er:

E_{tot}	årlig estimert energibehov [kWh/år]
S_{tot}	årlig energiinnstråling [kWh/ m^2 år]

Typisk størrelse for et nettilknyttet system, ment for en familie med et elektrisitetsforbruk på 4-5 MWh/år, varierer mellom 2 og 5 kW. Dette gir en årlig el-produksjon på 1,5-3,8 MWh i Nord-Europa [18].

Dimensjoneringsprosedyren for nettilknyttede system vil kunne endre seg dersom de økonomiske rammebetingelsene for distribuert kraftproduksjon fra solcelleanlegg bedres. I så tilfelle vil det være økonomisk fordelaktig med en så stor egenproduksjon som mulig.

5.2.4 Drift og vedlikehold

Generelt er behovet for vedlikehold av solcelleanlegg svært beskjedent. Dette skyldes fraværet av bevegelige deler og funksjonsstabile komponenter. Selve solcellepanelet er robust med tanke på mekaniske påkjenninger, men for bedre ytelse kan det være lurt å rengjøre overflaten fra tid til annen. Trenden på batterisiden er at flere og flere batterier til solcellebruk blir vedlikeholdsfrie. Om batteriet ikke er vedlikeholdsfritt er dette den mest kritiske komponenten i solcelleanlegget. Aktuelle vedlikeholdsoppdrag vil her være rengjøring av batteriterminalene og etterfylling av destillert vann i battericellene. Vedlikehold av øvrige komponenter som regulator og inverter/omformer skal ikke utføres av en vanlig bruker. Det solide designet til disse komponentene gjør vedlikeholdsbehovet lite, men også vanskelig å gjennomføre hvis problem skulle oppstå. I slike tilfeller bør fagpersonell kontaktes.

6 Tilgjengelige komponenter på solenergimarkedet

Dette kapittelet er ment som en presentasjon av hvilke hovedkomponenter til solvarme- og solcelleanlegg som er tilgjengelig på markedet i dag. Oversikten må ikke sees på som en fullstendig liste, men snarere som en guide til noen typiske produkter som markedet har å tilby.

6.1 Solfangere

I Norge finnes det en rekke leverandører av både plane solfangere og vakuumsolfangere. Solarnor AS i Oslo er et eksempel på en aktør som tilbyr en egenprodusert solfangermodell. Modulen fra Solarnor er en plan solfanger som i første rekke er ment for integrasjon i tak eller fasade, men kan også monteres som ferdige kassetter utenpå eksisterende kledning. Solfangeren består av to kanalplater i forskjellige plastmaterialer, innfestet i aluminiumsprofiler. Den ytterste platen, dekkplaten, er laget av materialet polykarbonat, og er bearbeidet slik at den er stabil under påvirkning av ultrafiolett stråling. Bak denne ligger absorbatoren i materialet Noryl. Absorbatoren har et dobbelt sett av vannførende kanaler [24].

En annen norsk aktør som tilbyr egenproduserte plane solfangere er Norsk Solfangerproduksjon AS, beliggende i Holmestrand. Solfangeren deres har mange av de samme egenskapene som den fra Solarnor, slik som designet for bygningsintegrering og et dekkmaterialet bestående av polykarbonat. Begge disse solfangerne er også selvdrenerende for sikring mot frost og koking. Dette gjør at vann kan nyttes som varmemedium.

Et ytterligere eksempel er Skjølberg Energiteknikk fra Hundvåg ved Stavanger. Disse produserer ikke sine egne solfangere, men er leverandører av både plane solfangere og vakuumsolfangere. Deres utvalg av plane solfangere er hentet fra det verdensomspennende firmaet Schüco, som tilbyr produkter innenfor områder som vinduer, dører, vinterhager og solenergi. Vakuumsolfangerne til Skjølberg Energiteknikk kommer fra Apricus, et globalt selskap som leverer komponenter til solvarmesystem verden over.

Produsent	Modulstørrelse (tykkelse, b ,l) [mm]	Virkningsgrad, η_0	Varmetapskoeffisient, η_1 [W/m ² K]	Varmetapskoeffisient, η_2 [W/m ² K ²]
Solarnor AS	69, 600, 2150-5900 (ulike lengder)	0,77	4,88	0,04
Norsk Solfangerproduksjon AS	70, 600, 2300	0,60	4,15	0,031
SchücoSol K	80,1137,2037	0,799	3,97	0,016

Tabell 6.1: Sammenligning av ulike data for noen utvalgte plane solfangere [24],[25],[26].

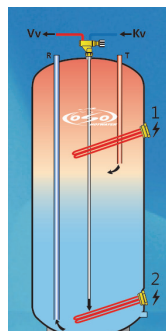
Length (nominal)	1500mm /1800mm
Outer tube diameter	58mm
Inner tube diameter	47mm
Glass thickness	1.6mm
Thermal expansion	$3.3 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}$
Material	Borosilicate Glass 3.3
Absorptive Coating	Graded Al-N/Al
Absorptance	>92% (AM1.5)
Emittance	<8% (80°C)
Vacuum	$P < 5 \times 10^{-3} \text{ Pa}$
Stagnation Temperature	>200°C
Heat Loss	<0.8W/ (m ² °C)
Maximum Strength	0.8MPa

Tabell 6.2: Nøkkeldata for vakuurrør-solfangeren fra Apricus [27].

Til slutt tas det også med et spennende hybridprodukt fra Euronom AB, et svensk foretak som har spesialisert seg innen varmpumper, solfangere og ulike brenselkjeler. Deres produkt, *EXOSOL EU21*, er det første i sitt slag som kombinerer en vakuurrør-solfanger med integrert solcellepanel [28]. På denne måten blir sirkulasjonspumpa i solfangeranlegget forsynt med strøm som produseres av solcellene. Løsningen har den fordelen at ekstern regulering av pumpa er unødvendig, siden varmemediets strømningshastighet automatisk bestemmes av solinnstrålingens intensitet.

6.2 Varmtvannsberedere

To av de store varmtvannsberederprodusentene i Norge er OSO Hotwater og CTC FerroFil AS. OSO Hotwater, med beliggenhet i Drammen, har et rikholdig vareutvalg med produkter rettet mot alt fra hytter til store cruiseskip. *Super Universal Xpress SX* kalles modellen OSO har utviklet spesielt for integrering av alternative energikilder. Varmtvannstanken består av to el-kolber med vendeterminostat og bryter, som kombineres med justerbare tilførselsrør tilpasset varmpumpe, solvarme, gass- eller biokjel. For kombinasjon med varmpumpe eller solvarme er kun øvre el-kolbe i aksjon som ettervarmer. For bio- eller gasskjel brukes ingen av kolbene [29].



Figur 6.1: Prinsippskisse av Super Universal Xpress SX [29].

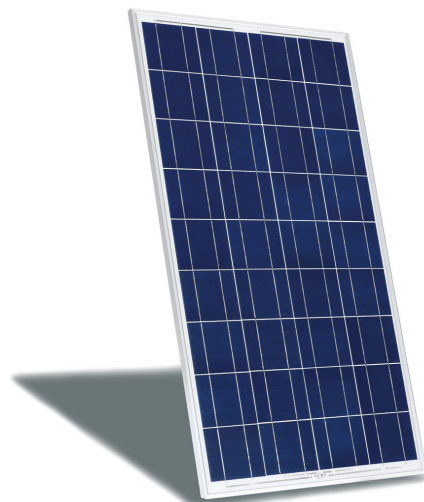
CTC Ferrofil har hovedkontor og fabrikk på Årnes i Akershus. Deres produktserie *Green Innovation* er et helt nytt bereder- og akkumulatorsystem beregnet for kobling til alternative energikilder. Systemet brukes blant annet i Norges første sertifiserte passivhus på Sørumsand. Akkumulatortanken er laget i molybdenstål med isolasjon i polyuretan. Tanken er delt opp i ulike seksjoner for å kunne akkumulere energi fra ulike energikilder [30].

I tillegg tilbyr flere av solfangerleverandørene lagertanker som er tilpasset integrering i sine solvarmesystem. Et eksempel her er Solarnor som med sin varmesentral tilbyr en lagertank som er klargjort for direkte tilkobling til energikilder som sol, gass og pellets.

6.3 Solcellepanel

Som tilfellet var for leverandører og produsenter av solfangere er det også mange tilbydere av solcellepanel i Norge. Den mest kjente er nok REC, grunnlagt i Oslo, men med markedsinteresser over hele verden. Det spesielle med REC er at de er medvirkende i hele verdikjeden som til slutt resulterer i solcellepanelene som er kommersielt tilgjengelig. REC sin *A-serie* består av 6 ulike modeller med en maks effekt fra 205 til 230 W. Modulvirkningsgraden ligger mellom 12,4 og 13,9 % [31].

Nettbutikken www.hyttetorget.no har spesialisert seg på salg av produkter spesielt rettet mot hyttemarkedet. Deres solcellepanel leveres av den svenske solcelleprodusenten Gällivare PhotoVoltaic. GPV er Skandinavias største og Europas tredje største produsent av solcellepanel [32]. Svenskene er også leverandør av solcellepanel til Alternativ Energi AS i Grimstad.



Figur 6.2: Slik ser SWEDMODULE GPV120 fra GPV ut [33].

Ytelsen til solcellepanelene spesifiseres ut fra målinger foretatt under standardiserte testbetingelser (STC – Standard test conditions). Under testen skal solcellepanelet utsettes for en solinnstråling på 1000 W/m^2 , ha en celletemperatur på $25 \text{ }^\circ\text{C}$ og ha en

luftmasse(et stort volum av luft med nesten ensartede egenskaper) på 1,5 rundt seg. Under følger en sammenligning av to tilgjengelige solcellemoduler fra henholdsvis REC og GPV.

Modell	Maks effekt [W]	Spenning ved maks effekt [V]	Ubelastet spenning [V]	Strøm ved maks effekt [A]	Kortslutningsstrøm [A]
REC205A	205	28,1	36,1	7,3	7,9
GPV120	120	17,4	22,1	6,9	7,5

Tabell 6.3: Sammenligning av ulike data for to utvalgte solcellepanel [31],[33].

6.4 Batteri til solcelleanlegg

Gaustad Energiteknikk(GETEK) er lokalisert i Hommelvik og er en totalleverandør av løsninger innen alternativ energi. Deres *SUNTEK*-batteri kombinerer både AGM og Gele-teknologien. Gele-teknologien går ut på at det gjennom tilsatser i batterisyren utvikles en tyktflytende elektrolytt som med tiden stivner. Batteriene er også ventilregulerte, noe som gjør at risikoen for syrelekkasje, selv om kapslingen går i stykker, skal være eliminert. Modellene med kombinert AGM/Gele-teknologi kommer i størrelsene 100 og 200 At beregnet for 12 V. Vekten på disse er 32 og 60 kg [34].

HytteButikken er en landsomfattende kjede som i likhet med hyttetorget har spesialisert seg på produkter rettet mot hyttemarkedet. I tillegg til nettutsalg har de også mange utsalgssteder rundt om i Norge. HytteButikken tilbyr AGM batterier i størrelsene 125,150 og 250 At. Disse har en vekt på henholdsvis 32, 38 og 65 kg [35].

Fortsatt finnes det også tradisjonelle syrefylte batteri som er spesialtilpasset det bruksmønsteret man finner i hytter, campingvogner, båter etc. Hyttetorget tilbyr et slikt batteri av merke *VARTA*, en av verdens ledende innenfor batteriproduksjon. Dette batteriet krever noe vedlikehold i form av væskepåfylling, men skal være laget for å tåle dyputladninger. Kapasiteten på *VARTA*-batteriet fra hyttetorget er på 125 At, med vekt 29,5 kg [21].

7 Modellering av solenergisystem i ESP-r

7.1 Solvarmesystemet

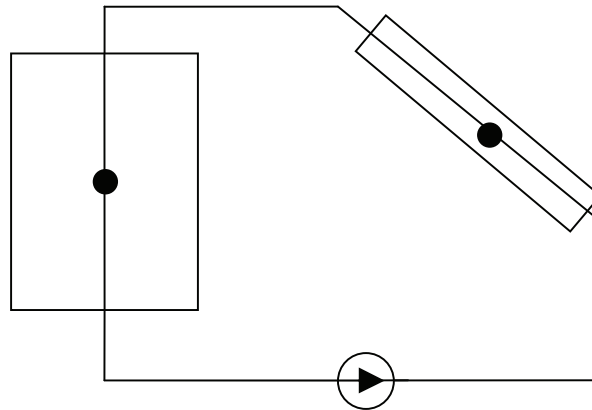
Modellerings- og simuleringsverktøyet som er brukt er *Environmental Systems Performance – research*. ESP-r er utviklet ved *University of Strathclyde* i Glasgow. Programmet er fritt tilgjengelig fra internettadressen: <http://www.esru.strath.ac.uk/>. Også kildekoden er åpen, både for innsyn og videre utvikling, om brukeren måtte ønske det [36].

ESP-r er et integrert modelleringsverktøy for simulering av bygningers termiske, visuelle og akustiske forhold. Programmet gjør deg også i stand til å vurdere energibruk for de ulike klimatekniske installasjonene i bygget, samt emisjonsnivået fra bygningsmaterialer. Systemet er i stand til å modellere varme-, luft-, fukt- og elektriske energistrømmer i en brukerdefinert oppløsning. ESP-r er utviklet for Unix/Linux. Programmet er også tilpasset Windows, men brukervennligheten er foreløpig dårligere under dette operativsystemet [37].

Gjennom nettverksmenyen *plant and systems* gir ESP-r brukeren muligheten til å modellere mekaniske ventilasjonssystem, vannbårne oppvarmingssystem, varmesystem basert på elektrisk oppvarming, samt generelle HVAC system. Kort fortalt modelleres det ønskede solvarmesystemet ved å plukke ut komponentene som inngår i systemet, for deretter å definere forbindelsene mellom dem. Det er også mulig å spesifisere grensebetingelsene for de ulike komponentene under menyvalget *containment*, samt å angi hvorvidt noen av komponentene i systemet trenger tilførsel av elektrisitet under *electrical data*. Ytterligere to menyvalg er tilgjengelig under *plant and systems*. Disse er *link to fluid flow network* og *link plant to zones*. Ingen av disse er benyttet her.

7.1.1 Systemløsning

I utgangspunktet er ideen at lagertanken skal benyttes til både å gi et varmebidrag til de indre sonene, i tillegg til også å fungere som forvarmer av forbruksvann. Systemet som er modellert i ESP-r har ikke integrert varmeveksling med forbruksvann. Bakgrunnen for dette er et ønske om å gjøre modellen så enkel som mulig. Forbruket av varmt tappevann vil dessuten være størst fra påske og utover, da bidraget fra sola begynner å gjøre seg gjeldene igjen. Det er derfor grunn til å tro at varmemengden som er lagret i tanken vinterstid, ikke vil bli påvirket i alt for stor grad av varmeveksling med forbruksvann i brukssesongen. Dette vil bli diskutert noe nærmere i *Kapittel 11.1.4*.



Figur 7.1: Systemskisse av solvarmemodellen.

Som figuren viser består modellen av de tre komponentene solfanger, lagertank og pumpe. Rørføringene som fungerer som forbindelse mellom de ulike komponentene er ikke representert fysisk i modellen. Dette medfører at varmetapet fra rørene blir neglisjert.

7.1.2 Komponenter som inngår i modellen

Komponentutvalget under *plant and systems* består av en rekke forskjellige enheter. Disse er delt inn i følgende fire underkategorier:

- Air conditioning
- Wet central heating
- Primitive part
- Solar and others

Solfangeren og lagertanken er hentet fra undergruppen *solar and others*. Betegnelsen på disse er henholdsvis *simplified flat plate solar collector* og *1-node tank for charging by residential fuel cell*. Pumpa ble plukket fra *wet central heating*, med tilhørende betegnelse *variable speed domestic WCH pump*.

7.1.2.1 Simplified flat plate solar collector

ESP-r tilbyr flere ulike typer solfangermodeller under nettverksmenyen *plant and systems*. Problemet med flere av disse modellene er at de krever en rekke inputverdier som brukeren ikke uten videre er i stand til å spesifisere. På bakgrunn av dette er det derfor blitt utarbeidet en forenklet solfangermodell for en plan solfanger [38], med det mål for øye å redusere antall inputverdier uten at det skal gå på akkord med beregningsnøyaktigheten.

Den forenklete solfangermodellen er modellert som en én-node komponent. Noden representerer utløpstemperaturen fra solfangeren. Videre kan solfangerens virkningsgrad uttrykkes som en funksjon av utløpstemperaturen:

$$\eta = \eta_{0,out} - \eta_{1,out} \frac{(\theta_{out} - \theta_e)}{G} \quad (7.1)$$

Her er:

$\eta_{0,out}$	startvirkningsgrad basert på utløpstemperatur. Karakteristisk for type solfanger [-]
$\eta_{1,out}$	varmetapskoeffisient basert på utløpstemperatur. Karakteristisk for type solfanger [W/m ² K]
θ_{out}	solfangerens utløpstemperatur [K]
θ_e	omgivelsestemperatur [K]
G	solinnstråling per m ² solfanger [W/m ²]

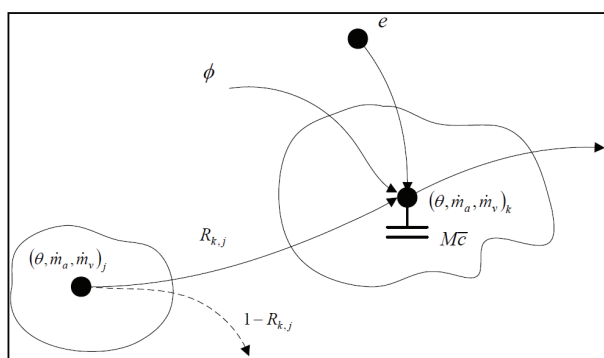
Samtidig kan det settes opp en energibalanse for solfangeren:

$$M\bar{c} \frac{\partial \theta_{out}}{\partial t} = -\dot{m}C_p (\theta_{out} - \theta_{in}) + \eta AG \quad (7.2)$$

Her er:

M	massen til solfangeren med varmemedium [kg]
\bar{c}	massevektet gjennomsnittlig varmekapasitet for solfanger med innhold [J/kgK]
\dot{m}	varmemediets massestrøm gjennom solfangeren [kg/s]
C_p	varmemediets spesifikke varmekapasitet [J/kgK]
θ_{inn}	solfangerens innløpstemperatur [K]
A	kollektoroverflate [m ²]

Energi balansen er ikke helt korrekt siden det er benyttet utløpstemperatur istedenfor gjennomsnittstemperatur på ligningens venstre side. Dette gjør likevel ikke noe da situasjonen uansett sees på som kvasi steady-state i modellen (venstre side settes lik 0). For en mer utførlig forklaring på hvorfor henvises det til [38].



Figur 7.2: Solfangeren representert som en én-node komponent i ESP-r [38].

Settes *Ligning 7.1* inn i *Ligning 7.2*, samtidig som indeksen *out* og *in* gjenkjennes som henholdsvis *k* og *j* fra *Figur 7.2*, kan ligningen omskrives som:

$$0 = -\dot{m}C_p (\theta_k - \theta_j) + \eta_{0,out} AG - \eta_{1,out} A(\theta_k - \theta_e) \quad (7.3)$$

Denne ligningen er klar for å programmeres i ESP-r. Problemet er at koeffisientene η_0 og η_1 ikke oppgis på bakgrunn av solfangerens utløpstemperatur av solfangerleverandørene. I Nord-Amerika er vanlig praksis å bruke innløpstemperaturen, mens det i Europa er vanlig å ta utgangspunkt i en gjennomsnittlig solfangertemperatur. Videre må det også tas hensyn til at virkningsgradsforløpet ikke er helt lineært, men snarere en andregradsfunksjon:

$$\eta = \eta_0 - \eta_1 \frac{\Delta\theta}{G} - \eta_2 \frac{\Delta\theta^2}{G} \quad (7.4)$$

Her er:

- $\Delta\theta$ $\theta_{avg} - \theta_e$, etter europeisk praksis. $\theta_{avg} = (\theta_{in} - \theta_{out})/2$ [K]
- η_2 varmetapskoeffisient basert på gjennomsnittstemperatur. Karakteristisk for type solfanger [W/m^2K^2]

For å ta hensyn til disse to forholdene konverterer modellen ligninger med form som *Ligning 7.4* til ligninger med form som *Ligning 7.1*. For detaljene i dette, samt korreksjon for varmemediets varierende massestrøm og effekten ulike innstrålingsvinkler har på varmeproduksjonen, henvises det til [38].

7.1.2.2 1-node tank for charging by residential fuel cell

En passende modell for akkumulatortanken er det som var vanskeligste å finne. Mange av modellene har flere inn- og utløp, noe som ikke er ønskelig for den aktuelle systemløsningen. Valget måtte derfor falle på en tank med mulighet for tilsatsvarme fra en brenselcelle. Dette bør likevel ikke ha noe å si for varmeakkumuleringen, i og med at brenselcellens effekt er en inputverdi som ble nullstilt.

At lagertanken kun er modellert med én node betyr at temperatursjiktningen i tanken ikke vil bli tatt hensyn til. Dette er uheldig med tanke på at stratifiseringseffekten er særdeles gunstig for å oppnå lavest mulig temperatur på varmemediet ut til solfangeren. Ulik temperatur i tanken er også fordelaktig for forbruksvannet som da kan varmeveksles med varmemediet i den øvre delen av lagertanken. Da denne varmevekslingen likevel ikke simuleres, samtidig som temperatursjiktningen gjennom vinteren uansett vil jevne seg ut, trenger ikke modellen med én node å gi et galt bilde av en reell situasjon.

De mest interessante parameterne for lagertanken er størrelsen og isolasjonsegenskapene. Disse tas inn i modellen i form av vekt og tankens UA-verdi. Denne løsningen gjør at det er umulig for brukeren å definere hvilken geometrisk form den har. På en annen side har geometrien ingen betydning så lenge stratifiseringseffekten likevel ikke gjør seg gjeldende, samt at overflatearealet er betydningsløst da varmetapet representeres med lagertankens UA-verdi.

7.1.2.3 Variabel speed domestic WCH pump

Pumpa i solvarmesystemet styres ut ifra en målt temperaturdifferanse mellom temperaturen i solfangernoden og temperaturen i lagertanknoden. Det eneste kravet som ble stilt til pumpa var derfor at denne måtte kunne reguleres.

7.1.3 Forbindelser mellom komponentene

De ulike komponentene som inngår i solvarmemodellen er satt sammen til en fungerende enhet under menyvalget *connections*. Forbindelsene opprettes ved først å angi mottakerkomponent og node. Deretter spesifiseres forbindelsestypen, som kan være én av følgende fem varianter:

1. *Identical temperature + humidity ratio.*
2. *From known temperature.*
3. *From another component.*
4. *From a building zone air.*
5. *From ambient air.*

Videre defineres avsenderkomponent og node, før massefraksjonen av det strømmende fluidet som følger den aktuelle forbindelsen legges inn avslutningsvis. Forbindelsene som danner systemløsningen som er vist i *Figur 7.1* er vist i tabellen under.

Mottaker komponent	Mottaker noder	Forbindelses-type	Avsender komponent	Avsender noder	Masse fraksjon	Temperatur
Solfanger	1	3	Pumpe_solf	1	1	-
Soltank	1	3	Solfanger	1	1	-
Pumpe_solf	1	3	Soltank	1	1	-
Soltank	1	2	Pumpe_solf	1	0	20

Tabell 7.1: Oversikt over forbindelsene mellom de ulike komponentene.

7.1.4 Komponentenes grensebetingelser

Som tidligere nevnt kan systemet som modelleres knyttes til den bygningsmodellen man ønsker under menyvalget *containments*. Hver komponent som modellen består av kan på

denne måten plasseres i de omgivelsene som er ønskelig. Følgende fire alternativ er tilgjengelig:

1. Ambient air temperature.
2. A plant component temperature.
3. Fixed temperature.
4. Zone (air/surface/const) temperature.

Solfangerens grensebetingelse defineres som uteluft. Videre kobles soltanken til luftnoden i sonen *kjl_indre*. Sirkulasjonspumpa antas i denne omgang adiabatisk.

7.1.5 Regulering

For å få en best mulig utnyttelse av solvarmeanlegget er det viktig at varmemediet kun sirkulerer så lenge temperaturen i solfangeren er høy nok. Det vanligste reguleringsprinsippet for solvarmeanlegg er en kontrollalgoritme basert på en målt temperaturdifferanse mellom solfanger og lagertank. At modellene av solfangeren og lagertanken kun har én node hver skaper ikke problemer med hensyn til reguleringen. Det er fordi temperaturdifferansen gjerne regnes ut på bakgrunn av temperaturmålinger i utløpet av solfangeren og i høyde med varmemediets innløp i lagertanken. Noden i solfangermodellen er plassert ved utløpet, samtidig som noden i lagertanken er plassert midt i tanken, noe som bør være i nærheten av varmemediets innløp.

Reguleringen av solvarmesystemet defineres gjennom kontrollmenyen *plant and systems*. Her er det mulig å bestemme hvilke dager og tidsperioder de ulike kontroll-”loopene” skal aktiveres. Når dette er gjort er turen kommet for å bestemme hvor sensoren(e) er plassert og hva de skal registrere. Deretter må pådragsorganet identifiseres, før det til slutt er duket for å bestemme reguleringsmetode og setpunkt-verdier.

```
-----  
a sensor details  
b actuator details  
c period of validity  
d period data  
-----  
  
? help  
- exit this menu
```

Figur 7.3: Tilgjengelige menyvalg i ESP-r for hver kontroll-loop.

7.2 Solcelleanlegget

Til forskjell fra for eksempel solfangere modelleres solcellepaneler fysisk i ESP-r. Det vil si at panelene må integreres i ei flate som er definert i modellen. Denne flata må bygges opp av en konstruksjon som har termofysiske og optiske egenskaper på linje med typiske solcellepaneler. Neste steg er å plassere selve solcellene i panelet. Dette gjøres gjennom menyvalget *building-integrated-renewables*, som finnes under *composition*-menyen. Overstående framgangsmåte er tilstrekkelig om man ønsker å utelukkende studere det potensielle energiutbytte fra solcellepanelet. Er hensikten derimot å koble panelet opp mot elektriske artikler, strømmettet osv. gjøres dette ved å opprette et elektrisk nettverk. Framgangsmåten for dette vil det ikke bli gått inn i detalj på her, men kun presentert en generell oversikt over.

7.2.1 Solpanelmodellens oppbygning og egenskaper

7.2.1.1 Panelets termofysiske og optiske egenskaper

Utgangspunktet for solpanelmodellens oppbygning er en modifisering av solcellemodulen brukt i modelleksempellet *cellular_offices_pv*, som er en tilgjengelig eksempelfil i ESP-r. Konstruksjonen består av i alt 6 lag, der de 2 innerste er identisk med fasadekonstruksjonen *yttre_vegg*. Årsaken til dette er at panelet er tenkt integrert i kjelleretasjens sørlige fasade. Tabellen under viser en oversikt (fra ytterst til innerst) over flatens oppbygning, som har fått betegnelsen *solpanel*.

Betegnelse	Tykkelse [mm]
Low-iron-glass	3
EVA	3
Low-iron-glass	3
Luft	20
Glassull	200
Tre	20

Tabell 7.2: Oversikt over solpanelets oppbygning.

Modellen er en forenkling i forhold til oppbygningen i *Figur 5.12*. Likevel har den de viktigste egenskapene i form av et topplag som kombinerer beskyttelse mot vær og vind med høy lystransmisjon i det aktuelle bølgelengeområdet. Videre er EVA en forkortelse for etylen-vinyl-acetat. Dette er det mest brukte materialet til å innkapsle solcellene i [39]. De optiske egenskapene til solcellekonstruksjonen er hentet fra modelleksempellet *cellular_offices_pv*. For detaljert informasjon om termofysiske og optiske egenskaper henvises det til *Vedlegg B.8*.

7.2.1.2 Selve solcellens egenskaper

Når panelkonstruksjonen er ferdig definert er turen kommet til å integrere den delen som omgjør solenergien til elektrisk energi, nemlig solcellene. Gjennom *building_integrated_renewables* får man tilgang til en database med følgende spesialkomponenter:

1. Crystalline PV model
2. Amorphus PV model
3. Simple PV model
4. Solar collector backplate
5. User defined

Som utgangspunkt for solcellepanelet som er integrert i bygningsmodellen er det hentet verdier fra et datablad som beskriver ulike moduler fra solpanelleverandøren BP Solar [40]. Disse modulene består av multikrystallinske solceller, innkapslet i EVA-materialet og 3 mm "low-iron-glass". Velges *crystalline PV modell* kommer det opp et utvalg av moduler, der en av dem har betegnelsen *BP380_poly_36cel*. Til denne modellen trengs følgende 12 inputverdier, der de fleste kan hentes fra databladet:

1. V_{oc} ubelastet spenning
2. I_{sc} kortslutningsstrøm
3. V_{mpp} spenning ved maks effekt
4. I_{mpp} strøm ved maks effekt
5. Ref ins 1000 W/m² (STC)
6. Ref temp 298 K (STC)

7. Antall celler i serie
8. Antall celler i parallell
9. Antall moduler i panelet

10. Empirisk konstant for temperaturavhengighet. Vanligvis 10 for krystallinske celler.
11. Driftsforhold vanligvis maks effekt.

12. Skyggehåndtering alternativet avgjør hvordan et delvis skyggedekt panel lades:
prop = ladning proporsjonal med ikke-skyggebelagt areal.
total = ingen ladning hvis deler av panelet er skyggebelagt
diff = ladningen er redusert til det som ville vært tilfellet om panelet kun hadde mottatt diffus stråling.

Det siste som må gjøres er å lokalisere solcellene i panelkonstruksjonen. Dette gjøres ved å velge sonen *kjl_sor* og deretter flaten *solpanel*. Videre må det også bestemmes i hvilket

lag av konstruksjonen solcellene skal plasseres. Siden de er tenkt innkapslet i laget bestående av EVA-materialet, velges dette laget.

7.2.1.3 Oppbygging av elektrisk nettverk

Selv om energiutbytte fra solcellepanelet kan beregnes på bakgrunn av framgangsmåten beskrevet i avsnittet over, er man som regel interessert i å også kunne nyttiggjøre seg av elektrisiteten som produseres. ESP-r åpner for dette gjennom implementering av et elektrisk nettverk. Nodene i dette nettverket representerer elektriske samleskinner som fungerer som forbindelse mellom de ulike komponentene som inngår i nettverket. Gjennom simuleringen beregnes nodenes spenning og fasevinkler, aktive og reaktive effektstrømmer mellom nodene, samt systemets overføringstap [41].

Det elektriske nettverket defineres ved å velge *electrical* i nettverksmenyen. ESP-r presenterer da følgende meny:

```

a Network name: ../nets/solcelleanlegg
b Network description:
  enkelt nettverk som kopler panelet til
-----
c Network type: mixed
-----
Electrical network status
-----
Nom. phase angles : 0, 120, 240.
i Set nominal phase angles
j Base voltages >>      Calculated
Power base value:      1000,0
l Set network power base
-----
No. of nodes ...      ( 5)
d Nodes
No. of connected HVAC/PV/etc ..( 3)
e Connect HVAC/PV/Lights/etc.
No. of power only components ..( 0)
f Power only components
No. of connecting components ..( 4)
g Connecting components
No. of connections ...      ( 4)
h Network connections
-----
> Update network
@ Check network for errors
? Help
- End network definition

```

Figur 7.4: Oversikt over tilgjengelige valgmuligheter i ESP-r's elektriske nettverksmeny.

Som tidligere nevnt vil det ikke bli gått inn i detalj på hvordan et elektrisk nettverk blir bygget opp. Til det har forfatteren for dårlige kunnskaper om elkraftteknikk. Det anses allikevel på sin plass å gi en rask innføring av det viktigste i oppbyggingen av nettverket.

Nodene som spesifiseres fungerer som kontaktpunkt for de ulike komponentene som inngår i nettverket. I denne sammenheng vil det typisk være aktuelt å definere noder for el-nettet, inverter, solcellepanelet og strømforbrukende artikler. Videre må nodene

tilegnes egenskaper som gjør at programmet vet hvilke egenskaper som knytter seg til de ulike noden. Dette gjøres under menyvalget *Connect HVAC/PV/Lights/etc.*

De ulike nodene kobles sammen ved hjelp av ulike kabler og ledninger. Disse må defineres under *Connecting components*. Det siste som gjøres er å åpne *Network connections*, hvor forbindelseslinjene mellom de ulike nodene opprettes.

8 Simuleringer

8.1 Solvarmesystem

Det er en rekke ulike parametre som kunne være interessante å studere i modellen av solvarmesystemet. Valget falt på å se nærmere på hvordan ulik størrelse på lagertanken, samt ulike isoleringsegenskaper, slår ut på temperaturnivået i de indre sonene og i lagertanken. Videre er det også sett på effekten av å benytte rent vann som varmemedium for én av tank-størrelsene. For disse beregningene er det kun varmekapasiteten for innholdet i lagertanken som er endret, mens varmekapasiteten for fluidet som strømmer gjennom solfangeren er uforandret. Til slutt studeres effekten av varierende solfangerareal. Disse beregningene er foretatt for fire ulike lagertank-størrelser med én fast isolasjonstykkelse.

8.1.1 Solfangerens inputverdier

Solfangeren er den komponenten som krever flest inputverdier fra brukeren. Nedenfor er de viktigste egenskapene gjengitt.

Egenskap	Verdi	Benevning
Areal	Varierer (4,8/9,6/14,4)	m ²
Virkningsgrad	0,77	-
Varmetapskoeffisient 1	4,88	W/m ² K
Varmetapskoeffisient 2	0,04	W/m ² K ²
Massestrøm ved test	Varierer (0,038/0,076/0,114)	kg/s
Varmekapasitet varmemedium	3500	J/kgK
Helningsvinkel	70	grader fra horisontalen
Retning	sør	
Prosentandel glykol	50	%
Vekt av solfanger+varmemedium	Varierer (40/80/120)	Kg
Varmekapasitet solfanger+varmemedium	847	J/kgK

Tabell 8.1: Oversikt over noen av de viktigste parameterne i solfangermodellen.

De fire første egenskapene; areal, virkningsgrad og varmetapskoeffisient 1 og 2, i tillegg til vekt av den fylte solfangeren, er hentet fra SOLARNOR's flatplatekollektor [24]. Settes 2, 4 eller 6 av deres standardmoduler med lengde 4 meter sammen til én enhet, blir solfangerarealet henholdsvis 4,8 m², 9,6 m² eller 14,4 m². Vekten med vann som varmemedium er oppgitt til 8 kg/m². Selv om en vann/glykol-blanding vil ha noe høyere densitet, antas ikke dette å spille noen avgjørende rolle. Med et blandingsforhold mellom vann og glykol på 50/50 vil varmemediet ha et frysepunkt på -37 °C. Et blandingsforhold på 60/40 kunne også vært valgt. Frysepunktet ville da vært -25 °C [42]. Varmekapasiteten til blandingen bestående av 50 % glykol varierer med temperaturen slik *Tabell 8.2* indikerer. Valget falt på å sette varmekapasiteten lik 3500 J/kgK.

Temperatur [°C]	Spesifikk varmekapasitet [J/kgK]
-17,8	3266
4,4	3329
26,7	3412
48,9	3483
71,1	3559
93,3	3622

Tabell 8.2: Spesifikk varmekapasitet for vann/glykol i blandingsforholdet 50/50. Utvalgte temperaturer etter *The engineering toolbox* [42].

Det går også an å tenke seg en indirekte systemløsning hvor vann/glykol kun sirkulerer i en lukket solfangersløyfe. Lagertanken kan da inneholde vann som varmeveksles med varmemediet i solfangerkretsen. Fordelen med et slikt system er økt varmekapasitet for lagertanken, samt et mindre behov for frostvæske. Ulempen ligger i ekstra utgifter i forbindelse med varmeveksleren.

Ideelt sett bør en solfanger plasseres slik at overflaten vender mot sør. Det er derfor valgt å sette retningen rett mot sør. Riktignok vil et avvik på 45 ° fra sør (sør/øst eller sør/vest) gi kun cirka 5 % reduksjon i energiutbytte [10]. Videre er helningsvinkelen satt lik 70 %. I følge de spanske byggeforskriftene [43], avhenger den optimale helningsvinkelen av når på året det ”viktigste” varmebehovet opptrer. Det deles der opp i tre ulike scenario:

- Konstant behov over året: helningsvinkel = stedets breddegrad.
- Vinterbehovet har størst prioritet: helningsvinkel = stedets breddegrad + 10 °.
- Sommerbehovet har størst prioritet: helningsvinkel = stedets breddegrad – 10 °.

Østersund, som er lokaliteten for beregningene som gjennomføres, har en breddegrad på cirka 63 °. Skulle rådene over vært fulgt hadde det mest ideelle vært en solfanger hvor helningsvinkelen varieres mellom 73 ° vinterstid og 53 ° sommerstid. En helningsvinkel på 70 ° er valgt for å utnytte solbidragene utover høsten, samt at en såpass bratt vinkel vil gjøre det mindre sannsynlig at snø samler seg på overflaten gjennom vinteren.

Massestrømmen til det sirkulerende varmemediet er avhengig av solfangerarealet. For den minste solfangeren er massestrømmen satt til 0,038 kg/s. Dette er gjort på bakgrunn av *Ligning 5.3*. Følgende antagelser er gjort:

$Q_{\text{nyttbar}} = 1330 \text{ W}$ Utnyttbar varmeeffekt for solfangeren med helningsvinkel 70 ° og virkningsgrad 0,77. $I_{\text{maks},70}$ antatt lik 360 W/m² for Østersund.
 $\Delta t = 10 \text{ K}$. Restriksjon på temperaturforskjellen mellom inn- og utløp av solfangeren [13].
 $c_p = 3500 \text{ J/kgK}$ Spesifikk varmekapasitet for varmemediet.

Tilsvarende beregning er gjort for de to øvrige solfangerarealene. Massestrømmene for disse ble henholdsvis 0,076 kg/s og 0,114 kg/s. En senere kontrollberegning i ESP-r av maksimal innstrålt effekt på en flate med 70 ° helningsvinkel i Østersund, indikerer at

denne er 460 W/m^2 . Ut fra dette er optimal massestrøm gjennom den minste solfangeren $0,049 \text{ kg/s}$, gitt de samme verdiene for solfangerens virkningsgrad, Δt og c_p som over. Det er likevel valgt å holde på de opprinnelige massestrømmene i simuleringene, da det er grunn til å tro at solfangerens virkningsgrad er langt lavere, med den temperaturforskjellen som oppstår mellom solfangeren og omgivelsene, ved maksimal innstrålt effekt.

Den gjennomsnittlige varmekapasiteten til den fylte solfangeren er anslått til 847 J/kgK . Verdien er estimert ut fra den totale vekten og gjennomsnittlige varmekapasiteten som er benyttet i modelleksempelen *system2_water_glycol*, som finnes i ESP-r's *trunk*-katalog.

For en full oversikt over alle inputverdiene henvises det til *Vedlegg C.1*. Dette er verdier som er hentet fra det overnevnte eksempelet.

8.1.2 Pumpas inputverdier

Nedenfor er en oversikt over de innparametrene som er benyttet for pumpa.

Egenskap	Verdi	Benevning
Vekt		5 kg
Varmekapasitet		2250 J/kgK
UA pumpe		0 W/K
Nominell effekt		30 W
Volumstrøm ved nominell effekt	Varierer(0,000038/0,000076/0,000114)	m^3/s
Pumpeeffektivitet		0,07-

Tabell 8.3: Oversikt over parameterne som er brukt i pumpemodellen.

Vekt og varmekapasitet er hentet fra modelleksempelen *system2_water_glycol*. Videre antas det at varmetapet fra pumpa til omgivelsene kan neglisjeres. Nødvendig pumpeeffekt er ikke uten videre enkelt å estimere. En detaljert trykktapsberegning etter *Ligning 5.5* kan ikke legge grunnlag for dimensjoneringen av pumpeeffekt, da noe detaljert systemskisse ikke er utformet. Det velges derfor å ta utgangspunkt i noen tommelfingerregler for trykktap. I solvarmesystemer med solfangerareal under 10 m^2 og en samlet rørlengde på mindre enn 50 m , regnes trykktapet i solfangeren og resterende solfangerkrets å ikke overstige henholdsvis $0,2 \times 10^5 \text{ Pa}$ og $0,3 \times 10^5 \text{ Pa}$. Pumpeeffektiviteten til små pumper ($>100 \text{ W}$) er i størrelsesorden $2-7 \%$ [16].

Legges disse antagelsene til grunn er nødvendig pumpestørrelse etter *Ligning 5.6*:

$$P_{el} = \frac{(3,8 \times 10^{-5}) \times (5 \times 10^4)}{0,07} = \underline{27 \text{ W}}$$

Pumpeeffektiviteten er da satt i øvre sjikt i forhold til det man kan forvente. På en annen side er det grunn til å tro at det reelle trykktapet for solfangeranlegget, med beskjedent

solfangerareal og relativt korte rørstrekk, vil være lavere enn 5×10^4 Pa. En pumpeeffekt på 30 W virker derfor til å kunne gi den nødvendige drivkraften i systemet.

8.1.3 Lagertankens inputverdier

Tre av lagertankens parametre skal endres gjennom parameterstudier. Det er lagertankens størrelse i form av vekt, lagertankens isoleringsevne i form av dens UA-verdi, samt varmekapasiteten.

Egenskap	Verdi	Benevning
Vekt	Varierer (1000/2000/3000/4000/5000/6000)	kg
Varmekapasitet (varmemedium)	Varier (3500/4200)	J/kgK
UA soltank	Varierer (1/2/3/5)	W/K
Effekt brenselcelle (når på)		0W
Effekt brenselcelle (når av)		0W
Integrert fan-coil		Nei
Integrert forbruk av varmt tappevann		Nei

Tabell 8.4: Oversikt over parameterne som er brukt i soltankmodellen.

8.1.4 Setpunkt-verdier for reguleringen

For å få et fornuftig driftsmønster for pumpa er det valgt å regulere denne på bakgrunn av en målt temperaturdifferanse mellom solfangernoden og lagertanknoden.

```

a senses output of a plant component
b senses mix of zone db temp and HRT
  senses an ambient condition...
c  dry bulb temperature
d  sol-air temperature (not for flow)
e  wind speed
f  wind direction
g  diffuse horizontal solar radiation
h  direct normal solar radiation
i  external relative humidity
j  references temporal file item
k  uses value from function generator
-----
n  senses temp in a specific zone
-----
? help
- exit this menu

```

Figur 8.1: Skjermdump fra ESP-r's *plant sensor*-meny.

For hver kontroll-loop som defineres må man spesifisere hva sensoren(e) i loopen skal måle. Siden vi her ønsker å måle temperaturen i komponentnodene faller valget på alternativ *a* i *Figur 8.1*. Videre kommer det oppfølgingsspørsmål om hvorvidt det skal måles en temperaturdifferanse. Til dette svares det ja, og *solfanger* og *soltank* velges som de to komponentene. Neste steg er å definere *pumpe_solf* som pådragsorgan. Dette gjøres under undermenyen *actuator details* i *Figur 7.3*.

Det siste trinnet som må fullføres for å få et fungerende kontrollsystem er å spesifisere detaljer rundt type regulering og setpunktverdier. Undermenyen *period data* (*Figur 7.3*) åpner for dette.

```

a senses dry bulb          actuates flux
b senses dry bulb          actuates flux
c senses enthalpy          actuates flux
d senses enthalpy          actuates flow
e senses 1st ph mass flow  actuates flux
f senses 1st ph mass flow  actuates flow
g senses 2nd ph mass flow  actuates flux
h senses 2nd ph mass flow  actuates flow
i senses adl plant output  actuates flux
j senses adl plant output  actuates flow
k senses RH                actuates flux
l senses RH                actuates flow
m senses dry bulb          actuates variable
n senses enthalpy          actuates variable
o senses 1st ph flow        actuates variable
p senses 2nd ph flow        actuates variable
q senses plant output       actuates variable
r senses RH                actuates variable
s senses dry bulb          actuates mass ratio
t senses enthalpy          actuates mass ratio
u senses 1st ph flow        actuates mass ratio
v senses 2nd ph flow        actuates mass ratio
w senses plant o/p         actuates mass ratio
x senses RH                actuates mass ratio
y senses temp diff         actuates flow
z senses abs temp diff     actuates flow

0 Page --- Part: 1 of 2 ---

? help
- exit this menu

```

a)

```

a Period switch off control
b P,PI,PID for type 0,2,4,6,8,10 controlr
c P,PI,PID for type 1,3,5,7,9,11 controlr
d Proportional action for type 12-17 cntr
e Optimum start for flux/variable control
f Proportional action for type 18-23 cntr
g Null controller
h Duty cycle controller
i On-off controller
j Multi-sensor on-off controller
k CCHP Cogeneration system controller
l Multi-sensor (senses loops)
m PI Room Control
n Outside temperature compensation control

-----

? help
- exit this menu

```

b)

Figur 8.2a og 8.2b: Tilgjengelige valg I ESP-r under a) *controller type*, b) *control law*

Prinsippet bak reguleringen er å la pumpa gå så lenge temperaturen i solfangeren er høy nok til å kunne gi et reelt varmebidrag til lagertanken. Av denne grunn velges alternativ *y* under *Figur 8.2a*. Videre baserer reguleringen seg på PÅ/AV-kontroll av pumpa. Det vil si at massestrømmen gjennom pumpa er uavhengig av temperaturnivået, gitt av pumpa går. Alternativ *i* under *Figur 8.2b* oppfyller dette.

Settpunktverdiene for PÅ/AV-reguleringen er gjengitt i tabellen under.

Reguleringsparameter	Setpunkt	Benevning
Temperaturdifferanse AV	1,0	°C
Temperaturdifferanse PÅ	5,0	°C
Massestrøm AV	0	kg/s
Massestrøm PÅ	Varierer (0,038/0,076/0,114)	kg/s

Tabell 8.5: Settpunktverdier for reguleringsparametre.

Temperaturdifferansen for aktivering er satt i nedre sjikt av hva som ofte er vanlig (5-8 °C). Videre deaktiveres pumpe ved en temperaturdifferanse mellom utløpet av solfangeren og noden i lagertanken på 1 °C. Vanlig reguleringspraksis er ofte 3 °C. I et reelt anlegg av denne typen vil pumpe regulere seg selv etter den naturlige variasjonen i solinnstråling. Temperaturdifferansene er satt noe lavt for å sørge for mest mulig drift av anlegget, i tillegg til manglende kjennskap til ved hvilke temperaturdifferanser pumpe drevet av solstrøm vil koble inn og ut.

8.1.5 Simuleringer

Simuleringene er foretatt over ett år i Østersundklima. For solfangeren på 4,8 m² er størrelsen på lagertanken satt til 1 m³, 2 m³, 3 m³, 4 m³, 5 m³ og 6 m³. For hver tankstørrelse er det gjort fire forsøk med følgende varmemotstand for tanken: 1 W/K, 2 W/K, 3 W/K og 5 W/K.

Det er i tillegg gjennomført simuleringer der lagertanken på 4 m³ inneholder rent vann istedenfor vann/glykol-blandingen. Dette er gjort for å visualisere effekten av høyere varmekapasitet for fluidet i tanken.

Til slutt er solfangerarealet den parameteren som studeres. Her er det benyttet solfangerareal på 4,8 m², 9,6 m² og 14,4 m². Varmemediets massestrøm er tilpasset størrelsen på solfangeren. Tilhørende massestrømmer er 0,038 kg/s, 0,076 kg/s og 0,114 kg/s. For hvert solfangerareal er det gjort simuleringer for lagertanker på 1 m³, 2 m³, 3 m³ og 4 m³. Varmemotstanden til lagertankene er holdt konstant lik 5 W/K.

8.2 Solcellesystem

For fritidsboliger med solcellepanel er det interessant å gjøre et skille mellom fritidsboliger med og uten nettilknytning. Det er derfor valgt å gjennomføre simuleringer for disse to scenarioene. I modellen uten nettilkobling er det ikke inkludert batteri. Det vil si at simuleringmodellen er knyttet til nettet, men dette er kun gjort av praktiske årsaker. Nødvendig batterikapasitet vil estimeres ut fra fordelingen mellom belastning og produksjon over året. En av parameterne som skiller de to simuleringmodellene er størrelsen på belastningen. Mens den nettilknyttede fritidsboligen er tenkt å ha komfort på lik linje med en vanlig bolig, er elektrisitetsforbruket kraftig redusert i den frittstående modellen. Solpanelstørrelsen varierer i takt med belastningen.

8.2.1 Solcellepanelets inputverdier

Som tidligere nevnt er en av BP Solar sine solcellemoduler brukt som utgangspunkt i solcellemodellen. Den valgte modulen har en effekt på 80 W. Modulens dimensjoner er 537x1209 mm. I simuleringen med nettilknytning er det benyttet et panel på 6,49 m² bestående av 10 slike moduler. Samlet effekt er dermed 800 W. For modellen uten nettilkobling er det gjennomført to simuleringer med henholdsvis "hel" og "halv" belastning. Her er det benyttet panelstørrelser på 400 W og 240 W. Øvrige inputverdier i modellen er følgende [40]:

V _{oc} [V]	I _{sc} [A]	V _{mpp} [V]	I _{mpp} [A]	Ref ins [W/m ²]	Ref temp [K]	# i serie	# i par	# moduler	Emp konst	Drifts forhold	Skygge
22,1	4,8	17,6	4,55	1000	298	36	1	10/5 og 3	10	Maks effekt	Prop

Tabell 8.6: Inputverdier til modellen av solcellepanelet i ESP-r.

8.2.2 Elektrisitetsbelastning for nettilknyttet modell

I utgangspunktet var tanken å etablere et bruksmønster som kunne være representativt for ei typisk hytte beliggende på fjellet i Sør-Norge. Det ville da vært naturlig med bruk etter følgende grovinndeling:

- 1 uke vinterferie
- 1 uke påskeferie
- 1 uke i forbindelse med fridager i mai
- 3 uker i løpet av sommerferien
- 1 uke høstferie

En begrensning med hensyn til valgfritt bruksmønster i ESP-r gjorde derimot at en slik inndeling ikke lot seg gjøre. Programmet åpner kun for å endre bruksmønster mellom ukedag, lørdag og søndag. For likevel å kunne danne seg et bilde av hvordan spredt bruk vil slå ut på el-forbruket over året, ble det i samråd med veileder besluttet å definere bruk for hver helg gjennom hele året. Et slikt bruksmønster gir etter all sannsynlighet ikke et riktig bilde av en reell situasjon. Til det er antall besøk for høyt og sesonguavhengig, samtidig som varigheten per besøk er for kort.

Er fritidsboligen knyttet til strømmettet må man regne med et effektbehov til interne laster på linje med det som er vanlig i boliger. For å estimere dette er det derfor benyttet verdier for småhus fra NS 3031:2007. Slås effektbehovet for belysning og teknisk utstyr sammen, blir resulterende behov 6,9 W/m² [44]. Med BRA lik 128 m² gir det et samlet effektbehov på 883,2 W. Her er effektbehovet for ettervarming av forbruksvann utelatt. Årsaken til det er usikkerheten i forhold til hvor stor forvarming av forbruksvannet som kan forventes fra lagertanken, i de periodene hytta er i bruk. Driftstiden er satt fra 0800 til

2300. Utenfor driftstiden er det ingen belastning. Energi til drift av sirkulasjonspumpa kommer i tillegg.

I beregningen er det sett bort ifra varmetilskuddet fra de interne lastene. Dette er gjort fordi simuleringen ikke er benyttet til å studere bygningens varmebalanse. Alle de interne lastene er dessuten plassert i den sørlige sonen i første etasje. Dette er gjort for enkelthets skyld, men hadde naturligvis ikke kunnet blitt gjort om varmetilskuddene hadde vært integrert.

8.2.3 Elektrisitetsbelastning for modell uten nettilknytning

Er fritidsboligen av en slik karakter at elektrisiteten som forbrukes må tappes fra et batteri, stiller dette krav til et helt annet el-forbruk enn det man kan tillate seg med nettilkobling. Det vil si at det må tas hensyn til både antallet elektriske artikler, så vel som effektbehovet til det enkelte apparat. I praksis betyr dette at belysning benyttes der det er et klart behov som må dekkes, ikke bare fordi en spesiell lyssetting sørger for en bedre visuell opplevelse av rommet. Videre vil det være naturlig å benytte elektrisitet utelukkende til el-spesifikke formål. Det vil si at energi til oppvarmingsformål bør leveres av andre energikilder. Det er også naturlig at utvalget av el-spesifikke artikler er lavere enn i en normal helårsbolig. Brukes denne framgangsmåten, samtidig som energieffektive artikler prioriteres, er det grunn til å kalkulere med et betydelig lavere effektbehov for de interne lastene for dette scenarioet, enn det som var tilfellet for den nettilkoblede modellen.

Siden bruksmønsteret er av stor betydning i forbindelse med dimensjonering av batteribanken for frittstående system, er det valgt å gjennomføre to simuleringer med to ulike bruksmønstre. I den første simuleringen er belastningen satt lik 200 W hver lørdag gjennom året. Denne belastningen er halvert til 100 W hver lørdag for den siste. Driftstiden er som for den nettilkoblede simuleringen satt fra 0800 til 2300. Energi til drift av sirkulasjonspumpa kommer i tillegg.

8.2.4 Simuleringer

Det er gjennomført tre simuleringer over ett år i Østersundklima. Den første simuleringen er av en nettilkoblet fritidsbolig med en effektkapasitet for solcellepanelet på 800 W. Foruten energi til drift av pumpa i solfangeranlegget, er den elektriske belastningen på 883,2 W i helgene mellom klokka 0800 og 2300.

De to andre simuleringene har til hensikt å skape et inntrykk av el-situasjonen for hytter uten nettilkobling. Her sees det på to ulike bruksmønstre. I det første tilfellet er bruk definert til 200 W hver lørdag, mens dette er halvert til 100 W i den siste beregningen. Klokkeslettene er uendret fra den første gjennomkjøringen. Panelstørrelsene er satt til henholdsvis 400 W og 240 W.

8.3 Sammenligning av energibehov til frostsikring

I *Kapittel 2.2* er det presentert ulike krav til fritidsboligers varmetapskoeffisienter fra byggeforskriftene. For å få et bilde av U-verdiens innvirkning på energibehovet ved frostsikring er det foretatt en sammenligning av 8 forskjellige scenario. I beregningene er det benyttet elektrisitet som oppvarmingskilde for å opprettholde temperaturen over 0 °C. Det er videre sett på hvilke utslag de ulike oppvarmingsbehovene gir med tanke på utslipp av CO₂.

8.3.1 Forutsetninger for energiberegningene

Utgangspunktet for sammenligningen av energibehovet er hyttemodellen som er beskrevet i *Kapittel 3.1*. Selv om det er 8 forskjellige scenario er modellene parvis like. Det er fordi hver modell frostsikres etter to ulike strategier; *frostsikring av hele bygningsvolumet* og *frostsikring av indre kjerne*. De 4 modellene har fått følgende betegnelser: *TEK-07*, *TEK-97*, *laftet fritidsbolig* og *TEK-07 med solvarme*. I Teknisk forskrift av 2007 gjøres det et skille mellom fritidsboliger over og under 150 m² BRA. Selv om hyttemodellen i denne oppgaven har et bruksareal på 128 m² er det kravene som stilles til bygg over 150 m² som er benyttet. Det som imidlertid er viktig å presisere er at kun U-verdien til hyttemodellens yttervegger blir endret. Årsaken er sammensatt av to faktorer. For det første er formålet med sammenligningen å gi en viss pekepinn på hvordan de ulike kravene som stilles i byggeforskriftene gir utslag på energibehovet for frostsikring. Det er med andre ord ikke meningen å komme opp med detaljerte resultat for energibruk dersom kravene i forskriftene følges. Den andre grunnen er måten U-verdier kan endres i ESP-r. De ulike bygningskonstruksjonene får i ESP-r beregnet en U-verdi ut fra hvordan konstruksjonen er bygd opp. Å spesifisere en gitt U-verdi er derfor umulig. Resultatet blir en noe tidkrevende prosess, samt at U-verdiene gjerne blir omtrentlige i forhold til ønsket verdi. Det er derfor valgt å beholde alle andre konstruksjoner enn ytterveggene uendret. Dette gjelder også for skilleveggene mot den indre kjernen, som i alle beregningene har en U-verdi på 0,117 W/m²K.

Modellen *TEK-07* er ikke noe annet enn hyttemodellen slik den er beskrevet i *Kapittel 3.1*. Navnet kommer av at U-verdien til ytterveggene (0,188 W/m²K) ligger tett opp til kravet i *TEK-07* (0,18 W/m²K). En veggkonstruksjon bestående av 20 cm mineralull og 2 cm trekledning (gran med 20 % fuktinnhold) har gitt U-verdien. *TEK-97* har en yttervegg som er bygd opp etter samme prinsipp, men isolasjonstykkelsen er her 16 cm. ESP-r beregner U-verdien til 0,232 W/m²K, noe som er litt dårligere enn minstekravet i Teknisk forskrift fra 1997 (0,22 W/m²K).

Modellen *laftet fritidsbolig* er tatt med i sammenligningen på grunn av at det i *TEK-07* gis tillatelse til å utføre bygninger i laft. For fritidsboliger med bruksareal over 150 m² kan ytterveggene i slike bygg ha en U-verdi på maksimalt 0,62 W/m²K.

Veggkonstruksjonen i *laftet fritidsbolig* består av granstokker med diameter på 20 cm. Det gir en beregnet U-verdi i ESP-r på 0,626 W/m²K. Den siste modellen, *TEK-07 med*

solvarme, er identisk med løsningen som er beskrevet i *Kapittel 3.3.1*. Her sørger solvarmesystemet for det meste av oppvarmingen i de indre sonene. Det resterende oppvarmingsbehovet dekkes av elektrisitet.

Alle simuleringene er foretatt over ett år i Østersundklima. Fritidsboligen er ubebodd i hele beregningsperioden.

8.3.2 Forutsetninger for CO₂-beregningene

I påvente av overordnede nasjonale metoder for beregning av CO₂-utslipp fra ulike energikilder er det benyttet veiledende verdier gitt i NS-EN 15603:2008, tillegg E. Her er det oppgitt 4 ulike produksjonskoeffisienter for CO₂, avhengig av hvordan elektrisiteten blir framskaffet:

	CO ₂ production coefficient [kg/MWh]
Electricity from hydraulic power plant	7
Electricity from nuclear power plant	16
Electricity from coal power plant	1340
Electricity Mix UCPTE	617

Tabell 8.7: Produksjonskoeffisienter for CO₂ [45].

Hvilken CO₂-koeffisient vi skal benytte for elektrisitet brukt i Norge har vært et stort diskusjonstema den seinere tid. Det som uansett er sikkert er at distribusjonssystemet her til lands ikke kan sees på som et lukket system. Åpne overføringslinjer til det europeiske markedet har ført til en aktiv kraftutveksling med land som ikke får sin elektrisitet gjennom vannkraftproduksjon. Selv om mesteparten av elektrisitetsproduksjonen i Norge stammer fra vannkraft, kan en derfor ikke legge denne CO₂-koeffisienten til grunn ved bruk av el i Norge.

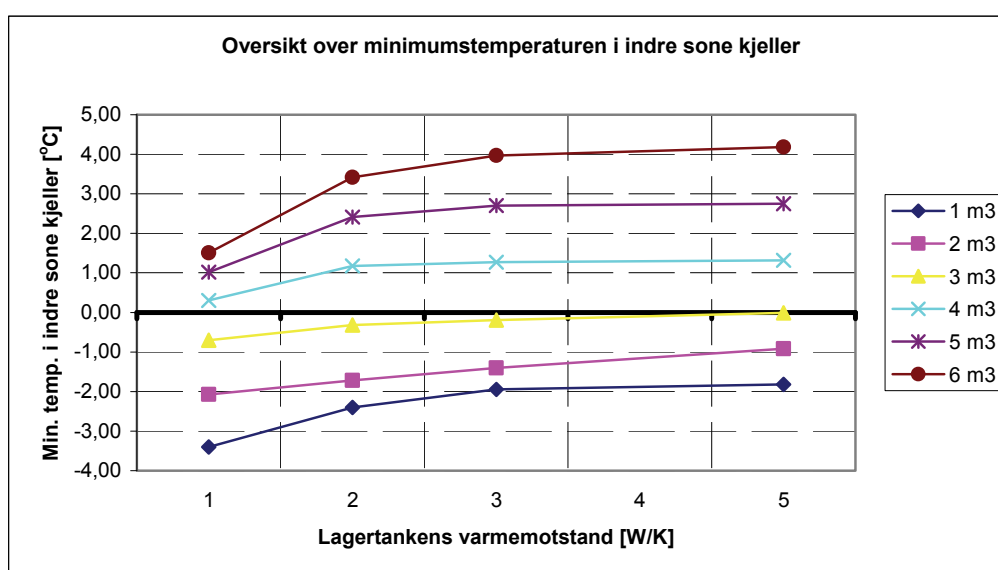
Spørsmålet som reiser seg er hvilke faktor som skal brukes istedenfor den basert på vannkraft. Dette synes like mye å være en politisk diskusjon som en vitenskapelig. I beregningene av CO₂-utslipp er det valgt å se på to scenario hvor marginalproduksjonen i Norge antas å stamme fra henholdsvis kullkraftverk og "Europa-miksen" UCPTE.

9 Resultater

9.1 Solvarmesystem

9.1.1 Lagertanker med ulike volum og UA-verdier

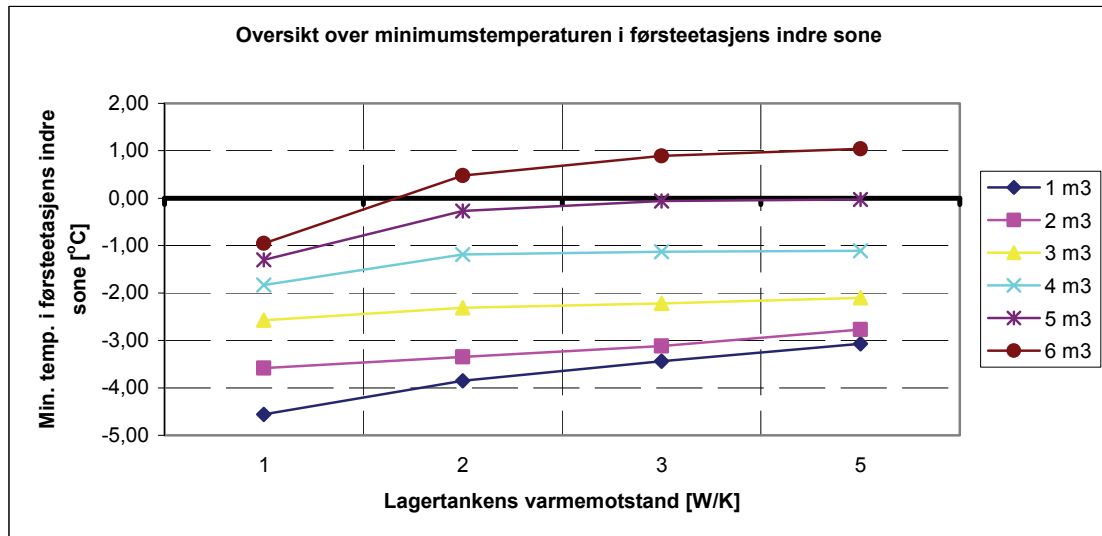
Minimumstemperaturen i indre sone kjeller, som funksjon av lagertankens varmemotstand, er gjengitt nedenfor for seks forskjellige størrelser på tanken.



Figur 9.1: Oversikt over minimumstemperaturen i indre sone kjeller som funksjon av lagertankens UA-verdi for 6 forskjellige tank-størrelser.

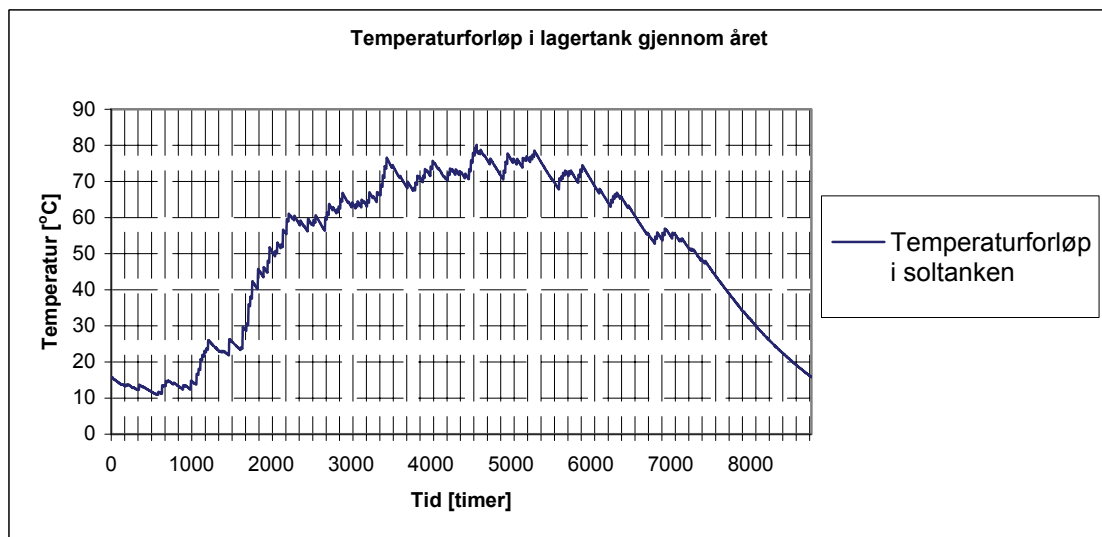
Med en lagertank i indre sone kjeller på 1 m³, varierer minimumstemperaturen mellom -3,40 °C med varmemotstand lik 1,0 W/K og -1,82 °C med varmemotstand lik 5,0 W/K. For en tank på 3 m³ er minimumstemperaturen -0,01 °C med varmemotstand lik 5,0 W/K. Med tanken på 4 m³ holdes minimumstemperaturen over 0 °C selv med en varmemotstand lik 1,0 W/K.

Den indre sonen i første etasje er skilt fra den nedre med 15 cm betong. Med en termisk konduktivitet for betong på 1,7 W/mK representerer etasjeskilleren en U-verdi på 11,33 W/m²K. Til tross for en høy U-verdi gir skillet seg utslag i varmeoverføringen fra nedre til øvre sone. *Figur 9.2* viser hvordan temperaturforløpet arter seg for den indre sonen i første etasje. Her ser vi at lagertanken må opp i 6 m³ for å sørge for frostfrie betingelser.

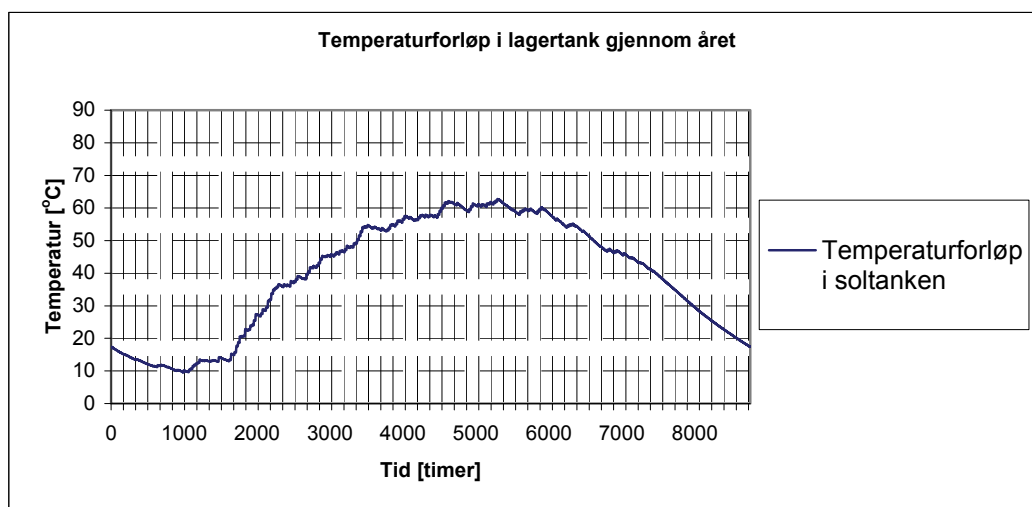


Figur 9.2: Oversikt over minimumstemperaturen i førsteetasjens indre sone som funksjon av lagertankens UA-verdi for 6 forskjellige tank-størrelser.

En annen interessant studie er hvordan temperaturen i lagertanken varierer over året, gitt ulike volum og isoleringsegenskaper. To av resultatsettene presenteres her. Den øverste grafen illustrerer temperaturforløpet i en tank med volum lik 1,0 m³ og UA-verdi lik 1,0 W/K. Den neste viser det samme for en lagertank på 4,0 m³ og UA-verdi lik 5,0 W/K.



Figur 9.3: Temperaturforløp i lagertank på 1 m³ og med UA-verdi lik 1 W/K.

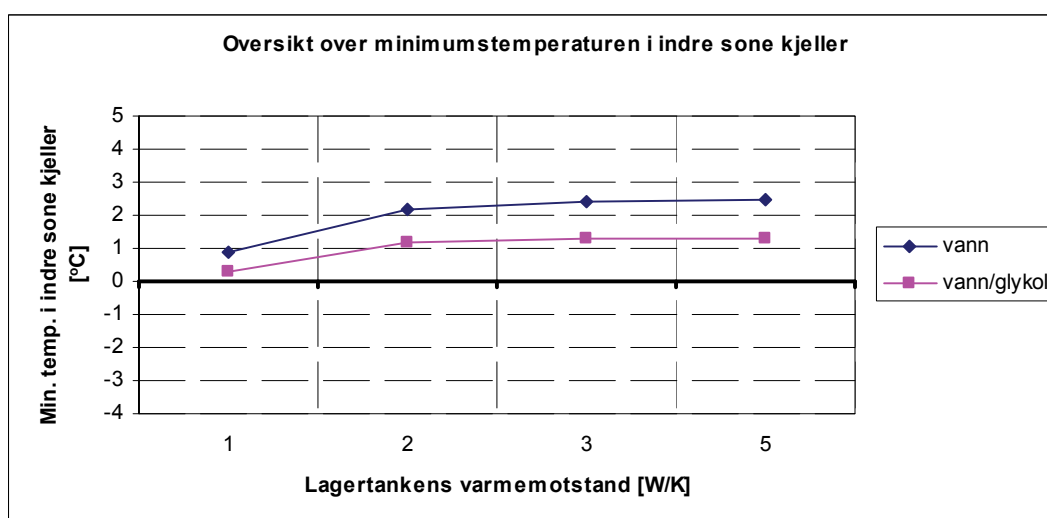


Figur 9.4: Temperaturforløp i lagertank på 4 m³ og med UA-verdi lik 5 W/K.

Maksimumstemperaturen i lagertanken med volum 1,0 m³ er 80,1 °C. Denne opptrer i løpet av 9. juli. Minimumstemperaturen er 10,9 °C den 24. januar. Temperaturforløpet for tanken på 4,0 m³ har omtrent lik minimumstemperatur som den med mindre volum, men den ligger nesten 20 °C lavere med tanke på maksimumstemperatur. Mer presist oppnår tanken på 4,0 m³ sin høyeste temperatur den 8. august med 62,8 °C. Minimumstemperaturen er 9,6 °C den 10. februar.

9.1.2 Med vann i lagertanken

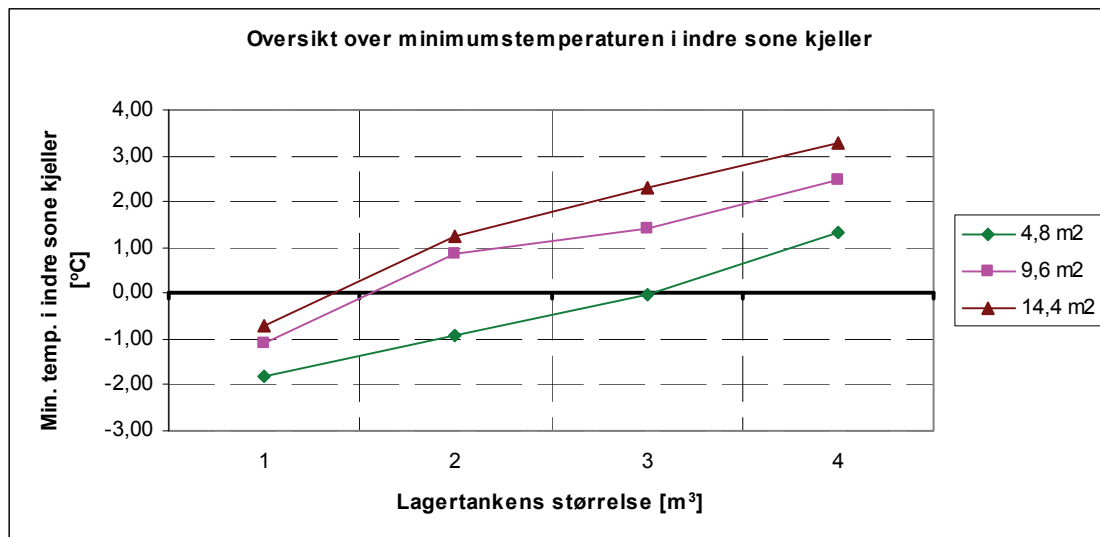
Simuleringene som er foretatt der vann/glykol-blandingen i tanken på 4 m³ er byttet ut med rent vann, viser en økning i minimumstemperaturen for sonen der tanken er plassert. Økningen er på 0,59 °C da varmemotstanden er 1,0 W/K, mens tilsvarende økning er på 1,14 °C med UA-verdi for tanken på 5,0 W/K.



Figur 9.5: Oversikt over minimumstemperaturen i indre sone kjeller som funksjon av lagertankens UA-verdi med henholdsvis vann og vann/glykol som varmemedium. Lagertankens volum er 4 m^3 .

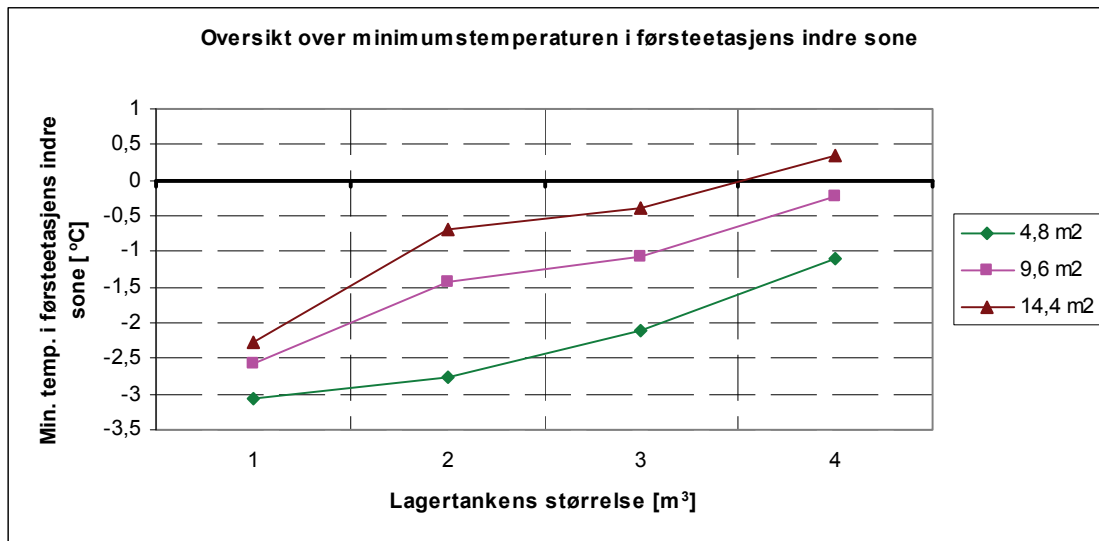
9.1.3 Ulike solfangerareal

Tre ulike solfangerareal er benyttet for å studere innvirkningen av denne parameteren. I tillegg til solfangeren på $4,8 \text{ m}^2$, kompletteres simuleringssettet av solfangere som er henholdsvis 2 og 3 ganger større. *Figur 9.6* viser minimumstemperaturen i kjelleretasjens indre sone med lagertanker fra $1\text{-}4 \text{ m}^3$. For solfangerne på $9,6 \text{ m}^2$ og $14,4 \text{ m}^2$ er det tilstrekkelig med en lagertank på 2 m^3 for å holde den aktuelle sonen frostfri. En dobling av lagringskapasiteten er påkrevd for at den indre sonen i kjelleren skal holdes over $0 \text{ }^\circ\text{C}$ med solfangerarealet på $4,8 \text{ m}^2$.



Figur 9.6: Oversikt over minimumstemperaturen i indre sone kjeller som funksjon av lagertankens størrelse for 3 forskjellige solfangerareal.

Situasjonen med ulike solfangerareal er også studert for den indre sonen i første etasje. Kun én av kombinasjonene i simuleringen sørger for frostfrie betingelser for begge de indre sonene. Dette er med solfangeren på $14,4 \text{ m}^2$ og lagertanken på 4 m^3 , noe som resulterer i en minimumstemperatur i førsteetasjens indre sone på $0,34 \text{ }^\circ\text{C}$.

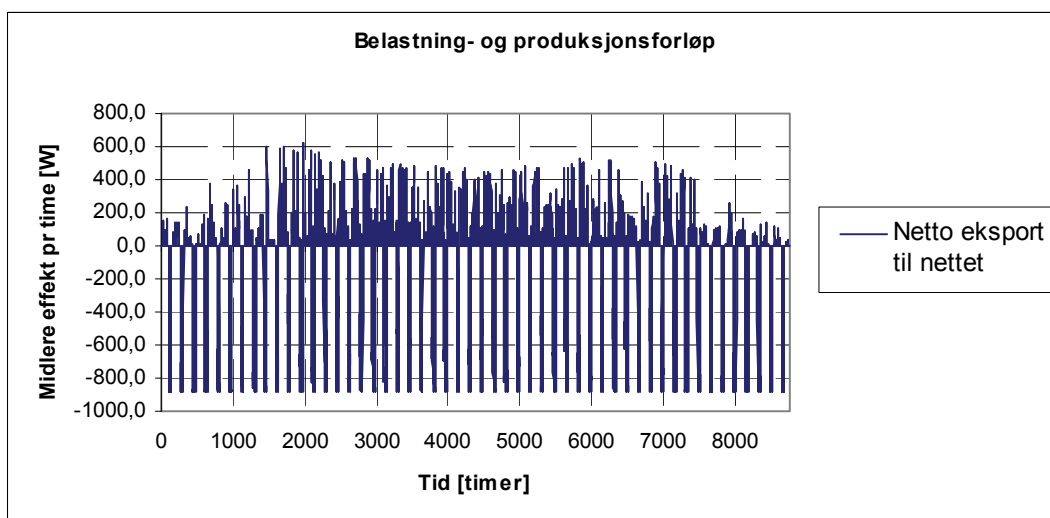


Figur 9.7: Oversikt over minimumstemperaturen i førsteetasjens indre sone som funksjon av lagertankens størrelse for 3 forskjellige solfangerareal

9.2 Solcellesystem

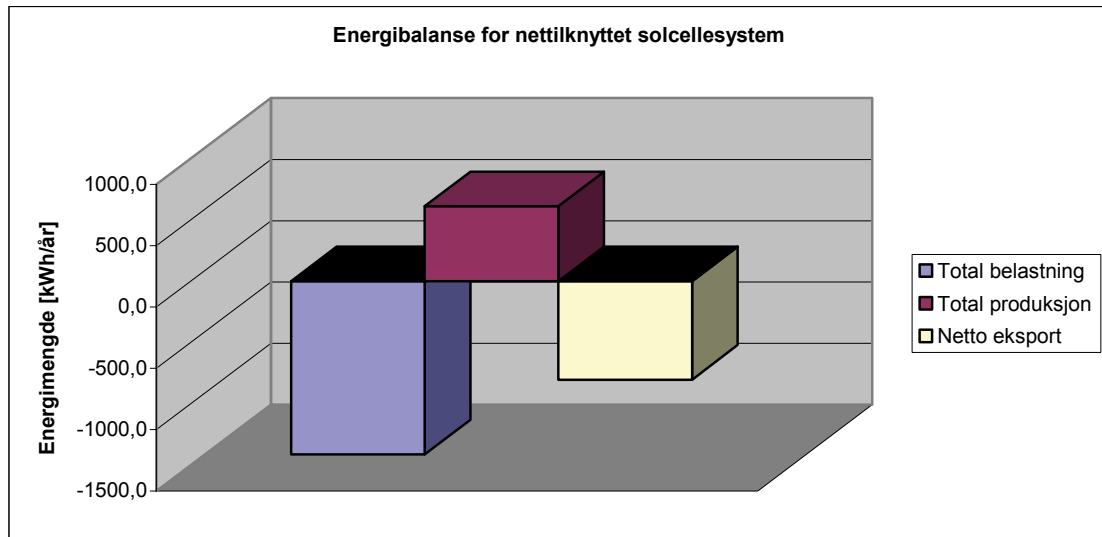
9.2.1 Modell med nettilknytning

Figur 9.8 viser hvordan belastningen fra de interne lastene og strømproduksjonen fra solcellepanelet varierer i løpet av året. Produksjonsforløpet karakteriseres av produksjonstopper på våren og høsten. Dette skyldes at solpanelet er vinklet 90° vertikalt. Belastningen har markante toppe for hver helg, noe som er naturlig med det valgte bruksmønsteret. Effektbelastningen fra sirkulasjonspumpa utgjør en forsvinnende andel i forhold til bidraget fra de øvrige lastene.



Figur 9.8: Oversikt over kraftutvekslingen med nettet på timebasis over året.

Under er det foretatt en summering av belastningen og produksjonen på årsbasis. Totalbelastningen, med effektverdier for belysning og utstyr fra NS 3031, hver lørdag og søndag fra 0800 til 2300, teller 1414,0 kWh/år. Årlig energiutbytte fra et 800 W solcellepanel, plassert med 90 ° helningsvinkel mot sør i Østersund, summerer seg til 610,8 kWh/år. Dette er ensbetydende med en netto kraftimport fra nettet på 803,2 kWh/år.

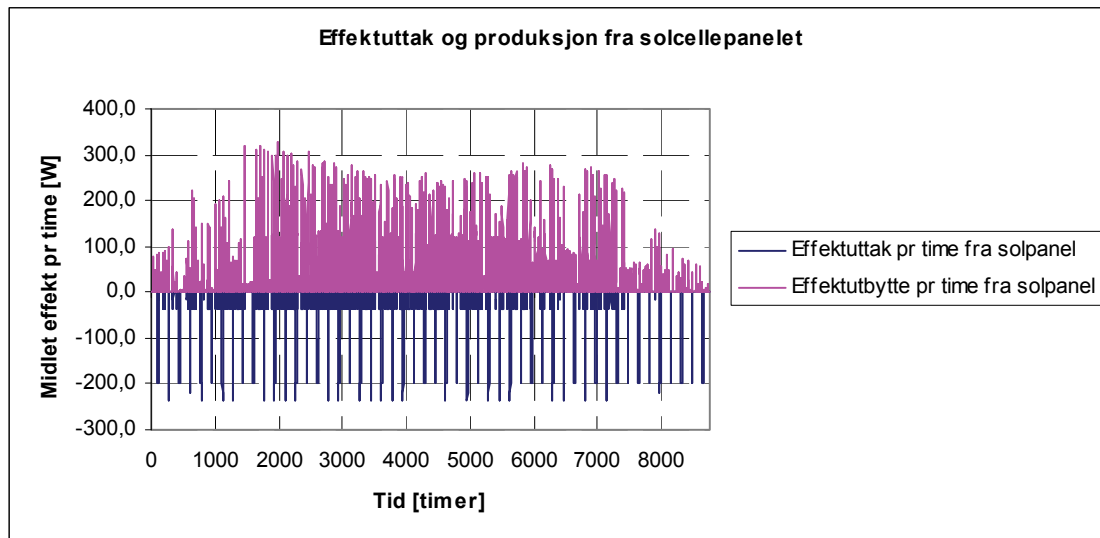


Figur 9.9: Energibalanse for nettilknyttet solcellesystem i Østersund.

9.2.2 Modell uten nettilknytning

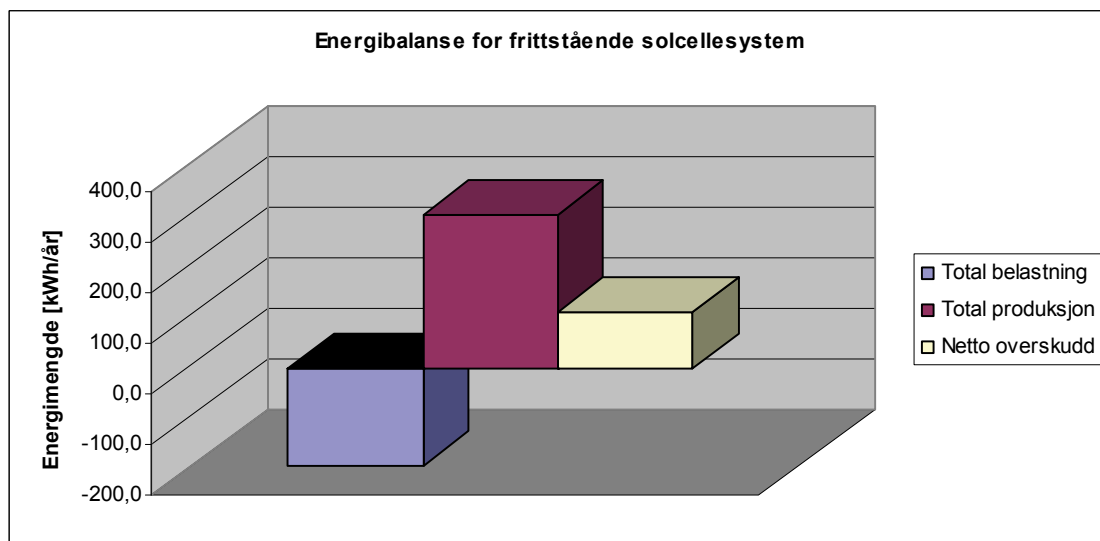
9.2.2.1 Bruksmønster: "hel"

I denne simuleringen er effektbelastningen fra interne laster satt lik 200 W mellom 0800 og 2300 for hver lørdag gjennom året. Som vi ser av *Figur 9.10* har pumpeeffekten større innflytelse på belastningsforløpet enn det tilfellet var for den nettilkoblede modellen.



Figur 9.10: Effektuttak og produksjon fra solcellepanelet på 400 W og bruksmønster ”hel”.

Summeres energibehovet på årsbasis blir resultatet fra beregningen 192,3 kWh/år. Samlet energiutbytte for samme periode er 305,4 kWh/år. Dette gir et netto energioverskudd på 113,1 kWh/år, eller 58,8 % av det samlede energibehovet.



Figur 9.11: Energibalanse for frittstående solcellesystem i Østersund. Panelstørrelse er 400 W med bruksmønster ”hel”.

Bruksmønsteret som er lagt inn egner seg mindre godt med tanke på dimensjonering av nødvendig batterikapasitet. På en annen side trenger ikke det totale bruksomfanget, på cirka 50 dager i året, være så langt unna en reell situasjon. Batterikapasiteten kan derfor beregnes ut fra et midlere energibehov per dag. 192,3 kWh/år gir et daglig gjennomsnittsbehov på 526,8 Wh. Benyttes *Ligning 5.8* blir nødvendig batterikapasitet:

$$B_{kap} = \frac{526,8 \times 5}{12 \times 0,5} = \underline{440 Ah}$$

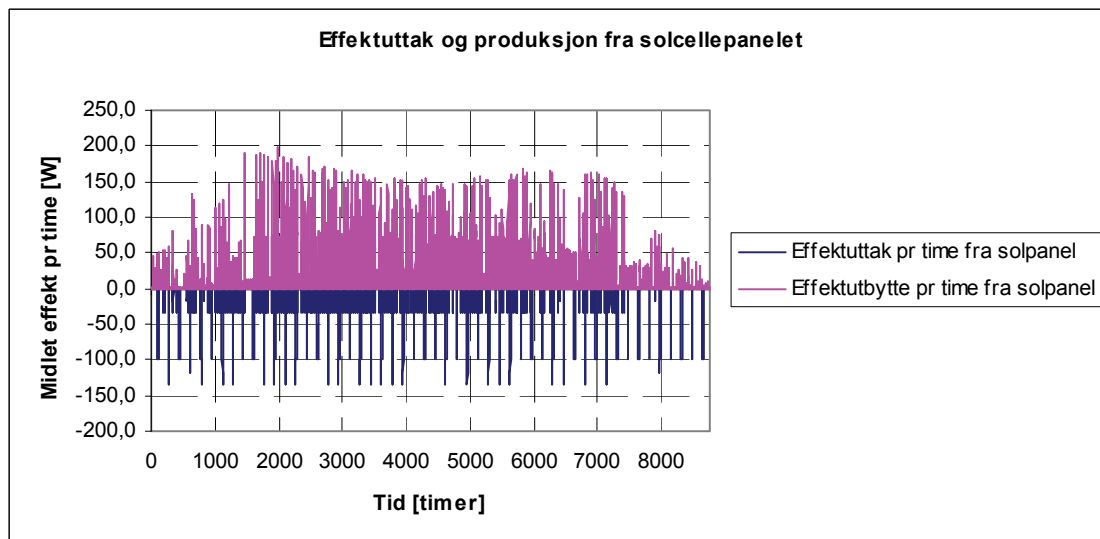
Her er det antatt at batteriet skal være autonomt i 5 dager, nominell spenning er 12 V og maks utladningsdybde er satt lik 0,5. Siden batteriene er tenkt plassert i kjelleretasjens indre sone antas det en minimumstemperatur på 1 °C. B_{design} fra *Ligning 5.9* blir da:

$$B_{design} = \frac{440}{0,74} = \underline{594 Ah}$$

β er her hentet fra en temperatortabell [46]. Naturlig størrelse på batteribanken vil i dette tilfellet bli 600 Ah.

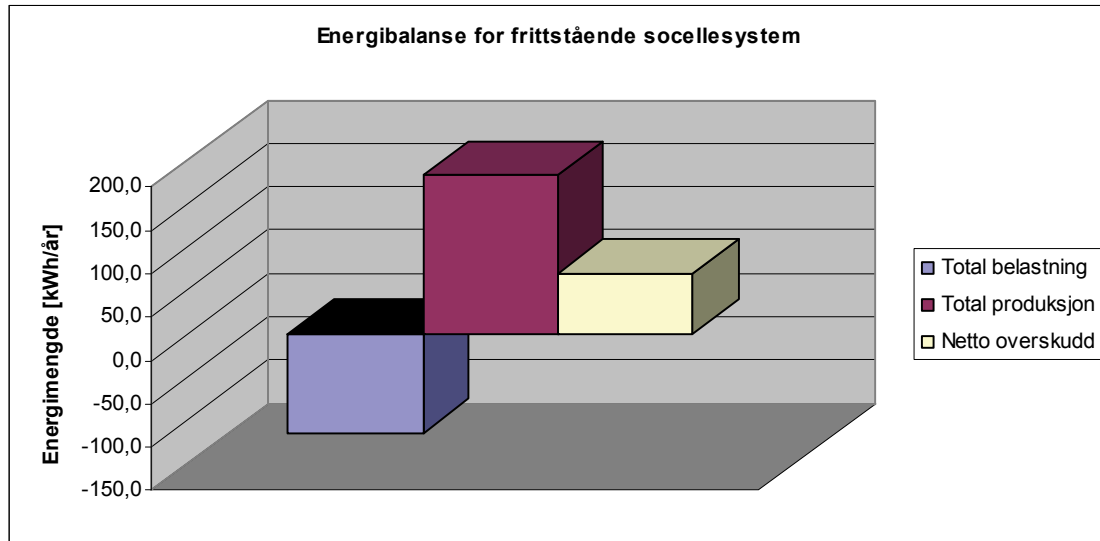
9.2.2.2 Bruksmønster: ”halv”

Det er grunn til å tro at effektbelastningen fra interne laster i fritidsboliger uten nettilkobling er sterkt varierende. Det anses derfor som interessant å se på ytterligere et scenario der bruken er halvert i forhold til foregående eksempel. Med en effektbelastning på 100 W fra 0800 til 2300 for hver lørdag, inntar effektuttaket og produksjonen et forløp som vist i figuren under. Panelstørrelsen er her redusert til 240 W.



Figur 9.12: Effektuttak og produksjon fra solcellepanelet på 240 W og bruksmønster ”halv”.

På årsbasis gir denne simuleringen en samlet energiuttapping på 114,3 kWh/år. Panelet på 240 W sørger for en energiproduksjon på 183,2 kWh/år. Differansen mellom produksjon og behov er 69,0 kWh/år, noe som tilsvarer 60,4 % av det samlede energibehovet.



Figur 9.13: Energibalanse for frittstående solcellesystem i Østersund. Panelstørrelse er 240 W med bruksmønster ”halv”.

Energibehovet per dag er for dette scenarioet 313,2 Wh. Med tilsvarende antagelser som for den doble bruken blir B_{design} nå 352 Ah.

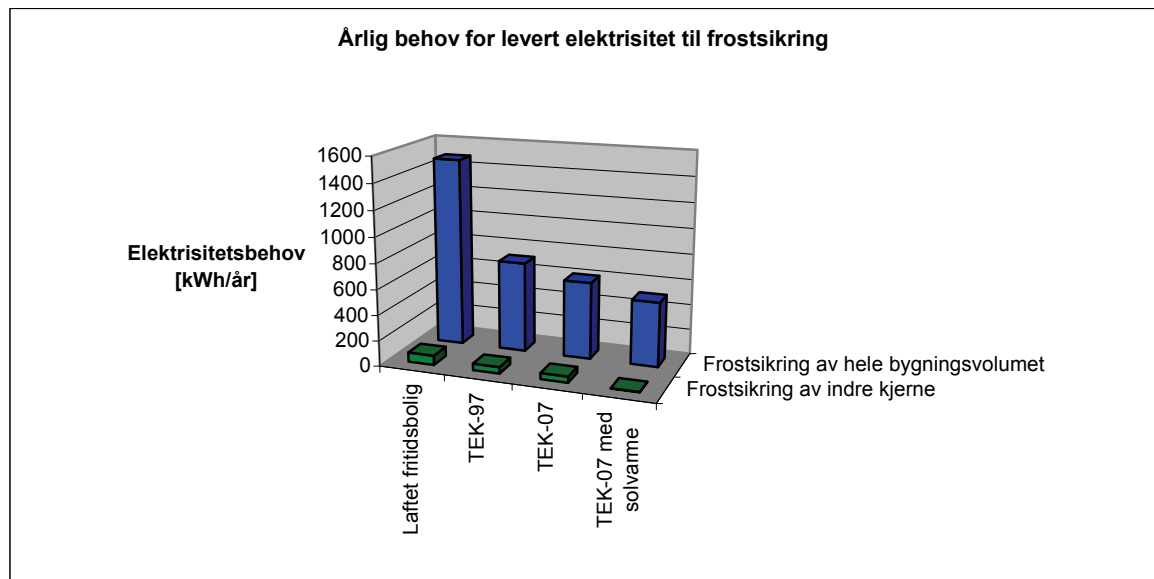
9.2.3 Energibehov og CO₂-utslipp ved frostsikring

9.2.3.1 Elektrisitetsbehov

Energibehovet til frostsikring av fire ulike bygningsmodeller er sammenlignet. For å opprettholde en temperatur over 0 °C er det benyttet oppvarming i form av elektrisitet. Hver av bygningsmodellene er oppvarmet etter to ulike strategier. Resultatet fra simuleringene vises tabellarisk og grafisk i *Tabell 9.1* og *Figur 9.14*:

Bygningskategori	Energibehov for oppvarming av hele bygningen til 0 °C [kWh/år]	Energibehov for oppvarming av de indre sonene til 0 °C [kWh/år]
Lafet fritidsbolig	1480,5	74,1
TEK-97	708,1	51,9
TEK-07	605,6	47,2
TEK-07 med solvarme	507,0	1,7

Tabell 9.1: Oversikt over antall kWh elektrisitet som går med til frostsikring i de ulike scenarioene.



Figur 9.14: Grafisk framstilling av de ulike elektrisitetsbehovene til frostsikring.

9.2.3.2 CO₂-utslipp

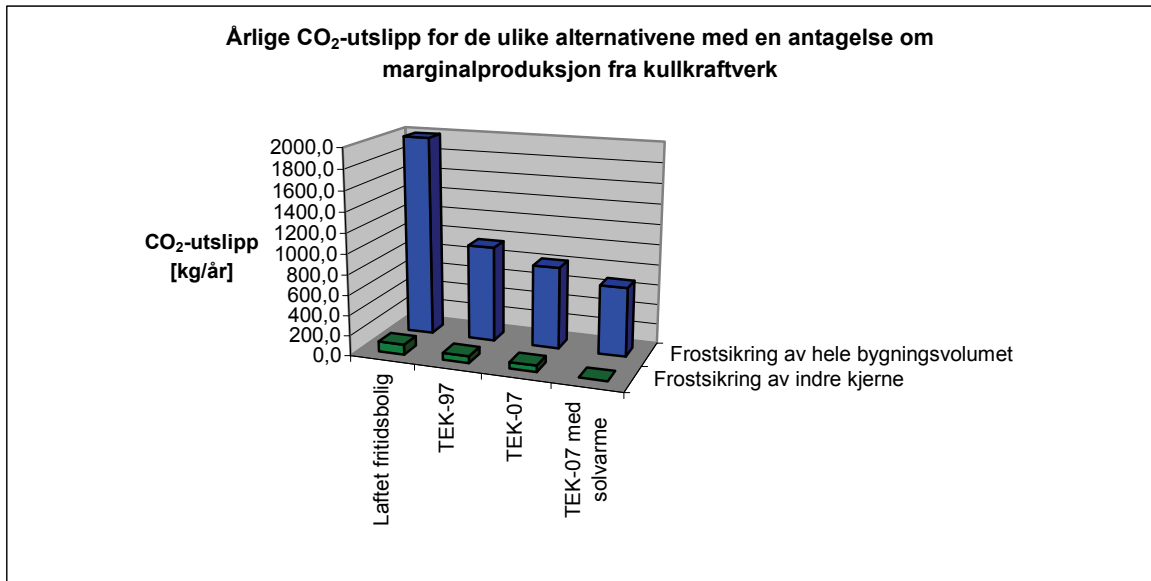
Basert på elektrisitetsforbruket, som er funnet nødvendig i forbindelse med frostsikring av de ulike bygningsmodellene, er det beregnet hvilke CO₂-utslipp dette resulterer i. Her er det foretatt sammenligninger på bakgrunn av en betraktning om at marginalproduksjonen av el i Norge stammer fra enten kullkraft eller "Europa-miksen" UCPTE.

Bygningskategori	CO ₂ -utslipp ved oppvarming av hele bygningen til 0 °C [kg/år]	CO ₂ -utslipp ved oppvarming av de indre sonene til 0 °C [kg/år]
Løftet fritidsbolig	1983,9	99,3
TEK-97	948,9	69,5
TEK-07	811,5	63,2
TEK-07 med solvarme	679,4	2,3

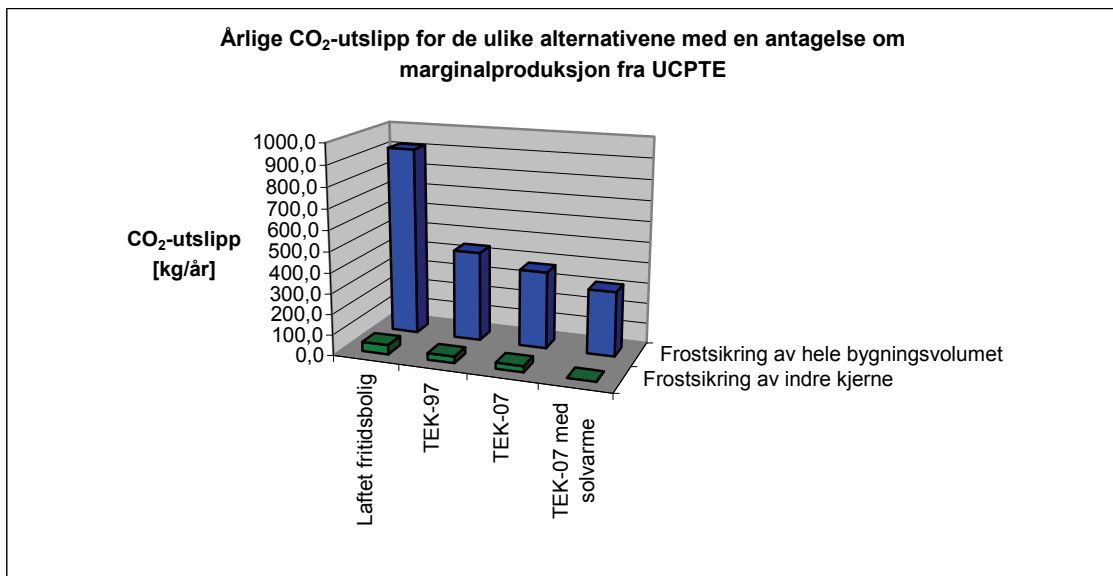
Tabell 9.2: Årlige CO₂-utslipp for de ulike alternativene dersom det benyttes en produksjonskoeffisient for CO₂ på 1,340 kg/kWh.

Bygningskategori	CO ₂ -utslipp ved oppvarming av hele bygningen til 0 °C [kg/år]	CO ₂ -utslipp ved oppvarming av de indre sonene til 0 °C [kg/år]
Løftet fritidsbolig	913,5	45,7
TEK-97	436,9	32,0
TEK-07	373,7	29,1
TEK-07 med solvarme	312,8	1,0

Tabell 9.3: Årlige CO₂-utslipp for de ulike alternativene dersom det benyttes en produksjonskoeffisient for CO₂ på 0,617 kg/kWh.



Figur 9.15: Grafisk sammenligning av CO₂-utslippene med elektrisitet fra kullkraftverk.



Figur 9.16: Grafisk sammenligning av CO₂-utslippene med elektrisitet fra "Europamiksen" UCPT.

10 Diskusjon

10.1 Solvarmesystem

10.1.1 Lagertanker med ulike volum og UA-verdier

Beregningen som er gjennomført der volumet på lagertanken endres viser at dette har stor innflytelse på minimumstemperaturen i det rommet hvor tanken er plassert. Med et volum på 4 m^3 , opprettholdes en temperatur over $0 \text{ }^\circ\text{C}$ i rommet, selv med en så god varmemotstand som 1 W/K . Å endre varmemotstanden fra 1 til 3 W/K kan synes fornuftig dersom formålet er at tanken skal bidra til romoppvarming. UA-verdier over 3 W/K gir kun marginalt større varmetap til omgivelsene.

Spørsmålet som reiser seg i forbindelse med valg av tank-volum er plassrestriksjonen som rommet hvor tanken skal plasseres i gir. Dette rommet har et gulvareal på $6,25 \text{ m}^2$ og en takhøyde på 2 meter. For å vurdere hvorvidt tanken blir for stor i forhold til rommet tas det utgangspunkt i lagertanken med volum 4 m^3 . Takhøyden gir en begrensning på tankens innvendige høyde på cirka 1,5 m. Disse forutsetningene gir følgende innvendige diameter:

$$V = \frac{\pi d_{innv}^2 h_{maks}}{4} \Rightarrow d_{innv} = \sqrt{\frac{4V}{\pi h_{maks}}} = \sqrt{\frac{4 \times 4}{\pi \times 1,5}} = 1,84 \text{ m}$$

Dette fører videre til et innvendig overflateareal, $A_{overflate,innv}$:

$$A_{overflate,innv} = \pi d_{innv} h_{maks} + \frac{\pi d_{innv}^2}{2} = \pi \times 1,84 \times 1,5 + \frac{\pi \times 1,84^2}{2} \approx 14 \text{ m}^2$$

Med en UA-verdi på 3 W/K betyr det en U-verdi på $0,214 \text{ W/m}^2\text{K}$. Isoleres tanken med et isolasjonsmateriale med termisk konduktivitet på linje med glassull ($\lambda = 0,036 \text{ W/mK}$), gir dette en nødvendig isolasjonstykkelse på 16,8 cm. Settes en total veggtykkelse på 16,8+2 cm (innvendig og utvendig kledning), vil det medføre en utvendig diameter på 2,22 m. Tanken vil da legge beslag på et gulvareal på $3,87 \text{ m}^2$, eller 61,9 % av det tilgjengelige gulvarealet.

Økes UA-verdien til 5 W/K medfører det en U-verdi på $0,357 \text{ W/m}^2\text{K}$. Nødvendig isolasjonstykkelse for å oppnå denne U-verdien med glassull er 10,1 cm. Med en total veggtykkelse på 10,1+2 cm gir det en utvendig diameter på 2,08 m. Nødvendig gulvareal for tanken vil dermed reduseres til $3,41 \text{ m}^2$, noe som tilsvarer 54,6 % av tilgjengelig areal.

Total høyde for tanken med den beste isoleringen er 1,876 meter. Antagelsen med innvendig høyde på 1,5 meter virker dermed rimelig med hensyn til rommets høydebegrensning på 2 meter. En slik utforming er derimot ikke optimal med tanke på

temperatursjiktning. Tanken vil få et forhold mellom høyde og diameter på 0,8, noe som er langt under det anbefalte på 2,5.

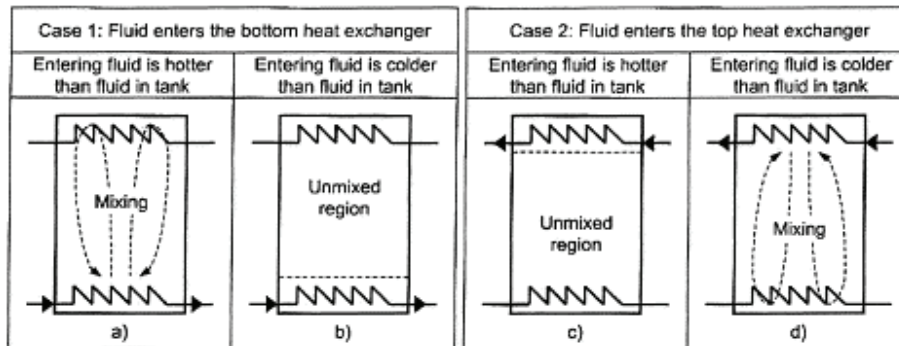
Tabell 10.1 gir en oversikt over plassbehovet for de ulike tankene. På bakgrunn av disse resultatene kan det synes som lite aktuelt å overstige et volum på 4 m^3 .

Volum [m ³]	d _{innv} [m]	A _{overflate,innv} [m ²]	U-verdi (3 W/K)	Isolasjonstykkelse (lamda= 0,036) [m]	d _{utv} [m]	A _{ekv} [m ²]	% av tilgj. gulvareal
			U-verdi (5 W/K)				
1	0,92	5,67	0,529	0,068	1,10	0,95	15,1
			0,881	0,041	1,04	0,85	13,7
2	1,30	8,81	0,341	0,106	1,55	1,90	30,4
			0,568	0,063	1,47	1,70	27,1
3	1,60	11,52	0,260	0,138	1,91	2,87	46,0
			0,434	0,083	1,80	2,55	40,8
4	1,84	14,02	0,214	0,168	2,22	3,87	61,9
			0,357	0,101	2,08	3,41	54,6
5	2,06	16,37	0,183	0,196	2,49	4,88	78,1
			0,305	0,118	2,34	4,29	68,6
6	2,26	18,63	0,161	0,224	2,74	5,91	94,6
			0,268	0,134	2,57	5,17	82,7

Tabell 10.1: Oversikt over nødvendig gulvareal for ulike tank-volum. Her er det benyttet en innvendig høyde på 1,5 m. Videre er det antatt at det benyttes et isolasjonsmateriale med termisk konduktivitet lik 0,036 W/mK. I tillegg til isolasjon kommer 2 cm i innvendig og utvendig kledning.

Som *Figur 9.2* indikerer må lagertanken romme minimum 6 m^3 dersom temperaturen skal holde seg over $0 \text{ }^\circ\text{C}$ i både øvre og nedre sone, gitt et solfangerareal på $4,8 \text{ m}^2$. Ut ifra arealbetraktningen vil dette bety en tank som opptar over 80 % av gulvarealet i den nedre sonen, noe som er uakseptabelt. Løsningen for å møte temperaturkravet i den øvre sonen må derfor være å plassere forbrukstanken her. Det vil også kunne være aktuelt å åpne for luftutveksling mellom den nedre og øvre sonen. Dette vil føre til en jevnere temperaturfordeling, noe som kan være nok til å holde begge sonene frostfrie.

Hvorvidt det vil være gunstig å velge flere små tanker, istedenfor én stor, er også noe som bør diskuteres. En studie [47] viser hvordan en løsning med flere tanker er gunstig, både med tanke på effektiv stratifisering og for den såkalte "thermal diode" effekten. Denne effekten er illustrert i *Figur 10.1*. Det gunstige ved effekten er den gode temperaturløsningen mellom varmemediet og vannet i tanken. Er varmemediets temperatur lavere enn temperaturen i tank nummer én, vil det strømme gjennom varmeveksleren uten særlig endring i temperatur. Slik vil det forløpe helt til temperaturnivået i tank nummer N er lavere enn varmemediets temperatur. Da vil en varmeovergang skje, men ved en mindre temperaturredifferanse enn det som hadde vært tilfellet med kun én tank. Eksergitapet vil således bli redusert.



Figur 10.1: Illustrasjon av ”thermal diode effect” slik den arter seg i en singel tank [47].

Et annet argument som taler for bruk av flere tanker er det rent praktiske. Store tanker kan medføre vanskeligheter med tanke på transport og installasjon. Begrensningen for antallet tanker er i dette tilfellet plassrestriksjonen. En oppdeling i flere små tanker vil nødvendigvis kreve mer gulvplass, noe som krever at noen av tankene da må plasseres i den øvre sonen.

10.1.2 Innflytelsen av ulike varmekapasiteter

Det er flere grunner til at det kan være fornuftig å benytte vann istedenfor frostvæske i lagertanken. Med en solfanger på 4,8 m² indikerte simuleringen med ulike tank-volum et behov på 4000 liter væske for å holde temperaturen over 0 °C i kjelleretasjens indre sone. Dette medfører en ikke ubetydelig kostnad dersom en vann/glykol-blanding blir brukt. Ut ifra grafene som illustrerer temperaturforløpet i tanken gjennom året, indikerer disse en minimumstemperatur på rundt 10 °C. Med andre ord er det ingen grunn til at innholde i tanken må tåle frost.

Enda et argument for en indirekte systemløsning er muligheten for å benytte et lagermedium med høyere varmekapasitet enn vann/glykol. Effekten av dette sees av *Figur 9.5*. Her har minimumstemperaturen i den indre sonen steget med 0,59 °C hvis varmemediet med 50 % glykol byttes ut med rent vann, gitt en varmemotstand for tanken på 1 W/K. Tilsvarende temperaturøkning er 1,14 °C med en varmemotstand lik 5 W/K.

Selv om lagertanken skulle inneholde rent vann som varmeveksles med varmemediet i solfangerkretsen, betyr ikke det at dette vannet kan nyttes direkte til forbruksvann. Til dette er temperaturnivået i tanken for lavt til å hindre legionellaoppblomstring. Legionellabakterien har gode vekstvilkår med temperaturer mellom 25-40 °C [48], et temperaturnivå som vil være rådende for lagertanken i lange perioder av året.

Noe som ytterligere vil kunne øke lagertankens varmekapasitet er ved å benytte såkalte *phase change materials* (PCM's). Energitettheten i en smelteprosess er i størrelsesorden 100 kWh/m³. Til sammenligning har følbar varmelagring en energitetthet på ”bare” 25 kWh/m³. For dette spesifikke formålet kan det puttes spesielle salhydrater omsluttet med plastikk i tanken. En rekke ulike typer er kommersielt tilgjengelig, med smeltepunkt som

spenner fra $-21\text{ }^{\circ}\text{C}$ til $120\text{ }^{\circ}\text{C}$ [49]. Dette gjør at temperaturnivået for varmeavgivelsen i større grad kan tilpasses romtemperaturen i den indre sonen, noe som gir lavere eksergitap. For å benytte denne teknologien kreves det en lagertank med avtakbar topp, samtidig som at tanken må kunne håndtere de korrosive salthydratene.

Til sammen må disse positive faktorene sies å veie tyngre enn ulempen som ligger i behovet for en varmeveksler som adskiller varmemediet i solfangerkretsen fra vannet i lagertanken.

10.1.3 Ulike solfangerareal

Simuleringene med solfangerareal på $4,8\text{ m}^2$ indikerer et behov for lagerkapasitet på minimum 4 m^3 for å opprettholde en temperatur over $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ i kjellerens indre sone. Det ble derfor ansett som interessant å se om større solfangerareal kunne bidra til å redusere nødvendig volum på lagertanken. I utgangspunktet ble solfangerarealet satt til ”beskjedne” $4,8\text{ m}^2$ grunnet en teori om at den kritiske parameteren var størrelsen på lagertanken, ikke tilgjengelig solfangerareal. Naturligvis ville økt areal medføre større varmebidrag gjennom vår og sommer, samt en lengre brukstid for solvarmeanlegget utover høsten. Likevel gikk antagelsen ut på at det ekstra varmetilskuddet ikke ville la seg forsvare i forhold til den økte kostnaden forbundet med større solfangerareal. Etersom prisene på tilgjengelige lagertanker ble studert nærmere, viste det seg derimot at det kunne være ønskelig med en reduksjon i det nødvendige lagringsvolumet.

Beregningene som er gjennomført med større solfangerareal viser til dels en betydelig reduksjon i nødvendig lagertank-volum. En dobling av arealet til $9,6\text{ m}^2$ indikerer at temperaturen i kjelleretasjens indre sone vil holde seg over $0,85\text{ }^{\circ}\text{C}$, med en lagertank på 2 m^3 og en UA-verdi på 5 W/K . Videre viser resultatene ved en tredobling av arealet at en lagertank på 4 m^3 er påkrevd for å samtidig opprettholde frostfrie betingelser for førsteetasjens indre sone.

Det synes her ganske åpenbart at et solfangerareal på rundt 10 m^2 vil være å foretrekke framfor et på bare den halve størrelsen. Plassrestriksjonen for solfangeren er som regel mindre enn hva som er tilfellet for lagertanker innendørs. Dette gjør at det er enklere å få plassert en solfanger på 10 m^2 på taket, sammenlignet med lagertanker som opptar et volum på minimum 4 m^3 pluss isolasjon. Videre vil det økonomiske aspektet tale for økt solfangerareal (og redusert lagringsvolum), noe som vil bli diskutert nærmere i *Kapittel 11.3.2.2*.

Hvorvidt så mye som en tredobling av solfangerarealet vil være fordelaktig er heller usikkert. Riktignok er det kun solfangeren på $14,4\text{ m}^2$ som sørger for en minimumstemperatur over $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ for den indre sonene i første etasje. Løsningen for at solvarmen i større grad skal komme første etasje til gode er, som tidligere nevnt, heller å dele lagertanken opp i to mindre enheter, der én av tankene kan plasseres i første etasje. På denne måten vil man få en jevnere temperaturfordeling mellom de to sonene, uten å måtte investere i et uhensiktsmessig stort solfangerareal.

I simuleringene er det kun brukt solfangere av den plane typen. Ideelt sett skulle det også ha blitt gjort beregninger på det potensielle varmeutbytte fra en vakuumsolfanger. Årsaken til at dette ikke er blitt gjort skyldes utelukkende mangelen på slike solfangermodeller i ESP-r. Et alternativ kunne riktignok ha vært og redusert varmetapskoeffisientene til den plane solfangermodellen som er brukt. Problemet i forbindelse med en slik løsning er å finne relevante varmetapskoeffisienter som erstatning for de opprinnelige. Forfatteren nøyer seg derfor med å slå fast at en vakuumsolfanger har høyere virkningsgrad enn plane solfangere ved lave utetemperaturer og liten innstråling, noe som etter all sannsynlighet ville resultert i et høyere varmeutbytte gjennom vinterhalvåret.

10.1.4 Forvarming av forbruksvann

I bruksperioder vil forbruket av varmt tappevann føre til at noe av energinnholdet i lagertanken tappes ut. Lengre tids bruk, i kombinasjon med sparsomme soltilskudd i etterkant, kan derfor medføre en potensiell frostproblematikk i den indre sonen.

På en annen side er det faktorer som taler imot en slik bekymring. Temperaturnivået i hytta som helhet er cirka 20 °C ved oppholdets slutt. Det vil derfor kunne ta mange dager, avhengig av hvor mye varme som er magasinert i selve konstruksjonen, før temperaturen er nede på nivå med det den var før oppholdet. Videre vil den kritiske perioden være sein høst og tidlig vinter. Da er temperaturnivået i tanken kanskje 10 °C. Om man antar en temperatur på nettvannet inn i hytta på 4 °C, og at dette kan forvarmes gjennom lagertanken til 8 °C, gir det en temperaturdifferanse på kun 4 °C. Et beregningsoverslag viser hvordan dette vil slå ut på temperaturnivået i tanken:

Forbruk av varmt tappevann: 40 l/pers/døgn

Antall personer: 4

Oppholdets varighet: 7 døgn

Oppholdets totale tappevannsforbruk: 1120 l

Størrelse lagertank: 4000 l

Energibalanse:

energimengde tilført tappevann = energimengde avgitt fra lagertank til forbruksvann

$$m_{\text{tappevann}} c_{p,\text{vann}} \Delta t_{\text{tappevann}} = m_{\text{lager}} c_{p,\text{vann}} \Delta t_{\text{lager}} \quad (10.1)$$

$$\text{Innsatt verdier: } 1120 \times 4 = 4000 \times \Delta t_{\text{lager}} \Rightarrow \Delta t_{\text{lager}} = \underline{1.12^\circ \text{C}}$$

Med disse antagelsene vil temperaturnivået i tanken være cirka 8,9 °C ved oppholdets slutt. Med et dagsforbruk av forbruksvann på 30 l per person blir tilsvarende temperatur

9,2 °C. Problemet synes derfor ikke å være risiko for frost, men snarere at bidraget til forvarming av tappevannet er så beskjedent i denne perioden.

10.2 Solcellesystem

10.2.1 Modell med nettilknytning

Visjonen når fritidsboligen er nettilknyttet er at strømproduksjonen er like stor eller større enn strømbehovet. Med et solcellepanel på 800 W, en total belastning i helgene på rundt 26,5 kWh, i tillegg til sirkulasjonspumpas energibehov, ender man opp med et energiunderskudd på 803,2 kWh/år. Hovedårsaken til den store ubalansen mellom egen produksjon og eget forbruk er det valgte bruksmønsteret. En bruk tilsvarende hver lørdag og søndag gjennom året må kunne karakteriseres som ganske ekstremt i forhold til ”vanlig” bruk av fritidsboliger. En halvering av bruken, eller med andre ord et bruksomfang på rundt 50 dager er mer trolig som et gjennomsnitt. Likevel ser vi at en halvering av bruken fortsatt vil bety et el-underskudd på i størrelsesorden 100 kWh/år.

Denne betraktningen leder til en vurdering av om hvorvidt et solcellepanel med effekt lik 800 W vil være tilstrekkelig, gitt en effektbelastning på linje med det som er normalt i vanlige småhus. Med i denne vurderingen må det tas hensyn til solpanelets helningsvinkel. I denne modellen er vinkelen satt til 90 °. For en sammenligning er det gjennomført en simulering der solpanelet på 800 W plasseres horisontalt på taket til den sørlige sonen. Med en slik plassering øker energiproduksjonen med 35,3 kWh/år. Økningen er ikke tilstrekkelig for å komme ut i balanse over året, selv om det i beregningen ikke er tatt hensyn til at panelet vil bli dekket av snø gjennom deler av vinteren.

Eneste løsning for å oppnå balanse, selv med et halvert bruksmønster, synes derfor å være å øke effekten til solcellepanelet. Hvor stor effekt det er aktuelt å installere vil avhenge av investeringskostnader og den kraftprisen kraftselskapet tilbyr for kraft levert til nettet.

10.2.2 Modell uten nettilknytning

Det er vanskelig å komme med en fornuftig tallfesting av elektrisitetsbehovet over året for hytter uten nettilkobling. Både antallet artikler som trekker effekt, samt brukstiden for hver enhet, vil variere sterkt ut ifra krav til komfort og hyppigheten og varigheten av hyttebesøkene. Noen eksempler på effektbehovet til utvalgte artikler som er beregnet for hyttebruk, gir en pekepinn på hvor nivået kan ligge [50]:

- Led pærer, 0,8-3 W (12 V)
- Halogen pærer 5-15 W (12 V)
- TV, 60 W (12 eller 230 V)
- Ventilasjonsvifte(do), 3,5 W (12 V)
- Avtrekksvifte(kjøkken) 5 W(viftemotor) pluss 2x10 W(lys) (12 V)

- Støvsuger, 90 W (12 V batteri)
- Kaffetrakter, 200 W (12 V)
- Vannkoker, 200 W (12 V)

Fra denne listen er det de minst effektkrevende artiklene som lyspærer og ventilasjonsvifta som har lengst brukstid. En eventuell TV vil etter all sannsynlighet kun bli benyttet noen få timer om dagen. Det samme gjelder for avtrekksvifta over komfyren. Dersom rengjøringen blir utført med støvsuger representerer dette en meget begrenset total brukstid. Dessuten kan denne lades ved hjelp av et strømaggregat. Bruk av effektkrevende utstyr som kaffetrakter og vannkoker, er utelukket for frittstående system, eller krever at man har et strømaggregat som brukes.

10.2.2.1 Bruksmønster ”hel”

Resultatet av dette bruksmønsteret er et ”strømoverskudd” på 113,1 kWh/år, gitt et solpanel på 400 W. For å vurdere om hvorvidt strømproduksjonen over året er tilstrekkelig for å lade opp batteriet, brukes en modifisert utgave av *Ligning 5.10*. Med en sikkerhetsfaktor på 1,2, standardverdier for η_{ladn} og η_{bat} , samt at η_{ledn} og virkningsgraden til solcellepanelet er inkludert i simuleringen, får man at panelet må ha et areal som sørger for 57 % større energiproduksjon enn gjennomsnittsbehovet per dag i designmåneden. Solcellepanelet på 400 W gir en total strømproduksjon som er 58,8 % større enn behovet over året. Siden det tas utgangspunkt i totalproduksjonen framfor gjennomsnittsproduksjonen per dag i designmåneden, vil sikkerhetsfaktoren bli langt mindre enn 1,2 i måneden med minst solinnstråling. Panelstørrelsen må derfor anses som utilstrekkelig for å oppnå tilfredsstillende batteriladning vinterstid. Bakgrunnen for dette er naturligvis det sesonguavhengige bruksmønsteret. Et panel på 400 W er i hyttesammenheng meget stort. Med et mer ”normalt” bruksmønster må det derfor anses som rikelig i forhold til å oppnå god ladning mellom oppholdene.

Nødvendig batteristørrelse er estimert til 600 Ah. I beregningen er det tatt utgangspunkt i et gjennomsnittlig energibehov per dag. I virkeligheten vil behovet være mer bolkpreget, og derfor i perioder være høyere enn gjennomsnittsbehovet. Uansett om 600 Ah er nok eller for lite, er det uten tvil på sin plass å vurdere en suppleringskilde i form av et aggregat. En slik vurdering er lurt, både med tanke på økonomi og leveringssikkerhet.

10.2.2.2 Bruksmønster ”halv”

En gjennomsnittsbetlastning på 100 W stiller en del restriksjoner i forhold til bruk av elektrisitet. Med en TV på 60 W er det kun 40 W som er disponible til andre formål mens TV'en står på. Skal et slikt effektbudsjett holdes er det derfor viktig å prioritere energieffektiv belysning. Med et solcellepanel på 240 W blir strømproduksjonen over året 69,0 kWh høyere enn belastningen. Dette utgjør 60,4 % av behovet, noe som ut fra samme vurdering som over gir en indikasjon på at panelarealet er underdimensjonert med tanke på å kunne lade opp batteribanken i periodene med minst solinnstråling.

Størrelsen på batteriet er vurdert til å måtte være minst 352 Ah. Ut ifra en økonomisk vurdering er det tvilsomt om det her vil være forsvarlig å gå til anskaffelse av et strømaggregat. En slik investering vil derimot sørge for leveringssikkerhet, samt at det vil være en nødvendighet dersom det skal benyttes mer effektkrevende utstyr i kortere perioder.

10.3 Energibehov og CO₂-utslipp ved frostsikring

10.3.1 Elektrisitetsbehov

Sammenligningen av den nødvendige elektrisitetstilførselen for å holde ulike deler av hyttemodellen frostfri indikerte store forskjeller scenarioene imellom. Mens et elektrisitetsbehov på hele 1480,5 kWh/år ble funnet nødvendig ved oppvarming av hele fritidsboligen med laftede yttervegger, kom tilsvarende behov på 507,0 kWh/år for modellen med yttervegger etter TEK-07 standard og aktiv utnyttning av solvarme. Videre er den relative forskjellen betydelig større mellom disse to alternativene når kun de indre sonene holdes frostfri gjennom året. Da ble elektrisitetsbehovet funnet å være 74,1 kWh/år for modellen med laft, mens det kun er 1,7 kWh/år med godt isolerte yttervegger og utnyttning av solvarme. En reduksjon på hele 97,7 %. Årsaken til dette skyldes naturlig nok lagertankens plassering i den indre kjernen. Grunnet godt isolerte vegger mot de ytre sonene er det begrenset hvor stort varmebidraget blir fra kjernen til sonene omkring.

Mellom modellene med yttervegger etter henholdsvis TEK-97- og TEK-07-nivå er det en mindre reduksjon å spore med hensyn til elektrisitetsbehov for frostsikring. Dersom hele bygningsvolumet varmes opp er behovene på 708,1 kWh/år og 605,6 kWh/år, noe som tilvarer en reduksjon på 14,5 %. Ved oppvarming av bare kjernen er elektrisitetsbehovene 51,9 kWh/år og 47,2 kWh/år, en reduksjon på 9,1 %.

Totalt sett ser man at U-verdien som tillates for laftede yttervegger medfører over en fordobling av energibehov ved oppvarming av hele bygningsvolumet, sammenlignet med alternativet med nest høyest oppvarmingsbehov. Forskjellen vil bli enda større dersom U-verdien på 0,72 W/m²K, for laftede fritidsboliger med BRA under 150 m², brukes i beregningene. Sees det bort ifra modellen med laft skyldes den klart største energireduksjonen at det nødvendige oppvarmingsvolumet gjøres mindre. Når dette er gjort vil en aktiv utnyttelse av solvarme i den indre kjernen kunne føre til at det gjenværende energibehovet til frostsikring nærmest elimineres.

10.3.2 CO₂-utslipp

Hvilken vektning man skal benytte for å bestemme CO₂-utslippet ved bruk av elektrisitet, synes å være en evig diskusjon. I denne omgang nøyer forfatteren seg med å slå fast at en betraktning der elektrisiteten i Norge blir antatt å stamme utelukkende fra norsk vannkraftproduksjon er feil. Hvorvidt det derimot skal brukes CO₂-faktorer fra europeisk

kullkraft, ”Europa-miksen” UCPTE, eller for den del andre kilder, er det ikke tatt stilling til. I beregningene er det sett på hvordan situasjonen slår ut med både europeisk kullkraft og sammensetningen UCPTE.

Med europeisk kullkraft som kilde for elektrisiteten vil modellen med laftede yttervegger få et CO₂-utslipp på 99,3 kg/år, gitt at kun kjernen frostsikres. Tilsvarende utslipp for modellen med solvarme og yttervegger etter TEK-07 blir 2,3 kg/år. Antas elektrisiteten å komme fra ”Europa-miksen” lyder utslippene på henholdsvis 45,7 kg/år og 1,0 kg/år. Som vi forstår er det til dels store forskjeller i CO₂-utslippene mellom de ulike alternativene. Frostsikring av hele fritidsboligen med laftede yttervegger resulterer i et utslipp på hele 1983,9 kg/år dersom en antar europeisk kullkraft som kilde. Det er da helt åpenbart at fokuset rundt elektrisitetsbehovet til frostsikring er berettiget, særlig ut fra et miljøhensyn.

Forskjellen i årlig behov for levert energi til frostsikring av henholdsvis hele bygningsvolumet og kun den indre kjernen, vil bli mindre enn det *Figur 9.14* indikerer ved bruk av fritidsboligen gjennom vinterhalvåret. Dette skyldes at hele bygningsvolumet må varmes opp i bruksperiodene, noe som relativt sett har større påvirkning på alternativet med frostsikring av kun den indre kjernen. Likevel trenger ikke dette momentet å ha innflytelse på de årlige CO₂-utslippene for de ulike alternativene. I bruksperioder bør romoppvarmingen besørges av andre energikilder enn elektrisitet. Benyttes eksempelvis en pelletskjel vil CO₂-utslippet herfra være beskjedne 4 gram/kWh [45]. Med en slik CO₂-faktor skal fritidsboligen brukes mye før det gir seg signifikante utslag i de årlige CO₂-utslippene.

10.4 Klima og beliggenhet

En fritidsbolig, som i stor grad skal utnytte energi fra sola, er avhengig av en geografisk plassering som gjør at forholdene ligger til rette for dette. Da tenkes det både på plassering i forhold til breddegrad, men også i forhold til orientering i terrenget. Generelt er det tenkt at løsningene som beskrives her skal være egnet for hytter som er plassert i en sørvendt skråning på fjellet i Sør-Norge.

10.4.1 Sammenligning av Østersundklima med typisk klima for fjellet i Sør-Norge

Det har fra en tidligere studie [6] vist seg vanskelig å oppdrive et bredt utvalg av relevante klimadata som oppfyller formatkravet som stilles av ESP-r. Samme studie viser imidlertid at klimadata fra Østersund kan se ut til å korrelere tilfredsstillende med de klimatiske forholdene vi kan finne for fjellområdene i Sør-Norge. For å undersøke dette nærmere er det foretatt en sammenligning av sentrale klimaparametre for Østersund og høyfjellet i Sør-Norge. Verdiene for Østersund er identisk med de som ESP-r benytter. Det vil si at det her er snakk om reelle verdier fra ett år (1995), ikke gjennomsnittsverdier

for en 30 års periode. Klimaparametrene for høyfjellet i Sør-Norge baserer seg på klimastatistikk fra Meteorologisk institutt.

Klimadata Sør-Norge, høyfjell												
Årsmiddel [°C]	2,3		DUT [°C]		-28,3							
Måned	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Månedsmiddeltemperatur [°C]												
	-9	-7,7	-3,4	2,6	8,9	13,3	15,6	13,9	9	3,5	-1,7	-5,6
Solstråling- vertikale flater [W/m ²]												
Sør	40	83	128	128	123	104	103	111	99	62	18	25
Øst/Vest	6	25	58	85	109	105	99	88	55	26	5	4
Nord	4	9	18	31	49	60	55	39	24	12	4	2

Tabell 10.2: Årsmiddeltemperatur, DUT, månedsmiddeltemperatur og innstrålt effekt på vertikal flate for klimasonen Sør-Norge, høyfjell [51].

Klimadata Østersund												
Årsmiddel [°C]	3,2		Min. temp. [°C]		-25,5							
Måned	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Månedsmiddeltemperatur [°C]												
	-5,8	-5,9	-3,2	1,5	7,2	11,1	14	12,5	7,6	3,2	-1,6	-3,5
Solstråling- vertikale flater [W/m ²]												
Sør	22	46	113	149	158	148	158	139	110	88	27	9
Øst/Vest	6	18	58	106	134	130	129	96	64	34	8	2
Nord	3	11	24	48	72	77	74	55	34	16	5	2

Tabell 10.3: Årsmiddeltemperatur, minimumstemperatur, månedsmiddeltemperatur og innstrålt effekt på vertikal flate for Østersundklima. Bearbeidet ut fra klimafila i ESP-r.

Sammenligning Sør-Norge, høyfjell/Østersund												
Årsmiddeldifferanse [°C]			-0,9									
Måned	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Differanse i månedsmiddeltemperatur [°C] mellom Sør-Norge, høyfjell og Østersund												
	-3,2	-1,8	-0,2	1,1	1,7	2,2	1,6	1,4	1,4	0,3	-0,1	-2,1
Differanse i solstråling- vertikale flater [W/m ²] mellom Sør-Norge, høyfjell og Østersund												
Sør	18	37	15	-21	-35	-44	-55	-28	-11	-26	-9	16
Øst/Vest	0	7	0	-21	-25	-25	-30	-8	-9	-8	-3	2
Nord	1	-2	-6	-17	-23	-17	-19	-16	-10	-4	-1	0

Tabell 10.4: Sammenligning av årsmiddeltemperatur, månedsmiddeltemperatur og innstrålt effekt på vertikal flate mellom Sør-Norge, høyfjell og Østersund.

Klimastatistikken indikerer at månedsmiddeltemperaturene i perioden november til mars er lavest for høyfjellet i Sør-Norge. Størst er differansen i januar måned med $-3,2$ °C. Fra april til oktober er situasjonen snudd. I denne perioden er månedsmiddeltemperaturene for fjellet i Sør-Norge høyest. Temperaturen for fjellet i Sør-Norge over året, er i snitt $0,9$ °C lavere enn i Østersund.

Den sentrale perioden med tanke på frostsikring er vinterhalvåret. Da ligger månedsmiddeltemperaturene for høyfjellet i Sør-Norge under de for Østersund. På bakgrunn av dette skulle man kanskje tro at betingelsene for frostsikring her er verre enn i Østersund. Inntrykket underbygges av at dimensjonerende utetemperatur (DUT) er lavere enn den laveste utetemperatur som er registrert i Østersund for året 1995, selv om denne sammenligningen ikke er direkte relevant da DUT defineres som stedets laveste gjennomsnittstemperatur over 3 døgn i løpet av en 30-årsperiode [4].

Ser vi på sammenligningen for innstrålt effekt på vertikal flate mellom de to lokalitetene, taler denne til fordel for høyfjellet i Sør-Norge gjennom vinterhalvåret. Den innstrålte effekten mot en sørvendt, vertikal flate, er høyere her, enn hva tilfellet er i Østersund. I februar måned, den mest kritiske med tanke på frostsikring, er innstrålt effekt for høyfjellet i Sør-Norge 37 W/m^2 høyere enn for Østersund. Månedene april til november gir derimot lavere bidrag fra sola mot en vertikal flate for høyfjellet i Sør-Norge, enn i Østersund. Spørsmålet blir derfor om lagertanken rekker og lades opp til ønsket nivå gjennom våren og sommeren. I denne sammenheng må det presiseres at flatens vinkling vil spille inn. Siden sola står høyere på himmelen jo lengre sør man er, vil en vertikalstilt flate, relativt sett, være mer gunstig jo lengre nord man kommer. Det er derfor lite trolig at solbidraget gjennom sommeren, for fjellet i Sør-Norge, er dårligere for en solfanger med riktig vinkling, enn hva tilfellet er i Østersund.

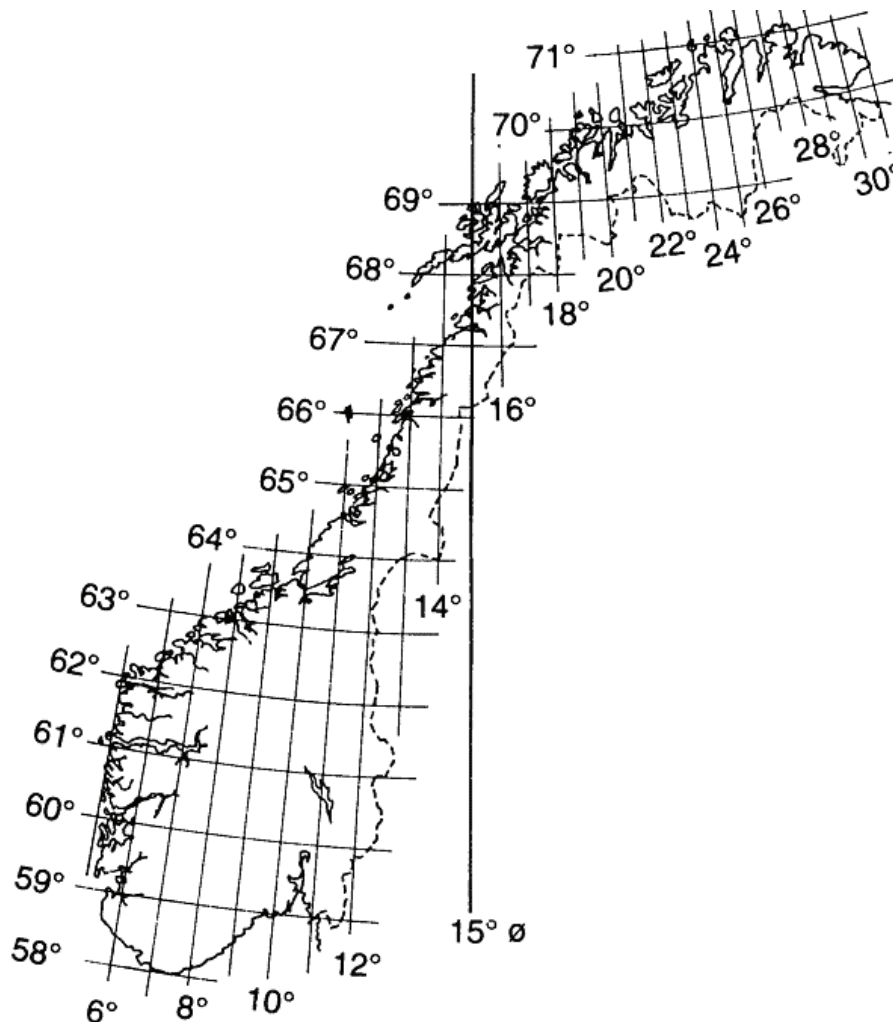
Sammenligningen av klimaparameterne er kun ment som en illustrasjon på et omtrentlig forhold mellom de to områdene. Informasjonen er hentet på to helt ulike måter, noe som gjør at sammenligningsverdien kan diskuteres. Mens verdiene for høyfjellet i Sør-Norge er gjennomsnittsverdier for et større geografisk område over en 30-årsperiode, stammer tilsvarende verdier fra Østersund fra klimadataene som benyttes i ESP-r. Mye tyder likevel på at de klimatiske forholdene for fjellet i Sør-Norge er vel så godt egnet for løsningene som er skissert i oppgaven, enn de som er brukt i simuleringene.

10.4.2 Solforhold i Norge

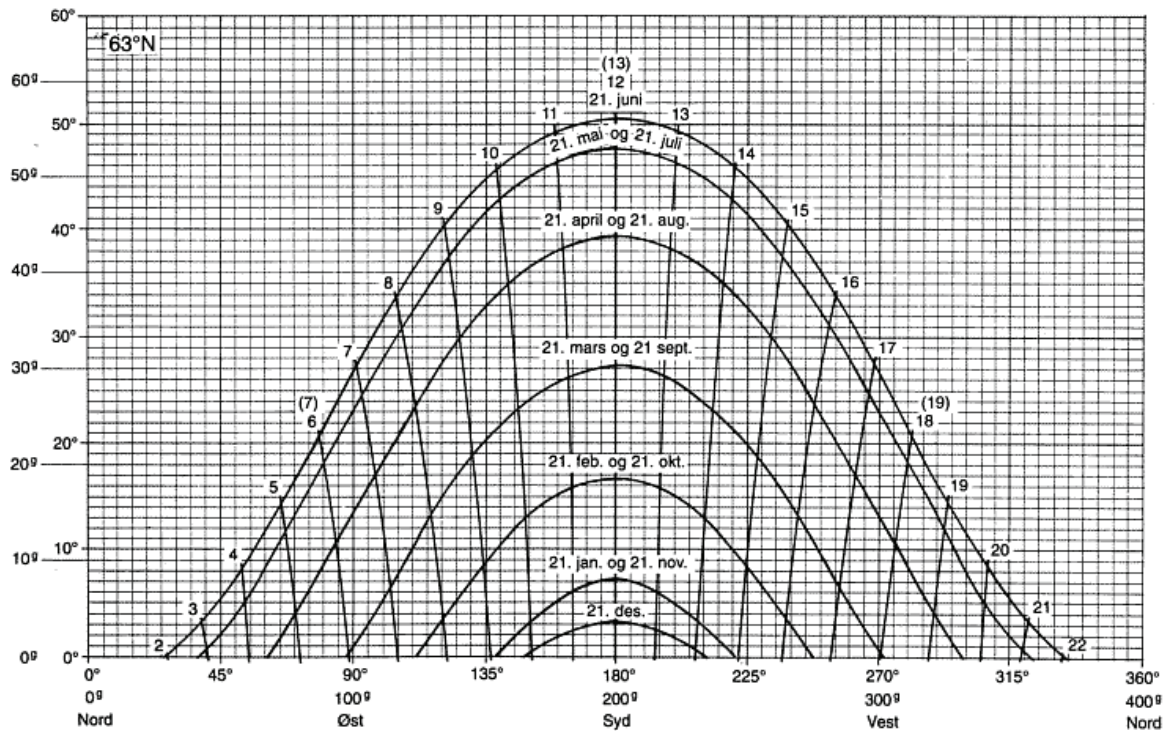
Fastlands-Norge strekker seg fra 58° nord ved Lindesnes til 71° nord ved Nordkapp. Dette er illustrert i *Figur 10.2*. Solforholdene over et slikt spenn i breddegrader vil variere mye. *Figur 10.3* og *Figur 10.4* viser horisontskjema med solbaner for henholdsvis 63° nord og 61° nord. Horisontskalaen angir himmelretning og vertikalskalaen angir høyde over horisontalplanet. Buelinjene som går fra venstre mot høyre angir solbaner for forskjellige datoer på denne breddegraden. De vertikale, krumme linjene angir solas posisjon ved bestemte klokkeslett, forskjellige tider på året (sommertid i parentes). Vertikalt er ikke tings høyde i meter interessant, men vinkelen over horisontalplanet, sett fra standplassen. Vinkelen oppgis både i grader (360° sirkel) og nygrader (400^g sirkel). Himmelretningene (horisontalskalaen) angis med navn, i tillegg til grader og nygrader. Alle figurene er hentet fra Byggforskbladet: *Beregning av sol-, skygge- og horisontforhold* [52].

Som vi ser ut fra figurene av horisontskjemaene står sola kl. 12 (vintertid) høyere på himmelen jo lengre sør man kommer. Ved sommersolhverv (21. juni) befinner sola ved 63° nord seg over horisonten i en lenger tidsperiode enn ved 61° nord. Ved vintersolhverv (21. desember) er situasjonen motsatt. Forskjellen i tid forsterkes ved økende differanse i breddegrader.

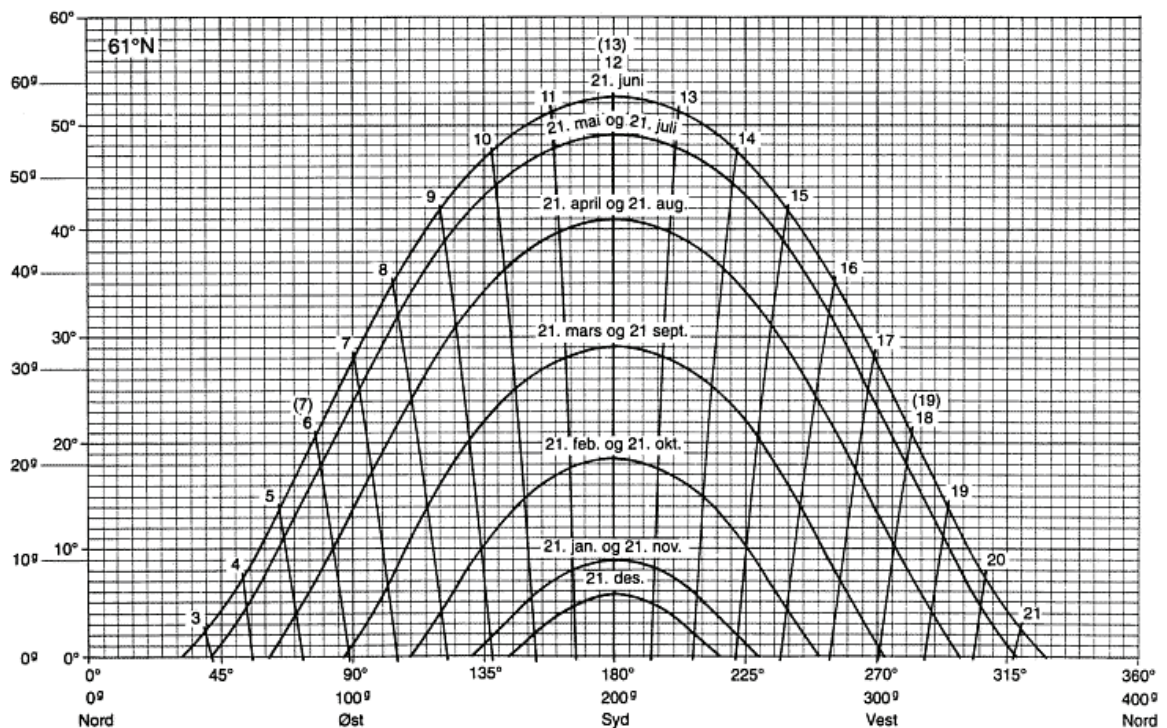
Solas høyde på himmelen ved de ulike breddegradene illustrerer hvorfor en vertikalstilt flate i Østersund mottar mer solinnstråling i sommermånedene, enn en flate med samme vinkling på fjellet i Sør-Norge. En optimal vinkling i forhold til geografisk plassering vil vise at innstrålt effekt er høyere jo lengre sør man kommer. De ekstra soltimene som tilfaller områder lengre nord på sommeren er dermed ikke tilstrekkelig for å veie opp for solas lavere posisjon på horisonten. I kombinasjon med at sola gjennom vinteren både står høyere, samt at den i tid befinner seg lenger over horisonten, forteller at potensialet for utnytting av solenergien er bedre jo lengre sør i landet man kommer.



Figur 10.2: Norge med lengde- og breddegrader.



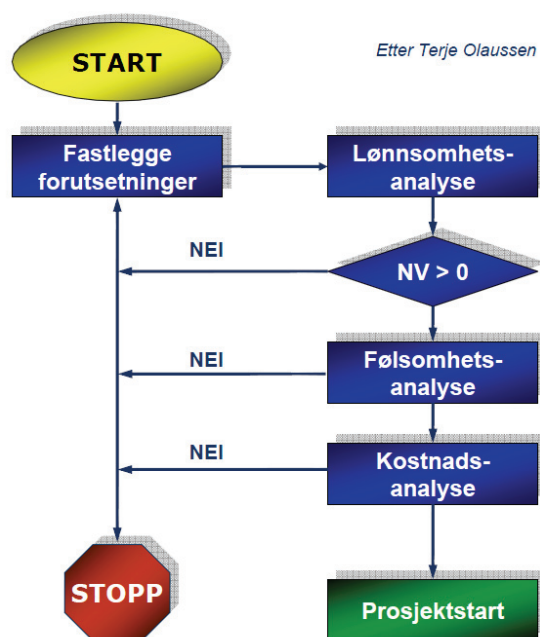
Figur 10.3: Horisontskjema med solbaner for breddegrad 63 ° nord. Dette er breddegraden hvor Østersund befinner seg.



Figur 10.4: Horisontskjema med solbaner for breddegrad 61 ° nord. Hemsedal og Geilo er eksempler på hytteområder beliggende rundt denne breddegraden.

11 Økonomiske betraktninger

For at de nye løsningene som er presentert her skal kunne få gjennomslag i markedet, i dette tilfelle bli vurdert med sikte på bygging i noen typiske fjellområder i Sør-Norge, er det ikke til å stikke under en stol at økonomi spiller en sentral rolle. Ved en økonomisk vurdering av et prosjekt tas det ofte utgangspunkt i en investeringsanalyse etter følgende metodikk [9]:



Figur 11.1: Metodikk for investeringsanalyse.

11.1 Metode for lønnsomhetsanalyse

Privatøkonomisk lønnsomhet eller ulønnsomhet dokumenteres gjennom nåverdibetraktninger. Utgangspunktet for nåverdimetoden er at alle inn- og utbetalinger tilbakeføres til et gitt tidspunkt. Metoden er uavhengig av hvilket tidspunkt som velges, men vanligvis nyttes investerings- eller beregningstidspunktet som basis. Positiv nåverdi betyr at investeringen er lønnsom i forhold til et annet alternativ.

11.1.1 Formelverk nåverdiberegninger

For å presentere formelverket for nåverdiberegninger er det tatt utgangspunkt i Statens bygningstekniske etats temaveiledning om energi [5].

Nåverdi = privatøkonomisk besparelse – merkostnad investering .

$$Nåverdi = B \cdot \frac{1 - (1 + r)^{-n}}{r} - \left[\sum (I_0 + I_1 + I_2 + \dots) - \sum (I_{0,alt} + I_{1,alt} + I_{2,alt} + \dots) \right] \quad (11.1)$$

- B er årlig privatøkonomisk besparelse.
- Kalkulasjonsrente (r) settes til = 4 %.
- Levetid (n) for en bygning settes normalt til 50 år.
- I_0 er investeringskostnaden til det tiltaket som skal få sin lønnsomhet vurdert.
- $I_{0,alt}$ er investeringskostnaden forbundet med løsningen som det aktuelle tiltaket sammenlignes med.
- I_1, I_2 osv. og $I_{1,alt}, I_{2,alt}$ osv. er nåverdien av framtidige investeringskostnader, for å opprettholde de ulike alternativenes funksjon gjennom bygningens levetid.

$$\circ I_1 = \frac{I}{(1+r)^{m-1}}, I_2 = \frac{I}{(1+r)^{m-2}}, osv.$$

$$\circ I_{1,alt} = \frac{I_{alt}}{(1+r)^{m-1}}, I_{2,alt} = \frac{I_{alt}}{(1+r)^{m-2}}, osv.$$

- Levetid (m) for en teknisk installasjon settes til 20 år. Annen levetid for installasjoner kan benyttes der dette kan dokumenteres.

11.2 Følsomhetsanalyse og kostnadsanalyse

Lønnsomheten i et prosjekt kan være mer eller mindre følsom for endringer i forutsetningene i beregningen. Typisk for alternativ der utnytting av ulike energikilder vurderes opp mot hverandre er følsomhet overfor endringer i energiprisene. Det er derfor viktig å undersøke hvilken øvre grenseverdi for investeringen og hvilken nedre grenseverdi for energiprisen som gjør prosjektet ulønnsomt. Det kan også være aktuelt å gjennomføre følsomhetsanalyser med andre viktige parametre, som for eksempel investeringskostnader og kalkulasjonsrente.

En kostnadsanalyse forteller hvilke årskostnader og spesifikke kostnader et prosjekt vil ha. Årskostnadene uttrykker en gjennomsnittlig årlig kostnad gjennom hele installasjonens levetid, men sier lite om reel lønnsomhet. Spesifikke kostnader kan eksempelvis være en varmekostnad, uttrykt i kroner pr. kilowattime (kr/kWh). Den kan sammenlignes med tilsvarende energipris for alternative oppvarmingsanlegg.

11.3 Gjennomføring av investeringsanalyser

I dette arbeidet er det framsatt ulike forslag til hvordan energibehovet i hyttemarkedet kan reduseres. Det er særlig lagt vekt på å redusere oppvarmingsbehovet med hensyn til frostsikring av sanitærinstallasjoner. Her er det også vektlagt hvordan det resterende

oppvarmingsbehovet kan dekkes av solvarme, framfor bruk av elektrisitet. I tillegg er det fokusert på fritidsboligen i bruksperioder, da med tanke på hvordan brukerne kan forsyne seg selv med elektrisitet til i hovedsak el-spesifikke formål.

En fullstendig investeringsanalyse er ikke like enkelt å gjennomføre for alle løsningene. I de neste underkapitlene vil det derfor gjennomføres mer eller mindre fullstendige analyser, som forhåpentligvis kan være hjelpelig i vurderingen av økonomien i de ulike alternativene.

11.3.1 Samling av sanitærinstallasjoner i en indre kjerne av bygget

Fellesnevneren for alle løsningene det er jobbet med i denne oppgaven er en samling av sanitærutstyret i en indre kjerne av bygningen. Hensikten med dette har vært å redusere det nødvendige oppvarmingsbehovet for frostsikring av de sanitære installasjonene. Den enkleste sammenligningen man kan foreta er ved å se på scenarioene der hele bygningsvolumet frostsikres ved hjelp av direkte elektrisk oppvarming, med det der kun den indre kjernen holdes over 0 °C. Resultatet fra denne sammenligningen indikerte et nødvendig oppvarmingsbehov på 605,6 kWh/år for hele volumet, mens behovet var redusert til 47,2 kWh/år ved oppvarming av fritidsboligens to indre soner.

11.3.1.1 Lønnsomhetsvurdering

En nåverdibetraktning kan benyttes for å vurdere lønnsomheten ved en samling av det sanitære utstyret i en varm kjerne. Siden begge alternativene benytter direkte elektrisk oppvarming vil den årlige privatøkonomiske besparelsen bli lik differansen i oppvarmingsbehov multiplisert med gjeldene elektrisitetspris:

$$B = (E_1 - E_0) \cdot K_{el} \quad (11.2)$$

Her er:

- E_1 Årlig elektrisitetsforbruk for frostsikring av hele fritidsboligens volum [kWh/år].
- E_0 Årlig elektrisitetsforbruk for frostsikring av fritidsboligens indre kjerne [kWh/år].
- K_{el} Aktuell årsgjennomsnittlig kWh-pris, inkludert distribusjon og avgifter, på elektrisitet [kr/kWh].

Det største usikkerhetsmomentet i vurderingen er hvilke merkostnader en løsning med en sentrering av det sanitære utstyret vil medføre. I utgangspunktet er det ikke gitt at det vil komme til å medføre en merkostnad overhode. Endringene i bygningskonstruksjonen kan betraktes som en forflytning av isolasjonsmateriale. Framfor å superisolere ytterveggene er det heller satset på god isolasjon mot den indre kjernen. U-verdien i ytterveggen er satt tilnærmet lik 0,19 W/m²K, mot kravet til gjennomførte energiltak i TEK-07 på 0,18 W/m²K. Veggene som skiller de indre sonene fra de ytre har en U-verdi på 0,12 W/m²K.

Dette tilsvarer en vegg med 30 cm mineralull. Selv om den innvendige veggen har et tykt isolasjonslag, gjør det begrensede veggarealet sitt til at isolasjonsutgiften blir moderat. Faktisk kan denne utgiften langt på vei kompenseres for i form av reduserte utgifter i forbindelse med dårligere isolering av ytterveggene, da behovet for isolering av de ytre sonene er mindre enn det som hadde vært naturlig om disse sonene måtte holdes frostfrie.

En potensiell merkostnad vil ligge i planlegging, kjøp og installasjon av det sanitære utstyret. Løsningen vil kreve en kompakt utførelse som gjerne er mindre komplisert enn det man tradisjonelt finner. Likevel er det grunn til å tro at mangelen på kunnskap og tilgjengelige hyllevarer vil kunne medføre ekstra utgifter til å begynne med. De ekstra utgiftene vil reduseres, og mulig elimineres, dersom det på sikt etablerer seg et marked som etterspør disse produktene.

En nåverdiberegning kan gjennomføres med følgende forutsetninger:

$$E_1 = 605,6 \text{ kWh/år}$$

$$E_0 = 47,2 \text{ kWh/år}$$

$$K_{el} = 1, 2 \text{ eller } 3 \text{ kr/kWh (varierende parameter)}$$

$$r = 4 \%$$

$$n = 50 \text{ år}$$

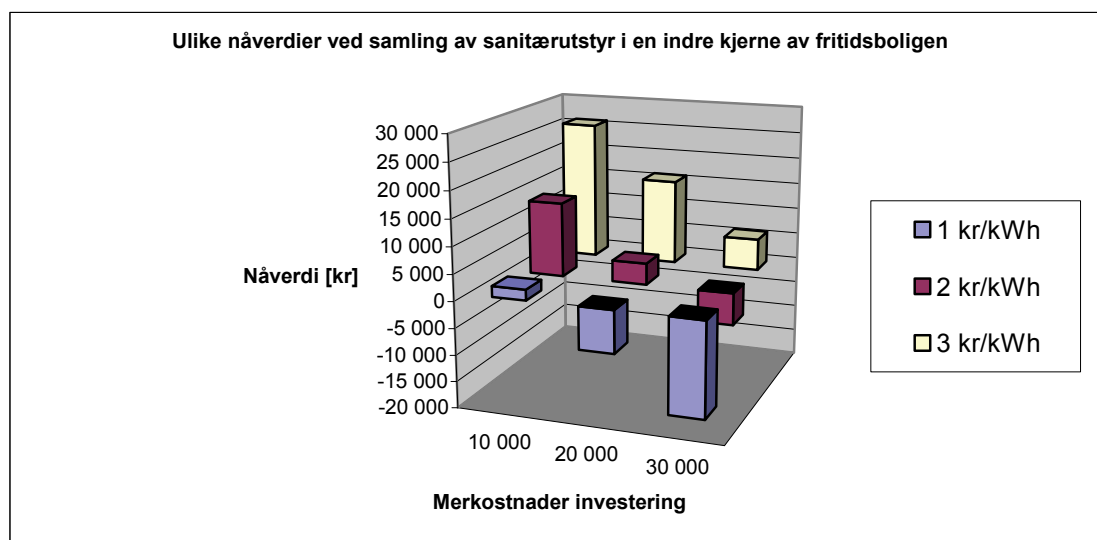
$$I_0 = 10\ 000, 20\ 000 \text{ eller } 30\ 000 \text{ kr (varierende parameter)}$$

$$I_{0,alt} = 0 \text{ kr}$$

$$\text{Nåverdi} = ((605,6 - 47,2) \cdot K_{el}) \cdot \frac{1 - (1 + 0,04)^{-50}}{0,04} - I_0$$

$K_{el} \backslash I_0$	10 000	20 000	30 000
1 kr/kWh	1 996	-8 004	-18 004
2 kr/kWh	13 991	3 991	-6 009
3 kr/kWh	25 987	15 987	5 987

Tabell 11.1: Beregnede nåverdier for ulike kombinasjoner av investeringskostnader og energipriser.



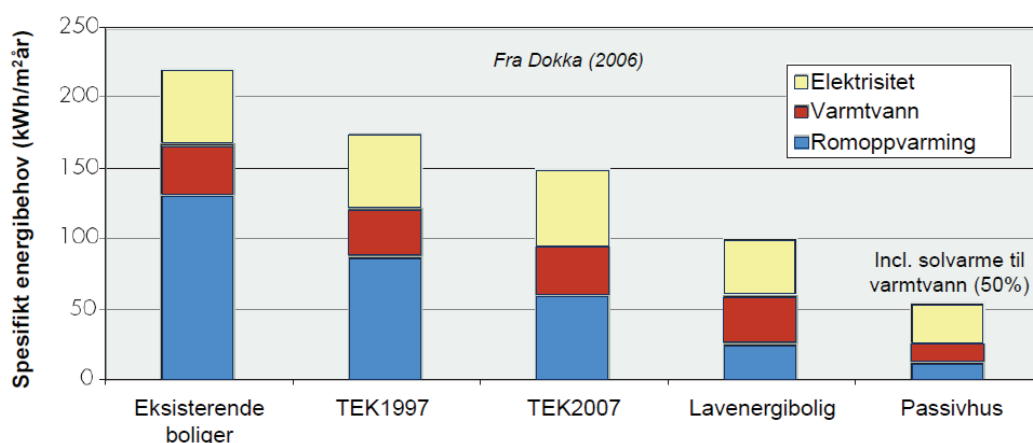
Figur 11.2: Grafisk framstilling av nåverdier for ulike kombinasjoner av investeringskostnader og energipriser.

Årlig elektrisitetsforbruk er satt lik årlig energibehov til frostsikring da virkingsgraden for varmesystem basert på elektrisitet er lik 1,0. Merkestnadene ved sentrering av sanitærutstyret er valgt til henholdsvis 10 000, 20 000 og 30 000 kroner. Det er ingen framtidige ekstrakostnader forbundet med tiltaket, siden eventuelle utskiftninger av sanitærutstyr må påregnes for begge alternativ i løpet av bygningens levetid. Det er forutsatt at disse kostnadene tilnærmedesvis er like store. En gjennomsnittlig strømpris som varierer mellom 1-3 kr/kWh er høyt i forhold til det historiske prisnivået i Norge, men anses som relevant med tanke på eventuelle prisøkninger i framtiden.

Som *Tabell 11.1* viser er det kun tre av kombinasjonene som gir en negativ nåverdi, og som derfor må anses som ulønnsomme tiltak. Likevel indikerer resultatet at lønnsomheten er beskjeden med dagens energiprisnivå. Hvis dette nivået holder seg, kan kun små ekstrakostnader i forbindelse med investeringen forsvares, dersom privatøkonomisk lønnsomhet er drivkraften.

I et lønnsomhetsperspektiv kan det også være på sin plass å understreke at reduksjonen i nødvendig tilført energi til frostsikring, til dels kan bli betydelig større enn hva beregningene her indikerer. De fleste eldre hytter er bygd med isolasjonstykkelser som ligger langt under kravene i TEK-07, og i mange tilfeller også langt under TEK-97-nivået. Enkelte av disse hyttene vil kunne bli renoveret, med innlagt vann og strøm som en naturlig følge av det. Hvorvidt noe gjøres med isolasjonstykkelsen er høyst usikkert. Resultatet kan fort bli en løsning der hele hyttvolumet må varmes med elektriske panelovner for å forhindre frostskafer i vannrørene. Med til dels mangelfull isolering av ytterveggene kan energibehovet bli betydelig, og gevinsten ved å redusere oppvarmingsbehovet tilsvarende stor. *Figur 11.3* viser typisk formålsdelt energibruk for eksisterende boliger, boliger etter tidligere forskrifter og dagens forskrifter, samt lavenergiboliger og passivhus. Sammenligner vi romoppvarmingsbehovet mellom eksisterende boliger og boliger bygd etter TEK-07 ser vi en omtrentlig halvering.

Brorparten av reduksjonen kan tilskrives lavere transmisjonstap som følge av bedre varmeisolerings av bygningens omsluttende flater. Selv om dette scenarioet er hentet fra helårsboliger kan den samme trenden overføres til fritidsboliger. Det er med andre ord store muligheter for at energiutgiftene, i form av redusert energibehov til frostsikring av renoverte fritidsboliger, fort kan bli betydelig lavere enn det beregningene her viser.



■ Årlig oppvarmingsbehov for varmtvann, 3.000-5.000 kWh/år for hver boenhet

Figur 11.3: Viser typisk formålsdelt energibruk for eksisterende boliger, boliger etter tidligere forskrifter og dagens forskrifter, samt lavenergiboliger og passivhus [53].

11.3.2 Løsning med utnyttning av solvarme

For alternativet med aktiv bruk av solvarme til oppvarming av hyttemodellens indre kjerne, er det ikke så enkelt å gjennomføre en fullstendig investeringsanalyse. Årsaken til dette er vanskeligheten ved å estimere den årlige privatøkonomiske besparelsen. I beregningene som er utført i ESP-r gir solvarmen kun bidrag til oppvarming av de indre sonene (i tillegg til noe varmeoverføring til de ytre sonene). I et praktisk tilfelle er det tenkt at solvarmen også skal brukes til forvarming av forbruksvann. Hvor stor del av solenergien som kommer til nytte, og dermed hvor stor besparelsen er i form av lavere energiutgifter, forblir derfor et ubesvart spørsmål.

Det som likevel kan diskuteres nærmere er investeringskostnadene i forbindelse med solvarmesystemet. Videre er det også mulig å si noe om generell lønnsomhet rundt anvendelse av solvarmeteknologi.

11.3.2.1 Offentlig støtte

Allerede på midten av 1970-tallet begynte arbeidet med å utnytte solinnstrålingen direkte til energiformål i Norge. For at teknologien skulle klare å nå fram til markedet ble det tidlig klart at offentlig støtte var påkrevd. I starten bestod denne støtten i all hovedsak av

midler rettet mot å fremme forskning og utvikling av teknologien. Den første ordningen for økonomisk støtte til installasjon av solenergisystem ble etablert i 1992 [54]. Bak initiativet stod Norges forskningsråd, sammen med NVE. *Solenergiprogrammet* var navnet, og målsetningen var å åpne et marked for slike anlegg i Norge. Det første året ble det gitt 3,00 kroner i støtte per årsproduserte kWh, mens denne ble redusert til 2,50 fra og med 1993. Alle solvarmeanlegg hadde rett til støtte, men det ble stilt krav til driftssikkerhet. Støtteordningen ble avviklet etter bare to år, noe som førte til at det lille markedet som var blitt etablert som en følge av ordningen, nå falt helt bort. Etter dette har det gått mange år før private kunder igjen har kunnet søke offentlig støtte til utbygging av solvarmeanlegg.

Fra og med august 2008 har det vært mulig å søke Enova om støtte til utbygging av solfangerløsninger [55]. For at det skal gis støtte må følgende generelle kriterier oppfylles [56]:

- Tilsagn gis kun til husholdninger. En husholdning/boenhet kan til enhver tid bare ha registrert én søknad om tilsagn.
- Tilsagnet kan kun benyttes til den type tiltak det er gitt tilsagn om.
- Kjøper av tilskuddsberettiget utstyr og mottaker av tilskudd må være medlem av husholdningen. All fakturadokumentasjon må kunne knyttes til husstanden.
- Det utbetales ikke tilskudd for tiltak som er påbegynt eller fullført ved innsending av søknad. Det skal heller ikke ha påløpt kostnader til tiltaket det søkes tilskudd til, før registrering av søknad.
- Det gis kun tilskudd til utstyr som er nytt fra fabrikk og som er omfattet av normale utstyrsgarantier.
- Det er ikke anledning til å motta annen offentlig støtte til tiltaket.

Av disse punktene er det kanskje punkt 4 som det er viktigst å være oppmerksom på. Formuleringen her gjør det viktig at man er tidlig ute med en eventuell søknad om støtte fra Enova. I tillegg er det verdt å merke seg at man ikke er berettiget annen offentlig støtte til ett og samme tiltak.

I forbindelse med solfangerprosjekt åpner Enova for å støtte 20 % av dokumenterte kostnader, med et tak på 10 000 kr. Det vil si at ekstrakostnader over 50 000 må dekkes av egen lomme. Spesielle kriterier for tildeling av støtte er [56]:

- Solfangerløsningen skal være integrert med boligens løsning for oppvarming av tappevann og eventuelt løsning for romoppvarming.
- Det gis tilskudd til solfangerløsninger i kombinasjon med andre fornybare energikilder.
- Kombinasjonsløsninger ses på som ett tiltak i forhold til bestemmelse om at det ikke kan gis flere offentlige tilskudd til samme tiltak.
- Installert solfangerløsning skal dokumenteres med fotografi av utvendige paneler slik de er montert og med spesifisering for forventet energiutbytte.
- Tilsagnet må benyttes innen 8 måneder fra tilsagnsdato.

Verdt å merke seg her er kravet om at solvarmen **må** utnyttes i forbindelse med varming av forbruksvann. Samtidig er det også nødvendig å gi informasjon om forventet energiutbytte fra solfangeren.

Et annet økonomisk insitament for å fremme utbredelsen av solvarmeteknologi i Norge trådte i kraft 1. juli 1999. Fra og med da ble solenergianlegg og geovarmeanlegg fritatt investeringsavgift [57]. Problemet med dette tiltaket er at det ikke treffer det private markedet. En mer effektiv strategi for å fremme vekst av solvarmeanlegg blant private aktører ville derfor vært et fritak fra merverdiavgiften.

11.3.2.2 Solvarmeanleggets investeringskostnader

Prisen for et solvarmeanlegg varierer med forutsetningene. Selv om systemløsningen som er presentert i denne oppgaven fraviker noe fra det som gjerne kalles en ”standardløsning” kan det likevel være hensiktsmessig å se på et ”typisk” pristilbud på et solvarmeanlegg til oppvarming av varmtvann. Solvarmeanlegget er beregnet til å dekke 60 % av varmtvannsbehovet, i dette tilfellet ca. 2000 kWh/år.

Investeringer	Kostnad (inkl. mva.) [kr]
Solfanger	10 000
Systempakke	5 000
Varmtvannstank m/el-kolbe	10 000
Rør og isolering	5 000
Installasjon	10 000
Totalt	40 000

Tabell 11.2: Priseksempel på et solvarmeanlegg til tappevannsoppvarming [10].

Den kostnaden som i størst grad vil fravike fra priseksempelen over er utgiften i forbindelse med varmelageret. Ved å ta utgangspunkt i alternativet med et lagervolum på 4 m³ vil nok den praktiske tilnærmingen være å dele opp dette i flere mindre enheter. Det er flere årsaker til det. For det første vil mindre tanker gjøre transport og installasjon enklere. Videre er markedet for tanker av denne størrelsen, til dette formålet, begrenset. Selv tanker på 1 m³ er i solvarmesammenheng å betegne som store. De fleste norske produsentene, som OSO og CTC, leverer beredere som er tilpasset både fornybare energikilder og direkte elektrisitet. Disse er gjennomgående for små og for kostbare til å kunne vurderes i denne sammenheng.

Som et eksempel på hva kostnaden kan komme til å ligge på for en lagertank på 1 m³, brukes priser fra det danske solvarmefirmaet Sonnenkraft. De tilbyr, foruten lagertanker, også solfangere og komplette systemløsninger for solvarmeanlegg. Deres akkumuleringstank *Comfort XL PS1000* rommer 1000 liter og har en vekt på 116 kg, inkludert den avtakbare isoleringen. Tankens UA-verdi er 6,1 W/K, noe som tilsier at varmetapet fra denne vil bli større enn for den lagertanken i beregningen med lavest isoleringsstandard. Prisen er oppgitt til 8000 DKK, eksklusiv mva. [58]. Med 4 slike tanker, en kronekurs der 1 DKK tilsvarer 1,18 NOK, samt 25 % mva., vil investeringen i

lagertanker komme på 47 200 NOK. Som vi ser av regnestykke er dette en betydelig investering. Taket for hva Enova støtter blir nesten nådd med kun lagertankene. I tillegg kommer naturligvis utgiftene til solfanger, systempakke, rør, isolering og installasjon.

En løsning for å redusere utgiftene til lagertanker kan være å kontakte produsenter av rustfrie tanker til eksempelvis landbruksformål. Noen av disse produsentene åpner for å lage spesialprodukt på bestilling fra kunde. Hva prisen eventuelt vil ligge på, samt om de besitter den nødvendige kunnskapen med hensyn til isolasjon og integrasjon av varmevekslere, gjenstår enda å undersøke.

Som en tommelfingerregel brukes ofte at en solfanger koster 1500 kroner per kvadratmeter, inkludert mva. Med i denne prisen følger monteringsmateriell, men ikke montering. Prisen for vakuumsolfangere er generelt høyere enn for plane solfangere. I enkelte tilfeller vil solfangerne erstatte annen ytterkledning, slik at man kan trekke fra kostnader til for eksempel takstein i lønnsomhetsvurderingen.

For en solfanger på 5 m² må man påregne en investeringskostnad på ca. 7500 kr. En dobling av arealet medfører en dobling i investeringskostnaden, men vil åpenbart lønne seg dersom behovet for lagringskapasitet kan halveres. Med i regnestykket kommer også økte utgifter til større sirkulert mengde varmemedium for den større solfangeren, men utgiften er forsvinnende liten i denne sammenheng.

11.3.2.3 Betragtninger rundt lønnsomhet og utbredelse av solvarmeanlegg

Solvarmeanlegg betales gjerne ned i løpet av 5-10 år [59]. Man må nok påregne lengre tilbakebetalingstid for noen av solvarmemodellene beskrevet her, grunnet ekstrakostnaden i forbindelse med store lagertanker. Likevel er det ikke utenkelig at tiltaket vil bli lønnsomt på sikt. Mye avhenger her av hvor stort bidraget til forvarming av tappevann blir i bruksperiodene.

De fleste hyttene som har innlagt vann er også tilknyttet strømmettet. Noen unntak finnes, særlig for avsidesliggende hytter som benytter grunnvann. I disse tilfellene har ikke solvarmen noen reell konkurranse fra elektrisitet med hensyn til frostsikring. Hvorvidt et solvarmeanlegg skal anskaffes blir da et spørsmål om hvordan hytteeieren ønsker å håndtere frostproblematikken. Tapping av vannsystemet og frostvæske i vannlåser etc. er en mulighet. Med et solvarmeanlegg slipper man dette, i tillegg til at behovet for propangass i forbindelse med oppvarming av forbruksvann reduseres.

Hensynet til miljøet kommer naturligvis med i vurderingen om hvorvidt et solvarmeanlegg bør anskaffes. Stadig flere personer blir sitt eget energiforbruk bevisst ettersom oppmerksomheten rundt klimaendringer og menneskenes innvirkning på disse øker. I den sammenheng vil det kunne være gode muligheter for at solvarmeteknologi blir vurdert som et seriøst alternativ for flere, også innenfor fritidsboligformål. Det kanskje største ansvar for en større utbredelse av solvarmeanlegg ligger hos de som skal

prosjekttere slike anlegg. Flere velfungerende eksempler, der kunden kan fortelle om sin tilfredshet til potensielle kunder, vil naturlig nok bidra positivt til at solvarmeteknologien for alvor slår rot i Norge.

11.3.3 Solcelleanlegg med nettilknytning

I simuleringen av den nettilknyttede solcellemodellen ble det benyttet et solcellepanel på 800 W. På årsbasis klarte dette å generere i underkant av halvparten av det totale elektrisitetsbehovet. Da er det kalkulert med en elektrisitetsbelastning fra belysning og teknisk utstyr på lik linje med standardverdiene for småhus i NS3031. Bruksperioden er satt til hver lørdag og søndag mellom klokka 0800 og 2300.

Et panel på 800 W er i størrelsesorden 10 ganger større enn det som man gjerne finner installert i norske hytter i dag. Da energiutbytte fra dette ikke engang er i stand til å dekke halvparten av det estimerte forbruket, sier det seg selv at både brukshyppigheten og omfanget under bruk, må betegnes som enormt i forhold til hva som er ”vanlig” for hytter med strømforsyning via solceller. For at visjonen om å være netto krafteksportør til nettet kan bli en realitet, og med realitet tenkes det her på den økonomiske biten, må det skje endringer i forhold til beregningseksempelen. Et elektrisitetsforbruk på over 1400 kWh/år er for mye. Dette må være lavere, noe det er stor grunn til å tro at det også er i de fleste fritidsboliger som brukes kortere perioder av året. I tillegg er det behov for at investeringskostnaden for solcelleprodukter reduseres i årene framover. Hvorvidt produsentene er i stand til å redusere prisene kommer an på silisiummarkedet og om de lykkes med å framstille enda tynnere celler i framtida. For å få solcelleteknologien konkurransedyktig i en større sammenheng, spørres det ikke om statlige støtteordninger er påkrevd. En ide kan være at Enova innlemmer solceller i sin tilskuddsordning.

11.3.3.1 Investeringsanalyse for nettilknyttet solcelleanlegg i Spania

På grunn av manglende erfaring og rammebetingelser for distribuerte nettilknyttede solcelleanlegg i Norge, tas det utgangspunkt i en investeringsanalyse fra år 2005, som er gjennomført for et slikt anlegg i Spania [60]. Studien er foretatt på bakgrunn av installasjoner i den spanske byen Zaragoza.

For å fremme produksjonen av energi fra fornybare energikilder ble det gjennom spansk lovgivning åpnet for at elektrisitet, produsert fra eksempelvis solceller, skulle kunne leveres til nettet for en betydelig høyere pris enn det som ble krevd for uttak av samme kraftmengde fra nettet. Som et eksempel lå gjennomsnittstariffen for kjøp av kraft i Spania på 0,072072 €/kWh i 2004, mens tilsvarende tariff for salg til nettet var 0,414414 €/kWh. Med en slik forskjell i pris vil det ikke være aktuelt å benytte noe av den egenproduserte strømmen selv. Alt av produksjon leveres til nettet, mens eget behov dekkes av import fra nettet.

Lønnsomhetsberegningene er gjennomført som nåverdberegninger og ved estimering av inntjeningstid. Investeringskostnadene (S) forbundet med et nettilkoblet solcelleanlegg kan sammenfattes slik:

$$S = C_{gen} + C_{inv} + C_{inst} - C_{sub} = C_{system} - C_{sub} \quad (11.3)$$

Her er:

- C_{gen} utgift til kjøp av solcellepanel(er) [€]
- C_{inv} utgift til kjøp av inverter [€]
- C_{inst} utgift til installasjon (støttesystem, kabler, spenningsvern, dimensjonering etc.) [€]
- C_{sub} eventuelle subsidier for å dekke deler av investeringskostnadene [€]

Uttrykket for årlig privatøkonomisk besparelse (Q_j) tar følgende form:

$$Q_j = (p_s \cdot E_{PVinj}) - [(C_{o\&M} + C_{ins})(1+g)^j + C_{Fin}] \quad (11.4)$$

Her er:

- p_s pris for salg av kraft til nettet [€/kWh]
- E_{PVinj} årlig energimengde levert til nettet [kWh/år]
- $C_{O\&M}$ årlige kostnader i forbindelse med drift og vedlikehold [€/år]
- C_{ins} årlige forsikringskostnader [€/år]
- g årlig inflasjonsrate [%]
- j tellevariabel
- C_{Fin} årlige finansieringskostnader (ved opptak av lån) [€/år]

Siden privatøkonomisk besparelse endrer seg med inflasjonen (blir mindre for hvert år da kostnadene i forbindelse med drift, vedlikehold og forsikring er beregnet å stige årlig), blir uttrykket for nåverdien (NV) endret i forhold til *Ligning 11.1*:

$$NV = -S + \frac{Q_1}{(1+i)} + \frac{Q_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{Q_N}{(1+i)^N} = -S + \sum_{j=1}^N \frac{Q_j}{(1+i)^j} \quad (11.5)$$

Her er:

- i kalkulasjonsrente [%]
- N anleggets levetid [år]

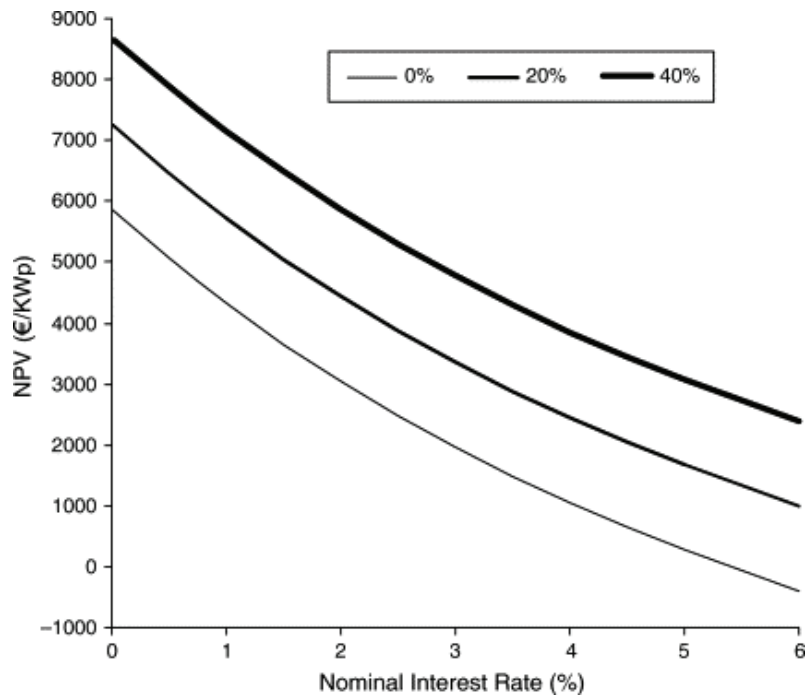
Inntjeningstiden (P) er et mål på antall år det tar før de årlige privatøkonomiske besparelsene har utlignet investeringskostnaden. Dette er uttrykt i *Ligning 11.6*:

$$-S + \sum_{j=1}^P \frac{Q_j}{(1+i)^j} = 0 \quad (11.6)$$

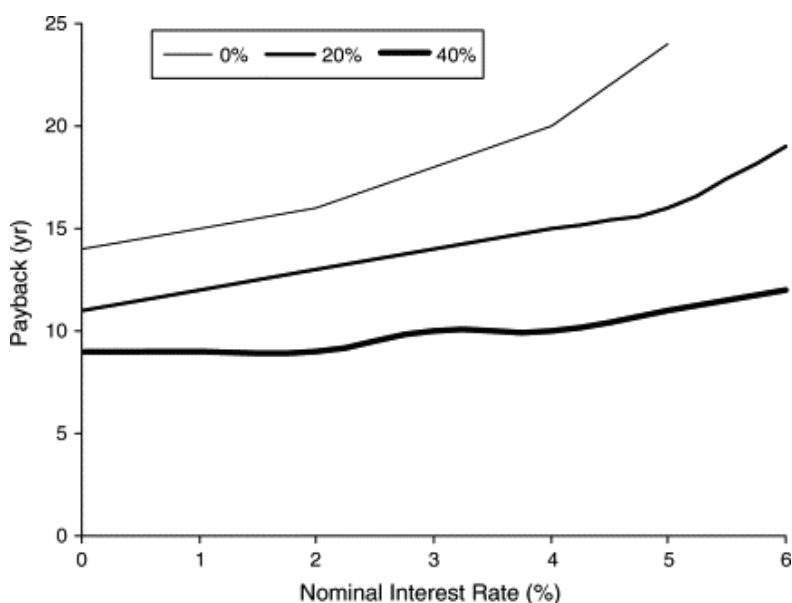
Følgende forutsetninger er lagt til grunn for lønnsomhetsberegningene som tar utgangspunkt i en salgspris på kraft til nettet pålydende 0,414414 €/kWh:

- Årlig energiutbytte: $E_{PV,inj} = 1300 \text{ kWh/kWpår}$ (Wp er solcellepanelets spisseffekt i Watt ved standard testbetingelser, STI)
- Totale investeringskostnader: $C_{system} = 7 \text{ €/Wp}$
- Årlige drift og vedlikeholdskostnader: $C_{O\&M} + C_{ins} = 18 \text{ €/kWp}$
- Årlige finansieringskostnader: $C_{Fin} = 0$ (ikke lånefinansiert)
- Pris for salg av kraft til nettet: $p_s = 0,414414 \text{ €/kWh}$
- Anleggets levetid: $N = 25 \text{ år}$
- Inflasjonsrate: $g = 2 \%$

Resultatet av nåverdiberegningen og tilbakebetalingstiden er framstilt grafisk med kalkulasjonsrenter mellom 0-6 % og subsidier på henholdsvis 0, 20 og 40 %:



Figur 11.4: Nåverdi vs. kalkulasjonsrente for ulike subsidieringsnivå [60].



Figur 11.5: Inntjeningsstid vs. kalkulasjonsrente for ulike subsidieringsnivå [60].

I det spanske eksempelet er det benyttet en salgpris på 0,414414 €/kWh kraft solgt til nettet. Med en eurokurs på 8,5 tilsvarer det 3,52 kr/kWh. Selv med en så gunstig pris, kombinert med subsidier på 40 %, ser vi av *Figur 11.5* at inntjeningsstiden aldri bli lavere enn 9 år. Dersom bakgrunnen for investeringen utelukkende er økonomisk motivert, vil solceller derfor være et mindre aktuelt alternativ, selv i et solrikt land som Spania.

11.3.3.2 Investeringsanalyse for hyttemodellen med nettilkobling

Det kalkulerte energiutbytte fra det 800 W store panelet i Østersund ble 610,8 kWh/år. Omregnet til utbytte per kW_p blir det 763,5 kWh/år. Lønnsomhetsstudien fra Spania, som er omtalt i det foregående kapittelet, ser på innvirkningen av ulike energiutbytter over året. Her går det fram at alternativ som gir et årlig energiutbytte på under 1100 kWh/kW_p får en svært lang tilbakebetalingstid. Faktisk vil investeringen aldri bli lønnsom dersom subsidier uteblir.

For å gjennomføre en sammenligning av ulike nåverdier for solcellepanelet på 800 W er det tatt utgangspunkt i de forutsetningene som ligger til grunn for den økonomiske analysen fra Spania. Kostnadene er omregnet til norske kroner ut fra en eurokurs på 8,5. Variable størrelser i beregningen er salgsprisen for salg av kraft til nettet, samt nivået på eventuelle subsidier.

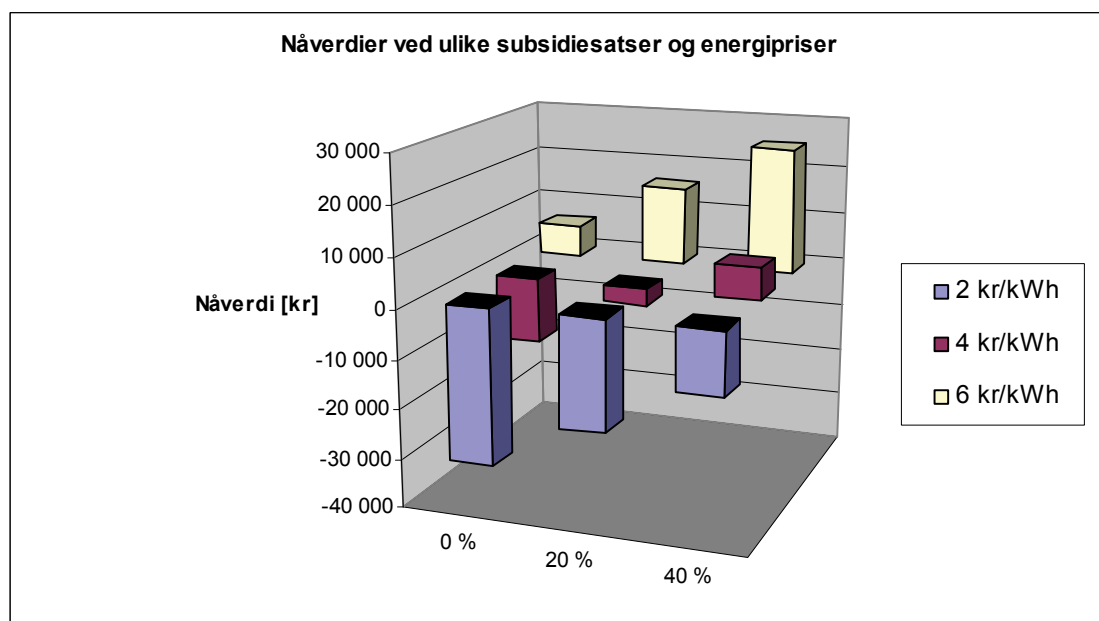
- Årlig energiutbytte: $E_{PV,inj} = 763,5 \text{ kWh/kWp/år}$
- Totale investeringskostnader: $C_{system} = 60 \text{ kr/Wp}$
- Årlige drift og vedlikeholdskostnader: $C_{O\&M} + C_{ins} = 153 \text{ kr/kWp/år}$
- Anleggets størrelse: $W_{panel} = 800 \text{ Wp}$

- Årlige finansieringskostnader: $C_{\text{Fin}} = 0$ (ikke lånefinansiert)
- Pris for salg av kraft til nettet: $p_s = 2, 4$ og 6 kr/kWh (parameter som varierer)
- Subsidier: 0, 20 og 40 % (parameter som varierer)
- Anleggets levetid: $N = 25$ år
- Inflasjonsrate: $g = 2$ %
- Kalkulasjonsrente: $i = 4$ %

I Vedlegg E finnes et matlab-script som regner ut den aktuelle nåverdien. I beregningen er kraftprisen antatt konstant for anleggets levetid, mens utgiftene til drift, vedlikehold og forsikring er estimert til å stige med 2 % per år.

Sub	0 %	20 %	40 %
Energipris			
2 kr/kWh	-31 917	-22 317	-12 717
4 kr/kWh	-12 833	-3 233	6 367
6 kr/kWh	6 251	15 851	25 451

Tabell 11.3: Beregnede nåverdier for ulike subsidiesatser og energipriser.



Figur 11.6: Grafisk framstilling av nåverdiberegningen med ulike subsidiesatser og energipriser.

Som vi ser av Tabell 11.3 er nåverdien negativ for alle subsidienivåene med en salgspris på 2 kr/kWh. Er salgsprisen 4 kr/kWh er nåverdien positiv med 40 % støtte av investeringskostnaden. En salgspris på hele 6 kr/kWh gir positiv nåverdi selv uten investeringsubsidier.

Om ikke forutsetningene som ligger til grunn for nåverdiberegningene er korrekt, gir de i hvert fall en indikasjon på økonomien til nettilknyttede solcelleanlegg i Norge. De totale

investeringskostnadene er anslått til 60 kr/Wp. Et anlegg på 800 W blir dermed kostende 48 000 kr. Mye kan tyde på at dette er for lavt. Som et eksempel kan nevnes prisnivået til solcellepanel. Fra prislista til GETEK[61] kan man finne at deres *KYOCERA*-panel på 200 W kostet 12 328 kr inkludert mva. i 2008. For å oppnå en installert effekt på 800 W må man med andre ord ut med ca. 50 000 kr. I tillegg kommer øvrig nødvendig utstyr for å få et anlegg som kan kobles opp mot nettet.

Et annet usikkert moment i beregningen er prisen på kraft solgt til nettet. Her i Norge er vi foreløpig langt unna de vilkårene som tilbys de spanske borgerne som investerer i fornybar elektrisitetsproduksjon. For at løsningen med nettilknyttede solcelleanlegg skal etablere seg her til lands er man avhengig av en utvikling av avtaleformer mellom private kraftprodusenter og kraftselskapene. I Olje- og energidepartementets utredning fra 1998, *Energi- og kraftbalansen mot 2020* [62], står det antydning at en strømpris på 4 kr/kWh må påregnes for at solcelleteknologien skal bli lønnsom i Norge. Da er det tatt utgangspunkt i et noe høyere årlig energiutbytte (0,8 kWh/Wp), enn hva tilfellet er for modellen fra ESP-r (~0,76 kWh/Wp). Nåverdiberegningen over indikerer at en enda høyere pris er nødvendig, med mindre omfattende investeringsstøtte kan påregnes. Som de fleste skjønner er det en lang vei å gå før økonomien gjør at den gjennomsnittlige hytteeieren vil vurdere en løsning med solcellekraft som utveksles med nettet. Likevel er det på sin plass å fokusere på mulighetene som ligger i lokal kraftproduksjon hos sluttbruker.

11.3.3.3 Nytteverdien til lokal kraftproduksjon hos sluttbruker

I 2001 startet et prosjekt med tittelen *Lokal kraftproduksjon hos sluttbruker* i regi av Sintef Energiforskning AS. I den forbindelse ble det pekt på en rekke potensielle nytteverdier ved slik produksjon [63]:

- Økonomisk potensial for sluttbruker på grunn av lavere energikostnader i form av redusert nettleie, egenproduksjon av varme og muligheter for tilbakesalg av energi og effekt.
- Nettselskap/systemoperatør kan i økt grad spille på sluttbrukernes fleksibilitet for å redusere effektknapphet og dermed bidra til å utsette investeringer.
- Muligheter for å etablere såkalte mikronett mellom sluttbrukere kan innføre aspekter av konkurranse i nettvirksomheten, noe som kan føre til samfunnsøkonomiske besparelser.
- Implementering av nye teknologier for distribuert kraftproduksjon.

Det siste punktet tar med i betraktningen at norsk småskala kraftproduksjon tradisjonelt har vært orientert mot vann- og vindkraft. Prosjektets sluttrapport [64], som kom i slutten av år 2005, har listet opp følgende aktuelle teknologier for lokal kraftproduksjon: gassturbiner, forbrenningsmotorer, brenselceller, vindkraft, vannkraft, solenergi og stirlingmotorer. Med tanke på bruk av solceller sier prosjektutvalget at dette neppe er en aktuell teknologi for distribuert kraftproduksjon i Norge. Kostnadene for slik kraft er anslått til å ligge mellom 5-15 kr/kWh.

11.3.3.4 Ikke-økonomiske utfordringer

Til tross for prosjektrapportens skepsis angående utsiktene for nettilknyttede solcelleanlegg i Norge, er det absolutt grunn til å vurdere slike løsninger også her i landet. Bakgrunnen er et stadig større fokus på energiknapphet, og klimapåvirkninger som følge av bruk av fossile energikilder. Foruten de økonomiske utfordringene som møter teknologien kommer hensyn til leveringskvalitet og vern. Tas ikke disse utfordringene på alvor kan det resultere i varierende nettspenning og frekvens, noe som kan være skadelig for elektronisk utstyr. Myndighetene stiller derfor klare regler for hvordan lokale produsenter skal være tilknyttet nettet på forsvarlig måte.

11.3.4 Investeringsanalyse for solcelleanlegg uten nettilknytning

Fortsatt er det slik at mange norske fjellhytter er plassert slik at en tilknytning til strømmettet er utenkelig. For at også disse skal kunne ta del i godene som elektrisitet medfører, har det i lang tid vært vanlig å installere mindre solcelleanlegg som er i stand til å dekke et mer eller mindre beskjedent forbruk. I denne oppgaven er det valgt å dele opp bruksomfanget i to, der det ene bruksmønsteret har fått betegnelsen ”hel” og det andre ”halv”. Bakgrunnen for oppdelingen er det faktum at variasjonen i både bruks- hyppighet og varighet er stor. Mens noen hytteeiere benytter en hver anledning til å oppsøke hytta, er andre adskillig mer forsiktig i sin bruk. I den økonomiske analysen vil det bli sett på disse to scenarioene hver for seg.

For å kunne gjennomføre en lønnsomhetsberegning må man nødvendigvis vurdere tiltaket opp mot et annet aktuelt alternativ. I situasjonen uten tilgang til strømmettet er det nærliggende å tenke at alternativet er full oppdekking fra et strømaggregat. Nåverdiberegningene som følger vil derfor sammenligne alternativene: strøm fra solceller og strøm fra aggregat.

11.3.4.1 Nåverdiberegning for bruksmønster ”hel”

Med en effektbelastning på 200 W hver lørdag gjennom året mellom klokka 0800 og 2300, i tillegg til effektbehovet til drift av pumpe i solvarmeanlegget, indikerer beregningsresultatene et energibehov på 192,3 kWh/år. Et solcellepanel på 400 W gir et netto energioverskudd på 113,1 kWh/år, men analyser i forhold til anbefalt sikkerhetsfaktor i måneden med lavest solinnstråling gir signaler om at denne panelstørrelsen ikke vil kunne gi tilstrekkelig batteriladning. Årsaken til det må tilskrives det sesonguavhengige bruksmønsteret. I de fleste tilfeller er hyttebruken på sitt mest beskjedne i perioden sein høst/tidlig vinter. Det gjør at solcellepanelet kan dimensjoneres med betydelig lavere effekt, enn hva tilfellet er med et konstant forbruk over året. Av denne grunn anses panelet på 400 W å snarere være for stort (enn for lite), i forhold til andre hytter med et gjennomsnittlig effektbehov på 200 W i bruksperioder. Videre er nødvendig batterikapasitet estimert til ca. 600 At.

Som bakgrunn for en nåverdibetraktning kan man tenke seg to ulike alternativ. Det ene alternativet er hvor et solcellepanel sørger for oppladning av et batteri. Her kreves i tillegg en regulator og en kombinert omformer/inverter. For det andre alternativet har et strømaggregat overtatt solcellepanelets jobb. La oss videre si at løsningen med aggregat også inkluderer 12 V batteri (for drift av sirkulasjonspumpa i ubebodde perioder). Aggregatet besørger ladning av batteriet, i tillegg til å forsyne apparater som krever vekselstrøm.

Investeringskostnadene i forbindelse med solcellealternativet blir utgiftene til solcellepanel, regulator og omformer/inverter. Øvrig utstyr anses som felles for de to alternativene. Følgende priser (inkl. mva.) er benyttet [61]:

Solcellepanel, 2x200W av typen <i>KYOCERA</i> :	~24 700 kr
Regulator, <i>ENERGITEK PRO 30A</i>	~ 2 700 kr
Omformer/inverter, <i>STUDER AJ-500</i>	~ 5 700 kr
Totale investeringer, I_0	33 100 kr

For løsningen med strømaggregatet er det tatt utgangspunkt i Honda sitt aggregat med typebetegnelsen *EU 10i*. Dette aggregatet yter en maksimal effekt på 1000 W. Tankvolumet på 2,1 liter skal holde i 8 timer ved en belastning på 25 % av maks. Aggregatet går på 95 oktane og har en pris på ca. 10 000 kr [65].

Hvis en ser bort ifra løpende utgifter til service og repprasjon av aggregatet kan den årlige privatøkonomiske besparelsen for solcellesystemet uttrykkes som kostnadene til drivstoff for aggregatet. Drivstofforbruket ved en ytelse på 250 W blir 0,2625 l/time. Dersom aggregatet går fra 0800-2300, hver lørdag gjennom året, utgjør det et totalt timeantall på 780 timer/år. Årsforbruket av drivstoff blir dermed 204,8 l/år, noe som gir en årlig kostnad lik 2250 kr/år med en bensinpris på 11,0 kr/l.

Med en kalkulasjonsrente på 4 % og en levetid for hytta og de tekniske installasjonene på henholdsvis 50 og 20 år, blir nåverdien etter *Ligning 11.1*:

$$NV = 2250 \cdot \frac{1 - 1,04^{-20}}{0,04} - \left[\left(33100 + \frac{33100}{1,04^{20}} + \frac{33100}{1,04^{40}} \right) - \left(10000 + \frac{10000}{1,04^{20}} + \frac{10000}{1,04^{40}} \right) \right] kr \approx \underline{9900kr}$$

Som vi ser av nåverdien er solcellealternativet betydelig mer lønnsomt ut fra de gitte forutsetningene. I tillegg leverer solcelleanlegget en energimengde på 305,4 kWh/år, mens tilsvarende energimengde fra strømaggregatet er 195 kWh/år (250 W i 780 timer/år). Her må det riktignok understrekes at strømaggregatet til enhver tid er i stand til å levere den påkrevde effekten, mens dette ikke er tilfellet for solcellepanelet på 400 W. I tillegg vil det være urealistisk at aggregatløsningen vil kreve et batteri på 600 At. Differansen i investeringskostnadene vil derfor i realiteten være enda høyere.

Selv om den økonomiske besparelsen ved solcelle kontra aggregat er mindre enn indikert over, er det andre faktorer enn økonomi som teller i denne sammenheng. En løsning der et strømaggregat overtar for solcellepanelets funksjon kan verken kalles miljøvennlig

eller praktisk. De fleste som i dag har begge deler prøver å redusere aggregatkjøringen mest mulig. Selv om mange av dagens aggregat er relativt stillegående vil det alltid være en viss støy forbundet med drift av motoren. Videre er slitasjen betydelig ved så omfattende bruk som skissert her. Omkostningene ved service og repprasjon må derfor inn i regnestykke, noe som vil øke den privatøkonomiske besparelsen.

Som nevnt tidligere er den mest aktuelle løsningen en kombinasjon av både solceller og strømaggregat. Det vil redusere den nødvendige størrelsen på solcellepanelet, samtidig som leveringssikkerheten øker med aggregatet. Kombinasjonen muliggjør videre bruk av mer effektkrevende utstyr som kun brukes i kortere perioder.

I et miljøperspektiv kan det tas med at det i framtiden nok vil være mulig å drive strømaggregatet på andregenerasjons biodiesel. Mens dagens biodieselproduksjon har fått mye kritikk for å legge beslag på store areal med verdifull matjord, kan andregenerasjons biodiesel i utgangspunktet lages fra enhver biomassekilde. En annen positiv side ved andregenerasjons biodiesel er forbedringen i klimanytte. Netto klimanytte avhenger av hvor store klimagassutslipp som genereres gjennom hele produksjonskjeden fra råvare til drivstofftanken. I EUs forslag til direktiv for fornybar energi oppgis ”default” klimanytte for førstegenerasjons biodiesel fra rapsolje til å være 36 prosent. Ifølge det samme direktivforslaget er netto klimanytte for andregenerasjons biodiesel oppgitt til 93-95 prosent [66].

11.3.4.2 Bruksmønster ”halv”

I denne oppgaven er det også utført energiberegninger med et bruksmønster som er halvert i forhold til det som er beskrevet over. Effektuttaket i brukstiden er med andre ord 100 W, i tillegg til det som kreves av sirkulasjonspumpa. Til sammen resulterer det i et energibehov på 114,3 kWh/år. Et solcellepanel på 240 W i Østersund er estimert å gi et energiutbytte på 183,2 kWh/år, men også her gjør det valgte bruksmønsteret at ladningen av batteriet på 350 At nok er for dårlig vinterstid.

Grunnet lite utvalg av strømaggagater under 1,0 kW anses det som overflødig å gjøre en økonomisk sammenligning mellom solceller og aggregat for dette bruksmønsteret. Det som er åpenbart er at en mer spredt bruk gjennom sein høst/tidlig vinter vil resultere i en betydelig reduksjon i nødvendig effektkapasitet for solcellepanelet. Som et eksempel kan solenergiverket *Luxus* fra Sunwind trekkes fram [67]. Batteriet som medfølger denne pakken har en kapasitet på 305 At, men man kan velge mellom panelstørrelser på 80 eller 125 W. Selv om batterikapasiteten er litt for liten i forhold til det som er utregnet for bruksmønster ”halv”, indikerer uansett de medfølgende panelalternativene at et noe mindre panel ville blitt valgt med et annet bruksmønster. Prisen for solenergiverket med 80 W panel er 23 500 kr, mens man må ut med 27 900 for pakken med 125 W panel.

12 Konklusjon og ideer til videreføring

Dagens fokus på klimagassutslipp i forbindelse med utnyttning av fossile energikilder, med menneskeskapt global oppvarming som resultat, gjør at det er viktigere enn noen gang å rette fokus på hva vi bruker energien på, og hvilke energikilder vi benytter oss av. I den forbindelse er det i denne oppgaven valgt å se nærmere på hvordan energibehovet til frostsikring av sanitærutstyr i en ubebodd fritidsbolig kan reduseres, og hvordan det gjenværende energibehovet kan dekkes gjennom aktiv bruk av solvarme istedenfor ved hjelp av fossile energikilder.

Simuleringsverktøyet ESP-r viste seg å være et egnet verktøy for integrering av solvarme i bygningsmodellen. Ulike parameterstudier for solvarmesystemet er gjennomført i Østersundklima. Resultatet for en sørvendt solfanger med areal på $4,8 \text{ m}^2$ og helningsvinkel 70° indikerer et behov for en lagertank på minimum 4 m^3 for å holde den indre sonen i kjelleren frostfri. Tilsvarende tank-størrelse er hele 6 m^3 dersom også den indre sonen i første etasje skal holde en temperatur over 0°C . I modellen er lagertanken plassert i den indre sonen i kjelleren. Selv om etasjeskilleren kun består av betong representerer den en varmeovergangsmotstand som gjør at alternative løsninger må benyttes for en jevnere temperaturfordeling de indre sonene imellom. Det mest aktuelle her er en oppdeling av lagervolumet i mindre enheter, der én eller flere plasseres i den indre sonen i første etasje.

Type varmemedium er også vurdert som en variabel parameter. Byttes vann/glykolblanding som brukes i de andre beregningene ut med rent vann, økes den spesifikke varmekapasiteten. Dette gjør at nødvendig lagringsvolum reduseres. Samtidig viser oversiktene over temperaturforløpet i lagertanken at det ikke er behov for at innholdet i denne må tåle frost. Riktignok er det da ikke tatt hensyn til at solvarmen i tillegg er tenkt å bidra til forvarming av forbruksvann. Temperaturnivået vil da bli noe lavere, men en kontrollberegning indikerer en beskjeden temperaturreduksjon i hva som må betegnes en "kritisk periode". Løsningen med rent vann i lagertanken må derfor sies å være fordelaktig, selv om behovet for en ekstra varmeveksler melder seg.

En dobling av solfangerarealet, fra $4,8 \text{ m}^2$ til $9,6 \text{ m}^2$, gjør at en 2 m^3 stor lagertank er tilstrekkelig for å holde den indre kjellersonen frostfri. Siden det generelt er mye enklere å få plassert en solfanger av en viss størrelse utendørs, enn det som er tilfellet for plasskrevende vanntanker innendørs, synes det fornuftig å gå opp på solfangerarealet og ned på lagervolumet. Kostnadmessig er det også mye som tyder på at en slik vurdering vil være gunstig.

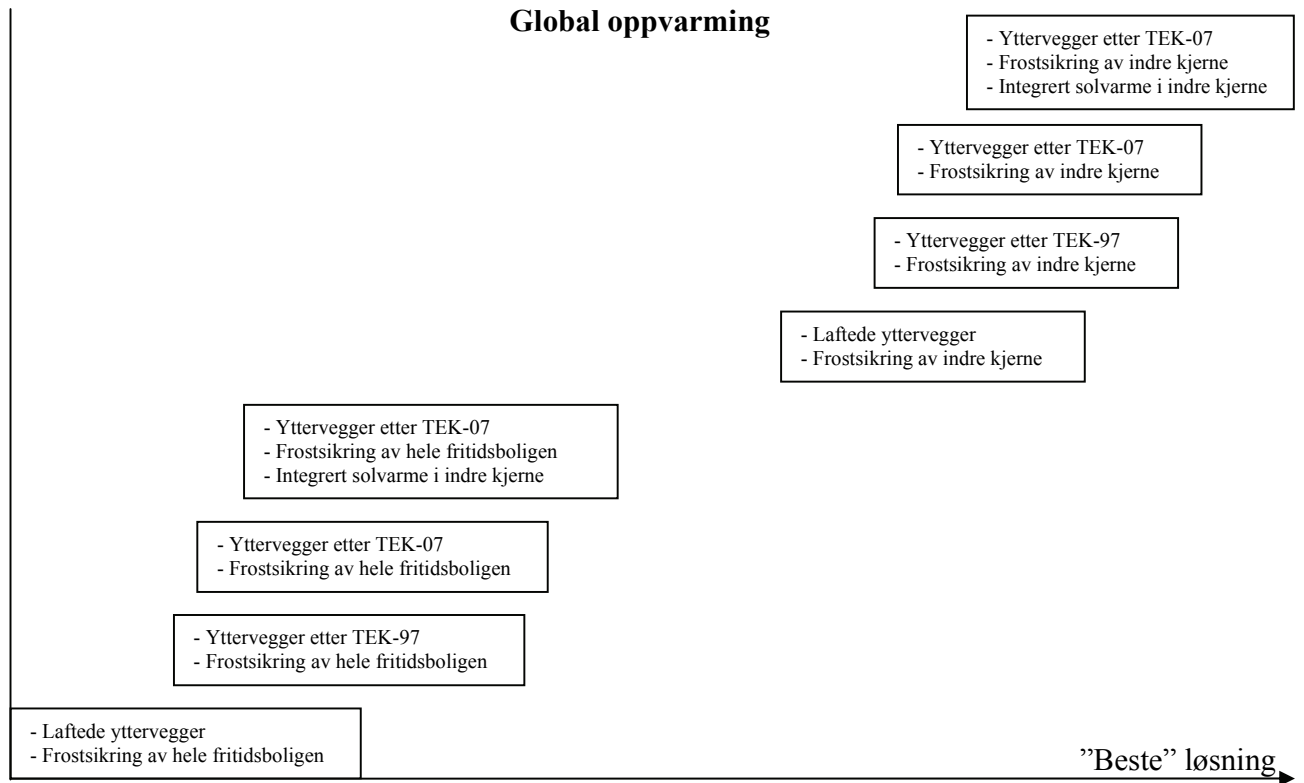
I en framtidig situasjon med potensiell energiknapphet og økte energipriser kan man tenke seg et marked for nettilknyttede fritidsboliger, med store solcellepanel, som over året kan gjøre eieren til en netto krafteksportør til nettet. I land som Spania og Portugal har denne formen for distribuert kraftproduksjon allerede slått rot på grunn av gode solforhold og gunstige betingelser for salg av kraft til nettet. I denne oppgaven er det sett på hvordan balansen mellom energiforbruk og energiproduksjon vil kunne være for en

fritidsbolig med solcellepanel. Begrensninger i ESP-r gjorde at brukstiden ble satt til hver lørdag og søndag gjennom året. Bruk på linje med standardverdier for småhus fra NS3031, resulterte i et årlig elektrisitetsforbruk på 1414,0 kWh. Et vertikaltstilt solcellepanel på 800 W gav et energiutbytte på 610,8 kWh/år i Østersundklima. Tallene indikerer langt fra balanse, noe som i første rekke må tilskrives den utstrakte bruken av fritidsboligen. En halvering av antallet dager i bruk vil kanskje gi et mer realistisk bilde av et gjennomsnittlig bruksomfang. Uansett vil visjonen om å være netto krafteksportør medføre for store kostnader på nåværende tidspunkt. En nåverdiberegning viser en positiv nåverdi med salgpris for kraft til nettet på 4,0 kr/kWh og offentlig støtte av investeringene på 40 %. Per i dag er det en lang vei å gå før rammebetingelsene for denne type distribuert kraftproduksjon er på det nivået det må være for at menigmann i Norge vil finne en slik løsning interessant. Elektrisitetsprisen må stige betraktelig, samtidig som myndighetene må komme med andre virkningsfulle insentiver for å fremme solcelleteknologi.

Bygningskroppen til dagens fritidsboliger har høyst ulike U-verdier beroende på alder og byggeteknikk. Samtidig åpner TEK-07 for at nye fritidsboliger kan utføres med lavere energikrav dersom de bygges med laft. En sammensatt bygningsmasse vil føre til at energibehovet til frostsikring vil variere. Det er derfor gjort en sammenligning av fire forskjellige bygningsmodeller hvor to av modellene har yttervegger med U-verdier etter TEK-07, én med kravet som stilles til laftede yttervegger i TEK-07, mens den siste modellen har yttervegger etter TEK-97. Den ene av modellene etter TEK-07 har i tillegg integrert soloppvarming. For hver modell sammenlignes elektrisitetsbehovet som er påkrevd for frostsikring av henholdsvis hele bygningsvolumet og kun den indre kjernen. Resultatet viser store forskjeller både mellom modellene, og særlig innad for samme modell men med ulik oppvarmingsstrategi. Mens det å holde hele bygningsvolumet til modellen med laftede yttervegger frostfri, kreves det en levert energimengde på 1480,5 kWh/år. Dersom kun den indre kjernen holdes frostfri i modellen hvor også solvarme utnyttes, er kravet til levert energi redusert til 1,7 kWh/år. Ved bruk av hytta gjennom vinterhalvåret vil forskjellen i behovet for levert energi være mindre påvirket av om hele bygningsvolumet eller kun den indre kjernen varmes opp. Dette fordi det i bruksperioden vil være naturlig at tilnærmet hele bygningsvolumet holder romtemperatur, noe som vil ha størst innvirkning på behovet for levert energi til modellen med frostsikring av kun de indre sonene.

Årlig behov for levert energi kan videreføres til CO₂-utslipp. Ettersom dagens realitet gjerne er oppvarming ved direkte bruk av elektrisitet er spørsmålet som reiser seg hvilken CO₂-faktor som elektrisitet brukt i Norge skal beheftes med. Foreløpig mangler nasjonale retningslinjer som gir svar på dette spørsmålet. Siden Norge bedriver aktiv kraftutveksling med det øvrige Europa er vi tvunget til å heve øynene for å se hva som egentlig utgjør marginalproduksjonen av elektrisitet i Norge. For CO₂-beregningene i denne oppgaven er det tatt utgangspunkt i CO₂-faktorene fra NS-EN 15603 for både elektrisitet fra kullkraftverk og den europeiske el-miksen UCPT. Særlig med faktoren for europeisk kullkraft på 1340 kg/MWh blir det store forskjeller i resulterende CO₂-utslipp mellom de ulike modellene. Dersom en annen energikilde enn elektrisitet benyttes til romoppvarming i bruksperioder, trenger ikke bruken gjennom året ha vesentlig

innflytelse på det totale CO₂-utslippet forbundet med oppvarmingen. Avhengig av type vil bruk av bioenergi resultere i et CO₂-utslipp på 4-20 kg/MWh. Med en slik vektning er det klart at bruk av elektrisitet blir den dominerende faktoren i forbindelse med CO₂-utslipp.



Figur 12.1: Skjematisk framstilling av de ulike modellenes innflytelse på den globale oppvarmingen. Den største forskjellen ligger i hvorvidt kun kjernen eller hele bygningsvolumet frostsikres. I denne framstillingen er energibehovene ikke vektet med CO₂-faktorer.

Investeringsanalyser som er gjennomført for en samling av sanitærutstyr i en indre kjerne av hytta, indikerer at en slik løsning har gode utsikter for å bli lønnsom. Med en antagelse om en merinvestering på 10 000 kr og en energipris på 1,0 kr/kWh er nåverdien estimert til ca. 2000 kr. Dersom konseptet blir mer innarbeidet er det lite som taler for at det skal medføre merinvesteringer. Om en samtidig ser for seg en framtid med økte energipriser er det grunnlag for enda større optimisme med tanke på den økonomiske biten.

Alle simuleringene er gjennomført i Østersundklima. En sammenligning av sentrale klimaparametre mellom Østersund og det som gjerne defineres som høyfjellet i Sør-Norge viser at valget av Østersund som simuleringslokasjon er relevant med hensyn til en av oppgavens mål; å utvikle et konsept for en forenklet modell av en frittliggende fritidsbolig i et fjellområde i Sør-Norge. Månedsmiddeltemperaturene for vinterhalvåret er riktignok noe lavere for de aktuelle fjellområdene, men den mest interessante parameteren i denne sammenheng er likevel solinnstrålingen. Siden fjellområdene i Sør-

Norge ligger på en sørligere breddegrad enn Østersund, er rammebetingelsene for utnytting av solenergi minst like god eller bedre her.

Ved en eventuell videreføring av arbeidet anbefales det at det for solvarmesystemet blir gjennomført parameterstudier med vakuumsolfangere. Temperaturdifferansen som kan oppstå mellom omgivelsene og absorbatoren er potensielt stor i de aktuelle hytteområdene, noe som taler for at en bruk av vakuumsolfangere vil være gunstig. Et mer realistisk bruksmønster for fritidsboligen bør etableres i tilknytning til balansen mellom produksjon og forbruk av elektrisitet. Om ikke dette gjøres er det vanskelig å trekke slutninger i forhold til visjonen om å på årsbasis produsere mer strøm enn det man selv forbruker. For å kunne si mer om det økonomiske aspektet ved en sentring av sanitært utstyr i en kjerne av bygget, må merkostnader rundt en slik løsning undersøkes nærmere. Det vil også være på sin plass å belyse eventuelle problemer ved en slik samling. Videre bør det bli gjennomført en livsløpsanalyse (LCA - Life Cycle Analysis) for fritidsboligkonseptet. I en livsløpsanalyse gis en samlet vurdering av ressursbruk og miljøpåvirkninger gjennom hele fritidsboligens levetid. En slik analyse er både tidkrevende og komplisert, og i praksis vil det være nødvendig å forenkle analysen. For å kunne gjennomføre en LCA er man derfor avhengig av et helt annet detaljeringsnivå enn det som er tilfellet for fritidsboligkonseptet på nåværende tidspunkt.

Avslutningsvis er det på sin plass å presisere at uansett isoleringsstandard for fritidsboligen, oppvarmingsløsning, størrelse på eventuelle solfangerareal og lagertanker, grunnkoblet eller ikke grunnkoblet, samt nettilknyttet eller ikke nettilknyttet; det viktigste å ta lærdom av herfra er de positive virkningene av en sentring av sanitærutstyr i en indre isolert kjerne av fritidsboligen. Dette vil gi en markant nedgang i både energibehovet og dets tilhørende CO₂-utslipp ved frostsikring av sanitærinstallasjoner gjennom vinteren.

13 Referanser

1. sentralbyrå, S. *Antall fritidsbygninger per januar 2009. Fylke*. 2009; Available from: <http://www.ssb.no/bygningsmasse/fig-2009-03-13-01.html>.
2. Wahl, T.S. *Energibruk i hytter - dramatisk vekst*. 2007; Available from: http://www.nve.no/FileArchive/279/Energibruk_fritidsboliger.doc.
3. Mæland, S. *Fjellnatur - Hytter - Landskapsendring*. 2005; Available from: http://www.naturvern.no/data/f/0/66/76/5_2401_0/Fjellnatur-tekstkorektur_1-32.pdf.
4. *ENØK i bygninger: effektiv energibruk*. 2007, Oslo: Gyldendal undervisning. 476 s.
5. *Energi: temaveiledning*. 2007, Oslo: Statens bygningstekniske etat. 54 s.
6. Amble, A.K., *Analyse av energibruk for bygning med passiv soloppvarming og varmeveksling med grunnen*, in *Institutt for energi- og prosessteknikk*. 2008, Norges Teknisk-Naturvitenskapelige Universitet: Trondheim. p. 48.
7. Persson, T. and M. Rönnelid, *Increasing solar gains by using hot water to heat dishwashers and washing machines*. *Applied Thermal Engineering*, 2007. **27**(2-3): p. 646-657.
8. undersøkelse, N.g. *Bergvarme*. 2008; Available from: <http://www.ngu.no/no/hm/Georessurser/Grunnvarme/Bergvarme/>.
9. Stene, J., *Varmepumper: grunnleggende varmepumpeteknikk*. 2001, Trondheim: SINTEF Energi, Klima- og kuldeteknikk. [228] s.
10. Andresen, I., *Planlegging av solvarmeanlegg for lavenergiboliger og passivhus: en introduksjon*. 2008, Oslo: SINTEF byggforsk. 42 s.
11. Darling, D. *The Encyclopedia of Alternative Energy and Sustainable Living* Available from: http://www.daviddarling.info/encyclopedia/F/AE_flat_plate_solar_thermal_collector.html.
12. Almeco. *Tinox energy*. Available from: <http://www.almeco.it/Brochure/ABSORBER%20eng.pdf>.
13. *Planning and installing solar thermal systems: a guide for installers, architects and engineers*. 2005, London: James & James. XI, 298 s.
14. Ramlow, B. and B. Nusz, *Solar water heating: a comprehensive guide to solar water and space heating systems*. 2006, Gabriola Island, B.C.: New Society Publishers. XV, 239 s.
15. Hestnes, A.G., S.R. Hastings, and B. Saxhof, *Solar energy houses: strategies, technologies, examples*. 2003, London: James & James. VI, 202 s.
16. Eicker, U., *Solare Technologien für Gebäude*. 2003, Chichester: Wiley. xii, 323 s.
17. Sarco, S. *International site for Spirax Sarco*. Available from: <http://www.spiraxsarco.com/resources/steam-engineering-tutorials/control-hardware-el-pn-actuation/control-valve-sizing-for-water-systems.asp>.
18. Sick, F. and T. Erge, *Photovoltaics in buildings: a design handbook for architects and engineers*. 1996, London: James & James (Science Publishers). VI, 287 s.
19. MAP. *Solar*. Available from: <http://www.maproyalty.com/solar.html>.

20. ACT, T. *How solar (photovoltaic) cells work*. Available from: <http://www.actewagl.com.au/education/energy/renewableenergy/solarenergy/how/solarcellswork.aspx>.
21. Hyttetorget. *Batterier for solcelleanlegg*. Available from: <http://www.hyttetorget.no/article.php?articleID=4287>.
22. Hyttetorget. *Omformer fra 12V til 230V*. Available from: <http://www.hyttetorget.no/article.php?articleID=4307&categoryID=459>.
23. Schools, R.I.s.S. *The Two Types of Photovoltaic Systems*. Available from: http://www.nesea.org/RISchools/two_types.html.
24. AS, S., *Solfanger for integrasjon i tak eller fasade*. 2006. p. 4.
25. AS, N.S. *ASV Solar*. Available from: http://www.norsksolfangerindustri.no/h/ASV_Solar_datablad.pdf.
26. Schüco. *Solar products, data sheet*. 2005; Available from: <http://www.solkraft.no/Assets/PDF/Schueco/SchuecoSol%20K.pdf>.
27. Apricus. *Evacuated Tubes*. 2008; Available from: http://www.apricus.com/html/evacuated_tubes.htm.
28. EURONOM. *Exo Sol, Vacuum tube solar collector EU21 (datablad)*. Available from: http://www.euronom.se/filer/PB_ExoSol_EU21_10-0711-316_EN.pdf.
29. Hotwater, O., *Boligberedere og varmesentraler*. 2008.
30. Ferrofil, C. *Green Innovation - Skreddersydd for grønn oppvarmingsteknologi*. Available from: http://www.ctcferrofil.no/solenergi_akkumulatorsystem_varmepumpe_168.html?action_set_ice_sidemenu=100_168.
31. Solar, R. *Solar Module REC A-seies, data sheet*. Available from: http://www.recgroup.com/usa/PDFs/REC-A-Series_datasheet.pdf.
32. AS, A.E. *Solcelleanlegg*. Available from: <http://www.alternativenergi.no/subdet2.htm>.
33. PhotoVoltaic, G. *SWEDMODULE GPV120, data sheet*. Available from: http://www.gpv-solar.com/download/GPV_datablad_120w.pdf.
34. GETEK. *Suntek, datablad*. Available from: <http://generator.firmanett.no/g/getekas/doc/Suntekbrosjyre.pdf>.
35. HytteButikken. *Batterier*. 2007; Available from: http://www.hyttebutikken.no/netthandel/index.php?cPath=31_144.
36. Haugaard, P., *Investigation and implementation of building simulation programmes - especially ESP-r*. 2003, Technical University of Denmark (DTU).
37. Strathclyde, S.v.U.o. *Energy Systems Research Unit's (ESRU) Web site*. 2008; Available from: <http://www.esru.strath.ac.uk/>.
38. Didier Thevenard, K.H.a.J.P. *DEVELOPMENT OF A NEW SOLAR COLLECTOR MODEL IN ESP-R*. 2004; Available from: http://www.esru.strath.ac.uk/Documents/04/solar_collector.pdf.
39. Lu, Z.H. and Q. Yao, *Energy analysis of silicon solar cell modules based on an optical model for arbitrary layers*. *Solar Energy*, 2007. **81**(5): p. 636-647.
40. Marketing, B.S.G., *BP 380, 80 Watt Multicrystalline Photovoltaic Module (datablad)*. 2003.

41. J A Clarke, C.J., N Kelly and P A Strachan, *The simulation of photovoltaic-integrated building facades*, in *ESRU, Dept. of Mechanical Engineering*, University of Strathclyde, Glasgow, Scotland.
42. toolbox, T.e. *Ethylene glycol heat-transfer fluid*. 2005; Available from: http://www.engineeringtoolbox.com/ethylene-glycol-d_146.html.
43. (ESTIF), E.S.T.I.F., *The Spanish Technical Building Code (English translation of the solar thermal sections of the code)*. 2006.
44. Standard, N., *Beregning av bygningers energiytelse: metode og data*. 2007, Lysaker: Standard Norge. 69 s.
45. Standard, N., *Bygningers energiytelse. Bestemmelse av total energibruk og energiytelse*. 2008. p. 62.
46. Store, A.E. *How to size a battery bank*. Available from: <http://howto.altenergystore.com/Library-Articles/Wind-Power/How-to-Size-a-Battery-Bank/a94/>.
47. Mather, D.W., K.G.T. Hollands, and J.L. Wright, *Single- and multi-tank energy storage for solar heating systems: fundamentals*. *Solar Energy*, 2002. **73**(1): p. 3-13.
48. Arbeidstilsynet. *Legionella*. Available from: <http://www.arbeidstilsynet.no/c26976/faktaside/vis.html?tid=28216>.
49. Faninger, G. *Thermal Energy Storage*.
50. Hyttetorget. *Hytteutstyr*. Available from: <http://www.hyttetorget.no/mainCategories.php?categoryID=3>.
51. *Manual for Enøk normtall*. 2004, Trondheim: Enova. 84 s.
52. Byggforsk, S., *311.115 Beregning av sol-, skygge- og horisontforhold*, in *Planlegging*. 1996.
53. Dokka, T.H. and K. Hermstad, *Energieffektive boliger for fremtiden: en håndbok for planlegging av passivhus og lavenergiboliger*. 2006, [Oslo]: [Husbanken].
54. solenergiforening, N., *Strategi for å fremme solvarme i Noreg*. 1999. p. 50.
55. Enova. *Tilskuddsordningen for husholdningene - videreføring 2008*; Available from: <http://www.minenergi.no/sitepageview.aspx?sitePageID=1013>.
56. Enova. *Kriterier for tildeling*. 2008; Available from: <http://www.minenergi.no/sitepageview.aspx?sitePageID=1062>.
57. Skatteetaten. *Fritak for investeringsavgift for nærmere angitte investeringer mv. i solenergianlegg og geovarmeanlegg. Endring av forskrift nr. 114*. 2000; Available from: <http://www.skatteetaten.no/Templates/SKDMelding.aspx?id=5634&epslanguage=NO>.
58. Sonnenkraft, *Priser 2008*. 2008.
59. AS, S. *Økonomi*. Available from: <http://solarnor.no/forsiden/solvarme/oekonomi>.
60. Bernal-Agustín, J.L. and R. Dufo-López, *Economical and environmental analysis of grid connected photovoltaic systems in Spain*. *Renewable Energy*, 2006. **31**(8): p. 1107-1128.
61. GETEK. *Proff prisliste*. 2008; Available from: <http://generator.firmanett.no/g/getekas/doc/GETEKproffprisliste2008.pdf>.
62. Strøm-Erichsen, A.-G., *Energi- og kraftbalansen mot 2020: utredning fra et utvalg oppnevnt ved kongelig resolusjon 16. april 1997 : avgitt til Olje- og*

- energidepartementet 3. juli 1998*. 1998, Oslo: Statens forvaltningstjeneste, Statens trykning. 425 s.
63. AS, S.E. *Prosjektplan: Lokal kraftproduksjon hos sluttbruker*. 2001; Available from:
http://prosjekt.ene.no/sintef/lokprod/intern/dokument/prosjektplan%202003_rev.pdf.
64. Mørch, A.Z. and B. Grinden, *Lokal kraftproduksjon hos sluttbruker: (sluttrapport)*. 2005, Trondheim: SINTEF energiforskning. 56 s.
65. HytteButikken. *Honda EU 10i strømaggregat*. 2009; Available from:
http://www.hyttebutikken.no/netthandel/product_print.php?products_id=1245&osCsid=482e57cc2b3d5496301014ee4c60a1ae.
66. Pöyry, E., *Virkemidler for andregenerasjons biodrivstoff*. 2008.
67. Sunwind, *Produktkatalog 2008/2009*. 2008. p. 24.

Tjelflaat, P. O., Professor ved Institutt for energi- og prosessteknikk, NTNU.
Utvikling av konsepter for frostsikring av sanitærinstallasjoner, personlig kommunikasjon, vår 2009.

Høseggen, R. Z., Post. doc ved Institutt for energi- og prosessteknikk, NTNU.
Bruk av ESP-r, personlig kommunikasjon, vår 2009.

Vedlegg A Sentrale resultat fra prosjektoppgaven

A.1 Behov for levert energi per sone for å holde temperaturen i hele bygningsvolumet over 0 °C. Infiltrasjonstap er utelatt.

Sone	Energi levert [kWh]	Spesifikt energibehov [kWh/m ²]
Kjeller nord	89,0	3,0
Kjeller indre	3,6	0,6
Kjeller sør	69,4	2,5
Første etasje nord	126,7	4,3
Første etasje indre	4,6	0,7
Første etasje sør	271,2	9,7
Totalt	564,5	4,4

A.2 Behov for levert energi per sone for å holde temperaturen i den indre kjernen over 0 °C. Infiltrasjonstap er utelatt.

Sone	Energi levert [kWh]	Spesifikt energibehov [kWh/m ²]
Kjeller indre	17,7	2,8
Første etasje indre	28,5	4,6
Totalt	46,2	3,7

A.3 Behov for levert energi per sone for å holde temperaturen i hele bygningsvolumet over 0 °C. Infiltrasjonstap er medregnet.

Sone	Energi levert [kWh]	Spesifikt energibehov [kWh/m ²]
Kjeller nord	93,6	3,1
Kjeller indre	3,6	0,6
Kjeller sør	83,6	3,0
Første etasje nord	132,4	4,4
Første etasje indre	4,6	0,7
Første etasje sør	287,8	10,3
Totalt	605,6	9,5

A.4 Behov for levert energi per sone for å holde temperaturen i hele bygningsvolumet over 0 °C. Infiltrasjonstap er medregnet.

Sone	Energi levert [kWh]	Spesifikt energibehov [kWh/m ²]
Kjeller indre	18,0	2,9
Første etasje indre	29,2	4,7
Totalt	47,2	3,8

Vedlegg B Detaljert beskrivelse av modell i ESP-r. Data er hentet fra modellen med nettilknyttet solcellepanel

B.1 Oversikt over de ulike sonene som benyttes i modellen

ID Zone	Volume	Surface				Floor	Name
		No.	Opaque	Transp	Floor		
1 kjl_nord	59.5	10	108.5	11.0	29.8	kjelleren mot nord	
2 kjl_indre	12.5	6	32.5	0.0	11.2	den varme kjernen i kjelleren	
3 kjl_sor	56.0	9	84.5	17.5	30.0	del av kjelleren mot sor	
4 1st_nord	119.0	10	157.5	22.0	29.8	forste etasje mot nord	
5 1st_indre	25.0	6	52.5	0.0	6.2	den varme kjernen i forste etg	
6 1st_sor	112.0	9	100.4	47.6	28.0	del av forste etasje mot sor	
all	384.	50	536.	98.	135.		

B.2 Detaljert oversikt over kjl_nord

Zone kjl_nord (1) is composed of 10 surfaces and 16 vertices.

It encloses a volume of 59.5m³ of space, with a total surface area of 120.m² & approx floor area of 29.8m²

kjl_nord er del av kjelleren mot nord

There is 63.750m² of exposed surface area, 34.000m² of which is vertical.

Outside walls are 214.29 % of floor area & avg U of 0.150 & UA of 9.5657

A summary of the surfaces in kjl_nord(1) follows:

Sur	Area	Azim	Elev	surface	geometry	construction	environment
	m ²	deg	deg	name	type	loc	name
							other side

1	9.00	180.	0.	gr_vest_kjl	DCF767	VERT	skillevegg	gr_vest_kjl:kjl_sor
2	5.00	90.	0.	ind_vest_kjl	OPAQUE	VERT	inner_vegg	ind_vest_kjl:kjl_indre
3	5.00	180.	0.	ind_nord_kjl	OPAQUE	VERT	inner_vegg	ind_nord_kjl:kjl_indre
4	5.00	270.	0.	ind_ost_kjl	OPAQUE	VERT	inner_vegg	ind_ost_kjl:kjl_indre
5	2.00	180.	0.	gr_ost_kjl	DCF767	VERT	skillevegg	gr_ost_kjl:kjl_sor
6	9.00	90.	0.	nord_ost_kjl	OPAQUE	VERT	ytter_vegg	external
7	16.0	0.	0.	nord_kjl	OPAQUE	VERT	ytter_vegg	external
8	9.00	270.	0.	nor_vest_kjl	OPAQUE	VERT	ytter_vegg	external
9	29.8	0.	90.	etgskil_nord	OPAQUE	CEIL	etasjeskille	etgskil_nord:1st_nord
10	29.8	0.	-90.	gulv_nord	OPAQUE	FLOR	gulv	external

B.3 Detaljert oversikt over kjl_indre

Zone kjl_indre (2) is composed of 6 surfaces and 8 vertices.

It encloses a volume of 12.5m³ of space, with a total surface area of 32.5m² & approx floor area of 11.3m²

kjl_indre er den varme kjernen i kjelleren

There is 6.2500m² of exposed surface area.

Outside walls are 55.556 % of floor area & avg U of 0.056 & UA of 0.35252

A summary of the surfaces in kjl_indre(2) follows:

Sur	Area	Azim	Elev	surface	geometry	construction	environment
	m ²	deg	deg	name	type	loc name	other side
1	6.25	0.	90.	etgskil_indr	OPAQUE	CEIL etasjeskille	etgskil_indr:1st_indre
2	6.25	0.	-90.	gulv_indre	OPAQUE	FLOR gulv_indre	external

3	5.00	270.	0.	ind_vest_kjl	OPAQUE	VERT	inner_vegg_i	ind_vest_kjl:kjl_nord
4	5.00	0.	0.	ind_nord_kjl	OPAQUE	VERT	inner_vegg_i	ind_nord_kjl:kjl_nord
5	5.00	90.	0.	ind_ost_kjl	OPAQUE	VERT	inner_vegg_i	ind_ost_kjl:kjl_nord
6	5.00	180.	0.	ind_sor_kjl	OPAQUE	VERT	inner_vegg_i	ind_sor_kjl:kjl_sor

B.4 Detaljert oversikt over kjl_sor

Zone kjl_sor (3) is composed of 9 surfaces and 16 vertices.

It encloses a volume of 56.0m³ of space, with a total surface area of 102.m² & approx floor area of 30.0m²

kjl_sor er del av kjelleren mot sor

There is 58.000m² of exposed surface area, 30.000m² of which is vertical.

Outside walls are 171.69 % of floor area & avg U of 0.144 & UA of 7.4046

Glazing is 21.641 % of floor & 21.641 % facade with avg U of 0.182 & UA of 1.1812

A summary of the surfaces in kjl_sor(3) follows:

Sur	Area	Azim	Elev	surface	geometry	construction	environment
	m ²	deg	deg	name	type	loc name	other side
1	9.51	180.	0.	sor_kjl	OPAQUE	VERT ytter_vegg	external
2	7.00	90.	0.	sor_ost_kjl	OPAQUE	VERT ytter_vegg	external
3	5.00	0.	0.	ind_sor_kjl	OPAQUE	VERT inner_vegg	ind_sor_kjl:kjl_indre
4	7.00	270.	0.	sor_vest_kjl	OPAQUE	VERT ytter_vegg	external
5	28.0	0.	90.	etgskil_sor	OPAQUE	CEIL etasjeskille	etgskil_sor:1st_sor
6	28.0	0.	-90.	gulv_sor	OPAQUE	FLOR gulv	external
7	9.00	0.	0.	gr_vest_kjl	DCF767	VERT skillevegg	gr_vest_kjl:kjl_nord

8	2.00	0.	0.	gr_ost_kjl	DCF767	VERT skillevegg	gr_ost_kjl:kjl_nord
9	6.49	180.	0.	solpanel	PVmod	VERT PV_konst	external

B.5 Detaljert oversikt over 1st_nord

Zone 1st_nord (4) is composed of 10 surfaces and 16 vertices.

It encloses a volume of 119.m³ of space, with a total surface area of 180.m² & user edited floor area of 29.8m²

1st_nord er forste etasje mot nord

There is 97.750m² of exposed surface area, 68.000m² of which is vertical.

Outside walls are 228.57 % of floor area & avg U of 0.188 & UA of 12.799

Flat roof is 100.00 % of floor area & avg U of 0.052 & UA of 1.5574

A summary of the surfaces in 1st_nord(4) follows:

Sur	Area	Azim	Elev	surface	geometry	construction	environment
	m ²	deg	deg	name	type	loc	other side
1	18.0	180.	0.	gr_vest_1st	DCF767	VERT skillevegg	gr_vest_1st:1st_sor
2	10.0	90.	0.	ind_vest_1st	OPAQUE	VERT inner_vegg	ind_vest_1st:1st_indre
3	10.0	180.	0.	ind_nord_1st	OPAQUE	VERT inner_vegg	ind_nord_1st:1st_indre
4	10.0	270.	0.	ind_ost_1st	OPAQUE	VERT inner_vegg	ind_ost_1st:1st_indre
5	4.00	180.	0.	gr_ost_1st	DCF767	VERT skillevegg	gr_ost_1st:1st_sor
6	18.0	90.	0.	nord_ost_1st	OPAQUE	VERT ytter_vegg	external
7	32.0	0.	0.	nord-1st	OPAQUE	VERT ytter_vegg	external
8	18.0	270.	0.	nor_vest_1st	OPAQUE	VERT ytter_vegg	external
9	29.8	0.	90.	tak_nord	OPAQUE	CEIL tak	external
10	29.8	0.	-90.	etgskil_nord	OPAQUE	VERT etasjeskille	etgskil_nord:kjl_nord

B.6 Detaljert oversikt over 1st_indre

Zone 1st_indre (5) is composed of 6 surfaces and 8 vertices.

It encloses a volume of 25.0m³ of space, with a total surface area of 52.5m² & approx floor area of 6.25m²

1st_indre er den varme kjernen i forste etasje

There is 6.2500m² of exposed surface area.

Flat roof is 100.00 % of floor area & avg U of 0.052 & UA of 0.32719

A summary of the surfaces in 1st_indre(5) follows:

Sur	Area	Azim	Elev	surface	geometry	construction	environment
	m ²	deg	deg	name	type	loc name	other side
1	6.25	0.	90.	tak_indre	OPAQUE	CEIL tak	external
2	10.0	270.	0.	ind_vest_1st	OPAQUE	VERT inner_vegg_i	ind_vest_1st:1st_nord
3	10.0	0.	0.	ind_nord_1st	OPAQUE	VERT inner_vegg_i	ind_nord_1st:1st_nord
4	10.0	90.	0.	ind_ost_1st	OPAQUE	VERT inner_vegg_i	ind_ost_1st:1st_nord
5	10.0	180.	0.	ind_sor_1st	OPAQUE	VERT inner_vegg_i	ind_sor_1st:1st_sor
6	6.25	0.	-90.	etgskil_indr	OPAQUE	VERT etasjeskille	etgskil_indr:kjl_indre

B.7 Detaljert oversikt over 1st_sor

Zone 1st_sor (6) is composed of 9 surfaces and 16 vertices.

It encloses a volume of 112.m³ of space, with a total surface area of 148.m² & approx floor area of 28.0m²

1st_sor er del av forste etasje mot sor

There is 88.000m² of exposed surface area, 60.000m² of which is vertical.

Outside walls are 122.86 % of floor area & avg U of 0.188 & UA of 6.4749

Flat roof is 100.00 % of floor area & avg U of 0.052 & UA of 1.4658

Glazing is 91.428 % of floor & 42.667 % facade with avg U of 1.458 & UA of 37.329

A summary of the surfaces in 1st_sor(6) follows:

Sur	Area	Azim	Elev	surface	geometry	construction	environment
	m ²	deg	deg	name	type	loc name	other side
1	6.40	180.	0.	sor_1st	OPAQUE	VERT ytter_vegg	external
2	14.0	90.	0.	sor_ost_1st	OPAQUE	VERT ytter_vegg	external
3	10.0	0.	0.	ind_sor_1st	OPAQUE	VERT inner_vegg	ind_sor_1st:1st_indre
4	14.0	270.	0.	sor_vest_1st	OPAQUE	VERT ytter_vegg	external
5	28.0	0.	90.	tak_sor	OPAQUE	CEIL tak	external
6	18.0	0.	0.	gr_vest_1st	DCF767	VERT skillevegg	gr_vest_1st:1st_nord
7	4.00	0.	0.	gr_ost_1st	DCF767	VERT skillevegg	gr_ost_1st:1st_nord
8	28.0	0.	-90.	etgskil_sor	OPAQUE	VERT etasjeskille	etgskil_sor:kjl_sor
9	25.6	180.	0.	vind_sor_1st	DAG634	VERT vindu	external

B.8 Konstruksjonsdetaljer for de ulike bygningselementene som er benyttet i modellen

Details of opaque construction: **ytter_vegg**

Surface	Mat	Thick	Conduc-	Density	Specif	IR	Solr	Descr
layer	db	(mm)	tivity		heat	emis	abs	
Ext	64	20.0	0.140	419.	2720.	0.90	0.65	Fir (20% mc)
Int	211	200.0	0.040	250.	840.	0.90	0.30	Glasswool

ISO 6946 U values (horiz/upward/downward heat flow) 0.188 0.189 0.187 (partition) 0.185

Total area of ytter_vegg is 159.91

Details of transparent construction: **vindu** with DAG6349_06nb optics.

Surface layer	Mat db	Thick (mm)	Conduc-tivity	Density	Specif heat	IR emis	Solr abs	Descr
Ext 2	242 0	6.0 16.0	0.760 0.000	2710. 0.	837. 0.	0.83 0.99	0.05 0.99	Plate glass air
Int	242	6.0	0.760	2710.	837.	0.83	0.05	Plate glass

ISO 6946 U values (horiz/upward/downward heat flow)= 1.458 1.525 1.378 (partition) 1.289

Antisun green 63/49, 6mm, no blind: with id of: DAG6349_06nb with 3 layers [including air gaps] and visible tm: 0.63

Direct transmission: 0, 40, 55, 70, 80 deg
0.381 0.353 0.316 0.221 0.096

Layer absorption: 0, 40, 55, 70, 80 deg
1 0.502 0.527 0.539 0.522 0.432
2 0.001 0.002 0.003 0.004 0.005
3 0.047 0.046 0.044 0.036 0.023

Total area of vindu is 25.60

Details of opaque construction: **inner_vegg**

Surface layer	Mat db	Thick (mm)	Conduc-tivity	Density	Specif heat	IR emis	Solr abs	Descr
Ext	205	250.0	0.030	30.	837.	0.90	0.50	Polyurethane foam
Int	32	100.0	1.400	2100.	653.	0.90	0.65	Heavy mix concrete

ISO 6946 U values (horiz/upward/downward heat flow)= 0.117 0.117 0.116 (partition) 0.115

Total area of inner_vegg is 60.00

Details of opaque construction: **etasjeskille**

Surface layer	Mat db	Thick (mm)	Conduc-tivity	Density	Specif heat	IR emis	Solr abs	Descr
1	32	150.0	1.400	2100.	653.	0.90	0.65	Heavy mix concrete

ISO 6946 U values (horiz/upward/downward heat flow)= 3.608 4.046 3.153 (partition) 2.724

Total area of etasjeskille is 128.00

Details of opaque construction: **tak**

Surface layer	Mat db	Thick (mm)	Conduc-tivity	Density	Specif heat	IR emis	Solr abs	Descr
Ext	220	300.0	0.049	110.	1.	0.90	0.13	snow
2	64	160.0	0.140	419.	2720.	0.90	0.65	Fir (20% mc)
Int	205	350.0	0.030	30.	837.	0.90	0.50	Polyurethane foam

ISO 6946 U values (horiz/upward/downward heat flow)= 0.052 0.052 0.052 (partition) 0.052

Total area of tak is 64.00

Details of transparent construction: **skillevegg** with DCF7671_06nb optics.

Surface layer	Mat db	Thick (mm)	Conduc-tivity	Density	Specif heat	IR emis	Solr abs	Descr
Ext	242	6.0	0.760	2710.	837.	0.83	0.05	Plate glass
2	0	12.0	0.000	0.	0.	0.99	0.99	air
Int	242	6.0	0.760	2710.	837.	0.83	0.05	Plate glass

ISO 6946 U values (horiz/upward/downward heat flow)= 2.811 3.069 2.527 (partition) 2.243

Clear float 76/71, 6mm, no blind: with id of: DCF7671_06nb with 3 layers [including air gaps] and visible trn: 0.76

Direct transmission: 0, 40, 55, 70, 80 deg
0.611 0.583 0.534 0.384 0.170

Layer absorption: 0, 40, 55, 70, 80 deg
1 0.157 0.172 0.185 0.201 0.202
2 0.001 0.002 0.003 0.004 0.005
3 0.117 0.124 0.127 0.112 0.077

Total area of skillevegg is 66.00

Details of opaque construction: **gulv**

Surface layer	Mat db	Thick (mm)	Conduc-tivity	Density	Specif heat	IR emis	Solr abs	Descr
Ext	65	100.0	0.140	600.	1210.	0.91	0.65	Flooring
2	214	250.0	0.030	25.	1000.	0.90	0.30	EPS
Int	32	250.0	1.400	2100.	653.	0.90	0.65	Heavy mix concrete

ISO 6946 U values (horiz/upward/downward heat flow)= 0.106 0.107 0.106 (partition) 0.105

Total area of gulv is 57.75

Details of opaque construction: **inner_vegg_i**

Surface layer	Mat db	Thick (mm)	Conduc-tivity	Density	Specif heat	IR emis	Solr abs	Descr
Ext	32	100.0	1.400	2100.	653.	0.90	0.65	Heavy mix concrete
Int	205	250.0	0.030	30.	837.	0.90	0.50	Polyurethane foam

ISO 6946 U values (horiz/upward/downward heat flow)= 0.117 0.117 0.116 (partition) 0.115

Total area of inner_vegg_i is 60.00

Details of opaque construction: **guly_indre**

Surface layer	Mat db	Thick (mm)	Conduc-tivity	Density	Specif heat	IR emis	Solr abs	Descr
Ext	65	100.0	0.140	600.	1210.	0.91	0.65	Flooring
2	214	500.0	0.030	25.	1000.	0.90	0.30	EPS
Int	32	250.0	1.400	2100.	653.	0.90	0.65	Heavy mix concrete

ISO 6946 U values (horiz/upward/downward heat flow)= 0.056 0.056 0.056 (partition) 0.056

Total area of guly_indre is 6.25

Details of transparent construction: **PV_konst** with PVmod_opt optics.

Surface layer	Mat db	Thick (mm)	Conduc-tivity	Density	Specif heat	IR emis	Solr abs	Descr
Ext	251	3.0	1.050	2500.	750.	0.83	0.05	low-iron-glass
2	11	3.0	0.380	920.	2100.	0.90	0.50	EVA
3	251	3.0	1.050	2500.	750.	0.83	0.05	low-iron-glass
4	0	20.0	0.000	0.	0.	0.99	0.99	air 0.17 0.17 0.17
5	64	20.0	0.140	419.	2720.	0.90	0.65	fir : Fir (20% mc)
Int	211	200.0	0.040	250.	840.	0.90	0.30	Glasswool (generic)

ISO 6946 U values (horiz/upward/downward heat flow)= 0.182 0.183 0.181 (partition) 0.179

PV_optical: with id of: PVmod_opt with 6 layers [including air gaps] and visible trn: 0.00

Direct transmission:	0,	40,	55,	70,	80 deg
	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Layer absorption:	0,	40,	55,	70,	80 deg
1	0.027	0.030	0.032	0.034	0.034
2	0.823	0.813	0.775	0.643	0.401
3	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Total area of PV_konst is	6.49				

Vedlegg C Oppbygging av solvarmesystem

C.1 Komponenter

The plant network contains 3 components from /opt/esru/esp-r/databases/plantc.db1

Component: **solfanger** (1) code 1, db reference 84

No Control data

Modified parameters for solfanger

Collector area (m2):	4.8000
Type of efficiency equ. (1=North-American,2=Europe):	2.0000
Constant coef. of efficiency equ. (-):	0.77000
Linear coef. of efficiency equ. (W/m2/C):	4.8800
Quadratic coef. of efficiency equ. (W/m2/C2):	0.40000E-01
Collector test flow rate (kg/s):	0.38000E-01
Heat capacitance of fluid used for test (J/kg/C):	3500.0
Inc. angle correction (=1 Fit,=2 Interpolation):	2.0000
Inc. angle equation linear term coef. (-):	0.20000
Inc. angle equation quadratic term coef. (-):	0.0000
Number of data pairs for inc angle correction (-):	5.0000
1st inc. angle correction data pair angle (Deg):	0.0000
1st inc. angle correction data pair factor (-):	1.0000
2nd inc. angle correction data pair angle (Deg):	30.000
2nd inc. angle correction data pair factor (-):	0.99400
3rd inc. angle correction data pair angle (Deg):	45.000

3rd inc. angle correction data pair factor:	0.96400
4th inc. angle correction data pair angle (Deg):	60.000
4th inc. angle correction data pair factor (-):	0.82800
5th inc. angle correction data pair angle (Deg):	70.000
5th inc. angle correction data pair factor (-):	0.74000
6th inc. angle correction data pair angle (Deg):	0.0000
6th inc. angle correction data pair factor (-):	1.0000
7th inc. angle correction data pair angle (Deg):	0.0000
7th inc. angle correction data pair factor (-):	1.0000
8th inc. angle correction data pair angle (Deg):	0.0000
8th inc. angle correction data pair factor (-):	1.0000
9th inc. angle correction data pair angle (Deg):	0.0000
9th inc. angle correction data pair factor (-):	1.0000
10th inc. angle correction data pair angle (Deg):	0.0000
10th inc. angle correction data pair factor (-):	1.0000
Collector slope (deg. from horizontal):	70.000
Collector azimuth (deg., N=0, E=90):	180.00
Mass fraction of propylene glycol (%):	50.000
Mass of collector (kg):	40.000
Collector average capacitance (J/kg-C):	847.00

Component: **pumpe_solf** (2) code 2, db reference 15

Control data: 0.000

Modified parameters for pumpe_self

Component total mass (kg): 5.0000
 Mass weighted average specific heat (J/kgK): 2250.0
 UA modulus from wall to environment (W/K): 0.0000
 Rated total absorbed power (W): 30.000
 Rated volume flow rate (m³/s): 0.38000E-04
 Overall efficiency (-): 0.70000E-01

Electrical data for component 2:	Power factor	Current	kW	V	Phase
	0.900	Lagging	0.030	220	1

Component: **soltank** (3) code 3, db reference 58

Control data: 0.000

Modified parameters for soltank

Component total mass (kg) (parameter varierer): 1000, 2000, 3000, 4000, 5000 og 6000

Average specific heat of water and casing (J/kgK) (parameter varierer): 3500.0 og 4200

UA modulus (node 1 to surroundings) (W/K) (parameter varierer): 1, 2, 3 og 5

Heater element capacity when ON (W): 0.0000

Heater element capacity when OFF(standby) (W): 0.0000

DHW draw profile (0=no DHW; 1=CSA): 0.0000

Space-heating flag (0=no fan-coil; 1=fan-coil): 0.0000

C.2 Forbindelser

Nb of plant component connections: 4

Con	receiv	comp	node	type	sending	comp	node	mass	frac	temp
-----	--------	------	------	------	---------	------	------	------	------	------

1	solfanger	1	from comp	pumpe_solf	1	1.00	0.00
2	soltank	1	from comp	solfanger	1	1.00	0.00
3	pumpe_solf	1	from comp	soltank	1	1.00	0.00
4	soltank	1	known temp	pumpe_solf	1	0.00	20.00

C.3 Definerings av omgivelser

No of component containments = 2

Component	Containment descr.	Type					
1 solfanger	outside air	0	details:	0.00	0.00	0.00	
2 soltank	zone: kjl_indre	3	details:	2.00	0.00	0.00	

C.4 Reglering av solvarmesystemet

The sensor sen var diff bet: compt. 1, solfanger at node 1 and compt 3, soltank at node 1

The actuator is plant component 2, pumpe_solf at node 1

There have been 1 day types defined.

Day type 1 is valid Tue-01-Jan to Wed-31-Dec, 2008 with 1 periods.

Per	Start	Sensing	Actuating	Control law			
1	0.00	delt T	flow	On-Off control.			
Mode of op	off setp	on setp	o/p at hi	o/p at lo	sen lag	act lag	
1.0	1.0	5.0	0.0	0.00038	0.0	0.0	

Vedlegg D Solcellesystem

D.1 Solcellepanelets oppbygging

ESP-r special materials file used in configuration file modell_med_kjerne.cf

1 No. of special material nodes.

Node No: 1

BP_saturn_36cell

Zone	Surf	Node	Type	Opq/Trn
------	------	------	------	---------

3	9	4	1	0
---	---	---	---	---

No. of data items: 13

Data:

Voc	Isc nr i par	Vmpp	Impp	Ref ins	Ref temp	nr i serie
22.1	4.8 1.	17.6	4.55	1000	298	36

Antall moduler	Emp konst	Driftsforhold	Skygge
10, 5 og 3	10	0	0

D.2 Elektrisk nettverk

Network description:

enkelt nettverk som kopler panelet til nettet og pumpa i solvarmesyste

net type: balanced

base power value (all nodes): 1000.00

phase angles (each phase): 0.00 120.00 240.00

List and details of nodes in the network

Nodes: 5

No.	Node name	Phase type	Phase	Node type	Base volt
1	nett_node	1-phase	1	fixed_V	110.00
2	pumpe_node	1-phase	1	variable	110.00
3	panel_node	1-phase	1	variable	110.00
4	invert_out	1-phase	1	variable	110.00
5	lys_node	1-phase	1	variable	110.00

end nodes

List and details of load and generator connections to nodes

hybrid components: 3

No	comp. type	comp. name	phase type	connects node(s)	location
1	spmaterial	PV_array	1-phase	3 0 0	1 0 0

description: Solcellepanel

No. of additional data items: 0

No	comp. type	comp. name	phase type	connects node(s)	location
2	plant	pumpe_solf	1-phase	2 0 0	2 2 0

plt comp node connections DC node id AC node id

1 0 0

description: pumpe spm driver solfangerkretsen

No. of additional data items: 0

No	comp. type	comp. name	phase type	connects node(s)	location
3	zone	belysning	1-phase	5 0 0	6 2 0

XX

description: belysning pluss teknisk utstyr

No. of additional data items: 0

end hybrid

List and details of power only components

power-only components: 0

end power-only

Listing and Description of components connecting the nodes

connecting components: 4

No	i.d.	Comp. name	Phase type
1	2	kabel_pumpe	1-phase

description: forbinelse mellom panel og pumpe

No. of additional data items: 6

0.10000E-02	0.10000E-01	0.10000E-02	0.10000E-01	0.0000	10.000
-------------	-------------	-------------	-------------	--------	--------

No.	i.d.	Comp. name	Phase type
2	2	kabel_panel	1-phase

description: lossy inverter coupling PV to switchboard

No. of additional data items: 6

0.10000E-02	0.10000E-01	0.10000E-02	0.10000E-01	0.0000	7.0000
-------------	-------------	-------------	-------------	--------	--------

No.	i.d.	Comp. name	Phase type
3	2	invert_loss	1-phase

description: resistor to represent loss from lossy inverter

No. of additional data items: 6

4.0000	0.10000E-01	4.0000	0.10000E-01	0.0000	1.0000
--------	-------------	--------	-------------	--------	--------

No.	i.d.	Comp. name	Phase type
-----	------	------------	------------

4	2	kabel_lys	1-phase
---	---	-----------	---------

description: forbinelse mellom panel og alt av lys pluss teknisk utstyr

No. of additional data items: 6

0.10000E-02 0.10000E-01 0.10000E-02 0.10000E-01 0.0000 20.000

end connecting components

connections between nodes in the network

connections: 4

No.	Conn. Type	Phase.	Conn. com.	Start nodes	End nodes
1	1-phase	1 0 0	1	1 0 0	2 0 0
2	1-phase	1 0 0	3	4 0 0	3 0 0
3	1-phase	1 0 0	2	1 0 0	4 0 0
4	1-phase	1 0 0	4	1 0 0	5 0 0

end connections

electrical network end

Vedlegg E

Matlabscript for nåverdiberegning

```
i=0.04; %kalkulasjonsrente settes lik 4 %
N=25; %anleggets levetid [år]
g=0.02; %forventet årlig prisstigning på 2 %
sum=0; %startverdi for privatøkonomisk besparelse
      [kr]
p=2,4 eller 6; % salgspris for kraft til nettet [kr/kWh]
      (variabel)
Epv=763.5; %årlig energiutbytte fra solcellepanelet
      [kWh/kWp/år]
kost=153; %årlige kostnader til drift, vedlikehold
      og forsikring [kr/år]
Csystem=60; %investeringskostnad stipulert til 60
      kr/Wp [kr]
Wpanel=800; %solcellepanelets størrelse [Wp]
Sub=0.6, 0.8 eller 1.0; %varierende subsidiesatser

for j=1:N
    Q(j)=(p*Epv*Wpanel/1000-kost*(1+g)^j)/(1+i)^j;
    sum=sum+Q(j);
end

NPV=sum-Csystem*Wpanel*Sub
```