

Forord

Masteroppgaven ble utformet i samarbeid med COWI AS, i forbindelse med et rehabiliteringsprosjekt på Oslo Posthus, ofte kalt Postgirobygget. Målet med oppgaven var å finne ut hvor mye det elektriske energiforbruk i det rehabiliterede Posthuset, kan reduseres med solenergi fra et solcelleanlegg. Oppgaven er ment som et utgangspunkt for liknende prosjekter på næringslivsbygg, der det kan være aktuelt å prosjektere et solcelleanlegg.

Stor takk til hovedveileder Hans Ekkehard Plesser ved NMBU, som har bidratt med bra veiledning, engasjement for fagområdet og kontinuerlig oppfølging gjennom hele masteroppgaven. Videre ønsker jeg å takke fagfolkene på COWI som har hjulpet meg gjennom oppgaven. Spesielt takk til Anne-Kristine Amble som har hjulpet meg med å utarbeide timeverdier for Posthusets elektriske energiforbruk, og Harald Hammer som har hjulpet meg med stadige spørsmål om simuleringsprogrammet PVsyst og spørsmål rundt solceller. Også stor takk til ekstern veileder fra COWI, Olav Økern, som har fulgt meg gjennom oppgaven og kommet med innspill.

Jeg vil også rette en takk til Stanislas Merlet som jobber med solenergi i Multiconsult, og Karl Andreassen og Kjell Matzow fra rådgivningsfirmaet Sol og vind. Alle har kommet med innspill til mulige løsninger for oppsett av solceller, valgt av solcelleteknologier og simulering i PVsyst.

Til slutt ønsker jeg å takke min venn Sigbjørn Grini og mamma Lisbeth Fauske, for korrekturlesing. Og helt til sist en takk til min kjære Ole Anders Vandsemb som har holdt meg med selskap på lesesalen og bidratt med gode innspill til oppgaven.

Ås, 5. juni 2015

Tine Marielle Fauske

Sammendrag

Masteroppgaven tar for seg et mulighetsstudie for å ha solceller på Posthuset i Oslo, i forbindelse med et rehabiliteringsprosjekt kalt Urban Mountain. Urban Mountain er det norske vinnerprosjektet av Nordic Built Challenge i 2013 og har designet Posthuset til et bærekraftig næringsbygg, med mulighet for å oppnå høyeste nivå for BREEAM sertifisering. I oppgaven er det simulert potensiell energiproduksjon med ti ulike oppsett av solceller på sør-, øst- og vestfasaden, samt på taket til Posthuset. Simuleringene er gjort i programmet PVsyst, som er designet for solcelleanlegg.

Et viktig mål med rehabiliteringsprosjektet Urban Mountain, er at Posthuset skal bli et lavenergi bygg. En sentral del av masteroppgaven er å finne gunstige oppsett med solceller på Posthuset og anslå hvor mye det elektriske energiforbruk kan reduseres. I oppgaven er det presentert to løsninger med oppsett av solceller. Den ene løsningen presenterer den mest økonomisk gunstige løsningen, i forhold til hvor mye energi solcelleanlegget klarer å produsere ut ifra installert kapasitet. Den andre løsningen presenterer et oppsett av solceller som maksimerer den årlige energiproduksjonen ut ifra oppsettene som er simulert i PVsyst. Løsningene er kalt *økonomisk* og *maksimal* løsning.

Ved økonomisk løsning er det foreslått solceller på sør- og østfasaden over en høyde på 33,5 meter, samt solceller på taket i et fritt montert oppsett, installert parallelt med bygningskroppen og med en modulhelning på 5°. Solcellene på fasaden utgjør et areal på 2 419 m², som tilsvarer ca. 35 % av fasadearealet over 33,5 meter. Solcellearealet på taket utgjør 807 m² og er fordelt utover hele taket på de to sørvendte blokkene. Totalt er det installert en kapasitet med nominell effekt 522 kW_p, noe som i løpet av et år produserer 0,39 GWh. Dette utgjør 7,7 % av det årlige elektriske energiforbruket til Posthuset, noe som tilsvarer en reduksjon på 79 kWh/m² til 73 kWh/m².

Ved maksimal løsning ble årlig netto elektrisk energiforbruk redusert til 71 kWh/m², med en årlig produksjon på 533 kWh, som tilsvarer 10,5 % av elektrisk forbruk. Maksimal løsning har installert 808 kW_p med solceller, noe som utgjør et solcelleareal på 6 656 m². Maksimal løsning er dermed mindre energi- og plasseffektiv, sammenlignet med økonomisk løsning.

Begge løsningene hadde tilfeller i løpet av året der effektproduksjonen fra solcelleanlegget var høyere enn det elektriske effektforbruket til Posthuset. For tilfeller ved produksjonsoverskudd kan overskuddet enten mates ut på nettet, eller lagres i et energilager. Ved å mate overskuddsenergi ut på nettet vil Posthuset falle inn under Plusskundeordningen dersom det ikke ved noe tidspunkt mates inn mer enn 100 kW.

Prisutviklingen på solcelleanlegg har vært gradvis synkende i Europa, og i noen land har den blitt konkurransedyktig med energiprisen for elektrisitet fra strømmettet. I Norge har solcellemarkedet hatt noe treger utvikling, men det fikk et oppsving i 2014. Masteroppgaven tar for seg en lønnsomhetsanalyse som presenterer energikostnaden over en antatt levetid for solcelleanlegget. Lønnsomhetsanalysen er beregnet med LCOE-metoden, med utgangspunkt i både økonomisk og maksimal løsning. Med økonomisk løsning resulterte lønnsomhetsanalysen i en energipris mellom 1,5-2,6 kr/kWh, under standard betingelser definert i oppgaven, og en antatt levetid på 25 år. Energiprisen varierer med et øvre, nedre og middels nivå for investeringskostnad. Energiprisen med maksimal løsning ble høyere, ettersom den innebærer mindre energieffektive løsninger. I oppgaven er det også gjort en følsomhetsanalyse for LCOE med økonomisk løsning, som viser endring i energikostnad ved varierende diskonteringsrate og årlige kostnader. For å redusere LCOE er det også mulig å søke om økonomisk støtte fra ulike støtteordninger. For dette prosjektet vil det være mulig å søke på Enova sitt program "støttet til eksisterende bygg".

Abstract

In this thesis, the possibility for photovoltaic power generation on a Norwegian business building in Oslo, named Posthuset, has been evaluated. The study is related to a rehabilitation project of Posthuset, called Urban Mountain, which was the Norwegian winner project of Nordic Built Challenge in 2013. Through Urban Mountain, Posthuset is designed to be a sustainable business building, with the ability to reach the highest level of BREEAM certificate. In this thesis, ten different photovoltaic systems have been simulated, placed on the east, south and west facade of the building, and on the roof of the building. The solar systems are simulated by a simulation software designed for photovoltaic systems, called PVsyst.

An important target with the rehabilitation project Urban Mountain is to make Posthuset a low energy building. A key element of this thesis is to find favourable setups of solar panels, and predict by how much the electric energy consumption of the building can be reduced. The thesis presents two solar systems, described by an *economic* and a *maximal* solution. The economic solution presents the most energy efficient solar system, compared to installed capacity and the building area covered by panels. The maximal solution presents the solar system that gives maximal energy output through a year.

The economic solution proposes a solar system with panels on the east and south façade from a height above 33,5 meters. The system also includes solar panels on the roof in a free mounted system, where the modules are installed parallel with the body of the building, with a module tilt of 5°. On the east and south facade the panels covers approximately 35 % of the facade above 33,5 meters. On the roof, the solar panels are spread out on the south facing buildings. The total area of solar panels by economic solution is 3 226 m². The total installed capacity is 522 kW_p, which produces about 0,39 GWh a year. By economic solution 7,7 % of the annually electric energy consumption can be supplied by solar power, which reduces the electric energy consumption from 79 kWh/m² to 73 kWh/m².

By maximal solution, the annual electric consumption will be reduced to 71 kWh/m², with an annual energy yield of 533 kWh, corresponding to 10,5 % of the electric energy consumption. The solar system has an installed capacity of 808 kW_p and a panel area of 6 656 m², which make maximal solution less energy efficient and requires more space than economic solution.

Both economic and maximal solution will have periods during a year where the power consumption is less than the produced power. The excess power can either be ejected to the grid or stored. For grid connected power systems in Norway, the solar system will take part of the arrangement "Plusskundeordningen" as long as the power supplied to the grid never exceeds 100 kW.

Europe has experienced a huge growth in the solar market the last years, and in several countries the energy price of photovoltaic power has reached grid parity. An economical analysis is done in the thesis for both economic and maximal solution, by the method *levelized cost of energy* (LCOE). By economic solution, the result from LCOE was 1,5-2,6 NOK/kWh, by standard conditions defined in the thesis and an assumed lifetime of 25 years for the solar system. The price of energy is split into three levels, varying with the investment cost. The LCOE by maximal solution results in a higher price interval, as the solution is less energy efficient. In this thesis, a sensitivity analysis has been done for economic solution, by varying the discount rate and annually cost. One way to reduce the LCOE is to apply for subsidies. This project can apply for subsidies from Enova.

Innholdsfortegnelse

FORORD	I
SAMMENDRAG	FEIL! BOKMERKE ER IKKE DEFINERT.
ABSTRACT	V
OVERSIKT OVER FIGURER	IX
OVERSIKT OVER TABELLER	XIII
SYMBOLOVERSIKT	XV
1 INNLEDNING	1
1.1 BAKGRUNN FOR OPPGAVEN	2
1.2 PROBLEMSTILLING OG AVGRENSNING AV OPPGAVEN	3
1.3 OPPGAVENS UTFORMING	4
2 TEORI	5
2.1 OPPBYGNING AV ET SOLCELLESYSTEM	5
2.1.1 SOLCELLEGENERATOREN	6
2.1.2 BYPASSDIODER OG BLOKKERINGSDIODER	9
2.1.3 MONTERINGSSYSTEM	9
2.1.4 VEKSELRETTEREN	9
2.1.5 DC SIKKERHETSBRYTER OG BRANNFARE I ET SOLCELLEANLEGG	10
2.1.6 OVERVÅKNING, MONITORERING OG NØDSTRØM	11
2.1.7 LAGRING AV ELEKTRISK ENERGI	11
2.1.8 EKSPORT AV ELEKTRISK ENERGI – PLUSSKUNDEORDNINGEN	11
2.2 SOLCELLETEKNOLOGI	11
2.2.1 HALVLEDERMATERIALER I SOLCELLER	12
2.2.2 KRYSTALLINSKE SILISIAM SOLCELLER, C-SI	14
2.2.3 TYNNFILMSOLCELLER	15
2.2.4 ORGANISKE SOLCELLER (POLYMERSOLCELLER)	16
2.3 EGENSKAPER SOM PÅVIRKER EFFEKTIVITETEN TIL SOLCELLESYSTEMET	17
2.3.1 TERMISKE TAP I SOLCELLENE	17
2.3.2 OHMSKE TAP I LEDNINGENE	17
2.3.3 TAP I SOLCELLEMODULENE	17
2.3.4 BEDRING AV MODULYTTELSE FOR CIGS SOLCELLER - LIGHT SOAKING EFFECT	18
2.3.5 DEPONERING AV PARTIKLER PÅ SOLCELLEMODULENE	18
2.3.6 REFLEKSJONSTAP	19
2.3.7 TAP SOM FØLGE AV AT SYSTEMET IKKE ER TILGJENGELIG	19
2.4 SOLINNSTRÅLING- OG KLIMADATA	19
2.4.1 DIREKTE, GLOBAL OG DIFFUS SOLINNSTRÅLING	19
2.4.2 ALBEDO	19
2.4.3 VINDHASTIGHET OG TEMPERATUR	20
2.4.4 TILGJENGELIGE METEOROLOGISKE DATA	20
2.4.5 SANN SOLTID OG LOKAL KLOKKETID	21
2.5 SOLTEORI OG SOLENS POSISJON PÅ HIMMELEN	21
2.5.1 SOLINNSTRÅLING OG STRÅLINGSSPEKTERET	21
2.5.2 SOLENS POSISJON PÅ HIMMELEN	22
2.5.3 INNSTRÅLING PÅ EN SOLCELLEMODUL ELLER EN VILKÅRLIG FLATE	23
2.6 FORHOLD SOM BESKRIVER HVOR BRA ET SOLCELLEANLEGG YTER	24

2.7 ENERGIFORBRUK I BYGNINGER	24
2.8 ØKONOMISK ANALYSE LCOE	25
2.9 STØTTEORDNINGER	25
3 METODE	26
3.1 REHABILITERINGSPROSJEKTET URBAN MOUNTAIN	26
3.2 SIMULERING AV POTENSIELL ENERGIPRODUKSJON	29
3.2.1 SIMULERINGSPROGRAMMET PVSYST	29
3.2.2 PROSJEKTETS PLASSERING OG VALG AV METEOROLOGISKE DATA	30
3.2.3 VALG AV ALBEDO	32
3.2.4 ORIENTERING AV SOLCELLEMODULENE	33
3.2.5 VALG AV SOLCELLER OG INVERTERE TIL SIMULERING	36
3.2.6 TAPSLEDD I HELE SOLCELLESYSTEMET	41
3.2.7 GENERERING AV HORISONT VED BRUK AV PROGRAMVAREN METEONORM	44
3.2.8 DEFINERE NÆRLIGGENDE OBJEKTER SOM KAN SKYGGE FOR SOLCELLENE	44
3.2.9 SKYGGEBEREGNINGER AV DE ULIKE MODULENE	45
3.3 BEREGNING AV ÅRLIG ENERGIFORBRUK	45
3.3.1 SENTRALE FORBRUKSDATA	45
3.3.2 BEREGNING AV TIMEVERDIER FOR ENERGIFORBRUKET TIL POSTHUSET	46
3.4 LCOE, ØKONOMISK ANALYSE AV SOLCELLEANLEGGET	48
3.4.1 SYSTEMPRISER	49
3.4.2 ÅRLIGE KONTANTSTRØMMER	49
3.4.3 ÅRLIG DEGRADERINGSRATE FOR SOLCELLER	49
3.4.4 DISKONTERINGSRATE	50
3.4.5 LEVETIDEN TIL SOLCELLEANLEGGET	50
3.4.6 BYTTE AV VEKSELRETTERE	50
4 RESULTATER	51
4.1 METEOROLOGISKE DATA	51
4.2 BEREGNET RADA VSTANDER FOR Å UNNGÅ SKYGGING AV MODULER	52
4.3 RESULTATER FRA SIMULERING AV POTENSIELL ENERGIPRODUKSJON I PVSYST	52
4.3.1 DAGLIG ENERGIPRODUKSJON	55
4.3.2 DAGLIG ENERGIPRODUKSJON PER SOLCELLEAREAL	56
4.3.3 DAGLIG SPESIFIKK PRODUKSJON	56
4.3.4 MÅNEDLIGE VERDIER FOR YTELSEFORHOLD	57
4.4 FREMSTILLING AV DET ELEKTRISKE FORBRUKET TIL POSTHUSET	60
4.5 SAMMENLIGNING AV ELEKTRISK FORBRUK OG ENERGIPRODUKSJON	61
4.5.1 ØKONOMISK LØSNING	61
4.5.2 MAKSIMAL LØSNING	64
4.6 ØKONOMISK ANALYSE	66
4.6.1 LØNNSOMHETEN VED ØKONOMISK LØSNING	66
4.6.2 LØNNSOMHETEN VED MAKSIMAL LØSNING	67
4.6.3 FØLSOMHETSANALYSE FOR LCOE BEREGNINGER	68
5 DISKUSJON	69
5.1 VALG AV METEOROLOGISKE DATA SOM BENYTTES TIL SIMULERINGER	69
5.2 VURDERING AV PLASSERING AV MODULRADENE PÅ TAKET	70
5.2.1 SKYGGE SOM KASTES FRA MODULENE PÅ TAKET	70
5.2.2 SKYGGETAP SIMULERT I PVSYST	71
5.2.3 ORIENTERING I FORHOLD TIL SOLINNSTRÅLING	71
5.2.4 PRAKTISK OPPSETT AV SOLCELLER VED VEDLIKEHOLD	71
5.3 VURDERING AV VARIABLER BRUKT I PVSYST	71
5.3.1 ALBEDOEFFEKTEN	72

5.3.2 SOLCELLESYSTEMETS TILGJENGELIGHET	72
5.3.3 ELEKTRISK TAP VED SKYGGING AV MODULER	72
5.3.4 SNØTAP I LØPET AV VINTERMÅNEDENE	72
5.4 SAMMENLIGNING AV RESULTATENE FOR ENERGIPRODUKSJON	73
5.4.1 TOTAL ÅRLIG ENERGIPRODUKSJON OG SPESIFIKK PRODUKSJON	73
5.4.2 ENERGIPRODUKSJON PER SOLCELLEAREAL	73
5.4.3 YTELSESFORHOLD	74
5.5 REDUSERT NETTO ENERGIFORBRUK FOR POSTHUSET	74
5.6 HVOR LØNNSOMT ER DET MED SOLCELLER	75
6 KONKLUSJON	77
7 REFERANSELISTE	79
8 VEDLEGG	83
A: IMPORT AV METEOROLOGISKE DATA I PVSYST	83
B: SIMULERT SKYGGING AV MODULER I PVSYST	85
C: ENERGIPRODUKSJON PER SOLCELLEAREAL	86
D: MÅNEDLIG SPESIFIKK PRODUKSJON	87
E: TAPSDIAGRAMMER FRA SIMULERINGER I PVSYST	89
F: LCOE BEREGNINGER	94
G: KOSTNADER FOR BIPV SAMMENLIGNET MED ANNET FASADEKLEDE	95
H: ELEKTRISKE EGENSKAPER FOR CIGS, A-SI:H OG C-SI BENYTTET UNDER SIMULERING	96
I: OPPSETT AV SOLCELLER PÅ FASADENE I PVSYST	98

Oversikt over figurer

FIGUR 1: GLOBAL INSTALLERT EFFEKT, SOLCELLEANLEGG. FIGUREN ER BASERT AV EPIA (2014) ⁶	1
FIGUR 2: PROSJEKTBLIDE AV DET REHABILITERTE POSTHUSET. BILDET ER HENTET MED TILLATELSE FRA ENTRA ¹⁵	3
FIGUR 3: KOMPONENTER SOM KAN INNGÅ I ET SOLCELLESYSTEM. FIGUREN ER INSPIRERT AV MARKVART ¹⁷	5
FIGUR 4: KOMPONENTENE I ET NETTILKOBLET SOLCELLESYSTEM. 1) SOLCELLEMODULER, 2) KOBLINGSBOKS, 3) DC-BRYTER, 4) VEKSELRETTER, 5) AC-BRYTER, 6) ENERGIMÅLER, 7) FORDELINGSSKAP MED SIKRINGER, 8) TILKOBLINGSPUNKT STRØMNETTET. FIGUREN ER HENTET MED TILLATELSE FRA FORNYBAR.NO	6
FIGUR 5: SOLCELLE, MODUL OG SOLCELLEARRAY. FIGUREN BASERES PÅ ANDERSEN ²¹	7
FIGUR 6: ØVERST VISES EN TYPISK I-V KARAKTERISTIKK MED TILHØRENDE EFFEKTKURVE FOR EN SOLCELLEMODUL. NEDERST VISES I-V KARAKTERISTIKK MED EGENSKAPENE SOM BESTEMMER FILLFAKTOREN TIL EN MODUL. FIGUREN ER UTARBEIDET MED UTGANGSPUNKT I MÅLINGER GJORT AV STRØM OG SPENNING EN VILKÅRLIG HØSTDAG OG VIL DERMED AVVIKE FRA MÅLINGER GJORT UNDER STANDARD TESTFORHOLD. MÅLINGENE ER GJORT FOR EN MULTIKRYSTALLINSK 220 W SOLCELLEMODUL FRA REC, REC220PE, I FORBINDELSE MED ENERGITEKNOLOGI LAB VED NMBU. DATABLADVERDIER FOR P_{MPP} , I_{SC} OG V_{OC} VIL MEST SANNSYNLIG VÆRE FORSKJELLIG FRA DE MÅLTE VERDIENE, ETTERSOM DE BESTEMMES UNDER STANDARD TESTFORHOLD.	8
FIGUR 7: BYPASS- OG BLOKKERINGSDIODER. FIGUREN TIL VENSTRE VISER HVORDAN BLOKKERINGSDIODER OG BYPASSDIODER SETTES OPP I ET SOLCELLEARRAY. FIGUREN TIL HØYRE VISER HVORDAN BYPASSDIODER KAN SETTES OPP I EN MODUL. FIGURENE ER INSPIRERT AV MARKVART ¹⁷ OG GERMAN SOLAR ENERGY SOCIETY ²⁰	9
FIGUR 8: EKSITASJON AV ET ELEKTRON I ET HALVLEDERMATERIALE. ELEKTRONET ETTERLATER SEG ET HULL I VALENSBÅNDET. E_L OG E_V ER ENERGINIVÅENE I HENHOLDSVIS LEDNINGSBÅNDET OG VALENSBÅNDET, MENS E_G ER ENERGIEN I VALENSBÅNDET.....	12
FIGUR 9: OPPBYGNING AV EN PN-OVERGANG I EN SOLCELLE.....	13
FIGUR 10: EKSITASJON AV ET ELEKTRON I EN HALVLEDER MED DIREKTE BÅNDGAP OG INDIREKTE BÅNDGAP. X-AKSEN VISER BEVEGELSESMENGDEN OG Y-AKSEN VISER ENERGI.....	13
FIGUR 11: OPPBYGNINGEN AV EN CIGS SOLCELLE. FIGUREN BASERES PÅ CHEN ²⁰	16
FIGUR 12: LUFTMASSEN SOLINNSTRÅLINGEN MÅ GÅ IGJENNOM FØR DEN NÅR BAKKEN ØKER MED EN VINKEL ϕ , SOM SOLA HAR FRA SENIT. FIGUREN BASERES PÅ CHEN ¹	21
FIGUR 13: TIL VENSTRE VISES MERIDIANEN M , SOLHØYDEN α_s OG SOLENS ASIMUT γ_s . TIL HØYRE VISES SOLENS DEKLINASJON δ OG TIMEVINKELEN ω . FIGURENE ER HENTET MED TILLATELSE FRA ROMUNDSTAD ⁴⁶	22
FIGUR 14: FIGUREN VISER SOLENS BANE I OSLO VED ULIKE ÅRSTIDER. FIGUREN ER SIMULERT I PVSYSTEM.....	23
FIGUR 15: ORIENTERINGEN TIL EN SOLCELLEMODUL SOM BESKRIVES VED ASIMUT γ OG HELNING β . θ VISER SOLENS INNFALLSVINKEL I FORHOLD TIL MODULENS NORMAL. FIGUREN ER HENTET MED TILLATELSE FRA ROMUNDSTAD ⁴⁶	23
FIGUR 16: PROSJEKTTEGNING AV DET REHABILITERTE POSTHUSET. FIGUREN ER HENTET FRA REHABILITERINGSPROSJEKTET URBAN MOUNTAIN MED TILLATELSE FRA ENTRA.....	26
FIGUR 17: KART OVER POSTHUSETS LOKASJON SOM VISER BYGNINGENS ORIENTERING. FIGUREN ER HENTET FRA URBAN MOUNTAIN BOOKLET MED TILLATELSE FRA ENTRA.....	27
FIGUR 18: VEST-, SØR- OG ØSTFASADEN TIL DET REHABILITERTE POSTHUSET. FIGUREN ER HENTET FRA URBAN MOUNTAIN BOOKLET MED TILLATELSE FRA ENTRA.....	28

FIGUR 19: DET REHABILITERTE POSTHUSET SETT OVENIFRA. DET ER VURDERT SOLCELLER PÅ TAK A1 OG A2. FIGUREN ER UTARBEIDET FRA EN PROSJEKTTEGNING (AUTOCAD) FRA URBAN MOUNTAIN OG HENTET MED TILLATELSE FRA ENTRA.....	29
FIGUR 20: PARAMETRE SOM DEFINERES UNDER SIMULERING AV ET SOLCELLEANLEGG I PVSYST.	30
FIGUR 21: SAMMENLIGNING AV IMPORTERTE METEOROLOGISKE DATA FOR GLOBAL OG DIFFUS HORIZONTALSTRÅLING MED STRÅLINGSMODELLETT FOR EN KLARVÆRS DAG. FIGUREN ER SIMULERT I PVSYST.	32
FIGUR 22: OPTIMAL ORIENTERING FOR EN SOLCELLEMODUL I OSLO-OMRÅDET. FIGUREN ER HENTET FRA PVSYST.....	33
FIGUR 23: STØRRELSE PÅ SOLCELLEMODUL BRUKT PÅ TAK OG BEREKNING AV SKYGGE FRA SOLCELLEMODULENE.....	35
FIGUR 24: ULIKE OPPSETT AV SOLCELLER PÅ TAKET SETT OVEN IFRA. BILDET TIL VENSTRE VISER SOLCELLER PÅ TAKET PÅSSERT PARALLELT MED BYGNINGSKROPPEN I SØRLIG RETNING MED STOR RADA VSTAND. BILDET I MIDTEN VISER SOLCELLER RETTET DIREKTE MOT SØR MED LITEN RADA VSTAND. BILDET TIL HØYRE VISER SOLCELLER PÅSSERT PARALLELT MED BYGNINGSKROPP I ØST-VEST RETNING.	36
FIGUR 25: EFFEKTIVITETSKURVE, EFFEKTURVE OG IV-KARAKTERISTIKK FOR TS-160-C2 FRA TSMC-SOLAR BRUKT PÅ VEGGFASADER UNDER SIMULERING I PVSYST. FIGURENE ER HENTET FRA MODULSPESIFIKASJONEN I PVSYST.....	38
FIGUR 26: EFFEKTIVITETSKURVE, EFFEKTURVE OG IV-KARAKTERISTIKK FOR SPR-X21-335 FRA SUNPOWER BRUKT UNDER SIMULERING AV SOLCELLER PÅ TAKET. FIGURENE ER HENTET FRA MODULSPESIFIKASJONEN I PVSYST.	38
FIGUR 27: EFFEKTIVITETSKURVE, EFFEKTURVE OG IV-KARAKTERISTIKK FOR ASI THRU-4-IO 10 % FRA SCOTT SOLAR, BRUKT PÅ VINDUSFASADER UNDER SIMULERING. FIGUREN ER HENTET FRA MODULKARAKTERISTIKK I PVSYST.....	39
FIGUR 28: SUNNY TRIPOWER 20 kW. EFFEKTIVITETSKURVE SOM FUNKSJON AV INNSENDT EFFEKT TIL VEKSELRETTET.....	40
FIGUR 29: SUNNY TRIPOWER 25 kW. EFFEKTIVITETSKURVE SOM FUNKSJON AV INNSENDT EFFEKT TIL VEKSELRETTET.....	41
FIGUR 30: INGECON SUN 19 TL-SM 11 kW. EFFEKTIVITETSKURVE SOM FUNKSJON AV INNSENDT EFFEKT TIL VEKSELRETTET.....	41
FIGUR 31: HORIZONTALEN SOM SES FRA FOR OSLO POSTHUS SIN LOKASJON, GENERERT VED PROGRAMVARE FRA METEONORM.....	44
FIGUR 32: POSTHUSET, VIST I GULT, SETT FRA NORDSIDEN. BILDE ER FRA 3D-SCENEN I PVSYST.....	44
FIGUR 33: POSTHUSET SETT FRA SØRSIDEN. BILDE AV 3D-SCENE LAGET I PVSYST MED BYGNINGER SOM ER POTENSIELLE SKYGGEOBJEKTER.....	45
FIGUR 34: ÅRLIG ELEKTRISK ENERGI FORBRUK FORDELT PÅ ULIKE ENERGIPOSTER.....	46
FIGUR 35: HORIZONTAL GLOBALSTRÅLING.....	51
FIGUR 36: HORIZONTAL DIFFUSSTRÅLING.....	51
FIGUR 37: GJENNOMSNIITTLIGE MÅNEDSVERDIER FOR TEMPERATUR (VENSTRE) OG VINDHASTIGHET (HØYRE).....	52
FIGUR 38: ÅRLIG ENERGIPRODUKSJON FOR ULIKE OPPSETT AV SOLCELLER PÅ TAK OG FASADER.....	54
FIGUR 39: ÅRLIG SPESIFIKK PRODUKSJON RELATIVT TIL INSTALLERT NOMINELL EFFEKT.....	54
FIGUR 40: ÅRLIG ENERGIPRODUKSJON PER M ² SOLCELLE INSTALLERT.....	54
FIGUR 41: YTELSESFORHOLD FOR DE ULIKE OPPSETTENE AV SOLCELLER PÅ TAK OG FASADER.....	54
FIGUR 42: DAGSVERDIER FOR ENERGIPRODUKSJON FRA DE FORSKJELLIGE OPPSETTENE AV SOLCELLER PÅ TAK A1 OG A2. DAGSVERDIENE REPRERENTERER ET HELT ÅR.....	55
FIGUR 43: DAGLIG ENERGIPRODUKSJON GJENNOM ET HELT ÅR. FIGUREN TIL VENSTRE VISER OPPSETTENE AV CIGS SOLCELLER PÅ ØST-, SØR- OG VESTFASADEN, MENS FIGUREN TIL HØYRE VISER A-SI:H SOLCELLER PÅ VINDUER PÅ ØST OG VESTFASADEN.....	55

FIGUR 44: DAGLIG ENERGIPRODUKSJON PER SOLCELLEAREAL FOR LØSNINGER PÅ TAK, VEGG OG VINDU MED TEKNOLOGIENE C-Si, CIGS OG A-Si:H.....	56
FIGUR 45: DAGLIG SPESIFIKK PRODUKSJON OVER ET HELT ÅR FOR FASADELØSNINGER MED A-Si:H (ØVERST VENSTRE), FASADELØSNINGER MED CIGS SOLCELLER (HØYRE), TAKLØSNINGER MED C-Si (NEDERST TIL VENSTRE) OG SAMMENLIGNING AV TAK, FASADE OG VINDU (NEDERST TIL HØYRE).....	57
FIGUR 46: MÅNEDLIG YTELSESFORHOLD FOR TAK PARALLELL-20-S (VENSTRE) OG TAK PARALLELL-20-L (HØYRE).....	58
FIGUR 47: MÅNEDLIG YTELSESFORHOLD FOR TAK PARALLELL-5 (VENSTRE) OG TAK ØST-VEST 5 (HØYRE).....	58
FIGUR 48: MÅNEDLIG YTELSESFORHOLD FOR TAK SØR-40.....	58
FIGUR 49: MÅNEDLIG YTELSESFORHOLD FOR SØRFASADE (VENSTRE) OG ØSTFASADE (HØYRE) MED CIGS MODULER.....	59
FIGUR 50: MÅNEDLIG YTELSESFORHOLD FOR VESTVENDT VEGGFASADE MED CIGS MODULER.....	59
FIGUR 51: MÅNEDLIG YTELSESFORHOLD FOR SØRFASADE (VENSTRE) OG ØSTFASADE (HØYRE) MED A-Si:H MODULER.....	59
FIGUR 52: TIMEVERDIER FOR TOTALT ELEKTRISK EFFEKTFORBRUK FOR POSTHUSET GJENNOM ET HELT ÅR.....	60
FIGUR 53: TIMEVERDIER FOR TOTALT ELEKTRISK EFFEKTFORBRUK FOR POSTHUSET EN UKE I JANUAR.....	60
FIGUR 54: TIMEVERDIER FOR ELEKTRISK EFFEKTFORBRUK FORDELT PÅ ULIKE ENERGIPOSTER FOR POSTHUSET. EFFEKTFORBRUKET REPRESENTERER EN UKE I MAI/JUNI.....	60
FIGUR 55: TIMEVERDIER FOR ELEKTRISK EFFEKTFORBRUK FOR ROMKJØLING OG VENTILASJONSKJØLING. TIMEVERDIENE REPRESENTERER FORBRUKET I JUNI OG JULI.....	61
FIGUR 56: DAGLIG ENERGIPRODUKSJON FOR ØKONOMISK LØSNING GJENNOM ET HELT ÅR.....	63
FIGUR 57: SAMMENLIGNING AV EFFEKTFORBRUK OG EFFEKTPRODUKSJON REPRESENTERT VED TIMEVERDIER GJENNOM ET HELT ÅR.....	63
FIGUR 58: TIMER MED PRODUKSJONSOVERSKUDD I LØPET AV ET ÅR.....	63
FIGUR 59: SAMMENLIGNING AV ELEKTRISK EFFEKTFORBRUK OG -PRODUKSJON (VENSTRE), SAMT HVOR STOR ANDEL EFFEKTPRODUKSJONEN UTGJØR AV EFFEKTFORBRUKET (HØYRE). GRAFENE VISES I TIMEVERDIER OG REPRESENTERER EN UKE FRA MANDAG TIL SØNDAG, 10.-17. JUNI.....	64
FIGUR 60: ANDELEN ENERGIPRODUKSJONEN FRA SOLCELLEANLEGGET UTGJØR AV DET ELEKTRISKE EFFEKTFORBRUKET FOR TO UKER I JANUAR.....	64
FIGUR 61: FIGUREN ØVERST VISER DAGLIG ENERGIPRODUKSJON MED MAKSIMAL LØSNING. FIGUREN NEDERST SAMMENLIGNER EFFEKTFORBRUK OG EFFEKTPRODUKSJON MED UTGANGSPUNKT I TIMEVERDIER FRA MAKSIMAL LØSNING.....	65
FIGUR 62: SAMMENLIGNING AV EFFEKTPRODUKSJON OG EFFEKTFORBRUK REPRESENTERT VED TIMEVERDIER EN UKE I JUNI, SAMT ANDEL EFFEKTPRODUKSJONEN UTGJØR AV EFFEKTBEHOVET (HØYRE). GRAFENE VISES VERDIER FOR 10.-17. JUNI.....	66
FIGUR 63: ANTALL TIMER MED OVERPRODUKSJON I LØPET AV ET ÅR.....	66
FIGUR 64: LCOE BEREGNINGER FOR 4 SCENARIOER MED ØKONOMISK OG MAKSIMAL LØSNING.....	68
FIGUR 65: FØLSOMHETSANALYSE VED ULIKE DISKONTERINGSRATER OG ÅRLIGE KOSTNADER MED ØKONOMISK LØSNING. ...	68
FIGUR 66: LCOE UNDER STANDARD BETINGELSER VED ØKONOMISK OG MAKSIMAL LØSNING.....	76
FIGUR 67: SAMMENLIGNING AV IMPORTERTE METEOROLOGISKE DATA FRA SIMIEN MED MODELLER FOR GLOBAL OG DIFFUS HORIZONTALSTRÅLING EN KLAR DAG. GRAFENE REPRESENTERER BESTE KLARVÆRS DAG I JULI OG FEBRUAR... 83	83
FIGUR 68: KLARHETSINDEKS FOR MORGEN- OG ETTERMIDDAGSTIMER.....	83

FIGUR 69: GLOBAL INNSTRÅLING GITT VED INNSTRÅLT ENERGI PR. MÅNDED (kWh/m ²) FRA ULIKE DATASETT. UTARBEIDET AV ROMUNDSTAD ⁴⁶	84
FIGUR 70: SKYGGING AV SOLCELLENE PÅ TAKET. BEGGE FIGURENE ER SIMULERT MED EN ASIMUT PÅ 27° OG HELNING PÅ 20°. RADA VSTAND FOR FIGUREN TIL VENSTRE ER 1,41 METER, OG FOR FIGUREN TIL HØYRE ER DEN 2,5 METER.....	85
FIGUR 71: TAK P-20-S (VENSTRE) OG TAK P-20-L (HØYRE).....	87
FIGUR 72: TAK P-5 (VENSTRE) OG TAK ØST-VEST 5 (HØYRE).....	87
FIGUR 73: TAK SØR-40.....	87
FIGUR 74: SØRVENDT VEGGFASADE (VENSTRE) OG ØSTVENDT VEGGFASADE (HØYRE) FOR CIGS SOLCELLER.....	88
FIGUR 75: VESTVENDT VEGGFASADE CIGS.....	88
FIGUR 76: SØRVENDT VINDUSFASADE (VENSTRE) OG ØSTVENDT VINDUSFASADE (HØYRE) MED A-Si:H.....	88
FIGUR 77: TAK PARALLELL 20°, STOR RADA VSTAND.....	89
FIGUR 78: TAK PARALLELL 20°, LITEN RADA VSTAND.....	89
FIGUR 79: TAK PARALLELL 5°, LITEN RADA VSTAND.....	90
FIGUR 80: TAK SØRVENDT 40°, LITEN RADA VSTAND.....	90
FIGUR 81: TAK ØST-VEST VENDT PARALLELT MED BYGNIGNSKROPP 5°, LITEN RADA VSTAND.....	91
FIGUR 82: FASADELØSNING SØRVEGG, CIGS SOLCELLER.....	91
FIGUR 83: FASADELØSNING ØSTVEGG, CIGS SOLCELLER.....	92
FIGUR 84: FASADELØSNING VESTVEGG, CIGS SOLCELLER.....	92
FIGUR 85: FASADELØSNING SØRVINDUER, TRANSPARENTE A-Si:H SOLCELLER.....	93
FIGUR 86: FASADELØSNING ØSTVENDTE VINDUER, TRANSPARENTE A-Si:H SOLCELLER.....	93

Oversikt over tabeller

TABELL 1: FORDELER OG ULEMPER VED C-SI SOLCELLER.....	14
TABELL 2: FORDELER OG ULEMPER VED TYNNFILMSOLCELLER.....	15
TABELL 3: PROSENTVIS TAP SOM FØLGE AV DEPONERING AV SNØ OG ANDRE PARTIKLER PÅ SOLCELLEMODULENE. TABELLEN ER UTARBEIDET FOR OSLO.....	18
TABELL 4: ENERGIPOSTER FOR NETTO ENERGIBEHOV OG LEVERT ENERGI TIL ET BYGG	24
TABELL 5: FASADEAREALER OVER 33,5 METER UTEN GRØNNE LOMMER, SAMT ASIMUTVINKLER.....	28
TABELL 6: INFORMASJON OM POSTHUSETS LOKASJON	30
TABELL 7: METEOROLOGISKE VARIABLER SOM KAN IMPORTERES I PVSYSTEM.....	30
TABELL 8: VARIABLER EKSPORTERT FRA SIMULERINGSPROGRAMMET SIMIEN.....	31
TABELL 9: BEREGNEDE GJENNOMSNITTSVERDIER OG STANDARDVERDIER FOR ALBEDO	33
TABELL 10: TIDSPUNKTER DET IKKE VIL VÆRE SKYGGE PÅ SOLCELLEMODULENE PÅ TAKET, ANTATT AT SOLINNSTRÅLINGEN KOMMER NORMALT PÅ RETNINGEN TIL MODULRADENE.....	35
TABELL 11: ULIKE OPPSETT MED SOLCELLER PÅ POSTHUSET SOM ER SIMULERT I PVSYSTEM.....	35
TABELL 12: SOLCELLEMODULER BENYTTET UNDER SIMULERING.....	37
TABELL 13: VEKSELRETTERE BENYTTET UNDER SIMULERING	40
TABELL 14: TAPSLEDD UNDER SIMULERING AV SOLCELLEANLEGGET I PVSYSTEM	42
TABELL 15: STANDARDVERDIER SOM BENYTTES FOR TERMISK TAPSLEDD I PVSYSTEM VED ULIKE MONTERINGER AV SOLCELLEMODULER.....	43
TABELL 16: ÅRLIG NETTO ENERGIFORBRUK DELT OPP I ENERGIPOSTER BEREGNET FOR POSTHUSET MED 50 % VINDUSFASADE. TABELLEN ER HENTET FRA SIMULERINGSRAPPORT FOR SIMIEN.	46
TABELL 17: ÅRLIG LEVERT ENERGI TIL POSTHUSET VED 50 % VINDUSFASADE. TABELLEN ER HENTET FRA SIMIEN RAPPORTEN.	46
TABELL 18: ENERGIPOSTENE FOR ELEKTRISK ENERGIFORBRUK MED TILHØRENDE VERDIER FOR PÅVIRKENDE FAKTORER ..	48
TABELL 19: STANDARD BETINGELSER ANTATT VED BEREGNING AV LCOE	48
TABELL 20: ØVRE, NEDRE OG MIDLERE NIVÅ FOR SYSTEMPRISER, DEGRADERINGSRATER OG ANTATT LEVETID	48
TABELL 21: VERDIER BENYTTET VED FØLSOMHETSANALYSE.....	49
TABELL 22: RADAVSTAND MELLOM MODULER VED ULIKE SOLHØYDER OG MODULHELNINGER.....	52
TABELL 23: RESULTATER SOM BLIR PRESENTERT FRA ULIKE OPPSETT AV SOLCELLER PÅ TAK OG FASADER	53
TABELL 24: ULIKE OPPSETT AV SOLCELLER PÅ ØST-, SØR OG VESTFASADE.....	53
TABELL 25: ULIKE OPPSETT AV SOLCELLER PÅ TAK A1 OG A2	53
TABELL 26: VALG AV OPPSETT AV SOLCELLER FOR ØKONOMISK LØSNING.....	62
TABELL 27: SAMMENLIGNING AV ENERGIFORBRUK OG ENERGIPRODUKSJON.....	63
TABELL 28: ANTALL TIMER MED PRODUKSJON I LØPET AV ET ÅR OG ANTALL TIMER MED HØYERE PRODUKSJON ENN FORBRUK.....	63
TABELL 29: VALGTE SOLCELLELØSNINGER FOR MAKSIMAL LØSNING	64
TABELL 30: SAMMENLIGNING AV ENERGIPRODUKSJON OG ENERGIFORBRUK VED MAKSIMAL LØSNING	65
TABELL 31: ANTALL TIMER DET PRODUSERES ENERGI FRA SOLCELLEANLEGGET, SAMT ANTALL TIMER DET ER OVERPRODUKSJON VED MAKSIMAL LØSNING.....	65

TABELL 32: INVESTERINGSKOSTNADER MED ØKONOMISK LØSNING	67
TABELL 33: LCOE VED ØKONOMISK LØSNING	67
TABELL 34: INVESTERINGSKOSTNADER MED MAKSIMAL LØSNING	67
TABELL 35: LCOE MED MAKSIMAL LØSNING	68
TABELL 36: PRIS PER AREAL FOR ULIKE FASADEMATERIALER OG BIPV	95
TABELL 37: SAMMENLIGNING AV ULIKE KOSTNADER FOR BIPV OG KOSTNADER BRUKT UNDER SIMULERING	95

Symboloversikt

Symbol	Forklaring	Enhet
K	Klarhetsindeks	-
α_s	Solhøyde	°
γ	Asimut	°
σ	Breddegraden til et sted	°
δ	Solens deklinasjon	°
ω	Timevinkel	°
β	Helning på solcelle	°
M	Meridian	-
θ	Vinkel mellom solinnstråling på enflate og normalen ut fra flaten	°
AM	Air mass	
U	Totalt termisk tap	$W/(m^2K)$
U_c	Konstant termisk tapsledd	$W/(m^2K)$
U_v	Termisk tapsledd proporsjonal med v	$W/(m^2K \cdot m/s)$
v	Vindhastighet	m/s
SP	Spesifikk produksjon	kWh/kW_p
PR	Ytelsesforhold	%
LCOE	Levelized cost of energy	NOK/kWh
I	Investeringskostnad	NOK
$K_{\text{årlig}}$	Årlig kontantstrøm	NOK
$E_{\text{årlig}}$	Årlig energiproduksjon	kWh
r	Diskonteringsrate	%
d	Årlig degradering av solceller	%
n	Solcelleanleggets levetid	år

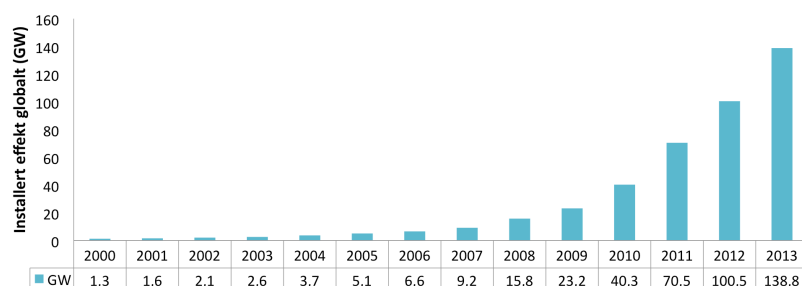
1 Innledning

Sola er en enorm energikilde som bidrar til at tilgjengeligheten på energi på jordkloden er stor. Den gjennomsnittlige strålingstettheten som treffer jordas atmosfære tilsvarer 1366 Wm^{-2} ¹, kalt solarkonstanten. Med utgangspunkt i solarkonstanten og jordas overflate vil en energimengde på $1\,516\,700\,000 \text{ TWh}$ nå jorda årlig. Til sammenligning hadde menneskene mellom 2005 og 2010 et årlig globalt energiforbruk på om lag $138\,890 \text{ TWh}$ ¹, noe som tilsvarer under 0,01 % av det årlige energiinntaket fra sola. Det vil si at energimengden fra sola potensielt kan dekke jordas energiforbruk mer enn 11 000 ganger årlig.

Selv om energitilgjengeligheten på jordkloden er stor, er en annen utfordring hvordan den skal utnyttes. Energikildene som menneskene benytter består av både fornybare og ikke-fornybare energikilder. Definisjonen på en fornybar energikilde er i følge Myhre² "energi som naturen til stadighet tilfører energikilder i så store mengder at energiuttak er mulig uten at det overstiger energitilførselen". En ikke-fornybar energikilde er definert av Weir og Twidell³ som energi som befinner seg i statiske energilagre i bakken og som kan hentes ut ved menneskelige aktiviteter. Ikke-fornybare energikilder benyttes i dag i form av fossile brensler, som er olje, kull og gass.

Globalt benyttes ikke-fornybare energikilder i mye større grad enn fornybare energikilder, noe som resulterer i store utslipp av klimagasser. I 2013 la FN frem en klimarapport som presenterte et stadig varmere klima som følge av et positivt strålingspådriv⁴. Hovedårsaken til det positive strålingspådrivet er en økt konsentrasjon av klimagasser i atmosfæren, spesielt CO_2 , som resulterer i økt absorpsjon av stråling. Både atmosfære og hav er observert varmere, mengde is og snø er avtagende og havnivået øker⁴. Den menneskelige aktiviteten på jorda gir store klimagassutslipp og for å redusere de menneskeskapte utslippene har blant annet EU-kommisjonen satt strenge klimamål frem mot 2030. Klimamålene går ut på å redusere klimagassutslippene med 40 % sammenlignet med utslippet i 1990, samt et mål om en samlet fornybarandel i EU land på minst 27 % og økt energieffektivitet⁵.

For å redusere utslipp av klimagasser må fossile energikilder fases ut og erstattes med fornybare energikilder. En fornybar energikilde som har vært under kraftig vekst de siste årene er solcelleteknologi. I år 2000 var det installert en global kapasitet på 1,3 GW, og kun 10 år senere hadde den økt til 40,3 GW. Den globale kapasiteten har økt ytterligere de siste årene og har fra 2010 til 2013 økt med over 70 %, noe som tilsvarer en global installert effekt på 138,8 GW. En globalt installert effekt på 138,8 GW tilsvarer en potensiell årlig energiproduksjon på 160 TWh, noe som kan dekke elektrisitetsbehovet til over 45 millioner husstander i Europa⁶. Den akselererende veksten innenfor solcelleindustrien vises i Figur 1.



Figur 1: Global installert effekt, solcelleanlegg. Figuren er basert av EPIA (2014)⁶.

¹ Strålingspådriv er differansen mellom solinnstråling inn i atmosfæren og varmestråling fra jordoverflaten ut av atmosfæren. Ved positivt strålingspådriv sendes mer inn enn ut.

Frem til 2013 har Europa vært ledende innenfor solcellemarkedet, der spesielt Tyskland og Italia har hatt stor vekst innen installert effekt. I 2011 og 2012 stod Europa for henholdsvis 74 % og 55 % av nye installerte solcelleanlegg globalt, men de siste årene har spesielt asiatiske land som Kina og Japan blitt dominerende på solcellemarkedet. Til sammenligning stod Europa for 29 % av nye installerte solcelleanlegg i 2013. Det er også vekst i USA, Mexico og Canada, men den går noe saktere. Solcellemarkedet har hatt rask utvikling med synkende priser og begynner å bli konkurransedyktig innen flere markedssegmenter i EU land, som Italia og Tyskland. Et viktig moment som har gjort solceller konkurransedyktig i flere land er støtteordninger og insentiver, som bidrar til å gjøre installasjon av solceller lønnsomt⁶.

I 2013 hadde Europa 59 % av den globalt installerte effekten for solceller, noe som dekket 3 % av det europeiske elektrisitetsbehovet⁶. Til tross for den kraftige veksten innen solcellemarkedet i Europa har ikke veksten vært like stor i Norge. Men, i 2014 skjedde det også i Norge en kraftig vekst. Fra 2005 til 2012 har den årlige nyinstallerte solcellekapasiteten i Norge ligget rundt 0,3-0,5 MW_p. I 2013 var den nyinstallerte kapasiteten på 0,6 MW_p, før det i 2014 kom opp i 2,2 MW_p nyinstallerte solcelleanlegg. I 2014 utgjorde den samlede akkumulerte effektkapasiteten i Norge 12,8 MW_p, som tilsvarer under 0,1 promille av den akkumulerte solcellekapasiteten globalt i 2013. I Norge er det foreløpig frittstående private anlegg som har dominert markedet, men årsaken til den store veksten i 2014 var solceller installert på næringsbygg, hvilket var 56 % av den nyinstallerte effektkapasiteten^{7, 8}. Økt fokus på miljøvennlige energieffektive bygg, samt krav fra tekniske forskrifter om fornybar energiforsyning åpner for økt interesse rundt solenergi og solceller⁹.

I takt med en stadig økning i installerte solcelleanlegg, synker også systemprisene for investeringen i anlegg. I følge Multiconsult har systemprisene for næringsbygg i Norge med en installert kapasitet på 10-100 kW_p i gjennomsnitt sunket fra 40 kr/W_p i 2011 til 16 kr/W_p i 2014. Det tilsvarer et prisfall på 60 % i løpet av fire år. I Norge er det rikelig tilgang på fornybar elektrisitet fra vannkraftverk, noe som holder elektrisitetsprisene lave. I følge Statistisk Sentralbyrå¹⁰ var den samlede elektrisitetsprisen i Oslo mellom 2009 og 2013 på 94,6 øre/kWh. I 2013 gjorde Multiconsult et kostnadsstudie for solkraft i Norge, og kom frem til en energikostnad på 2,02 kr/kWh for solcelleanlegg på næringslivsbygg (100 kW_p) i Oslo, med en antagelse om at solcelleanlegget genererer strøm i 25 år.

I Norge forbrukes om lag 40 % av netto innenlands energiforbruk til drift av bygninger, noe som utgjør en energimengde på om lag 80 TWh hvert år¹¹. I 2011 var det årlige gjennomsnittlige energiforbruket i næringsbygg på 177 kWh/m²¹² og ved installasjon av solceller er det gode muligheter for å redusere netto energiforbruk. Energiprisen for et installert solcelleanlegg varierer fra prosjekt til prosjekt og ved å søke om støtte fra for eksempel Enova, kan energiprisen falle, til nærmere dagens elektrisitetspris.

1.1 Bakgrunn for oppgaven

Oppgaven tar utgangspunkt i et rehabiliteringsprosjekt på Oslo Posthus, kalt Urban Mountain. Urban Mountain er det norske vinnerprosjektet av Nordic Built Challenge i 2013 og presenterer en mulig rehabilitering av Posthuset i Oslo¹³. Nordic Built Challenge arrangeres av Nordic Built¹⁴, som er et nordisk initiativ for å få frem og utvikle bærekraftige bygningskonsepter.

Urban Mountain er et innovativt prosjekt med bærekraftige løsninger og miljøstrategier. Det foreslåtte rehabiliteringsprosjektet er utarbeidet av arkitektene Schmidt Hammer Lassen architects og LOOP architects, COWI AS, Energitechnik GmbH og Vugge til Vugge Danmark. Aktørene bak prosjektet ønsker å optimalisere bygningen med et passivt design, med lavt energiforbruk og gjenbruk av materialer¹³. Byggherre Entra Eiendom må ta stilling til videre prosess for Posthuset og om forslaget skal iverksettes.

Posthuset er gjennom Urban Mountain designet til å være et lavenergibygg^{15,s.65}, med minimale varmetap fra bygningen. Med solceller på bygget kan det elektriske energiforbruket reduseres ytterligere, og det ønskes en studie på potensialet for energiproduksjon fra solceller. Et av målene til rehabiliteringsprosjektet er at Oslo Posthus skal fremstå som et grønt landemerke i form av å være et bærekraftig og effektivt bygg. Posthuset designes for lavest mulig energiforbruk og har et potensial for å nå det høyeste BREEAMⁱⁱ ¹⁶ nivået for bærekraftighet^{15,s.72}.



Figur 2: Prosjektbilde av det rehabiliterte Posthuset. Bildet er hentet med tillatelse fra Entra¹⁵.

1.2 Problemstilling og avgrensning av oppgaven

Med bakgrunn i rehabiliteringsprosjektet Urban Mountain tar oppgaven for seg en mulighetsstudie for hvor mye det elektriske energiforbruket til Posthuset potensielt kan reduseres med solceller både på fasade og tak. Ved bruk av simuleringstøytøy for solcelleanlegg skal oppgaven simulere ulike løsninger, for å finne de best egnede løsningene for Posthuset. I tillegg vil oppgaven se på om det til tider vil være høyere produksjon enn forbruk, og hvor mye dette vil utgjøre i løpet av et år.

Opgaven tar også for seg en lønnsomhetsanalyse der energikostnaden for produsert elektrisitet vurderes i løpet av antatt levetid for solcelleanlegget. Lønnsomhetsanalysen gjøres ved bruk av metoden LCOE, *levelized cost of energy*.

ⁱⁱ BREEAM er miljøsertifisering av bygg.

Oppgavens problemstillinger kan oppsummeres i punktene nedenfor.

1. Hvor mye energi kan det rehabiliterte posthuset produsere ved installasjon av solceller og hvor mye vil dette utgjøre av det totale elektrisitetsforbruket?
2. Vil Posthuset i perioder ha høyere produksjon enn forbruk?
3. Hvilke installasjonsløsninger er best egnet for Posthuset?
4. Hva er lønnsomheten ved installasjon av et solcelleanlegg og hva blir energikostnaden i løpet av en levetid på 25 år for solcelleanlegget?

For solcelleanlegget settes oppgavens systemgrense ved utgangen av vekselretter. Oppgaven tar ikke for seg det visuelle og tekniske oppsettet av solceller, men fokuserer på mulig energiproduksjon ved ulike oppsett på fasader og tak. Oppgaven simuleres med tre ulike teknologier: monokrystallinske silisium solceller, CIGS tynnfilm-solceller og a-Si:H bygningsintegreerte solceller.

1.3 Oppgavens utforming

Oppgaven er delt inn i 6 kapitler som tar for seg teori, metoder, resultater, diskusjon og til slutt konklusjon.

Kapittel 2 introduserer teorien bak oppgaven som skal løses. Kapitlet omhandler oppbyggingen av et solcellesystem, ulike solcelleteknologier og ulike egenskaper som kan påvirke effektiviteten til et solcellesystem. Videre presenterer kapitlet meteorologiske data som påvirker hvor mye strøm som blir generert, samt teorien bak solens posisjon på himmelen og innstråling på en solcellemodul. Til slutt presenteres energiforbruk i bygninger, og en metode for å beregne energikostnaden for energi produsert fra et solcelleanlegg over en gitt levetid.

I kapittel 3 presenteres metodene bak problemløsingen og hvilke fremgangsmåter som er benyttet. Kapitlet presenterer noen av Urban Mountains prosjekttegninger av det rehabiliterte Posthuset, samt bygningsdimensjoner og orientering av bygget. Videre tar kapitlet for seg fremgangsmåten brukt under simulering av potensielt energiforbruk og antagelser som er gjort. Deretter blir Posthusets energiforbruk presentert, samt fremgangsmåte for å beregne timeverdier for ulike energisluk i bygget. Til slutt presenteres metoden for å beregne energikostnaden ved de simulerte løsningene med solceller på Posthuset.

I kapittel 4 presenteres resultatene som fremkommer fra simulering av elektrisk energiproduksjon ved ulike oppsett av solceller på tak og fasader, samt sammenligning av forbruk og produksjon ved to ulike oppsett. Kapitlet avsluttes med resultatene fra beregning av energikostnaden på produsert energi ved de to oppsettene av solceller.

I kapittel 5 diskuteres resultatene som ble presentert i kapittel 4.

Kapittel 6 oppsummerer de viktigste resultatene og svarer på oppgavens problemstillinger.

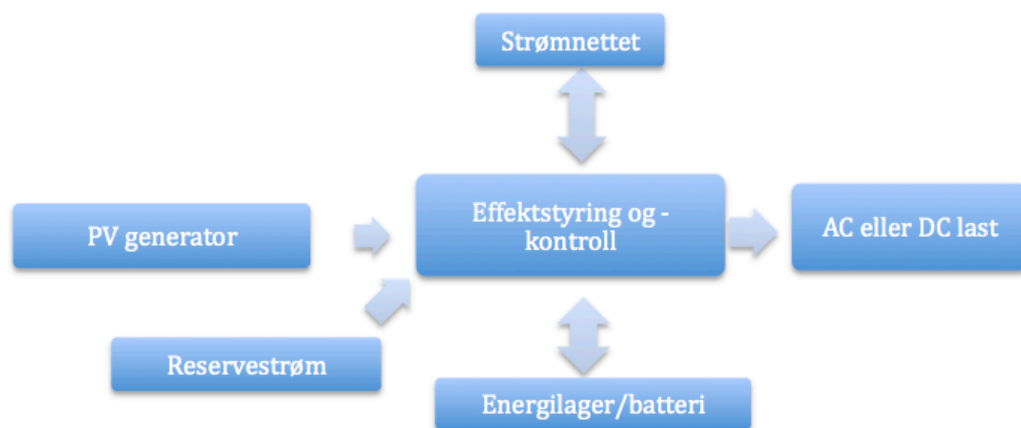
2 Teori

For å kunne gjøre en vurdering av potensiell energiproduksjon fra et solcellesystem, er det viktig å vite noe om hvordan systemet er bygd opp og hvilke faktorer som påvirker energiproduksjonen. Kapittelet presenterer oppbygningen av et solcellesystem og hvilke komponenter som inngår i systemet. Kapittelet tar også for seg ulike solcelleteknologier og hvilke faktorer som påvirker virkemåten og virkningsgraden til et solcellesystem. Videre blir det presentert hvordan solinnstråling, vær og klima påvirker et solcellesystem og hva som bør tas hensyn til når det skal installeres et solcelleanlegg. Mot slutten gir kapittelet en presentasjon av energibruk i bygg og en metode for å beregne lønnsomheten til et solcelleanlegg i form av pris per energimengde produsert, i løpet av den antatte levetiden til anlegget.

2.1 Oppbygning av et solcellesystem

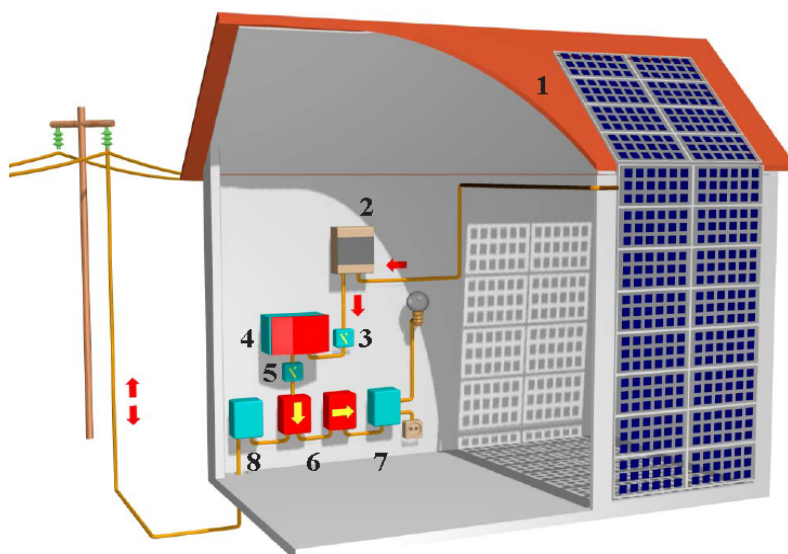
Et solcellesystem er satt sammen av en rekke komponenter, som alle har hver sin funksjon. I et solcellesystem genereres strøm i solcellemodulene og sendes videre til enten en last, et energilager eller ut på strømmettet. Når solstråler treffer et solcellepanel vil fotoner absorberes i solcellematerialet og likestrøm (DC) blir generert. De fleste apparater i dag operer med vekselstrøm (AC) og i de fleste tilfeller vil det dermed være behov for en vekselretter for å omforme DC til AC. I tillegg kreves et system som kontrollerer effekten fra modulene og gir mulighet for å måle og overvåke. I noen tilfeller kan det også inkluderes reservestrøm der det skulle være et behov.

Delkapittelet gjennomgår komponentene som vises i Figur 3. Det meste materialet baseres i hovedsak på Markqvart, *Photovoltaic system engineering*¹⁷.



Figur 3: Komponenter som kan inngå i et solcellesystem. Figuren er inspirert av Markqvart¹⁷.

Det finnes to hovedkategorier av solcellesystemer, frittstående systemer og nettilkoblede systemer. Den enkleste formen for et frittstående system består av solcellemoduler som forsyner en last med likestrøm. I slike tilfeller er det også hensiktsmessig med et energilager, som oftest i form av et batteri, som fungerer som en buffer. Oppbygningen av et nettilkoblede solcellesystem vises i Figur 4¹⁸ og består av solcellemoduler, koblingsboks, vekselretter også kalt inverter, energimåler, fordelingsskap og et tilkoblingspunkt til strømmettet. Fra solcellemodulene går det likestrømskabler med en DC-bryter før strømmen føres inn i vekselretteren. I vekselretteren omformes likestrømmen til vekselstrøm før den sendes til energimålere. Mellom energimåleren og vekselretteren bør det også settes opp en AC-bryter, men dette er ikke påkrevd. Ut fra energimåleren sendes strømmen til et fordelingsskap med sikringer eller ut på distribusjonsnettet¹⁸.



Figur 4: Komponentene i et nettilkøbet solcellesystem. 1) solcellemoduler, 2) koblingsboks, 3) DC-bryter, 4) vekselretter, 5) AC-bryter, 6) energimåler, 7) fordelingskap med sikringer, 8) tilkoblingspunkt strømmettet. Figuren er hentet med tillatelse fra fornybar.no

2.1.1 Solcellegeneratoren

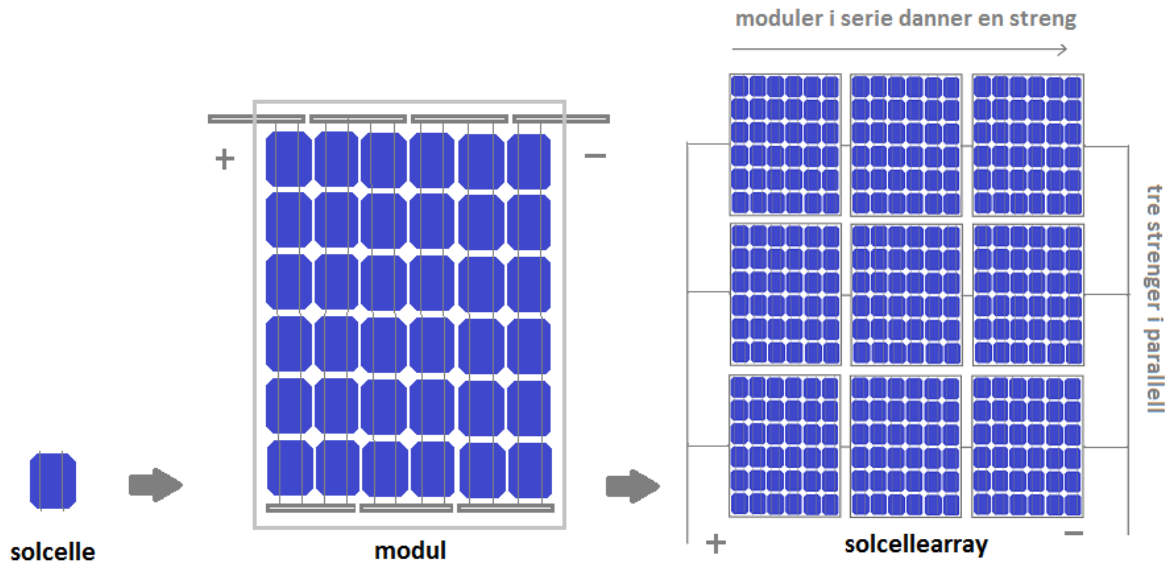
Solcellegeneratoren består av solcellemoduler som er koblet sammen til en DC genererende enhet. En solcellemodul består av flere solceller som er koblet sammen. En typisk krystallinsk silisiumsolcelle leverer effekt ved en spenning mellom 0,5 V og 0,6 V, noe svært få komponenter operer under. For å øke spenningen plasseres dermed cellene i serie og danner en cellestreng. For en typisk modul består en cellestreng av 36 eller 72 solceller i serie. En modul med 36 celler gir normalt en åpenkretsspenning på 20 V¹⁹. Større solcellemoduler med høy installert effekt lages gjerne ved å koble to eller flere cellestrenger i parallell, der hver cellestreng består av 36 celler²⁰. Ved seriekobling av solceller øker spenningen, mens kortslutningsstrømmen endres lite. Ved parallellkobling av solceller vil kortslutningsstrømmen øke, mens åpenkretsspenningen er tilnærmet konstant. Åpenkretsspenning og kortslutningsstrøm defineres nedenfor. Levert effekt vil øke i takt med økt spenning og strøm, for henholdsvis seriekobling og parallellkobling¹⁹.

I krystallinske moduler kobles cellene sammen celle for celle under produksjon, mens for tynnfilmceller kobles solcellene sammen som en del av produksjonen av solcella. Tynnfilmceller lages som 0,5-2,0 centimeter brede striper som kobles sammen elektrisk ved å skjære inn riller i de individuelle lagene solcellene bygges opp av. Stripene, som hver representerer en solcelle, kobles sammen i serie gjennom rillene i de ulike lagene og danner en modul²⁰.

I et større system kobles moduler sammen i enten serie eller parallell og danner et solcellearray. Flere moduler i serie kalles en streng og flere strenger kan videre kobles sammen i enten parallell eller serie. For frittstående systemer kobles gjerne en og en modul i parallell, mens for nettilkoblede systemer kobles som oftest flere strenger i parallell. For nettilkoblede systemer vil antall seriekoblede moduler i en streng bestemme spenningen til systemet, som igjen korresponderer med inngangsspenningen til vekselretteren.

Parallellkobling av moduler eller strenger vil øke den totale strømmen og med økende strøm kreves tykkere kabler ²⁰.

Figur 5 viser oppsettet av solceller i en typisk krystallinsk modul og et eksempel på et solcellearray. Solcellearrayet i figuren består av 3 strenger som står i parallell, der hver streng består av tre moduler i serie.



Figur 5: Solcelle, modul og solcellearray. Figuren baseres på Andersen²¹.

De viktigste elektriske egenskapene til en solcellemodul er kortslutningsstrømmen (I_{sc}), åpenkretsspenningen (V_{oc}) og punktet for maksimal effekt (P_{mpp}). I_{sc} er strømmen som går når både lastens motstand og spenningen er null, mens V_{oc} er spenningen ved en last med uendelig motstand og null strøm. De elektriske egenskapene vises normalt i en strøm-spenning (I - V) karakteristikk, som vist øverst i Figur 6. Strøm-spenningskurven lages av strøm- og spenningsverdier målt ved samme tidspunkt. Produktet av strøm- og spenningsverdiene gir effektkurven til modulen og produktet som gir høyest effekt defineres som P_{mpp} . Strømmen og spenningen ved P_{mpp} defineres som henholdsvis I_{mpp} og V_{mpp} , vist i den nederste grafen i Figur 6.

Strømmen som blir generert i en solcelle er avhengig av mengde fotoner som treffer solcellematerialet, som igjen er direkte proporsjonalt med solinnstrålingen. Økt solinnstråling gir økt strøm, mens spenningen vil være tilnærmet upåvirket. Effekten ut fra et solcellearray beregnes som produktet av strømmen og spenningen ut fra arrayet, og en annen viktig egenskap som påvirker utsendt effekt er celletemperaturen. Ved økende celletemperatur vil spenningen normalt avta, mens strømmen vil være tilnærmet konstant. For en konvensjonell silisium solcelle avtar spenningen med 2,3 mV/°C, noe som vil gi dårligere effektivitet og utsendt effekt i varme omgivelser.

De elektriske egenskapene og effektiviteten til en modul måles under *standard testforhold*, noe som innebærer en solinnstråling på 1000 W/m², en omgivelsestemperatur på 25°C og en luftmasse på 1,5 som defineres som AM1,5ⁱⁱⁱ 1, s. 24. Effekten som oppgis i databladet er P_{mpp} , kalt nominell effekt. Den nominelle effekten blir uttrykt i W_p , *peak watt*, og vil alltid være mindre enn produktet av I_{sc} og V_{oc} . Grunnen til dette er at ved en resistiv last vil både

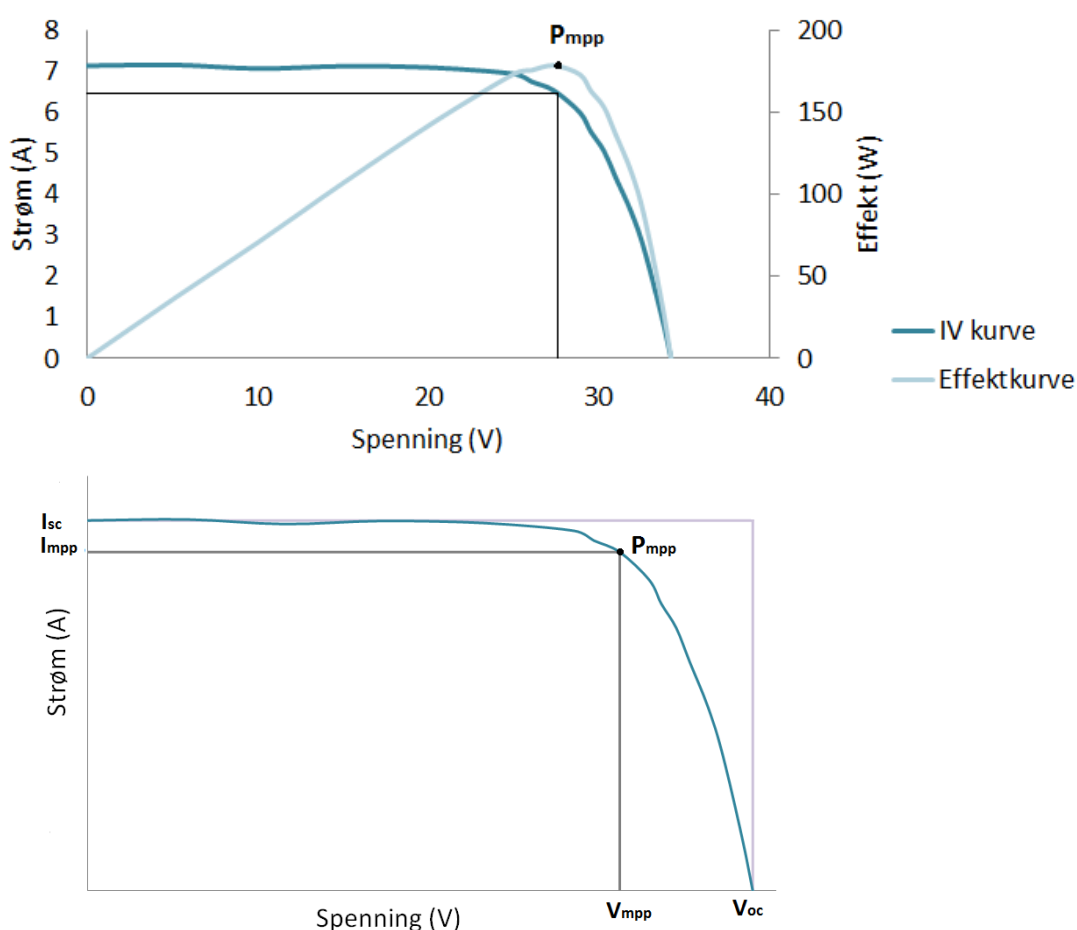
ⁱⁱⁱ AM står for *air mass* som vil si hvor mye luftmasse strålingen fra sola må gå gjennom i atmosfæren før den når bakken. AM1,5 representerer solspekteret som tilsvarer solinnstrålingen som slipper gjennom atmosfæren ved en solhøyde på 48,2°, det vil si 1,5 ganger av mengde atmosfære solstrålene må gå gjennom når sola står i senit.

strømmen og spenningen bli mindre enn henholdsvis I_{sc} og V_{oc} ¹. Effekten som genereres i modulene avhenger av systemkonfigurasjonen og hvordan DC spenningen blir kontrollert. Effektiviteten til en solcelle er avhengig av faktiske strålingsforhold, mens effektiviteten oppgitt i databladet til en modul er beregnet ved

$$\eta = \frac{P_{mpp}}{E \cdot A_{solcelle}} \quad (2.1)$$

E er strålingseffekten under standard testforhold og $A_{solcelle}$ er arealet til solcella²⁰.

Fyllfaktor er et forhold som beskriver hvor nære P_{mpp} til en solcelle ligger det maksimale effektpunktet til solcella. Fyllfaktoren er dermed forholdet mellom P_{mpp} og produktet av I_{sc} og V_{oc} , og ligger normalt mellom 0,8 og 0,9¹, s. 24. Fyllfaktoren tilsvarer forholdet mellom arealet til den lille og den store firkanten i den nederste grafen i Figur 6.



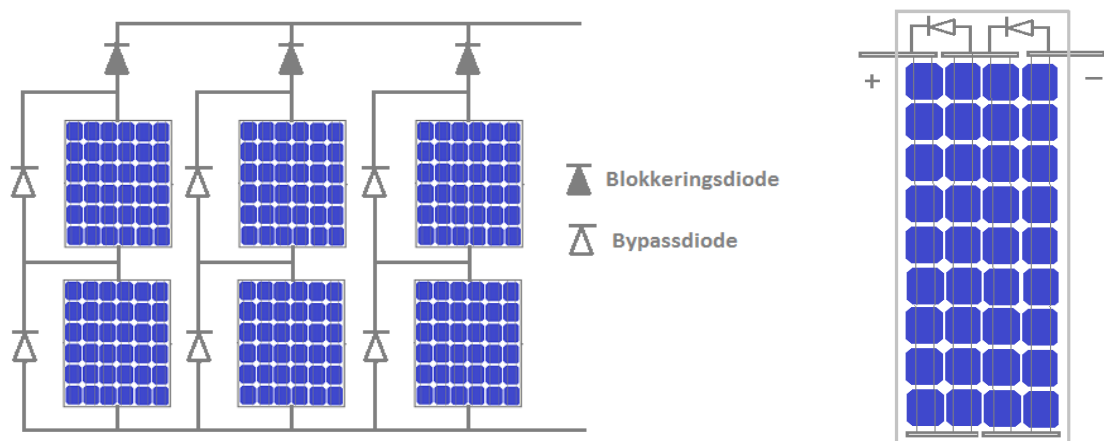
Figur 6: Øverst vises en typisk I-V karakteristikk med tilhørende effektkurve for en solcellemodul. Nederst vises I-V karakteristikk med egenskapene som bestemmer fyllfaktoren til en modul. Figuren er utarbeidet med utgangspunkt i målinger gjort av strøm og spenning en vilkårlig høstdag og vil dermed avvike fra målinger gjort under standard testforhold. Målingene er gjort for en multikrystallinsk 220 W solcellemodul fra REC, REC220PE, i forbindelse med Energiteknologi lab ved NMBU. Databladverdier for P_{mpp} , I_{sc} og V_{oc} vil mest sannsynlig være forskjellig fra de målte verdiene, ettersom de bestemmes under standard testforhold.

Siden solceller normalt ikke vil operere under standard testforhold er det utarbeidet en modul karakteristikk kalt NOCT, *normal operating cell temperature*, for forventet

celletemperatur. NOCT er celledemperaturen som oppnås under åpen krets ved en innstråling på 800 W/m², omgivelsestemperatur på 20°C, AM1,5 og en vindhastighet større enn 1 m/s.

2.1.2 Bypassdioder og blokkeringsdioder

Bypassdioder og blokkeringsdioder er noe som benyttes for å beskytte solcellene i et system mot skade, og for å unngå at de trekker strøm fra et batteri eller nettet når det er mørkt. Cellene i en modul vil ha noe ulik IV-karakteristikk i tillegg til at de kan operere under ulike forhold; for eksempel hvis deler av modulen er skygget. Ved ulike celler kan den dårligste cella utsettes for overoppheting ved at den operer som en last for de andre cellene. Dette vil generere varme og hvis temperaturen når en viss grense kan cella bli ødelagt og degradere ytelsen til hele modulen. For å unngå dette settes det inn bypassdioder som kobles over flere celler i en cellestreng og gir opphav til en lavresistens vei for modulstrømmen. Dette vises til høyre i Figur 7. Vanligvis kobles bypassdioder over 18-20 celler. For en modul med 36 eller 40 celler er det normalt 2 bypassdioder, mens for moduler med 72 celler er det normalt tre bypassdioder²⁰. En blokkeringsdiode hindrer solcellesystemet i å trekke strøm i tilfeller der spenningen i arrayet er lavere enn spenningen utenfor arrayet. Dioden vil gi opphav til noe tap på dagtid, som kan være større enn tapet som oppstår ved at solcellene trekker strøm om natten. Det hender dermed at blokkeringsdiodene blir utelatt. Oppsett av blokkeringsdioder og bypassdioder vises til venstre i figuren under. Her er det bypassdioder mellom hver modul i en streng, slik at hvis en modul i en streng er skygget vil strømmen gå igjennom bypassdioden.



Figur 7: Bypass- og blokkeringsdioder. Figuren til venstre viser hvordan blokkeringsdioder og bypassdioder settes opp i et solcellearray. Figuren til høyre viser hvordan bypassdioder kan settes opp i en modul. Figurene er inspirert av Markvart¹⁷ og German Solar Energy Society²⁰.

2.1.3 Monteringssystem

Moduler kan monteres på faste akser uten noen bevegelige deler eller monteres på et bevegelig system som følger sola. Ved å installere modulene på et to-akse system kan opp til 40 % mer sol treffe panelene i løpet av året, men det vil øke vedlikeholdskostnadene og redusere påliteligheten til systemet ^{17, s. 92}. I dag benyttes også bygningsintegreerte solceller, der solcellene erstatter fasade-, vindu- eller takmateriale.

2.1.4 Vekselretteren

Vekselretteren har til hensikt å konvertere likestrøm til vekselstrøm og tilpasse frekvensen og spenningsnivået til bygningens elektriske system eller strømmettet. Hvis vekselretteren er koblet til det elektriske systemet til en bygning vil energien fra solcellesystemet forbrukes i bygningen og eventuell overskuddsenergi mates ut på nettet eller lagres i et energisystem.

Ved et nettilkoblet system vil energien mates direkte ut på nettet. Som nevnt tidligere påvirkes effekten levert fra solcellemoduler av både temperatur og solinnstråling, noe som gjør at modulenes maksimale effektpunkt P_{mpp} stadig endres. For at vekselretteren skal klare å levere mest mulig effekt, sporer den det maksimale effektpunktet til modulene og tilpasser arbeidspunktet sitt etter hva som er mest optimalt til enhver tid. Det er også mulig å få vekselrettere med to eller flere enheter som sporer maksimale effektpunkter. Sporingsenheten kan enten inkluderes i vekselretteren eller settes på hver streng, og gjør det mulig for vekselretteren å ta imot effekt fra moduler som operer under ulike P_{mpp} . Dette kan for eksempel skje ved ulike orienteringer av moduler eller ved skygging av deler av systemet. Vekselretteren tar også opp driftsdata med muligheter for lagring og dataoverføring²⁰.

Ved valg av vekselrettere må det tas hensyn til systemet de skal kobles til og den nominelle effekten som kan sendes inn til vekselretterne. For vekselrettere som er koblet til solcellesystemer som ikke har optimal orientering, kan det økonomisk sett lønne seg med en underdimensjonert^{iv} vekselretter. Ved underdimensjonering av vekselrettere er det viktig å ta høyde for vekselretterens oppførsel ved en eventuell overlast. Hvis en vekselretter utsettes for mer effekt enn hva den er beregnet for, vil komponentene i vekselretteren utsettes for en høyere termisk last. En kortvarig overlast vil normalt ikke ødelegge komponentene i en vekselretter, noe som spesifiseres med parameteren P_{max} ²². Vekselretteren beskyttes av en effektkontrollenhet som reduserer effekten i vekselretteren når en viss temperatur registreres. Denne egenskapen gjør også at den maksimale ytelsen til vekselretteren påvirkes av omgivelsestemperaturen²⁰.

Avhengig av type vekselretter ligger effektiviteten normalt mellom 94 % og 98 %²². I solcellesystemer kan det installeres sentralinvertere, strenginvertere eller modulinvertere. Sentralinvertere benyttes i store anlegg og plasseres ved utgangen av et array. Sentralinvertere er beregnet for høy effekt og har en betydelig fysisk størrelse som må tas hensyn til under prosjektering. Strenginvertere plasseres på strengene og er beregnet for en lavere effekt, noe som gjør at den er mindre i sin fysiske størrelse. I et større array vil det være behov for flere strenginvertere. Modulinvertere er små i størrelse og plasseres på hver modul. Modulinvertere benyttes i høyeffektivitetssystemer, ettersom vekselrettere hele tiden tilpasses P_{mpp} til hver enkelt modul. Dette vil gi en fordel hvis for eksempel en modul i en streng skygges, ettersom innstrålingstapet kun vil påvirke modulen som er skygget²³. Modulinvertere kan ha noe lavere effektivitet enn de andre vekselretterne, men det kan kompenseres for ved sporing av P_{mpp} for hver enkelt modul. Strenginvertere gjør gjerne installasjonen lettere, noe som økonomisk sett også reduserer installasjonskostnadene. Modulinvertere er relativt dyre, noe som kan utgjøre en betydelig sum for store systemer²⁰.

For solcellesystemer med installert effekt opp til 5 kW_p er det vanlig med enfaset vekselretter, mens for større systemer benyttes trefaset vekselretter. For større systemer benyttes også flere enfasede vekselretter, som fordeles likt mellom de tre fasene²⁰.

2.1.5 DC sikkerhetsbryter og brannfare i et solcelleanlegg

Solcelleanlegg med streng- eller sentralinvertere installeres med én eller flere sikkerhetsbrytere for å gjøre det mulig å bryte likestrømmen fra solcellene. Dette kan blant annet være et behov ved brann, og en nødbryter plasseres dermed lett tilgjengelig, enten inne eller ute. Solcellene vil fremdeles produsere likestrøm, så lenge sollys treffer modulene, men bryteren vil hindre at likestrømmen sendes videre. I systemer der det benyttes modulinvertere vil det ikke alltid installeres DC brytere, ettersom det meste av kablingen er AC kabler^{24, 25}.

^{iv} Det maksimale effektpunktet til vekselretteren er lavere enn det maksimale effektpunktet til solcellearrayet.

Som alle elektriske komponenter er det en fare for brann i et solcelleanlegg. Av branntilfeller som har oppstått i solcelleanlegg har som oftest hatt utspring fra dårlige installasjoner eller ved feil bruk av utstyr. Det har blant annet blitt rapportert om installasjon av en AC bryter i en DC krets. Bryterfeil eller koblingsfeil på likestrømssiden kan gi opphav til brann, og lysbuer fra likestrøm kan være vanskelig å slukke. Siden solcellemoduler er strømbegrensende enheter er det ikke sikkert at sikringer vil gå under kortslutning, noe som betyr at feil kan oppstå ubemerket. Dette kan også gi fare for brann eller elektrisk sjokk, men sannsynligheten for at dette skjer kan minimeres ved et bra oppsett av systemet og god installasjon. Videre er det viktig med rutinemessig testing og vedlikehold av utstyret²⁴. For ekstra sikkerhet kan det også installeres en enhet som registrerer og bemerker om det dannes en lysbue i en streng²⁶. I NEK 400^v spesifiseres krav for elektrisk installasjon av solcelleanlegg²⁷.

2.1.6 Overvåkning, monitorering og nødstrøm

Overvåkningsutstyr registrerer anleggets elektriske produksjon, og for å sikre at feil oppdages fort kan solcellesystemets overvåkes kontinuerlig gjennom døgnet. I bygg som er følsomme for strømbrudd kan det være nødvendig å installere reservestrøm til elektronikk som er følsom for strømstans og eventuelt nødllys²⁵.

2.1.7 Lagring av elektrisk energi

Ved å ha et solcelleanlegg som forsyner et bygg med elektrisitet kan det i perioder bli generert mer energi enn det forbrukes. Da vil det bli behov for enten eksport eller lagring av elektrisk energi. Ved elektrisk energilagring i forbindelse med solcelleanlegg på bygg kan det benyttes oppladbare batterier eller et termisk varmelager. Vann har stor varmekapasitet, både per enhetsvolum og per enhetsvekt, og er et eksempel på et naturlig materiale å bruke som termisk energilager¹. Av oppladbare batterier er bly-syre batteriet tradisjonelt mye brukt. Mer moderne batterier som kan benyttes er nikkell-metallhydridbatteriet og litium-ionbatteriet. Litium-ionbatteriet har de siste årene vært det lagringsmediet som har hatt raskest utvikling og vil ifølge Chen¹ bli det dominerende lagringsmediet for elektrisitet ved distribuert energiproduksjon.

2.1.8 Eksport av elektrisk energi – Plusskundeordningen

Hvis solcelleanlegget på et bygg er koblet til strømmettet kan Plusskundeordningen være gunstig å benytte seg av, dersom anlegget er innenfor gitte betingelser. Plusskundeordningen er en ordning mellom nettselskaper og strømkunder med egne kraftanlegg, som vil dekke store deler av kundens strømbehov. Ordningen forventes å tre i kraft 1. januar 2016 og den foreslåtte definisjonen av en plusskunde er "sluttbruker med forbruk og produksjon bak tilknytningspunkt, hvor innmatet effekt i tilknytningspunktet ikke på noe tidspunkt overstiger 100 kW. En plusskunde kan ikke ha konsesjonspliktig anlegg bak eget tilknytningspunkt eller omsetning bak tilknytningspunktet som krever omsetningskonsesjon"²⁸. Hvis en plusskunde på et tidspunkt leverer over 100 kW til strømmettet, vil kunden betraktes som et minikraftverk. Hvis en plusskunde sender effekt ut på strømmettet vil kunden få betalt ut ifra markedes bestemmelser. Avgift for elektrisk kraft som sendes ut på strømmettet bestemmes av Toll- og avgiftsdirektoratet, og de har uttalt til NVE at det er et ulovfestet^{vi} fritak for avgifter for elektrisk kraft produsert av solceller²⁸.

2.2 Solcelleteknologi

I dagens solcellemarked finnes det forskjellige solceller laget av ulike materialer og teknologier. Solceller operer ut ifra den fotovoltaiske effekten, som gir direkte strømproduksjon ved absorpsjon av sollys i et fast materiale. De fleste solceller lages av

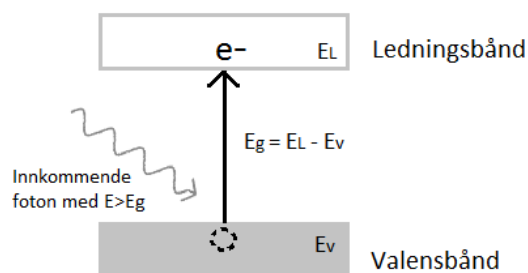
^v Norsk elektroteknisk komité.

^{vi} Gjeldende rett som ikke er lovfestet.

halvledermaterialer, der silisium står for over 80 % av markedsandelen¹. Andre halvlederteknologier som utgjør en betydelig markedsandel er tynnfilm-solceller, spesielt kobber indium-gallium diselenide (CIGS) og kadmium-tellurid (CdTe) solceller. Organiske solceller er også en lovende teknologi under utvikling. Delkapittelet tar utgangspunkt i Chen, *Semiconductor Solar Cells* og *pn-Junctions*¹, og Markqvart, *Solar cells*¹⁷.

2.2.1 Halvledermaterialer i solceller

Det finnes tre klasser materialer basert på materialenes elektriske ledningsevne. De tre materialklassene er ledere, halvledere og isolatorer, og kan beskrives ved en gitterstruktur som gir opphav til energibånd med lovlige energitilstander for elektroner. I et ledermateriale er energitilstandene i det ytterste energibåndet, *valensbåndet*, halvfyllt med elektroner, noe som gjør at elektronene lett kan bevege seg blant de lovlige energitilstandene. I en isolator er valensbåndet fylt opp og for at elektroner skal kunne bevege seg må de opp til neste energibånd med lovlige energitilstander, kalt *ledningsbåndet*. For at dette skal skje må elektronene i materialet tilføres mye energi. Et halvledermateriale har også fullt valensbånd, men energispranget mellom valensbåndet og ledningsbåndet er mye lavere enn for isolatorer, noe som gjør at elektroner kan eksiteres^{vii} fra valensbåndet til ledningsbåndet ved for eksempel absorpsjon av innkommende fotoner. For at eksitasjon skal skje må et innkommende foton ha høyere energi enn energiforskjellen mellom valensbåndet og ledningsbåndet, E_g . Når et elektron i halvledermaterialet er eksitert til ledningsbåndet opplever det stor mobilitet, noe som gjør materialet elektrisk ledende. I valensbåndet vil elektronet etterlate seg et hull som kan fylles av andre elektroner. Eksitasjon av et elektron ved et innkommende foton i et halvledermateriale vises i Figur 8. Et elektron-hull par kan også rekombineres^{viii} og emittere et foton. Dette ønsker man å unngå i solceller, ettersom det hindrer strømgenerering og påvirker virkningsgraden til halvledermaterialet negativt.



Figur 8: Eksitasjon av et elektron i et halvledermateriale. Elektronet etterlater seg et hull i valensbåndet. E_L og E_V er energinivåene i henholdsvis ledningsbåndet og valensbåndet, mens E_g er energiforskjellen.

I solceller reduseres den uønskede rekombinasjonen mellom elektroner og hull ved at de skilles fra hverandre i det som kalles depleksjonsområdet, vist ved negative og positive ladninger i Figur 9. I denne regionen eksisterer det et elektrostatiske felt som er årsaken til at ladningsbærerne skilles. Et slikt felt oppstår dersom deler av et halvledermateriale dopet med donatorer (n-type)^{ix} er i kontakt med en annen del av et halvledermateriale, som er dopet med akseptoratomer (p-type)^x. I denne overgangen binder løst bundne elektroner fra n-siden av halvlederen seg med hullene i p-materialet og danner faste, kovalente bindinger. Dermed har det oppstått en netto ladningsforflytning, som oppretter det elektrostatiske feltet i det som kalles pn-overgangen i en solcelle. Potensialforskjellen over det elektrostatiske

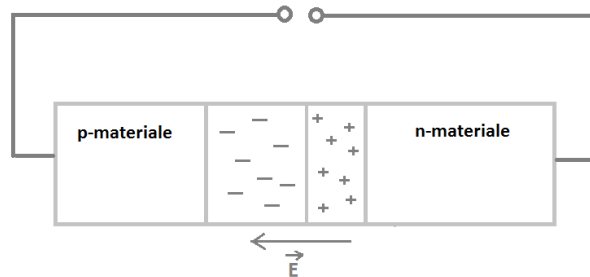
^{vii} Eksitasjon er vekselvirking mellom atomer og fotoner som bringer elektronene i atomet til et høyere energinivå.

^{viii} Elektronet faller tilbake til et hull i valensbåndet som sender ut energi i form av et foton.

^{ix} Et p-type halvledermateriale er dopet med et grunnstoff fra gruppe 3 i periodetabellen, som har 3 elektroner i ytterste skall (B, Al, Ga). Det ytterste skallet vil ha en ledig plass (et hull) og materialet tar lett til seg elektroner.

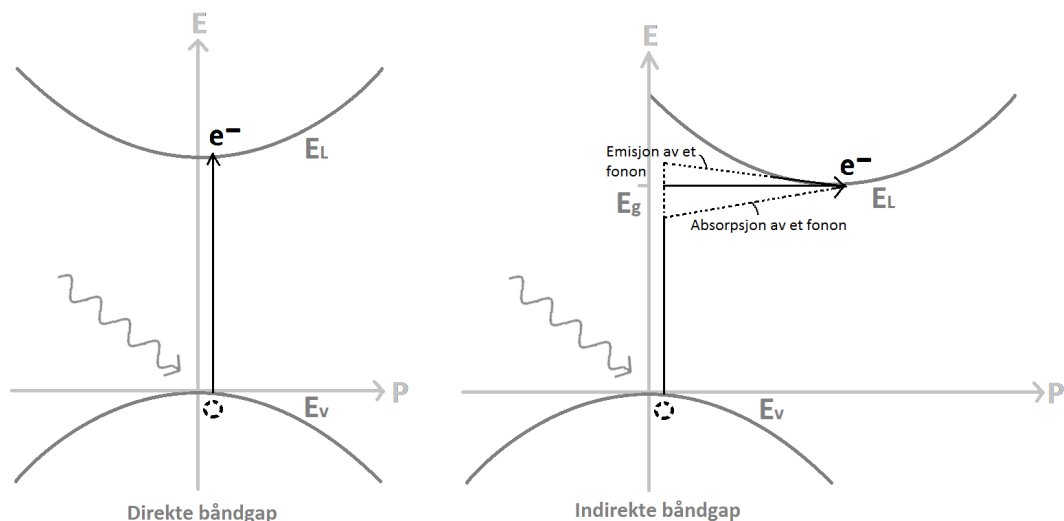
^x Et n-type halvledermateriale er dopet med et grunnstoff fra gruppe 5 i periodetabellen, som har 5 elektroner i ytterste skall (N, P, As). Det vil dermed være et elektron som ikke inngår i en kovalent binding og det skal lite energi til for at det løst bundne elektronet eksiteres.

feltet bestemmer også spenningen som settes opp av solcellen når den belyses. Krystallinske solceller har normalt en 100-300 μm tykk base som dopes med lav konsentrasjon av bor (B, gruppe 3) for å danne p-type materiale og et tynt lag med høy konsentrasjon av fosfor (P, gruppe 5) som danner n-type materialet. Figur 9 viser hvordan det elektriske feltet i en pn-overgang er satt opp. Strøm genereres ved at elektroner må gå i den ytre kretsen for å rekombinere med hullene på den andre siden av pn-overgangen.



Figur 9: Oppbygning av en pn-overgang i en solcelle.

Halvledermaterialene som benyttes i solceller skiller mellom halvledere med *direkte* og *indirekte* båndgap^{xi}. Atomer har energi og bevegelsesmengde som må være bevart under absorpsjon av lys. For direkte båndgap halvledere har valensbåndet og ledningsbåndet samme bevegelsesmengde, men ulikt energinivå. I dette tilfellet er absorpsjon av et foton tilstrekkelig for å eksitere et elektron, og halvlederen har høy absorpsjonskoeffisient. Indirekte båndgap halvleder har valensbånd og ledningsbånd med ulik bevegelsesmengde og ulikt energinivå. Eksitasjon av et elektron krever absorpsjon av et foton og at et fonon^{xii} emitteres eller absorberes. Eventuelt kan eksitasjon skje ved veldig høy fotonenergi. Indirekte båndgap halvledere har dermed lav absorpsjonskoeffisient, noe som krever tykkere solcellemateriale for å øke absorpsjonsevnen, sammenlignet med direkte båndgap halvledere. Silisium er en halvleder med indirekte båndgap, mens for eksempel tynnfilmcellene gallium arsenid (GaAs), CIGS og CdTe har direkte båndgap. Figur 10 viser eksitasjon av et elektron fra valensbånd til ledningsbånd i en halvleder med direkte båndgap til venstre og en halvleder med indirekte båndgap til høyre.



Figur 10: Eksitasjon av et elektron i en halvleder med direkte båndgap og indirekte båndgap. x-aksen viser bevegelsesmengde og y-aksen viser energi.

^{xi} Båndgap er forskjellen i energi og bevegelsesmengde mellom valensbånd og ledningsbånd.

^{xii} Fonon er en partikkel som korresponderer til koordinat vibrasjon, en kvantisert gittervibrasjon. Fononer har lav energi og høy bevegelsesmengde.

William Shockley og Hans Queisser^{1, s.183} gjorde en analyse av pn-overganger for å finne den øvre grensa for effektiviteten til en solcelle. Effektiviteten ble beskrevet med to forhold som innebar temperaturen til sola, temperaturen til solcella og båndgapet til solcella. Shockley og Quisser kom frem til et optimalt båndgap på 1,1 eV som tilsvarer strålingsenergien til fotoner i det infrarøde strålingsområdet. Silisium har et båndgap på 1,11 eV, mens for eksempel CIGS og CdTe har båndgap på henholdsvis 1,04 og 1,49. De fleste halvledermaterialer som benyttes i solceller har båndgap med energier som tilsvarer det infrarøde strålingsområde, og noen halvledere har båndgap med energier som tilsvarer det synlige strålingsområdet. Solceller vil være transparent for fotoner med lavere energi enn båndgapet, og for solceller med høyere energi enn båndgapet vil overskuddsenergien gå tapt.

En mulig løsning for å fange opp mer av solinnstrålingen er å plassere flere solceller med ulikt båndgap oppå hverandre, kalt tandem solceller. Tandemsolceller er mest brukt ved konsentrert sollys og har oppnådd en effektivitet på 40 % i laboratoriet¹. En ulempe men denne teknologien er at materialene som brukes normalt er dyre.

2.2.2 Krystallinske silisium solceller, c-Si

Silisium er det mest brukte halvledermaterialet i solceller og utgjør 27 % av jordas overflate. Silisium dioksid er råmaterialet til silisium og det nest mest forekommende grunnstoffet, etter oksygen. Silisium finnes i kvarts og sandformer, og må derfra reduseres til rent silisium. Silisium som benyttes i solceller må ha en renhet på minst 99,9999 %¹ for å oppnå tilstrekkelig effektivitet. Etter over 50 år med forskning er produksjonen av silisium godt utviklet og effektiviteten betydelig forbedret. Prototyper innen forskning har nådd en effektivitet på 24,7 %, nærliggende den teoretiske grensen på om lag 48 %¹⁷. Den teoretiske effektivitetsgrensen inkluderer begrensningene i båndgapet til en solcelle, ufullstendige absorpsjon, overflaterrefleksjon og andre faktorer som påvirker effektiviteten. I tillegg vil strøm- og spenningstap, samt tap forbundet med fyllfaktoren redusere den teoretiske effektiviteten ytterligere, til dagens effektivitet på om lag 20 %. Tabell 1 gir en oversikt over fordeler og ulemper ved silisiumsolceller¹.

Tabell 1: Fordeler og ulemper ved c-Si solceller

Fordeler	Ulemper
Lett tilgjengelig grunnstoff	Indirekte båndgap, noe som gir lav absorpsjonskoeffisient
Har tilnærmet optimalt båndgap ift. solspekteret	Lav absorpsjonskoeffisient krever en minimumstykkelse på 100-200 µm for tilstrekkelig absorpsjon.
Kjemisk er silisium et stabilt grunnstoff	Omtrent halvparten av silisiummaterialet forsvinner når silisiumsolcellene kuttes til
Ikke et giftig materiale	Har betydelig kostnader for fremstillingsprosessen
Godt utviklet teknologi	

Rent silisium produseres normalt ved Siemensprosessen eller en prosess fra REC. Under Siemensprosessen skjer produksjonen ved en temperatur på 1150°C og prosessen har et betydelig energiforbruk på om lag 200 kWh/kg¹⁷. Siemensprosessen vil også ha et biprodukt, silisiumtetraklorid, som behandles som avfall. I følge REC^{xiii} har de utviklet en mindre energikrevende fremstillingsprosess med forventet reduserte produksjonskostnader¹. Etter at rent silisium er produsert er det to krystalliseringsprosesser som lager mono- og polykrystallinske solceller. Monokrystallinske solceller produseres normalt ved Czochraskiprosessen som benytter en roterende podedkrystall^{xiv} i flytende silisium ved en temperatur på 1414°C. Polykrystallinske solceller produseres ved å smelte rent silisium i en ovn¹. På grunn av en mer omfattende fremstillingsprosess for monokrystallinske solceller vil

^{xiii} REC står for Renewable Energy Corporation.

^{xiv} En podedkrystall er fundamentet til krystallen.

de være dyrere enn multikrystallinske solceller. Til gjengjeld har monokrystallinske solceller høyere effektivitet, og høyere forventet levetid¹⁷. Fremstillingen av krystallinske silisiumsolceller avsluttes ved en sageprosess, der solcellene kuttes til. En ulempe ved sageprosessen er at store deler av silisiummaterialet går tap som støv.

Visuelt gjenkjennes multikrystallinske solceller ved at de er firkantede og har mer varierende farge, sammenlignet med monokrystallinske solceller som har rundere kanter og mer ensformet farge.

2.2.3 Tynnfilmsolceller

Sammenlignet med c-Si solceller kreves det mindre halvleder materiale og mindre energi for å produsere tynnfilmsolceller. I tillegg er den elektriske sammenkoblingen av cellene direkte integrert under produksjon av modulen. Tynnfilmsolceller kan produseres ved at solcellematerialet dampes på glass i flere lag. Ved denne prosessen minimeres tapene av solcellematerialet, i tillegg til at hver solcelle krever lite halvleder materiale for tilstrekkelig absorpsjon av fotoner. Tynnfilmsolceller har gjerne lave produksjonskostnadene ettersom produksjonsprosessen er relativt enkel, men materialkostnadene for ulike tynnfilm materialer kan være betydelige. Tynnfilmsolceller er en nyere og mindre utviklet teknologi sammenlignet med silisiumsolceller, noe som blant annet gjenspeiles i lavere effektivitet. Effektiviteten ligger gjerne på 14 % og lavere, i tillegg til at de kan ha en degradering på 1,5 % per år²⁹.

De dominerende tynnfilmsolceller er CdTe, CIGS og amorf silisium (a-Si). I tillegg forskes det på polymer solceller som har et godt utgangspunkt for å bli rimelige i pris. Fordeler og ulemper ved tynnfilmsolceller vises i Tabell 2.

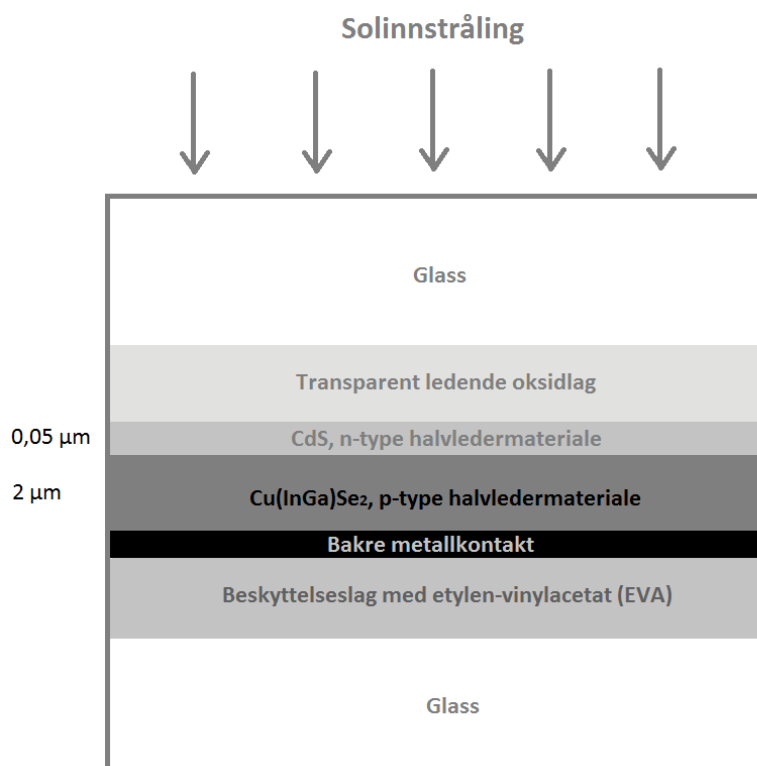
Tabell 2: Fordeler og ulemper ved tynnfilmsolceller

Fordeler	Ulemper
Direkte båndgap halvledere	Noen av tynnfilmteknologiene inneholder materialer som er dyre. Amorf silisium er billig, men har lav effektivitet.
Høy absorpsjonskoeffisient. Kun 1-10 µm halvleder materiale kreves for tilstrekkelig absorpsjon.	Mindre utviklet teknologi
	Noen av tynnfilmsteknologiene inneholder giftige stoffer.

Kadmium tellurid (CdTe) har høy absorpsjonskoeffisient og det er lett å fremstille et p-materiale. CdTe er kompatibelt med kadmium sulfid (CdS), som lett fremstiller et n-materiale. Pn-overgangen lages av et tynt lag med CdS (0,1 µm) og et tykkere lag CdTe (5µm). CdS har et båndgap på 2,4 eV, og vil kun absorberer fotoner med energier tilsvarende midten av strålingsspekteret for synlig lys, grønt/blå, og fotoner med høyere energi. Tynnfilmsolcellen har oppnådd en effektivitet på 16,4 % og forventes å nå en effektivitet på 20 %¹. Kadmium er et giftig materiale, men studier viser at siden det kreves så lite kadmium i solcellen og at det forsegles mellom glass vil det være ubetydelig for omgivelsene. Tellur er et dyrt materiale, noe som øker kostnadene for teknologien.

CIGS står for kobber-indium-gallium-diselenid (Cu(InGa)Se₂) og ble for første gang benyttet som solcelle i 1975. CIGS har høy absorpsjonskoeffisienten og har sammenlignet med silisium om lag 100 ganger høyere absorpsjon, noe som krever lite halvleder material i solcellene. Kadmium-indium-dieslenid (CIS) har tilnærmet optimalt båndgap, 1,04 eV, og ved å tilføre gallium vil båndgapet øke med økende andel Ga. Ved høyere båndgap øker også åpenkretsspenningen til solcellene, noe som resulterer i en bedre fyllfaktor og høyere spenning per celle. Økt spenning og bedret fyllfaktor vil kompensere for fotonene som går tapt, som følge av at båndgapet er høyere. Som for CdTe benytter også CIGS solceller en film av CdS (0,05 µm) som n-materiale for å få en effektiv og stabil pn-overgang. I dag produseres

CIGS solcellene gjennom en våt prosess og krever ikke lenger vakuum, slik som det gjorde før. Dette har resultert i lave produksjonskostnader, men materialet indium er dyrt. I 2000 ble det oppnådd en effektivitet på 19,9 % for CIGS solcellene noe som gjør de konkurransedyktige med multikrystallinske silisiumsolceller. Oppbygningen av en CIGS solcelle vises i Figur 11.



Figur 11: Oppbygningen av en CIGS solcelle. Figuren baseres på Chen²⁰.

Amorf silisium (a-Si) er en alternativ tynnfilmsteknologi med lavere kostnader og lavere effektivitet. a-Si skiller seg fra krystallinsk silisium ved at silisiumatomene har tilfeldig plassering i materialet, sammenlignet med c-Si der atomene er satt opp i en ordnet krystallstruktur. Dette gjør at a-Si har direkte båndgap med andre elektriske egenskaper enn krystallinsk silisium. Til tross for lav effektivitet har tynnfilm silisium blitt mye brukt der det ikke er nødvendig med høy effektivitet. Eksempler på dette er kalkulatorer, klokker og små gadgets. Ulempen ved a-Si er den lave absorpsjonskoeffisienten, men den kan økes betraktelig ved å dope a-Si med en betydelig mengde hydrogen (a-Si:H). Likevel vil tynnfilm silisiumsolceller ha lav effektivitet på grunn av urenheter i materialet som vil gi høy grad av rekombinasjon av elektron-hull par. For a-Si ligger virkningsgraden på omtrent 5 %, mens den for a-Si:H ligger på rundt 10 %.

Gallium arsenid (GaAs) har tilnærmet ideelt båndgap og absorberer lys lett. GaAs har direkte båndgap og teknologien rundt solcella er godt utviklet. Solceller basert på GaAs har oppnådd den høyest rapportert effektiviteten og hadde i 2014 en målt moduleffektivitet på $24,1 \pm 1,0$ %³⁰. Ulempen med GaAs er at det er begrenset tilgang på gallium noe som alltid vil gjøre teknologien dyr. I tillegg er arsen et giftig materiale som må behandles kontrollert for å unngå miljøpåvirkninger³¹.

2.2.4 Organiske solceller (polymersolceller)

Som et alternativ til de uorganiske solcellene nevnt ovenfor finnes organiske halvledere, også kalt halvledende polymerer. Motivasjonen bak utvikling av organiske solceller er å produsere solceller med lave kostnader og stor fleksibilitet. Polymerer har høy absorpsjonskoeffisient i området for synlig lys noe som kun krever et tynt lag, typisk $0,1 \mu\text{m}$, organisk materiale på en

solcelle. Produksjonen av polymersolceller er en enkel prosess som kan skje under lave temperaturer. Polymerene er som oftest oppløsbare og på grunn av den lave temperaturen under produksjon kan polymerene enten trykkes eller sprayes på plast eller et fleksibelt materiale. Ulempen med polymersolceller er at de fremdeles har betydelig lavere effektivitet sammenlignet med c-Si, i tillegg til at stabiliteten av det organiske materialet over lang tid må forbedres. Liang m.fl. rapporterte i 2010 at effektiviteten for polymersolceller hadde hatt stor forbedring de siste 15 årene, fra 1 % i 1995 til omtrent 6 % i 2010. En type polymersolcelle de hadde sett på hadde oppnådd en effektivitet på 7,4 %³². Green m.fl. publiserte i 2014 at den høyeste moduleffektiviteten som var oppnådd for organiske solcellemoduler ligger på $8,7 \pm 0,3$ %. Moduleffektiviteten ble målt da modulen var helt ny og testet under standard testforhold³⁰.

2.3 Egenskaper som påvirker effektiviteten til solcellesystemet

Oppbygningen av solcellesystemet er forklart i kapittel 2.1. Fra sollyset absorberes i solcellene og til den elektriske energien forbrukes av en last, er det mange ledd på veien som bidrar til at energi går tap. I tillegg er det noen egenskaper ved solceller som bidrar til økt utnyttelse av energien som absorberes. Delkapittelet tar utgangspunkt i et hjelpeverktøy som følger med simuleringssystemet PVsyst og publikasjoner rundt de ulike temaene.

2.3.1 Termiske tap i solcellene

Som nevnt i kapittel 2.1.1 vil økende celletemperatur reduserer effektiviteten til modulene. Den termiske oppførselen til en solcelle påvirkes av omgivelsestemperaturen og hvor mye solinnstrålingen varmer opp solcellene. Celletemperaturen kan beregnes ved

$$U(T_{celle} - T_{omgivelse}) = a \cdot G_{sol}(1 - \eta_m) \quad , \quad (2.2)$$

der T_{celle} og $T_{omgivelse}$ er temperaturene til henholdsvis solcellene og omgivelsene, a er absorpsjonskoeffisienten til halvledermaterialet, G_{sol} er solinnstråling på modulen og η_m er modulens effektivitet. U er det totale termiske tapet i modulen og er avhengig av monteringen, ettersom det vil påvirke luftsirkulasjonen rundt modulene. Det termiske tapet kan deles inn i to tapsledd; et konstant tapsledd U_c og et tapsledd som er proporsjonalt med vindhastigheten, U_v . Den termiske tapsfaktoren kan beregnes ved

$$U = U_c + U_v \cdot v \quad , \quad (2.3)$$

der v er vindhastighet. Målinger gjort for vindhastighet er sjeldent representative ved beregning av termiske tap for solceller. Grunnen til dette er at vindhastigheten varierer med høyde, samt at det er lite sannsynlig å finne målinger for vindhastighet nøyaktig for en gitt lokasjon.

2.3.2 Ohmske tap i ledningene

Ohmsk tap oppstår mellom utgangen fra solcellemodulene og terminalene til solcellearrayet. Tapet er et resultat av motstanden i ledningene og er proporsjonal med kvadratet av strømmen.

2.3.3 Tap i solcellemodulene

Flere forhold påvirker effektiviteten til solcellemodulene, noe som vil variere mellom ulike teknologier og produsenter. For moduler kan ytelsen påvirkes av fire ledd, kalt kvalitetstap, lysindusert degradering, karakteristikkstap og degradering.

Kvalitetstapet i solcellemodulene representerer avviket mellom hva produsenten har oppgitt i modulspekifikasjonen og hvordan modulen faktisk yter.

For silisium solceller oppstår det også et tap de første timene solcellene er i drift, kalt lysindusert degradering (LID). Tapet oppstår som følge av endringer i den krystallinske strukturen³³ og gir et effektivitetstap. LID oppstår i monokrystallinske solceller laget ved Czochraskiprosessen¹⁷ med p-materiale som base, der silisium dopet med bor er spesielt utsatt. Årsaken til LID er i hovedsak bor-oksygen defekter i solcellematerialet. Multikrystallinske solceller inneholder normalt mye mindre oksygen og vil ikke oppleve en lysindusert degradering^{17 s. 51, 34, 35}. Tynnfilm solcellen a-Si vil også degraderes de første timene den utsettes for sollys³⁶, som følge av Staebler-Wronski effekten. Staebler-Wronski effekten er at absorpsjon av sollys resulterer i defekter i solcella, noe som reduserer effektiviteten¹⁷.

En annen faktor som kan påvirke effektiviteten er at de enkelte cellene i en modul ikke har identisk strøm-spenning karakteristikk. Dette oppstår som følge av at cellene har fått ulike egenskaper under produksjon og at cellene kan operere under ulike forhold, for eksempel hvis en sky skygger deler av en modul. Når solceller settes i serie vil cella med lavest elektrisk strøm bestemme strømmen som går gjennom alle cellene i strengen. Tapene kan minimeres ved å sette modulene med likest kortslutningsstrøm i serie^{17, s. 91}, i tillegg til at bypassdioder benyttes som nevnt i kapittel 2.1.2.

Når solceller utsettes for varierende temperatur, fuktighet og solinnstråling, vil dette over tid redusere virkningsgraden til solcella. Denne effekten beskrives ved en årlig degraderingsfaktor. Jordan og Kurtz³⁷ har gjort en gjennomgang av tilgjengelige rapporterte degraderingsrater for en rekke solcellemoduler og solcellesystemer og kom frem til at 78 % av alle rapporterte degraderingsrater var under 1 %.

2.3.4 Bedring av modulytelse for CIGS solceller - Light soaking effect

Solcellemoduler som benytter CIGS teknologien har fått påvist økt ytelse etter at modulene er eksponert for sollys over en gitt periode. Økt effektivitet oppstår som følge av endring i den atomiske strukturen^{xv} når solcellematerialet utsettes for sollys. Tiden det tar før effekten vil virke på solcellene vil variere fra modul til modul^{38, 39}.

2.3.5 Deponering av partikler på solcellemodulene

Partikler som avsettes på solcellemodulene vil hindre at solinnstråling når solcellematerialet. Partiklene kan for eksempel være i form av støv og forurensning i lufta, snø eller fugleavsetning. Rammer rundt solcellemodulene kan også være gunstige groplasser for mose, noe som gjør det lett for partikler å feste seg til modulene. Rammeløse moduler vil dermed være en fordel. I Norge vil snø utgjøre et betydelig tap om det bli liggende på modulene. Snø- og partikkeltap for Oslo-området er utarbeidet til bruk i simulering av solcelleanlegg⁴⁰ og vises for de ulike månedene i tabell 3.

Tabell 3: Prosentvis tap som følge av deponering av snø og andre partikler på solcellemodulene. Tabellen er utarbeidet for Oslo.

Helning	Jan	Feb	Mars	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sept	Okt	Nov	Des
0-15	60	75	60	2	2	2	2	2	2	2	15	45
15-25	40	50	40	2	2	2	2	2	2	2	10	30
25-40	20	20	20	2	2	2	2	2	2	2	5	15

^{xv} I bufferlaget mellom det transparente ledende oksidet og den n-dopede halvlederen i CIGS solcella kan innkommende fotoner bli absorbert. Dette reduserer barrieren elektronene må over før de ledes ut i den ytre kretsen og generer strøm. Bufferlaget blir dermed negativt dopet noe som vil endre egenskapene til båndgapet.

2.3.6 Refleksjonstap

Stråling som treffer et transparent medium kan enten bli reflektert eller transmittert. Andel innkommende stråling som reflekteres og transmitteres i grensesnittet mellom to transparente medier beskrives med Fresnels lov og er avhengig av de refraktive indeksene^{xvi} til mediene. Refleksjon av stråling som treffer en solcelle er avhengig av innstrålingsvinkel og solcellemediet¹.

2.3.7 Tap som følge av at systemet ikke er tilgjengelig

I perioder i løpet av året kan det skje produksjonsbrudd noe som vil gjøre systemet utilgjengelig. Dette kan skje ved for eksempel frakobling i forbindelse med vedlikeholdsarbeid eller systemfeil.

2.4 Solinnstråling- og klimadata

Energiproduksjonen i et solcelleanlegg avhenger av strålingsfluksen fra sola som treffer solcellemodulene. Energiproduksjonen vil variere med innstrålingsvinkel og strålingstettheten modulene utsettes for. Gode innstrålingsdata er avgjørende for å kunne gi et godt estimat på mulig energiproduksjon i et solcelleanlegg. Strålingsdata kan måles på værstasjoner eller hentes fra databaser som tar utgangspunkt i satelittmålinger og bakkeforhold, eller interpolerte verdier mellom eksisterende værstasjoner. Dette delkapittelet tar for seg hvilke kategorier solinnstrålingen deles inn i, teori om solens oppførsel og andre klimatiske forhold som vil påvirke et solcelleanlegg. Delkapittelet bygger i stor grad på Byrkjedal m.fl.⁴¹.

2.4.1 Direkte, global og diffus solinnstråling

Solinnstråling måles i effekt per enhetsareal (Wm^{-2}) og defineres som strålingstettheten innfallende på en flate. Strålingen fra sola kan deles inn i tre hovedkategorier, direkte, diffus og global innstråling. Direkte solinnstråling er stråling som går uforstyrret gjennom atmosfæren før den treffer jordoverflaten. Diffus stråling defineres som stråling spredt i atmosfæren før den når bakken, noe som skjer på grunn av luftpartiklene som reflekterer, absorberer og sprer om lag 50% av solinnstrålingen¹, s. 105. Summen av direkte og diffus stråling som treffer en horisontal flate defineres som global stråling. For et vinklet plan vil den globale strålingen også være en funksjon av refleksjonen fra bakken.

På klarværsdager vil direkte solinnstråling utgjøre mest av globalstrålingen, mens på overskyete dager kan diffus stråling være den dominerende strålingskomponenten. Spredning av solinnstråling øker gjerne med lave solhøyder, på grunn av økt luftmasse (AM).

Ved måling av innstråling på en horisontal flate vil refleksjonen fra bakken være neglisjerbar, men dersom flaten tiltes vil refleksjonen være en påvirkende strålingskomponent. Refleksjonskomponenten vil avhenge av solas høyde over horisonten, vinkelen på flaten, vinkelen på den reflekterende overflaten og bakkealbedoen som beskrives nedenfor.

2.4.2 Albedo

En annen faktor som påvirker mengde stråling som treffer et solcelleanlegg er albedoen. Albedo er en verdi mellom én og null og tilsvarer andel global solinnstråling som reflekteres fra bakken. En lys flate vil reflektere mye av innkommende stråling og ha høy albedo, mens en mørk flate vil absorbere mye av innkommende stråling og ha lav albedo. Flater med høy albedo i nærheten av et solcelleanlegg, kan øke innstråling som treffer modulene og dermed øke energiproduksjonen. I Norge er det liten tilgang på målinger for albedoen til urbane områder, som der Posthuset er lokalisert.

^{xvi} Forholdet mellom hastigheten til lys i vakuum og hastigheten til lys i et medium.

2.4.3 Vindhastighet og temperatur

Vindhastighet og temperatur er to andre klimatiske parametre som påvirker energiproduksjonen til et solcelleanlegg. Som nevnt tidligere påvirker celledemperaturen ytelsen til solcella, der økende temperatur reduserer ytelsen. Vind kan bidra til å ventilere solcellene, spesielt frittstående solcellemoduler med ventilasjon både foran og bak. Omgivelsestemperaturen vil også ha stor innflytelse på temperaturen som oppnås i solcellene.

2.4.4 Tilgjengelige meteorologiske data

Solinnstråling varierer med geografisk plassering og tid på året, noe som i stor grad vil påvirke energiproduksjonen til et solcelleanlegg. Byrkjedal m.fl.⁴¹ har laget en database med alle værstasjoner i Norge som måler global solinnstråling. Totalt eksisterer det 68 værstasjoner i Norge som måler globalstråling, der 51 av stasjonene har gjort målinger i minimum 10 år. Av de 68 værstasjonene er det kun tre stasjoner som har måleutstyr for enten diffus eller direkte stråling. Målestasjonene ligger ved universitetene i Bergen, Ås og Trondheim. På værstasjoner gjøres målinger av global og diffus stråling normalt med et pyranometer der pyranometeret skjermer for sola ved måling av diffus stråling. Direkte stråling måles med et pyrliometer.

Et alternativ til strålingsdata fra værstasjoner er estimerte strålingsdata fra satellitter. Satellittmålinger gjøres med utgangspunkt i bilder som tas hvert 15 til 30 minutt av geostasjonære satellitter^{xvii}. Ut ifra satellittdataene kan det lages en indeks over skylaget som kan benyttes til å estimere globalstrålingen. Satellittene plasseres over ekvator noe som gir best satellittbilder ved lave breddegrader. For høyere breddegrader vil bildene være av dårligere kvalitet og strålingsberegningene vil inneholde større grad av usikkerhet. Ved høyere breddegrader vil også ulike faktorer kunne bidra til både overestimering og underestimering sammenlignet med målt innstråling. Det kan for eksempel være vanskelig å skille mellom snø- og skydekke, noe som kan resultere i underestimering. Hagen⁴² fant at den estimerte globalstrålingen fra satellittmålinger i Norge var relativt bra for mange lokasjoner, men at satellittdataene i gjennomsnitt overestimerer globalstrålingen.

Eksempler på databaser som estimerer strålingsdata som enten time-, dags- eller månedsverdier er PVGIS, NASA SSE, Meteororm, Satel-Light og STRÅNG. Flere databaser kombinerer satellittmålinger med bakkeobservasjoner eller strålingsmålinger gjort på værstasjoner. En svakhet ved mange av databasene er at de har strålingsdata fra få værstasjoner i Norge, noe som vil gi større usikkerhet i de estimerte dataene. Eksempler på estimeringsteknikker vises nedenfor.

PVGIS lager strålingskart, i tillegg til at det er mulighet for å hente ut gjennomsnittlige månedlige og daglige strålingsparametre. For Oslo finnes det to typer PVGIS⁴³ som er *PVGIS classic* som baseres på målinger fra værstasjoner i perioden 1981-1990 og *SM-SAF PVGIS* som tar utgangspunkt i satellittbilder tatt på 2000-tallet. Strålingskartene lages ut ifra interpolerte verdier mellom eksisterende værstasjoner, i samspill med beregninger gjort av globalstråling for klarværsdager. Klarværsberegningene estimeres ved å integrere solinnstråling på toppen av atmosfæren, ned på jordoverflaten. Classic PVGIS benytter målinger fra én værstasjon i Norge, som ligger i Bergen.

Meteororm benytter en alternativ måte for å lage syntetiske måledata som tar utgangspunkt i satellittbilder og observasjoner som gjøres på bakkenivå. Meteororm har en database som inneholder omlag 1200 målestasjoner som måler solinnstråling, deriblant tre værstasjoner i Norge. Værstasjonene i Norge ligger i Tromsø, Bergen og Bodø. Ved innhenting av

^{xvii} En geostasjonær satellitt går i en geostasjonær bane over ekvator. Det ser ut som om satellitten står stille på himmelen og den kalles dermed geostasjonær.

strålingsdata fra Meteonorm vil det først sjekkes om det finnes en meteorologisk fil innen en rekkevidde på 20 km fra stedets lokasjon. Om en meteorologisk fil ikke eksisterer vil det genereres et syntetisk datasett.

I denne oppgaven benyttes et datasett som representerer et referanseår for meteorologiske data som benyttes til simuleringer av kontorbygg i Norge. Datasettet er utarbeidet av Standard Norge.

2.4.5 Sann soltid og lokal klokkeid

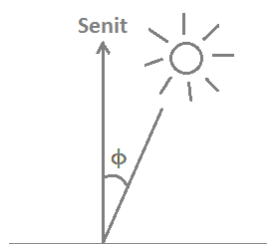
Solinnstråling måles i sann soltid, mens noen meteorologiske data som vindhastighet og temperatur kan måles i lokal klokkeid. Sann soltid benytter sola sin bevegelse for å måle tiden og ved sann soltid er klokka 12 når sola står høyest på himmelen. Jorda beveger seg i en elliptisk bane rundt sola, noe som gjør at varigheten på et døgn ved sann soltid vil endres gjennom et år. Dette kan avvike med opp til 16 minutter fra lokal klokkeid, som tar utgangspunkt i at jorda beveger seg i en sirkelformet bane rundt sola¹. I mange solenergistudier kan det være nødvendig å konvertere lokal klokkeid til sann soltid, og da er det nødvendig å vite standard meridianen for den lokale tidssonen, samt hvor mye lokal klokkeid avviker fra sann soltid som beskrives ved *Equation of time*^{1,s.100}. Alle standard meridianer er et multiplum av 15° øst eller vest for Greenwich i England, som måler universaltiden GMT, også kalt UTC på jorda^{1, 44}. Norge ligger innenfor sonen som er 15° øst for Greenwich og ligger dermed en time foran GMT. Om sommeren stilles klokka i Norge en time frem og den lokale klokkeiden er dermed to timer foran GMT.

2.5 Solteori og solens posisjon på himmelen

Ved planlegging av hvordan et solcelleanlegg bør plasseres i forhold til helning på panelene og retning panelene skal peke er det lurt å kunne noe om solens bevegelse på himmelen og hvordan den varierer i løpet av et år. Delkapittelet bygger i stor grad på Chen¹.

2.5.1 Solinnstråling og strålingsspekteret

Solinnstråling defineres som strålingstettheten som treffer en flate. Strålingstettheten som treffer jordas atmosfære utgjør i gjennomsnitt 1366 Wm⁻², men på grunn av refleksjon tilbake til verdensrommet og absorpsjon av stråling i skyer og luftpartikler vil i gjennomsnitt om lag 50 % av strålingen nå bakken. Avhengig av årstid og tid på døgnet vil lengden på solstrålenes vei gjennom atmosfæren variere. Jo mer atmosfære strålene må igjennom desto mer av strålingen vil svekkes. Når sola står i senit under relativt skyfrie forhold defineres strålingsabsorpsjonen i atmosfæren som 1 luftmasse, AM1. Siden sola i de fleste tilfeller ikke står i senit er det som nevnt i kapittel 2.2.1 definert et standard forhold (AM1,5), som tilsvarer en absorpsjon som er 1,5 ganger AM1. Luftmassen solstrålene må gå igjennom øker med en delt på $\cos(\phi)$, som vist i Figur 12.



Figur 12: Luftmassen solinnstrålingen må gå igjennom før den når bakken øker med en vinkel ϕ , som sola har fra senit. Figuren baseres på Chen¹.

I de fleste tilfeller vil ikke den daglige innstrålingen tilsvare innstrålingen under en skyfri dag. *Klarhetsindeks* K er et forhold som beskriver den daglige observerte solinnstrålingen i forhold til gjennomsnittlig solinnstrålingen en klarværs dag.

2.5.2 Solens posisjon på himmelen

Solens posisjon på himmelen påvirkes av hvordan sola og jorda beveger seg i forhold til hverandre. For å kunne si noe om solens posisjon og hvordan den forandrer seg i løpet av et år er det noen begreper som må defineres.

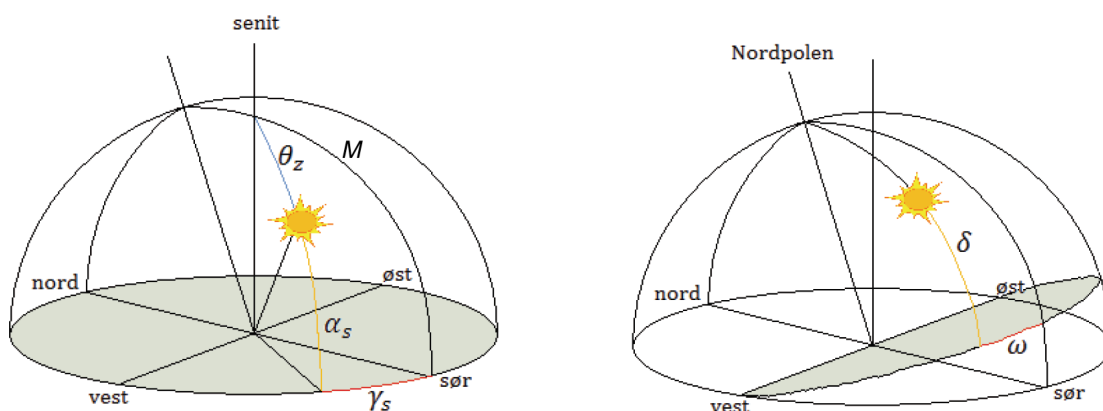
Solens deklinasjon δ er definert som vinkelen mellom planet jordens ekvator spenner ut og vektoren mellom jorda og sola. Deklinasjonen er positiv når sol-jord vektoren treffer jorda nord for ekvator og negativ når vektoren treffer sør for ekvator^{45,s.8}. Ved vårjevndøgn og høstjevndøgn, henholdsvis 20/21. mars og 22/23. september er deklinasjonen null og sol-jord vektoren treffer ekvator. Ved vintersolverv, 21/22. desember er deklinasjonen $-23,44^\circ$ og sola står lavest på himmelen i Norge. Ved sommersolverv er deklinasjonen $23,44^\circ$ og sola står høyest på himmelen.

Meridianen M er sirkelen som går gjennom nordpolen og senit, og treffer horisonten i et nordlig og et sørlig punkt.

Asimut γ er en vinkel som beskriver den horisontale retningen til et himmellegeme med det sørlige horisontpunktet som nullpunkt. Asimutvinkelen er positiv med klokka, vest for det sørlige horisontpunktet, vist til venstre i Figur 13.

Timevinkelen ω beskriver solens posisjon på himmelen ut ifra punktet der meridianen treffer ekvator i sør. Timevinkelen er null når sola står i sør og øker vestover med 15° hver time.

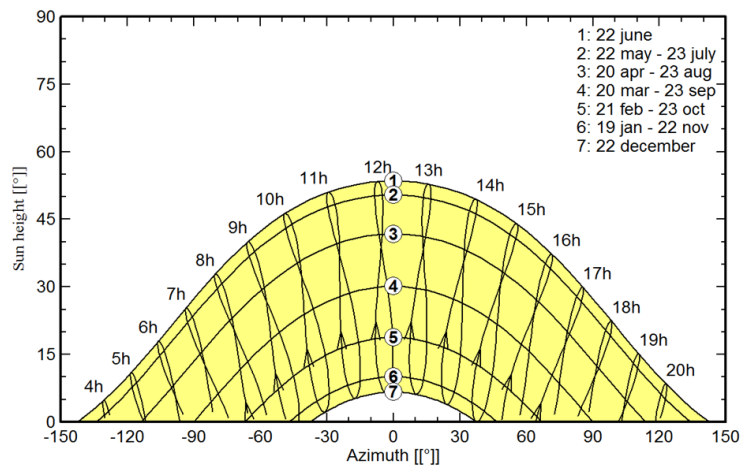
Figur 13 illustrerer alle begrepene definert ovenfor, samt solhøyden som defineres under.



Figur 13: Til venstre vises meridianen M , solhøyden α_s og solens asimut γ_s . Til høyre vises solens deklinasjon δ og timevinkelen ω . Figurene er hentet med tillatelse fra Romundstad⁴⁶.

Solhøyden α_s er solens vinkelhøyde over observatørens himmelhorisont og varierer mellom 0° og 90° ^{44,s.15}. Figur 14 viser den årlige solbanen i Oslo. Solhøyden kan beregnes ved likning 2.4^{1,s.84}, med utgangspunkt i solens deklinasjon δ , stedets breddegrad σ og timevinkelen ω

$$\sin(\alpha_s) = \sin(\sigma)\sin(\delta) + \cos(\sigma)\cos(\delta)\cos(\omega) \quad (2.4)$$



Figur 14: Figuren viser solens bane i Oslo ved ulike årstider. Figuren er simulert i PVsystem.

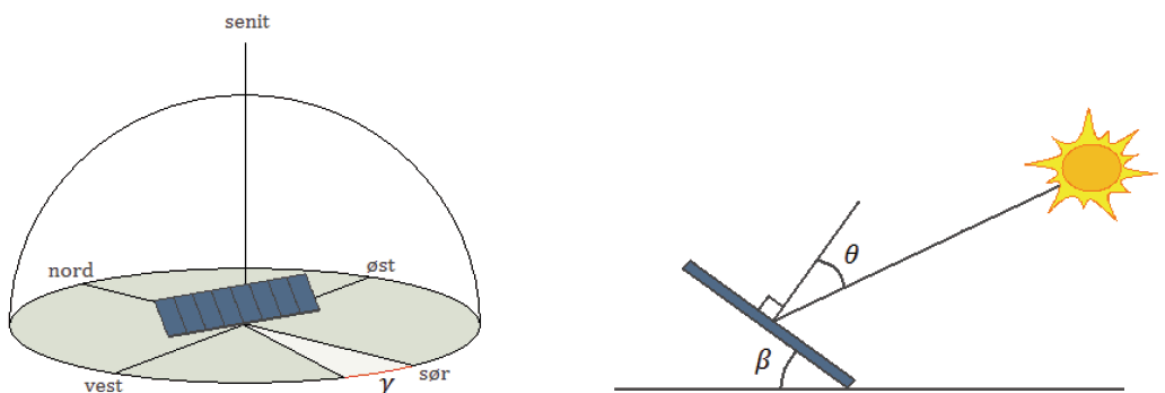
Solens posisjon på himmelen beskrives ut ifra solhøyden og asimutvinkelen til sola. De to vinklene er avhengig av sann soltid, bredde- og lengdegrad for området man befinner seg i og deklinasjonen.

I løpet av et år har jorda gått én gang rundt sola og jordas ellipseformet bane vil spenne ut et plan. Jordens akse gjennom nord- og sørpolen utgjør en helning ut ifra normalen til planet ellipsebanelen spenner ut. Dette kalles jordens aksehelling og er årsaken til årstidene og hvor høyt sola står på himmelen ved de ulike årstidene. Jordens aksehelling varierer over tid og er i dag $23,44^\circ$ ^{1, s. 84}. Dette tilsvarer den maksimale deklinasjonen til sola i løpet av et år.

2.5.3 Innstråling på en solcellemodul eller en vilkårlig flate

Den innfallende solinnstrålingen på en solcellemodul kan beregnes ut ifra solhøyden og asimut til solen ved modulens lokasjon, samt ved å ta hensyn til solcellemodulens orientering. Orienteringen til en modul kan uttrykkes ved asimut γ og helningen β til modulen. Asimut er vinkelen mellom normalen ut fra solcellemodulen og vektoren som peker sørover fra modulen^{45, s. 11}. Helningen til modulen er vinkelen mellom et horisontalt plan og modulen. Optimal solinnstråling på en modul er når solstrålene treffer normalt på modulen. Vinkelen θ i Figur 15 er forskjellen mellom faktisk og normal solinnstråling på en modul.

Retningen til en vilkårlig flate beskrives på tilsvarende måte med asimut, som er vinkelen mellom normalen ut fra flaten og vektoren ut fra flaten som peker sørover.



Figur 15: Orienteringen til en solcellemodul som beskrives ved asimut γ og helning β . θ viser solens innfallsvinkel i forhold til modulens normal. Figuren er hentet med tillatelse fra Romundstad⁴⁶.

2.6 Forhold som beskriver hvor bra et solcelleanlegg yter

Når det installeres et solcelleanlegg er det hensiktsmessig å se hvor optimal plasseringen av solcelleanlegget er i forhold til hvor mye det produserer. Hvor effektivt et solcelleanlegg er, kan vurderes ut ifra *spesifikk produksjon* og *ytelsesforholdet*.

Spesifikk produksjon er forholdet mellom energi produsert og installert nominell effekt. Spesifikk produksjon ser bort ifra solcelleanleggets lokasjon og vinkling, og ser kun på hvor effektivt den installerte effekten blir utnyttet. Den spesifikke produksjonen vil variere med lokasjon ut ifra hvor mye solinnstråling lokasjonen har i løpet av et år. I sentral-Europa antas det en spesifikk produksjon på rundt 900 kWh/kW_p for et solcellesystem²⁰. Den spesifikke produksjonen er et hensiktsmessig mål på hvor mye energi man får ut av et solcellesystem ut ifra kostnadene til systemet, som reflekteres i den installerte effekten

$$SP = \frac{E_{\text{produsert}}}{P_{\text{installert}}} = \frac{\text{kWh}}{\text{kW}_p} \quad (2.5)$$

Ytelsesforholdet er en viktig variabel som benyttes til å evaluere effektiviteten til et solcelleanlegg. Faktoren presenterer forholdet mellom faktisk og teoretisk mulig energiproduksjonen fra solcelleanlegget. Ytelsesforholdet tar hensyn til plasseringen av solcelleanlegget og tap som kan oppstå fra for eksempel skygging, men det tar ikke hensyn til modulenes effektivitet. Siden faktoren i stor grad er uavhengig av modulenes orientering kan den benyttes til å sammenligne solcelleanlegg over hele verden. Ytelsesforholdet presenterer andel elektrisk energi som kan sendes ut på nettet eller forbrukes av en last. Et ytelsesforhold på 100 % vil i virkeligheten være umulig ettersom solcellesystemet har ulike tapsledd beskrevet i kapittel 2.3. Solcelleanlegg med god ytelse kan nå en ytelsesfaktor på 80 %⁴⁷

$$PR = \frac{E_{\text{produsert}}}{E_{STC}} \quad (2.6)$$

2.7 Energiforbruk i bygninger

Ved installasjon av et solcelleanlegg på et bygg er det interessant å finne ut hvor mye av byggets elektriske forbruk det vil dekke. Standard Norge har utarbeidet en norsk standard for beregning av bygningers energiytelse, NS3031⁴⁸, som er utgangspunkt for dette delkapittelet. I NS3031 deles netto energibehov og levert energi til en bygning inn i ulike poster, vist i Tabell 4. Netto energibehov vil si bygningens energibehov der systemets virkningsgrad og tap i energikjeden er utelatt.

Tabell 4: Energiposter for netto energibehov og levert energi til et bygg

Energiposter for netto energibehov	Energiposter for levert energi
Oppvarming	Elektrisitet
Varmtvann	Olje
Vifter og pumper	Gass
Belysning	Fjernvarme
Teknisk utstyr	Biodiesel
Kjøling	Evt. andre energivarer

Energibehov til kjøling kan deles inn i romkjøling og ventilasjonskjøling. Romkjøling vil si kjøling av lufta inne i bygget og gjøres med et kjøleaggregat eller lokal kjølebafler. Ventilasjonskjøling gjøres med kjølebatterier og omfatter kjøling av ventilasjonslufta.

Tilsvarende kan oppvarming deles opp i romoppvarming og ventilasjonsvarme. Beregningsmetodene deles inn etter bygningskategori, som i denne oppgaven er kontorbygg. Beregning av energibehovet til et bygg kan gjøres med de ulike energipostene og systemvirkningsgrader for de ulike systemene. Systemvirkningsgradene settes som et årlig gjennomsnitt. Spesifikt energibehov kan også beregnes og ser på hvor mye energi som kreves per bruksareal.

2.8 Økonomisk analyse LCOE

En viktig faktor som kan være utslagsgivende i en avgjørelse om å installere i et solcelleanlegg er lønnsomheten i investeringen. Ved installasjon av solceller på et bygg vil energiproduksjonen kunne dekke hele eller deler av byggets elektriske energiforbruk. I den sammenheng kan det være interessant å beregne hva kostnaden blir per kWh produsert av solcelleanlegget. Delkapittelet tar utgangspunkt i Multiconsult sitt kostnadsstudie innen solkraft fra 2013³³.

LCOE, *levelized cost of energy*, er en mye brukt metode for å beregne energikostnader. Med utgangspunkt i anleggets levetid n , ser metoden på forholdet mellom netto nåverdi av alle kostnader og potensiell energiproduksjon i løpet av levetiden. LCOE tilsvarer netto energipris som skal til for at netto nåverdi av anlegget er lik null. Når energikostnadene for solenergi tilsvarer strømkostnadene fra strømmettet oppnås grid parity.

Den største kostnaden ved et solcelleanlegg er investeringskostnaden I . For å beregne dagens verdi av fremtidige kontantstrømmer $K_{\text{årlig}}$, blir kostnadene diskontert med en gitt diskonteringsrate r . Årlige kontantstrømmer for et solcelleanlegg vil være små og i form av drift og vedlikehold. For solceller montert på eneboliger vil man normalt kunne gjøre vedlikeholdet selv, mens for større bygg må man i noen situasjoner benytte seg av profesjonelle aktører. Årlige kostnader vil dermed bli noe høyere. Energiproduksjonen fra anlegget vil reduseres med en årlig degraderingsrate d , som spesifiseres for valgt solcellemodul. Beregning av energikostnadene knyttet til et anlegg gjøres ved likning 2.7 og gir en energikostnad med enhet kr/kWh

$$LCOE = \frac{I + \sum_{i=1}^n \frac{K_{\text{årlig}}}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^n \frac{E_{\text{årlig}}(1-d)^i}{(1+r)^i}} \quad (2.7)$$

2.9 Støtteordninger

For prosjekter med fokus på energiltak i eksisterende bygg er det mulighet for å få støtte fra Enova. Enova er et statsforetak med fokus på miljøvennlige tiltak for blant annet å redusere energiforbruket til bygg. Målet til Enova er å bidra til reduksjon av miljøgasser og en bedret forsyningsikkerhet. Enova opererer normalt ved å gi økonomisk støtte og rådgivning med finansiering fra Energifondet⁴⁹.

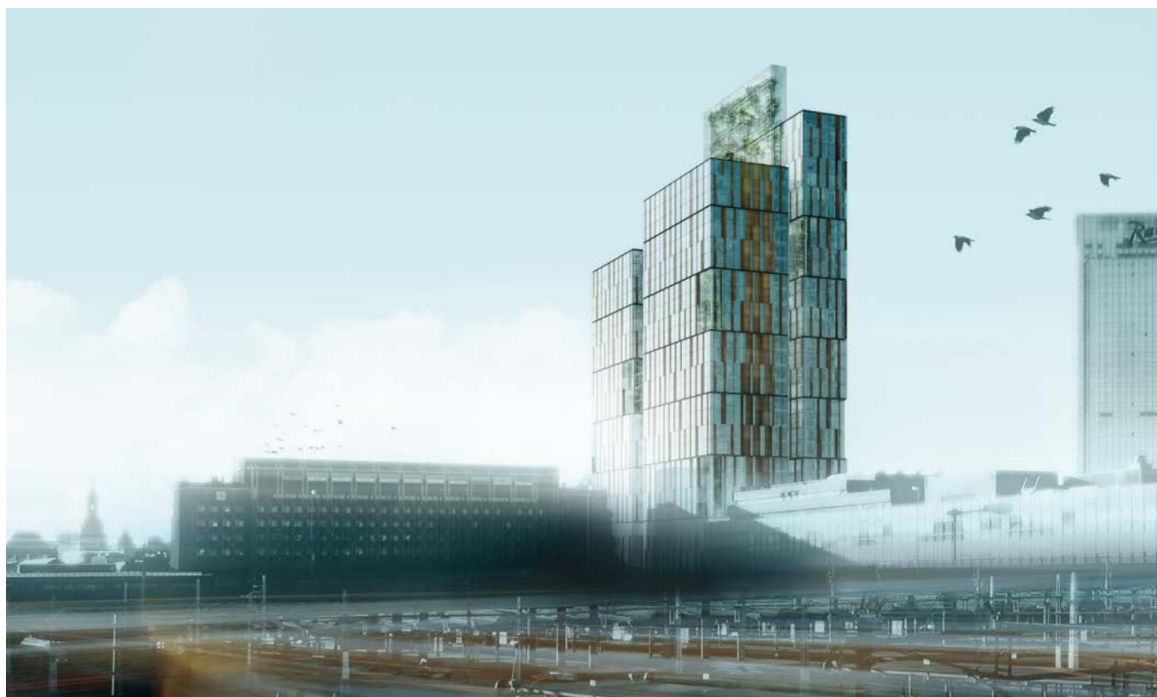
Eksempler på støtteordninger er Enovas program *Støtte til eksisterende bygg*, som Posthuset vil komme inn under. For å få økonomisk støtte ved dette programmet må bygget oppnå en reduksjon i energiforbruk på 10 %⁵⁰. Målgruppen for programmet er både eksisterende yrkesbygg og boligbygg. Støtten utbetales per kWh, og prosjekter med lav støtte per kWh prioriteres fremfor prosjekter med høy støtte per kWh. Det skal søkes som støtte fra Enova med en gang rammene er på plass og før prosjektet er satt i gang.

3 Metode

Kapittelet presenterer metodene og antagelsene som er benyttet i oppgaven for å kunne si noe om potensialet for energiproduksjon ved solceller på Oslo Posthus og hvor mye dette kan utgjøre av det årlige elektriske energiforbruket. Kapittelet tar også for seg fremgangsmåten for å kunne si noe om lønnsomheten ved investering i et solcelleanlegg på et norsk næringslivsbygg.

3.1 Rehabiliteringsprosjektet Urban Mountain

For å kunne simulere en potensiell energiproduksjon ved solceller på Posthuset er det viktig med god forståelse av byggets dimensjoner og hvilken orientering bygget har i terrenget. Delkapittelet beskriver fremgangsmåten som er benyttet for å gjøre oppmålinger av det planlagte rehabiliterte Posthuset gjennom Urban Mountain. Videre presenteres hvilke arealer som benyttes som utgangspunkt for simulering av energiproduksjon ved solceller. Figur 16 viser en prosjekttegning av det planlagte rehabiliterte Posthuset.



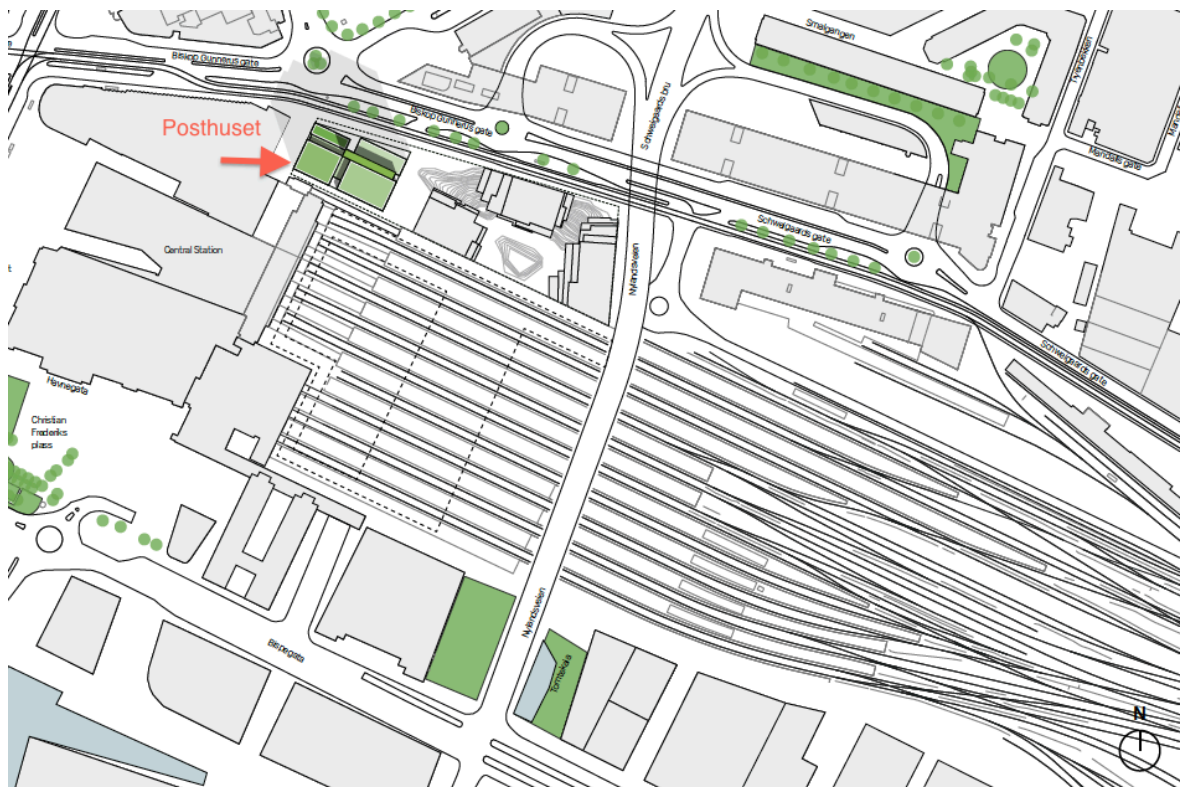
Figur 16: Prosjekttegning av det rehabiliterte Posthuset. Figuren er hentet fra rehabiliteringsprosjektet Urban Mountain¹⁵ med tillatelse fra Entra.

Posthuset i Oslo er blant Norges høyeste bygninger og er gjennom Urban Mountain planlagt med en høyde på 130 meter. Gjennom Urban Mountain er bygget delt opp i fire deler med bygningshøyder som varierer fra 97-122 meter. I midten er det planlagt en plantesøyle som blir byggets høyeste punkt, som vist på bildet i Figur 16. Byggets yttervegger utgjør et areal på 13 431 m² og takarealene tilsvarer 1 931 m². Totalt har bygget et oppvarmet bruksareal på 63 925 m²⁵¹.

Figur 17 viser hvor i Oslo Posthuset er lokalisert og retningen bygningskroppen har i terrenget. Med utgangspunkt i nordlig retning som vises nederst i høyre hjørne på Figur 17, var det mulig å bestemme retningen på de ulike fasadene med asimutvinkler. Som beskrevet i kapittel 2.5.3 er asimut til en flate vinkelen mellom normalen til flaten og vektoren ut fra flaten som peker mot sør. I oppgaven er det vurdert solceller på sør-, øst- og vestfasaden, samt på taket. Etersom sola går opp i øst og ned i vest vil nordfasaden være skyggelagt det meste av dagen og anses som uaktuell for solceller. For å kunne bestemme størrelsen på

potensielle solcellearealer er det gjort oppmåling av bygningskroppen med utgangspunkt i prosjekttegninger i AutoCad. AutoCad har innebygde måleverktøy i programvaren, som er benyttet for å finne størrelser på fasader og tak.

I oppgaven har det vært fokus på å finne en tilnærmet potensiell energiproduksjon ved forenklet oppsett av solceller, spesielt på fasader, under simulering. For fasadene er modulene satt sammen i et samlet areal, mens det i virkeligheten vil tilpasses fasadens utseende og mest sannsynlig spres over flere mindre arealer. For takene er det ikke sett på praktiske detaljer for hvordan man skal kunne bevege seg rundt solcelleradene, men det har vært fokus på å finne en egnet løsning for helning og orientering av modulene med hensyn på byggets form. I simuleringsprogrammet som er benyttet er det mulighet for å plassere modulene i strenger etter hva som er mest hensiktsmessig, for i størst mulig grad unngå skygetap. Dette verktøyet er ikke benyttet ettersom solcellene på fasadene ikke er plassert etter fasadens utseende.



Figur 17: Kart over Posthusets lokasjon som viser bygningens orientering. Figuren er hentet fra Urban Mountain booklet¹⁵ med tillatelse fra Entra.

Ved inspeksjon av omkringliggende bygninger i Google Earth er det gjort en vurdering av hvilken høyde det vil være hensiktsmessig å ha solceller i. De omkringliggende bygningene som kan skygge for Posthuset har normalt en høyde under 30-40 meter, og i oppgaven er det derfor vurdert solceller fra en høyde på 33,5 meter. Grunnen til at akkurat 33,5 meter er satt er at det passer med inndelingen av fasaden. Sør-, øst- og vestfasaden med bygningshøyder vises i Figur 18.

I Urban Mountain prosjektbooklet er det prosjektert med om lag 35 % veggfasade og 65 % vindusfasade¹⁵. Ved planlegging av solceller på de ulike fasadene er det tatt utgangspunkt i prosjekttegninger og telt opp antall veggelementer og vinduselementer for hver fasade. Andel veggelementer per fasade er ansett som et potensielt areal for solceller, mens 50 % av vindusarealene er ansett som potensielt areal for transparente solceller. Ved optelling av

vegg- og vindusarealer er det sett bort ifra grønne lommer^{xviii}, og arealene er oppsummert i Tabell 5.



Figur 18: Øst-, sør- og vestfasaden til det rehabiliterte Posthuset. Figuren er hentet fra Urban Mountain booklet¹⁵ med tillatelse fra Entra.

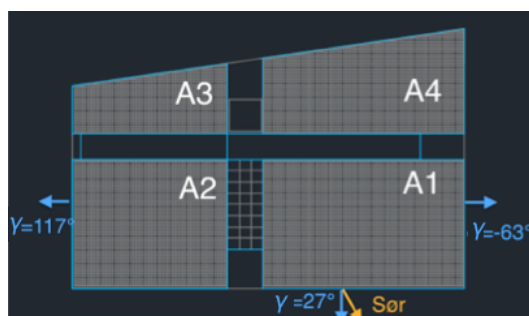
Tabell 5: Fasadearealer over 33,5 meter uten grønne lommer, samt asimutvinkler

	Vestfasade		Sørfasade		Østfasade	
Asimut γ	117°		27°		-63°	
Totalt areal over 33,5 m	1746 m ²	100 %	4032 m ²	100 %	3240 m ²	100 %
Totalt vindusareal	1075 m ²	62 %	2764 m ²	69 %	2122 m ²	65 %
Vindusarealer solceller	538 m ²	31 %	1382 m ²	35 %	1061 m ²	33 %
Veggareal	671 m ²	38 %	1269 m ²	31 %	1118 m ²	35 %

For takene er det vurdert solceller med ulike orienteringer på de to sørvendte bygningskroppene A1 og A2 vist i Figur 19. Med utgangspunkt i Figur 18 og Figur 19 ser vi at den laveste bygningen A3 store deler av dagen skygges av den høyeste bygningen A2, fra sør. Østfasaden har den høyeste bygningen A4, men også denne vil skygges store deler av dagen, ettersom den planlagte plantesøylen strekker seg 8 meter over bygningen. Det er vurdert ulike orienteringer av solcellene ut ifra plass på taket og hva som er mest økonomisk lønnsomt. Dette diskuteres i senere delkapitler.

For at resultatene skal bli mest mulig nøyaktige, og at det skal være mulig å sammenligne de ulike løsningene, er det gjort en simulering per fasadeløsning og en simulering per takløsning.

^{xviii} Grønne lommer vises ved grønne firkanter på figur 18 og er områder med planter inne i bygningen.



$$\text{Tak A1: } 23\text{m} \cdot 36\text{m} = 828\text{m}^2$$

$$\text{Tak A2: } 23\text{m} \cdot 27\text{m} = 621\text{m}^2$$

Figur 19: Det rehabiliterte Posthuset sett ovenifra. Det er vurdert solceller på tak A1 og A2. Figuren er utarbeidet fra en prosjekttegning (AutoCad) fra Urban Mountain og hentet med tillatelse fra Entra.

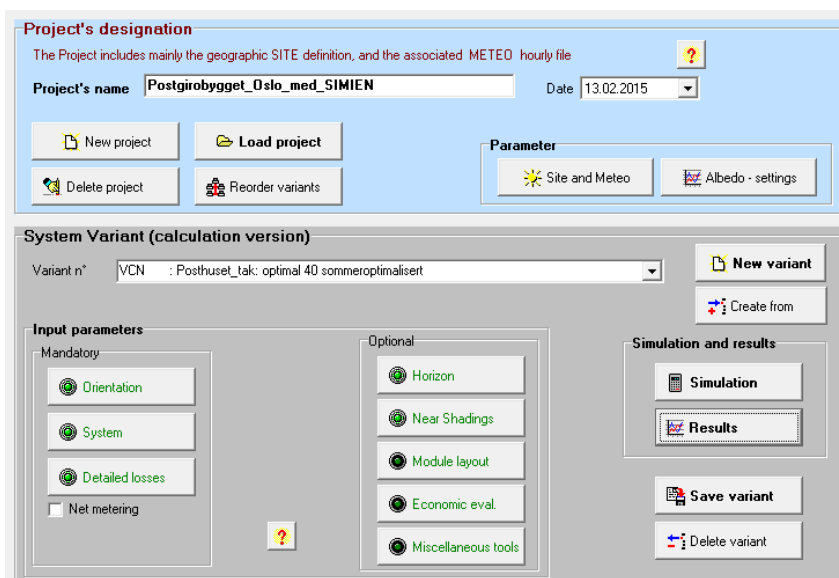
3.2 Simulering av potensiell energiproduksjon

Det er flere verktøy som kan benyttes til å simulere en potensiell energiproduksjon ved installasjon av et solcelleanlegg. Eksempler på simuleringsprogrammer er Retscreen, Homer, PVsyst og PVsol, som alle er Windows baserte programvarer. I denne oppgaven er det valgt å gjøre simuleringer med PVsyst versjon 3.6.2. PVsyst er omtalt av Andersen²¹ som et av de mest detaljerte tilgjengelige simuleringsprogrammene, med hovedstyrke innen skyggeevaluering.

3.2.1 Simuleringsprogrammet PVsyst

PVsyst er en programvare utviklet for fotovoltaiske systemer og er et verktøy som benyttes av ingeniører, arkitekter og forskere for å evaluere de beste løsningene ved prosjektering av et solcelleanlegg⁵².

Simuleringer i PVsyst er i denne oppgaven gjort som et nettilkoblet anlegg og avhenger av en rekke egenskaper og parametre som påvirker energiproduksjonen. For å utarbeide et prosjekt i PVsyst er det noen parametre som må defineres, mens andre parametre er valgfrie. Menyvalgene vises i Figur 20. Først velges prosjektets plassering, valgte meteorologiske data og albedo under *Site and Meteo* og *Albedo - settings*. Videre er det tre felter som må fylles inn med ønskede parametre for orientering (*Orientation*), solcellesystemet (*System*) og detaljerte tapsledd (*Detailed Losses*). Orientering angir hvordan solcellemodulene skal orienteres ved ønsket asimut og helning på modulene. I solcellesystemet velges solcellemoduler, størrelsen på solcelleanlegget og tilhørende vekselrettere. I detaljerte tapsledd er det mulig å definere faktorer i solcellesystemet som påvirker systemets ytelse. De ulike faktorene vil variere med valgte produkter for systemet. Blant de valgfrie parameterne er det i denne oppgaven kun angitt parametre for horisont (*Horizon*) og nærliggende skyggeobjekter (*Near Shadings*). Horisonten defineres ut ifra prosjektets lokasjon, og tilsvarer horisonten som ses fra Posthuset. Nærliggende skyggeobjekter kan legges inn i en egen 3D-scene som bygninger, trær og lignende som kan skygge for solcellemodulene.



Figur 20: Parametre som defineres under simulering av et solcelleanlegg i PVsyst.

3.2.2 Prosjektets plassering og valg av meteorologiske data

Posthuset i Oslo har adresse Biskop Gunnerus gate 14 og ligger rett ved Oslo sentralstasjon. Med utgangspunkt i Posthusets adresse kan det hentes ut informasjon om Posthusets lokasjon fra Kartverket og Google Maps, vist i Tabell 6.

Tabell 6: Informasjon om Posthusets lokasjon

Breddegrad	59,911762°	Google Maps
Lendegrad	10,754092°	Google Maps
Meter over havet	4 moh	Kartverket
Tidssone	UTC+01.00	Kartverket

Når et prosjekt defineres i PVsyst, må meteorologiske data som skal benyttes under simulering defineres. I PVsyst er det mulig å bruke meteorologiske data fra Meteonorm som ligger innebygd i programvaren, eller bruke importerte data fra andre databaser, værstasjoner eller andre kilder. De sentrale meteorologiske dataene som benyttes under simulering vises i Tabell 7. Som nevnt i kapittel 2.4.4 har Meteonorm meteorologiske data fra om lag 1200 værstasjoner, men kun tre værestasjoner i Norge. Ved bruk av Meteonorm som kilde vil programmet velge ut en meteorologisk fil innenfor en avstand på 20 km om det er tilgjengelig, hvis ikke vil programmet lage en syntetisk fil. For Oslo er det ingen meteorologisk fil innen en avstand på 20 km.

Ved import av meteorologiske data kan variablene i Tabell 7 legges inn, der det er valgfritt å legge inn diffus stråling og vindhastighet. Hvis det ikke eksisterer data på diffus stråling vil programvaren i PVsyst beregne den ut ifra Erbs korrelasjon⁵³. Ved import av meteorologiske data er det viktig å huske at meteorologiske data er den største kilden til usikkerhet under simulering, og det er dermed svært viktig at dataene hentes fra pålitelige kilder og legges inn i PVsyst korrekt.

Tabell 7: Meteorologiske variabler som kan importeres i PVsyst

Variabel	Standard enhet	Krav
Horisontal globalstråling	Wm ⁻²	påkrevd
Gjennomsnittlig omgivelsestemperatur	°C	påkrevd
Horisontal diffus stråling	Wm ⁻²	valgfritt
Vindhastighet	ms ⁻¹	valgfritt

I denne oppgaven er simuleringene i PVsyst gjort med de samme meteorologiske dataene som er brukt til å simulere det årlige energiforbruket til det rehabiliterte Posthuset. Grunnen til dette er at det muliggjør sammenligning av elektrisk produksjon og elektrisk forbruk på timebasis. I tillegg vil det gjøre det mulig å se om det i perioder er overskudd av elektrisk energi og hvor mye dette i så fall utgjør i løpet av et år.

De meteorologiske dataene som er benyttet til simulering av energiproduksjon og energiforbruk, representerer et standard gjennomsnittlig referanseklime som benyttes under simuleringer av energiforbruk i bygninger i Norge. I følge Lexow⁵⁴ fikk Standard Norge utarbeidet referanseklimeet i 2007 som et vedlegg til den norske standarden NS3031, som er beregning av bygningers energiytelse. Klimadataene er bearbejdet og kvalitetssikret av Hans Olav Hygen fra Meteorologisk institutt, og er basert på metoder for standardisering ved konstruksjon av et referanseår for klimadata, som er utarbejdet av Jan Asle Olseth og Arvind Skartveit ved universitetet i Bergen. For solinnstråling er det benyttet innstrålingsdata fra værstasjonen i Ås, mens for utetemperatur er det benyttet et referanseår for klimadata i Oslo-området, utarbejdet av Olseth og Skartveit. Datasettet kan enten eksporteres fra simuleringssystemet SIMIEN, som blir nærmere omtalt i kapittel 3.2, eller lastes ned fra hjemmesidene til Standard Norge^{xix}. I denne oppgaven er datasettet eksportert fra SIMIEN, og de meteorologiske dataene som er hentet ut er angitt i Tabell 8.

Tabell 8: Variabler eksportert fra simuleringssystemet SIMIEN

Variabel	Enhet
Direkte normal strålingsfluks	Wm ⁻²
Diffus horisontal strålingsfluks	Wm ⁻²
Temperatur	°C
Vindhastighet	ms ⁻¹
Solhøyde	°

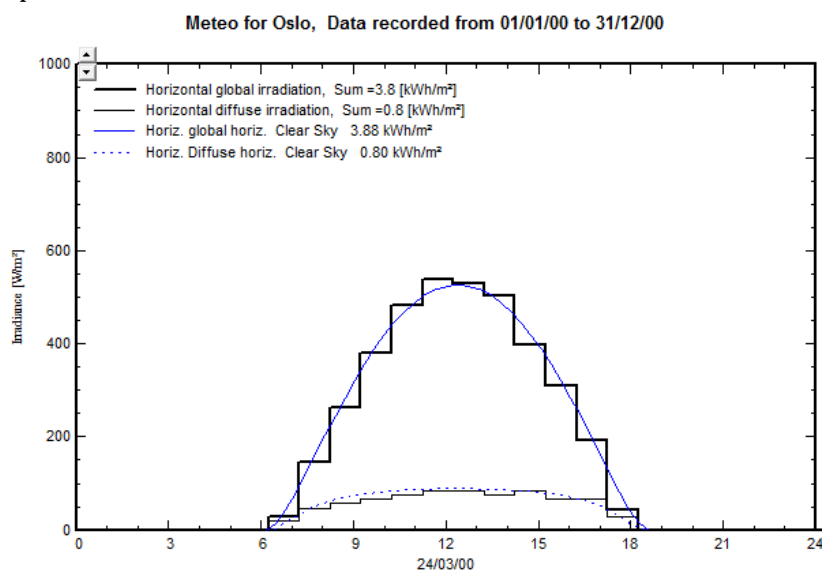
I PVsyst er det påkrevd horisontal globalstråling, mens de meteorologiske dataene fra SIMIEN kun har direkte normal strålingsfluks. Direkte normal strålingsfluks er direkte stråling fra sola som treffer en flate normal på stråleretningen. Horisontal globalstråling G_h kan beregnes ved summen av diffus horisontalstråling D_h , og direkte normalstråling B_n multiplisert med sinusverdien til solhøyde α ⁵⁵. Utregningen gjøres ved

$$G_h = D_h + B_n \cdot \sin(\alpha) \quad (3.1)$$

Når en meteorologisk fil skal importeres i PVsyst gjøres dette via flere steg. Dataimporten gjøres under menyvalget *Databases* og *Import ASCII meteo file*. Her velges prosjektets lokasjon og fil som ønskes importert. Datafiler kan importeres på formatene .DAT, .TXT og .CSV, og datafilen som lagres i PVsyst vil lagres som en .MET-fil. Under import er det viktig å plassere variablene i Tabell 7 under korrekt variabelnavn og at det korrigeres for eventuelle ulike enheter. I tillegg er det viktig å korrigere for tidsendring (*time shift*). En tidsmåling i PVsyst, for eksempel kl.12, referer til gjennomsnittet av målingene gjort mellom kl.12 og kl.13. Meteorologiske målinger som importeres kan referere til et bestemt tidspunkt hver time, for eksempel kl.12.30, og da må det korrigeres med en tidsendring. Tidsendringen settes ut fra midten av et tidsintervall. Korrekt tid for de meteorologiske dataene er viktig for blant annet beregning av diffus stråling og skyggeberegninger. Når de meteorologiske dataene er lagt inn bør dataene kontrolleres opp mot forventede verdier. Dette gjøres blant annet ved å sammenligne horisontal globalstråling og horisontal diffusstråling med modeller

^{xix} <https://www.standard.no/ns3031>

for tilsvarende variabler på klarværsdager. Et eksempel på dette vises i Figur 21, der dataene som er lagt inn passer fint med klarværsmodellen.



Figur 21: Sammenligning av importerte meteorologiske data for global og diffus horisontalstråling med strålingsmodell for en klarværsdag. Figuren er simulert i PVsyst.

I denne oppgaven er meteorologiske data for horisontal global- og diffusstråling, vindhastighet og omgivelsestemperatur importert i PVsyst, der horisontal globalstråling er beregnet ved likning 3.1. I dataene er det valgt at en måling skal gjelde for slutten av et tidsintervall. Det vil si at timesverdiene kl.12 representerer tidsintervallet fra kl.11 til kl.12. Det er lagt inn en tidsendring på +14 minutter, hvilket vil si at solgeometriske beregninger gjøres kl.11.44 for en timeverdi kl.12. Det er også gjort sammenligning av de beste månedlige klarværsdagene fra de importert dataene med modell for klarværsdag, og laget plott av klarhetsindeks for morgen- og kveldsverdier. Sammenligningene vises i vedlegg A.

3.2.3 Valg av albedo

I Pvsyst er det mulig å legge inn en standardverdi for albedo som gjelder hele året, eller det er mulig å definere månedlige verdier. Albedoen til omgivelsene vil avhenge av materialer som er valgt på bygninger og veier, samt omkringliggende vegetasjon. Omgivelsene rundt Posthuset er urbant med mange bygninger og veier, og lite vegetasjon. I Oslo sentrum er det milde vintre og det er sjeldent at snøen blir liggende over lengre perioder.

Det er vanskelig å få tak i albedomålinger som er representative for et spesifikt område fordi albedoen er direkte avhengig av omgivelsene. For eksempel absorberer mørk asfalt mye av innkommende solinnstråling og har lav albedo, mens lys betong vil i mye større grad reflektere en stor andel av innkommende stråling. Materialer og farger på bygninger vil påvirke refleksjonen, i tillegg til at regn og snø vil bidra til økt albedo.

Under simuleringene er det brukt månedlige verdier for albedo med utgangspunkt i målinger som gjøres på værstasjonen ved universitetet i Ås. Målingene gjøres over en gressplen og er lastet ned fra Fagklim^{xx} sine hjemmesider⁵⁶. I oppgaven er det tatt utgangspunkt i gjennomsnittlige månedsverdier fra år 2000 til 2013, og laget nye månedlige gjennomsnittsverdier basert på hele tidsintervallet. Noen måneder hadde mangelfulle data og er ikke inkludert. Hver gjennomsnittsverdi tar utgangspunkt i minimum 10 verdier og

^{xx} Feltlaboratorium med logge- og måleutstyr for meteorologiske data i Ås.

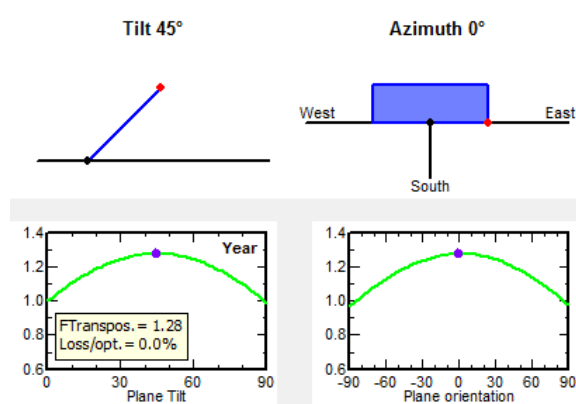
maksimalt 14 verdier. De månedlige gjennomsnittsverdiene som benyttes under simulering, samt standardverdier som foreslås av PVsyst, vises i Tabell 9.

Tabell 9: Beregnede gjennomsnittsverdier og standardverdier for albedo

Månedlige gjennomsnittsverdier for albedo (beregnet)		Standardverdier for albedo (PVsyst)	
Januar	0,61	Urbane miljøer	0,14-0,22
Februar	0,68	Gress	0,15-,025
Mars	0,53	Nyklipt gress	0,26
April	0,27	Nysnø	0,82
Mai	0,24	Våt snø	0,55-0,75
Juni	0,23	Tørr asfalt	0,09-0,15
Juli	0,22	Våt asfalt	0,18
August	0,23	Betong	0,25-0,35
September	0,24	Mursetin	0,33
Oktober	0,24	Aluminium	0,85
November	0,30	Galvanisert stål (ny)	0,35
Desember	0,52	Møkkete galvanisert stål	0,08

3.2.4 Orientering av solcellemodulene

Orientering av solcellemodulene defineres ved vinklene asimut og modulhelning. Som nevnt tidligere er det i denne oppgaven gjort en vurdering av solceller på fasadene som vender mot øst, sør og vest, samt en vurdering av solceller med ulik orientering på takene A1 og A2, vist i Figur 19.



Figur 22: Optimal orientering for en solcellemodul i Oslo-området. Figuren er hentet fra PVsyst.

For å finne optimal orientering av en solcellemodul benyttes optimeringsfunksjonen *show optimization* i PVsyst. Optimeringsfunksjonen viser en *transponeringsfaktor* som er forholdet mellom innstrålingen på et plan med valgt orientering og den horisontale solinnstrålingen. Figur 22 viser optimal orientering for en solcellemodul i Oslo-området, med en helning mellom 43° og 46°, og asimut lik null. Dette er optimal orientering for et helt år. Om sommeren vil sola stå høyere på himmelen og optimal helning vil være noe lavere, mellom 35° og 40°. Om vinteren står sola lavt på himmelen og optimal helning vil ligge mellom 67° og 70°. Likt for alle årstider er at det er mest optimalt med sørvendte solcellemoduler. Optimeringsfunksjonen i PVsyst gjør et røft estimat, og kan avvike fra virkeligheten.

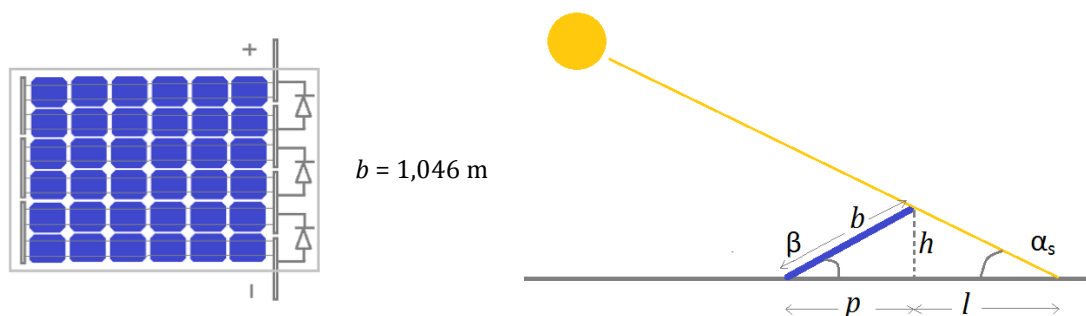
På *fasadene* er det sett på en løsning der modulene plasseres parallelt med fasaden, enten bygningsintegrert eller utenpå fasadematerialet. For vinduselementene er det tenkt at transparente solceller skal erstatte vindusmateriale.

På *taket* er det testet ut en rekke ulike oppsett av solcellemoduler. For to av oppsettene er det tatt utgangspunkt i optimalisering av energiproduksjon for sommermånedene. Grunnen til dette er at forbruksdataene viser størst energibehov i løpet av sommeren, spesielt til ventilasjonsskjøling. Målet med optimaliseringen er å se om det er mulig å redusere forbrukstoppene til Posthuset. Den ene sommeroptimaliseringen er gjort med solceller radene vinklet parallelt med bygningskroppen i sør-vest retning, og med en helning på 20° . Den andre sommeroptimaliserte løsningen er gjort ved å plassere modulene direkte mot sør og med en helning på 40° . For optimal plassering av modulene er radavstanden mellom modulene beregnet med utgangspunkt i skyggen som kastes fra modulene ved solhøyder om sommeren. Dette vil gi liten radavstand og god utnyttelse av takarealene, men store skyggetap i løpet av vinterhalvåret.

Til sammenligning er det gjort en simulering av solcellemodulene plassert med en helning på 20° parallelt med bygningskroppen, og en radavstand på 2,5 meter. Dette vil redusere skyggetapet over året, men gi mindre solcellearealer som kan produsere elektrisitet. For å redusere skyggene som blir kastet fra solcellemodulene er det også gjort en simulering der modulene har en helning på 5° og tett plassering.

Som et siste alternativ er det gjort en simulering der modulene plasseres parallelt med bygningskroppen i øst-vest retning. Helningen på modulene er satt til 5° og radene er plassert tett for best utnyttelse av takarealet.

Som utgangspunkt for simuleringen er det brukt monokrystallinske solceller fra SunPower av typen SPR-X21-335, med bredde 1,046 meter og lengde 1,559 meter vist i Figur 23.



Figur 23: Størrelse på solcellemodul brukt på tak og beregning av skygge fra solcellemodulene.

For beregning av avstand mellom solceller radene i forhold til skygging, er det tatt utgangspunkt i at høyden til solceller radene er en funksjon av bredden til silisiummodulene. Solhøyden er beregnet ved sommer- og vintersolverv, samt vår og høstjevndøgn ved likning 2.4 i kapittel 2.5.2, og brukt til å beregne skyggen som kastes fra en modul ved ulike årstider og ulike modulhelninger. Dette er gjort for å få en ide om hvor mye skyggekastene varierer ved ulike årstider. Med utgangspunkt i figuren til høyre i Figur 23 er laveste solhøyde for beregning av endelig avstand mellom solceller radene valgt slik at kravene i Tabell 10 oppfylles.

Tabell 10: Tidspunkter det ikke vil være skygge på solcellemodulene på taket, antatt at solinnstrålingen kommer normalt på retningen til modulradene.

20. apr-23. aug	Kl. 11-13
22. mai – 23. juli	Kl. 09-15

For å oppfylle kravene i Tabell 10 er avstanden mellom solcelleradene beregnet ut i fra en solhøyde på 40°. Skyggeberegningen er gjort med en antagelse om at solstrålene treffer normalt på retningen til radene. Skyggeberegningene er gjort ved likningene under der likning 3.5 angir total avstand mellom radene (ra)

$$h = \sin(\beta) \cdot b \quad , \quad (3.2)$$

$$p = \cos(\beta) \cdot b \quad , \quad (3.3)$$

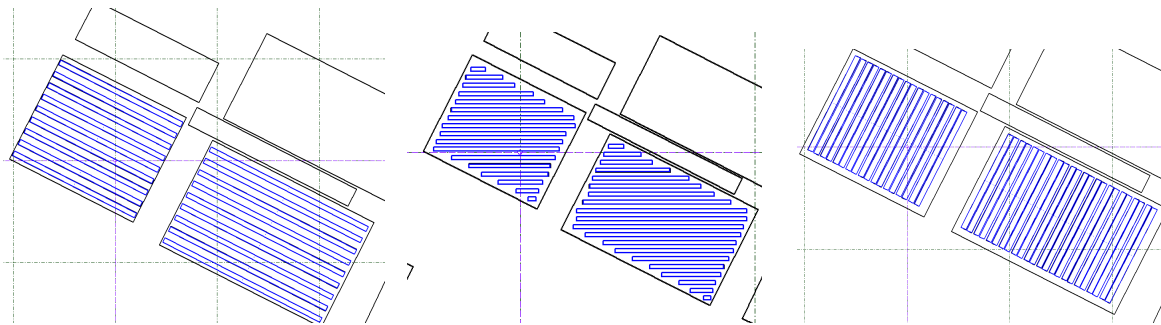
$$l = \tan(\alpha_s) \cdot h \quad , \quad (3.4)$$

$$ra = l + p \quad . \quad (3.5)$$

For de andre solcelleoppsettene på taket er skyggeberegning simulert i PVsyst. De ulike oppsettene av solceller på fasader og tak er oppsummert i Tabell 11, og noen av takløsningene vises i Figur 24 der takene ses ovenifra og sør peker nedover på bildet.

Tabell 11: Ulike oppsett med solceller på Posthuset som er simulert i PVsyst

	Navn på oppsett	Asimut	Helning	Radavstand (ra)	Forklaring av oppsettet
Vegg	Østfasade	-63°	90°	-	-
	Sørfasade	27°	90°	-	-
	Vestfasade	117°	90°	-	-
Vindu	Østvindu	-63°	90°	-	-
	Sørvindu	27°	90°	-	-
Tak	Parallell 20° liten	27°	20°	1,41 m	Solcelleradene plasseres parallelt med bygningskropp og har liten radavstand
	Parallell 20° stor	27°	20°	2,50 m	Solcelleradene plasseres parallelt med bygningskropp, med stor radavstand
	Sør 40° liten	0°	40°	1,60 m	Solcelleradene plasseres tett rettet mot sør, med liten radavstand
	Øst-vest 5°	-63° 117°	5°	2,75 m	Solcelleradene plasseres parallelt med bygningskropp, rygg mot rygg i øst-vest retning. Radavstanden er avstanden mellom hver rad i en retning.
	Parallell 5°	27°	5°	1,60 m	Solcelleradene plasseres parallelt med bygningskropp vendt mot sør, med lav helning og liten radavstand.



Figur 24: Ulike oppsett av solceller på taket sett oven ifra. Bildet til venstre viser solceller plassert parallelt med bygningskroppen i sørlig retning med stor radavstand. Bildet i midten viser solceller rettet direkte mot sør med liten radavstand. Bildet til høyre viser solceller plassert parallelt med bygningskropp i øst-vest retning.

3.2.5 Valg av solceller og invertere til simulering

I PVsyst er det et stort utvalg av leverandører og solcelleteknologier som kan benyttes til simulering. Teknologiene som er tatt i bruk i denne oppgaven er kun benyttet som eksempler på løsninger, ettersom det finnes en rekke andre muligheter. Ved valg av solceller er det brukt ulike teknologier på veggfasader, vindusfasader og tak. De ulike teknologiene som er benyttet under simulering vises i Tabell 12. Modulspefisikasjonene kan hentes fra PVsyst eller databladene til modulene^{57, 58}.

Solceller

På veggfasadene er det simulert med CIGS tynnfilm-solceller som fungerer godt i kaldt klima²⁵. En fordel med CIGS solcellene er at skygetapet er proporsjonalt med området som er skygget, noe som passer godt i et urbant strøk der bygninger gjerne står tett.

På takene gjøres simuleringene med monokrystallinske silisiumsolceller som har høy nominell effekt per flateareal. Modulene har også høyest effektivitet av de modulene det er valgt å simulere med, og vil kunne gi høy energiproduksjon per solcelleareal.

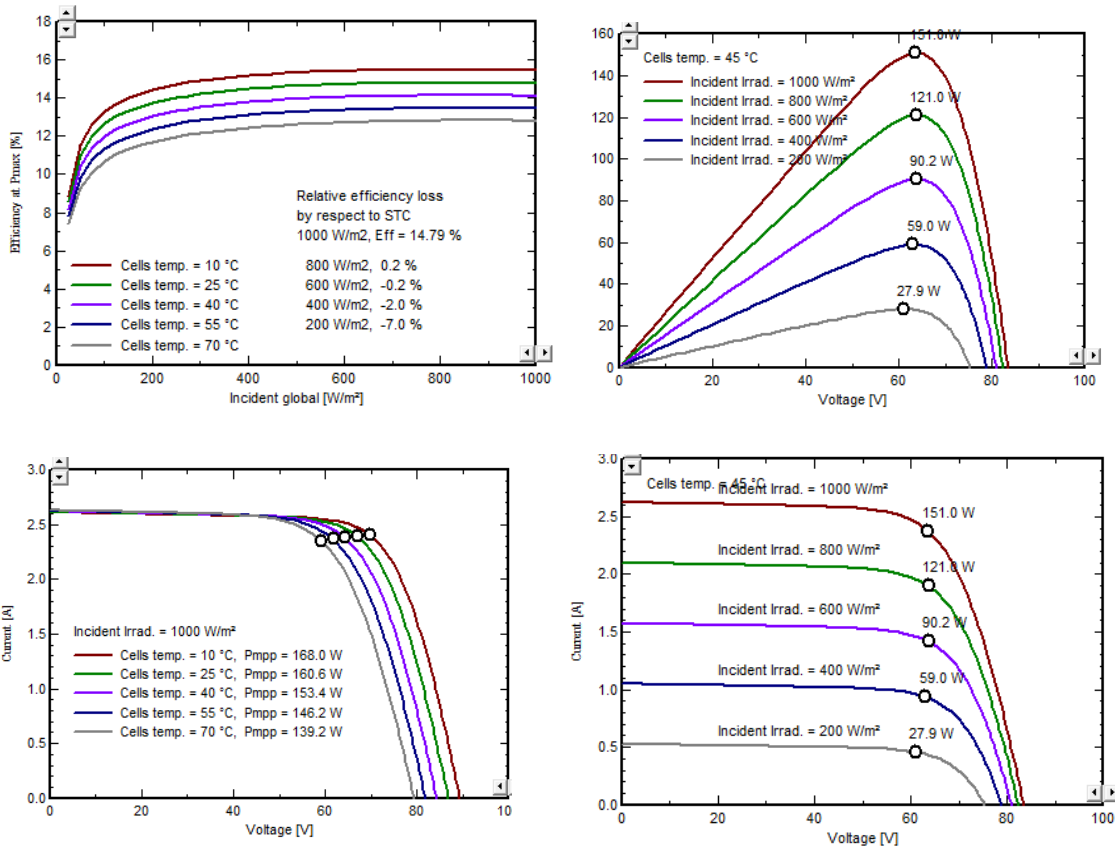
På vindusfasadene er det simulert med en form for bygningsintegreerte solceller av typen *ASI thru,,0* der modulene erstatter fasadematerialet. ASI står for amorf silisium og er tynnfilm-solceller som integreres i semi-transparente glassfasader som det er mulig å se igjennom. Modulene er tilgjengelig i laminert form eller doble glass. Ved laminert form ligger solcellene mellom to glass som plasseres inntil hverandre, mens ved doble glass er det to glass med luft imellom, der solcellene festes til det ytterste glasset. Solcellene i modulen benytter en teknologi der amorf silisium er dopet med hydrogen og plassert i tandem. Modulen er satt sammen av fire delmoduler i doble glass. Solcellene har en lav temperaturkoeffisient på kun $-0,16\%/^{\circ}\text{C}$ og er mindre følsomme for temperatur sammenlignet med de to andre teknologiene brukt under simulering. Modulene har et areal i underkant av 3 m^2 , som er den største tilgjengelige modulstørrelsen^{59, 60}, og er nesten dobbelt så store som konvensjonelle moduler som normalt har en størrelse rundt $1,6\text{ m}^2$.

Tabell 12: Solcellemoduler benyttet under simulering

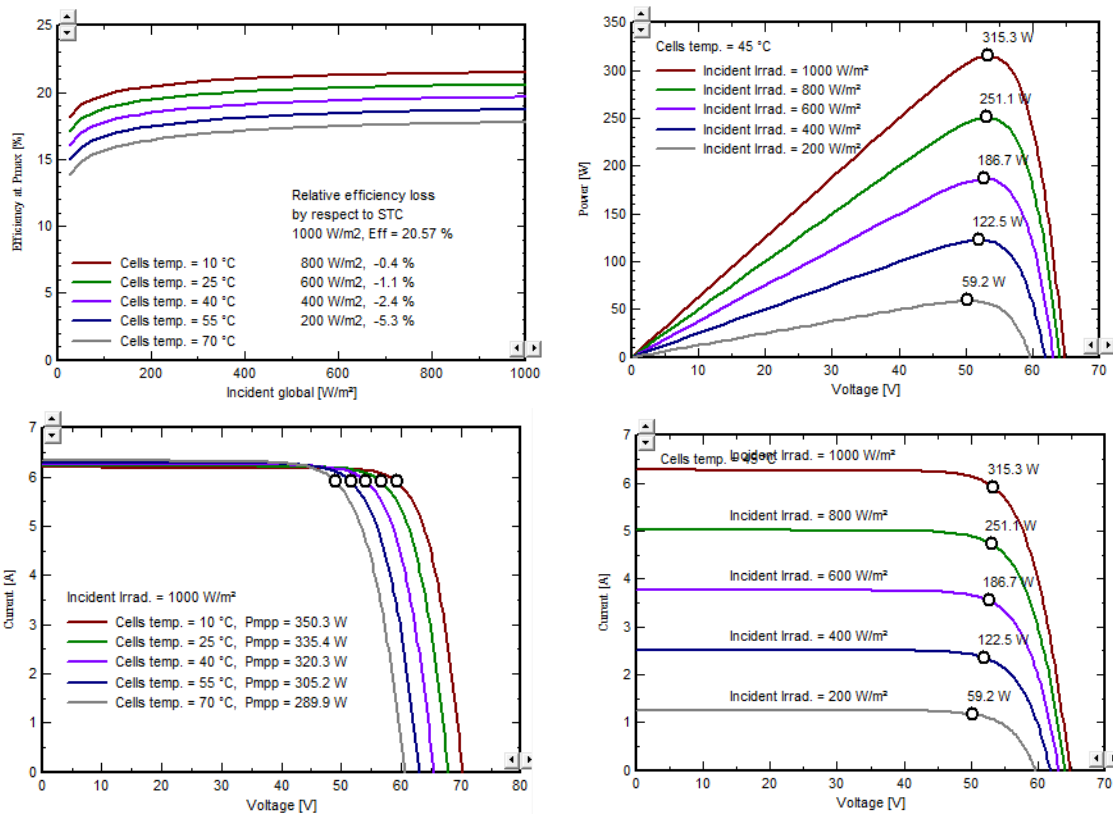
	Veggfasader	Tak	Vindusfasader
Teknologi	CIGS tynnfilm	Monokrystallinsk silisium	a-Si:H i tandem, transparent
Produkt	TS-160-C2	SP-X21-335	ASI-THRU-4-IO
Produsent	TSMC Solar	SunPower	Schott Solar AG
Nominell effekt	160 W _p	335 W _p	156 W _p
Positiv/negativ sortering ^{xxi}	-0/+5 %	-0/+5 %	-10/+10 %
Effektivitet	14,7 %	21,1 %	5,3 %
Temperaturkoeffisient	-0,31 %/°C	-0,30 %/°C	-0,16%/°C
Lengde	1,656 m	1,559 m	1,122 m
Bredde	0,656	1,046 m	2,619 m
Areal	1,086 m ²	1,631 m ²	2,939 m ²
Antall solceller i serie	133	96	65 (4 strenger i parallell)
Totalt antall celler	133	96	260
Årlig degradering	ingen	-0,4 %/år	Ikke oppgitt
Produktgaranti	10 år	25 år	Ikke oppgitt
Effektgaranti	Garantert effektproduksjon på minimum 90 % de 10 første årene og 80 % i minimum 25 år ⁵⁷ .	Garanti på 95 % effektproduksjon de 5 første årene. Deretter garanteres en maksimal årlig degraderingsrate på -0,4%/år til modulene er 25 år gamle. Modulene antas å kunne produsere over 70 % av nominell effekt i 40 år ⁶¹ .	Ikke oppgitt
Annet	<i>Light soaking effect</i> kan gi opp mot 3 % ekstra energiproduksjon ⁵⁷ .		Fasadeintegrert, erstatter annet vindusmateriale.

I Figur 25, Figur 26 og Figur 27 vises de elektriske egenskapene til de tre modulene ved forskjellig temperatur og innstråling. Bildet øverst til venstre i hver figur viser hvordan effektiviteten avtar med økende temperatur. Bildet øverst til høyre i hver figur viser hvordan effektproduksjonen endres med økende solinnstråling og at effekttoppene, P_{mpp}, ligger ved omtrentlig samme spenningsnivå. De to nederste bildene i hver figur viser hvordan modulens IV-karakteristikk endres med celledtemperatur og innstråling. Som beskrevet i kapittel 2.2.1, viser kurvene at spenningen faller ved økende celledtemperatur, der strømmen er tilnærmet konstant. Ved økende solinnstråling vil strømmen ut av modulene øke ved en tilnærmet uendret spenning.

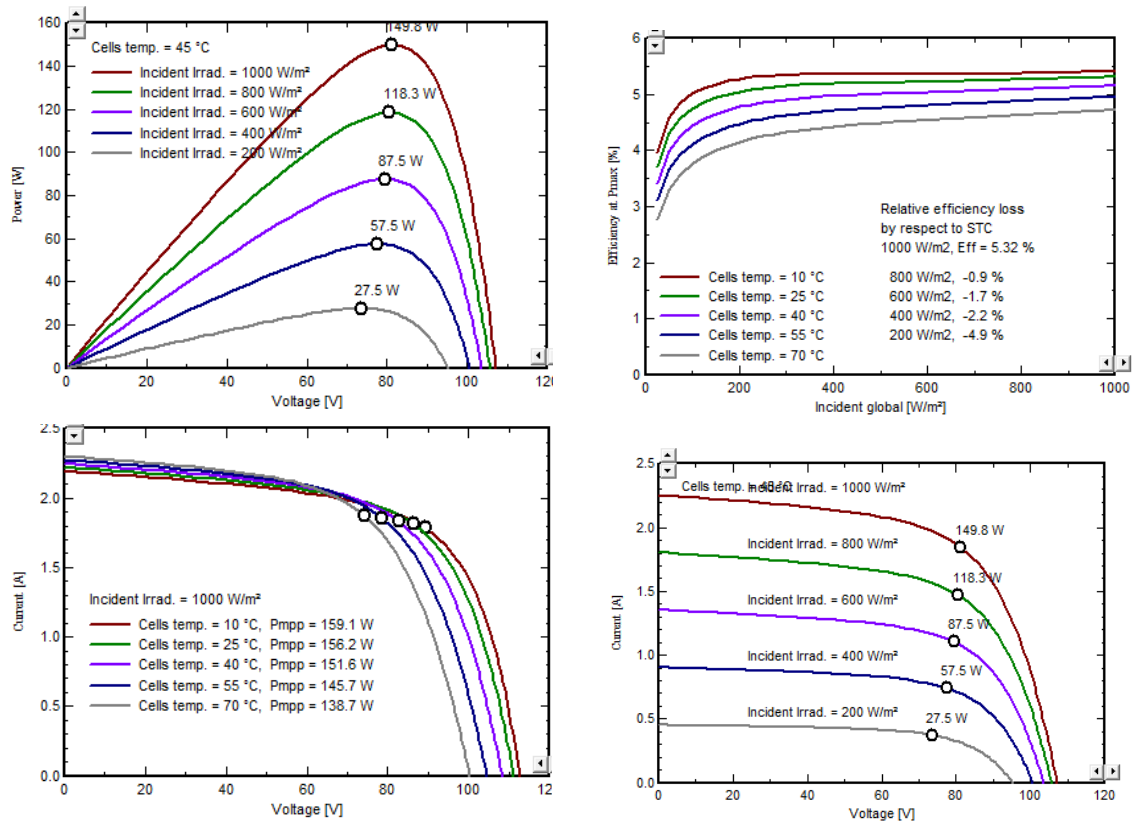
^{xxi} Toleransen til nominell effekt som modulene leveres med. Ved positiv sortering er modulene garantert å leveres med minimum oppgitt nominell effekt.



Figur 25: Effektivitetskurve, effektkurve og IV-karakteristikk for TS-160-C2 fra TSMC-Solar brukt på veggfasader under simulering i PVsyst. Figurene er hentet fra modulspefisikasjonen i PVsyst.



Figur 26: Effektivitetskurve, effektkurve og IV-karakteristikk for SPR-X21-335 fra SunPower brukt under simuleringer av solceller på taket. Figurene er hentet fra modulspefisikasjonen i PVsyst.



Figur 27: Effektivitetskurve, effektkurve og IV-karakteristikk for ASI Thru-4-IO 10 % fra Scott Solar, brukt på vindusfasader under simulering. Figuren er hentet fra modulkarakteristikk i PVsyst.

Vekselrettere

Ved valg av *vekselretter* er det hovedsakelig gjort simuleringer med en 20 kW eller 25 kW strengvekselretter, *Sunny Tripower*, fra leverandøren *SMA*. Strengvekselrettere er valgt fremfor sentralvekselrettere ettersom de er av betydelig mindre størrelse, slik at det er lettere å finne plass til å installere de. På en annen side vil det kreves flere vekselrettere på hver fasade og på takene, ettersom de har lavere nominell effekt. Om det skulle skje en feil med en vekselretter vil det være lavere økonomisk kostnad å bytte en strengvekselretter enn en sentralvekselretter. Modulinvertere kan også benyttes, men som nevnt i kapittel 2.1.4 er de fremdeles dyre, sammenlignet med andre løsninger. Vekselretterne er tilpasset Posthuset ved at de følger kravene under:

- 50 Hz
- Tre faser
- 400 V

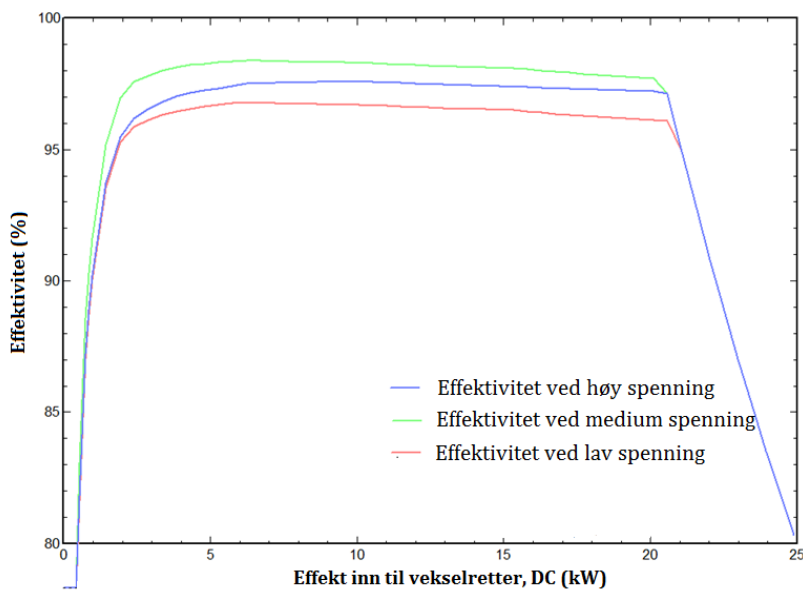
Vekselretterne fra *SMA* kan ta imot et bredt spekter av spenningsnivåer, noe som gjør at de også jobber i svakt lys. Den har to maksimale effektinganger, *MPP*, som bidrar til å maksimere ytelsen og gjør det mulig å bruke vekselretteren for flere retninger og helninger. Vekselrettere fra *SMA* har et integrert kommunikasjonssystem som gjør det mulig å regulere reaktiv effekt, samt at det gir mulighet for fjernovervåking over internett ^{62, 63}.

Under simulering av vindusfasadene, der teknologien *ASI Thru* ble benyttet, ble det brukt vekselrettere fra produsenten *Ingeteam*. I følge *PVsyst SA*⁶⁴ bør det ved bruk av a-Si solceller benyttes vekselrettere med transformator for å unngå korrosjon. Det var utfordrende å finne vekselrettere med transformatorer, samtidig som de hadde 50 Hz og var trefaset. Det var dermed nødvendig å gå ned i effektstørrelse for å finne en vekselretter som passet solcellene. Vekselretteren som ble benyttet fra *Ingeteam* har en lavfrekvent trafo med 3 *MPP* innganger,

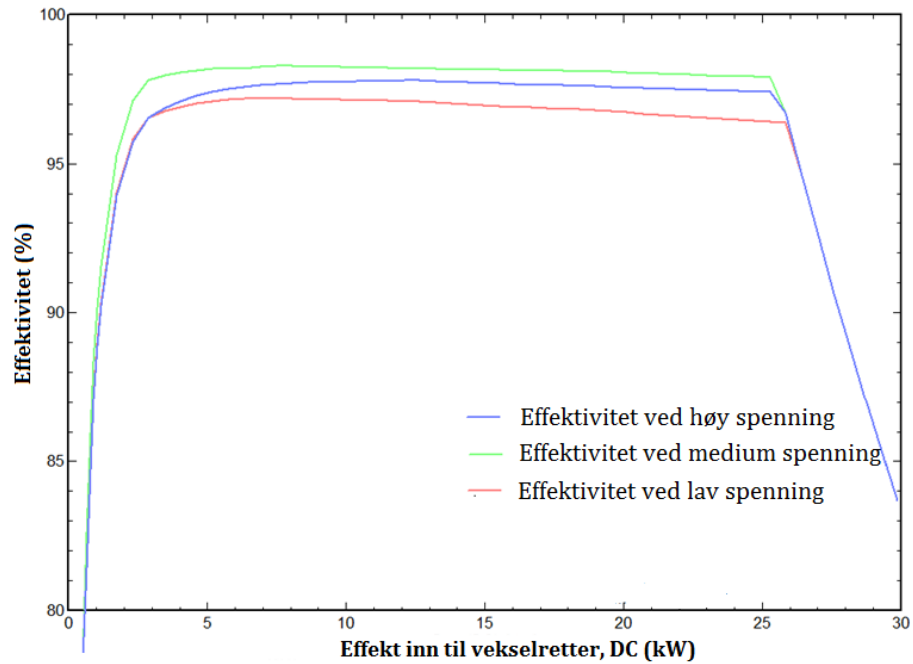
samt DC- og AC-bryter. Dataspesifikasjoner for vekselretterne som er benyttet under simulering er vist i Tabell 13, og effektivitetskurve som funksjon av effekt inn til vekselretterne vises i Figur 28, Figur 29 og Figur 30.

Tabell 13: Vekselrettere benyttet under simulering

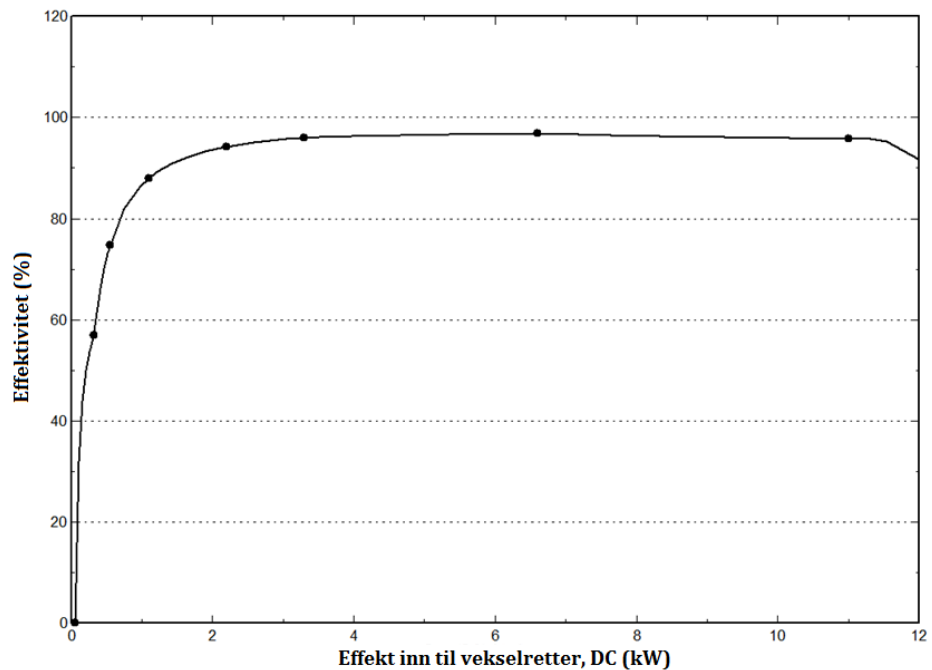
Produkt	Vekselretter		
	Sunny Tripower	Sunny Tripower	Ingecon Sun 19 TL-Sm
Produsent	SMA	SMA	Ingeteam
Nominell AC effekt	25 kW	20 kW	11 kW
Maksimal effektivitet	98,3 %	98,4 %	96,8 %
Antall MPP innganger	2	2	3
Størrelse	0,665 x0,265 x0,690m ³	0,665 x0,265 x0,690m ³	0,644x0,280x0,668m ³
Vekt	61 kg	61 kg	56 kg
Transformator	nei	nei	ja
AC switch	nei	nei	ja
DC switch	ja	ja	ja
Effektgrense på DC siden	125 kW	100 W	60 W



Figur 28: Sunny Tripower 20 kW. Effektivitetskurve som funksjon av innsendt effekt til vekselretter. Hentet fra PVsystem.



Figur 29: Sunny Tripower 25 kW. Effektivitetskurve som funksjon av innsendt effekt til vekselretter. Hentet fra PVsyst.



Figur 30: Ingecon Sun 19 TL-Sm 11 kW. Effektivitetskurve som funksjon av innsendt effekt til vekselretter. Hentet fra PVsyst.

3.2.6 Tapsledd i hele solcellesystemet

I kapittel 2.3 ble det presentert hvilke faktorer som kan påvirke ytelsen til et solcelleanlegg og faktorer som kan bidra til tap i systemet. I PVsyst deles tapsleddene opp i ulike grupper som defineres ut ifra spesifikasjoner for valgt teknologi. Valgte verdier for tapsleddene i PVsyst vises i Tabell 14. Leddene påvirker effektiviteten til solcellesystemet både positivt og negativt.

Tabell 14: Tapsledd under simulering av solcelleanlegget i PVsyst

Tapsledd	Teknologi	Valgte verdier	Standardverdi i Pvsyst
Termiske tap	Tak	$U_c=29 \text{ W/m}^2\text{K}$ $U_v=0 \text{ W/m}^2\text{K}$	Avhengig av montering, se Tabell 15.
	Veggfasade	$U_c=20 \text{ W/m}^2\text{K}$ $U_v=0 \text{ W/m}^2\text{K}$	
	Vindusfasade	$U_c=15 \text{ W/m}^2\text{K}$ $U_v=0 \text{ W/m}^2\text{K}$	
Ohmske tap i ledningene		1,5 %	1,5 %
Kvalitetstap i moduler	Tak	-1,3 %	-1,3 %
	Veggfasade	-1,6 %	2,5 %
	Vindusfasade	5 %	5 %
LID		0 %	Ingen standardverdi, kommer kun opp for c-Si
Tap pga. ulik IV-karakteristikk blant solcellene i en streng (<i>mismatch losses</i>)	Tak	1 %	1 %
	Veggfasade	0,5 %	0,8 %
	Vindusfasade	0,8 %	0,8 %
Tap pga. partikler som deponeres på modulene (<i>soiling losses</i>)	Tak	Verdier fra Tabell 3	3 % årlig tap
	Fasader	2 %	
Refleksjonstap (<i>IAM</i>)		Ashrae modellen. $b_o=0,05$	Refleksjonstapet ved bruk av en parametrisering kalt Ashrae. Modellen er kun avhengig av en parameter med standardverdi; $b_o=0,05$
Tap ved at systemet er utilgjengelig		0 %	2 %
Light soaking effect	Veggfasade	2,5%	3 %

Alle verdier er diskutert med Stanislas ⁶⁵ og Andreassen ⁶⁶ og sett opp mot standardverdier som er satt i PVsyst.

For *termiske tap* er det utarbeidet standardverdier i PVsyst som er tilpasset montasjen av systemene. Den termiske oppførselen til solcellesystemet avhenger av omgivelsestemperaturen og i hvilken grad solcellene varmes opp av solinnstråling. Montasjen av solcellene vil påvirke den termiske kjølingen av solcellesystemet. Et fritt montert system vil ha større kjøling enn et integrert system, og vil dermed ha høyere termisk tapsfaktor og bedre kjøling. Bedre kjøling av solcellene vil påvirke ytelsen til solcellene positivt. Vindfaktoren i det termiske tapet vil være vanskelig å bestemme på grunn av at det er vanskelig å få tak i pålitelige kilder for prosjektets lokasjon. Vindfaktoren settes dermed ofte til null, noe den er gjort i denne oppgaven også. Hvis det ikke er oppgitt noen verdier for vindhastighet i de meteorologiske dataene, vil PVsyst inkludere U_v i U_c . Standardverdiene for termisk tap vises i Tabell 15 og anses som representative⁶⁵. På taket er modulene fritt montert med god ventilasjon på begge sider av modulene. På veggfasadene har vi valgt semi-integrerte moduler med noe lufting bak, og på vindusfasadene er modulene fullstendig integrert og vil kun ventileres på fremsiden.

Tabell 15: Standardverdier som benyttes for termisk tapsledd i PVsyst ved ulike monteringer av solcellemoduler

Montering	U_v	U_c
Fritt montert moduler med luftsirkulasjon	0	29W/m ² K
Delvis integrerte moduler med lufting bak	0	20W/m ² K
Fullstendig integrerte moduler uten lufting	0	15W/m ² K

Ohmske tap angis i PVsyst som forholdet mellom motstanden i ledningen under nominell effekt og den faktiske motstanden til solcellesystemet. Ohmske tap beregnes under standard testforhold og PVsyst angir en standardverdi på 1,5 %. I oppgaven er de ohmske tapene satt til standardverdi på 1,5% som også er brukt i Multiconsult sin rapport om kostnader på solkraft i Norge³³.

Kvalitetstapet i modulene er satt som negative for CIGS solcellene fra TSMC og c-Si solcellene fra SunPower, som begge har positiv sortering. Det betyr at den maksimale toleransen for nominell effekt for CIGS vil ligge på 0/+2,6 W_p , mens den for c-Si vil ligge på 0/+4,4 W_p . ASI Thru modulene er satt til en standardverdi på 5 %, noe som vil si at modulene kan ha lavere installert effekt enn hva som oppgis i databladet. Kvalitetstapet for Si-solcellene er satt til standardverdi, mens tapet for CIGS solcellene er beregnet ut ifra en veiledning TSMC har laget for simulering av solcelleanlegg som benytter deres CIGS moduler ⁶⁷. I veiledningen antas det en gjennomsnittlig kvalitetsøkning på 2,5 W. Beregningen gjøres som et forhold mellom kvalitetsøkningen og den nominelle effekten til modulene

$$kvalitets\ddot{o}kning = \frac{2,5W}{P_{peak}} \cdot 100\% \quad . \quad (3.6)$$

I PVsyst fikk vi kun mulighet til å velge et *LID* tap for c-Si. LID et ytelsestap som oppstår i krystallinske moduler, men settes likevel til null for c-Si. Grunnen til dette er at solcellene fra SunPower består av en base med n-dopede celler, framfor konvensjonelle p-dopede borskiver. Dermed vil ikke c-Si solcellene utsettes for lysindusert degradering³⁸. For a-Si skjer det også lysindusert degradering den første tiden modulene utsettes for lys^{36, 68}, men den er funnet mindre for a-Si:H⁶⁹. Det er mulig at den er såpass liten at den ikke tas hensyn til i en simulering.

Tap som funksjon av ulik IV-karakteristikk settes til 1 % for silisium solceller, som er standardverdi i PVsyst og benyttes i andre kilder³³. Tap for CIGS moduler settes til 0,5 %⁶⁵, og for ASI Thru settes den til 0,8 %, som er standardverdi.

Tap i form av partikler som deponeres på solcellene er satt ut ifra Tabell 3 i kapittel 2.3.5 for solcellene på taket, ettersom det vil kunne bli noe snøtap her. For solcellene på fasadene er det årlige tapet satt til 2 %.

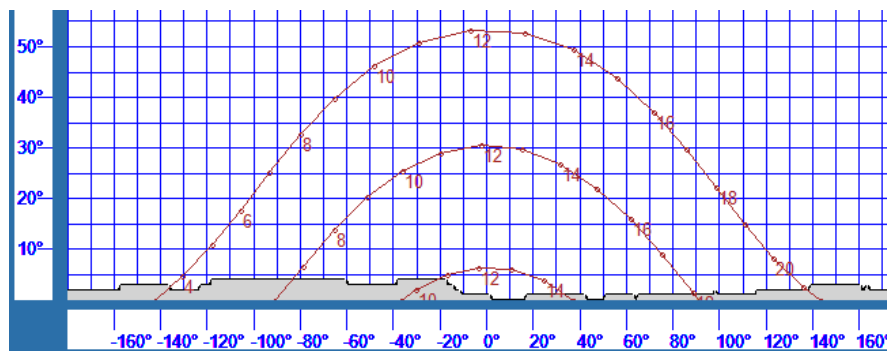
Refleksjonstapet beregnes ved Ashrae modellen som brukes som standard i USA ³⁸.

Tap som følge av at *systemet ikke er tilgjengelig* er vanskelig å forutse, men vil mest sannsynlig svært lite. Tapet settes dermed til null⁶⁵.

TSMC er produsent av CIGS solcellene som er brukt i simuleringen, og anbefaler i sin veiledning en *light soaking effekt* på 2,5 %⁶⁷.

3.2.7 Generering av horisont ved bruk av programvaren Meteonorm

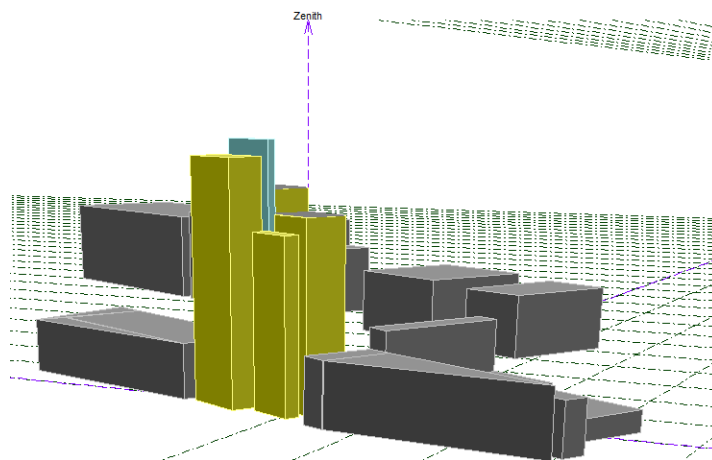
En horisontprofil for Posthusets lokasjon er generert ved hjelp av programvaren Meteonorm, versjon 6.1, som kan lastes ned fra Meteonorms hjemmeside ⁷⁰. Her var det mulig å benytte en demoversjon som varte i 10 dager, for senere registrering om ønskelig. For å generere en horisontprofil ble det lagt inn antall meter over havet, tidssone og lengde- og breddegrad til Posthusets lokasjon. Verdiene vises i Tabell 6. Videre var det mulig å velge at horisontprofilen skulle lages på et format tilpasset Pvsyst, en .hor fil. Deretter starter kalkuleringen av horisontprofilen. Figur 31 viser horisontprofilen, vist i grått, som ble generert, og den stemmer bra med enkle beregninger som også ble gjort med utgangspunkt i høydekurver og lengdeavstander i Google Earth. Horisontprofilen er under 5° i alle retninger.



Figur 31: Horisonten som ses fra for Oslo Posthus sin lokasjon, generert ved programvare fra Meteonorm.

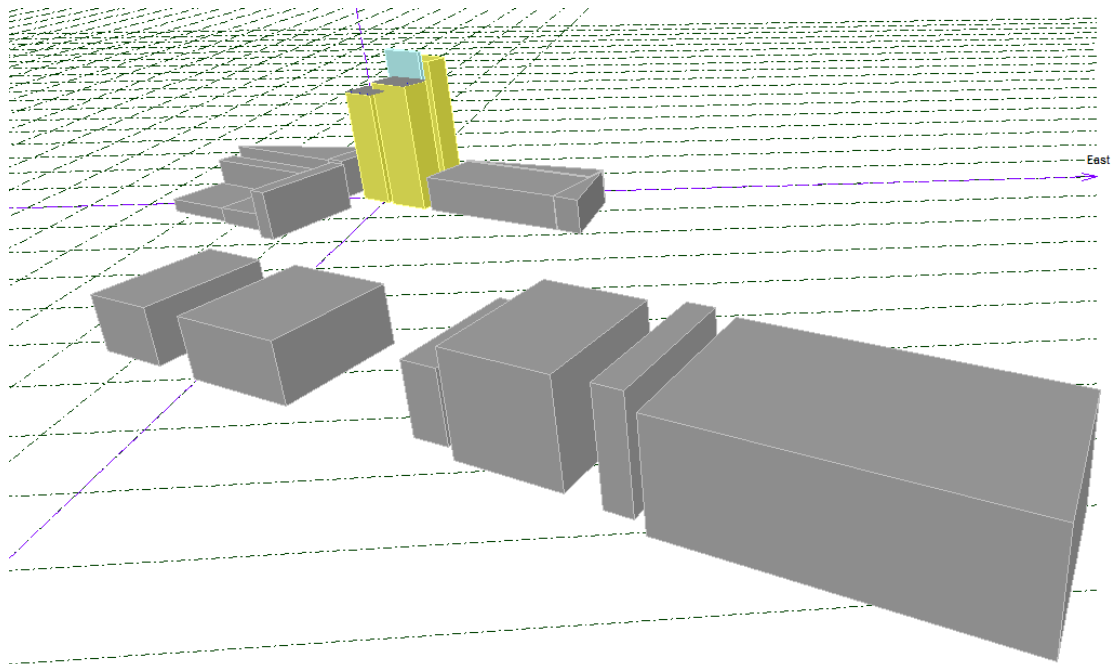
3.2.8 Definere nærliggende objekter som kan skygge for solcellene

I Pvsyst er det en egen 3D-scene der det er mulig å bygge opp solcelleanlegget og objekter som kan skygge for modulene. I denne oppgaven er det rehabiliterte Posthuset tegnet inn i 3D-scenen, med utgangspunkt i bygningsdimensjoner som er funnet ved hjelp av måleverktøy i AutoCad. Ved bruk av Google Earth er horisonten som ses fra Posthuset ved en høyde på 30 meter inspisert, og aktuelle bygg som strekker seg over horisonten er lagt inn i Pvsyst. Bygg i nordgående retning, som for eksempel Oslo Plaza, er ikke blitt tatt hensyn til da disse uansett ikke vil gi skygge for solcellepanelene. For å finne størrelsen til de omkringliggende byggene er det benyttet en enkel utgave av GIS^{xxii} som gir mulighet for oppmåling av bygningene. Google Earth er også benyttet for å finne høyden til hvert enkelt bygg og den horisontale avstanden til Posthuset. 3D-scenen som er bygget i Pvsyst til simulering av Posthuset vises i Figur 32 og Figur 33.



Figur 32: Posthuset, vist i gult, sett fra nordsiden. Bilde er fra 3D-scenen i Pvsyst.

^{xxii} http://www.gislink.no/kart/index.html?Viewer=GisLink_enkel



Figur 33: Posthuset sett fra sørsiden. Bilde av 3D-scene laget i PVsyst med bygninger som er potensielle skyggeobjekter.

3.2.9 Skyggeberegninger av de ulike modulene

I 3D-scenen er det også mulig å dele solcellesystemet inn i strenger representert ved rektangulære områder i solcellene. Inndeling benyttes ved skyggeberegning og fungerer slik at hvis en del av en streng skygges vil den elektriske effekten til strengen bli redusert med 70 %, som valgt i denne oppgaven. Ved 100 % effekttap vil hele strengen slutte å produsere effekt når den skygges, men siden det eksisterer bypassdioder vil det likevel produseres noe effekt. Den elektriske effekten settes derfor normalt til 60-80 %⁷¹. Denne skyggemetoden er kun benyttet for c-Si solceller, ettersom skyggetapet er proporsjonalt med området som skygges for tynnfilmceller. Tynnfilmcellene er simulert med et skyggetap som er lineært med området som skygges ved funksjonen *linear shading*.

3.3 Beregning av årlig energiforbruk

Under utarbeidelsen av Urban Mountain ble det gjort årssimulering for Posthusets netto energibehov og levert energi til bygningen. Simuleringen ble foretatt av COWI AS i simuleringsprogrammet SIMIEN, som bygger på beregningsmetodene beskrevet i den norske standarden NS3031⁴⁸. I en tidlig fase av prosjektet ble det gjort to simuleringer for ulike scenarier; en med antagelse om at bygget består av 50 % vindusfasader og en simulering med antagelse om at bygget består av 85 % vindusfasade. Effektforkretet er simulert med 65 % vindusfasader, ettersom det er de prosjekttegninger og prosjektbeskrivelse operer med. Glassarealer er noe arkitekten fremdeles jobber med.

3.3.1 Sentrale forbruksdata

I oppgaven er det tatt utgangspunkt i simuleringsrapporten fra SIMIEN med 50 % vindusfasade. Oppvarmet bruksareal (BRA) for Posthuset er 63 925 m². Tabell 16 viser årlig netto^{xxiii} energibehov, årlig elektrisk energibehov, samt netto spesifikt energibehov for de ulike energipostene. Tabell 17 viser en oversikt over de ulike energikildene til Posthuset, og hvor mye energi hver energikilde leverer årlig. Figur 34 viser fordelingen av energipostene ut ifra elektrisk energibehov som vises i Tabell 16.

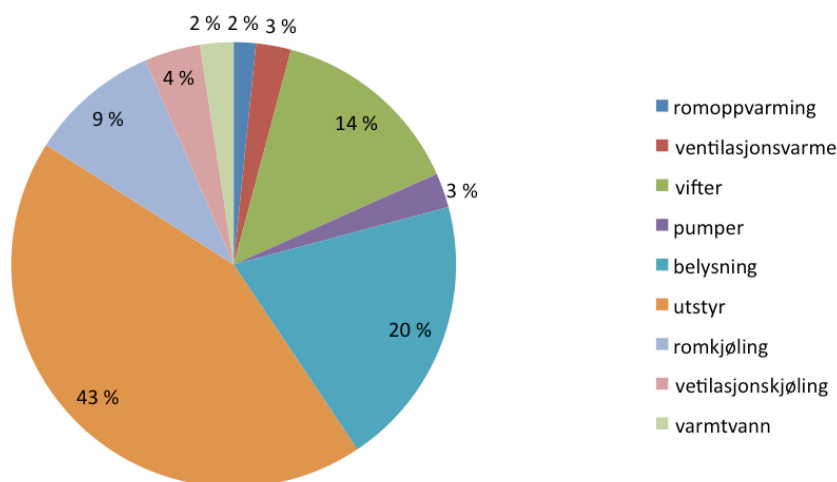
^{xxiii} Ved netto energibehov er det ikke tatt hensyn til noen tap eller systemvirkningsgrader.

Tabell 16: Årlig netto energiforbruk delt opp i energiposter beregnet for Posthuset med 50 % vindusfasade. Tabellen er hentet fra simuleringsrapport for SIMIEN.

Energipost	Netto energibehov (kWh)	Elektrisk energibehov (kWh)	Spesifikt energibehov netto (kWh/m ²)
Romoppvarming	212 368	81 680	3,3
Ventilasjonsvarme	336 190	129 304	5,3
Varmtvann	320 385	123 225	5,0
Vifter	718 109	718 109	11,2
Pumper	127 744	127 744	2,0
Belysning	1 002 858	1 002 858	15,7
Teknisk utstyr	2 202 369	2 202 369	34,5
Romkjøling	1 295 286	479 736	20,3
Ventilasjonskjøling	556 759	206 207	8,7
Totalt	6 772 068	5 071 231	105,9

Tabell 17: Årlig levert energi til Posthuset ved 50 % vindusfasade. Tabellen er hentet fra SIMIEN rapporten.

Energikilde	Levert energi (kWh)	Spesifikk energi levert (kWh/m ²)
Direkte elektrisitet	4 051 080	63,4
Elektrisk varmepumpe	1 020 151	16,0
Fjernvarme	98 744	1,5
Totalt	5 169 975	80,9



Figur 34: Årlig elektrisk energiforbruk fordelt på ulike energiposter.

3.3.2 Beregning av timeverdier for energiforbruket til Posthuset

For å kunne se om det til tider i løpet av et år vil være overskudd av elektrisitet, er det laget timeverdier for årlig elektrisk forbruk. Fra programvaren SIMIEN er det mulig å hente ut timeverdier for netto effektbehov til oppvarming (ventilasjonsvarme og romoppvarming) og til kjøling (romkjøling og ventilasjonskjøling), mens de andre energipostene er beregnet i samarbeid med energirådgiver Anne-Kristine Amble fra COWI AS.

Energikildene til de ulike energipostene vises i Tabell 17. Elektrisk varmepumpe forsyner oppvarming, varmtvann og kjøling. Fjernvarme brukes til oppvarming og varmtvann, mens direkte elektrisitet brukes til pumper, vifter, utstyr og belysning. For energipostene som benytter fjernvarme og elektrisk varmepumpe er fordelingen 10 % fjernvarme og 90 %

varmepumpe. Ved beregning av timeverdier er det sett bort ifra varmepumpe, ettersom det er det elektriske energiforbruket som er interessant i denne oppgaven.

Elektriske effektbehov for romoppvarming og ventilasjonsvarme dekkes 90 % av elektrisk varmepumpe og 10 % av fjernvarme. Beregning av energibehov er gjort med utgangspunkt i timeverdiene som hentes ut fra SIMIEN. For å finne det faktiske elektriske forbruket deles hver timeverdi på systemvirkningsgraden (COP_v) til varmepumpen. Timeverdiene beregnes ved

$$P_{VP} = \frac{Q_{ut}}{COP_v} \cdot 0,9 \quad , \quad (3.7)$$

der P_{VP} er det elektriske effektbehovet som kreves av varmepumpa hver time, og Q_{ut} er netto effekt som sendes ut i form av varme hver time.

Elektrisk effektbehov for romkjøling og ventilasjonskjøling forsynes av varmepumpe og beregnes på tilsvarende måte som for oppvarming ved å dele på systemvirkningsgraden (COP_k). Utregningen er gjort ved

$$P_{VP} = \frac{Q_{ut}}{COP_k} \quad . \quad (3.8)$$

Det elektriske effektbehovet for varmtvann forsynes av 10 % fjernvarme og 90 % varmepumpe. For hverdager beregnes effektbehovet som produktet av spesifikt effektbehov i W/m^2 og oppvarmet bruksareal (BRA), delt på systemvirkningsgraden til varmepumpa. For helger settes effektforbruket til null. Utregningen for driftsdager vises ved

$$P_{VP} = \frac{Q_{ut_hverdag} \cdot BRA}{COP} \cdot 0,9 \quad . \quad (3.9)$$

Det elektriske effektbehovet for vifter beregnes med utgangspunkt i luftmengde (LF) som sendes ut og spesifikk vifteeffekt (SFP). Ved utregning deles det på antall sekunder i en time, 3600. Luftmengden senkes om natten og vil dermed variere i løpet av døgnet. Utregningen vises ved

$$P_{elektrisk} = \frac{LF \cdot SFP}{3600} \cdot 1000 \quad . \quad (3.10)$$

Det elektriske effektbehovet for pumper antas å være konstant gjennom hele året og settes til gjennomsnittlig pumpeeffekt ($P_{pumpe_gj.snitt}$).

Det elektriske behovet til utstyr og belysning varierer med ukedag og helg, samt tid på døgnet. Det elektriske effektbehovet er beregnet som konstant over en driftstid på 12 timer på hverdager, mens den ellers settes til null. Effektbehovet er beregnet ut ifra summen av spesifikt effektbehov for utstyr (E_{utstyr}) og belysning ($E_{belysning}$), multiplisert med oppvarmet bruksareal. Utregningen for effektforbruk i driftstid vises ved

$$P_{elektrisk} = (E_{belysning} + E_{utstyr})BRA \quad . \quad (3.11)$$

De ulike energiposter med tilhørende påvirkende faktorer og energikilder oppsummeres i Tabell 18. Alle påvirkende faktorer er hentet fra simuleringsrapporten fra SIMIEN.

Tabell 18: Energipostene for elektrisk energiforbruk med tilhørende verdier for påvirkende faktorer

Energipost	Energikilde	Påvirkende faktor	Verdi
Romkjøling Ventilasjonskjøling	Elektrisk varmepumpe	COP_k	2,70
Romvarme Ventilasjonsvarme	Elektrisk varmepumpe (og fjernvarme)	COP_v	2,34
Varmtvann		$Q_{ut_hverdag}$	0,8 W/m ²
Vifter	Direkte elektrisitet	LF driftstid	448 074 m ³ /t
		LF natt	127 850 m ³ /t
		SFP	1,5 kW/(m ³ s)
Pumper		$P_{pumpe_gj.snitt}$	14,6 kW
Utstyr og belysning		E_{utstyr}	11 W/m ²
		$E_{belysning}$	5 W/m ²

3.4 LCOE, økonomisk analyse av solcelleanlegget

Beregning av energikostnadene for solcelleanlegget er gjort med utgangspunkt i Multiconsult sitt kostnadsstudie på solkraft i Norge³³. Beregningene er gjort med LCOE-metoden og likning 2.7, som er beskrevet i kapittel 2.8. Beregningene er gjort med utgangspunkt i to scenarier. Det ene tar for seg den antatt mest økonomiske løsningen ut ifra mengde energi som blir produsert i forhold til installert effekt ved ulike oppsett av solceller, mens det andre scenarioet tar for seg energikostnadene for tilfellet der mest energi blir produsert. Tabell 19 viser standard betingelser som er benyttet under beregningene. De to scenarioene ble beregnet ved tre kostnadsnivåer ut ifra et nedre, øvre og middels nivå for investeringskostnaden av anlegget, vist i

Tabell 20. Tabellen viser også to antatte levetider, samt et øvre og nedre nivå for degraderingsraten til c-Si. Til slutt ble det gjort en følsomhetsanalyse med tre nivåer for årlige kontantstrømmer og diskonteringsrater, vist i Tabell 21. Følsomhetsanalysen er inspirert av kostnadsstudien til Multiconsult³³, som inneholder en liknende analyse.

Tabell 19: Standard betingelser antatt ved beregning av LCOE

Årlige kontantstrømmer, andel av investeringskostnad	2 %
Diskonteringsrate	5 %
Årlig degraderingsrate Si	0,4 %
Årlig degraderingsrate CIGS	0 %
Årlig degraderingsrate ASI THRU	1 %
Levetid solcelleanlegg	25 år
Inverterbytte, andel av investeringskostnad	11,6 %

Tabell 20: Øvre, nedre og midlere nivå for systempriser, degraderingsrater og antatt levetid

	Nedre nivå	Middels nivå	Øvre nivå	Enhet
Systempris c-Si og a-Si	10 000	17 000	23 000	NOK/kW _p
Systempris CIGS	12 500	15 625	18 750	NOK/kW _p
Årlig degraderingsrate Si	0,25	-	0,40	%
Årlig degraderingsrate CIGS	-	0	-	%
Årlig degraderingsrate ASI THRU	-	1	-	%
Levetid solcelleanlegg	-	25	40	år

Tabell 21: Verdier benyttet ved følsomhetsanalyse

	Nedre nivå	Middels nivå	Øvre nivå	Enhet
Årlige kontantstrømmer, andel av investeringskostnad	1,5	2,0	2,5	%
Diskonteringsrate	4	5	6	%

3.4.1 Systempriser

Systemprisene for silisiumsolceller er satt med utgangspunkt i en studie Multiconsult har gjort, der de har innhentet prisinformasjon fra ulike leverandører og definert et prisintervall med et øvre og nedre nivå⁷. Systemprisene inkluderer moduler, vekselrettere, mekanisk og elektrisk monteringsutstyr, driftsovervåkningsutstyr og installasjonsarbeid. Tallene gjelder for næringsbygg med flatt tak, med mulighet for å installere solceller med en installert kapasitet mellom 10 kW_p og 100 kW_p. Studien viser stor spredning i systemkostnader der de varierer fra 10 000 NOK/kW_p til 23 000 NOK/kW_p.

For CIGS solcellene er det tatt utgangspunkt i verdier oppgitt av Andreassen⁷². Systemprisene for denne teknologien har i samsvar med silisiumteknologien stor spredning fra 12 500 NOK/kW_p til 18 500 NOK/kW_p, og avhenger i stor grad av hvert enkelt prosjekt⁷³.

Det er usikkert hva det vil koste med transparente solceller, og det er ved beregninger tatt utgangspunkt i samme pris som for silisiumsolcellene. I tilfeller der man benytter seg av transparente solceller vil det erstatte vindusarealer, slik at kostnader for vindusmaterialer i den sammenheng kan trekkes fra. Det er gjort en sammenligning med kostnader for bygningsintegreert solceller, vist i vedlegg G.

3.4.2 Årlige kontantstrømmer

De årlige kontantstrømmene i form av drift- og vedlikehold er satt til 2% av investeringskostnadene. Dette tilsvarer de årlige kontantstrømmene som er benyttet i Multiconsult sin rapport. En rapport fra Hernández-Moro og Martínez-Duart⁷⁴ presenterer LCOE-modellen, og går nøye gjennom valgte variabler. I rapporten er det benyttet en årlig kontantstrøm på 1,5 % av investeringskostnadene, og det påpekes at det forventes at kostnadene avtar proporsjonalt ettersom størrelsen på solcelleanlegget øker. Posthuset har større installert effekt enn anleggene det er sett på i Multiconsult sin rapport, slik at det er mulig at 1,5 % er en mer korrekt verdi for solcelleanlegget på Posthuset.

3.4.3 Årlig degraderingsrate for solceller

Som nevnt i kapittel 2.3.3 har Jordan og Kurtz³⁷ gjort en studie der de har samlet inn en rekke registrerte degraderingsrater for ulike moduler. Ut ifra funnene de gjorde fant de en gjennomsnittlig degraderingsrate på 0,8 %/år, der 78 % av alle dataene hadde en årlig degradering under 1 %. For CIGS solceller var det sammenlignet 14 moduler, der kun 1 viste degradering, som følge av en defekt i modulen. For målinger gjort av a-Si solceller er det spredning i funnene, men mange hadde degraderingsrater rundt 1 %. For monokrystallinske solceller var det studert en rekke moduler fra ulike steder i verden, som hadde vært i bruk i perioder over 20 år. Mange av studiene viste en årlig degradering rundt 0,4-0,5 %, mens for eksempel en studie fra Sverige viste en årlig degradering på 0,17 % for c-Si moduler som hadde vært utsatt for sollys i over 25 år.

Monokrystallinske solceller fra SunPower har en garantert effektproduksjon med en maksimal årlig degradering på 0,4 % de 25 første årene. En testrapport på solcellene fra SunPower viser en årlig degradering på 0,25 % de 25 første årene⁵⁸. Siden modulene er garantert en maksimal degradering på 0,4 %/år benyttes denne under beregning av LCOE.

TSMA som produserer CIGS solcellene TS 160 C2, angir at det ikke vil skje en årlig degradering av solcellene⁷⁵, noe som ser ut til å stemme bra med funnene gjort i rapporten til Jordan og Kurtsz. Degraderingen av CIGS solcellene settes dermed til null i denne oppgaven.

For ASI Thru solcellene er det ikke oppgitt noen årlig degraderingsrate, men produsenten henviser til målinger samlet inn av et uavhengig forskningscenter over 10 år for et bygg med ASI opak, som også er laget av teknologien a-Si:H. Ut ifra målingene kan det anslås en årlig degradering på rundt 1%, noe som kan være en grei tilnærming ut ifra de rapporterte degraderingsratene for a-Si over. I en annen rapport fra Ishii et.al⁷⁶ ble det studert degradering av ytelsen til 14 moduler av fem ulike typer og seks ulike produsenter. I rapporten kom a-Si dårligst ut med en gjennomsnittlig årlig degradering på 1,4 %. Årsaken var høy degradering de første månedene, der mesteparten skyldes Staebler-Wronski effekten. For a-Si:H var det registrert en gjennomsnittlig degradering på 0,27 % hvert år, så det er mulig denne er mer representativ for de transparente solcellene brukt i denne oppgaven. Med utgangspunkt i tall som er funnet i de ulike rapportene, er det valgt å bruke en årlig degradering på 1 % for de transparente solcellene.

3.4.4 Diskonteringsrate

Diskonteringsraten varierer noe mellom ulike rapporter. I en kostnadsrapport fra NVE⁹ er det benyttet en diskonteringsrate på 4 %, mens i Multiconsult sitt kostnadsstudie³³ er det benyttet en diskonteringsrate på 5 %. Multiconsult angir diskonteringsraten som en rente med tilnærmet ingen risiko og med god mulighet for sammenligning av kostnader. I følge Hernández-Moro og Martínez-Duart⁷⁴ assosieres solcelleanlegg med en større teknologisk risiko enn med konvensjonelle kraftanlegg, noe som resulterer i høyere diskonteringsrater. I rapporten fra Hernández-Moro og Martínez-Duart diskuteres det en diskonteringsrate mellom 5 % og 12 %.

Ved LCOE beregninger gjort i denne oppgaven er det benyttet en diskonteringsrate på 5 % under standard betingelser. I tillegg er det under følsomhetsanalysen gjort beregninger med diskonteringsrater på 4 % og 6 %.

3.4.5 Levetiden til solcelleanlegget

De fleste solcellemoduler har en garanti på 25 år, og noen antas å fortsette å produsere i mange år til. Flere studier benytter modulgarantien på 25 år ved LCOE beregninger^{33, 74}. I denne oppgaven er det valgt å bruke 25 års levetid som standard betingelse ved beregning av LCOE. I tillegg er det sett på et scenario som antar en levetid på 40 år.

3.4.6 Bytte av vekselrettere

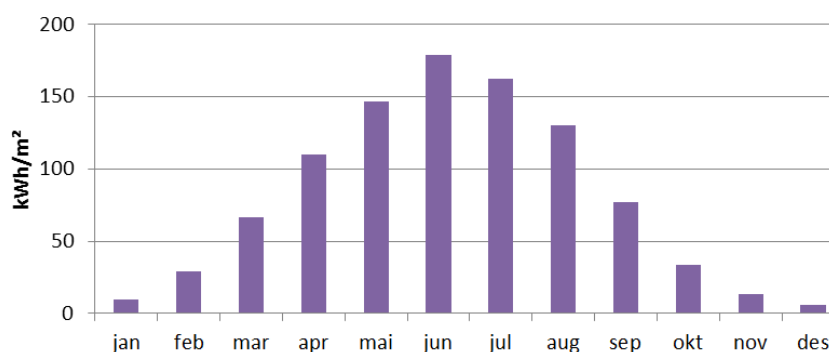
Det antas at vekselretterne må byttes i løpet av levetiden til solcelleanlegget, og et bytte settes inn etter 12,5 år. I kostnadsstudiet til Multiconsult har de ut ifra ulike komponentpriser kommet frem til at vekselrettere utgjør 11,6 % av systemprisen for et solcelleanlegg³³. Kostnaden for bytte av vekselrettere er diskontert og satt inn etter 12 år og etter 25 år.

4 Resultater

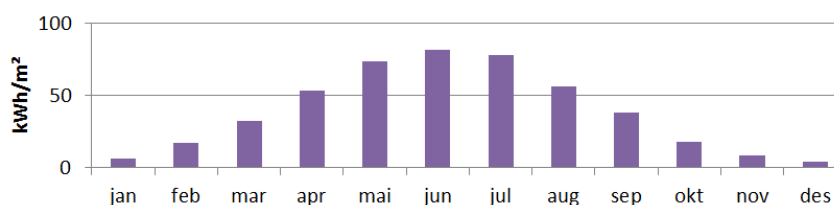
I dette kapitlet presenteres resultatene utarbeidet ved metodene beskrevet i kapittel 3. Først presenteres de meteorologiske dataene som er benyttet under simulering. Deretter presenteres resultatene for potensiell energiproduksjon utarbeidet ved simuleringer i PVsystem. Her presenteres resultater per solcelleløsning, samt at de ulike løsningene sammenlignes grafisk for å kunne si noe om hvilke løsninger som er best egnet for Posthuset. Alle produksjonstall representerer elektrisk energi simulert ved utgangen av vekselretteren. Videre presenteres det elektriske forbruket til Posthuset, både samlet og oppdelt i de forskjellige energileddene. Med utgangspunkt i resultatene for potensiell energiproduksjon presenteres to oppsett av solceller, der det ene oppsettet er et forslag til den mest lønnsomme løsningen i forhold til solcelleareal og mengde energi produsert, mens den andre løsningen gir høyest energiproduksjon i løpet av et år. De to løsningene sammenlignes med det elektriske energibehovet og tidspunkter der produksjon er høyere enn forbruk. Til slutt presenteres resultatene for LCOE beregninger gjort for de to løsningene for oppsett av solceller. Resultatene diskuteres i kapittel 5.

4.1 Meteorologiske data

Som beskrevet tidligere er det under simulering av energiproduksjon og energiforbruk tatt utgangspunkt i det meteorologisk datasettet fra NS3031, som representerer et normalår for Oslo-området. Figur 35 og Figur 36 viser henholdsvis global og diffus horisontalstråling summert for hver måned gjennom et helt år. Totalt summeres den globale horisontalstrålingen til 964 kWh/m² i løpet av et år, mens den summerte diffuse horisontalstrålingen utgjør 469 kWh/m². Det vil si at på årsbasis utgjør diffus horisontalstråling 49 % av global horisontalstråling.

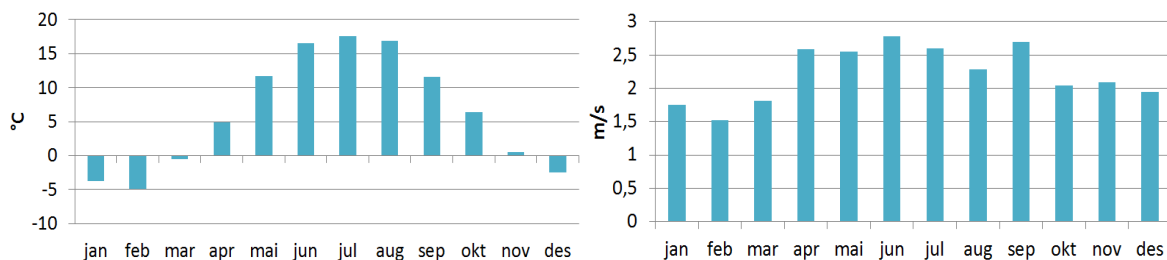


Figur 35: Horisontal globalstråling



Figur 36: Horisontal diffusstråling

I Figur 37 vises månedlige gjennomsnittsverdier for temperatur i figuren til venstre, og vindhastighet i figuren til høyre. I løpet av et år er gjennomsnittstemperaturen funnet til 6,2 °C og gjennomsnittlig vindhastighet er funnet til 2,2 m/s.



Figur 37: Gjennomsnittlige månedsværdier for temperatur (venstre) og vindhastighet (høyre).

4.2 Beregnet radavstander for å unngå skygging av moduler

Med utgangspunkt i at solhøyden varierer i løpet av året, er det beregnet skygge som kastes fra en modul med høyde 1,046 meter, ved ulike modulhelninger. Beregningene er gjort ved fremgangsmåten beskrevet i kapittel 3.2.4 og likning 3.2 til likning 3.5. Tabell 22 viser beregnede radavstander ved jevndøgnene og solvervene, når sola står i sør. Nederste rad i tabellen viser radavstanden for de sommeroptimaliserte løsningene simulert med i oppgaven.

Tabell 22: Radavstand mellom moduler ved ulike solhøyder og modulhelninger

Dato	Solhøyde α_s når sola står høyest på himmelen	Panelvinkling β	Radavstand mellom solceller (ra)
Sommersolverv	53,5°	45°	1,29 m
		40°	1,30 m
		20°	1,24 m
		5°	1,11 m
Vår- og høstjevndøgn	30,1°	45°	2,02 m
		40°	1,96 m
		20°	1,60 m
		5°	1,20 m
Vintersolverv	6,7°	45°	7,09 m
		40°	6,55 m
		20°	4,08 m
		5°	1,82 m
Sommertid	40,0°	40°	1,60 m
		20°	1,41 m

4.3 Resultater fra simulering av potensiell energiproduksjon i PVsyst

I kapittel 3.2 blir det beskrevet hvordan jeg har gått frem for å simulere potensiell energiproduksjon ved installasjon av et solcelleanlegg på Posthuset. Simuleringer er gjort enkeltvis for hvert oppsett av solceller på vegger, vinduer og tak, der en sluttrapport presenteres etter hver simulering. Tabell 23 viser sentrale resultater som blir presentert for hvert oppsett av solcelleløsning. Tabell 24 og Tabell 25 viser simuleringresultater for henholdsvis fasade- og takløsninger.

Tabell 23: Resultater som blir presentert fra ulike oppsett av solceller på tak og fasader

	Forkortelse	Enhet
Total årlig energiproduksjon	ÅE	MWh
Nominell effekt W_p	P_{peak}	kW_p
Solcelleareal	$A_{solcelle}$	m^2
Spesifikk årlig energiproduksjon	SP	kWh/kW_p
Årlig energiproduksjon per solcelleareal	ÅE $A_{solcelle}$	$kWh/m^2_{solcelle}$
Årlig energiproduksjon per BRA	ÅE BRA	kWh/m^2_{BRA}
Årlig ytelsesforhold	PR	%
Transponeringfaktor	TF	%
Skyggetap fra nærliggende objekter	S_{tap}	%

Tabell 24: Ulike oppsett av solceller på øst-, sør og vestfasade

	Enhet	Vegg øst	Vegg sør	Vegg vest	Vindu øst	Vindu sør
		CIGS	CIGS	CIGS	a-Si:H transparent	a-Si:H transparent
ÅE	MWh	110	152	45	31	48
P_{peak}	kW_p	164	192	122	56	73
$A_{solcelle}$	m^2	1115	1304	826	1058	1375
SP	kWh/kW_p	671	792	369	553	659
ÅE $A_{solcelle}$	$kWh/m^2_{solcelle}$	99	117	55	29	35
ÅE BRA	kWh/m^2_{BRA}	1,7	2,4	0,7	0,5	0,8
PR	%	81	85	77	67	71
TF	%	-14,3	-3,4	-50	-14,3	-3,4
S_{tap}	%	-1,1	-1,2	-1,5	-1,1	-1,1

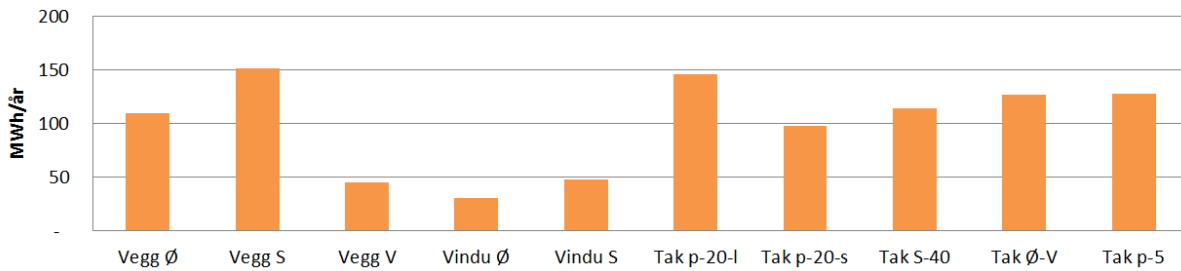
Tabell 25: Ulike oppsett av solceller på tak A1 og A2

c-Si, mono	Enhet	Tak parallell 20°, liten ra ^{xxiv}	Tak parallell 20°, stor ra	Tak parallell 5°, liten ra	Tak sørvendt 40°, liten ra	Tak øst-vest vendt 5°, liten ra
ÅE	MWh	147	98	128	115	127
P_{peak}	kW_p	201	121	166	149	186
$A_{solcelle}$	m^2	978	587	807	724	914
SP	kWh/kW_p	730	810	773	769	684
ÅE $A_{solcelle}$	$kWh/m^2_{solcelle}$	150	167	159	158	139
ÅE BRA	kWh/m^2_{BRA}	2,3	1,5	2,0	1,8	2,0
PR	%	65	73	77	63	71
TF	%	15,8	15,8	4,6	27	-0,1
S_{tap}	%	-14,5	-9,6	-8,3	-18,5	-13

Årlig energiproduksjon for alle oppsett gitt i Tabell 24 og Tabell 25 vises som søylediagram i Figur 38. Energiproduksjonen vises i MWh og varierer fra 31 MWh for transparente a-Si:H på østvendte vinduer, til 152 MWh for CIGS solceller på sørfasaden. For å beskrive de ulike oppsettene av solceller er det brukt noen forkortelser med følgende betydninger:

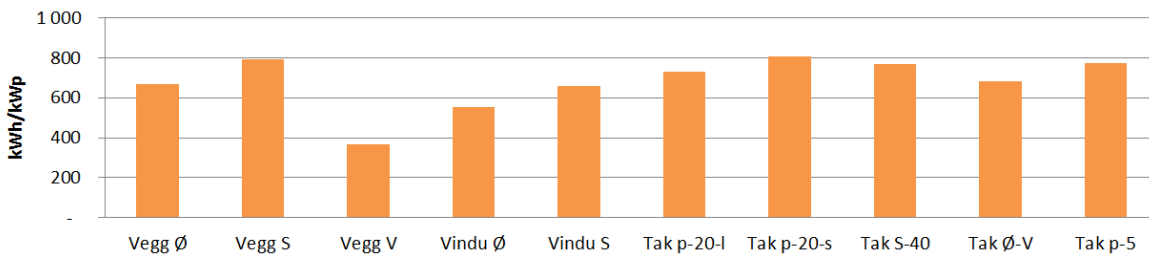
Ø, S, V	øst, sør, vest
p	solceller radene plasseres parallelt med bygningskropp
l	liten avstand mellom solceller radene (1,4 m og 1,6 m)
s	stor avstand mellom solceller radene (2,5 m)
20, 40, 5	helning på solcellemodulene

^{xxiv} ra er avstanden mellom solceller radene

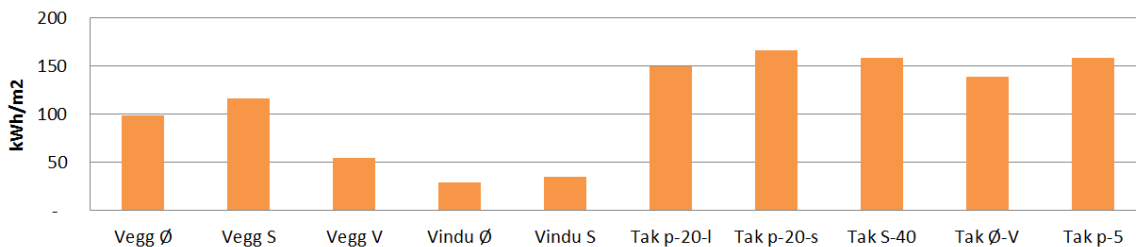


Figur 38: Årlig energiproduksjon for ulike oppsett av solceller på tak og fasader

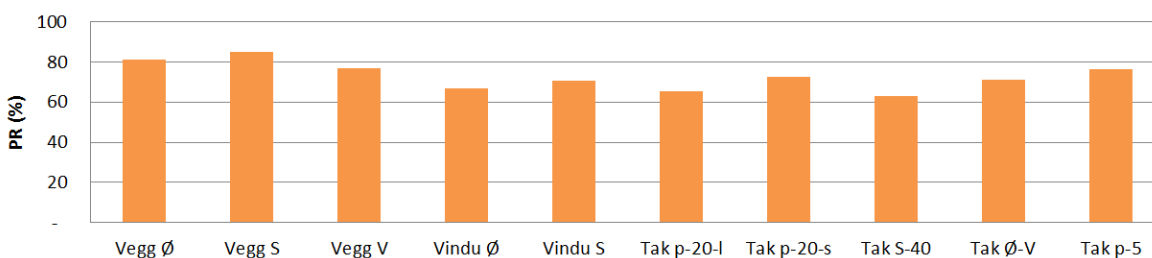
For å gi et sammenligningsgrunnlag for de ulike oppsettene av solceller er det laget søylediagrammer for årlig spesifikk produksjon (SP), årlig spesifikk energiproduksjon per solcelleareal ($\text{ÅE } A_{\text{solcelle}}$) og årlig ytelsesforhold (PR) vist i henholdsvis Figur 39, Figur 40 og Figur 41. Årlig spesifikk produksjon og ytelsesforhold er beregnet ved likning 2.5 og likning 2.6 i kapittel 2.6.



Figur 39: Årlig spesifikk produksjon relativt til installert nominell effekt.



Figur 40: Årlig energiproduksjon per m² solcelle installert.

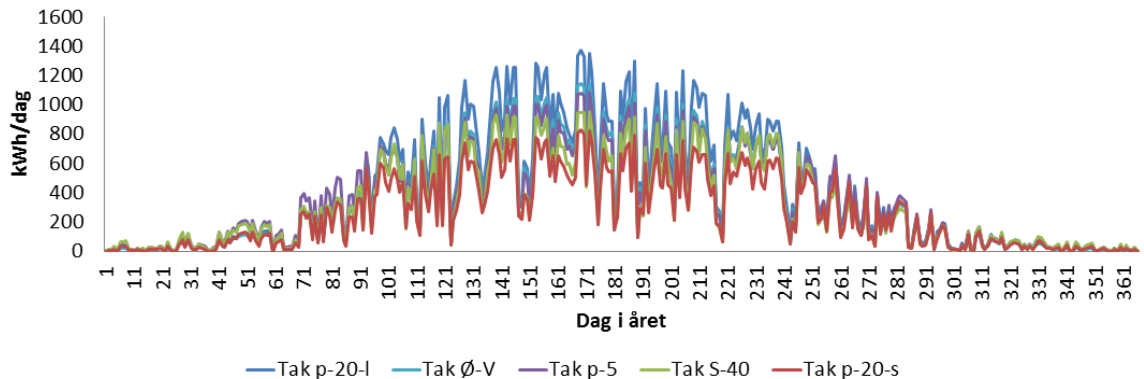


Figur 41: Ytelsesforhold for de ulike oppsettene av solceller på tak og fasader.

For å sammenligne de ulike solcelleteknologiene som er brukt på tak, vinduer og vegger, samt sammenligne ulike løsninger av oppsett for en spesifikk teknologi, er det laget grafer med daglige verdier for energiproduksjon, spesifikk produksjon og produksjon per solcelleareal gjennom et helt år. For ytelsesforholdet presenteres månedlige verdier for de ulike oppsettene av solceller. Grafene visualiserer egenskaper ved de ulike oppsettene og teknologiene.

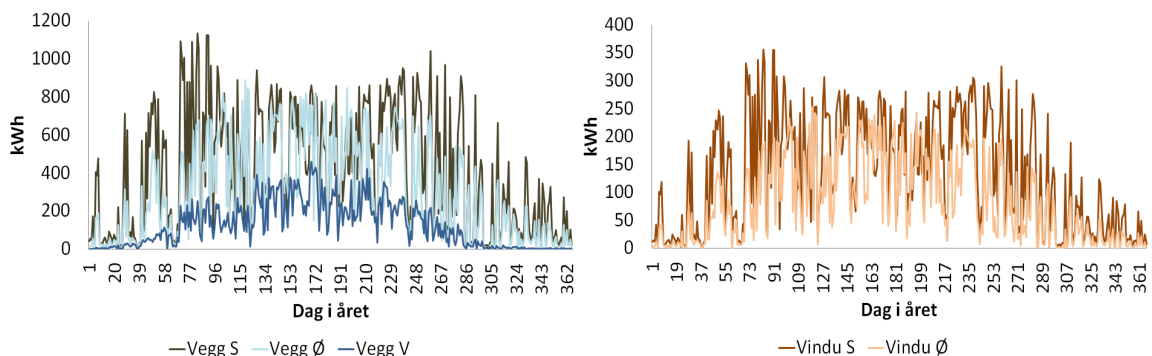
4.3.1 Daglig energiproduksjon

Figur 42 viser daglig energiproduksjon for de ulike løsningene av c-Si på taket. Om sommeren produseres det opp mot 1400 kWh per dag, mens om vinteren ligger den daglige produksjonen under 200 kWh. Figuren viser at det er stor variasjon i produksjon de beste sommerdagene, der løsningen med høyest produksjon gir bort imot dobbelt så mye energi som løsningen med lavets produksjon. Resten av året er produksjonen ved de ulike løsningene mer jevn. Ut ifra årsmiddelberegningene vist i Tabell 26 har løsningen med høyest produksjon ca. 35 % høyere produksjon enn løsningen med lavest produksjon.



Figur 42: Dagsverdier for energiproduksjon fra de forskjellige oppsettene av solceller på tak A1 og A2. Dagsverdiene representerer et helt år.

Figur 43 viser daglig energiproduksjonen for CIGS solceller på øst-, sør- og vestfasaden i figuren til venstre, og daglig energiproduksjon for a-Si:H på sør- og østfasaden i figuren til høyre. Begge teknologiene har produksjonstopper på sørfasaden om høsten og våren, i henholdsvis kalendermånedene mars og september. Produksjonstoppene skyldes orienteringen til sørfasaden som er relativt optimal i forhold til solhøydene i mars og september, som er rundt 30° på sitt høyeste. Mest solenergi absorberes av solcellene når solinnstrålingen treffer normalt på modulene, og for fasadene med en helning på 90° vil lave solhøyder være ideelt. For begge teknologiene er det sørfasaden som har høyest produksjon gjennom hele året og for CIGS teknologien har vestfasaden lavest produksjon. Produksjonstoppene for CIGS solcellene går opp til en daglig energiproduksjon på om lag 1100-1200 kWh, mens a-Si:H har produksjonstopp på ca. 350 kWh daglig.

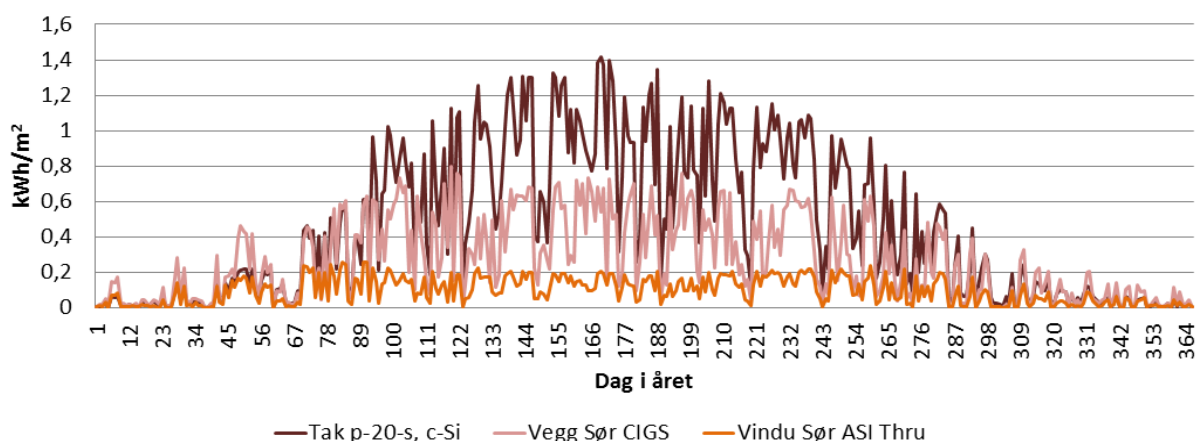


Figur 43: Daglig energiproduksjon gjennom et helt år. Figuren til venstre viser oppsettene av CIGS solceller på øst-, sør- og vestfasaden, mens figuren til høyre viser a-Si:H solceller på vinduer på øst og vestfasaden.

4.3.2 Daglig energiproduksjon per solcelleareal

I Figur 44 sammenlignes hvor effektivt solcellearealet til de ulike teknologiene blir utnyttet i løpet av et helt år. I figuren er det plukket ut en løsning fra hver teknologi, der vegg- og vindusløsningene på sørfasaden sammenlignes med takløsningen der c-Si solcellene plasseres parallelt med bygningskroppen og stor radavstand. Figur 44 viser at om sommeren utnyttes solcellearealet for c-Si på taket best, mens solcellearealet som benytter a-Si:H utnyttes dårligst. I løpet av vintermånedene er det mer jevn utnyttelse av solcellearealene for de ulike teknologiene, der CIGS solcellene har best utnyttelse. Forskjellene i kurvene passer bra med virkningsgradene til de ulike teknologiene, der c-Si har høyest virkningsgrad etterfulgt av CIGS og til slutt a-Si:H.

Det er kun løsningene i Figur 44 som er visualisert i forbindelse med energiproduksjon per solcelleareal. Sammenligning av de ulike løsningene innen en teknologi vises i vedlegg C. Ved sammenligning av c-Si på taket har løsningene relativt jevn utnyttelse av solcellearealene gjennom hele året. På våren og høsten har *tak parallell-20-s* og *tak sør-40* noe bedre arealutnyttelse enn resterende takløsninger. Dette kan skyldes radavstanden som er 2,5 meter for den parallelle løsningen og optimal orientering med helning på 40° for den sørvendte løsningen. For CIGS og a-Si:H har sør- og østfasaden relativt lik utnyttelse av solcellearealet mellom mai og august, mens sørfasaden produserer best resterende måneder. Også her vises produksjonstoppene for sørfasaden i mars og september. Vestfasaden har betydelig lavere utnyttelse av solcellearealet sammenlignet med veggløsningene på sør- og østfasaden. Vestfasaden er vendt 117° vestover fra sør, noe som gjør at det ikke blir sol på fasaden før rundt kl.13.30. Dette resulterer i store skyggetap hver dag, noe som også vises i Tabell 24.

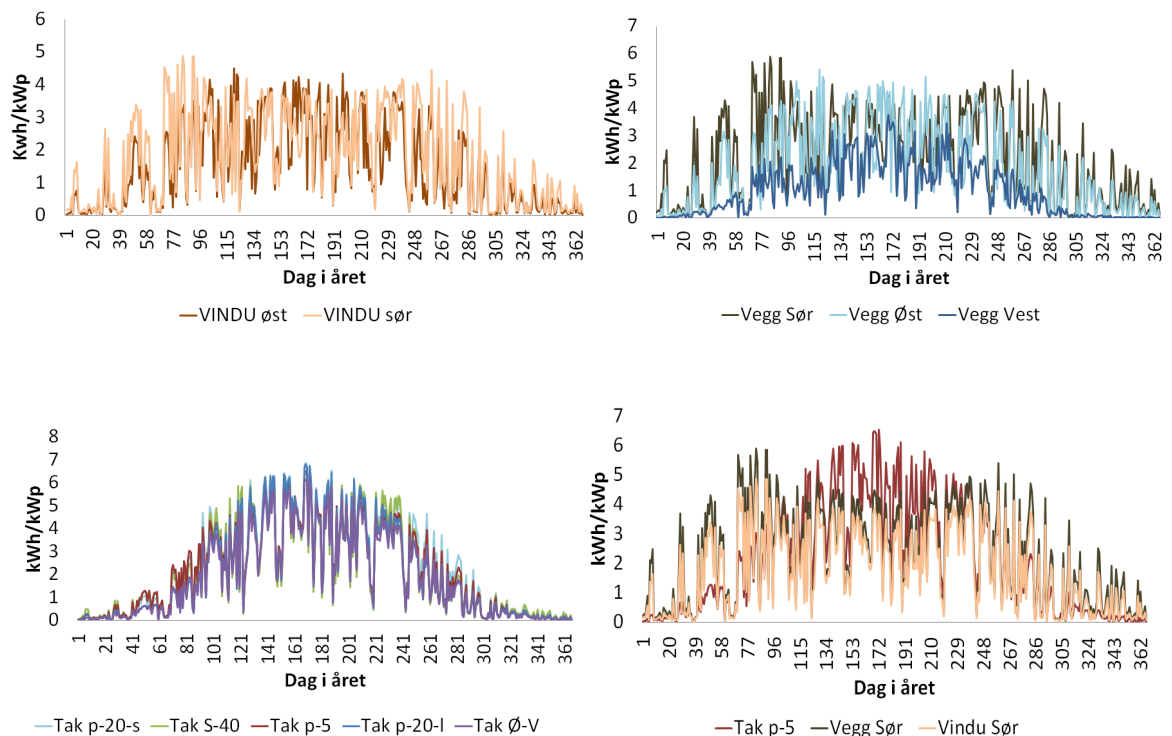


Figur 44: Daglig energiproduksjon per solcelleareal for løsninger på tak, vegg og vindu med teknologiene c-Si, CIGS og a-Si:H.

4.3.3 Daglig spesifikk produksjon

Figur 45 viser daglig spesifikk produksjon for de ulike løsningene på tak, vegg- og vindusfasader. Vindusfasadene med a-Si:H har relativt jevn spesifikk produksjon i løpet av sommermånedene. I løpet av vinterhalvåret og spesielt i mars og september har sørfasaden høyere spesifikk produksjon enn østfasaden. Fasadene med CIGS solceller har størst spredning i spesifikk produksjon ut ifra hvilken retning solcellene peker. Av samme årsak som for energiproduksjon per solcelleareal har vestfasaden betydelig lavere spesifikk produksjon enn sør- og østfasaden. Om sommeren har østfasaden noe høyere spesifikk produksjon enn sørfasaden. Årsaken til dette kan være at østfasaden får sol på seg helt fra soloppgang til sola står høyest på himmelen, slik at østfasaden vil oppleve mer optimale solhøyder enn sørfasaden i løpet av sommermånedene. I junimåned forsvinner sola fra østfasaden og dukker gradvis opp på vestfasaden ved en solhøyde på 51° kl.13.30.

De ulike oppsettene av solceller på takene viser tilnærmet samme kurve gjennom året. Figur 39 viser at *tak parallell-20-s* har best årlig spesifikk produksjon, med *tak parallell-5* og *tak sør-40* like bak. *Tak parallell-20-s* har jevnt over hele året blant de høyeste daglige spesifikke produksjonen. *Tak parallell-5* har noe lavere spesifikk produksjon, men det er forventet ettersom denne løsningen har mindre optimal helning på modulene. *Tak sør-40* er takløsningen med mest optimal orientering, noe som gir høy spesifikk produksjon i løpet av sommermånedene. I løpet av vinterhalvåret vil den spesifikke produksjonen avta ettersom modulene i stor grad skygges som følge av liten radavstand.



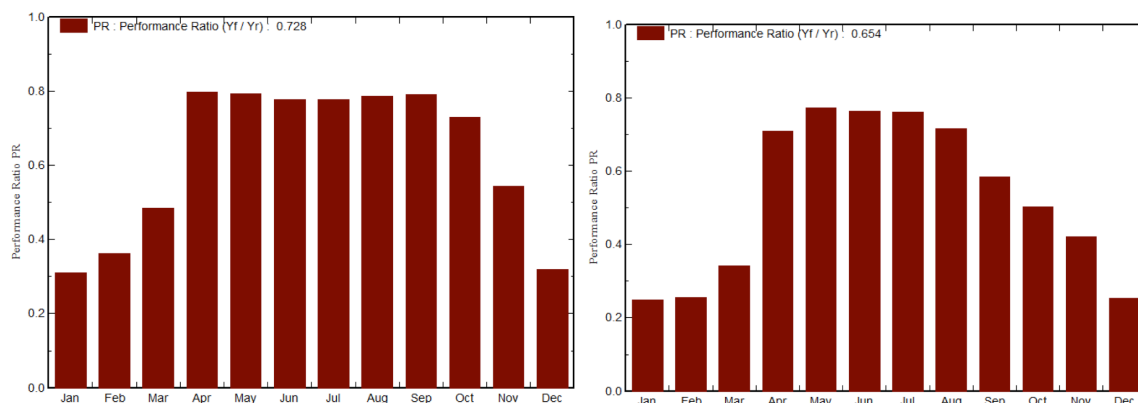
Figur 45: Daglig spesifikk produksjon over et helt år for fasadeløsninger med a-Si:H (øverst venstre), fasadeløsninger med CIGS solceller (høyre), takløsninger med c-Si (nederst til venstre) og sammenligning av tak, fasade og vindu (nederst til høyre).

Nederste til høyre i Figur 45 sammenlignes den spesifikke produksjonen for en kurve fra hver av de tre andre grafen. Fra figuren fremkommer det høyest spesifikk produksjon i løpet av vinter, vår og høst for teknologiene på sørfasaden, der CIGS solcellene har høyest spesifikk produksjon. For sommermånedene har c-Si solcellene på taket høyest spesifikk produksjon. Månedlige verdier for spesifikk produksjon vises i vedlegg D.

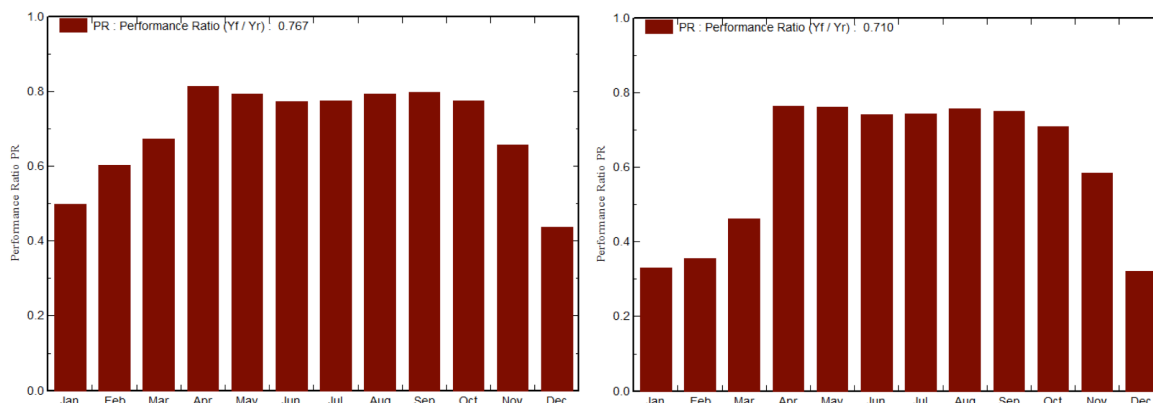
4.3.4 Månedlige verdier for ytelsesforhold

Figur 41 viser de årlige ytelsesforholdene for de ulike oppsettene av solceller. Figuren viser at det er spredning i hvor bra ytelsesforholdene for de ulike teknologiene er i løpet av et år, der spesielt CIGS solcellene har et bra årlig ytelsesforhold. I figurene på neste side vises de månedlige ytelsesforholdene for hvert oppsett av solceller. Figurene viser at oppsett med solceller som har et mindre bra årlig ytelsesforhold, kan ha bra ytelsesforhold i løpet av sommermånedene. Grafikken vist i Figur 46-Figur 51 er hentet fra simuleringsrapportene i PVsyst.

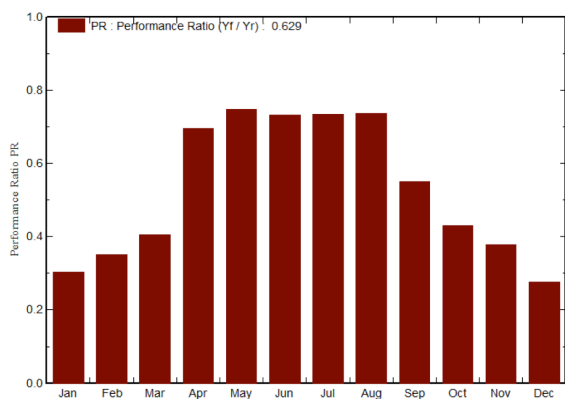
Månedlig ytelsesforhold for c-Si på taket



Figur 46: Månedlig ytelsesforhold for tak parallell-20-s (venstre) og tak parallell-20-l (høyre)

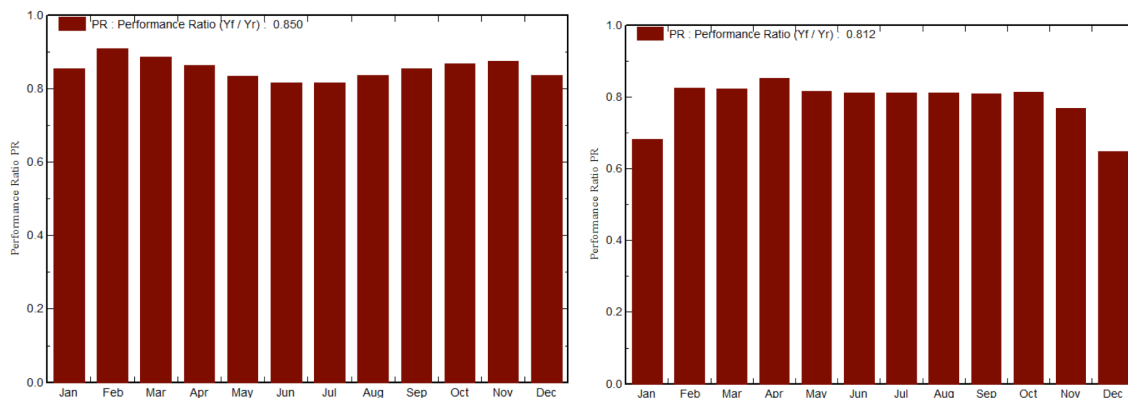


Figur 47: Månedlig ytelsesforhold for tak parallell-5 (venstre) og tak øst-vest 5 (høyre)

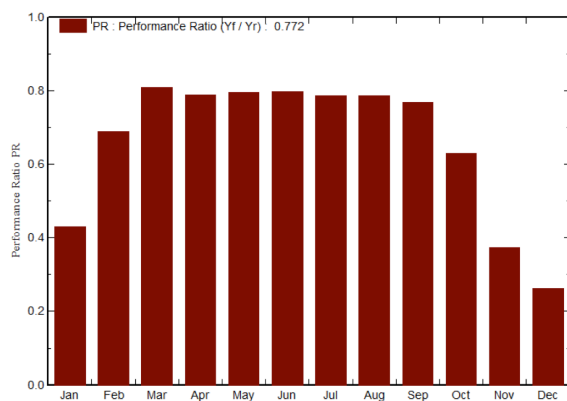


Figur 48: Månedlig ytelsesforhold for tak sør-40

Månedlig ytelsesforhold for CIGS solceller på veggfasader

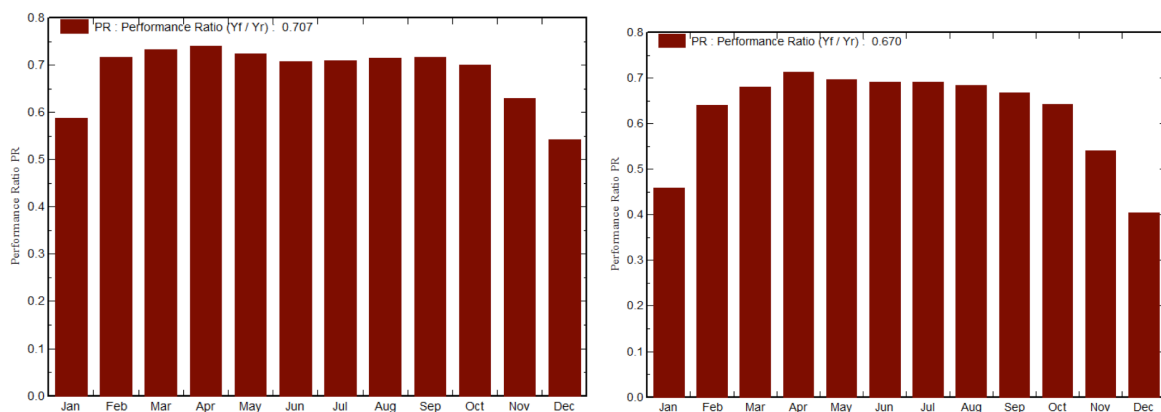


Figur 49: Månedlig ytelsesforhold for sørfasade (venstre) og østfasade (høyre) med CIGS moduler



Figur 50: Månedlig ytelsesforhold for vestvendt veggfasade med CIGS moduler

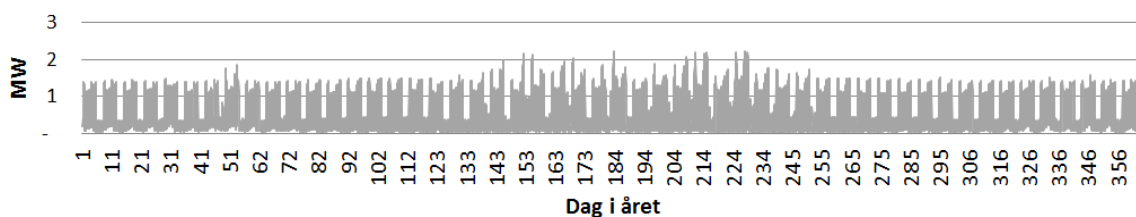
Månedlig ytelsesforhold for transparente a-Si:H solceller på vindusfasadene



Figur 51: Månedlig ytelsesforhold for sørfasade (venstre) og østfasade (høyre) med a-Si:H moduler

4.4 Fremstilling av det elektriske forbruket til Posthuset

Det elektrisk energiforbruket til Posthuset ble presentert i kapittel 3.3 som årlig netto energibehov og årlig elektrisk energibehov, fordelt på 9 energiposter. Timeverdier for det elektriske effektbehovet ved ulike energiposter er beregnet ved metodene beskrevet under delkapittel 3.3.2. Figur 52 viser det elektriske effektbehovet representert ved timeverdier i løpet av et år. Det elektriske effektbehovet er størst om sommeren, men er ellers relativt jevnt. Det er et tydelig skille mellom effektbehovet i ukedager og helger, der det er klart høyest i ukedagene.



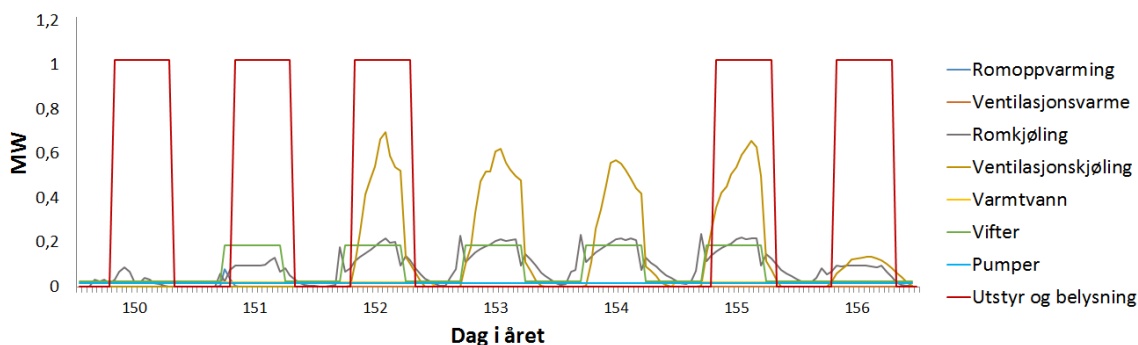
Figur 52: Timeverdier for totalt elektrisk effektforbruk for Posthuset gjennom et helt år.

Med utgangspunkt i de beregnede timeverdiene summeres årlig elektrisk energiforbruk til 5,1 GWh. Dette tilsvarer et energibehov på 79,31 kWh/m² oppvarmet bruksareal. Figur 53 viser et utsnitt av det totale elektriske effektbehovet representert ved timeverdier for en tilfeldig uke i januar. Grafen viser at effektbehovet på dagtid i ukedagene ligger mellom 1-1,5 MW, mens effektbehovet på dagtid i helgene ligger rundt 0,25 MW.



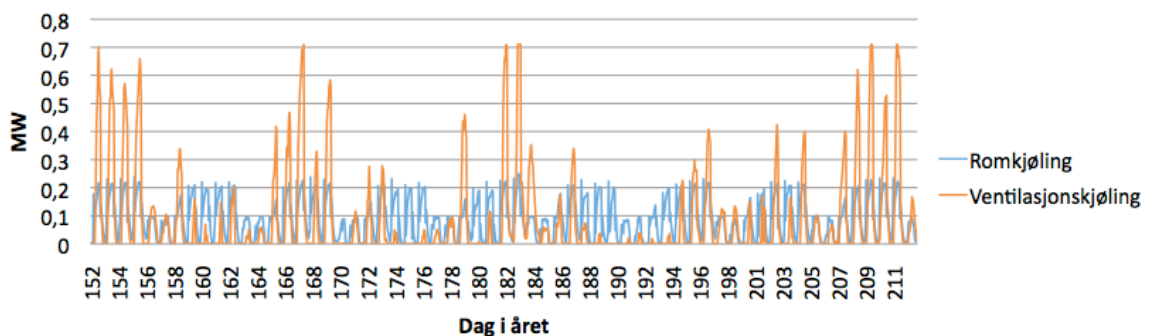
Figur 53: Timeverdier for totalt elektrisk effektforbruk for Posthuset en uke i januar.

Figur 54 viser det elektriske effektbehovet fordelt på 9 energiposter, der utstyr og belysning er slått sammen som en post. Grafen representerer en uke i månedsskiftet mellom mai og juni. Figuren viser at effektbehovet for romkjøling og ventilasjonskjøling har størst fluktuasjoner, ettersom det vil variere med været og solinnstråling. Utstyr og belysning trekker størst andel effekt i ukedagene, men også ventilasjonskjølingen forbruker en representativ andel elektrisitet på dager med fint vær.



Figur 54: Timeverdier for elektrisk effektforbruk fordelt på ulike energiposter for Posthuset. Effektforbruket representerer en uke i mai/juni.

Figur 55 er et utsnitt av effektbehovet for ventilasjonskjøling og romkjøling for sommermånedene juni og juli. Ventilasjonskjøling har størst effekttopper som går opp mot 0,7 MW. Romkjøling viser mer stabilt effektforbruk som endres med helg og ukedag.



Figur 55: Timeverdier for elektrisk effektforbruk for romkjøling og ventilasjonskjøling. Timeverdiene representerer forbruket i juni og juli.

4.5 Sammenligning av elektrisk forbruk og energiproduksjon

Ved sammenligning av Posthusets elektriske energiforbruk og potensiell energiproduksjon, er det med utgangspunkt i resultatene presentert i kapittel 4.3, gjort en vurdering av hvilke løsninger for oppsett av solceller som vil gi best økonomisk resultat, samt hvilket oppsett av solceller som vil produsere mest mulig energi i løpet av et år. Resultatene for sammenligning av elektrisk forbruk og produksjon presenteres med det i en *økonomisk* og en *maksimal* løsning.

4.5.1 Økonomisk løsning

Ut ifra resultatene som presenteres i kapittel 4.3, er en *økonomisk løsning* foreslått med solceller på veggene på øst- og sørfasaden, samt takløsningen der modulene har en helning på 5°, vinklet parallelt med bygningskroppen, *tak parallell-5*. Alle de tre løsningene har en årlig energiproduksjon over 100 MWh.

Valg av økonomisk gunstige løsninger

CIGS solcellene på sørfasaden anses som beste fasadeløsningen, ettersom fasaden har lite innstrålingstap og at solcellene viser stabil produksjon fra mars til september. Denne løsningen har det beste ytelsesforholdet og høyest årlig energiproduksjon blant alle løsningene, men noe lavere spesifikk produksjon enn c-Si om sommeren. CIGS solceller på østfasaden anses også som en gunstig løsning, men har noe lavere resultater enn sørfasaden som følge av mindre optimal orientering, som blant annet gir et betydelig innstrålingstap. Om sommeren produserer sør- og østfasaden omtrent like mye energi, men østfasaden har noe høyere spesifikk produksjon som diskutert i kapittel 4.3. Vestfasaden anses som ugunstig for solceller ettersom det tapes 50 % solinnstråling i løpet av året, noe som gir lavt energiutbytte.

Blant takløsningene skiller *tak parallell-20-s* og *tak parallell-5* seg ut, med høyest årlig spesifikk produksjon og ytelsesforhold. Med tanke på optimal produksjon ville den sørvendte løsningen med 40° og mye større radavstand vært en god løsning. Men, ut ifra skyggen som kastes ved ulike årstider ved en slik helning, vil det kun være plass til noen få modulketter på taket, om man skal unngå store skyggetap. I tillegg vil det bli store vindlaster ved en slik helning på et såpass høyt bygg, slik at en lavere helning vil være å foretrekke. Av installasjonsmessige årsaker vil det også være enklere med solcellerader som plasseres parallelt med bygningskroppen⁶⁵. På grunn av lav helning og orientering med bygningskropp,

velges *tak parallell-5* som den mest ideelle takløsningen, til maksimal løsning. *Tak-parallell-5* har også høyere årlig produksjon enn *tak parallell-20-s*, og er dermed mer plasseffektiv.

Øst-vest vendte løsninger med lav modulhelning er brukt under flere prosjekter i Norge og er plasseffektiv. En årsak til at denne løsningen kommer dårligere ut enn løsningene som ligger parallelt med bygningskroppen, er at de vestvendte solcellene er vendt 27° mot nord, på grunn av bygningens orientering. Det vil dermed være nærliggende å anta at løsningen ville fått bedre resultater om solcellene var direkte øst-vest vendt, og ikke plassert parallelt med bygningskroppen.

De transparente solcellene har betydelig lavere effektivitet enn de to andre teknologien brukt under simulering og vil dermed gi lavere energiutbytte. Dette er naturlig ettersom de er transparente og vil slippe igjennom solinnstråling. Sammenlignet med de andre teknologiene har solcellene lavest spesifikk produksjon, med unntak av de vestvendte CIGS solcellene, og en ytelsesfaktor på rundt 70 % store deler av året. Produksjonsmessig kommer ikke de transparente solcelle godt ut, men ettersom de kan erstatte vindusfasade kan det være en løsning som er interessant å se nærmere på.

Oppsett av økonomisk løsning

Oppsettet for økonomisk løsning vises i Tabell 26 med en total årlig energiproduksjon på 390 MWh. Dette tilsvarer 7,7 % av det årlige elektriske energiforbruket til Posthuset, noe som vil redusere det elektriske energiforbruket per gulvareal fra 79,3 kWh/m² til 73,0 kWh/m².

Tabell 26: Valg av oppsett av solceller for økonomisk løsning

Solcelleløsning	Teknologi	Årlig energiproduksjon	Nominell effekt
Vegg sørfasade	CIGS	152 MWh	192 kW _p
Vegg østfasade	CIGS	110 MWh	164 kW _p
Tak A1 og A2 med solceller parallelt med bygningskropp og en helning på 5°.	c-Si, monokrystallinsk	128 MWh	166 kW _p
Total løsning		390 MWh	522 kW _p

I løpet av et år registreres det 4046 timer der solcelleanlegget produserer energi, hvilket betyr at solcelleanlegget aktivt generer strøm 46 % av et år. For timene i løpet av året det produseres elektrisitet fra solcelleanlegget, utgjør produksjonen i gjennomsnitt 14,8 % av det elektriske forbruket.

I løpet av et år fremkommer det ved sammenligning av timeverdier for elektrisk forbruk og produksjon, at det er 25 timer med produksjonsoverskudd. Alle tilfellene skjer om morgenen mellom kl.05-07 i løpet av sommerhalvåret. Totalt utgjør produksjonsoverskuddet 706 kWh i løpet av et år, noe som tilsvarer 0,18 % av den totale produserte energien levert ut fra vekselretteren.

Resultatene for sammenligning av forbruk og produksjon, samt antall timer med produksjon og produksjonsoverskudd, er oppsummert i Tabell 27 og Tabell 28.

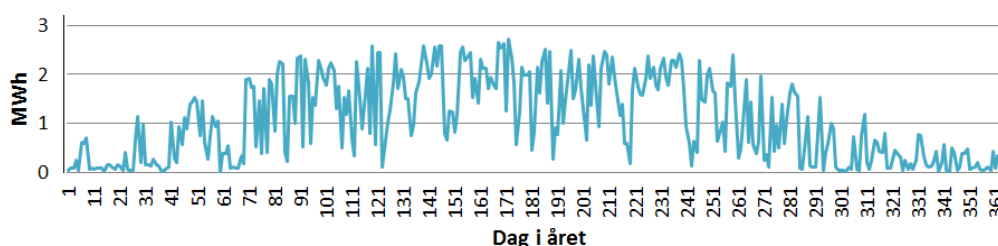
Tabell 27: Sammenligning av energiforbruk og energiproduksjon

	Årlig verdi	Andel av elektrisk forbruk
Totalt årlig energiforbruk	5 069 934 kWh	100 %
Total energiproduksjon	390 365 kWh	7,7 %
Total årlig energiproduksjon som ikke vil forbrukes internt i Posthuset.	706 kWh	0,01 %
Elektrisk energibehov per BRA	73 kWh/m ²	

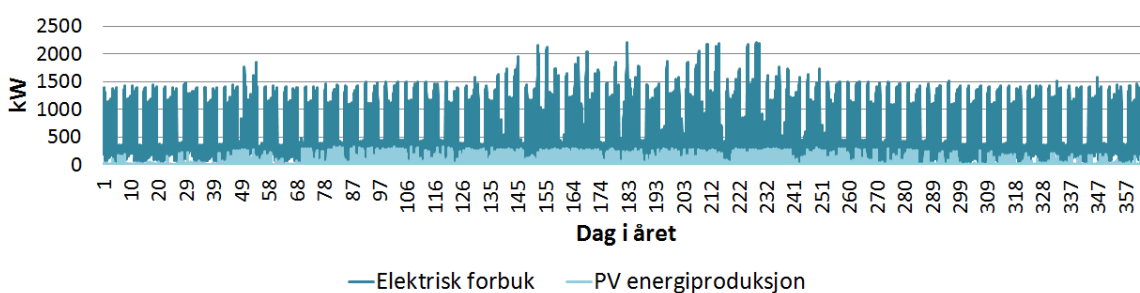
Tabell 28: Antall timer med produksjon i løpet av et år og antall timer med produksjonsoverskudd

	Årlig verdi	Andel av antall timer i et år
Antall timer i et år	8760 timer	100 %
Antall timer med produksjon i løpet av et år	4046 timer	46 %
Antall timer med høyere produksjon enn forbruk i løpet av et år.	25 timer	0,3 %

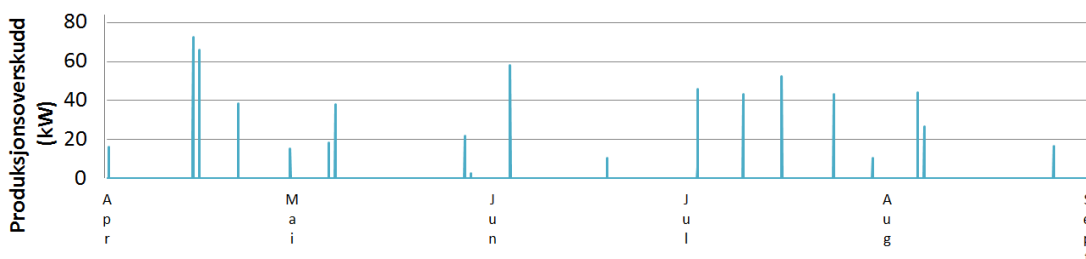
Figur 56 viser den totale daglige energiproduksjonen i MWh for økonomisk løsning. Energiproduksjonen er høyest i løpet av sommerhalvåret med en daglig produksjon som maksimalt ligger rundt 2,5 MWh. Figur 57 sammenligner effektforbruket til Posthuset med mulig produsert effekt ved økonomisk løsning. Sammenligningen er representert ved timeverdier. Som sagt ovenfor er det 25 timer med overproduksjon i løpet av året. Figur 58 viser effektproduksjonen som ikke forbrukes av Posthuset, og det fremkommer av den grafiske fremstillingen at overskuddsproduksjonen går opp mot 70 kW.



Figur 56: Daglig energiproduksjon for økonomisk løsning gjennom et helt år.

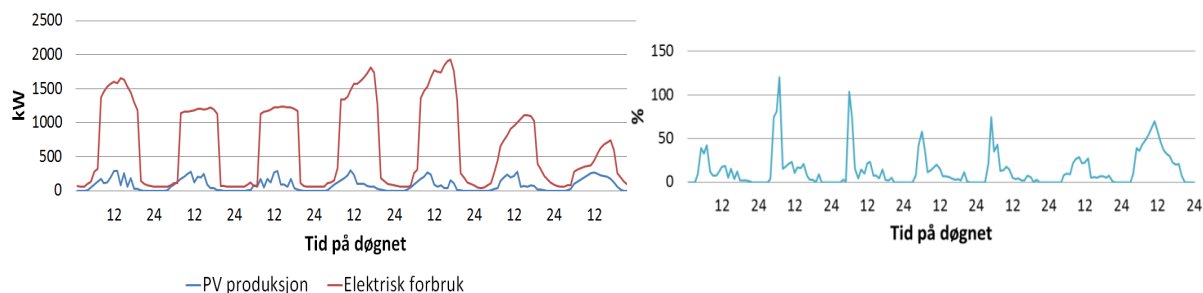


Figur 57: Sammenligning av effektforbruk og effektproduksjon representert ved timeverdier.

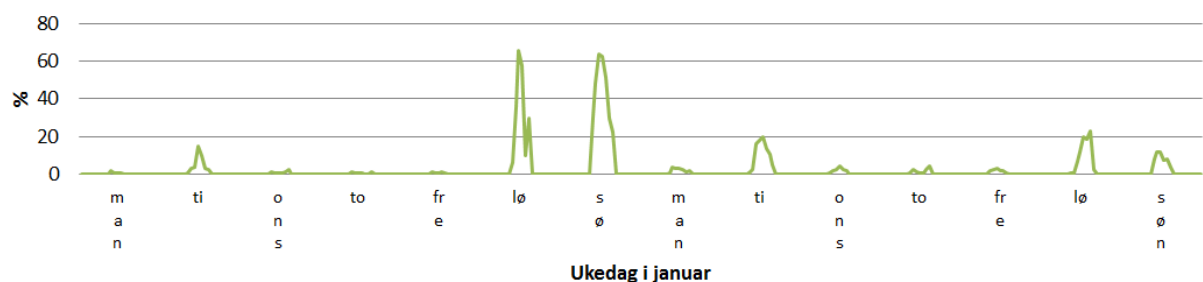


Figur 58: Timer med produksjonsoverskudd i løpet av et år.

Figur 59 representerer en tilfeldig uke i juni, fra mandag til søndag. Figuren til venstre sammenligner det gjennomsnittlige effektforbruket hver time med den gjennomsnittlige effektproduksjonen. Figuren til høyre viser hvor stor andel effektproduksjonen utgjør av effektforbruket, og det fremkommer at det ved noen tidspunkter vil være høyere produksjon enn forbruk. Figur 60 viser hvor stor andel effektproduksjonen fra solcelleanlegget utgjør av effektforbruket for to vilkårlige uker i januar. Fra grafen fremkommer det at noen helgedager om vinteren kan ha betydelig andel effektproduksjon sett opp mot effektforbruket.



Figur 59: Sammenligning av elektrisk effektforbruk og -produksjon (venstre), samt hvor stor andel effektproduksjonen utgjør av effektforbruket (høyre). Grafene vises i timeverdier og representerer en uke fra mandag til søndag, 10.-17. juni.



Figur 60: Andelen energiproduksjonen fra solcelleanlegget utgjør av det elektriske effektforbruket for to uker i januar.

4.5.2 Maksimal løsning

Ved maksimal løsning er alle fasadeløsningene med solceller inkludert både for vinduer og vegger, samt takløsningen som gir høyest årlig produksjon, *tak parallell-20-l*. Løsningene er valgt med utgangspunkt i å maksimere den årlige energiproduksjonen, ut ifra de løsningene som er simulert i denne oppgaven. De valgte løsningene med tilhørende teknologi og årlig energiproduksjon vises i Tabell 29.

Tabell 29: Valgte solcelleløsninger for maksimal løsning

Solcelleløsning	Teknologi	Årlig produksjon	Nominell effekt
Østfasade vegg	CIGS	110 MWh	164 kW _p
Sørfasade vegg	CIGS	152 MWh	192 kW _p
Vestfasade vegg	CIGS	45 MWh	122 kW _p
Østfasade vindu	a-Si:H	31 MWh	56 kW _p
Sørfasade vindu	a-Si:H	48 MWh	73 kW _p
Tak, solcellerader parallelt med bygningskropp, 20° helning og liten radavstand.	c-Si, monokrystallinsk	147 MWh	201 kW _p
Total energiproduksjon		533 MWh	808 kW _p

Som det framkommer av Tabell 29 vil det med maksimal løsningsproduseres 533 MWh årlig. Energiproduksjonen vil dekke 10,5 % av det årlige elektriske forbruket, og det årlige energibehovet per oppvarmet bruksareal vil reduseres til 71 kWh/m². I gjennomsnitt vil effektproduksjonen dekke 20,1 % av effektforbruket, for timene solcelleanlegget produserer energi. Ved maksimal løsningsproduseres 63 timer i løpet av et år. Det totale årlige produksjonsoverskuddet tilsvarer 2 MWh, 0,37 % av den totale årlige energiproduksjonen. Resultatene for sammenligning av forbruk og produksjon, samt antall timer med produksjon og produksjonsoverskudd, oppsummeres i Tabell 30 og Tabell 31.

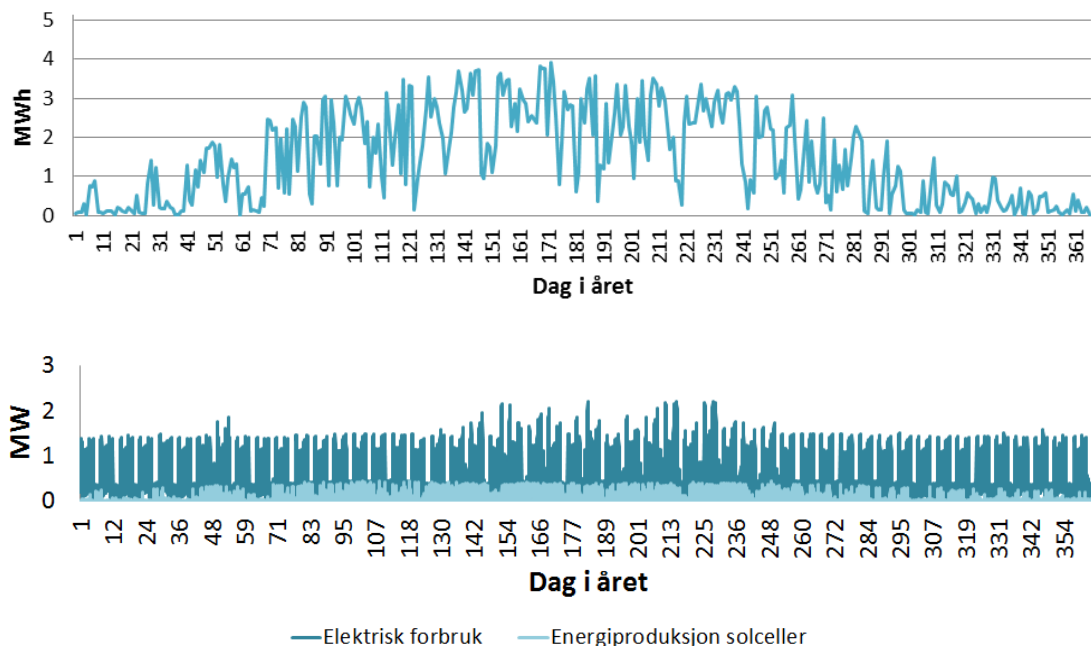
Tabell 30: Sammenligning av energiproduksjon og energiforbruk ved maksimal løsningsproduseres

	Årlig verdi	Andel av elektrisk forbruk
Totalt årlig energiforbruk	5 069 934 kWh	100 %
Total energiproduksjon	533 021 kWh	10,5 %
Total årlig energiproduksjon som ikke vil forbrukes internt i Posthuset.	1 960 kWh	0,04 %
Elektrisk energibehov per BRA	71 kWh/m ²	

Tabell 31: Antall timer det produseres energi fra solcelleanlegget, samt antall timer det er overproduksjon ved maksimal løsningsproduseres

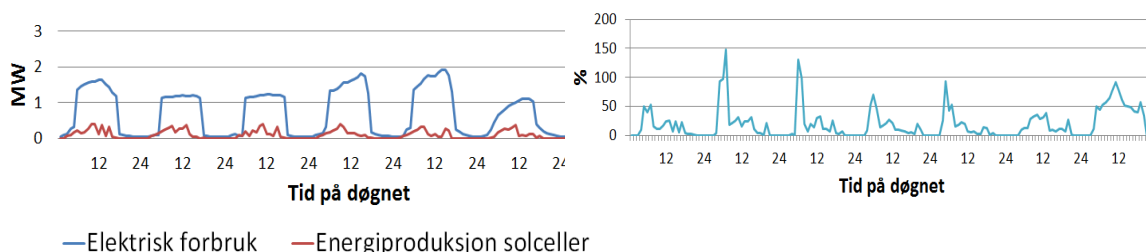
	Årlig verdi	Andel av antall timer i et år
Antall timer i et år	8760 timer	100 %
Antall timer med produksjon i løpet av et år	4009 timer	46 %
Antall timer med høyere produksjon enn forbruk i løpet av et år.	63 timer	0,7 %

Grafen øverst i Figur 61 viser den daglige energiproduksjonen ved maksimal løsningsproduseres. Maksimalt produseres det opp mot 4 MWh i løpet av en dag. Den nederste figuren viser en sammenligning av effektproduksjonen fra solcelleanlegget og effektforbruket til Posthuset, med utgangspunkt i timeverdier gjennom et helt år.

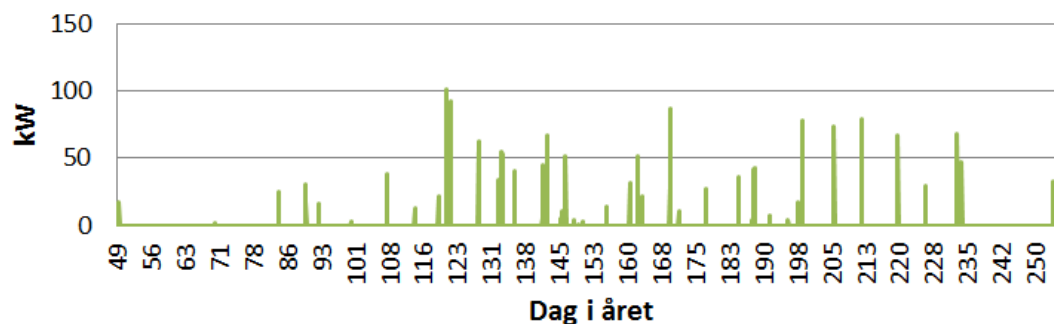


Figur 61: Figuren øverst viser daglig energiproduksjon med maksimal løsningsproduseres. Figuren nederst sammenligner effektforbruk og effektproduksjon med utgangspunkt i timeverdier fra maksimal løsningsproduseres.

I Figur 62 vises effektbehovet til Posthuset og energiproduksjonen fra solcelleanlegget for en uke i juni. Figuren viser tilsvarende uke som ble presentert ved økonomisk løsning. Figuren til venstre sammenligner produksjon og forbruk med utgangspunkt i timeverdier, mens figuren til høyre viser andelen produksjonen utgjør av forbruket. Figuren til høyre viser at det er produksjonsoverskudd to morgener i løpet av juniuka. Figur 63 viser alle timer i løpet av et år det er produksjonsoverskudd. Den første timen med produksjonsoverskudd registreres i midten av februar, mens den siste registreres i september.



Figur 62: Sammenligning av effektproduksjon og effektforbruk representert ved timeverdier en uke i juni, samt andel effektproduksjonen utgjør av effektbehovet (høyre). Grafene viser verdier for 10.-17. juni.



Figur 63: Antall timer med produksjonsoverskudd i løpet av et år.

4.6 Økonomisk analyse

Lønnsomheten med de to løsningene for oppsett av solceller er beregnet med metoden *levelized cost of energy*, LCOE, beskrevet i delkapittel 3.4. Resultatene presenteres med utgangspunkt i et øvre, et nedre og et middels investeringsnivå, samt med en antatt støtte inkludert i investeringskostnaden for hvert av nivåene.

4.6.1 Lønnsomheten ved økonomisk løsning

Med utgangspunkt i systemprisene for solcelleanlegg presentert i Tabell 20 i delkapittel 3.4 og nominell effekt for de ulike oppsettene av solceller som inngår i økonomisk løsning, er det beregnet investeringskostnader for de tre kostnadsnivåene. Nominell effekt for de to løsningene ble presentert i Tabell 26 og Tabell 29 og de beregnede investeringskostnadene presenteres i Tabell 32. Nederste rad i Tabell 32 presenterer en investeringskostnad som inkluderer en antatt støtte på 2 millioner kroner.

Tabell 32: Investeringskostnader med økonomisk løsning

Investeringskostnad (NOK)			
Solcelleoppsett	Nedre	Gjennomsnittlig	Øvre
Tak p-5, c-Si	1 660 000	2 822 000	3 818 000
Vegg sør og øst, CIGS	4 450 000	5 562 500	6 675 000
Total	6 110 000	8 384 500	10 493 000
Total inkl. antatt støtte	4 110 000	6 384 500	8 493 000

Med utgangspunkt i resultatene fra Tabell 32 presenteres de tre kostnadsnivåene ved 4 ulike scenarier. Alle scenarioene er presentert under *standard betingelser*, presentert i Tabell 19. To scenarier representerer en levetid for solcelleanlegget på 25 år, med og uten investeringsstøtte, mens de to siste scenarioene antar en levetid på 40 år og beregnes med og uten investeringsstøtte. Dette gjøres med brakgrunn i at et solcelleanlegg kan ha lenger levetid enn hva mange garantier tilsier. Resultatene presenteres i Tabell 33.

Tabell 33: LCOE ved økonomisk løsning

LCOE (kr/kWh)		Nedre nivå	Gjennomsnittlig nivå	Øvre nivå
Levetid 25 år	Uten støtte	1,51	2,08	2,60
	Med støtte	1,02	1,58	2,10
Levetid 40 år	Uten støtte	1,34	1,84	2,30
	Med støtte	0,90	1,40	1,86

4.6.2 Lønnsomheten ved maksimal løsning

Samme fremgangsmåte og antagelser som for økonomisk løsning er gjort ved beregning av energikostnaden med maksimal løsning. Investeringskostnadene presenteres i Tabell 34, og resultatene fra LCOE beregningene presenteres i

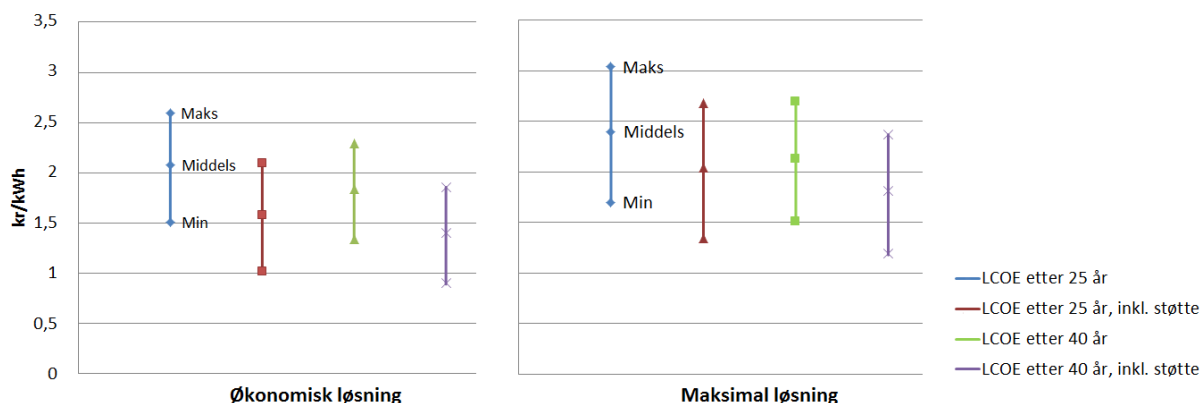
Tabell 35. Figur 64 presenterer de 4 ulike scenarier for LCOE ved et nedre, øvre og gjennomsnittlig nivå for økonomisk og maksimal løsning. Som det fremkommer av figuren er det lavere energikostnader med økonomisk løsning sammenlignet med maksimal løsning. Dette er forventet ettersom løsningene i økonomisk løsning er mer energieffektive enn maksimal løsning. Det er også større sprang mellom kostnadsnivåene med maksimal løsning.

Tabell 34: Investeringskostnader med maksimal løsning

Investeringskostnad (NOK)			
Solcelleoppsett	Nedre	Gjennomsnittlig	Øvre
Tak p-20-l, c-Si	2 010 000	3 417 000	4 623 000
Vegg sør, øst og vest, CIGS	5 975 000	7 468 750	8 962 500
Vindu sør og øst	1 292 000	2 196 400	2 971 600
Total	9 277 000	13 082 150	16 557 100
Total inkl. antatt støtte	7 277 000	11 082 150	14 557 100

Tabell 35: LCOE med maksimal løsning

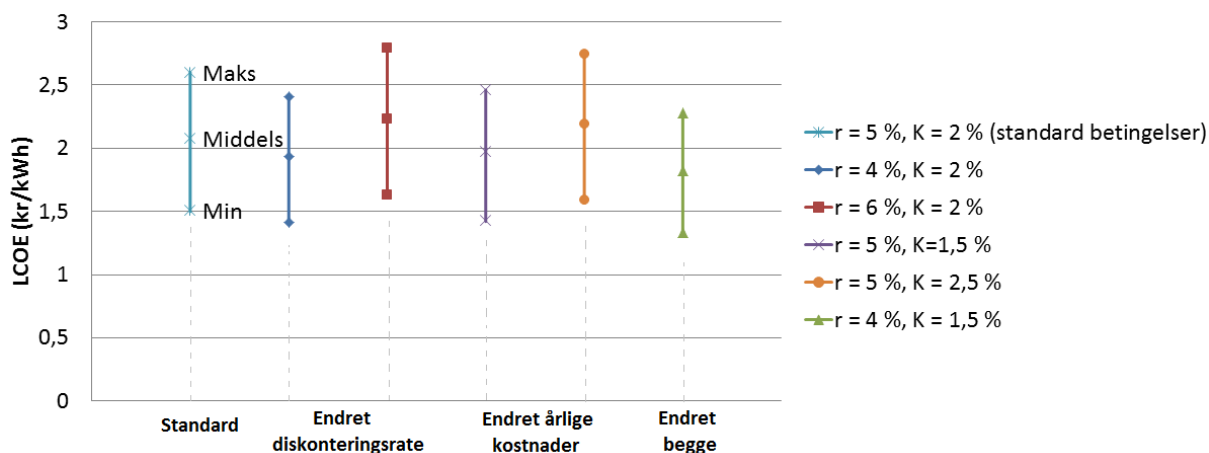
LCOE (kr/kWh)		Nedre nivå	Gjennomsnittlig nivå	Øvre nivå
Levetid 25 år	Uten støtte	1,7	2,4	3,04
	Med støtte	1,34	2,04	2,68
Levetid 40 år	Uten støtte	1,51	2,13	2,7
	Med støtte	1,19	1,81	2,37



Figur 64: LCOE beregninger for 4 scenarier med økonomisk og maksimal løsning.

4.6.3 Følsomhetsanalyse for LCOE beregninger

Med utgangspunkt i LCOE beregninger gjort med økonomisk løsning med en levetid på 25 år for solcelleanlegget, er det laget en følsomhetsanalyse for energikostnadene med ulike prosentsetser for diskonteringsraten og antatte drifts- og vedlikeholdskostnader. De årlige kostnadene i form av drift og vedlikehold beregnes som prosentandel av investeringskostnaden. Resultatene presenteres i Figur 65 og viser en spredning fra 2,79 kr/kWh ved et øvre nivå med en diskonteringsrate på 6 % og årlige kostnader på 2 %, til en energikostnad på 1,33 kr/kWh ved et nedre nivå med en diskonteringsrate på 4 % og årlige kostnader på 1,5 %.



Figur 65: Følsomhetsanalyse ved ulike diskonteringsrater og årlige kostnader med økonomisk løsning.

5 Diskusjon

Innledningsvis ble det sagt at om lag 40 % av innenlands energiforbruk brukes til drift av bygninger. Det er et økende fokus på å redusere bygningers netto energiforbruk, og her kan solcelle spille en avgjørende faktor.

Ved prosjektering av et solcelleanlegg kreves det god planlegging og vurdering av ulike løsninger. Om det planlegges solceller på et nybygg bør det planlegges allerede i skisseprosjektet for å åpne for mulighet til å installere solceller og eventuelt erstatte deler av bygningskledningen med bygningsintegrerte solceller. Tidlig planlegging kan også redusere installasjonskostnader ved å planlegge installasjonen av solceller samtidig som diverse løfteutstyr/stillaser er tilgjengelig⁷³. For et rehabiliteringsprosjekt på et næringslivsbygg som Urban Mountain vil fasaden gjennomgå store endringer og det vil være gode muligheter for å planlegge installasjon av solceller. Resultatene i denne oppgaven viser at solceller på det rehabiliterte Posthuset kan dekke en betydelig andel av det elektriske energiforbruket og bidra til å skape et lavenergibygg.

I dette kapittelet diskuteres resultatene som er oppnådd ved de ulike oppsettene av solceller og to foreslåtte solcellesystemer, der den ene løsningen gir best økonomisk resultat, mens den andre løsningen maksimerer energiproduksjonen. Faktorer som påvirker resultatene og det økonomiske aspektet rundt de to løsningene diskuteres også.

5.1 Valg av meteorologiske data som benyttes til simuleringer

Som nevnt i tidligere kapitler er meteorologiske data en stor kilde til usikkerhet ved simuleringer. Den globale solinnstrålingen påvirkes av breddegraden for en gitt lokasjon og de lokale værforholdene. Områder med mye overskyet vær vil ha en redusert solinnstråling og den globale innstrålingen vil representeres av høyere andel diffus stråling. I tillegg avtar den årlige solinnstrålingen med økende breddegrad. Det er dermed viktig å benytte innstrålingsdata som best mulig representerer ønsket lokasjon. Flere studier^{21, 33, 46} gjør simuleringer med ulike kilder for meteorologiske datasett, noe som viser usikkerheten ved bruk av datasett.

I denne oppgaven benyttes et datasett fra den norske standarden NS3031, som representerer et referanseklime for bygninger i Norge. Siden de meteorologiske dataene er utarbeidet med utgangspunkt i klimadata fra områder rundt Oslo, samt kvalitetssikret av Meteorologisk institutt, anses datasettet som representativt til bruk i simuleringer av Posthuset i Oslo. Kvalitetssikring av datasett er et viktig og omfattende arbeid, og det er dermed en stor trygghet at datasettet er kontrollert av fagfolk fra Meteorologisk institutt. Datasettet representerer et normalår, men i virkeligheten vil solinnstrålingen, temperatur og vindhastighet variere fra år til år. Virkelige forbruk og produksjon vil dermed avvike fra simuleringresultatene og ha en årlig variasjon.

Romundstad⁴⁶ har gjort en sammenligning av global innstråling for 5 værstasjoner utenfor Oslo-området, samt databasene Meteororm, Satellight og Strång. Sammenlignet med referanseklimate fra NS3031, har den norske standarden noe høyere månedsverdier i juni, juli, august og november enn de andre kildene. De resterende månedene ligger verdiene for NS3031 innefor intervallene med innstrålingsverdier fra sammenligningene gjort av Romundstad. Den årlige globalstråling fra NS3031 ligger mellom 8-15 % over de gjennomsnittlige verdiene for datasettene studert av Romundstad i løpet av juni, juli og august, og 28 % over gjennomsnittsverdien i november. Totalt på årsbasis har datasettet fra NS3031, 7 % høyere innstrålingsenergi (kWh/m²) enn gjennomsnittsinstrålingen

representert ved datasettene til Romundstad. Siden det registreres noen høyere verdier for global innstråling sammenlignet med andre kilder, kan det gi høyere simuleringsresultater for energi produsert sammenlignet med hva som vil bli produsert i virkeligheten. Siden globalstrålingen stort sett er høyere i løpet av sommermånedene vil dette også øke behovet for nedkjøling. Det kan også hende at lokale forskjeller gjør at det er riktig at det er høyest global innstråling i Oslo, i løpet av månedene det registreres. Strålingsdataene fra værstasjonene brukt av Romundstad, er fra Ås, Årnes, Roverud, Gran og Hønefoss, mens strålingsdataene fra databasene er beregnet for Gardermoen.

Ytelsen til solceller avtar med økende celleteperatur, og vil påvirkes av omgivelsestemperaturen, ventilering i form av vind rundt modulen og solinnstråling. I tillegg er strømmen som genereres i solcellene være direkte proporsjonal med innkommende fotoner. Hvis man ønsker å utarbeide et datasett som representerer et gjennomsnittså kan en mulig fremgangsmåte være å først lage et gjennomsnittså basert på målinger som er tatt over flere år, for deretter å finne månedlige datasett som er mest representativt for gjennomsnittsåret. Ved bruk av denne fremgangsmåten vil det være direkte sammenheng mellom solinnstråling, temperatur og vindhastighet, noe som vil styrke sikkerheten til resultatene. Fremgangsmåten er ikke benyttet under utarbeidelse av datasettet til Standard Norge, ettersom temperturmålinger og innstråling har ulike kilder. Dette kan være en svakhet ved bruk av datasettet til simulering av solceller, men det er også mulig at metodene som er benyttet for å lage et referanseår tar hensyn til at det skal være en sammenheng mellom for eksempel temperatur og solinnstråling.

At samme meteorologisk datasett benyttes til simulering av energiforbruket til Posthuset og simulering av energiproduksjon fra solcelleanlegget gir et godt grunnlag for å se direkte sammenheng mellom forbruk og produksjon på timebasis, samt at det gir realistiske verdier for når det produseres mer enn det forbrukes.

5.2 Vurdering av plassering av modulradene på taket

5.2.1 Skygge som kastes fra modulene på taket

Ved prosjektering av et frittstående solcelleanlegg, slik som på taket til Posthuset, er det viktig å vurdere avstanden mellom solceller radene. I Tabell 22 vises resultatene fra beregninger gjort av skygge som kastes fra en modul, ved fire ulike helninger ved solvervene og jevndøgnene. Beregningene viser at for en modul med helning på 20° , vil radavstand (r_a) vist ved Figur 23, for å unngå skygging variere fra 1,2 meter når sola står høyest på himmelen om sommeren, til 4,1 meter når sola står høyest på himmelen om vinteren. Med økt helning på modulen, som for eksempel 45° , vil radavstanden variere fra 1,3 meter om sommeren til 7,1 meter om vinteren. Hvis det skal prosjekteres et solcelleanlegg der plass ikke er noen begrensning, vil stor radavstand lønne seg for å maksimere produksjonen ut ifra solcellene det investeres i. For prosjekter med plassbegrensning, som på taket til Posthuset, kan lav vinkling på modulene være en løsning for å minimere skyggetapene. Ved en helning på 5° vil radavstanden variere fra 1,1 meter om sommeren til 1,8 meter om vinteren. Beregningene gjort for radavstanden er gjort med antagelse om at solinnstrålingen kommer normalt inn på retningen til modulene. Når sola treffer panelene på skrått vil skyggene som kastes ha annen oppførsel.

En annen ting som er viktig å tenke på ved plassering av moduler, er hvilken vei modulen står. Som presentert i kapittel 2.1.2 har moduler normalt bypassdioder, som har til hensikt å minimere tapene hvis deler av en modul skygges. Når moduler plasseres i rader etter hverandre bør modulene plasseres slik at kun en serie med celler får redusert ytelse, ved eksempelvis skygging av nedre del av modul, mens resten av modulen yter som den skal på grunn av bypassdiodene. Figur 23 i kapittel 3.2.4 illustrerer hvilken vei modulen bør plasseres

i en slik situasjon. Dette er noe som bør tas hensyn til for arealer med plassbegrensning der modulradene muligens vil skygge for hverandre i løpet av året. Avhengig av valgt oppsett av solceller, kan dette være tilfellet hvis det skal installeres solceller på taket til Posthuset.

5.2.2 Skyggetap simulert i PVsyst

Fra tapoversiktene som vises i Tabell 25 i kapittel 4.3 får takløsningen med 5° helning, parallell-5, lavest skyggetap blant takløsningene. For tilsvarende takløsninger med modulhelning på 20°, har løsningen med stor radavstand, parallell-20-s, omtrent 5 % lavere skyggetap enn løsningen med liten radavstand, parallell-20-l. Løsningene parallell-20-s og parallell-5 har skyggetap på henholdsvis 9,6 % og 8,3 %. Det må dermed gjøres en vurdering av hvilken grad man ønsker å utnytte plassen på taket, i forhold til hvor mye energi man ønsker å produsere. Takløsningen med størst skyggetap er c-Si moduler plassert sørvendt med en helning på 40°. Skyggetapet for tak sør-40 viser et tap på 18,5 % i løpet av et år, noe som utgjør et betydelig energitap. Denne løsningen får likevel høy årlig spesifikk produksjon, ettersom løsningen produserer mye energi i løpet av sommeren, som følge av optimal orientering av modulene. Blant fasadeløsningene er det lite skyggetap fra nærliggende objekter, 1-2 %, og en installasjon av solceller ved en høyde på 33,5 meter og oppover fungerer fint i forhold til skygging fra omkringliggende bygninger. Fra horisonten er det største skyggetapet på 5,9 % for østfasaden.

5.2.3 Orientering i forhold til solinnstråling

Tabell 24 og Tabell 25 viser mye solinnstråling som tapes eller vinnes som følge av orienteringen til modulene, som er forklart med transponeringsfaktoren i kapittel 3.2.4. Alle løsningene på taket, med unntak av moduler som er øst-vest vendt, får bedret solinnstråling sammenlignet med global innstråling på et horisontalt plan. Den mest optimale orienteringen blant takløsningene er modulene som orienteres mot sør, med en helning på 40°. Denne løsning får 27 % mer solinnstråling enn på et horisontalt plan. Modulene plassert parallelt med bygningskroppen og en helning på 20° får 15,8 % mer solinnstråling, mens modulene med 5° helning får en økning på 4,6 %. Øst-vest vendt takløsning får et innstrålingstap på 0,1 %, noe jeg antar er et resultat av lite optimal orientering av nord-vest vendte moduler. For alle fasadeløsningene tapes stråling sammenlignet med globalstråling mot et horisontalt plan. Vestfasaden har størst strålingstap som utgjør 50 % av solinnstrålingen. Østfasaden taper 14,3 % av solinnstrålingen, mens sørfasaden kun har et tap på 3,4 %.

5.2.4 Praktisk oppsett av solceller ved vedlikehold

En annen faktor som er viktig å vurdere ved installasjon av solceller på et tak, er tilgjengeligheten rundt modulene. For at det skal være mulig å gjøre vedlikehold av solcelleanlegget, blant annet måke snø om vinteren, må det være plass til å bevege seg rundt modulradene. Det er ikke tatt direkte hensyn til tilgjengelighet under simuleringer av Posthuset, ettersom det er potensielt energiutbytte jeg ønsket å finne i denne oppgaven. Den minste radavstanden som er brukt under simuleringer av de ulike takløsningene er 1,4 meter, inkludert lengden til modulen. Avstanden l , vist ved Figur 23 i kapittel 3.2.4, er da ca. 0,5 meter og det vil være mulig å bevege seg mellom modulradene.

5.3 Vurdering av variabler brukt i PVsyst

I kapittel 3.2 ble det presentert hvilke faktorer som må defineres og hvilke faktorer som det er valgfritt å definere når et prosjekt opprettes i simuleringsprogrammet PVsyst. Noen parametre er avhengig av prosjektets lokasjon, som albedo og innstrålingsdata, mens andre parametre avhenger av valgte produkter som benyttes i solcellesystemet, som solcellemoduler og vekselrettere. Under diskuteres noen av valgene som er gjort under simulering av solcelleoppsettene på Posthuset.

5.3.1 Albedoeffekten

I PVsyst defineres albedoen enten som en gjennomsnittlig verdi for hele året, eller som månedlige gjennomsnittsverdier. Ideelt sett benyttes målte verdier for albedo for prosjektets lokasjon, men det er sjeldent slike data er tilgjengelige. I denne oppgaven er det benyttet gjennomsnittlige albedoverdier fra værstasjonen i Ås, med høye albedoverdier i løpet av vintermånedene, mellom 0,52-0,68, og lave albedoverdier i løpet av sommermånedene, mellom 0,22-0,30. Det er vanskelig å anta albedoen til en lokasjon ettersom den vil variere med omgivelsene, men i PVsyst er det også mulig å bruke standardverdier for albedo. Standardverdien for urbane strøk ligger mellom 0,14-0,22, og siden Posthuset er lokalisert i et urbant område, ville muligens standardverdiene fra PVsyst vært en bedre tilnærming. I Ås bestemmes albedoen over en gressplen og jeg vil anta at snø i større grad bidrar til høy albedo om vinteren i Ås, sammenlignet med Oslo sentrum. Men, det kan være andre faktorer i omgivelsene som kan påvirke refleksjonen.

For å se hvor mye albedoeffekten påvirker den årlige energiproduksjonen, er det også gjort simuleringer i PVsyst med en albedo på 0,20 gjennom hele året. Dette er standardverdi som benyttes i PVsyst, og den ligger innenfor intervallet for albedo i urbane områder. Simulering med nye albedoverdier resulterte i en reduksjon i årlig energiproduksjon på 0-5,5 % for de ulike oppsettene av solceller. Oppsettene på taket var tilnærmet upåvirket av endring i albedo, noe som var forventet ettersom panelene vender bort fra bakken. *Tak sør-40* er takløsning som vendes minst bort fra bakken og hadde dermed størst påvirkning med 0,9 % redusert energiproduksjon. Den årlige energiproduksjonen for fasadeløsningene ble redusert med 3,5-5,5 %. Ved simuleringer i PVsyst vil albedoeffekten være relativt svak sett opp mot global innstråling, men som sammenligningene viser utgjør refleksjonen fra bakken gjennom albedoeffekten, en representativ andel for fasadeløsningene.

5.3.2 Solcellesystemets tilgjengelighet

En annen faktor som påvirker den årlige energiproduksjonen, er tilgjengeligheten til solcelleanlegget. I simuleringene er solcelleanlegget satt som tilgjengelig gjennom hele året, men hvis det skulle skje en feil eller at det skal foretas vedlikehold i løpet av året, slik at solcellene settes ut av drift, vil energien som potensielt kunne blitt produsert gå tapt.

5.3.3 Elektrisk tap ved skygging av moduler

Under simulering er det simulert med ulikt elektrisitetstap ved skygging av de ulike modulene. For de c-Si modulene på taket simuleres det med et tap på 70 % av den elektrisk produksjonen i en streng, hvis deler av strengen skygges. Denne skyggemetoden er utarbeidet for oppbygningen av krystallinske moduler⁷⁷, men hvor mye som tapes når en streng skygges er vanskelig å anslå. I PVsyst sin introduksjonsmanual foreslås det et tap mellom 60-80 %. For CIGS og a-Si:H er tapet simulert som et lineært skyggetap, noe som passer bedre til oppbygningen av en tynnfilmmodul der halvledermaterialet dampes på modulen, fremfor at en og en celle kobles sammen som i silisiummoduler.

5.3.4 Snøtap i løpet av vintermånedene

En direkte feilkilde ved to av simuleringene gjort for to takløsninger, er at det ved en feil er simulert med for lite tap som følge av at snø dekker til modulene. Dette gjelder for *tak-parallell-5* og *tak øst-vest*, der begge er simulert med et tap som representerer moduler med større helning, vist i Tabell 3 i kapittel 2.3.5. Ved større modulhelning vil snøen raskere skli av modulene og mindre solinnstråling vil tapes. Begge oppsettene er simulert på nytt, og for *tak-parallell-5* ble den årlige energiproduksjonen redusert fra 128 MWh til 121 MWh. Snøtapet som følge av økt tapsverdier for vintermånedene resulterte i at det årlige tapet økte fra 4,3 % til 9,5 %. Ved ny simulering av *tak øst-vest* ble den årlige energiproduksjonen redusert fra 127,3 MWh til 124 MWh, der snøtapet økte fra 6,6 % til 9,0 %. De nye simuleringene viser at *tak-parallell-5* er simulert med 5,8 % årlig overproduksjon, mens *tak øst-vest* er simulert med 2,7 % årlig overproduksjon. Grunnen til at *tak parallell-5* har størst

differanse er at løsningen opprinnelig er simulert med et snøtap som representerer en modulhelning på 25-40°, mens tak øst-vest er simulert med snøtap for modulhøyder mellom 15-25°.

5.4 Sammenligning av resultatene for energiproduksjon

Siden systemgrensen for oppgaven er satt ved utgangen av vekselretter er det valgt å sammenligne verdier for elektrisk energi som sendes ut av vekselretter. For et fullstendig solcellesystem vil det dermed tapes ytterligere energi mellom vekselretteren og der energien forbrukes.

5.4.1 Total årlig energiproduksjon og spesifikk produksjon

For å sammenligne de ulike oppsettene av solceller på fasader og tak er søylediagrammene i Figur 38 til Figur 41 et godt utgangspunkt. Figur 38 viser tydelig hvilke oppsett som gir størst årlig produksjon og hvilke løsninger som gir lite energiproduksjon. Figuren viser at den sørlige veggfasaden med CIGS solceller produserer mest i løpet av et år, tett etterfulgt av takløsningen parallell-20-l med c-Si moduler. For å kunne si noe om hvor effektivt den installerte effekten blir utnyttet er Figur 39 hensiktsmessige å se på. Som beskrevet i kapittel 2.6 beskriver den spesifikke produksjonen, vist ved Figur 39, hvor effektivt hver installerte kW_p blir utnyttet ved de ulike løsningene. Av Figur 39 fremgår det at oppsettet av c-Si solceller på taket ved en løsning parallell-20-s produserer mest energi per installerte kW i løpet av et år. Like bak kommer CIGS solceller installert på sørfasaden, som har noe lavere effektivitet enn c-Si solcellene. CIGS solceller installert på vestfasaden har lavest spesifikk produksjon og produserer under halvparten av energimengden som produseres for resultatene med høyest spesifikk produksjon. Som sagt i kapittel 4 er vestfasaden vinklet noe mot nord og vil ikke få sol på seg før ca. kl.13.30. Løsningen vil dermed oppleve mye tap i form av at solcellearrayet er skygget store deler av dagen, noe som tydelig vises ved 50 % innstrålingstap, som det fremkommer fra Tabell 24.

Figur 45 sammenligner den daglige spesifikke produksjonen for tak, vegg- og vindusfasade. Figuren viser at begge fasadeløsningen for CIGS og a-Si:H solceller på sørvendt fasade har relativt lik spesifikk produksjon i løpet av året, med høyest spesifikk produksjon i mars og september og ellers relativt jevn resten av sommermånedene. Både Figur 43 og Figur 45 viser at produksjonstoppene i mars og september kun gjelder for sørfasaden. Dette stemmer bra ettersom vertikale sørvendte fasader, som er lokalisert ved høye breddegrader, som i Norge, får høyest solinnstrålingsenergi i februar/mars og september/oktober^{1, s.89}. En sørvendt fasade vil også ha betydelig høyere solinnstråling i løpet av vinteren, sammenlignet med for eksempel vestvendte fasader¹. Siden østfasaden er vendt noe mot sør, mens vestfasaden er vendt noe mot nord, får østfasaden betydelig bedre resultater enn vestfasaden. For østfasaden forsvinner sola rundt kl.13.30, når sola treffer vestfasaden. Ved å sammenligne de ulike teknologiene i Figur 45 ser vi at c-Si solceller på taket oppnår høyest spesifikk produksjon om sommeren, mens CIGS og a-Si:H solcellene oppnår høyest spesifikk produksjon om vinteren. Dette har igjen sammenheng med modulenes orientering og solens innsfallsvinkel i løpet av året.

5.4.2 Energiproduksjon per solcelleareal

Figur 40 viser hvor mye energi som produseres per solcelleareal i løpet av et år. Fra figuren er det et tydelig skille mellom de ulike teknologiene som er brukt under simulering, der c-Si solcellene produserer mest energi per solcelleareal, mens de transparente solcellene på vinduene har lavest energiproduksjon per solcelleareal. Dette vises tydelig i Figur 44 og korrelerer bra med effektiviteten til modulene som er på 5,3 %, 14,7 % og 21,1 % for henholdsvis a-Si:H, CIGS og c-Si solceller. Figur 44 viser også at CIGS solcellene produserer

mest energi per solcelleareal i løpet av vintermånedene, noe som skyldes solcellenes orientering i forhold til solstrålenes innfallsvinkel, spesielt for sørfasaden.

5.4.3 Ytelsesforhold

Som beskrevet i kapittel 2.6 tar ytelsesforholdet hensyn til plasseringen av de ulike løsningene og innstrålingstap som kan fremgå på grunn av modulenes plassering. Resultatene i Figur 41 viser at CIGS solcellene oppnår høyest ytelsesfaktor, mellom 77-85 %, mens løsningene der c-Si plasseres tett med helning på 20° og 40° får lavest ytelsesfaktor, på henholdsvis 65 % og 63 %. Blant takløsningene er det løsningen parallell-5 som gir høyest ytelsesfaktor på 77 %. De transparente solcellene oppnår ytelsesfaktorer på 67 % og 71 %, for henholdsvis øst- og vestfasaden. I teoridelen ble det sagt at et godt solcellesystem har et ytelsesforhold på 80 % og CIGS modulene kommer dermed svært godt ut med resultater for ytelsesforhold opp mot 85 %.

Ved å se nærmere på grafikkene i Figur 46 og Figur 51 er det mulig å se hvordan ytelsesforholdene for de ulike løsningene varierer i løpet av året. Alle takløsningene har et bra ytelsesforhold om sommeren som ligger rundt 70-80 %. For løsningene som er satt opp for å optimalisere produksjonen om sommeren, parallell-20-l og sør-40, har løsningene best ytelsesforhold mellom april og august noe som stemmer bra med utgangspunktet for beregningene. For de tre andre takløsningene, parallell-5, øst-vest og parallell-20-s, er ytelsesforholdet bra mellom april og oktober. For vintermånedene har alle takløsningene lavt ytelsesforhold, 20-60 %, noe som trekker ned det årlige ytelsesforholdet. CIGS og a-Si:H solcellene på fasadene viser mer jevn månedlig fordeling for ytelsesforhold, sammenlignet med takløsningene. Spesielt sørfasaden sitt ytelsesforhold, med over 80 % hele året, utmerker seg. Dette har sammenheng med den årlige solinnstrålingen på vertikale sørvendte flater, diskutert over.

5.5 Redusert netto energiforbruk for Posthuset

De to løsningene som vurderes opp mot energiforbruket, bidrar begge til en betydelig reduksjon av det årlige elektriske energiforbruket og vil bidra til å trekke Posthuset nærmere det høyeste BREEAM nivået, *outstanding*, for bærekraftighet. Som sagt i kapittel 2.1.8 er den foreslåtte definisjonen av en Plusskunde, at man er plusskunde så lenge det aldri mates inn mer enn 100 kW på nettet. Med *økonomisk løsning* for oppsett av solceller mates det inn opp mot 70 kW i løpet av de 25 gangene det er overproduksjon. For *maksimal løsning* er overproduksjonen akkurat over 100 kW en gang i løpet av året. Dette ville i følge foreslått definisjon av plusskunde, gjort Posthuset til et småkraftverk. Med utgangspunkt i at overproduksjon forekommer såpass sjeldent, kan det være hensiktsmessig å begrense utgående effekt for å hindre at anlegget blir et småkraftverk. Dette kan for eksempel gjøres ved et varmelager, som konverterer overflødig elektrisk energi til termisk energi.

Selv om det er høyest energiproduksjon om sommeren viser Figur 60 at produksjon fra solcellene også kan dekke en representativ andel av det elektriske forbruket i helger om vinteren. Fra figuren fremkommer det at opptil 60 % av det elektriske forbruket dekkes en helg i januar-måned. Posthuset er et høyt og slankt bygg med store arealer som er lite gunstige for solceller, deriblant nordfasaden og to av takarealene. Hvis tak A3 og A4, vist i Figur 19, ikke hadde vært skygget av henholdsvis tak A2 og plantesøylen, ville den potensielle produksjonen på taket vært tilnærmet doblet. For lavere bygg med større takarealer vil jeg anta at en betydelig større andel av energiforbruket til bygget kan dekkes. En fordel ved at Posthuset er såpass høyt er at det vil være lite skygging fra omkringliggende bygninger. Det er et stort pluss med tanke på at bygget ligger i Oslo sentrum.

En svakhet ved sammenligning av årlig energiproduksjon og energiforbruk i denne oppgaven, er at grunnlaget for energiforbruket har tatt utgangspunkt i en fasade med 50 % vinduer, mens det ved ferdig prosjektbeskrivelse var prosjektert med 65 % vinduer. Under simulering av energiproduksjon har jeg tatt utgangspunkt i prosjekttegninger med 65 % vinduer. Ved større andel vindusfasade vil det være større behov for kjøling om sommeren, noe som vil øke det elektriske forbruket. Ved en tidlig prosjektfase av Urban Mountain ble det også foretatt en simulering av energiforbruket til Posthuset ved en fasade med 85 % vinduer, noe som gjorde at det årlige behovet for romkjøling økte med 9,2 kWh/m². Dette tilsvarer en økning på 45 % fra simuleringen med 50 % vindusfasade. En kommentar som fremkommer av sammenligningen mellom de to løsningene er at det i kalde perioder er behov for både kjøling og oppvarming, slik at vinduer bør prioriteres på nordfasaden⁷⁸. Dette kan muligens åpne for å ha større arealer med solceller på sørfasaden.

5.6 Hvor lønnsomt er det med solceller

Lønnsomheten er et sentralt tema ved investering i et solcelleanlegg. Ved prosjektering av et solcelleanlegg bør det tas høyde for et langt tidsperspektiv med nedbetaling over en lengre tidsperiode. Ved tidlig planlegging i prosjekteringsfasen kan prisen på et solcelleanlegg bli redusert betydelig hvis installasjon og leie av annet utstyr samkjøres med annet bygningsarbeid. I følge Multiconsult³³ representerer installasjonsarbeidet av solceller 24 % av investeringskostnaden til næringsbygg, mens leie av utstyr som stillas, lift og sikkerhetsutstyr representerer 6,9 % av investeringskostnaden. Hvis man vurderer å integrere solceller inn i bygningsfasaden og/eller på taket er dette noe som også må planlegges ved et tidlig prosjektstadium, i samråd mellom arkitekter og ingeniører. For dyre bygningsmaterialer kan bygningsintegreerte solceller være et billigere materialalternativ, i tillegg til at de vil redusere elektrisitetskostnadene.

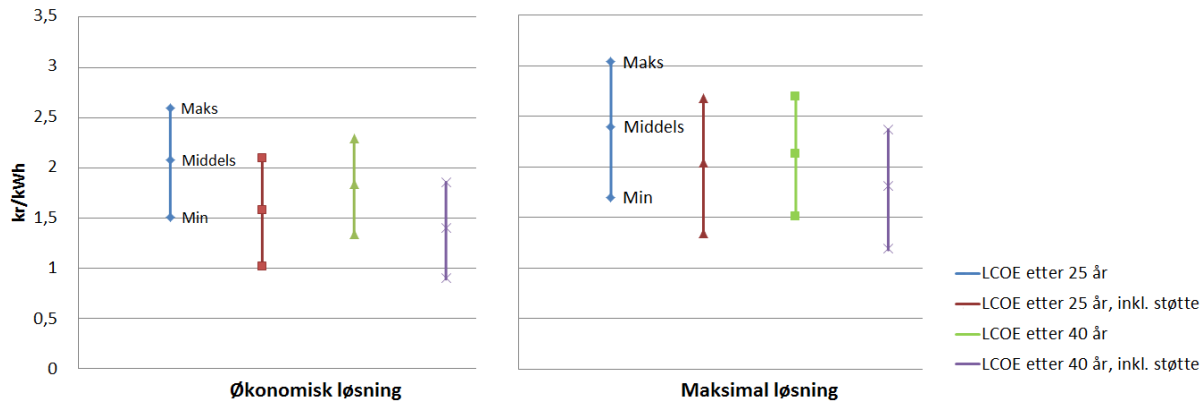
Den gjennomsnittlige systemprisen for solcelleanlegg på næringsbygg har fra 2011 til 2014 sunket med 60 %⁷ og trenden viser at den vil fortsette å synke. I Norge er det per dags dato svært rimelig elektrisitet, der mesteparten genereres av vannkraftanlegg. For å oppnå *grid parity* må LCOE tilsvarer elektrisitetsprisen fra strømmettet. LCOE analysen gjort i denne oppgaven viser at det kan være stor spredning i investeringskostnaden for et solcelleanlegg som vil avhenge av hvor komplekst oppsettet av solcellene er. Energikostnaden vil avhenge av hvor bra den installerte kapasiteten utnyttes og hvilke årlige kostnader som vil påløpe. I tillegg vil levetiden til anlegget være en avgjørende faktor på hvor lønnsomt prosjektet er.

Figuren under viser de beregnede energikostnadene under standard betingelser. Med utgangspunkt i øvre og nedre investeringsnivå viser figuren at energiprisen kan endres med over 1 kr. Med økonomisk løsning og de fire scenarioene energiprisene presenteres ved, varierer energikostnaden fra under 1 kr til over 2,5 kr. Ved maksimal løsning er den høyeste energikostnaden estimert til over 3 kr. De beregnede energikostnadene viser at investeringskostnaden har stor betydning for hvor lønnsomt et solcelleanlegg blir.

Ved beregning av LCOE viser resultatene fra følsomhetsanalysen vist i Figur 65 at antatte verdier for diskonteringsrate og årlige kostnader har betydning for beregnet energipris. Ved å variere diskonteringsraten mellom 4-6 % utgjør dette en forskjell på ca. 0,5 kr/kWh. Ved å endre de årlige kostnadene mellom 1,5-2,5 % av investeringskostnaden utgjorde dette om lag 0,25 kr/kWh.

En annen faktor som kan redusere kostnadene til et prosjekt er støtteordninger. Med Posthuset som utgangspunkt kan det søkes om støtte fra Enova, med et krav om 10 % redusert energibehov. LCOE analysen viser at med en antatt støtte på 2 millioner kroner vil energiprisen ligge mellom 1,02-2,10 kr/kWh avhengig av investeringskostnaden, under

standard betingelser i løpet av en levetid på 25 år. Ved en levetid på 40 år kan energiprisen falle ned til 0,90 kr/kWh med det nedre investeringsnivået, noe som er lavere enn den gjennomsnittlige elektrisitetsprisen på 0,95 kr/kWh¹⁰, mellom 2009 og 2013.



Figur 66: LCOE under standard betingelser ved økonomisk og maksimal løsning.

6 Konklusjon

Med utgangspunkt i de ulike oppsettene av solceller som er simulert i oppgaven, presenteres to løsninger. Den ene anses som best egnet og mest lønnsom, mens den andre løsningen maksimerer energiproduksjonen.

I oppgaven er det simulert ti ulike oppsett med solceller på tak og fasader. Sørfasaden anses som godt egnet for solceller. Ved å dekke alle veggarealer over en høyde på 33,5 meter (ca. 35 % av fasaden) oppnås en årlig energiproduksjon på 152 MWh ved bruk av CIGS tynnfilmceller med en effektivitet på 14,7 %. Østfasaden anses også som godt egnet, men vil ha et betydelig strålingstap i løpet av året. Ved å dekke alle veggarealer på østfasaden over 33,5 meter med solceller kan det produseres 110 MWh årlig ved bruk av CIGS solceller. Vestfasaden anses som dårlig egnet for solceller på grunn av fasadens orientering som vil lide 50 % strålingstap i løpet av et år. Transparente solceller på vindusfasadene har lav effektivitet og produserer dermed lite energi årlig, sett opp i mot arealer som er dekket av solceller. På takarealene anser jeg solceller med lav helning og tett radavstand som mest aktuelt med tanke på vindlaster og høyden til bygget. Teknisk sett er det mest hensiktsmessig å installere radene parallelt med bygningskroppen, selv om modulene ideelt sett bør vendes mot sør for høyest energiproduksjon. Dette er også en løsning som er plassbesparende, har lave skyggetap på grunn av modulhelningen, samt gir nest høyest spesifikk produksjon og bra ytelsesforhold. Årlig produserer løsningen 128 MWh, med monokrystallinske silisiumsolceller med en effektivitet på 21,1 %. For lavere bygg med store takarealer ville jeg vurdert høyere helning på modulene, med større radavstander for å optimalisere energiproduksjonen.

I økonomisk løsning presenteres egnede løsninger for solceller på Posthuset, og består av CIGS solceller på sør- og østfasaden, samt c-Si solceller med helning på 5° på tak A1 og A2. Totalt gir løsningen en årlig produksjon på 390 kWh, noe som dekker 7,7 % av det rehabiliterte Posthusets årlige elektrisitetsforbruk. Ved denne løsningen reduseres energiforbruk per oppvarmet bruksareal fra 79,3 kWh/m² til 73,0 kWh/m². Det er også registrert at Posthuset ved denne løsningen vil ha høyere produksjon enn forbruk 25 timer i løpet av et år. Ved alle tilfellene var overproduksjonen under 100 kW. Dette gjør at Posthuset faller inn under den forslåtte definisjonen av Plusskunde, som vil si at strøm kan mates inn på nettet under gunstige betingelser.

Ved økonomisk løsning ligger energikostnaden (LCOE) mellom 1,5-2,6 kr/kWh under standard betingelser antatt i denne oppgaven. Standard betingelser antar en levetid for solcelleanlegget på 25 år, men om anlegget varer lenger vil energikostnadene synke ytterligere. Ved en levetid på 40 år vil energikostnaden ligge mellom 1,3-2,3 kr/kWh. De beregnede energikostnadene ligger rimelig nær strømprisen rundt 1 kr/kWh og med sjøkabler mellom Norge og Europa kan det antas at strømprisen vil stige i fremtiden på grunn av større konkurranse i markedet. I tillegg viser utviklingen i solcellemarkedet at prisene har sunket gradvis, slik at det er nærliggende å tro at det vil bli lønnsomt med solceller i fremtiden. Energiforbruket kan også reduseres ved støtteordninger, og dette prosjektet vil falle inn under Enova sitt program "Støtte til eksisterende bygg". Et krav for å få støtte fra Enova er en energireduksjon på 10 %, noe som er høyere enn reduksjonen gjort ved økonomisk løsning. For videre arbeid vil jeg anbefale å vurdere om et større areal kan dekkes av solceller på sørfasaden, og samtidig sørge for at bygget ikke på noe tidspunkt har produksjonsoverskudd høyere enn 100 kW, slik at det faller inn under Plusskundeordningen.

Ved maksimal løsning er det simulert med alle fasadeløsninger på vegger og vinduer, samt en løsning på taket der solceller plasseres parallelt med bygningskropp, 20° helning og liten radavstand. Denne takløsningen optimaliserer produksjonen om sommeren. Siden

takløsningen er optimalisert for sommerhalvåret vil modulene i stor grad stå i skyggen i løpet av vinterhalvåret. Ved maksimal løsning produseres en årlig energimengde på 533 MWh, noe som utgjør 10,5 % av Posthusets årlige elektriske energiforbruk. Energikostnaden ved dette oppsettet vil ligge mellom 1,7-3,0 kr/kWh, og er høyere enn økonomisk løsning fordi det inkluderer oppsett av solceller som er mindre energieffektive. Med denne løsningen vil Posthuset ha et produksjonsoverskudd på over 100 kW, noe som vil gjøre bygget til et kraftverk. Dette vil forekomme svært sjeldent og jeg ville derfor anbefale å gjøre noen tiltak, slik at bygget kan være en Plusskunde.

Oppgaven viser at det ligger et stort potensial innen solcelleteknologien og ved installasjon av solceller på Posthuset kan en respektabel andel av elektrisitetsforbruket dekkes med solenergi. Det er gode muligheter for at investeringer i solcelleanlegg kan bli lønnsomme, i tillegg til at det bidrar til en mer miljøvennlig, bærekraftig og grønn hverdag.

7 Referanseliste

1. Chen, C. J. (2011). *Physics of solar energy*. Hoboken, N.J: John Wiley & Sons.
2. Myhre, A. (2008). *Klima, energi og miljø*. Oslo: Universitetsforl. 324 s.
3. Twidell, J. & Weir, A. D. (2006). *Renewable energy resources*. London: Taylor & Francis. 601 s.
4. Alexander, L. e. a. (2013). *Working group 1 Contribution to the IPCC Fifth Assessment Report. Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Summary for Policymakers.*: FN-sambandet. Tilgjengelig fra: <http://www.fn.no/Bibliotek/Rapporter/Miljoe/Climate-Change-2013-The-physical-science-basis> (lest 26.05.2015).
5. European Council. (2014). *Conclusions on 2030 Climate and Energy Policy Framework*.
6. Masson, G., Orlandi, S. & Rekinge, M. (2014). Global Market Outlook For Photovoltaics 2014-2018 *European Photovoltaic Industry Association (EPIA)*.
7. Merlet, S. (2015). *Vedlegg: Nye tall for solkraft i Norge*. Multiconsult (e-post til Tine Marielle Fauske 14.04.2015).
8. Multiconsult. (18.03.2015). Trippel volumvekst for solceller i Norge.
9. Sidelnikova, M., Weir, D. E., Groth, L. H., Stensby, K. E., Langseth, B., Fonnelop, J. E., Isachsen, O., Haukeli, I., Paulen, S.-L., Magnussen, I., et al. (2015). *Kostnader i energisektoren. Kraft, varme og effektivisering*. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.
10. Statistisk sentralbyrå. *Samlet pris på elektrisitet, etter fylke. 2009-2013. Øre/kWh*. Tilgjengelig fra: <http://www.ssb.no/energi-og-industri/artikler-og-publikasjoner/stromprisen-avhengig-av-hvor-man-bor?tabell=224357> (lest 25.05.2015).
11. Dokka, T. H., Lisø, K. R. & Andersen, I. (2010). Passivhus, nullenergibygg og kunnskapsbehov. *Mestern*, 6 (SINTEF S17580): 24-25.
12. Statistisk Sentralbyrå. (2013). *Energibruk i tjenesteytende næringer, 2011, endelige tall*. ssb.no. Tilgjengelig fra: <http://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/entjeneste/hvert-3-aar-endelige> (lest 27.05.2015).
13. Nordic Built. *Urban Mountain er vinner av Nordic Built Challenge i Norge*. Tilgjengelig fra: <http://www.nordicinnovation.org/no/nordicbuilt/news/urban-mountain-er-vinner-av-nordic-built-challenge-i-norge/> (lest 26.01.2015).
14. Nordic Built. (2015). *Nordic Built, hjemmeside*. Tilgjengelig fra: <http://www.nordicinnovation.org/nordicbuilt/> (lest 27.05.2015).
15. Schmidt Hammer Lassen Architects, LOOP architects, COWI, TRANSSOLAR Energietechnik GmbH & Vugge til Vugge Danmark. (2013). *Urban Mountain [prosjekt brosjyre]*. Oslo: Nordic Innovation. Tilgjengelig fra: <http://www.nordicinnovation.org/nordicbuilt/the-5-winners/norway/urban-mountain/> (lest 20.02.2015).
16. Norwegian Green Building Council. (2014). *Om BREEAM*. ngbc.no. Tilgjengelig fra: <http://ngbc.no/om-breeam> (lest 28.05.2015).
17. Markvart, T. (2000). *Solar electricity*. Chichester: Wiley. 280 s.
18. fornybar.no webredaktør: Birgitte Ramm. *Komponenter i solcellesystemet*. fornybar.no. Tilgjengelig fra: <http://www.fornybar.no/solenergi/elektrisk-energi-fra-solen/komponenter-i-solcellesystemet> (lest 29.04.2015).

19. Rossing, N. K. (2011). Praktisk solcelleteknologi for skolen. *Skolelaboratoriet ved NTNU*. 87 s.
20. *Planning & installing photovoltaic systems: a guide for installers, architects and engineers*. (2008). London - Sterling, VA: Earthscan. 384 s.
21. Andersen, M. (2014). *Analysis of actual and forecasted power production for a solar energy system in Norway ; Analyse av faktisk og prognosert energiproduksjon for et solenergisystem i Norge*: Norwegian University of Life Sciences, Ås.
22. PVsyst SA. *Inverter/Array sizing*. PVsyst (lest 19.02.15).
23. Olsen, E. (2015). *Om solcellesystemet* (Samtale med Tine Marielle Fauske 29.04.2015).
24. Shipp, M., Holland, C., Crowder, D., Pester, S. & Holden, J. *Fire safety and solar electric/photovoltaic systems*. bre.co.uk. Tilgjengelig fra: <http://www.bre.co.uk/page.jsp?id=3211> (lest 02.05.2015).
25. Matzow, K. (2015). *Masteroppgave solcelleanlegg Postgirobygget* (e-post til Tine Marielle Fauske 22.02.2015).
26. Santon. *Solar, products*. santonswitchgear.com. Tilgjengelig fra: <http://www.santonswitchgear.com/markets/category/solar.html> (lest 02.05.2015).
27. Norge, S. (2014). *NEK 400:2010 Elektrisk lavspenningsinstallasjoner*. standard.no. Tilgjengelig fra: <https://www.standard.no/fagomrader/elektro/lavspenningsinstallasjoner/n-ek-400-2010/> (lest 29.05.2015).
28. Fladen, B. A. (2015). *Solcelleanlegg på næringslivsbygg - masteroppgave* (E-post til Tine Marielle Fauske 18.05.2015/01.06.2015).
29. SOL OG VIND. *tynnfilm*. Sol og vind. Tilgjengelig fra: <http://sologvind.no/energi/solceller/tynnfilm/> (lest 20.02.2015).
30. Green, M. A., Emery, K., Hishikawa, Y., Warta, W. & Dunlop, E. D. (2015). Solar cell efficiency tables (Version 45). *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 23 (1): 1-9.
31. Green, M. A. (1992). *Solar cells: operating principles, technology and system applications*. Kensington: University of New South Wales. 274 s.
32. Liang, Y., Xu, Z., Xia, J., Tsai, S.-T., Wu, Y., Li, G., Ray, C. & Tu, L. (2010). For the Bright Future - Bulk Heterojunction Polymer Solar Cells with Power Conversion Efficiency of 7,4 %. *Adv. Mater.*, 22 (20).
33. Multiconsult. (2013). Rapport Enova SF: Kostnadsstudie, Solkraft i Norge. (Priser, strømproduksjon og energikostnader for solkraft (PV)).
34. Sopori, B., Basnyat, P., Devayajanam, S., Shet, S., Mehta, V., Binns, J. & Appel, J. (2012). *Understanding light-induced degradation of c-Si solar cells*. Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2012 38th IEEE: IEEE. 001115-001120 s.
35. Campeau, Z., Anderson, M., Hasselbrink, E., Kavulak, D., Shen, Y. C., Lacerda, R., Terao, A., Caldwell, S., Defreitas, Z., Leonard, L., et al. (2013). SunPower, Module Degradation Rate. 61.
36. Harald Hammer fra COWI. (2015). *Lysindusert degradering av a-Si, erfaring fra skoleforsøk* (Samtale med Tine Marielle Fauske 06.05.2015).
37. Jordan, D. C. & Kurtz, S. R. (2013). Photovoltaic Degradation Rates—an Analytical Review. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 21 (1): 12-29.

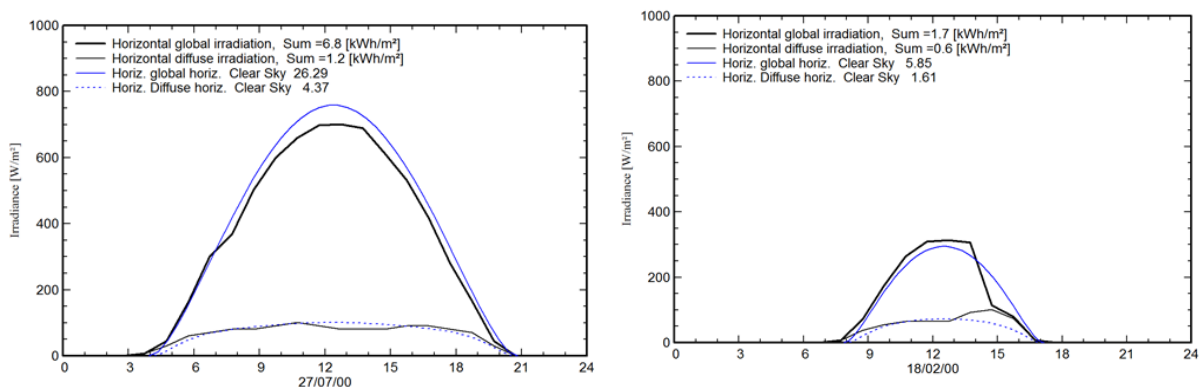
38. PVsyst SA. *PVsyst 6 Help*. PVsyst.com. Tilgjengelig fra: <http://files.pvsyst.com/help/index.html> (lest 07.04.2015).
39. Sharma, M. K. The Light Soaking Effect - Additional Power Boost in Thin Film CIGS PV Module.
40. Stanislas Merlet, M. (2015). *Masteroppgave solenergi* (e-post til Tine Marielle Fauske 14.04.2015).
41. Byrkjedal, Ø., Løvholm, A. L. & Lileo, S. (2013). Resource mapping of solar energy. An overview of available data in Norway.: 55.
42. Hagen, L. (2011). *Measured, modelled and satellite derived solar radiation in Scandinavia*. Master thesis. The University in Bergen.
43. Grini, S. (2015). *Teori* (e-post til Tine Marielle Fauske 01.06.2015).
44. Iqbal, M. (1983). *An introduction to solar radiation*. Toronto: Academic Press. 390 s.
45. Muneer, T. & Kambezidis, H. (1997). *Solar radiation & daylight models for energy efficient design of buildings*. Boston: Architectural Press.
46. Romundstad, R. M. (2014). *Modellering av solvarmeanlegg og produksjonssimuleringer ved Hafslunds fjernvarmeanlegg på Gardermoen*. Ås: [R.M. Romundstad]. VII, 153 s. s.
47. SMA Solar Technology AG. Performance ratio. Quality factor for the PV plant. *Technical Information*.
48. *Beregning av bygningers energiytelse : metode og data = Calculation of energy performance of buildings : method and data*. (2014). Calculation of energy performance of buildings method and data, b. NS 3031:2014. Lysaker: Standard Norge.
49. Enova SF. *Kort om Enovas formål og rammer*. enova.no. Tilgjengelig fra: <http://www.enova.no/om-enova/36/0/> (lest 15.05.2015).
50. Helene fra Enova Svarer. (2015). *Masteroppgave - støtte til solcelleanlegg på næringslivsbygg* (e-post til Tine Marielle Fauske 11.05.2015).
51. COWI AS. (2013). SIMIEN Resultater årssimulering. Prosjekt: Posthuset.
52. SA, P. *A powerful software of your photovoltaic systems: PVsyst photovoltaic software*. Tilgjengelig fra: <http://www.pvsyst.com/en/> (lest 09.05.2015).
53. Erbs, D. G., Klein, S. A. & Duffie, J. A. (1982). Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. *Solar Energy*, 28 (4): 293-302.
54. Lexow, T. E. (2015). *Standard klimadata som vedlegg til NS3031* (E-post til Tine Marielle Fauske 18.05.2015).
55. Meteonorm. *Definition of direct and diffuse radiation*. meteonorm.com. Tilgjengelig fra: http://meteonorm.com/en/support/faq_post/definition-der-direkt-und-diffusstrahlung (lest 09.05.2015).
56. Fagklim. (2014). *Meteorologiske data for Ås*. Tilgjengelig fra: <http://www.nmbu.no/om/fakulteter/miljotek/institutter/imt/laboratorier/fagklim/meteorologiske-data> (lest 06.04.2015).
57. tsmc solar. *TS CIGS SERIES, high-efficiency cigs solar module 145 W/ 150 W/ 155 W/ 160 W*. Datablad. tsmc-solar.com.
58. SunPower. (2013). *X-series solar panels*. Tilgjengelig fra: <http://us.sunpower.com/sites/sunpower/files/media-library/data-sheets/ds-x21-series-335-345-residential-solar-panels-datasheet.pdf> (lest 02.06.2015).
59. Schott Solar. (2005). ASI Glass, Integrated Architecture Powered by the sun.

60. Schott Solar. (2010). Schott ASI Glass, Modular Sizes.
61. SunPower Corporation. (2013). SunPower Module 40-year Useful life.
62. Solcelle specialisten. *Invertere*. solcellespesialisten.dk. Tilgjengelig fra: <http://solcellespesialisten.dk/invertere/> (lest 13.05.2015).
63. SMA Solar Technology AG. *Sunny Tripower 20000TL/25000TL*. sma.de. Tilgjengelig fra: <http://www.sma.de/en/products/solarinverters/sunny-tripower-20000tl-25000tl.html> (lest 13.05.2015).
64. SA, P. (2015). Hjelpeverktøy under simulering i PVsyst.
65. Merlet, S. (2015). *Simulering i PVsyst og valg av solceller* (Telefonsamtale med Tine Marielle Fauske).
66. Andreassen K. fra Sol og Vind. (2015). *master oppgave* (e-post til Tine Marielle Fauske 23.03.2015).
67. TSMC Solar. Application Note, Incorporate CIGS Light Soaking Effekt and Positive Binning in Simulation Software.
68. Carlson, D. E. (1986). Hydrogenated microvoids and light-induced degradation of amorphous-silicon solar cells. *Applied Physics A*, 41 (4): 305-309.
69. Lubianiker, Y., Cohen, J. D., Jin, H.-C. & Abelson, J. R. (1999). Effect of embedded microcrystallites on the light-induced degradation of hydrogenated amorphous silicon. *Physical Review B*, 60 (7): 4434-4437.
70. Meteororm. *Meteororm Software*. meteororm.com. Tilgjengelig fra: <http://meteororm.com/en/downloads> (lest 27.03.2015).
71. Mermoud, A. & Wittmer, B. (2014). PVsyst user's manual PVsyst 6.
72. Andreassen K. fra Sol og Vind. (2015). *Masteroppgave: økonomisk analyse solcelleanlegg* (e-post til Tine Marielle Fauske 20.04.2015).
73. Andreassen, K. (2015). *Masteroppgave: økonomisk analyse solcelleanlegg* (e-post til Tine Marielle Fauske 20.04.2015).
74. Hernández-Moro, J. & Martínez-Duart, J. M. (2013). Analytical model for solar PV and CSP electricity costs: Present LCOE values and their future evolution. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 20 (0): 119-132.
75. TSMC Solar. (2011-2014). *TS CIGS series high-efficiency CIGS solar module*. TSMC Solar. Tilgjengelig fra: http://www.navetto.nl/pdf/pdf-zonnepanelen/TS_CIGS_145Wp-160Wp_C2.pdf (lest 23.04.2015).
76. Ishii, T., Takashima, T. & Otani, K. (2011). Long-term performance degradation of various kinds of photovoltaic modules under moderate climatic conditions. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 19 (2): 170-179.
77. Mermoud, A. (2015). *PVsyst - shading of CIGS modules* (e-post til Tine Marielle Fauske 18.05.2015).
78. COWI. (05.05.2013). *PP-presentasjon: Glassarealer og resulterende enegibehov*.
79. Bjørn Thorud - Multiconsult. (2013). *Solceller i Norge - Når blir det lønnsomt? Smartgridkonferansen 2013*.

8 VEDLEGG

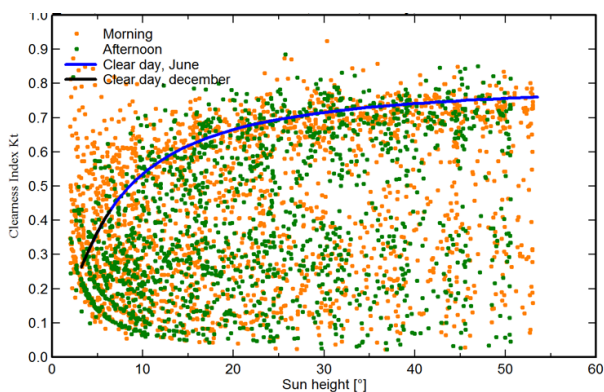
A: Import av meteorologiske data i PVsyst

Ved import av meteorologisk data i PVsyst er en måte å kontrollere at dataene er importert korrekt ved å sammenligne med en modell for global og diffus horisontalstråling en klarværsdag. Programvaren i PVsyst finner de beste klarværsdagene hver måned fra de importerte dataene og sammenligner med modellen for klarvær. Her kommer det tydelig frem om det er lagt inn feil tidsendring for de importerte dataene. Grafene under viser to klarværsdager fra de importerte dataene fra Standard Norge.



Figur 67: Sammenligning av importerte meteorologiske data fra SIMIEN med modeller for global og diffus horisontalstråling en klar dag. Grafene representerer beste klarværsdag i juli og februar.

Klarhetsindeks er en annen måte å kontrollere importerte data i PVsyst. Figuren under viser klarhetsindeksen for morgenen og ettermiddag, sammenlignet med modell for en klarværsdager i juni og desember.



Figur 68: Klarhetsindeks for morgen- og ettermiddagstimer.

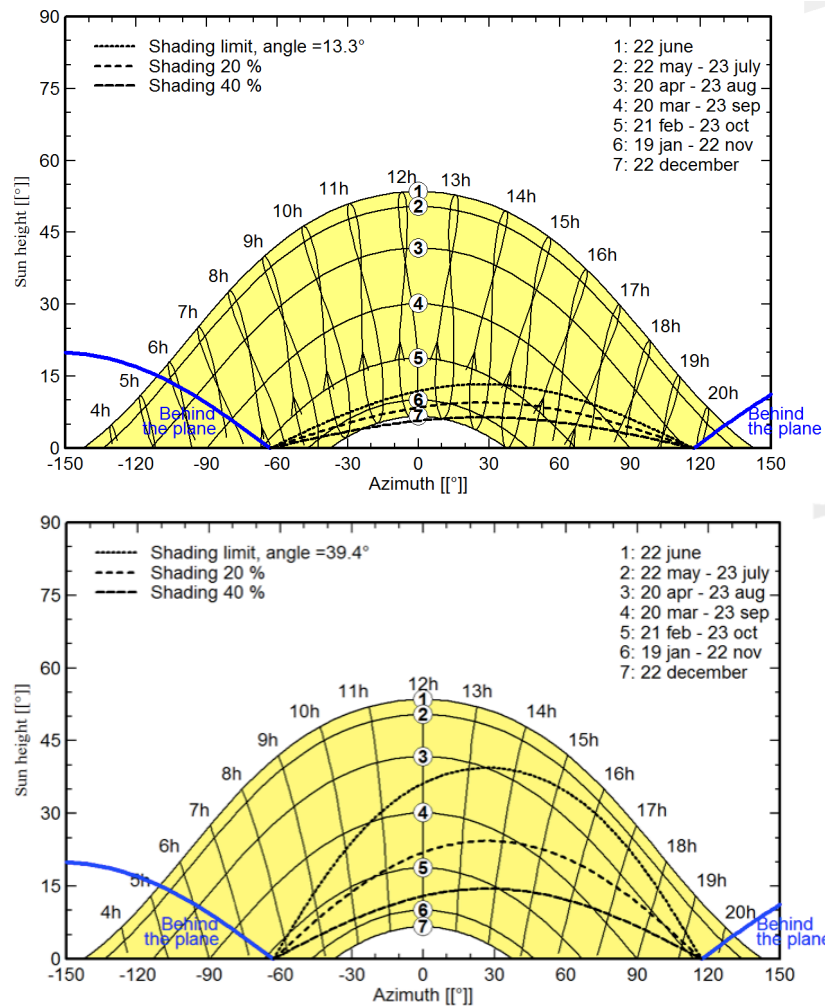
	Ås	Årnes	Roverud	Gran	Hønefoss	Meteonorm	Satellight	Strång	Gjennomsnitt
jan	10	9	7	6	9	7	8	8	8,0
feb	26	29	22	25	28	22	24	24	25,0
mar	70	76	69	76	74	65	63	64	69,6
apr	100	107	103	109	106	113	92	99	103,6
mai	149	152	141	151	153	147	146	140	147,4
jun	159	166	152	163	164	162	137	148	156,4
jul	157	154	141	151	157	155	155	135	150,6
aug	123	123	113	120	123	103	123	108	117,0
sep	74	77	66	74	74	74	70	70	72,4
okt	34	34	30	33	34	32	32	34	32,9
nov	12	12	10	9	11	9	10	12	10,6
des	6	6	5	3	5	4	5	5	4,9
tot	920	945	859	920	938	893	865	847	898,4

Figur 69: Global innstråling gitt ved innstrålt energi pr. måned (kWh/m²) fra ulike datasett. Tallene er hentet fra Romundstad⁴⁶.

NS3031	
jan	9
feb	29
mar	67
apr	110
mai	147
jun	179
jul	163
aug	130
sep	77
okt	34
nov	13,59
des	6
	964

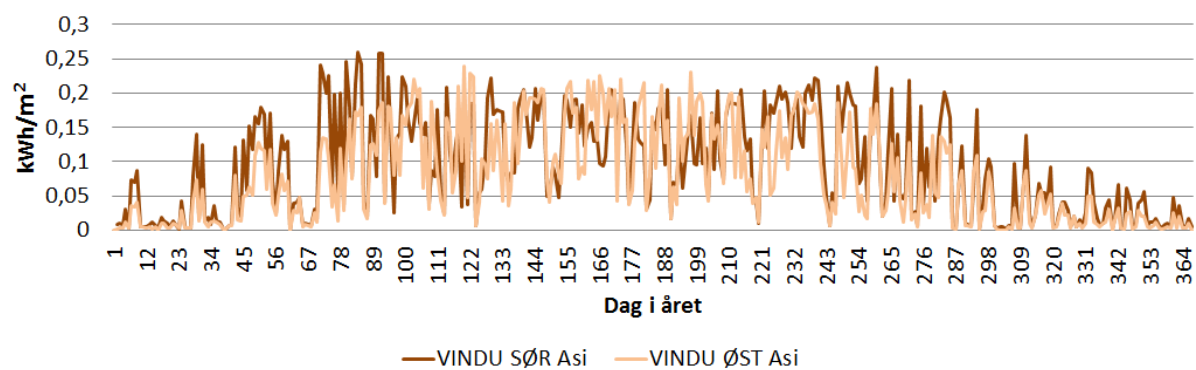
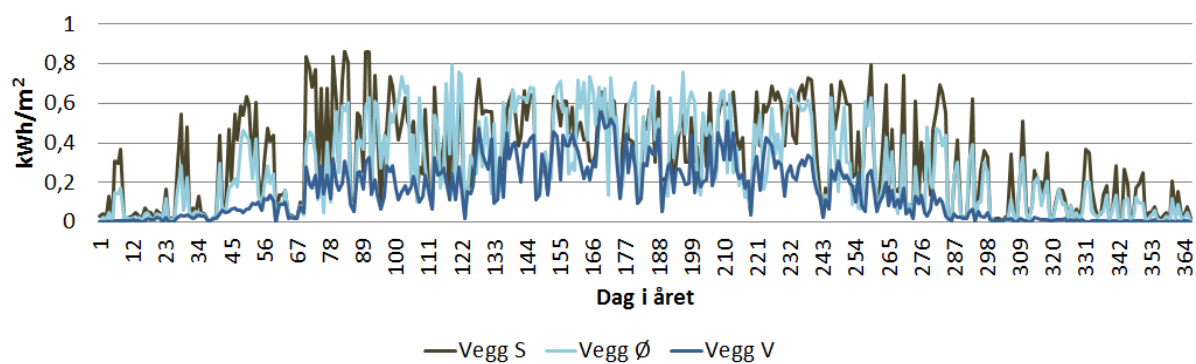
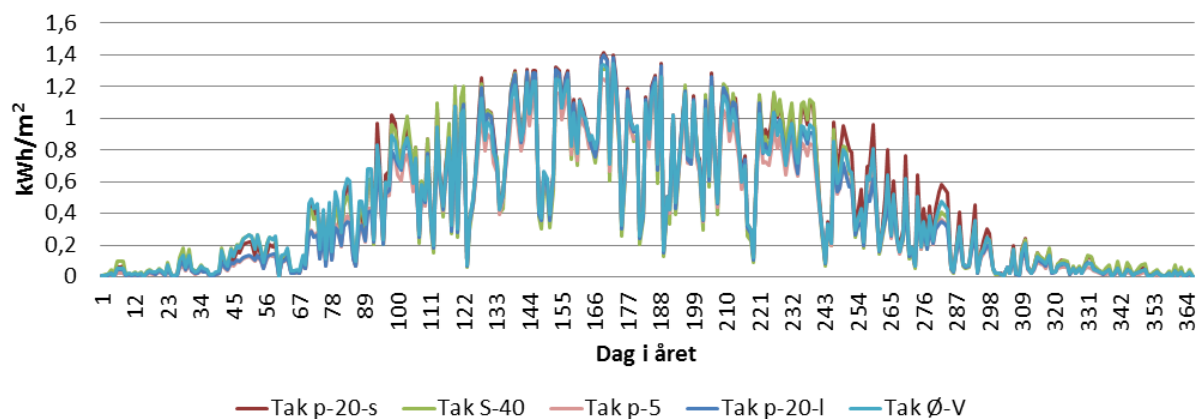
Figur 70: Månedsverdier for global innstråling fra de meteorologiske dataene fra NS3031

B: Simulert skygging av moduler i PVsyst



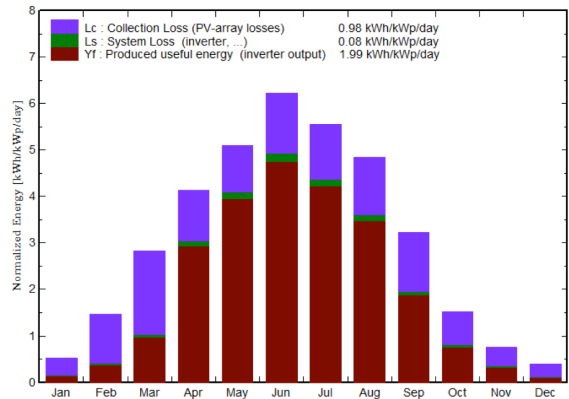
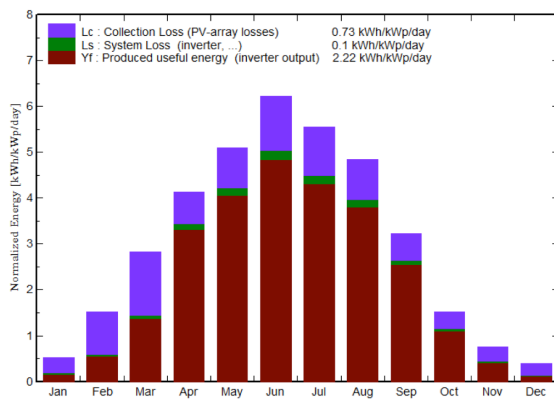
Figur 71: Skygging av solcellene på taket. Begge figurene er simulert med en asimut på 27° og helning på 20°. Radavstand for figuren til venstre er 1,41 meter, og for figuren til høyre er den 2,5 meter.

C: Energiproduksjon per solcelleareal

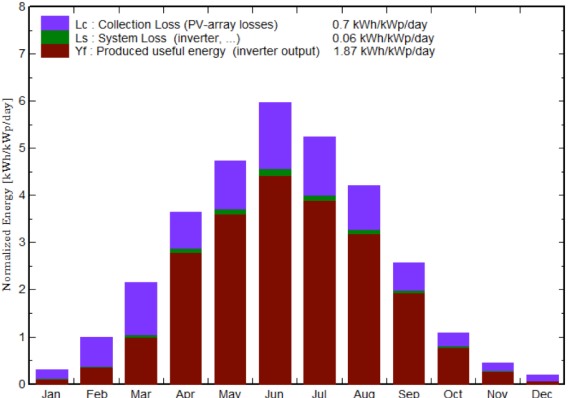
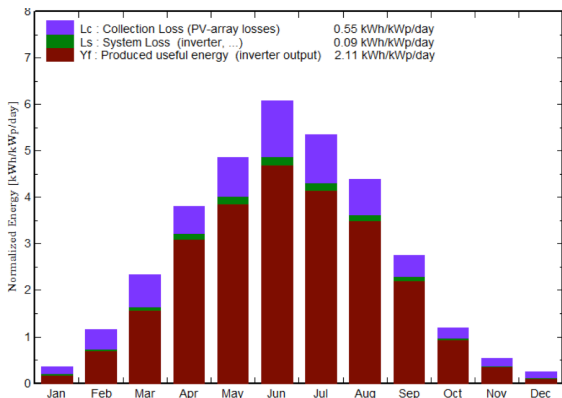


D: Månedlig spesifikk produksjon

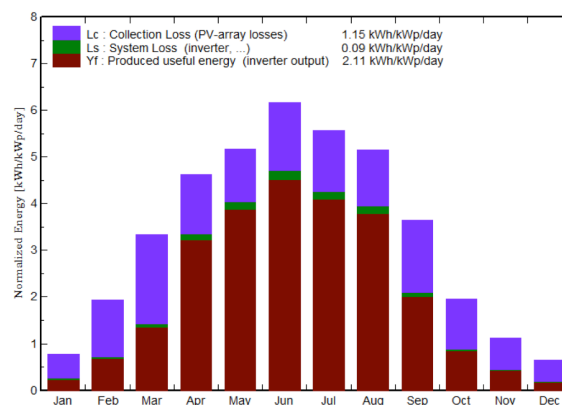
TAK c-Si



Figur 72: Tak p-20-s (venstre) og tak p-20-l (høyre)

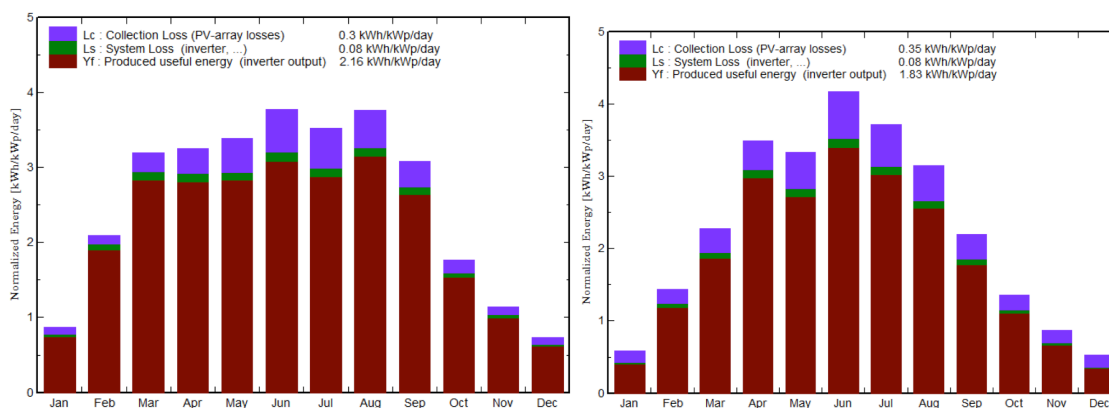


Figur 73: Tak p-5 (venstre) og tak øst-vest 5 (høyre)

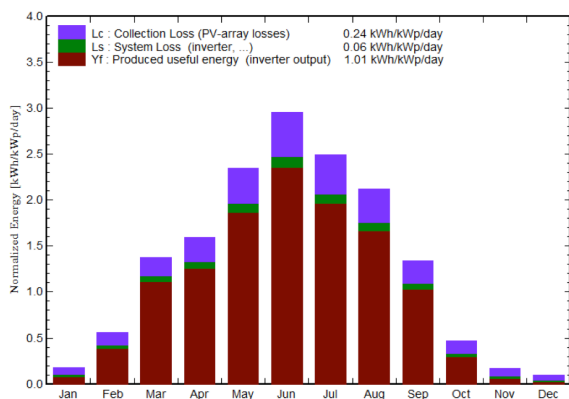


Figur 74: tak sør-40

VEGGFASEDE CIGS

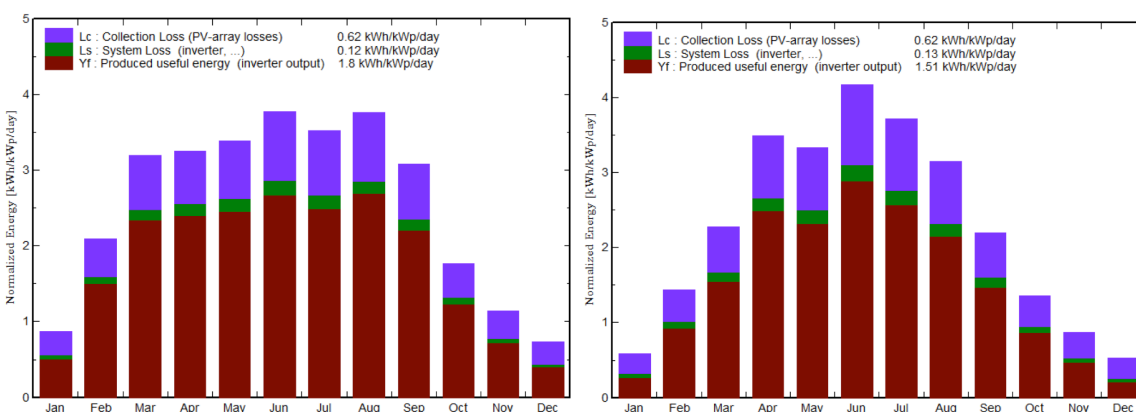


Figur 75: Sørvendt veggfasade (venstre) og østvendt veggfasade (høyre) for CIGS solceller



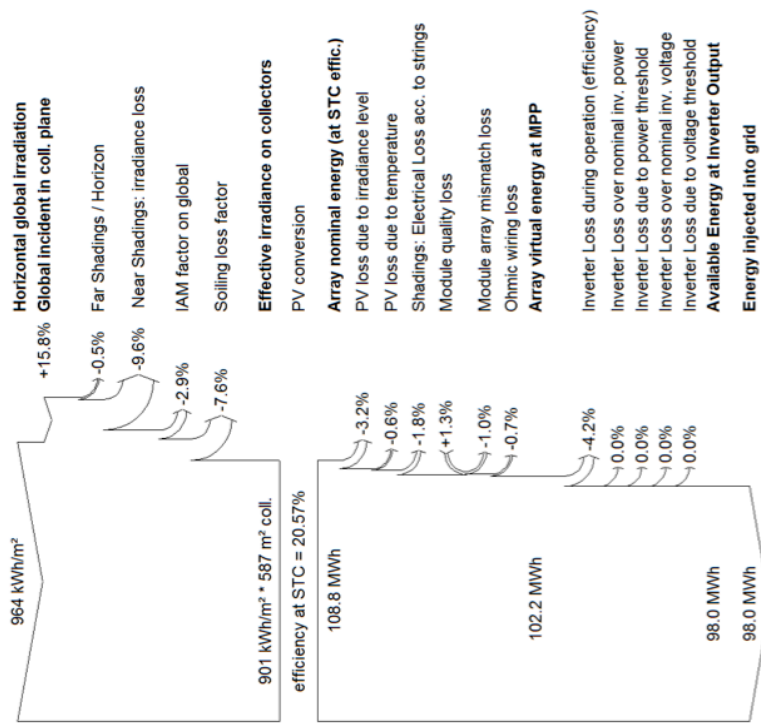
Figur 76: Vestvendt veggfasade CIGS

VINDUSFASEDE TRANSPARENTE a-Si:H

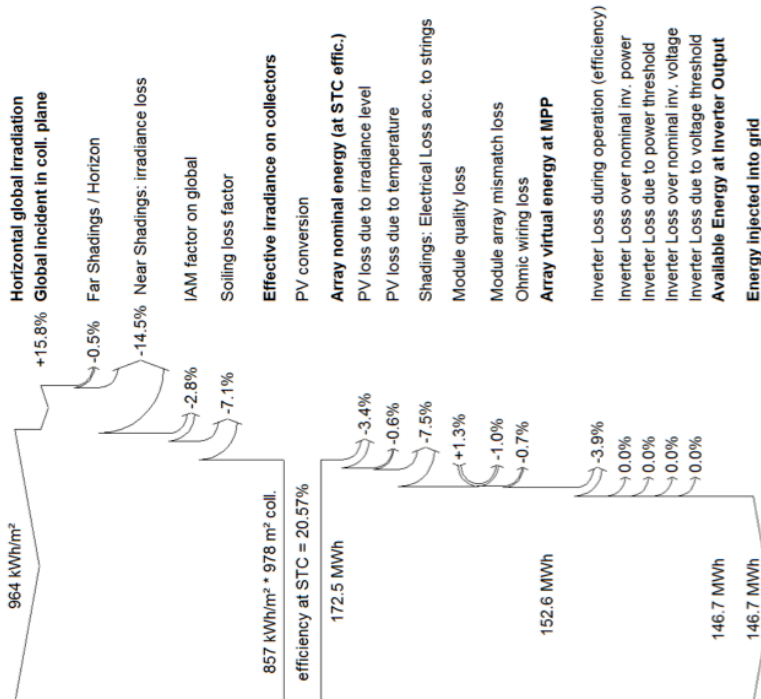


Figur 77: Sørvendt vindusfasade (venstre) og østvendt vindusfasade (høyre) med a-Si:H

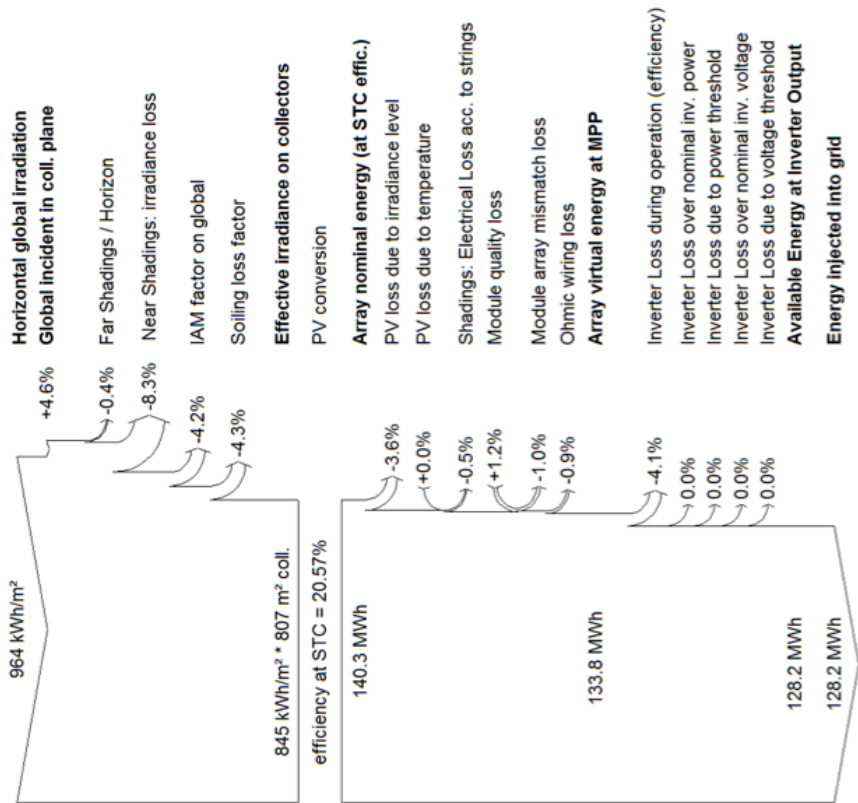
E: Tapsdiagrammer fra simuleringer i PVsyst



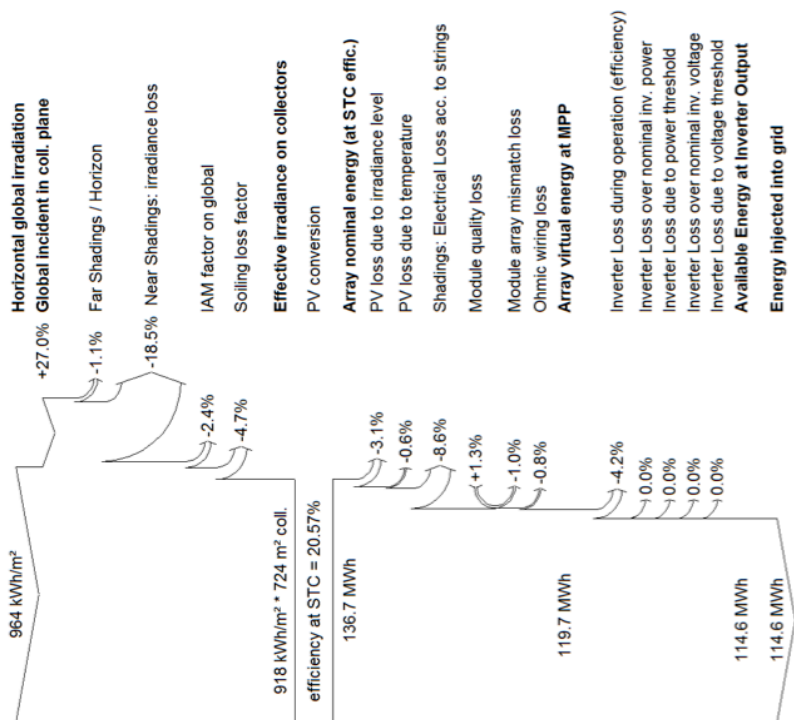
Figur 78: Tak parallell 20°, stor radavstand



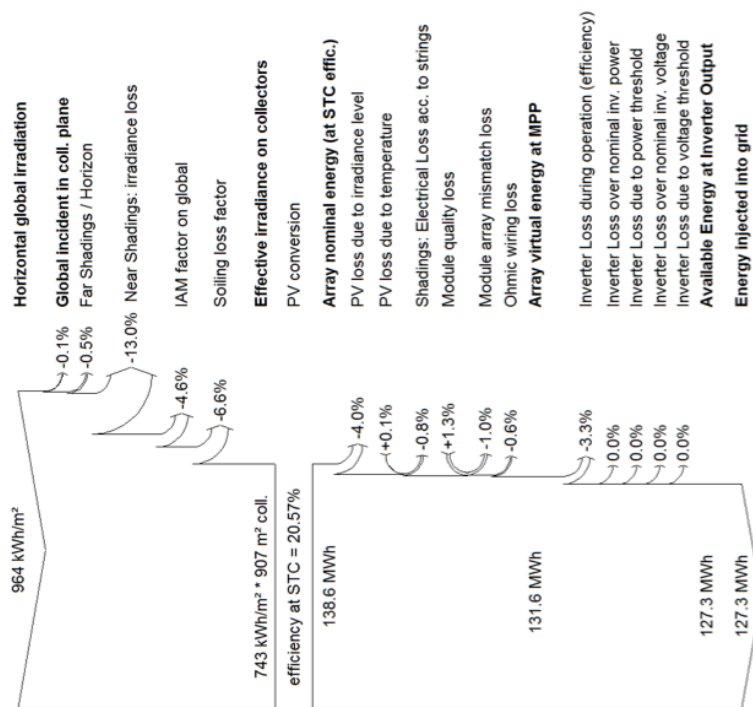
Figur 79: Tak parallell 20°, liten radavstand



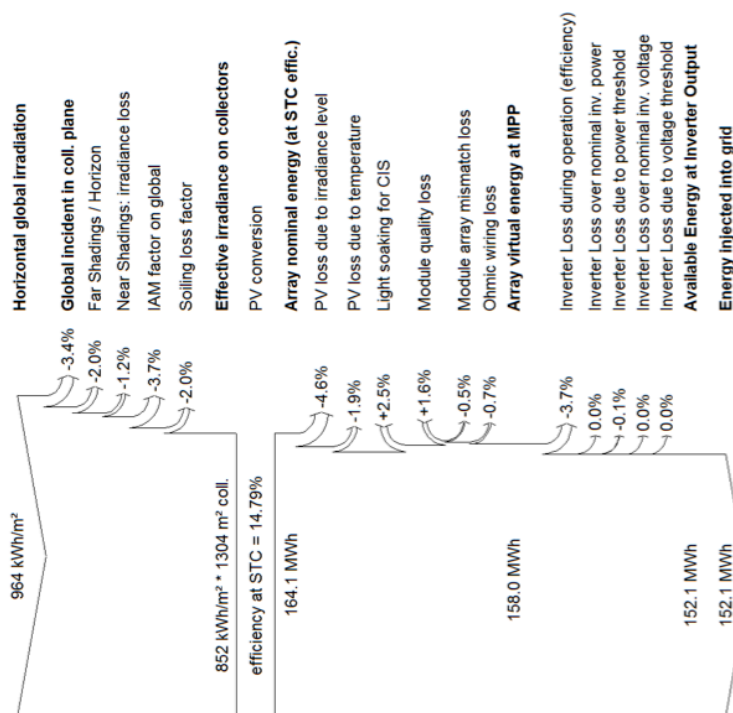
Figur 80: Tak parallell 5°, liten radavstand



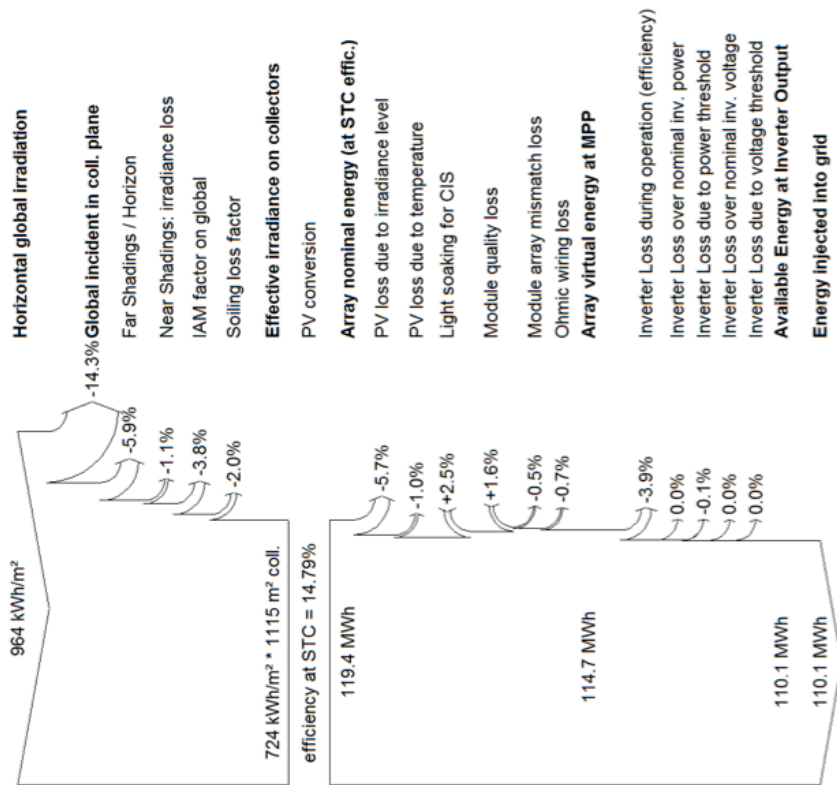
Figur 81: Tak sørvendt 40°, liten radavstand



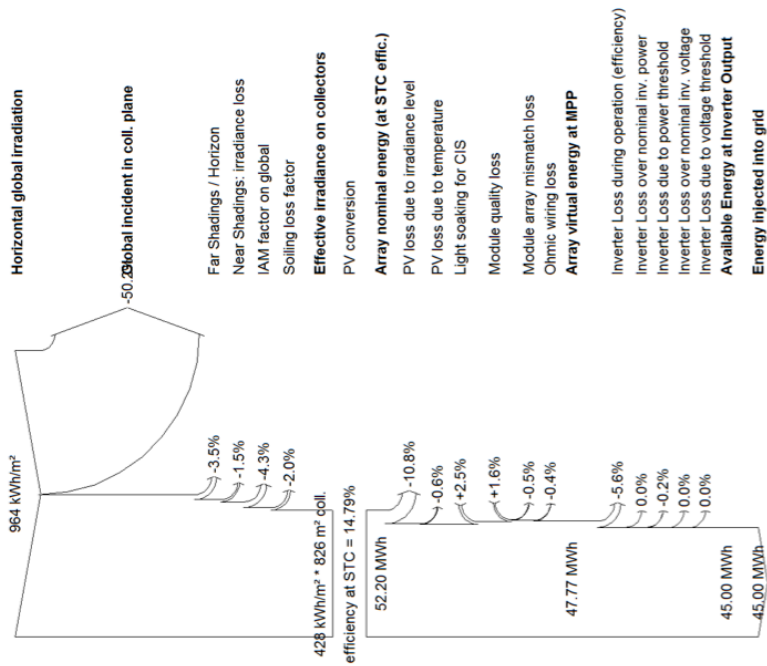
Figur 82: Tak øst-vest vendt parallelt med bygningskropp 5°, liten radavstand



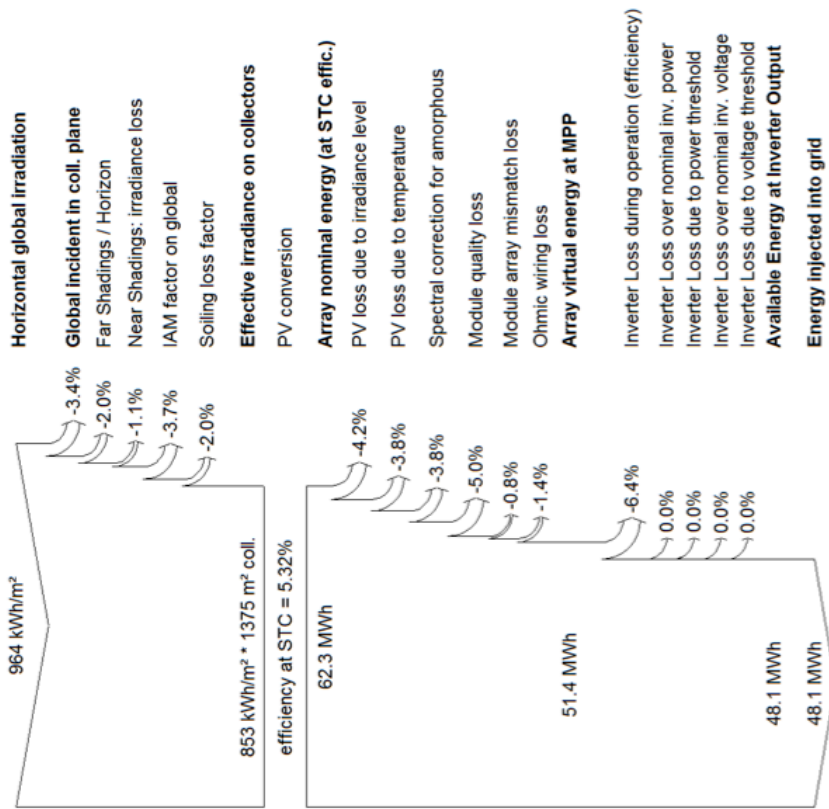
Figur 83: Fasadeløsning sørvegg, CIGS solceller



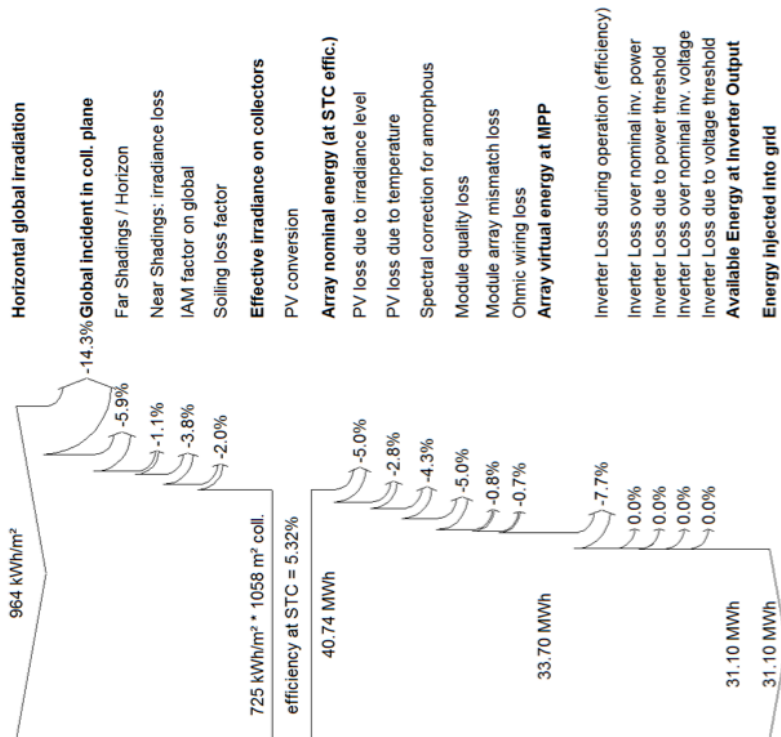
Figur 84: Fasadeløsning østvegg, CIGS solceller



Figur 85: Fasadeløsning vestvegg, CIGS solceller



Figur 86: Fasadeløsning sørvendte vinduer, transparente a-Si:H solceller



Figur 87: Fasadeløsning østvendte vinduer, transparente a-Si:H solceller

F: LCOE beregninger

Tallverdier benyttet til å lage LCOE grafene i kapittel 4.

Grønt: beregninger gjort med utgangspunkt i baseverdier

Oransje: dyrest scenario

Rosa: rimeligst scenario

Resultater ØKONOMISK (kr/kWh)	Min investering	Gj.snitt investering	Maks investering
diskonteringsrate 5% (2 % årlige kostnader)	1,51	2,08	2,6
	1,34	1,84	2,3
diskonteringsrate 4% (2 % årlige kostnader)	1,41	1,93	2,41
	1,22	1,67	2,09
diskonteringsrate 6 % (2 % årlige kostnader)	1,63	2,23	2,79
	1,46	2,01	2,51
årlige kostnader 1,5% (r = 5%)	1,43	1,97	2,46
	1,26	1,73	2,16
årlige kostnader 1,5% (r = 4%)	1,33	1,82	2,28
	1,14	1,56	1,95
årlige kostnader 2,5 % (r = 5 %)	1,59	2,19	2,74
	1,42	1,95	2,43
degraderingsrate sunpower 0,25 %	1,51	2,07	2,59
	1,33	1,82	2,28

Resultater ØKONOMISK (kr/kWh)	Min invest. - antatt støtte	Gj.snitt invest. - antatt støtte	Maks invest. - antatt støtte
diskonteringsrate 5% (2 % årlige kostnader)	1,02	1,58	2,1
	0,9	1,4	1,86
diskonteringsrate 4% (2 % årlige kostnader)	0,95	1,47	1,95
	0,82	1,27	1,69
diskonteringsrate 6 % (2 % årlige kostnader)	1,09	1,7	2,26
	0,98	1,53	2,04
årlige kostnader 1,5% (r = 5%)	0,96	1,5	1,99
	0,84	1,31	1,75
årlige kostnader 1,5% (r = 4%)	0,89	1,39	1,84
	0,77	1,19	1,58
årlige kostnader 2,5 % (r = 5 %)	1,07	1,66	2,21
	0,95	1,48	1,97
degraderingsrate sunpower 0,25 %	1,01	1,57	2,09
	0,89	1,39	1,85

G: Kostnader for BIPV sammenlignet med annet fasadeklede

Tabell 36 viser omtrentlige priser for ulike fasadematerialer og bygningsintegrerte solceller (BIPV). Prisene er hentet fra Bjørn Thorud sin presentasjon under SmartGrid konferansen i 2013⁷⁹.

Tabell 36: Pris per areal for ulike fasadematerialer og BIPV

Materiale	NOK/m ²
Kobber (kostbar)	3500
Skifer	3000
BIPV	3000
Glass (kostbar)	2625
Kobber (billig)	1900
Sink/tegl	1500
Glass (billig)	1375
Stål	1100
Betong	1100

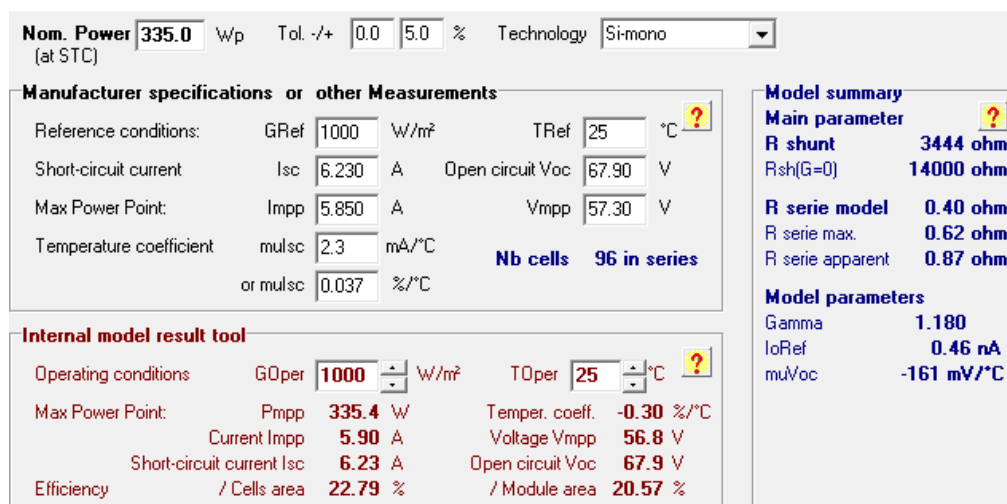
Arealer med transparente solceller på Posthuset tilsvarer 2433 m², for sør- og østfasaden. Kolonnene til venstre i Tabell 37 viser investeringskostnaden for de transparente solcellene simulert med i denne oppgaven med utgangspunkt i prisene oppgitt i Tabell 36. Kolonnene til høyre viser kostnadsintervallet som er benyttet ved beregning av LCOE.

Tabell 37: Sammenligning av ulike kostnader for BIPV og kostnader brukt under simulering

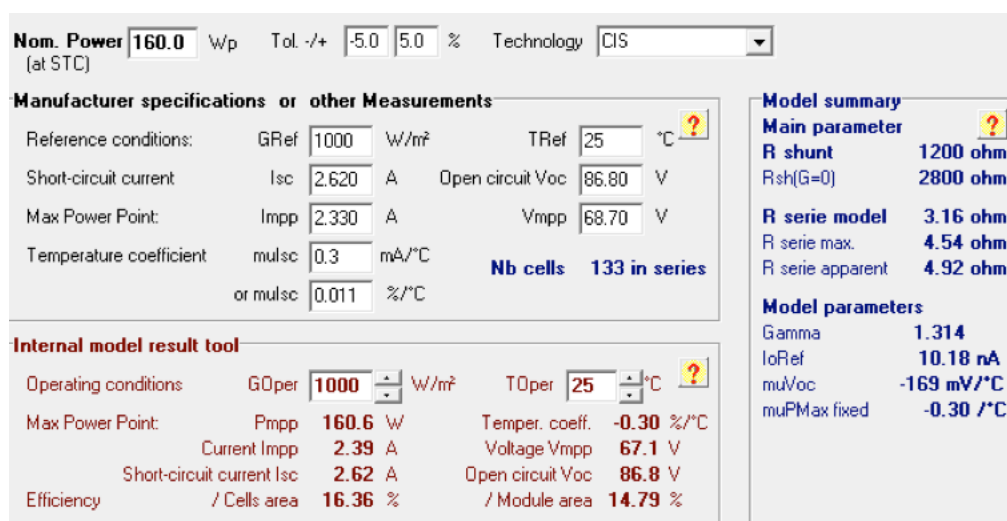
Investeringskostnad basert på tabellen over (NOK)		Investeringskostnad benyttet under simulering (NOK)	
BIPV Posthuset	7 299 000		
Glass kostbar Posthuset	6 386 625		
Glass billig Posthuset	3 345 375		
BIPV fratrukket glass (kostbar)	912 375	ASI Thru øvre nivå	1 292 000
BIPV fratrukket glass (billig)	3 953 625	ASI Thru nedre nivå	2 971 600

H: Elektriske egenskaper for CIGS, a-Si:H og c-Si benyttet under simulering

Figurene under viser de elektriske egenskapene til modulene som er simulert med i PVsyst. De elektriske egenskapene er definert under modulspefikasjon i PVsyst.



Figur 88: SPR-X21-335 fra SunPower, elektriske egenskaper.

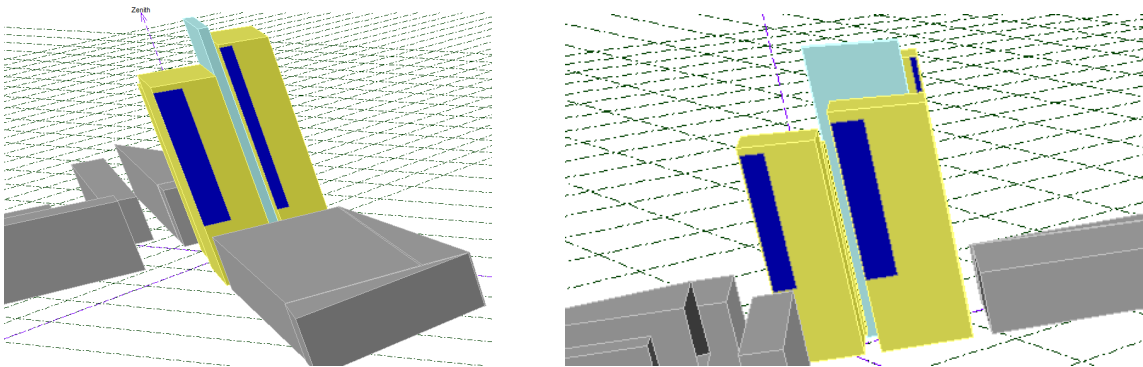


Figur 89: TS-160 C2, CIGS solceller fra TSMC Solar, elektriske egenskaper.

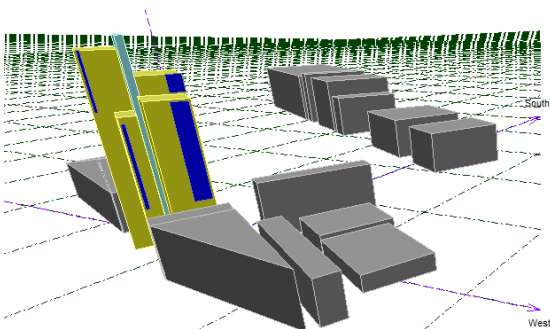
Nom. Power	<input type="text" value="156.0"/>	Wp	Tol. +/-	<input type="text" value="-10.0"/>	<input type="text" value="10.0"/>	%	Technology	<input type="text" value="a-Si:H tandem"/>
<small>(at STC)</small>								
Manufacturer specifications or other Measurements								
Reference conditions:	GRef	<input type="text" value="1000"/>	W/m ²	TRef	<input type="text" value="25"/>	°C	?	
Short-circuit current	Isc	<input type="text" value="2.220"/>	A	Open circuit Voc	<input type="text" value="111.00"/>	V		
Max Power Point:	Impp	<input type="text" value="1.870"/>	A	Vmpp	<input type="text" value="83.00"/>	V		
Temperature coefficient	mulsc	<input type="text" value="1.8"/>	mA/°C				Nb cells 65 x 4	
	or mulsc	<input type="text" value="0.080"/>	%/°C					
Internal model result tool								
Operating conditions	GOper	<input type="text" value="1000"/>	W/m ²	TOper	<input type="text" value="25"/>	°C	?	
Max Power Point:	Pmpp	156.2	W	Temper. coeff.	-0.16	%/°C		
	Current Impp	1.81	A	Voltage Vmpp	86.3	V		
	Short-circuit current Isc	2.22	A	Open circuit Voc	111.0	V		
Efficiency	/ Cells area	N/A	%	/ Module area	5.32	%		
Model summary								
Main parameter ?								
R shunt	700 ohm							
Rsh(G=0)	8500 ohm							
R serie model	2.62 ohm							
R serie max.	5.24 ohm							
R serie apparent	5.79 ohm							
Model parameters								
Gamma	4.843							
IoRef	1055.71 nA							
muVoc	-139 mV/°C							
muPMax fixed	-0.20 /°C							
for amorphous								
dMuTau	3.0 /V							
Spectral corr.	ON							

Figur 90: ASI Thru-4-IO 10 % fra Schott Solar AG, elektriske egenskaper.

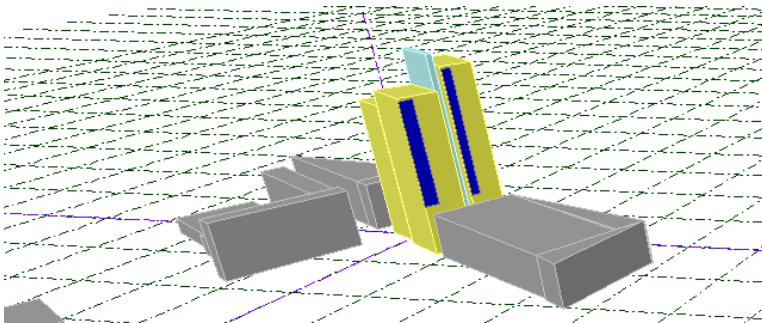
I: Oppsett av solceller på fasadene i PVsyst



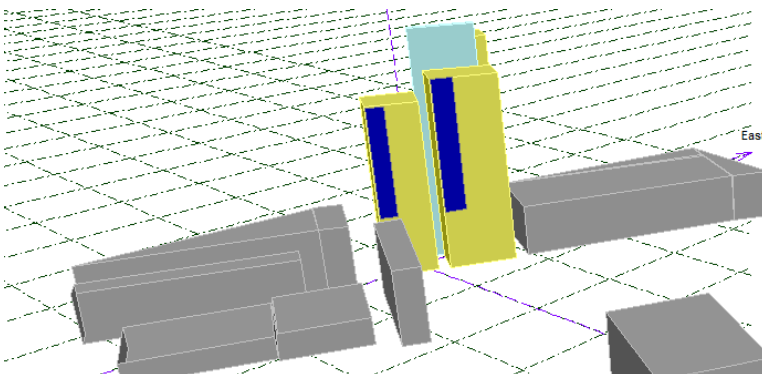
Figur 91: CIGS solceller på østfasaden (venstre) og sørfasaden (høyre)



Figur 92: CIGS solceller på vestfasaden.



Figur 93: ASI Thru, transparente solceller på østfasaden.



Figur 94: ASI Thru, transparente solceller på sørfasaden.



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Postboks 5003
NO-1432 Ås
67 23 00 00
www.nmbu.no