

Elektrisk energiproduksjon fra et delvis skyggelagt solcelleanlegg i Trondheim

Simuleringsforsøk og overvåkning av faktisk produksjon

Siri Hårklau

Master i energi og miljø

Innlevert: juni 2014

Hovedveileder: Ole-Morten Midtgård, ELKRAFT

Medveileder: Anders Kvam, Trønderenergi

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Institutt for elkraftteknikk

Forord

Denne oppgaven er utarbeidet i samarbeid med TrønderEnergi og omhandler et nettilknyttet solcelleanlegg plassert ved TrønderEnergis lokaler i Klæbuveien 118, på Lerkendal. Dette anlegget skyggelegges av omkringliggende bygninger, noe som bidrar til redusert energiproduksjon. Min oppgave har vært å beskrive de teoretiske aspektene rundt fenomenet skyggelegging, samt hvordan den påvirker produksjonsresultatene fra dette anlegget spesifikt. Tilgangen på data, som produksjonsdataene og overvåkningsbilder, har gjort at oppgaven har vært meget interessant å jobbe med.

Det har vært en oppblomstring i interessen for solenergi i Trondheim gjennom det siste året. Etter å ha deltatt på et oppstartsmøte for Norsk Solenergis lokallag i Trondheim, knyttet jeg kontakt med både privatpersoner og folk fra fagmiljøet. Dette førte til at jeg fikk mulighet til å være med på et samarbeidsprosjekt med PhD-studenter fra Institutt for byggekunst, historie og teknologi, hvor vi i forbindelse med Renewable Energy Research Conference (RERC) 2014 (Oslo, 16.-18. juni) gir ut en forskningsartikkel som omhandler potensialet for solenergi og anleggsintegrasjon i urbane omgivelser. Jeg vil takke Clara Stina Good og Gabriele Lobaccaro for et hyggelig og meget interessant samarbeid.

Denne oppgaven avslutter mitt 5-årige studie ved NTNU. Jeg vil takke alle medstudenter for de mange fine stundene vi har hatt sammen.

Amund Gjerde Gjendem og Oddbjørn Grandum ved Institutt for fysikk ga meg tilgang til resultatene fra målingene av solinnstråling som foretas ved NTNU. Dette ga diskusjonen i oppgaven min mer dybde og jeg takker dem for dette bidraget.

Kjæresten min, Sivert Eliassen, har vært en viktig støttespiller for meg gjennom mitt siste studieår. Jeg vil takke ham for å ha motivert meg til å holde arbeidstrykket oppe, i tillegg til å ha stilt kritiske spørsmål og lest korrektur på denne rapporten.

Jeg vil også takke min medveileder ved TrønderEnergi, Anders Kvam, for å ha vært med på å utforme oppgaven og senere ordnet med finansiering til overvåkningskameraet som har blitt bruk til å kartlegge faktisk skyggelegging på TrønderEnergis bygg.

Sist, men ikke minst, vil jeg takke min veileder ved NTNU, Professor Ole-Morten Midtgård, for at han gjennom hele det siste året har vært tilgjengelig og gitt gode svar på mine spørsmål.

Siri Hårklau

Trondheim, 16.juni 2014

Sammendrag

Denne oppgaven tar for seg «Lerkendalsanlegget», som er et nettilknyttet solcelleanlegg installert i bygningen der TrønderEnergi har sitt hovedkontor. Bakgrunnen for oppgaven er at modulene i anlegget er delvis skyggelagt gjennom store deler av året. De skyggekastende bygningene utgjør to naboblokker, som ble oppført på samme tid som solcelleanlegget, i tillegg til et høyt hotell, som var ferdigstilt omlag ett år senere.

Utgangspunktet i bakgrunnsdelen er den typiske oppbygning av ei solcelle med silisium som halvledermateriale. Dette leder videre til en beskrivelse av strøm-spenning-karakteristikken, som simuleres ved hjelp av en Matlab-Simulink modell, for solceller under ulik grad av skyggelegging. Med utgangspunkt i strøm-spenning-karakteristikkene forklares det hvordan en vekselretter med sin algoritme for Maximum Power Point Tracking (MPPT) velger et operasjonspunkt som fører til maksimal effektproduksjon i et solcelleanlegg. Dette diskuteres med hensyn på tre ulike systemtopologier; sentraliserte vekselrettere, streng-vekselrettere og distribuert MPPT ved bruk av Power Optimizere.

Lerkendalsanlegget beskrives i et eget kapittel. Fra første driftsår er kun akkumulert produksjonen kjent. Etter konfigureringen av Sunny Webbox, i oktober 2013, er detaljert produksjonsdata lagret. Et overvåkningskamera har dokumentert faktisk skyggelegging gjennom april 2014. Bildene bekrefter at skyggesimuleringene foretatt i PVsyst er nøyaktige.

Et utvalg simuleringsscenarier, basert på ulike systemtopologier, er gjennomført i PVsyst. Simuleringene av dagens anlegg viser at nabobygningene fører til 33 % reduksjon i modulenes solinnstråling, sammenlignet med et tilfelle der de skyggekastende nabobygningene er ikke-eksisterende. I tillegg fører den delvise skyggeleggingen til forskjeller i strøm-spenning-karakteristikkene til sammenkoblede moduler, noe som gir dynamiske misforholdtap på om lag 7 %. Dersom dagens modulplassering skal brukes, kan Power Optimizere minimere de dynamiske misforholdtapene. Det største potensialet for økning i årlig energiproduksjon ligger derimot i å flytte modulene til områder med mindre skyggelegging. Kommunen ville ikke tillate en takplassering med modulhelning i dette anlegget, trolig med referanse til reguleringsplanen og dens definisjon av flate tak. Simuleringene viser da at det optimale alternativet, med hensyn på å maksimere årlig energiproduksjon, ville være en takplassering med flate moduler eller en fasadeløsning der modulene er plassert i det øverste området på sørveggen. Simulert økning i produksjonen for disse to alternativene er på om lag 50 %.

Oppgaven inkluderer også en økonomidel som beskriver solcellemarkedet i Europa med hensyn på installert kapasitet og innførte støtteordninger. Analyser viser at det ikke vil være økonomisk lønnsomt for en privatperson å investere i et solcelleanlegg i Norge i dag. De høye investeringskostnadene og lave strømprisene er de største barrierene. En innføring av støtteordninger kan redusere de økonomiske tapene, og på sikt føre til et marked med økt konkurranse og lavere priser på komponenter og installasjon.

Abstract

This thesis addresses “Lerkendalsanlegget” which is a grid connected PV system, located at the headquarter of TrønderEnergi at Lerkendal. The background for this study is the partial shading of the PV modules, which is significant throughout the year. Shadow is thrown by two nearby apartment blocks, built at the same time as the PV system, and one high-rise hotel, which was finished about a year later.

The theoretical background starts with an explanation of the typical silicon based PV structure. This leads on to a description of the current-voltage characteristics for a solar cell with varying degree of shading, illustrated by simulations in Matlab-Simulink. On the basis of these characteristics, the function of an inverter with Maximum Power Point Tracking (MPPT) is explained with respect to three different system topologies; centralized inverter, string inverter and distributed MPPT by use of Power Optimizers.

Lerkendalsanlegget is described in a separate chapter. The only known data from the first year in operation is the accumulated production. More detailed data has been stored since October 18th 2013 when the Sunny Webbox was configured. A surveillance camera has, by monitoring the modules throughout April 2014, proven that the shading scene is simulated in PVsyst with good accuracy.

A selection of simulation cases were constructed in PVsyst, based on the different system topologies. A simulation of Lerkendalsanlegget showed that the reduction in irradiance caused by the neighboring buildings is 33 % compared to a case where the apartment blocks and high-rise hotel are non-existing. The partial shading of the PV modules also causes a dynamic mismatch loss of approximately 7 %, due to the differences in current-voltage characteristics of connected modules. If today’s module layout is to be used, Power Optimizers can minimize the dynamic mismatch losses. However, the main increase in energy production would be achieved by moving the modules to an area with less shading. The municipality did not approve roof mounted modules with inclination angles, probably with reference to the development plan and its definition of flat roofs. Based on this, the simulations show that the optimal solution regarding the energy production would be a roof mounted system with flat modules or a façade solution where the modules are installed in the top area of the south wall. Simulated increase in annual yield is about 50 % for both of these alternatives, compared to a simulation of today’s system.

The paper also includes an economic section which describes the European PV markets regarding installed capacity and systems for subsidies. The analysis shows that investment in PV systems is not profitable for private housings in Norway today. The high investment costs and low electricity price are the main barriers. Subsidies can reduce the economic losses and with time lead to increased competition among providers. Increased competition may lower the component prices and installation costs.

Innhold

Forord	i
Sammendrag	iii
Abstract	v
Tabeller.....	xi
Figurer	xii
Forkortelser	xv
1 Innledning.....	1
1.1 Motivasjon	1
1.2 Om oppgaven	1
1.3 Relasjon til fordypningsprosjekt	2
2 Teoretisk bakgrunn	3
2.1 Grunnleggende halvlederfysikk	3
2.1.1 Den fotoelektriske effekten	3
2.1.2 Halvledermaterialer	3
2.1.3 Energibånd	4
2.1.4 Virkningsgrad for silisium solceller.....	6
2.2 Solcellas oppbygning og karakteristikk	6
2.2.1 Doping av halvledermaterialet i solcella	7
2.2.2 pn-overgang	8
2.2.3 Belysning av en pn-overgang	9
2.2.4 Elektrisk ekvivalentkrets.....	9
2.2.5 Matematisk modellering av solceller i litteraturen.....	10
2.2.6 Diodeligningen	11
2.2.7 Solcellas strøm-spenning-karakteristikk.....	12
2.2.8 Maksimal effekt.....	15
2.2.9 Standard testforhold (STC).....	17
2.2.10 I-V kurvens avhengighet av solinnstråling	17
2.2.11 Temperaturavhengighet	18
2.3 Fra solcella til generelle solcelleanlegg	19

2.3.1	Typiske solcelleanlegg	19
2.3.2	Nettilknyttede solcelleanlegg.....	19
2.3.3	I-V kurver for serie- og parallellkoblede moduler	20
2.3.4	Statiske misforholdtap	22
2.4	Solinnstråling og modulhelning	23
2.5	Skyggeleggingens mekanismer	24
2.5.1	Reduksjon av kortslutningsstrømmen	24
2.5.2	Reverskarakteristikk og hot spots	26
2.5.3	Dynamiske misforholdtap	28
2.5.4	Bypassdioder	33
2.6	Inndeling i sub-moduler.....	35
2.7	Maximum Power Point Tracking (MPPT).....	36
2.8	Systemtopologier.....	38
2.8.1	Sentraliserte vekselrettere	39
2.8.2	Streng-vekselrettere.....	40
2.8.3	Distribuert MPPT ved bruk av Power Optimizere	40
3	Lerkendalsanlegget	43
3.1	Solcellemodulene	43
3.2	Systemtopologien	44
3.3	Maximum Power Point Tracking	45
3.4	Sunny Webbox.....	46
3.5	Bypassdioder og sub-moduler	46
3.6	Vekselrettere	47
3.7	Overvåkningskamera	48
4	Økonomi.....	49
4.1	Markedet i Europa	49
4.2	Støtteordninger	51
4.2.1	Støtteordninger i Tyskland og andre europeiske land	51
4.2.2	Støtteordninger i Norge	53
4.3	Økonomisk case: Valg av parametere	54
4.3.1	Netto nåverdi	57
4.3.2	Økonomisk case 1.....	57

4.3.3	Økonomisk case 2.....	58
5	Metode.....	59
5.1	Måledata og nøkkeltall, første driftsår.....	59
5.2	Måledata, foreløpige måneder i andre driftsår.....	59
5.3	Meteorologisk data	59
5.3.1	Meteonorm (versjon 6,1)	59
5.3.2	NASA-SSE.....	60
5.3.3	Sammenligning av solinnstrålingsdata.....	60
5.3.4	Lokale meteorologiske data	60
5.4	Måledata og skyggeovervåkning	61
5.5	Om simuleringer i PVsyst.....	61
5.5.1	Innstrålingsmodeller	61
5.5.2	Komponentdatabaser	62
5.5.3	Solcellemodellen.....	62
5.5.4	Mulige systemtopologier	62
5.5.5	Beregning av skyggefaktorer	63
5.5.6	Simuleringsmetoder.....	64
5.5.7	Streng-layout.....	64
5.5.8	Modul-layout.....	65
5.5.9	Å konstruere en simuleringsmodell i PVsyst.....	65
5.5.10	Tapsdiagram.....	68
5.6	Utgivelse i forbindelse med RERC 2014.....	69
5.7	Simuleringscasene	70
5.7.1	Base Case: Lerkendalsanlegget (dagens anlegg).....	71
5.7.2	Case 1: Uten hotell	71
5.7.3	Case 2: Uten hotell og uten naboblokker	71
5.7.4	Case 3: Andre streng- og parallellkombinasjoner	72
5.7.5	Case 4: Maximum Power Point Tracking per streng	72
5.7.6	Case 5: Horisontale sub-moduler og MPPT per streng.....	73
5.7.7	Case 6: Solar Edge Power Optimizere	73
5.7.8	Case 7: Optimal fasadeplassering	74
5.7.9	Case 8: Flat takplassering	74

5.7.10	Case 9: Takplassering med modulhelning	75
6	Resultater	76
6.1	Måledata og nøkkeltall, første driftsår	76
6.2	Måledata, foreløpige måneder i andre driftsår	76
6.3	Målt temperatur og gjennomsnittsverdier fra Meteonorm	77
6.4	Målt solinnstråling og gjennomsnittsverdier fra Meteonorm	78
6.5	Måledata og skyggeovervåkning	79
6.6	Simuleringsresultater og produksjon, første driftsår	83
6.7	Simuleringsresultater og produksjon, andre driftsår	83
6.8	Avvik i målinger, i forhold til simuleringsverdier	84
6.9	Resultater fra simuleringene gjennomført i PVsyst	84
6.10	Økonomisk case 1	86
6.11	Økonomisk case 2	86
7	Diskusjon	87
7.1	Måledata og nøkkeltall, første driftsår	87
7.2	Måledata, foreløpige måneder i andre driftsår	87
7.3	Målt temperatur og gjennomsnittsverdier fra Meteonorm	89
7.4	Målt solinnstråling og gjennomsnittsverdier fra Meteonorm	89
7.5	Måledata og skyggeovervåkning	90
7.6	Simuleringsresultater og produksjon, første driftsår	93
7.7	Simuleringsresultater og produksjon, andre driftsår	94
7.8	Resultater fra alle simuleringer gjennomført i PVsyst	95
7.8.1	Base Case	95
7.8.2	Case 1 – Uten hotell	95
7.8.3	Case 2 – Uten hotell og uten naboblokker	96
7.8.4	Case 3 – Andre streng- og parallellkombinasjoner	96
7.8.5	Case 4 - Maximum Power Point Tracking per streng	96
7.8.6	Case 5 - Horisontale sub-moduler og MPPT per streng	97
7.8.7	Case 6 - Solar Edge Power Optimizere	97
7.8.8	Case 7 – Optimal fasadeplassering	97
7.8.9	Case 8 – Flat takplassering	98
7.8.10	Case 9 – Takplassering med helningsvinkel	98

7.8.11	Spesifikk produksjon og PR-verdi i simuleringsresultatene	99
7.8.12	Mulighet for implementasjon av ulike løsninger	99
7.9	Økonomiske analyser	100
7.9.1	Økonomisk case 1.....	100
7.9.2	Økonomisk case 2.....	101
7.9.3	Usikkerhet i de økonomiske beregningene.....	101
8	Konklusjon	102
9	Forslag til videre arbeid.....	103
	Bibliografi	104
	Appendiks A – Definisjoner.....	112
	Appendiks B – Matlab-Simulink modeller	113
	Appendiks C – Regresjonslinjer	115
	Appendiks D – Kontantstrøm og nåverdiberegning.....	116
	Appendiks E – Matlabsript for behandling av soldata.....	117
	Appendiks F – Overvåkningsbilder og resultater fra skyggesimulering.....	118
	Appendiks G – Tapsdiagrammet fra PVsyst	125

Tabeller

Tabell 1: Modelling av solceller i litteraturen	11
Tabell 2: Valg av parameterverdier for solcellesimulering	13
Tabell 3: Nøkkelparametere for simulert solcelle	16
Tabell 4: Valg av parameterverdier for solcellesimuleringer	21
Tabell 5: Nøkkelverdier for de fire individuelle solcellene.	30
Tabell 6: Nøkkelverdier for seriekobling av de fire solcellene.	31
Tabell 7: Nøkkelverdier for parallellkoblinga av de fire solcellene	32
Tabell 8: Maksimal effektproduksjon og tap for tilfellene	32
Tabell 9: Nøkkelverdier for seriekoblingen med bypassdioder	35
Tabell 10: Sammenligning av seriekoblingscase med og uten bypassdioder	35
Tabell 11: Nøkkelinformasjon om Lerkendalsanlegget	43
Tabell 12: Solartek PVP22530, standard testforhold [35]	43
Tabell 13: Elektriske parametere ved standard testforhold for Solartek PVP22530 [35]	43
Tabell 14: Temperaturkoeffisienter for Solartek PVP225 [35]	44
Tabell 15: Fordeling av strenger på vekselrettere	45
Tabell 16: Vekselretterdata	47
Tabell 17: Solcellemarkedene i Europa per 2012 [40]	50
Tabell 18: Solcellevennlige støtteordninger i Tyskland [42]	52
Tabell 19: Valg av parametere til økonomiske analyser	57
Tabell 20: Systemparametere for sub-system 1, Lerkendalsanlegget	66
Tabell 21: Systemparametere for sub-system 2, Lerkendalsanlegget	66
Tabell 22: Nøkkelresultater, første driftsår	76
Tabell 23: Nøkkeltall per vekselretter	76
Tabell 24: Produksjonstall per vekselretter og totalt [kWh]	76
Tabell 25: Momentan effektproduksjon [kW]	82
Tabell 26: Resultater, første driftsår	83
Tabell 27: Resultater, andre driftsår	83
Tabell 28: Gjentakelse av casenummer og navn	84
Tabell 29: Resultatparametere, del 1	85
Tabell 30: Resultatparametere, del 2	85
Tabell 31: Avvik i simulert årsproduksjon sammenlignet med Base Case	85
Tabell 32: Fordeling av strenger på vekselrettere	90

Figurer

Figur 1: Forenklet todimensjonal versjon av silisiumbindingene [7]	4
Figur 2: Energibånddiagram for en halvleder [7]	5
Figur 3: Solcelle av krystallinsk silisium [13]	7
Figur 4: Situasjonen akkurat idet p- og n-type regionene er ført sammen [7]	8
Figur 5: Stasjonær tilstand [7]	8
Figur 6: Flyt av strøm ved belysning av en pn-overgang [7]	9
Figur 7: Elektrisk ekvivalentkrets for den ideelle solcella med last	9
Figur 8: Elektrisk ekvivalentkrets for ei solcelle med last	10
Figur 9: Symbol for dioden og diodekarakteristikken [7]	12
Figur 10: I-V kurver for ei solcelle med parametrene fra Tabell 2	14
Figur 11: Effekten av å inkludere parallellresistansen	14
Figur 12: Effekten av å inkludere serieresistansen	15
Figur 13: P-V og I-V kurver	16
Figur 14: Eksempel på I-V kurvens variasjon med solinnstråling og temperatur [14]	17
Figur 15: Typisk virkningsgrad ved varierende solinnstråling (celletemperatur = 25 °C)	18
Figur 16: Solcellemodul	19
Figur 17: Prinsippskisse for et nettilknyttet solcelleanlegg [7]	20
Figur 18: Seriekobling av solceller	21
Figur 19: Parallellkobling av solceller	22
Figur 20: Komponenter som utgjør global solinnstråling [1]	23
Figur 21: I-V kurver for ulik grad av skyggelegging for ei solcelle	25
Figur 22: P-V kurver for ulik grad av skyggelegging for ei solcelle	25
Figur 23: Strømmen gjennom en seriekobling av to solceller med ulik solinnstråling	26
Figur 24: Skisse av I-V karakteristikken for solcelle under reversspenning	28
Figur 25: I-V kurver for de fire individuelle solcellene	30
Figur 26: P-V kurver for de fire individuelle solcellene	30
Figur 27: I-V og P-V for fire solceller med ulik skyggelegging i serie	31
Figur 28: I-V og P-V for fire solceller med ulik skyggelegging i parallell	32
Figur 29: Prinsippskisse bypassdioder	33
Figur 30: Karakteristikker for seriekobling av solceller med bypassdioder i antiparallell	34
Figur 31: Sub-moduler på langs (modul til venstre) og på tvers (modul til høyre)	35
Figur 32: Eksempler på vertikal og horisontal skyggelegging	36
Figur 33: Karakteristisk effektkurve [25]	37
Figur 34: Flere MPP	38
Figur 35: a) Sentralisert vekselretter og b) Streng-vekselrettere [29]	39
Figur 36: SolarEdge arkitekturen [33]	41
Figur 37: I-V kurver for solcellemodulene ved variabel innstråling [35]	44
Figur 38: Layout fasade sør, Lerkendalsanlegget	45
Figur 39: Layout fasade vest, Lerkendalsanlegget	45
Figur 40: Sunny Webbox [37]	46

Figur 41: Virkningsgradkurve SMA 5000A [36]	48
Figur 42: Virkningsgradkurve SB 1700 [39]	48
Figur 43: Gjennomsnittlig energibidrag og maksimalt effektbidrag i 2012 [40]	51
Figur 44: Global solinnstråling i horisontalplanet	60
Figur 45: Matematisk modell av solcella (SDM) brukt i PVsyst	62
Figur 46: Streng-layout	64
Figur 47: Orientering 1, Lerkendalsanlegget	66
Figur 48: Skyggescene, Lerkendalsanlegget	67
Figur 49: Modul-layout for sørveggen, Lerkendalsanlegget	67
Figur 50: Modul-layout for vest-veggen, Lerkendalsanlegget	68
Figur 51: Tapsdiagram	68
Figur 52: Simulering av distribuert solinnstråling, Lerkendalsbygget [2]	70
Figur 53: Skyggescene, Base Case	71
Figur 54: Skyggescene, uten hotell	71
Figur 55: Skyggescene, uten hotell og uten naboblokker	72
Figur 56: Virkningsgradskurve for vekselretterne [61]	73
Figur 57: Skyggescenen, optimal fasadeplassering	74
Figur 58: Skyggescene, flat takplassering	74
Figur 59: Skyggescene, takplassering med helningsvinkel	75
Figur 60: Målt temperatur første driftsår og gjennomsnittsverdier fra Meteonorm	77
Figur 61: Målt temperatur andre driftsår og gjennomsnittsverdier fra Meteonorm	77
Figur 62: Målt solinnstråling første driftsår og gjennomsnittsverdier fra Meteonorm	78
Figur 63: Målt solinnstråling andre driftsår og gjennomsnittsverdier fra Meteonorm	78
Figur 64: Sammenligning av målt solinnstråling, første og andre driftsår	79
Figur 65: Modul-layout, sørveggen	79
Figur 66: 4.april 2014, kl.09:00	80
Figur 67: 4.april 2014, kl.10:00	80
Figur 68: 4.april 2014, kl.11:00	80
Figur 69: 4.april 2014, kl.12:00	81
Figur 70: 4.april 2014, kl.13:00	81
Figur 71: 4.april 2014, kl.14:00	81
Figur 72: 4.april 2014, kl.15:00	82
Figur 73: 4.april 2014, kl.16:00	82
Figur 74: Avviksdiagram	84
Figur 75: Grafisk presentasjon av resultatene fra Tabell 24	88
Figur 76: Grafisk presentasjon av resultatene fra Tabell 25	91
Figur 77: 4. april kl. 08:00	118
Figur 78: Skyggesimulering, 4. april kl. 08:00	118
Figur 79: 4. april kl.09:00	119
Figur 80: Skyggesimulering, 4. april kl. 09:00	119
Figur 81: 4. april kl.10:00	120

Figur 82: Skyggesimulering, 4. april kl. 10:00.....	120
Figur 83: 4. april kl.11:00.....	121
Figur 84: Skyggesimulering, 4. april kl. 11:00.....	121
Figur 85: 4. april kl.12:00.....	122
Figur 86: Skyggesimulering, 4. april kl. 12:00.....	122
Figur 87: 18. april kl. 09:30.....	123
Figur 88: Skyggesimulering, 18. april kl. 09:30.....	123
Figur 89: 18. april kl. 10:00.....	124
Figur 90: Skyggesimulering, 18. april 10:00	124
Figur 91: Tapsdiagram (Base Case)	125

Forkortelser

AC	Alternating Current
AM	Air Mass
DC	Direct Current
DDM	Double Diode Model
DMPPT	Distributed Maximum Power Point Tracking
ISDM	Ideal Single Diode Model
LFT	Low Frequency Transformer
MPP	Maximum Power Point
MPPT	Maximum Power Point Tracking
PR	Performance Ratio
PV	Photovoltaic
SDM	Single Diode Model
SSDM	Simplified Single Diode Model
STC	Standard Test Conditions

1 Innledning

1.1 Motivasjon

Tradisjonelt har solceller i Norge primært blitt brukt til å dekke mindre elektrisitetsbehov på plasser der tilkobling til nettet av ulike årsaker ikke er noe alternativ, som for eksempel i hytter og fyrlykter [1]. Et økende fokus på energieffektivitet i bygninger og strengere retningslinjer fører til at stadig flere solcelleanlegg nå integreres i bygningsfasader [2].

Den tilgjengelige solstrålingen i Norge er ikke mye lavere enn i Sentral-Europa [2]. I Norge opplever vi derimot større utfordringer knyttet til variasjonene over året. Potensiell vinterproduksjon er tilnærmet neglisjerbar sammenlignet med sommerproduksjonen, på grunn av antall soltimer. I tillegg varierer solhøyden, for eksempel fra omlag 55° om sommeren til omlag 10° om vinteren i Oslo [2]. Periodene med lav solhøyde er utfordrende i urbane områder, da omgivelsene lettere kan føre til skyggelegging av modulene i et solcelleanlegg [2].

Denne oppgaven skal tilnærme seg de nevnte utfordringene ved å fokusere spesifikt på solcelleanlegget i Klæbuveien 118, som er delvis skyggelagt gjennom store deler av året. De skyggekastende omgivelsene består i dag av to naboblokker, som ble oppført på samme tid som solcelleanlegget, og ett hotell, som ble oppført om lag ett år etter solcelleanlegget. Solcelleanlegget går under navnet «Lerkendalsanlegget» i denne oppgaven. Eier av bygningen er Byggeteknikk, som i dag leier ut lokalene til blant andre TrønderEnergi [3].

I Lerkendalsanlegget er modulene installert på byggets sørlige og vestlige fasade. Kommunen ville ikke tillatte en takinstallasjon med modulhelning, trolig med referanse til reguleringsplanen og dens definisjon av flate tak [4]. Et alternativ til dagens plassering kunne derimot vært å plassere modulene flatt på taket. Arkitekten vant derimot fram med sitt ønske om fasadeløsning, noe som ville gi bygget et miljøvennlig uttrykk [5]. Dagens løsning virker lite effektiv med tanke på energiproduksjon. Alternative løsninger vil utforskes i denne oppgaven.

1.2 Om oppgaven

Målet med den teoretiske bakgrunnsdelen er å beskrive de fysiske mekanismene ved delvis skyggelegging av solceller og solcellemoduler. En simuleringsmodell ble laget i Matlab-Simulink for å illustrere mekanismene. Dette leder videre til en forklaring av hva slags tap som oppstår når solcellemoduler med ulik grad av skyggelegging kobles sammen i et solcelleanlegg.

Basert på de teoretiske aspektene er det gjennomført et utvalg simuleringer i PVsyst, der hensikten er å finne løsninger som kan føre til en høyere årsproduksjon. I noen av casene er modulplasseringen fra Lerkendalsanlegget brukt, samtidig som det er gjort endringer i den elektriske topologien for å undersøke hvordan dette påvirker forventet produksjon. I andre case er modulene flyttet til områder hvor solinnstrålingen er høyere. De nye plasseringene

er valgt med bakgrunn i simuleringer av den globale solstrålingen som treffer bygningen på årsbasis, foretatt i RERC 2014-prosjektet.

Resultatene av den foreløpige energiproduksjonen til anlegget presenteres i oppgaven. Disse dataene sammenlignes med simuleringene av dagens anlegg. Et overvåkningskamera har blitt installert i løpet av prosjektperioden for å undersøke den faktiske skyggeleggingen, og de resulterende bildene sammenlignes med skyggesimuleringene fra PVsyst. En innhenting av data fra målinger av solinnstråling og temperatur blir gjort. Dette danner et grunnlag for å diskutere avvik mellom simuleringresultater og faktisk produksjon.

Opgaven inkluderer også en økonomisk analyse, der det er ønskelig å beregne lønnsomheten i å installere i et solcelleanlegg. Det antas at takinstallasjoner i private hus vil utgjøre en stor andel av total installert solcellekapasitet i Norge i framtida. Utgangspunktet for de økonomiske analysene er derfor et solcelleanlegg av denne typen. Per i dag finnes det ingen støtteordninger som direkte motiverer til å investere i solcelleanlegg. Hypotetiske støtteordninger inkluderes allikevel i analysene for å undersøke hvordan dette påvirker de økonomiske resultatene sett fra privatpersoners ståsted.

1.3 Relasjon til fordypningsprosjekt

Noen kapitler er kopiert fra fordypningsprosjektet [6] levert i desember 2013. Disse kapitlene er kopiert, men delvis redigert, for at denne rapporten skal fremstå som en sammenhengende tekst. Dette gjelder:

- Kapittel 2: Teoretisk bakgrunn
- Kapittel 3: Lerkendalsanlegget
- Kapittel 4.1: Markedet i Europa og kapittel 4.2: Støtteordninger
- Appendiks A: Definisjoner

2 Teoretisk bakgrunn

2.1 Grunnleggende halvlederfysikk

2.1.1 Den fotoelektriske effekten

Et fotoelektrisk materiale har den egenskapen at det kan utnytte energien i solstråler til å skape elektrisk spenning og strøm [7]. Et foton med kort nok bølgelengde og høy nok energi kan få et elektron i et materiale til å bryte løs fra atomet som holder det. Hvis et elektrisk felt er påtrykt i nærheten, kan det frie elektronet feies avgårde til metalliske kontakter hvor de kan gå videre som elektrisk strøm gjennom en tilkoblet last [7]. Dette fenomenet kalles «den fotoelektriske effekten». Solceller er ett eksempel på en teknologi som utnytter den fotoelektriske effekten.

Historien om fotoelektrisiteten startet i 1829 da Edmund Becquerel fikk en elektrisk spenning til å oppstå da han belyste en metallektrode som lå i en svak elektrolyttløsning. 40 år senere var Adams og Day de første til å studere den fotoelektriske effekten i et fast stoff. De bygde solceller av selen som hadde en virkningsgrad på 1-2 % [7]. Rundt 1923 startet den polske forskeren Czochralski utviklingen av en metode for å danne perfekte krystaller av silisium. På 1940- og 1950-tallet ble denne prosessen brukt til å lage den første generasjonen monokrystallinske solceller av silisium. På 2000-tallet var det fortsatt denne teknikken som dominerte i solcelleindustrien [7].

2.1.2 Halvledermaterialer

I år 2011 stod solceller av krystallinsk silisium for til sammen 89 % av det totale solcellesalget i verden [8]. I tillegg til silisiumbaserte solceller har andre halvledermaterialer gjort sitt inntog i markedet. Nye teknologier har åpnet for flere potensielle bruksområder for solceller samt tilbudt produksjonsmetoder med en lavere kostnad.

Utviklingen av solceller kan historisk sett deles inn i tre generasjoner:

1. generasjons solceller er de krystallinske. En nær tilknytning til elektronikkindustrien har bidratt til forskning på materialet og effektiviteten til solcellene har forbedret seg over tid [9]. Velkjente produksjonsmetoder, som Czochralski metoden, har bidratt til at de krystallinske solcellene har vært, og fortsatt er, markedsledende. De krystallinske solcellene består av silisium i tynne skiver (wafer) og det finnes to hovedtyper: monokrystallinske og multikrystallinske. Forskjellen ligger i krystallstrukturen; silisiumskiva i den monokrystallinske solcella består av kun én silisiumkrystall med ett homogent krystallgitter, mens den multikrystallinske silisiumskiva består av mange små silisiumkrystaller [10]. De monokrystallinske solcellene har høyest virkningsgrad av disse to. Produksjonsprosessen er derimot mer krevende og det trengs mer energi. Virkningsgraden for kommersielt tilgjengelige monokrystallinske solceller er i området 15-20 % [10]. Multikrystallinske solceller er rimeligere i produksjonen enn de monokrystallinske, men virkningsgraden er lavere – vanligvis i området 14-16 % [10].

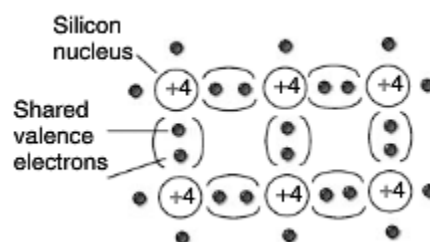
2. generasjons solceller kalles også «tynnfilmceller». Disse er mindre materialkrevende og består også ofte av andre halvledermaterialer, i tillegg til silisium. Historisk sett har kadmium-sulfid, amorf silisium, kobber-indium-selen og kadmium-tellurid vært nøkkelpandidatene for teknologien [11]. Den viktigste forskjellen med tynnfilmteknologien er at det brukes mindre råvarer i produksjonen. For amorfe silisiumceller trengs kun 1-5 % av råstoffet som behøves i ei krystallinsk celle [10]. En annen viktig fordel er at det er teoretisk mulig å lage store overflater av materialet, slik at produksjonsprosessene kan gjøres mer rasjonelle og kostnadene reduseres. Tynnfilmceller laget på plast kan gjøres bøyelige og fremmer bygningsintegrasjon, for eksempel kan modulene legges over bueformede tak. Representative virkningsgrader er 7 % for amorf silisium og 9 % for kadmium-tellurid [10]. Prisen på solcellemoduler av krystallinsk silisium fra Kina har sunket med 80 % siden år 2008 [10]. Tynnfilmteknologien har slik mistet sin mest åpenbare fordel i forhold til krystallinske celler. Teknologiens muligheter framover vil være avhengig av muligheten for å utnytte fleksibiliteten i form og størrelse, samt fordelene i at de er lettere enn krystallinske solceller [10].

3. generasjons solceller består av teknologier som forbedrer virkningsgraden til solcellene og de kalles gjerne «høyeffektive solceller». Solcellene består av flere lag med ulike solceller oppå hverandre, hvor de ulike solcellene absorberer lys med ulik bølgelengde [10]. Dermed utnyttes sollyset mer effektivt enn i enkeltceller ved at total celledspenning blir høyere [10].

Foreløpig er 1. og 2. generasjons solceller de viktigste. Det er ventet at 3. generasjonsteknologien skal bli mer aktuell med utviklingen av materialteknologi fram mot 2020 [11]. Foreløpig er ikke 3. generasjons solceller konkurransedyktig med 1. eller 2. generasjons solceller, på grunn av den store prisforskjell. Videre forklaring av solcellas fysikk vil ta utgangspunkt i det markedsledende silisiummaterialet.

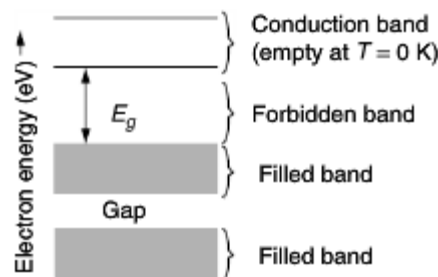
2.1.3 Energibånd

Startpunktet for solcella er silisiumatomet med sine 14 protoner og 14 elektroner. Siden kun valenselektronene er interessante i elektronikken er det vanlig å tegne silisiumatomet med en +4 ladning i kjernen og 4 elektroner i et skall utenfor kjernen [7]. I ren, krystallisert silisium former alle atomene kovalente bindinger med fire andre silisiumatomer [7]. Figur 1 viser en forenklet todimensjonal versjon av de kovalente silisiumbindingene.



Figur 1: Forenklet todimensjonal versjon av silisiumbindingene [7]

Kvantemeknikken forklarer halvledernes ledningsevne ut fra energibånddiagrammer som vist i Figur 2 [7]. Elektroner har energinivåer som må passe inn i ulike energibånd. Ledningsbåndet er det laveste energibåndet som inneholder ledningselektroner i et fast stoff: For halvledere er dette tomt ved en temperatur på null kelvin. Dette betyr at silisium er en perfekt isolator ved null kelvin, da ingen elektroner kan bevege seg fritt i materialet når ledningsbåndet er tomt. Når temperaturen øker vil noen elektroner tilføres nok energi til at de kan fri seg fra den elektrostatiske kraften som binder de til kjernen og hoppe over til ledningsbåndet. Ved romtemperatur er fortsatt ledningsevnen til silisium liten og materialet kalles derfor en halvleder [7].



Figur 2: Energibånddiagram for en halvleder [7]

Gapene mellom tillatte energibånd kalles forbudte bånd. Energien som må tilføres et elektron for at det skal kunne hoppe over det forbudte båndet og over til ledningsbåndet kalles båndgapet, forkortet E_g [7]. Enheten for båndgapet er elektron-volt, hvorav 1 eV er den energien et elektron krever når dets spenning øker med 1 V. Båndgapet for silisium er 1,12 eV [7]. Noen få elektroner får denne energien tilført termisk, men for solceller er det i stor grad fotoner med elektromagnetisk energi fra sola som er energikilden. Når et foton med høyere energi enn 1,12 eV absorberes av solcella kan et enkelt elektron eksiteres til ledningsbåndet. Når dette skjer, vil elektronet etterlate seg en atomkjerne med ett elektron mindre, dvs. et atom med en netto positiv ladning. Atomet har nå et hull. Dette hullet kan også bidra til å lede elektrisk strøm, siden hullet kan flytte seg rundt i materialet ved at valenselektroner i naboatomer kan hoppe over til hullet. Med mindre det finnes en måte å feie vekk det frie elektronet på, vil det ved et tidspunkt falle sammen med et hull og samtidig frigjøre energien som var forbundet med elektronet i ledningsbåndet, i form av et foton [7].

Energien E [V] i et foton er gitt av [7]:

$$E = \frac{hc}{\lambda} \quad 1)$$

Hvor

- h = Plancks konstant = $6,626 \cdot 10^{-34}$ [Js]
- c = Lyshastigheten = $3 \cdot 10^8$ [m/s]
- λ = Bølgelengden [m]

2.1.4 Virkningsgrad for silisium solceller

Fotoner med bølgelengde lengre enn $1,11 \mu\text{m}$ har en energi som er mindre enn båndgapsenergien til silisium på $1,12 \text{ eV}$ [7]. Disse fotonene vil ikke danne noe elektron-hull par som kan bidra til å lede strøm, energien vil kun varme opp solcella. Fotoner med bølgelengde kortere enn $1,11 \mu\text{m}$ vil derimot eksitere et elektron. Siden hvert foton kun kan eksitere ett elektron, vil all overflødig energi (eventuell energi som overstiger de $1,12 \text{ eV}$ som trengs for å eksitere elektronet) også bidra til å varme opp solcella. Disse fenomenene er med på å danne en maksimal teoretisk virkningsgrad for solceller, da deler av solenergien som når jordoverflata ikke kan utnyttes i solcellene [7].

Mengden solenergi, og fotonenes bølgelengde, avhenger av hvor mye atmosfære solstrålene må passere på veien. For arbeid med solenergi er det vanlig å bruke en luft-masse ratio (Air Mass) på AM1,5 [7]. Dette betyr at strekningen som fotonene må passere gjennom atmosfæren for å nå et spesielt punkt på jorda er 1,5 ganger lengre enn distansen fra sola og gjennom atmosfæren til det punktet på jorda der sola står i senit. AM1,5 korresponderer med en solhøyde på 42° over horisonten. Med denne antagelsen vil 20,2 % av energien i solspektrumet gå tapt på grunn av fotoner med energi lavere enn båndgapsenergien for silisium. I tillegg vil 30,2 % av energien gå tapt via solceller som tilføres overflødig energi, dvs. den energi som overstiger $1,12 \text{ eV}$. Med dette har båndgapsenergien til silisium satt en teoretisk maksimal virkningsgrad (ved AM1,5) på 49,6 % for silisium som halvledermateriale [7].

Andre faktorer som bidrar å begrense den maksimale virkningsgraden [7]:

- En andel av de eksiterte elektronene faller sammen med hull, før disse elektronene har bidratt til å lede strøm.
- Fotoner som ikke absorberes i solcella, enten fordi de reflekteres av solcellas overflate, fordi de passerer rett gjennom cella eller fordi de blokkeres av metallederne som er festet til toppen av solcella.
- Indre resistans i solcella.

For silisium er maksimal teoretisk virkningsgrad 28 % [10]. Virkningsgraden for kommersielt tilgjengelige monokrystallinske solceller er på i området 15-20 % mens multikrystallinske solceller som er rimeligere i produksjonen kommer med en virkningsgrad på om lag 14-16 % [10].

2.2 Solcellas oppbygning og karakteristikk

Solcella er den grunnleggende byggeklossen i et solcelleanlegg. Den kan betraktes som et apparat med to terminaler som leder strøm som en diode når den er i mørket og genererer strøm når den utsettes for solinnstråling [12]. Elektrisk ekvivalentkrets finnes i Figur 8. Vanligvis består solcella av en tynn skive halvledermateriale, typisk silisium, med et areal på ca. 100 cm^2 . Overflaten er behandlet for å reflektere minst mulig av solstrålene og den

fremstår som mørk blå eller svart. Et mønster av metallkontakter er festet til solcella for å skape elektrisk kontakt.



Figur 3: Solcelle av krystallinsk silisium [13]

2.2.1 Doping av halvledermaterialet i solcella

Når solcella absorberer fotoner med høy nok energi, vil elektron-hull par dannes ved at et elektron eksiteres til ledningsbåndet. Med mindre elektronene feies vekk, vil de kunne falle tilbake til hullet og både hullet og elektroner er tapte ladningsbærere. I solceller kan man unngå slik rekombinasjon av elektroner og hull ved å lage et integrert elektrisk felt som dytter elektronene i en retning og hullene i den andre [7]. Dette oppnås ved å etablere to regioner inne i solcella. For silisiumkrystaller innebærer dette å dope den ene regionen med fosforatomer og den andre regionen med boratomer [7].

Den termiske likevekten for elektroner og hull i en halvleder kan endres ved å tilsette små mengder materiale av en annen type atom [14]. Å tilsette disse atomene i et rent materiale kalles for *doping*.

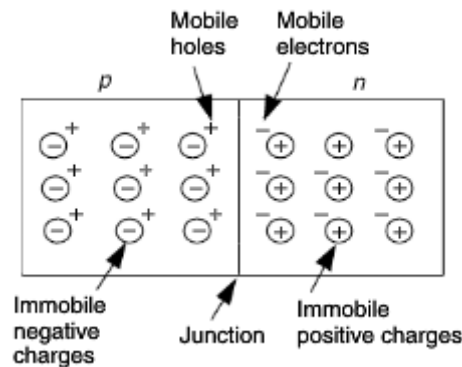
Kun ett fosforatom per 1 000 silisiumatom er vanlig i regionen som dopes med fosfor [7]. Hvert av de tilførte fosforatomene danner kovalente bindinger med fire silisiumatomer. Fire av de fem valenselektronene til fosforatomet inngår da i sterke bindinger i valensbåndet mens det femte elektronet går til ledningsbåndet hvor det er fritt til å bevege seg. Materialet har nå fått evnen til å lede elektrisk strøm. Når det frie elektronet forlater fosforatomet etterlates det et atom med fem positivt ladde protoner i kjernen og kun fire negativt ladde valenselektroner. Dermed kan de tilførte fosforatomene representeres som en enkel positiv og ikke-bevegelig ladning pluss en fri negativ ladning. Fosforatomene donerer frie elektroner til materialet og kalles derfor for et donatoratom. Siden det nå er blitt tilført negative ladningsbærere kalles denne regionen for et «n-type» materiale [7].

I den andre av de to regionene dopes silisiumkrystallet med boratomer i en størrelsesorden av ett boratom per 10 millioner silisiumatom [7]. Hvert av boratomene danner, slik som fosforatomene i den andre regionen, kovalente bindinger med silisiumatomer. Siden boratomet bare har tre valenselektroner vil det mangle et elektron for å fylle opp valensbåndet, etter at boratomet har dannet bindingene. Det manglende elektronet kalles et hull. Elektroner fra naboatomer kan lett hoppe inn i dette hullet, det vil si at boratomene aksepterer elektroner og det kalles for et akseptoratom. Dersom hullet er fylt med et elektron er resultatet et atom med tre positive protoner i kjernen omgitt av fire negativt

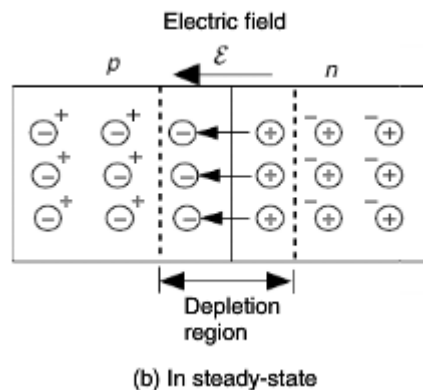
ladde atomer. Dermed kan akseptoratomet representeres med en negativ og ikke-mobil ladning pluss et positivt ladet hull som står fritt til å bevege seg. Siden akseptoratomene tilfører positive ladningsbærere kalles denne regionen for et «p-type» materiale [7].

2.2.2 pn-overgang

En pn-overgang (engelsk: junction) dannes ved å føre et p-type materiale sammen med et n-type materiale [7]. Figur 4 og Figur 5 viser situasjonen henholdsvis akkurat idet de to regionene er ført sammen og etter at stasjonær tilstand er oppnådd.



Figur 4: Situasjonen akkurat idet p- og n-type regionene er ført sammen [7]



Figur 5: Stasjonær tilstand [7]

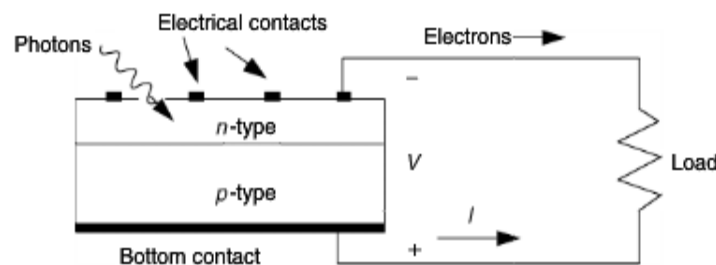
Når de to regionene møtes vil mobile elektroner diffundere fra n-type materialet og over i p-type materialet mens mobile hull diffunderer andre veien. Dette resulterer i positivt ladde og ikke-bevegelige atomer i n-regionen og negativt ladde og ikke-bevegelige atomer i p-regionen [7]. Tilsammen danner disse ubevegelige atomene et elektrisk felt (se depletion region, Figur 5) som virker imot fortsatt bevegelse av elektroner og hull på tvers av pn-overgangen. I praksis oppnås denne stasjonære tilstanden nesten umiddelbart. Området rundt pn-overgangen kalles *uttømmingsregionen* (engelsk: depletion region), da alle bevegelige ladninger er fjernet fra dette området. Bredden til området er ca. 1 μm og med en typisk spenning over seg på ca. 1 V tilsvarer dette en elektrisk feltstyrke på 10 000 V/cm [7]. Retningen på det elektriske feltet er valgt slik at pilene peker den veien et hull vil

bli dyttet. Dermed vil regionen holde bevegelige positive hull i p-regionen mens bevegelige negative elektroner blir dyttet tilbake i n-regionen [7].

2.2.3 Belysning av en pn-overgang

Når solcella absorberer sollys kan det dannes elektron-hull par på begge sider av pn-overgangen. Dersom disse bevegelige ladningene nærmer seg pn-overgangen, vil det elektriske feltet føre til at hullene dyttes inn i p-regionene mens elektronene dyttes inn i n-regionen [7]. Denne akkumulasjonen av elektroner i n-regionen og hull i p-regionen setter opp en spenning som kan brukes til å levere strøm til en tilkoblet last [7].

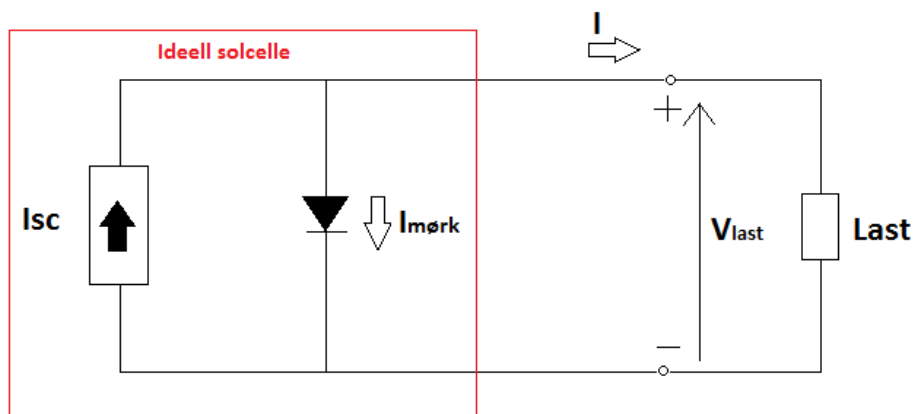
Hvis det skapes elektrisk kontakt mellom toppen og bunnen av solcella vil det dannes en elektrisk krets der elektroner strømmer fra n-regionen, gjennom ledning og tilkoblet last og tilbake til p-regionen hvor elektronene faller sammen med ledige hull. Etter vanlig konvensjon flyter det da en strøm fra p-siden, gjennom last og til n-siden, som vist i Figur 6:



Figur 6: Flyt av strøm ved belysning av en pn-overgang [7]

2.2.4 Elektrisk ekvivalentkrets

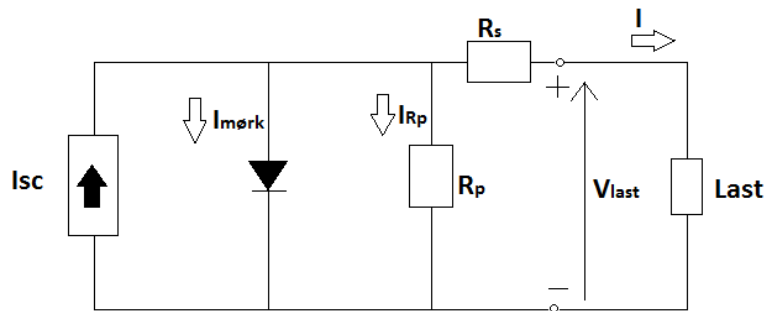
Den enkleste ekvivalentkretsen for ei solcelle består av en ideell strømkilde i parallell med en diode [7], som vist i Figur 7. Den ideelle strømkilden produserer en likestrøm som er proporsjonal med solinnstrålingen [7]. Dersom solcellas terminaler kortsluttes, er det denne strømmen som vil flyte i kretsen. Av denne grunn er den ideelle strømkilden i kretsekvivalenten angitt med kortslutningsstrømmen (I_{sc}).



Figur 7: Elektrisk ekvivalentkrets for den ideelle solcella med last

En tilkoblet last skaper en potensialforskjell over solcellas terminaler. Dette fører til et spenningsfall over dioden, i diodens lederetning, og det vil flyte en strøm gjennom den. Denne strømmen kan kalles $I_{mørk}$ i analogi med strømmen som ville flyte gjennom solcella dersom den var mørklagt og påtrykt samme spenning. Strømmen som flyter pga. spenning i en belyst solcelle er ikke formelt sett den samme strømmen som ville flyte i mørket, men dette er allikevel en god approksimasjon for mange fotoelektriske materialer [12].

Virkelige solceller har ikke-ideell oppførsel som kan modelleres ved å inkludere parasittiske resistanser i ekvivalentkretsen [12]. Dette er vist i Figur 8. Serieresistansen, R_s , fremgår av resistansen i materialet, spesielt mellom overflaten av solcella og de elektriske kontaktene, samt motstanden i de elektriske kontaktene. Parallellresistansen, R_p , fremgår av lekkstrømmer i solcella som går rundt kantene på solcella og mellom terminaler av motsatt polaritet [12]. Den ideelle solcella har $R_s = 0$ og $R_p = \infty$. En effektiv solcelle har derfor liten seriemotstand og stor parallellmotstand.



Figur 8: Elektrisk ekvivalentkrets for ei solcelle med last

2.2.5 Matematisk modellering av solceller i litteraturen

Solceller opererer under ulike atmosfæriske forhold (varierende temperatur og solinnstråling), mens leverandører oppgir elektriske parametere som gjelder kun ved standard testforhold [15]. Parameterene som oppgis er:

- I_{SC} = Kortslutningsstrøm [A]
- V_{OC} = Åpen-krets-spenning [V]
- P_{MPP} = Maksimal effekt [kW_p]
- V_{MPP} = Spenning ved maksimal effekt [V]
- I_{MPP} = Strøm ved maksimal effekt [A]

For å forutsi energiproduksjonen fra solceller ved varierende forhold trengs det pålitelige matematiske modeller som er enkle å implementere [15]. De to modellene nevnt så langt i denne oppgaven er mye brukt i litteraturen, under betegnelsene Ideal Single Diode Model (ISDM) og Single Diode Model (SDM). Andre modeller som brukes i litteraturen er Simplified Single Diode Model (SSDM) hvor parallellresistansen neglisjeres og Double Diode Model (DDM) hvor solcella representeres med en ekstra diode sammenlignet med ekvivalentkretsen i Figur 8. Diode nummer to (i DDM) står i parallell med diode nummer en. Modellene er oppsummert i Tabell 1.

Tabell 1: Modellering av solceller i litteraturen

Modell	Ekvivalentkrets
ISDM	Figur 7
SDM	Figur 8
SSDM	Figur 8 med neglisjering av R_p
DDM	Figur 8 med en ekstra diode (parallellkoblet med dioden i figuren)

DDM krever generelt flere parametere som er antatt på forhånd og flere iterative runder enn SDM for å løse ut verdiene for strøm og spenning [16]. Modellen kan beskrive solcellas oppførsel mer nøyaktig enn de andre modellene. Dette krever derimot tilfredsstillende valg av startverdier i de iterative rundene [16]. På grunn av kompleks modellering og tunge utregninger er DDM mindre brukt enn SDM.

SDM og SSDM krever iterativ løsning av ulineære ligninger for å bestemme de ukjente parametrene, eller innstilling av noen parametere slik at resulterende I-V karakteristikk samsvarer med operasjonspunktene oppgitt i databladene [15]. Implementering av en simuleringsmodell krever en numerisk løsningsalgoritme da $I = f(V,I)$ og $V = f(I,V)$ [15]. Simuleringer basert på ISDM kan for eksempel gjøres ved innsetting av parametere fra datablad i ligning 5) og 6) (disse er vist på side 12 og 13) for å løse ut de ukjente parametrene, som vist i [15].

En matematisk modell for ei enkelt solcelle kan lett aggregeres til å modellere et hvilket som helst solcellesystem bestående av solceller i serie- og parallellkoblinger [16]. Denne fremgangsmåten tar derimot ikke hensyn til delvis skyggelegging, noe som er en uunngåelig effekt i mange solcelleanlegg [16].

Videre diskusjon om solceller vil ta utgangspunkt i kretsekvivalenten med én diode fra Figur 8 (SDM) da denne, på tross av å være enklere enn modellen med to dioder (DDM), gir en god illustrasjon av strøm-spenning-karakteristikken for virkelige solceller.

2.2.6 Diodeligningen

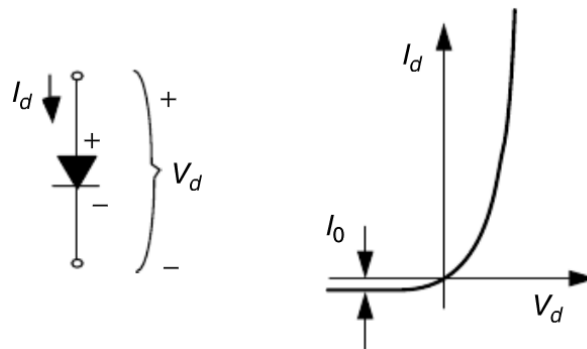
Pn-overgangen i solcella tilsvarer en konvensjonell diode [7]. Dette betyr at diodeligningen er essensiell for å beskrive solcellas oppførsel. Dioden som brukes i kretsekvivalentene i Figur 7 og Figur 8 er ikke-ideelle dioder som ellers ofte brukes til å finne analytiske løsninger innenfor kraftelektronikken [17]. Derimot beskrives de med sin virkelige strøm-spenning-karakteristikk ved hjelp av Shockley-ligningen som presentert i ligning 2).

$$I_d = I_0 \left(e^{\frac{qV_d}{AkT}} - 1 \right) \quad 2)$$

Hvor

- I_d = Diodestrømmen [A]
- V_d = Spenningen over diodens terminaler [V]
- I_0 = Revers metningsstrøm [A]
- q = Elektronladningen, $1,602 \cdot 10^{-19}$ [C]
- k = Boltzmannkonstanten, $1,381 \cdot 10^{-23}$ [J/K]
- T = Temperaturen i pn-overgangen [K]
- A = Idealitetsfaktor for dioden [1]

Idealitetsfaktoren, A , tar hensyn til mekanismene for ladningstransport over pn-overgangen i solcella. Vanligvis ligger A mellom 1-2 [12]. Hvis transporten i hovedsak er diffusjon er $A = 1$ [7]. Hvis transporten primært er rekombinasjon vil A være omtrent lik 2 [7]. Konvensjoner for strøm og spenning, samt den typiske diodekarakteristikken, er vist i Figur 9.



Figur 9: Symbol for dioden og diodekarakteristikken [7]

2.2.7 Solcellas strøm-spenning-karakteristikk

Fra kretsekvivalenten i Figur 8 ser vi at strømmen som solcella leverer til lasten kan skrives:

$$I = I_{SC} - I_{mørk} - I_{Rp} \quad 3)$$

$$I = I_{SC} - I_{mørk} - \frac{V_{last} + IR_s}{R_p} \quad 4)$$

Ved innsetting av ligning 2) for diodestrømmen $I_{mørk}$ blir endelig strøm-spenning-karakteristikk for solcella som vist i ligning 5). Strøm-spenning-karakteristikken vil heretter også kalles I-V karakteristikken. I grafisk form kan den også kalles en I-V kurve.

$$I = I_{SC} - I_0 \left(e^{\frac{q(V_{last} + IR_s)}{AkT}} - 1 \right) - \frac{V_{last} + IR_s}{R_p} \quad 5)$$

Hvor

- I = Strømmen som flyter ved solcellas terminaler [A]
- I_{SC} = Kortslutningsstrømmen [A]
- V_{last} = Spenningen ved solcellas terminaler [V]

Åpen-krets-spenningen beregnes ved å sette $I = 0$, noe som gir åpen-krets-spenning som vist i ligning 6):

$$V_{OC} = \frac{kT}{q} \ln\left(\frac{I_{SC}}{I_0} + 1\right) \quad 6)$$

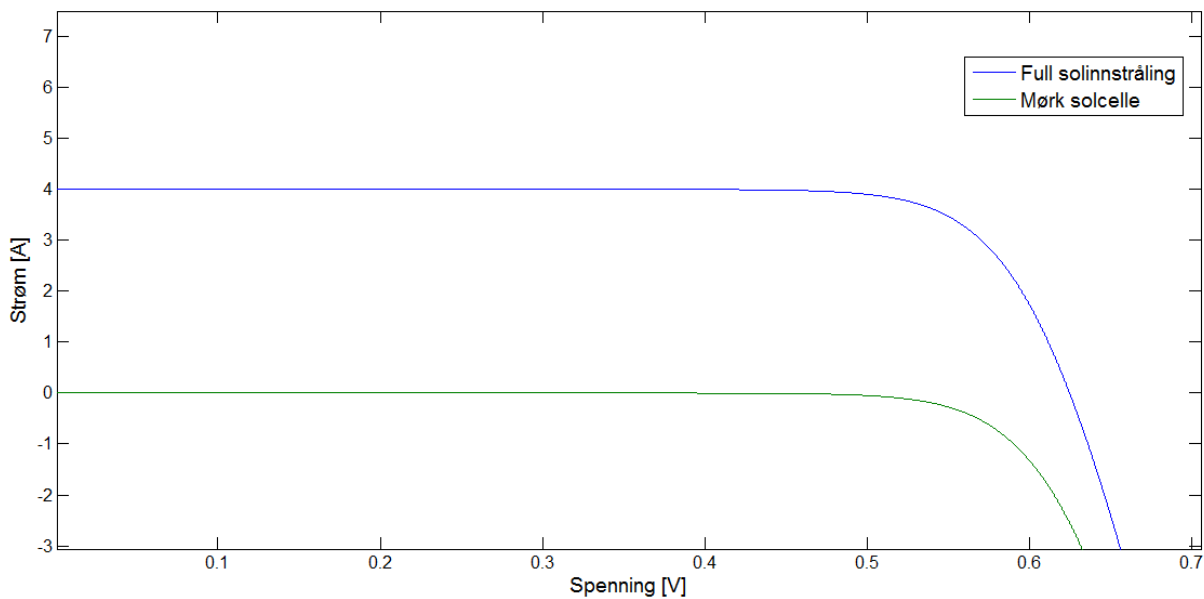
En Matlab-Simulink modell av ei solcelle ble laget med utgangspunkt i kretsekvivalenten fra Figur 8. I tilgjengelig Simulink-verktøy fantes det ingen dioder som opererer med den ønskede karakteristikken slik som den vist i Figur 9. Det ble derfor valgt å modellere dioden ved hjelp av en kontrollerbar strømkilde som styres av Shockley-ligningen. Strømkilden vil da oppføre seg som en diode med den ønskelige I-V karakteristikken. For å konstruere I-V kurva for solcella blir strømmen som flyter ved solcellas terminaler målt. Samtidig ramper en kontrollerbar spenningskilde utgangsspenningen fra 0 V til 0,65 V. Resultatet er I-V karakteristikker som kan plottes i Matlab. Simulink-modellen av solcella finnes i Appendiks B.1.

I fremstillingen av I-V kurvene er det brukt parametere som vist i Tabell 2. Disse tilsvarer parametrene i [18] for ei solcelle med overflateareal lik 100 cm², som ble funnet ved å tilpasse en SDM-modell av ei solcelle slik at dens I-V karakteristikker tilsvarer karakteristikke for ei virkelig solcelle. Parametrene fra [18] er gjenbrukt i denne teksten da de resulterer i typiske I-V kurver for ei solcelle av silisium. Disse parametrene gjelder ved standard testforhold. En beskrivelse av «standard testforhold» finnes i kapittel 2.2.9.

Tabell 2: Valg av parameterverdier for solcellesimulering

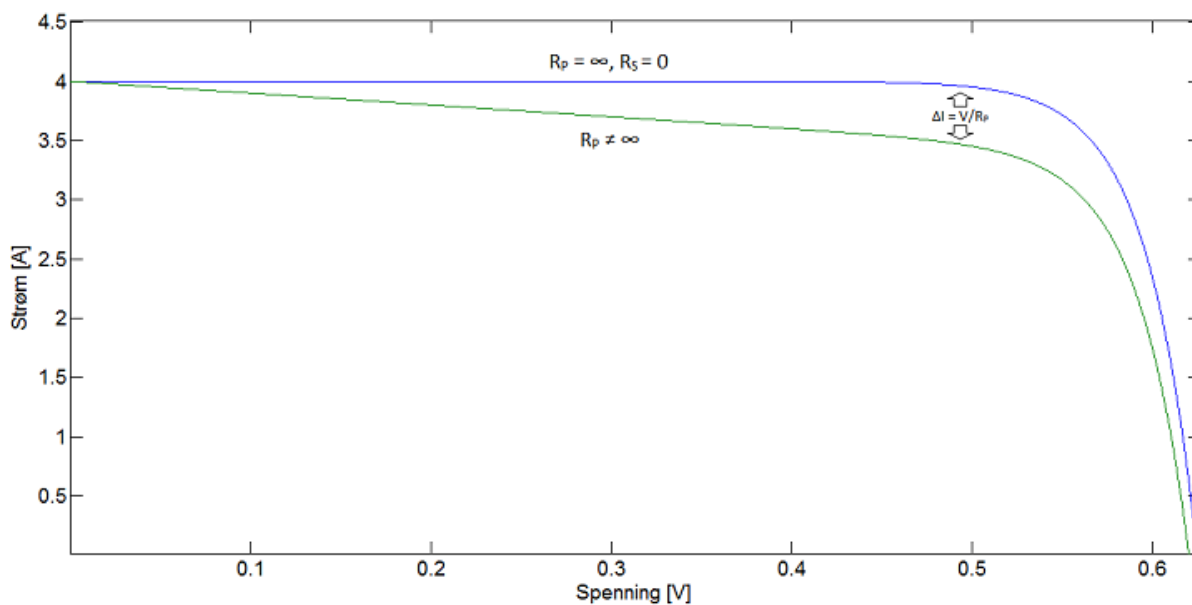
Parameter	Verdi	Enhet
I_{SC}	4	[A]
R_S	5	[mΩ]
R_P	2,4	[kΩ]
I_0	$10^{(-9)}$	[A]
A	1,1	[1]

Resulterende I-V kurver for et tilfelle med full belysning ($I_{SC} = 4$ A) og et tilfelle med ingen belysning, dvs. mørklagt solcelle ($I_{SC} = 0$), er vist i Figur 10. «Spenning» (V) er spenningen ved solcellas terminaler og «Strøm» (I) er strømmen som flyter ved solcellas terminaler.

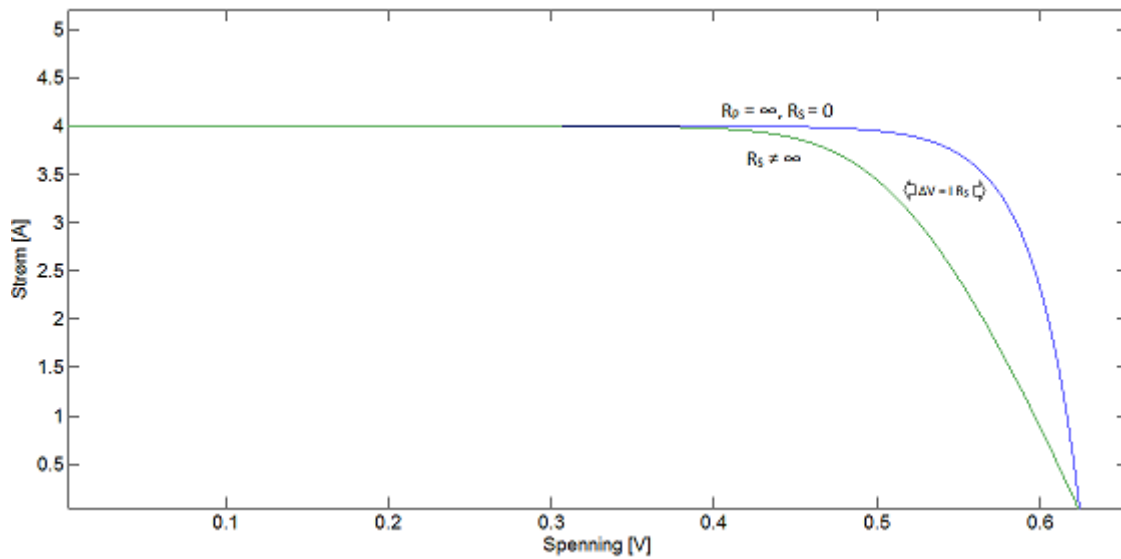


Figur 10: I-V kurver for ei solcelle med parametrene fra Tabell 2

Ei ideell solcelle har $R_p = \infty$ og $R_s = 0$. Både en lavere R_p og en høyere R_s reduserer det maksimale rektangelet under I-V kurven, noe som betyr at maksimal effekt som solcella kan produsere også reduseres. Effekten av å inkludere resistansene er beskrevet i [7] og har blitt gjenskapt i Figur 11 og Figur 12 ved hjelp av simuleringer med Matlab-Simulink modellen.



Figur 11: Effekten av å inkludere parallellresistansen



Figur 12: Effekten av å inkludere serieresistansen

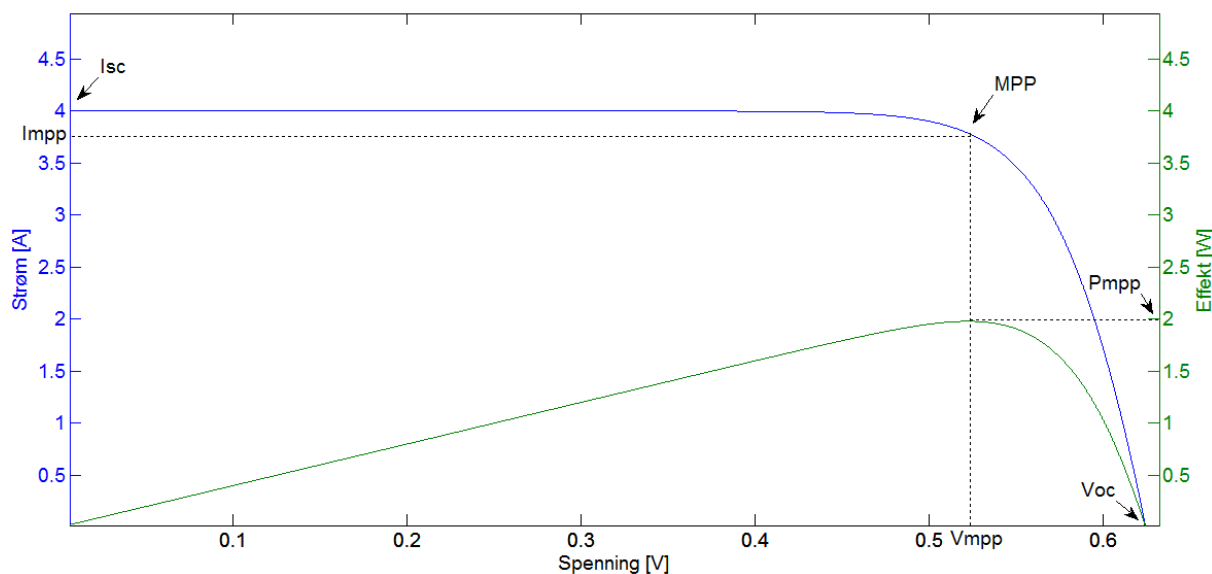
2.2.8 Maksimal effekt

Når ingen last er tilkoblet, vil en solcelle produsere en åpen-krets-spenning lik V_{OC} mens det ikke går noen strøm gjennom lasten. Hvis terminalene kortsluttes, vil det gå en kortslutningsstrøm lik I_{SC} mens utgangsspenningen er lik null. I begge tilfeller vil levert effekt være lik null, da effekt er produktet av strøm og spenning. Når en last er tilkoblet, vil en kombinasjon av strøm og spenning føre til at effekt leveres. Ei solcelle produserer likestrøm slik at levert effekt fra solcella er produktet av strøm og spenning:

$$P_{DC} = VI \quad 7)$$

Hvor

- P_{DC} = Levert effekt [W]
- V = Spenningen ved solcellas terminaler [V]
- I = Strømmen som flyter ved solcellas terminaler [A]



Figur 13: P-V og I-V kurver

Figur 13 viser P-V (effekt-spenning) og I-V kurvene for ei solcelle med parametrene fra Tabell 2. Maksimal effekt produseres i punktet MPP (Maximum Power Point), hvor strøm og spenning er benevnt I_{MPP} og V_{MPP} . At dette er punktet for maksimal effektproduksjon kan sees ved at dette punktet markerer toppunktet for P-V kurven i tillegg til at det er denne kombinasjonen av strøm og spenning som gir det største mulige rektangelet under I-V kurven. Tabell 3 summerer opp de resulterende nøkkelverdiene for solcella. Disse verdiene er lest ut fra grafene i Figur 13.

Tabell 3: Nøkkelparametere for simulert solcelle

Nøkkelparameter	Symbol	Verdi	Enhet
Kortslutningsstrøm	I_{SC}	4,00	[A]
Åpen-krets-spenning	V_{OC}	0,62	[V]
Maksimal effekt	P_{MPP}	1,98	[W]
Strøm ved maksimal effekt	I_{MPP}	3,78	[A]
Spenning ved maksimal effekt	V_{MPP}	0,52	[V]

En standard 10cm x 10cm multikrystallinsk silisium solcelle vil produsere 1-1,5W ved standard testforhold [9]. Effekten leveres vanligvis ved 0,5-0,6 V [9]. Tabell 3 viser dermed at den modellerte solcella produserer noe høyere effekt enn hva som forventes av standard solceller av samme type. I-V kurven for den modellerte solcella, som vist i Figur 13, har allikevel den karakteristiske formen som er å forvente for standard solceller og den modellerte solcella vil derfor brukes videre i de teoretiske forklaringene av solcellers oppførsel under varierende omgivelsesforhold.

2.2.9 Standard testforhold (STC)

I-V karakteristikken til en solcelle varierer med solinnstrålingen og celledemperaturen. Dette har gjort det nødvendig å definere hva som er «standard testforhold» for solceller [7]. En produsent vil alltid oppgi merkedata for produktene sine som gjelder under standard testforhold [7]. Dette gjør det mulig å sammenligne moduler fra ulike fabrikanter.

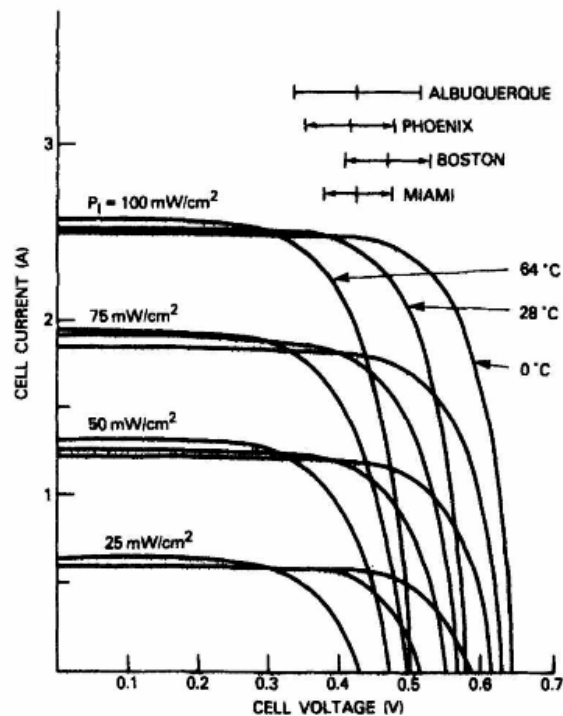
Standard testforhold er definert som [7]:

- Solinnstråling lik 1kW/m^2 .
- AM1,5. (Korresponderer med en solhøyde på 42° over horisonten.)
- $T_{\text{Celle}} = 25^\circ\text{C}$. Dette betyr at solcelletemperaturen er lik 25°C uavhengig av hva omgivelsestemperaturen er.

2.2.10 I-V kurvens avhengighet av solinnstråling

I praksis vil ikke solceller operere under standard testforhold. De viktigste avhengighetene som må tas i betraktning er effekten av variabel solcelletemperatur og solinnstråling [9]. Produsenter vil ofte tilveiebringe I-V karakteristikk som viser innvirkningen på produsert spenning og strøm.

Figur 14 viser et eksempel på hvordan I-V karakteristikken til ei solcelle varierer for fire ulike solinnstrålinger ved tre ulike temperaturer.

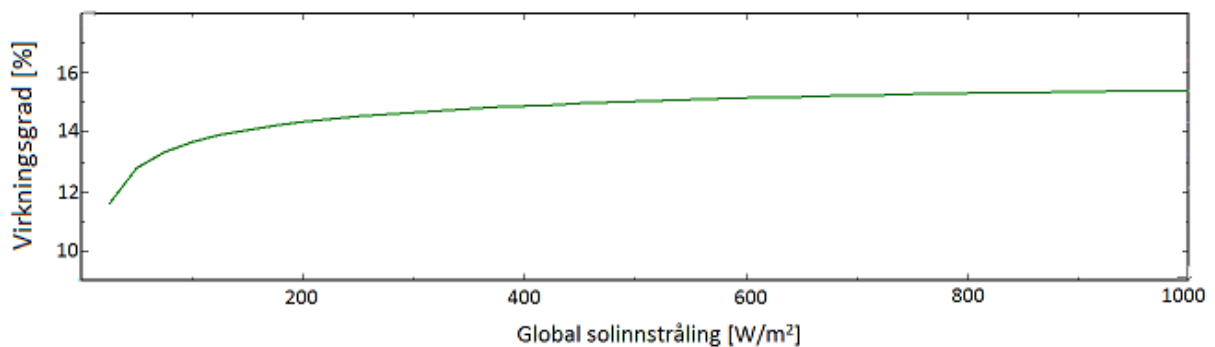


Figur 14: Eksempel på I-V kurvens variasjon med solinnstråling og temperatur [14]

Den genererte strømmen øker proporsjonalt med andelen fotoner som treffer solcella og har energi høyere enn båndgapsenergien. Det er derfor vanlig å si at den solgenererte

strømmen er proporsjonal med solinnstrålingen. Åpen-krets-spenningen er logaritmisk avhengig av kortslutningsstrømmen og dermed også solinnstrålingen som vist i ligning 6). Den logaritmiske avhengigheten fører til at spenningen varierer lite med solinnstrålingen, noe som også kan sees i Figur 14. I praksis neglisjeres derfor spenningens variasjon med solinnstråling [9].

Avhengigheten av solinnstråling fører til at solcellenes virkningsgrad avhenger av intensiteten i solinnstrålingen. PVsyst illustrerer dette i diagrammer, som for eksempel vist for en typisk monokrystallinsk solcellemodul i Figur 15.



Figur 15: Typisk virkningsgrad ved varierende solinnstråling (celletemperatur = 25 °C)

2.2.11 Temperaturavhengighet

Som vist i Figur 14 vil en temperaturøkning i solcella føre til at spenningen synker signifikant mens det er en liten økning i strømmen. For krystallinske solceller er det vanlig at V_{OC} synker med ca. 0,37 %/°C mens I_{SC} øker med ca. 0,05 %/°C, noe som resulterer i at punktet for maksimal effekt flytter seg noe oppover til venstre og verdien for maksimal effekt synker med ca. 0,5 %/°C [7]. Celletemperaturen avhenger av omgivelsestemperaturen og solinnstrålingen. Siden kun en liten del av solinnstrålingen som treffer solcella konverteres til elektrisk energi, vil mesteparten av innstrålt energi kun gå med til å varme opp solcella.

Produsenter oppgir ofte en verdi for produktenes avhengighet av celletemperatur. Denne kalles NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) og er en faktor som gir celletemperaturen ved solinnstråling 0,8 kW/m², vindhastighet 1 m/s og omgivelsestemperatur på 20 °C. Celletemperaturen T_{cell} [°C] ved andre forhold kan estimeres fra ligning 8) [7]:

$$T_{cell} = T_{omg} + \frac{NOCT - 20^{\circ}}{0,8} P \quad 8)$$

Hvor

- T_{omg} = Omgivelsestemperaturen [°C]
- P = Solinnstrålingen [kW/m²]

2.3 Fra solcella til generelle solcelleanlegg

En standard 10 cm x 10 cm multikrystallinsk silisium solcelle vil produsere 1-1,5W ved standard testforhold. Effekten leveres vanligvis ved 0,5-0,6 V [9]. Siden det er få bruksområder for slik lav spenning er det vanlig å koble solceller sammen i serie. En innkapsling av solceller i serie kalles en solcellemodul. For solceller i serie vil total spenning være en sum av spenningen produsert av hver enkelt solcelle.

Figur 16 viser et eksempel på en solcellemodul med 60 solceller. En enkelt modul er adskilt fra resten av modulene med et rødt rektangel i figuren. Bildet er fra solcelleanlegget på Lerkendal. Anlegget er installert på bygget der TrønderEnergi leier plass til sitt hovedkontor.



Figur 16: Solcellemodul

2.3.1 Typiske solcelleanlegg

Typiske kategorier av solcelleanlegg er [7]:

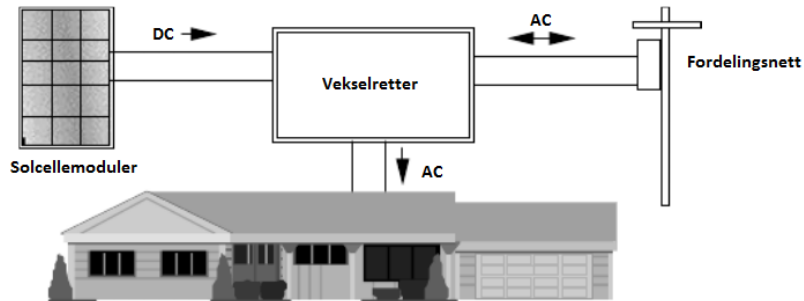
- Nettilknyttede anlegg: Solcelleanlegg som er koblet til et strømnett via vekselrettere. Denne typen anlegg forklares nærmere i kapittel 2.3.2.
- Frittstående anlegg: Brukes gjerne i områder uten nettilknytning. Solcelleanlegget lader et batteri som igjen kan levere effekt til tilkoblede laster. En back-up generator brukes gjerne i slike tilfeller i tilfelle for behov for elektrisk kraft på et tidspunkt med utladet batteri.
- Anlegg som er direkte tilkoblet last: Solcelleanlegg som produserer elektrisk kraft til et spesifikt formål, for eksempel vannpumping.

Solcelleanlegget som spesifikt skal behandles i denne oppgaven er et nettilknyttet anlegg. Derfor er det denne typen anlegg som blir diskutert i teksten videre.

2.3.2 Nettilknyttede solcelleanlegg

Figur 17 viser en prinsippskisse for et nettilknyttet solcelleanlegg. Solcellemodulene leverer DC-spenning til en vekselretter med Maximum Power Point Tracking (MPPT) funksjon. Vekselretteren sørger for at spenningen kan mates inn på nettet.

I Figur 17 forsynes bygget med strøm fra solcelleanlegget. Produserer solcelleanlegget mindre effekt enn hva bygget bruker, vil resterende effektbehov bli tilført fra strømmettet. Solcelleanlegget kan også levere strøm til fordelingsnettet i øyeblikk der produksjonen er høyere enn forbruket i bygget.



Figur 17: Prinsippskisse for et nettilknyttet solcelleanlegg [7].

I-V kurver er dynamiske og endrer seg med temperatur og solinnstråling, som diskutert i kapittel 2.2.10 og 2.2.11. Dermed vil punktet for maksimal effektproduksjon variere. En MPPT har i oppgave å sørge for at et anlegg opererer i nærheten av punktet for maksimal effekt til enhver tid. Disse apparatene er en standard del av mange solcelleanlegg, spesielt nettilknyttede anlegg [7]. MPPT funksjonen kan inkluderes i en DC/DC eller DC/AC-omformer.

2.3.3 I-V kurver for serie- og parallellkoblede moduler

Solcellemoduler kobles i serie (strenger) for å øke total spenning og i parallell for å øke strømmen.

For seriekoblede moduler adderer man spenningene for å finne total spenning over strengen, mens strømmen gjennom modulene er den samme [7]. For parallellkoblede moduler adderes strømmen, mens spenningen over hver av dem er den samme [7]. En kombinasjon av serie- og parallellkoblede moduler medfører en kombinasjon av I-V kurvene for serie- og parallellkoblingen for å finne endelig I-V kurve for sammenkoblingen.

I et nettilknyttet solcelleanlegg kobles moduler i serie og parallell i henhold til vekselretterens krav til spenning og strøm ved inngangen [19].

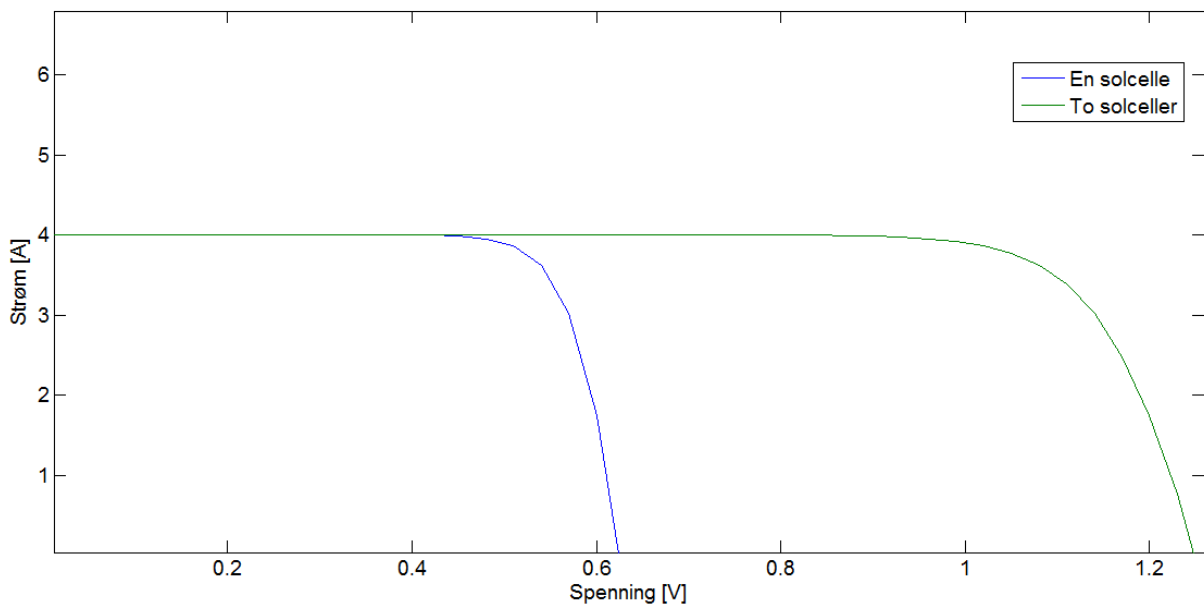
Figur 18 og Figur 19 viser I-V kurvene for henholdsvis to solceller i serie og to solceller i parallell. For å generere disse kurvene er Matlab-Simulink modellen fra utvidet til å inkludere to solceller. Kurvene illustrerer framgangsmåten for å finne I-V kurver for serie- og parallellkobling av solcellemoduler, da prinsippene for solceller er de samme som for solcellemoduler.

Igjen er parametrene (ved standard testforhold) fra Tabell 2 brukt. Disse er gjengitt i Tabell 4.

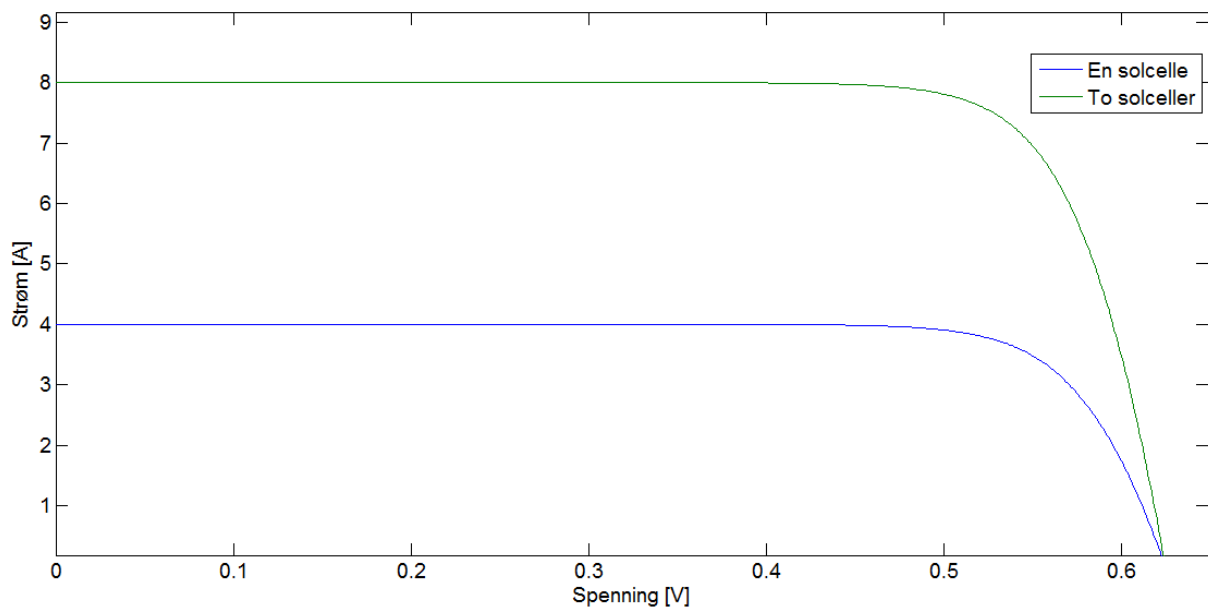
Tabell 4: Valg av parameterverdier for solcellesimuleringer

Parameter	Verdi	Enhet
I_{SC}	4	[A]
R_S	5	[m Ω]
R_P	2,4	[k Ω]
I_0	10^{-9}	[A]
A	1,1	[1]

«Spennning» er her spenningen ved tilkoblingspunktet for last og «Strøm» er strømmen som flyter gjennom tilkoblet last.



Figur 18: Seriekobling av solceller



Figur 19: Parallellkobling av solceller

2.3.4 Statistiske misforholdtap

For moduler koblet sammen i serie- og/eller parallell vil total effektproduksjon i MPP være lavere enn summen av den effekten som hver enkelt modul kunne produsert alene. Hovedårsakene til dette er [19]:

- Statistiske misforholdtap som følge av produksjonsprosessen.
- Skitt/snø på moduler som følge av varierende omgivelsesforhold.
- Dynamiske misforholdtap som følge av delvis skyggelegging av moduler.

Dynamiske misforholdtap som følge av delvis skyggelegging vil behandles i kapittel 2.5.3.

Statistiske misforholdtap er knyttet til kvaliteten på solcellene som følge av produksjonsprosessen samt degradering av moduler på grunn av aldring. For eksempel kan to solceller ha samme verdi for maksimal effektproduksjon men ulike operasjonspunkt (V_{MPP} og I_{MPP}) hvor denne maksimale effektproduksjonen finner sted. Dette betyr at det er variasjoner i I-V kurvene for solceller av samme type [9]. En sammenkobling av moduler i serie- eller parallell betyr da at hver enkelt modul ikke kan operere ved sitt individuelle MPP. Dette fordi spenningen over moduler koblet i parallell og strømmen gjennom moduler koblet i serie tvinges til å være den samme [19]. I tradisjonelle systemer er det vekselretteren som velger operasjonspunkt ut ifra I-V kurven for den tilkoblede serie- og/eller parallellkoblingen. Dette diskuteres videre i kapittel 2.7 og 2.8.

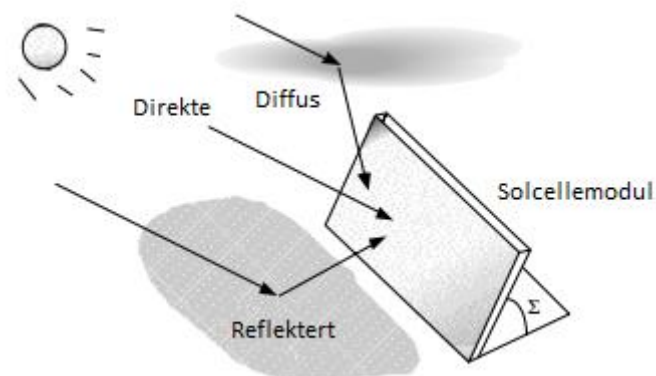
Generelt er det større variasjon i kortslutningsstrøm enn åpen-krets-spenningen for solcellemoduler [9]. Misforhold-tapene kan derfor begrenses ved å sortere moduler slik at det lages strenger bestående av moduler med tilsvarende kortslutningsstrømmer [9]. Leverandørene tester alle moduler og kortslutningsstrømmen (ved standard testforhold) for hver enkelt modul vil være gitt.

Ulike omgivelsesforhold som skitt eller snø på modulene skaper også misforholdtap. Dette fordi tildekking av moduler vil redusere solinnstrålingen og dermed kortslutningsstrømmen for de tildekte modulene.

Tidligere var effekttoleransene for moduler på +/- 10 % i forhold til oppgitt effekt. I dag oppgis merkeeffekter med +/- 3 % toleranse, noe som fører til en neglisjerbar størrelse på de statiske misforholdtapene [20]. Resultatene fra undersøkelser gjort i [21] viser at forventet årlig produksjonstap som følge av statiske misforholdtap tilsvarer <1 % for systemene tatt med i undersøkelsene. Høyeste statisk misforholdtap ble observert for et system med 20 moduler av krystallinsk silisium der panelene var 15 år gamle. I dette tilfellet var misforholdtapene lik 0,7 %.

2.4 Solinnstråling og modulhelning

Den globale (totale) solstrålingen som treffer en modul vil være en kombinasjon av direkte, diffus og reflektert stråling [7]. *Direkte* stråling er solstråler som går upåvirket gjennom atmosfæren og ned til jordoverflata. *Diffus* stråling er solstråler som spres idet de passerer gjennom molekyler og svevepartikler i atmosfæren. Solstråler som reflekteres av bakken eller andre overflater før de treffer modulen utgjør den *reflekterte* strålingen.



Figur 20: Komponenter som utgjør global solinnstråling [1].

På en klarværsdag vil den diffuse strålingen utgjøre ca. 15 % av den totale solinnstrålingen på en horisontal flate [7]. Dette betyr at selv når en modul er skyggelagt slik at den ikke treffes av direkte solstråling, vil den alltid vil motta *noe* solinnstråling under dagslys, som følge av diffus solstråling, og modulen setter opp en spenning.

På en overskyet dag vil den diffuse solinnstrålingen utgjøre en større andel av den totale solinnstrålingen, siden den direkte solinnstrålingen helt eller delvis faller bort. Størrelsen på direkte, diffus og reflektert solinnstråling for en lokasjon over året, beregnes av meteorologiske datamodeller. Slike modeller diskuteres nærmere i kapittel 5.3.

For å maksimere den elektriske energiproduksjonen bør modulene plasseres slik at de fanger mest mulig av solinnstrålingen. En god tommelfingerregel for fastmonterte moduler er å installere de med en helningsvinkel (Σ , i Figur 20) som tilsvarer den lokale breddegraden.

Dette for å oppnå høy produksjon gjennom hele året som følge av direkte solinnstråling [7]. For Trondheim tilsvarer dette 63°. Dersom det er ønskelig å legge vekt på høyest mulig produksjon gjennom sommermånedene velges vinkelen noe lavere og motsatt dersom produksjonen i vintermånedene vektlegges. Dersom den diffuse solinnstrålingen utgjør en stor andel av den totale solinnstrålingen, kan det være lønnsomt å installere modulene med en lavere vinkel, slik at modulene «ser» en større del av himmelen. Dette fordi det er vanlig å anta at den diffuse solinnstrålingen er «isotropisk», det vil si at den stråler inn med en lik intensitet fra alle punkter [7]. En modul med lavere helningsvinkel «ser» en større del av himmelen, noe som øker summen av den diffuse solinnstrålingen som treffer modulen. Optimal helningsvinkel for takinstallerte solcelleanlegg vil i denne oppgaven undersøkes ved hjelp av eksperimentelle simuleringer i PVsyst (ved hjelp av simuleringsscenario beskrevet i kapittel 5.7.10).

2.5 Skyggeleggingens mekanismer

Skyggelegging av moduler kan oppstå som følge av skygge fra passerende skyer, bygninger og til og med fra andre moduler i systemet. Alle tilfeller av skyggelegging påvirker I-V kurvene. Dette kapitlet beskriver hva skyggeleggingen har å si for en enkelt modul og et solcelleanlegg som helhet.

2.5.1 Reduksjon av kortslutningsstrømmen

Også ved delvis skyggelegging er kortslutningsstrømmen proporsjonal med solinnstrålingen og den kan uttrykkes [22]:

$$I_{SC}(S) = I_{SC0}(1 - S) \quad 9)$$

Hvor

- $I_{SC}(S)$ = Kortslutningsstrømmen for solcella med delvis skyggelegging [A]
- I_{SC0} = Kortslutningsstrømmen for solcella uten skyggelegging [A]
- S = Skyggefaktor [1]

Skyggefaktoren, S , utgjør brøkdelen av skyggelagt areal i forhold til totalt areal.

$$S = \frac{A_S}{A_T} \quad 10)$$

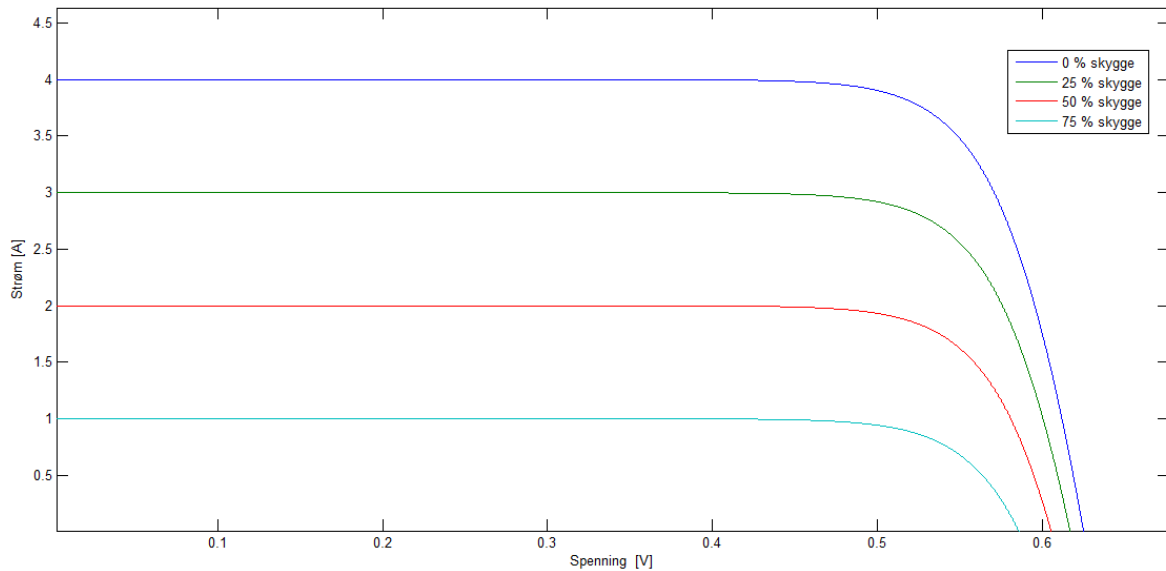
Hvor

- A_S = Skyggelagt modulareal [m^2]
- A_T = Total modulareal [m^2]

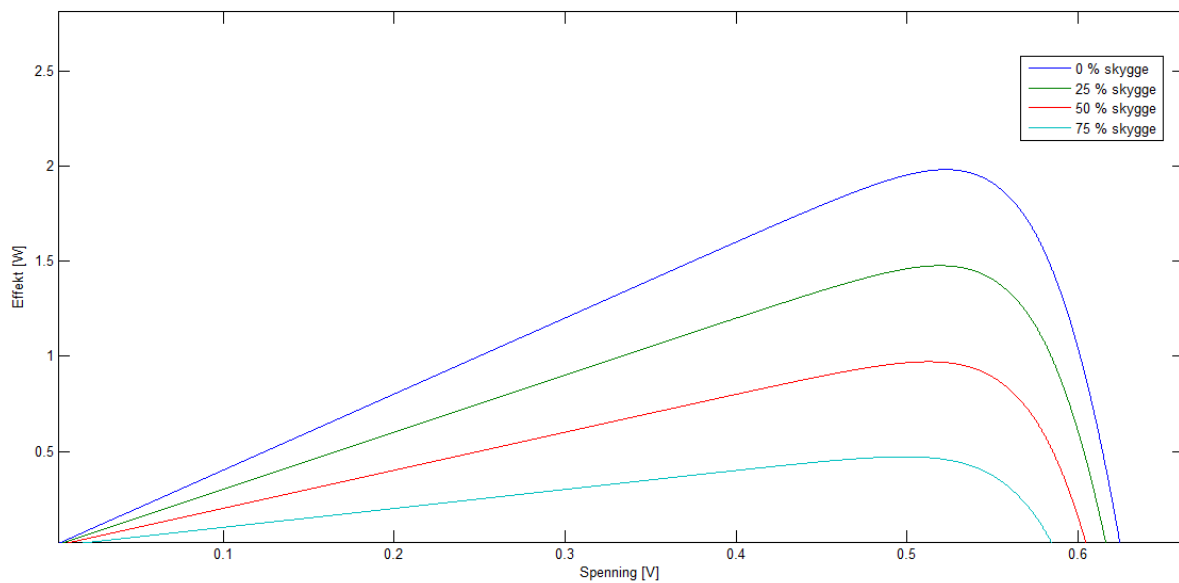
Figur 21 viser kortslutningsstrømmen for ei solcelle ved ulike grader av skyggelegging når parametrene fra Tabell 2 er brukt. Åpen-krets-spenningen er logaritmisk avhengig av solinnstrålingen, som vist i ligning 6). Derfor reduseres også denne verdien ved skyggelegging, men i mindre grad enn kortslutningsstrømmen. Hvordan dette påvirker maksimal effektproduksjon er vist i Figur 22. Når en solcelle alltid blir truffet av noe diffus

solinnstråling under vanlig dagslys betyr dette at spenningen solcella setter opp er bevart selv om modulen ikke treffes av noe direkte solinnstråling [23].

I disse figurene er det vist karakteristikker for 0 %, 25 %, 50 % og 75 % skygge. 25 % skygge betyr for eksempel at summen av direkte, diffus og reflektert solinnstråling som treffer solcellas overflate er 25 % lavere enn for tilfellet med 0 % skygge.



Figur 21: I-V kurver for ulik grad av skyggelegging for ei solcelle



Figur 22: P-V kurver for ulik grad av skyggelegging for ei solcelle

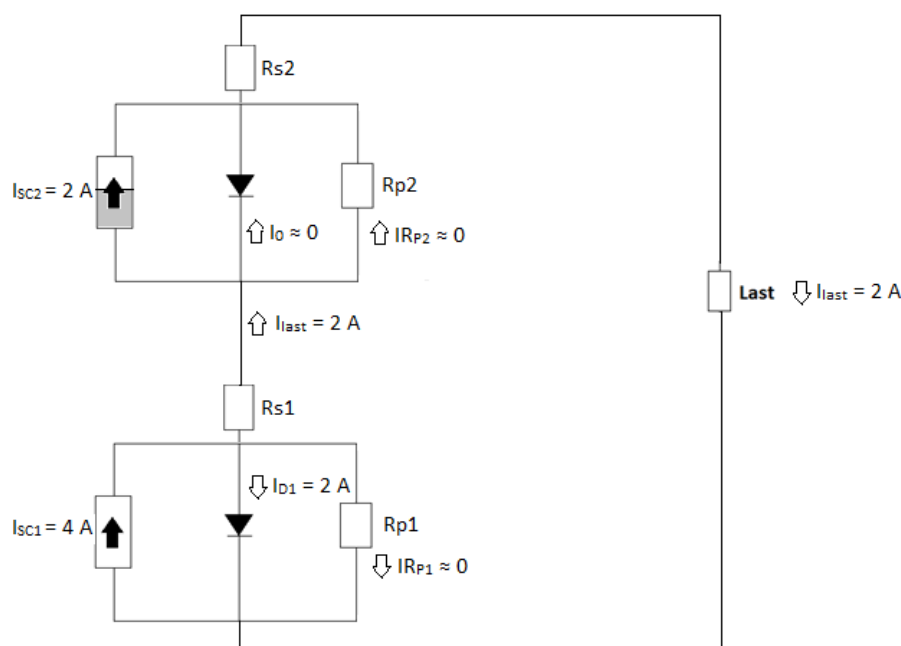
Tapet i maksimal effektproduksjon som følge av redusert solinnstråling kan kun unngås ved å øke solinnstrålingen. Det vil si at tapet er unngåelig dersom skyggelegginga finner sted.

Fra Figur 22 ser det ut til at MPP befinner seg ved samme terminalspenning for de fire P-V kurvene. Nøyaktig avlesning av grafene viser at V_{MPP} er noe lavere ved økende grad av skyggelegging. Dette studeres nærmere i kapittel 2.5.3.

2.5.2 Reverskarakteristikk og hot spots

I en seriekobling av solceller må strømmen gjennom alle solcellene være den samme. De ikke-skyggelagte solcellene forsøker å tvinge de skyggelagte solcellene til å lede en strøm som er større enn deres egen kortslutningsstrøm [19]. Dette fører til at de skyggelagte solcellene påtrykkes en «reversspenning», noe som betyr at pn-overgangen i solcella, som utgjør en konvensjonell diode, blir reversforspent. Produktet av strømmen og den negative spenningen som oppstår ved den skyggelagte solcellas terminaler gir et tall for effekten som da forbrukes. Effekten sviner hen som varmeproduksjon, noe som kan føre til «hot spots» [19].

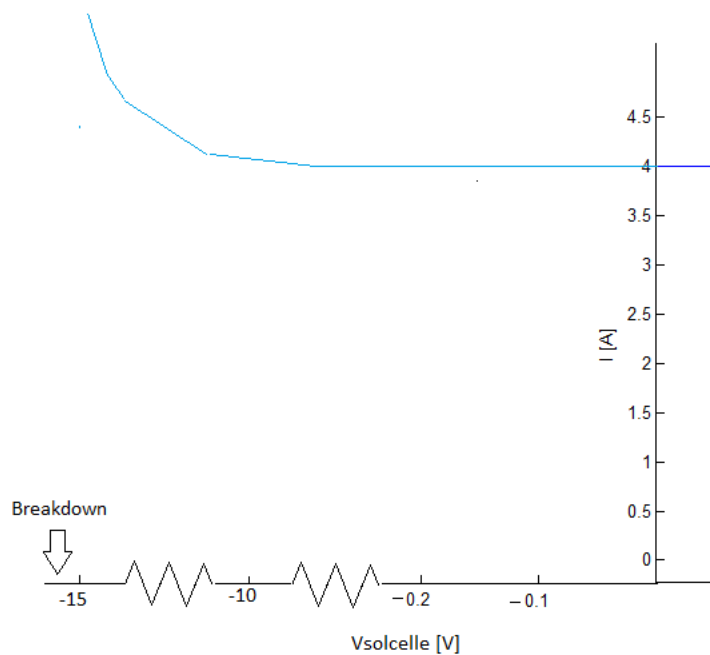
Figur 23 viser to solceller koblet i serie, der den ene solcella genererer 4 A mens den andre solcella er 50 % skyggelagt og dermed, etter teorien beskrevet i 2.5.1, genererer halvparten, altså 2 A. Figuren skal illustrere hvordan situasjonen fører til at invers metningsstrøm (I_0 , veldig liten) flyter gjennom dioden i den øverste solcella, i tillegg til at en *liten* lekkstrøm (I_{Rp2}) går gjennom parallellresistansen. Allikevel antas det her at disse strømmene (I_{Rp1} og I_{Rp2} i tillegg til I_0) er så små at de kan neglisjeres. Når den nederste solcella genererer 4 A, fører dette derfor til at 2 A sirkulerer i den nederste solcella som vist i figuren. Dioden i den øverste solcella blir altså reversforspent. Strømmen som leveres til lasten blir også 2 A.



Figur 23: Strømmen gjennom en seriekobling av to solceller med ulik solinnstråling

Når dioden i solcella er foroverforspent, er spenningen over dioden begrenset til ca. 0,7 V på grunn av diodens I-V karakteristikk som vist i Figur 9. Reverskarakteristikken for dioden er derimot mer omfangsrik, da den begrenses av spenningsnivået som må oppnås før pn-overgangen i solcella bryter sammen [24]. For lave reversspenninger er reversstrømmen gjennom solcella tilnærmet en lineær funksjon av påtrykt spenning [24]. Solcella viser da ohmsk oppførsel. Stigningstallet for strømmen som funksjon av spenning er her et resultat av de lekkstrømmer som flyter gjennom solcella, for eksempel langs kanten av solcella. Denne lekkstrømmen flyter i tillegg til invers metningsstrøm som flyter gjennom dioden. Ved lave reversspenninger er strømmen distribuert over hele overflaten av solcella og den oppvarmes uniformt. Ved økende reversspenning vil pn-overgangen etter hvert bryte sammen og deretter lede veldig store strømmer i sperreretningen [24]. Siden strukturen i pn-overgangen ikke er homogen, vil deler av pn-overgangen bryte sammen først, noe som fører til høy lokal strømtetthet. Dersom den lokale strømtettheten på disse punktene overskrider en kritisk grense, vil strukturen i solcella bryte sammen termisk på grunn av overopphetning. I et slikt tilfelle dannes det en shuntvei for strømmen gjennom solcellestrukturen. Neste gang solcella påtrykkes en reversspenning, vil strømmen flyte gjennom denne shunten. Den konsentrerte strømmen fører igjen til høy strømtetthet og overopphetning - det kan forventes skader på det isolerende materialet rundt solcellene, noe som kalles «hot spots» [24]. I verste fall kan innkapslingen rundt en solcellemodul bli strømledende [24].

Strøm-spenning-karakteristikken for solcella under reversspenning kommer ikke til syne gjennom den karakteristiske ligningen som ble presentert i 5). Dette fordi ingen av leddene inkluderer effekten av at pn-overgangen vil bryte sammen og lede store strømmer i sperreretningen dersom den påtrykkes en høy nok reversspenning. En skisse av I-V karakteristikk som kan ventes for ei solcelle under reversspenning, for eksempel som følge av skyggelegging, er vist i Figur 24. Horisontalaksen er benevnt med « V_{solcelle} » for å illustrere at dette er spenningen ved den enkelte solcellas terminaler. Negativ side på spenningsaksen er komprimert for å få fram forventet strøm-karakteristikk for et stort spenningsintervall.



Figur 24: Skisse av I-V karakteristikken for solcelle under reverssspenning

Solcelleprodusenter oppgir sjelden noe informasjon om solcellenes oppførsel ved reverssspenning. Strøm-spenning-karakteristikken for et utvalg av solceller ble målt i [24] for solceller i mørket under reverssspenning. Resultatene viser at solceller av samme type har stor variasjon i oppførselen under reverssspenning, både med tanke på stigningstallet til strømmen ved lave reverssspenninger og «breakdownspenningen», det vil si spenningsnivået der pn-overgangen bryter sammen. Breakdownspenningen for solceller av multikrystallinsk silisium var en reverssspenning i området 12-20 V mens tilsvarende verdier for solceller av monokrystallinsk silisium varierer over et enda større intervall: i området 4-30 V.

2.5.3 Dynamiske misforholdtap

Skyggelegging av solceller har drastisk innvirkning på I-V karakteristikken til den enkelte solcella, som vist i kapittel 2.5.1. I anlegg med delvis skyggelegging av moduler vil dette føre til misforhold mellom karakteristikkene for sammenkoblede moduler. Disse misforholdene er dynamiske, da omgivelsesforholdene endrer seg kontinuerlig. De dynamiske misforholdtapene fører til tap i potensiell effektproduksjon på samme måte som beskrevet for de statiske misforholdene i kapittel 2.3.4 – når solceller med ulike I-V karakteristikker kobles sammen i serie og/eller parallell, kan de ikke lenger opereres ved sitt individuelle MPP. Misforholdene ved delvis skyggelegging er ofte mer betydelige enn de statiske misforholdene, noe som skal diskuteres nærmere i de to påfølgende delkapitlene. Delvis skyggelegging kan for eksempel være forårsaket av skitt på moduler, fugler, trær og omkringliggende bygninger.

Vedvarende misforhold mellom solinnstråling kan føre til ulik celleteperatur mellom solcellene. Dette vil også påvirke I-V kurvene, slik som beskrevet i kapittel 2.2.11. I dette kapitlet diskuteres de dynamiske misforholdene som følge av ulik solinnstråling, uten om å

ta hensyn til potensielle forskjeller i celledetemperatur. Dette fordi effektene av ulike celledetemperatur antas å være av liten betydning sammenlignet med solinnstrålingen.

I de kommende delkapitlene vil det bli brukt simuleringsmodeller bestående av fire solceller. I virkeligheten vil antall solceller som er koblet sammen i serie og/eller parallell være langt flere. Når kun fire solceller blir brukt, begrenser dette kompleksiteten i simuleringene. I tillegg er det ikke behov for å inkludere flere solceller for å demonstrere de ønskede effektene.

Dersom ingen tiltak iverksettes, vil den svakeste solcella i en streng (solcella med minst solinnstråling) begrense strømmen som flyter gjennom strengen. Avhengig av situasjonen så kan dette resultere i en drastisk reduksjon i total effektproduksjon. Spenningen over parallellkoblede strenger må også være den samme. Målet i dette kapitlet er å illustrere hvordan misforholdtapene kan bli for serie- og parallellkoblede solceller, med utgangspunkt i solcellemodellen fra .

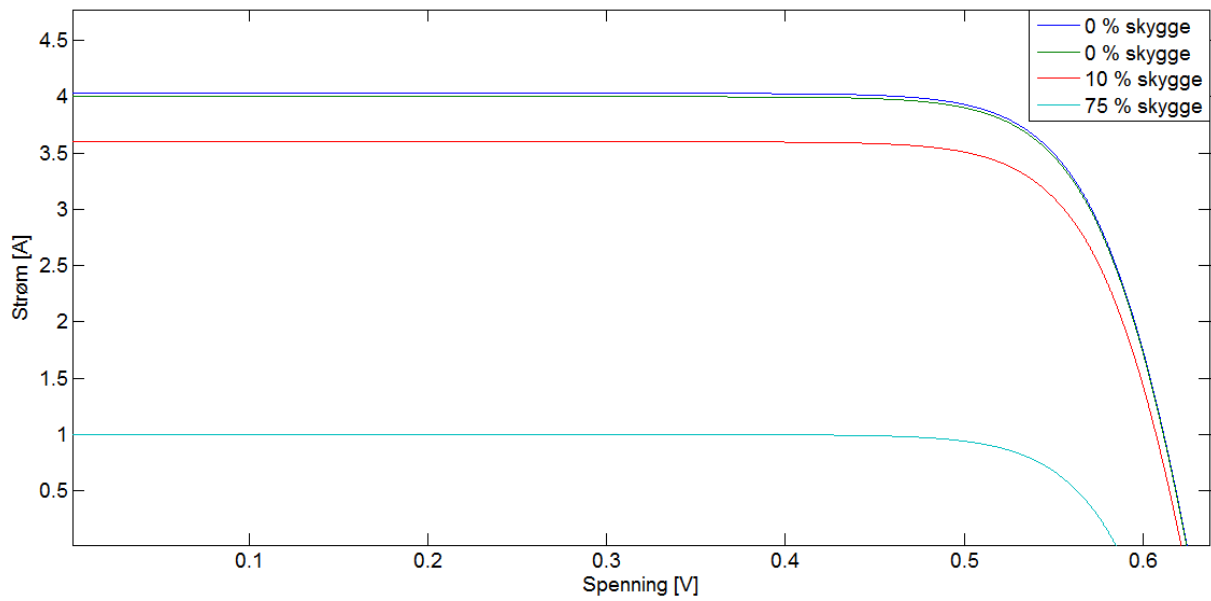
For å ha et sammenligningsgrunnlag når de dynamiske misforholdtapene for serie- og parallellkobling skal vurderes, presenteres først I-V og P-V karakteristikkene for de fire enkelte solcellene med ulike grad av solinnstråling.

Fire individuelle solceller

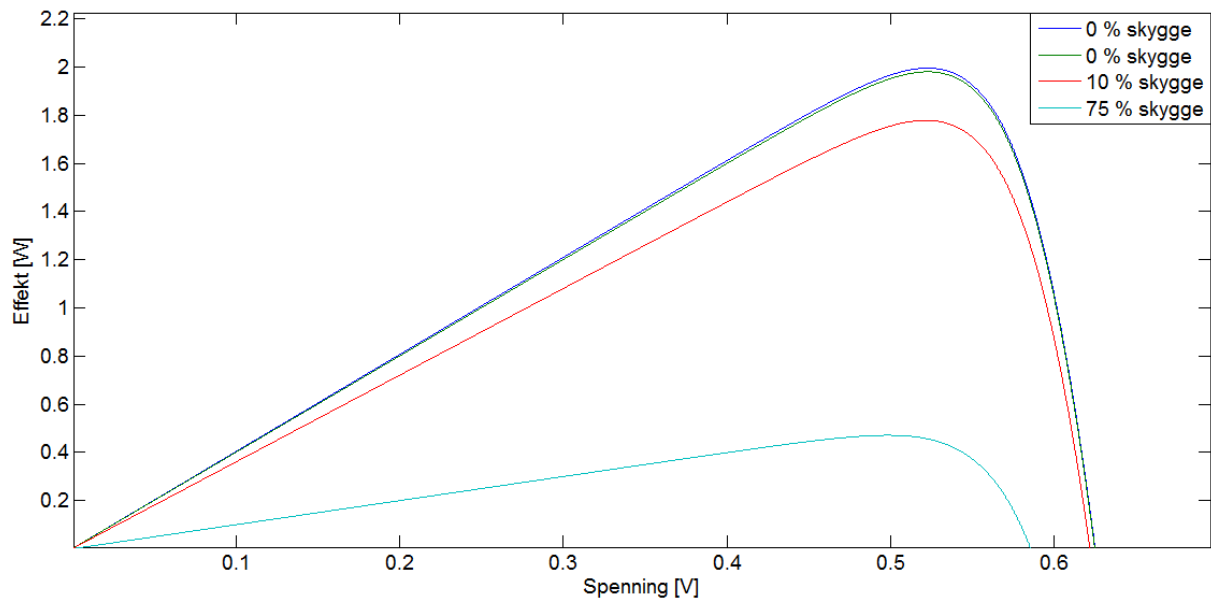
I-V karakteristikkene og maksimal effektproduksjon studeres her for de fire individuelle solcellene. Figur 25 og Figur 26 viser henholdsvis I-V og P-V karakteristikkene for de fire solcellene når de opereres alene. Tabell 5 oppsummerer nøkkelverdiene.

Det er valgt å modellere solceller med 0 %, 10 % og 75 % skyggelegging. Dette for å vise hvor stor forskjell det er i nøkkelverdiene for solceller med stor og liten forskjell i skyggelegging. To av de fire solcellene har 0 % skyggelegging. Et lite avvik i kortslutningsstrømmen for disse to solcellene er lagt inn for at I-V kurvene for begge solcellene skal være synlige i figurene. I praksis kan et slikt lite avvik for eksempel være forårsaket av statiske misforholdtap.

Igjen betyr 10 % skyggelegging at den globale solinnstrålingen som treffer en solcelle er 10 % lavere enn i tilfellet med 0 % skyggelegging.



Figur 25: I-V kurver for de fire individuelle solcellene



Figur 26: P-V kurver for de fire individuelle solcellene

Tabell 5: Nøkkelverdier for de fire individuelle solcellene.

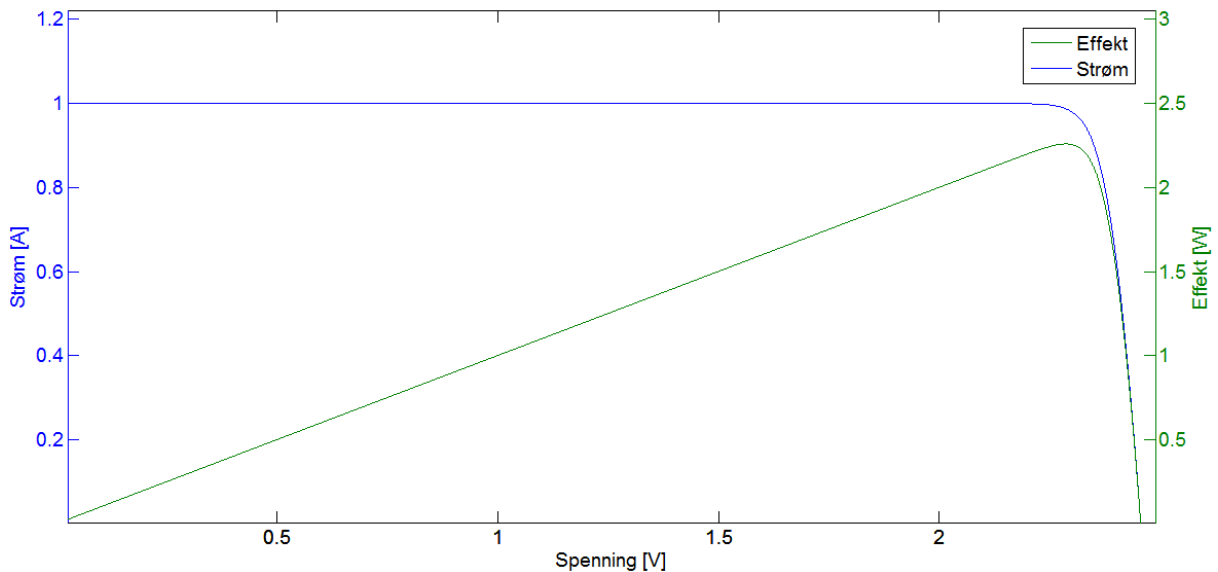
Celle nr.	Skygge [%]	V_{OC} [V]	I_{SC} [A]	V_{MPP} [V]	I_{MPP} [A]	P_{MPP} [W]
1	0	0,625	4,0	0,524	3,778	1,980
2	0	0,625	4,0	0,524	3,778	1,980
3	10	0,622	3,6	0,521	3,412	1,779
4	75	0,586	1,0	0,498	0,946	0,471
Sum	-	-	-	-	-	6,210

Tabell 5 viser at det er stor forskjell i kortslutningsstrømmen for de fire solcellene med ulik grad av skyggelegging. Derfor er det også stor forskjell i I_{MPP} for disse solcellene.

I åpen-krets-spenning, og spenning ved maksimal effekt, er det langt mindre avvik. Det lille avviket kommer av åpen-krets-spenningens logaritmiske avhengighet av solinnstrålingen.

Misforhold mellom solceller i serie

Dersom de fire individuelle solcellene kobles sammen i serie vil det i dette tilfellet være solcella med 75 % skygge som begrenser strømmen gjennom strengen. Simulink-modellen fra Appendiks B.2 ble brukt til å simulere karakteristikene for seriekoblingen som presenteres i Figur 27. Nøkkelerdiene er oppsummert i Tabell 6.



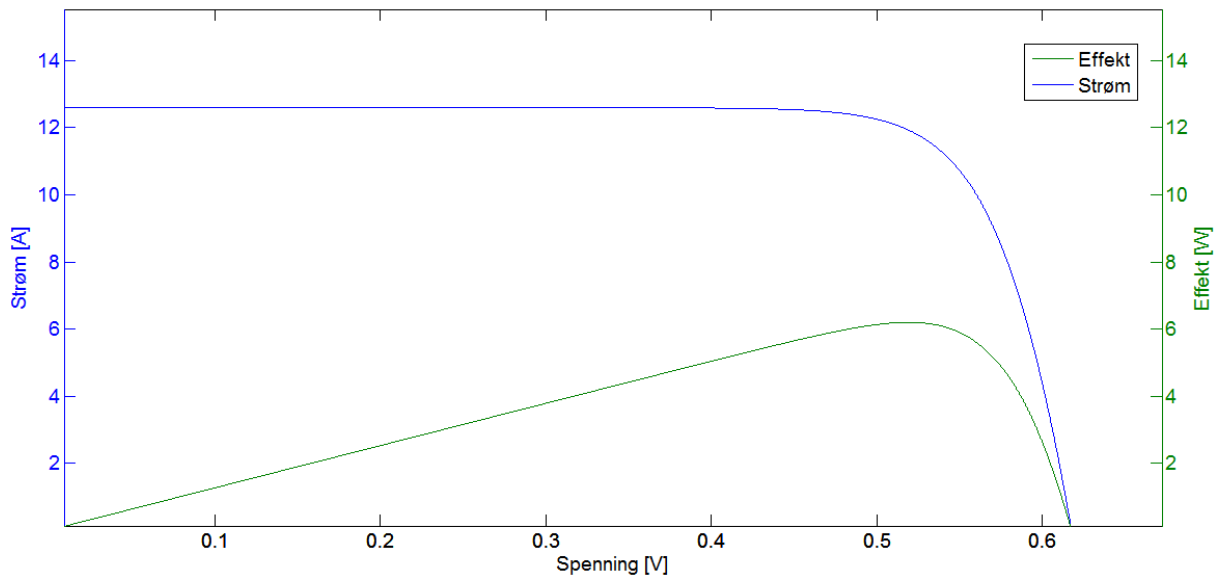
Figur 27: I-V og P-V for fire solceller med ulik skyggelegging i serie

Tabell 6: Nøkkelerdiene for seriekobling av de fire solcellene.

Celle nr.	Skygge [%]	V_{OC} [V]	I_{SC} [A]	V_{MPP} [V]	I_{MPP} [A]	P_{MPP} [W]
1-4 i serie	0; 0; 10; 75	2,457	1,0	2,288	0,988	2,259

Misforhold mellom solceller i parallell

Når de fire solcellene kobles i parallell må spenningen over hver av solcellene være den samme. Simulink-modellen fra Appendiks B.3 ble brukt til å simulere karakteristikene for parallellkoblingen som presenteres i Figur 28. Nøkkelerdiene er oppsummert i Tabell 7.



Figur 28: I-V og P-V for fire solceller med ulik skyggelegging i parallell

Tabell 7: Nøkkelverdier for parallellkoblinga av de fire solcellene

Celle nr.	Skygge [%]	V_{oc} [V]	I_{sc} [A]	V_{MPP} [V]	I_{MPP} [A]	P_{MPP} [W]
1-4 i parallell	0; 0; 10; 75	0,618	12,6	0,519	11,940	6,198

Størrelsesorden på dynamiske misforholdtap

I de foregående delkapitlene ble ulike sammenhenger mellom fire solceller med forskjeller i solinnstrålingen studert. Total effektproduksjon for de tre tilfellene er gjengitt i Tabell 8.

Når hver solcelle kan opereres ved eget MPP er de dynamiske misforholdtapene lik null. Når de kobles sammen i serie eller parallell, fører forskjellene i strøm-spenning-karakteristikkene til et tap i potensiell effektproduksjon sammenlignet med tilfellet med fire individuelle solceller. Disse tapene oppgis i Tabell 8 som et prosentvis tap i forhold til situasjonen med fire individuelle solceller og kalles «dynamiske misforholdtap».

Tabell 8: Maksimal effektproduksjon og tap for tilfellene

Case	P_{MPP} [W]	Dynamisk misforholdtap [%]
Summen av fire individuelle solceller	6,210	0
Seriekobling av solceller	2,259	63,63
Parallellkobling	6,198	0,12

I dette tilfellet førte seriekoblingen til et betydelig misforholdtap, en reduksjon i maksimal effektproduksjon på 63 % i forhold til tilfellet der hver enkelt solcelle kunne operere ved egne MPP. Det store tapet kommer av den store forskjellen i kortslutningsstrøm mellom den svakeste solcella og resten av solcellene.

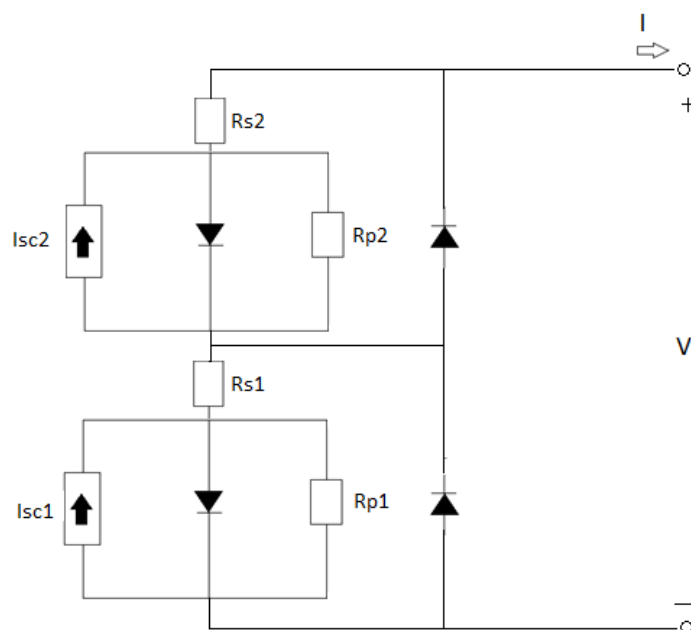
Parallellkoblingen førte derimot til et beskjedent tap. De dynamiske misforholdtapene var på 0,12 % i dette tilfellet. I parallellkoblingen kan hver av solcellene operere med strømmer som er individuelle fra hverandre, den store forskjellen i kortslutningsstrøm har derfor ikke noe utslag på totalt effektproduksjon. Spenningen over solcellene må derimot være den samme. Siden spenningen er logaritmisk avhengig av solinnstrålingen er det små variasjoner mellom åpen-krets-spenningen som hver av solcellene kan generere. Dette betyr at punktene for maksimal effekt (V_{MPP}) for de fire solcellene er omtrent det samme, noe som også kan sees fra Tabell 5.

2.5.4 Bypassdioder

Bypassdioder inkluderes i solcellemoduler for å [18]:

- Hindre at skyggelagte solceller begrenser strømmen gjennom lange strenger
- Unngå hot spots

En prinsippskisse for bypassdioder er vist i Figur 29 for et tilfelle med seriekobling av to solceller som begge har en bypassdiode i antiparallell.

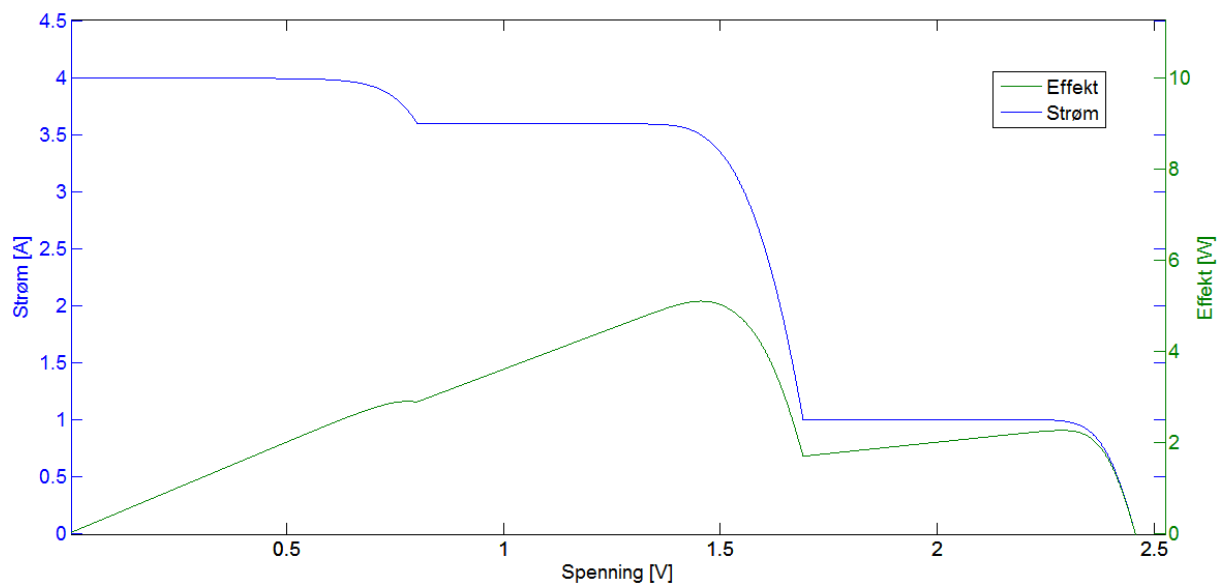


Figur 29: Prinsippkisse bypassdioder

Når solceller skyggelegges blir bypassdiodene foroverforspent og leder strømmen rundt skyggelagte solceller [19]. I spesielle solcellesystemer, som for eksempel de som forsyner utstyr plassert i verdensrommet, er det installert bypassdioder i parallell med hver enkelt solcelle [19]. I disse tilfellene er systemets ytelse prioritert foran prisen, ved at kun de skyggelagte solcellene kobles ut. I vanlige systemer brukes det færre bypassdioder for å redusere kostnadene [19]. Derfor er bypassdiodene i vanlige systemer koblet rundt hver enkelt modul eller rundt grupper av solceller inne i modulen. Grupper av solceller som beskyttes av samme bypassdiode inne i en modul, kalles sub-moduler.

For at bypassdiodene skal beskytte solcellene mot hot spot-effektene som kan oppstå ved reversspenning, etter teorien beskrevet i 2.5.2, er det viktig at antall solceller i en sub-modul fører til at reversspenningen over en solcelle aldri overstiger breakdownspenningen (spenningsnivået der pn-overgangen i solcella bryter sammen) for noen av cellene i seriekoblingen [24]. Dette spenningsnivået tilsvarer en reversspenning på 12-20 V for solceller av multikrystallinsk silisium. For å garantere at dette overholdes bør ikke antall solceller som beskyttes av samme bypassdiode overstige 20 [24]. En solcellemodul består derfor ofte av tre sub-moduler á 20 solceller.

Videre studeres mulig reduksjon i dynamiske misforholdtap for tilfellet med seriekoblinga av de fire solcellene som ble diskutert i kapittel 2.5.3. Én bypassdiode kobles i antiparallell med hver enkelt av de fire solcellene. Resulterende Simulink-modell er presentert i Appendiks B.4. De innebygde diodene i Simulink-verktøyet er brukt til å modellere bypassdiodene. Vanlig ledespenning for en bypassdiode er ca. 0,7 V [7]. I Simulink-modellen er dette spenningsfallet redusert til 0,14 V. Dette er gjort fordi en praktisk sub-modul vil bestå av langt flere enn fire solceller (ofte 20 solceller) og et spenningsfall over bypassdioden på 0,7 V vil gjøre mindre utslag på endelig strøm-spenning-karakteristikk for en seriekobling av 20 solceller enn hva som er tilfellet for en sub-modul med kun fire solceller. I-V og P-V karakteristikk fra simuleringen er vist i Figur 30.



Figur 30: Karakteristikk for seriekobling av solceller med bypassdioder i antiparallell

Fra Figur 30 kommer det fram at maksimal effektproduksjon i dette tilfellet innebærer å koble ut den svakeste solcella. Det vil si at solcella med 75 % skygge bypasses, mens solcella med 10 % skygge begrenser strømmen til maksimalt 3,6 A. Total spenning blir summen av spenningen over de tre solcellene som fortsatt leder strøm minus spenningsfall over bypassdioden som leder. Nøkkelverdiene for seriekoblinga med bypassdioder er oppsummert i Tabell 9. I Tabell 10 sammenlignes de dynamiske misforholdtapene for tilfellene med seriekobling av de fire solcellene med og uten bypassdioder.

Tabell 9: Nøkkelverdier for seriekoblingen med bypassdioder

Celle nr.	Skygge [%]	V_{MPP} [V]	I_{MPP} [A]	P_{MPP} [W]
1-4 i parallell med bypassdioder	0; 0; 10; 75	1,586	3,504	5,557

Tabell 10: Sammenligning av seriekoblingscase med og uten bypassdioder

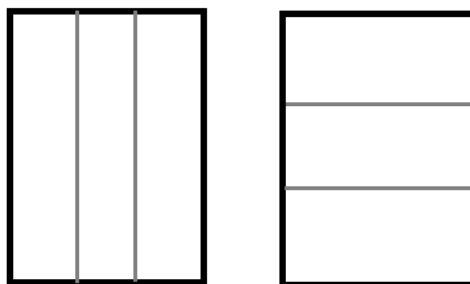
Case	P_{MPP} [W]	Dynamisk misforholdtap [%]
Summen av fire individuelle solceller	6,210	0
Seriekobling	2,259	63,63
Seriekobling m/bypass	5,557	10,52

Ved å inkludere bypassdioder i modellen av de fire solcellene i seriekobling, ble misforholdtapet i dette tilfellet redusert fra 63,63 % til 10,52 %. Det er fortsatt ikke mulig å operere hver enkelt solcelle ved sitt individuelle MPP, men maksimal effekt for sammenkoblingen var betydelig høyere enn for tilfellet uten bypassdioder. Det må presiseres at disse tallene gjelder kun for dette tilfellet. De dynamiske misforholdtapene vil i alle tilfeller avhenge av graden av skyggelegging og anleggets systemdesign.

Fra Figur 30 ser vi at å inkludere bypassdioder i en streng kan føre til at effekt-spenning-karakteristikken har flere maksimumspunkter med ulike verdier for maksimal effektproduksjon. Kun et av dem er et globalt MPP – i de andre maksimumspunktene er effektproduksjonen lavere. Det er ønskelig å operere anlegget ved det globale MPP. Flere MPP kan gjøre det problematisk for konvensjonelle vekselrettere å finne det globale MPP og det er fare for at anlegget opereres ved et lokalt MPP. Denne problemstillingen diskuteres nærmere i kapittel 2.7.

2.6 Inndeling i sub-moduler

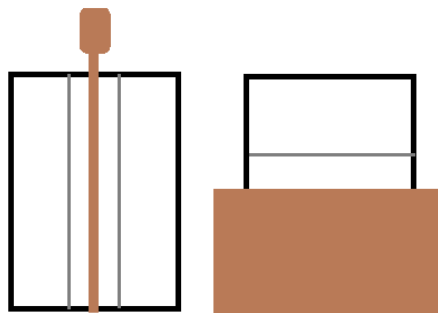
Inndelingen i sub-moduler foretas på langs eller tvers [23], som vist i Figur 31. Dersom det er ønskelig å installere modulene med en horisontal inndeling kan modulene enten designes med sub-moduler på tvers, som vist til høyre i Figur 31, eller så kan en modul med inndeling på langs roteres 90 ° når den installeres.



Figur 31: Sub-moduler på langs (modul til venstre) og på tvers (modul til høyre)

Når én (eller flere) av solcellene i en sub-modul er skyggelagt, vil i praksis bypassdioden rundt denne sub-modulen aktiveres. Antall solceller som kobles ut, og dermed ikke bidrar til effektproduksjon, er derfor like mange uavhengig av antall skyggelagte solceller i sub-modulen. Av den grunn er det ønskelig at færrest mulig av sub-modulene utsettes for skyggelegging til enhver tid. Dersom omgivelsene fører til en systematisk skyggelegging kan modulene installeres slik at skyggen, dersom den er uunngåelig, i størst mulig grad konsentreres til færrest mulig av sub-modulene.

Når omgivelsene kaster skygge på modulene, er denne skyggeleggingen ofte enten horisontal eller vertikal. Bygninger kaster som regel horisontale skygger mens for eksempel en lyktestolpe kaster en vertikal skygge. Figur 32 illustrerer beste inndeling av sub-moduler for henholdsvis vertikal skygge og horisontal skygge. Med denne inndelingen påvirkes færrest mulig sub-moduler til enhver tid. De ikke-skyggelagte sub-modulene kan bidra i energiproduksjonen. Hadde inndelingen vært motsatt i de to eksemplene, ville alle sub-modulene vært påvirket til enhver tid og ingen av sub-modulene ville bidratt i energiproduksjonen.

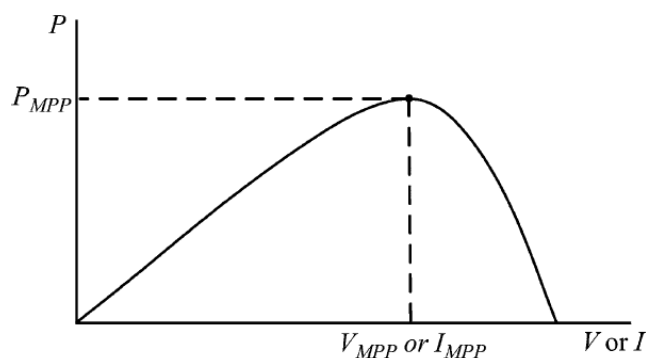


Figur 32: Eksempler på vertikal og horisontal skyggelegging

2.7 Maximum Power Point Tracking (MPPT)

En MPPT algoritme implementeres for å sørge for at et solcelleanlegg produserer maksimal effekt til enhver tid. Teknikken går dermed ut på å finne spenningen V_{MPP} og strømmen I_{MPP} som fører til at et solcelleanlegg produserer P_{MPP} for en gitt temperatur og solinnstråling [25]. Figur 33 viser en karakteristisk effektkurve der disse parametrene er gjengitt.

MPPT algoritmen skal sørge for at I-V karakteristikken til de sammenkoblede modulene og karakteristikken til den tilkoblede lasten (DC-DC eller DC-AC omformer) matcher hverandre i punktet for maksimal effekt [26].



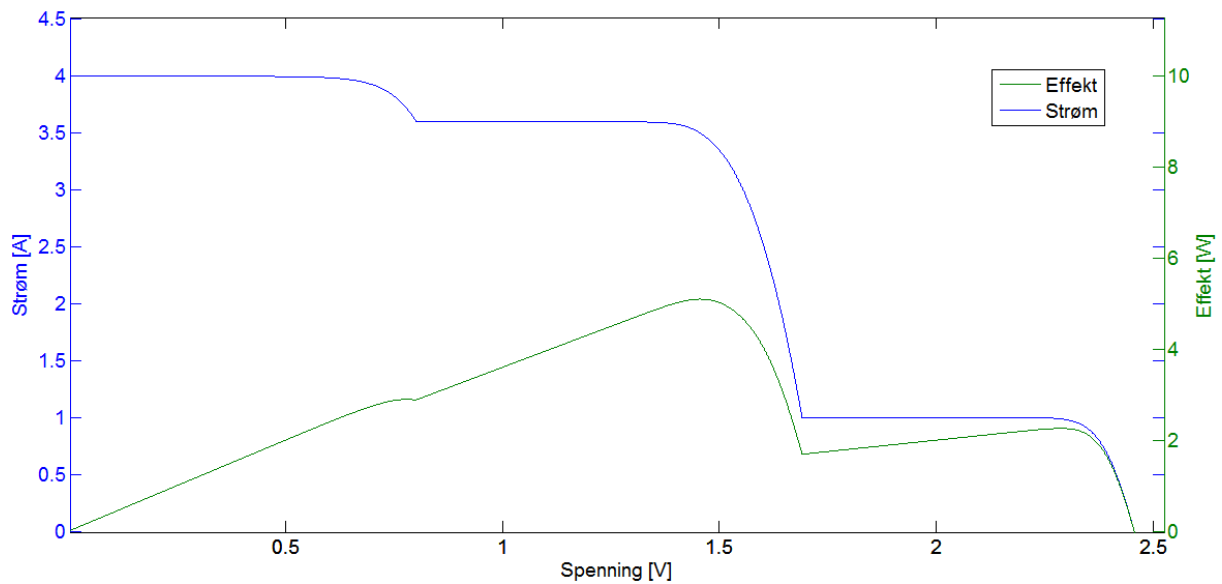
Figur 33: Karakteristisk effektkurve [25]

MPPT er vanligvis en essensiell del av et solcelleanlegg. Derfor har mange metoder blitt utviklet og implementert. I [25] er det presentert 19 distinkte teknikker. Disse teknikkene er introdusert i litteraturen fra og med de tidligste metodene ble presentert (rundt år 1968) til og med nyere tid [25]. Med mange foreslåtte metoder kan det være vanskelig å bestemme hvilken som er optimal for et gitt solcelleanlegg. Generelt er det ønskelig at en MPPT skal være nøyaktig (operere så nær det globale MPP som mulig), konvergere raskt, være lett å implementere og ha lav kostnad. Sammenligningene i [25] kan være hjelpelige med å bestemme hvilken MPPT algoritme som er optimal for et gitt solcelleanlegg.

Den mest brukte MPPT algoritmen er P&O (Perturb and Observe) på grunn av enkel implementering av dens grunnleggende form [27]. Ideen går ut på å øke/reducere spenningen i et operasjonspunkt [27]. Hvis $dP/dV > 0$ er det kjent at forstyrrelsen fører til at operasjonspunktet flyttes nærmere MPP. P&O algoritmen vil da fortsette å endre spenningen i samme retning. Hvis $dP/dV < 0$, vil neste endring i spenning fra operasjonspunktet foretas i motsatt retning. På denne måten vil operasjonspunktet oscillere rundt et MPP i stasjonær tilstand.

MPPT med hensyn på globalt maksimum

Ingen av de tradisjonelle MPPT algoritmene, som P&O, tar hensyn til at det kan finnes flere lokale MPP [28]. Det finnes lite tilgjengelig informasjon om ytelsen til en MPPT under delvis skyggelagte forhold, noe som kan forklares av det komplekse og omfattende måleutstyret som kreves for slike undersøkelser [28]. Det er sannsynlig at algoritmene konvergerer til å operere ved et lokalt MPP [28]. Figur 30 viste et eksempel der P-V kurven hadde flere topppunkter, dermed eksisterte det flere MPP. Denne figuren er gjengitt i Figur 34.



Figur 34: Flere MPP

Noen globale MPPT metoder er presentert i litteraturen, men vanligvis er dette kompliserte løsninger og ledende produsenter foretrekker å inkludere muligheten for regelmessig å sveipe gjennom P-V kurven for å registrere hvor det globale MPP virkelig er [16]. Et slikt sveip er foreslått som et tillegg til en P&O algoritme i [28]. Her inkluderes det en «checking» algoritme som sveiper gjennom P-V karakteristikene for å sjekke om det finnes andre MPP hvor effektproduksjonen er høyere enn ved gjeldende operasjonspunkt som er funnet og lagret av P&O algoritmen [28].

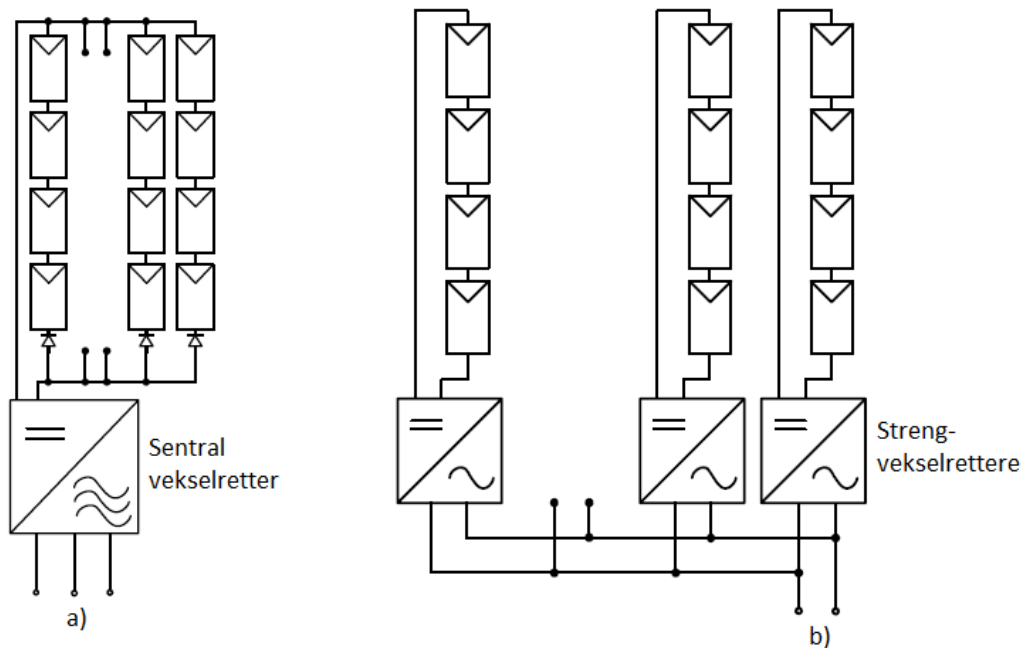
2.8 Systemtopologier

Vanlige komponenter i et nettilknyttet solcelleanlegg er solcellemoduler, DC/DC omformere og DC/AC omformere [16]. Kombinasjonen av disse elementene har innvirkning på anleggenes kostnad, virkemåte og effektivitet [16].

I alle tilfeller trengs en vekselretter for at spenningen skal kunne fases inn på nettet. DC/DC omformere kan brukes i tillegg til å justere spenningsnivået i ulike deler av systemet. MPPT algoritmen kan implementeres enten i en DC/DC eller DC/AC omformer [27].

To konvensjonelle systemtopologier, med sentrale vekselrettere og streng-vekselrettere, samt et tilfelle av distribuert MPPT, ved bruk av Power Optimizere, vil presenteres i teorien i dette delkapitlet. Lerkendalsanlegget presenteres i kapittel 3. Arkitekturen i dette anlegget tilsvarer flere små solcelleanlegg med sentrale vekselrettere.

Senere i denne oppgaven vil det også utføres simuleringsforsøk i PVsyst. Valg av systemtopologier som presenteres i dette delkapitlet er gjort med utgangspunkt i hva slags arkitekturer det er mulig å simulere i PVsyst. I tillegg er det interessant å studere forventet produksjon med de konvensjonelle arkitekturer sammenlignet med distribuert MPPT, da distribuert MPPT forventes å maksimere energiproduksjonen fra delvis skyggelagte solcelleanlegg [19].



Figur 35: a) Sentralisert vekselretter og b) Streng-vekselrettere [29]

2.8.1 Sentraliserte vekselrettere

Sentraliserte vekselrettere er ofte brukt i anlegg større enn 10kW_p [29]. Modulene er i denne arkitekturen arrangert i serie-parallell, det vil si at flere strenger er koblet i parallell til samme vekselretter, som vist i Figur 35 a). Vekselretterne er rimelige i pris og har god virkningsgrad [27].

En ulempe med å bruke sentrale vekselrettere er at alle modulene i systemet styres av samme MPPT, noe som kan begrense potensiell energiproduksjon som følge av statiske og dynamiske misforhold mellom modulene [29]. I tillegg reduseres påliteligheten til anlegget når hele produksjonen avhenger av én enkelt vekselretter – dersom denne havarerer vil hele systemet være ute av operasjon.

I følge teorien i [30] kan parallellkoblingene hindre aktivering av bypassdioder i delvis skyggelagte moduler. Det er vanskelig å finne annen teori som diskuterer samme problemstilling. I denne oppgaven antas det at hindring i aktivering av bypassdioder kommer av at en MPPT velger det operasjonspunktet som gir maksimal effektproduksjon for sammenkoblingen. Når en streng er delvis skyggelagt, kan det være at optimal operasjon av denne strengen isolert (dersom den ble operert alene) innebærer bypassing av skyggelagte moduler. Når strenger er parallellkoblet, må bypassing av moduler i én streng føre til bypassing av tilsvarende antall moduler i de andre strengene, slik at spenningen som hver streng setter opp er den samme. Dersom denne bypassingen ikke fører til maksimal effektproduksjon for sammenkoblingen, vil ikke bypassdiodene aktiveres. Når parallellkoblingene hindrer aktivering av bypassdioder, er det også grunn til å tro at modulene ikke lenger er beskyttet mot hot spots.

Det er ikke anbefalt å bruke topologien med sentraliserte vekselrettere når omgivelsesforholdene for de parallellkoblede strengene ikke er identiske [31]. Forskjell i omgivelsene for ulike strenger oppnås for eksempel dersom modulene har ulik orientering eller delvis skyggelagte moduler. Det er vanskelig å beskrive hvordan MPPT algoritmen i en sentral vekselretter løser problemet med å finne MPP i et slikt tilfelle [31]. Det anbefales å bruke vekselrettere med én MPPT algoritme per inngang slik at hver enkelt streng kan opereres ved eget MPP [31]. En slik vekselretter tilsvarer bruk av strengtopologien som beskrives i neste delkapittel.

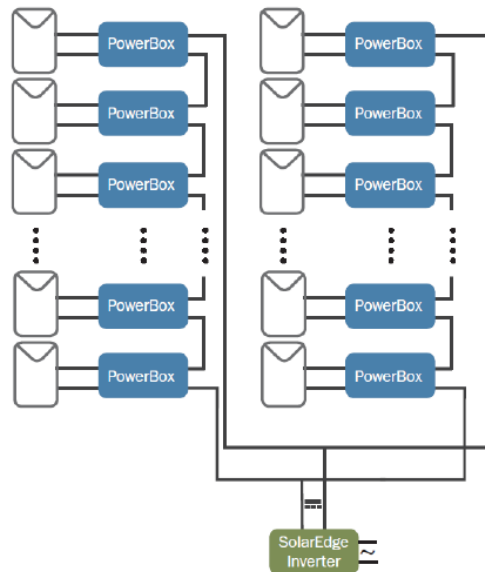
2.8.2 Streng-vekselrettere

I et system med streng-vekselrettere forsynes hver vekselretter av én enkelt streng, slik som vist i Figur 35 b). Hver enkelt streng kan derfor opereres ved eget MPP. Bruk av større vekselrettere med MPPT per inngang har samme funksjonalitet som flere små streng-vekselrettere. MPPT per streng vil føre til reduserte misforholdtap, da spenningen over strengene ikke trenger å være den samme.

MPPT per streng har utviklet seg til å bli standarden for nettilknyttede solcelleanlegg [27]. I denne topologien ville ikke bypassdioder bli hindret i å aktivere som følge av omgivelsesforholdene til andre strenger. Streng-vekselretterne velger operasjonspunktet slik at det fører til maksimal effektproduksjon for hver enkelt streng. Dette operasjonspunktet (V_{MPP} , I_{MPP}) avgjør om bypassdioder aktiveres eller ikke. Det er sannsynlig at delvis skyggelagte eller helt skyggelagte solceller bypasses, da det motsatte fører til at disse begrenser strømmen gjennom hele strengen av moduler. Ved bypassing er modulene beskyttet mot hot spots.

2.8.3 Distribuert MPPT ved bruk av Power Optimizere

SolarEdge er en av flere produsenter som har utviklet solcellesystemer som tar i bruk Power Optimizere. Power Optimizere er i praksis DC-DC omformere med MPPT [32]. Disse kobles direkte til hver enkelt modul, som vist i Figur 36. I denne figuren benevnes en Power Optimizer med «PowerBox».



Figur 36: SolarEdge arkitekturen [33]

Med en topologi som vist i Figur 36 blir strøm og spenning ved inngangen til Power Optimizerne dekket fra strøm og spenning ved utgangen [33]. Dette er en karakteristisk forskjell fra de konvensjonelle systemtopologiene med sentrale vekselrettere og streng-vekselrettere. Power Optimizerne sørger for at hver enkelt modul kan opereres ved eget MPP [32]. På denne måten minimeres misforholdtapene. Dette gjelder også ved delvis skyggelegging [32].

Power Optimizerne kobles i serie for å danne strenger. Disse strengene kan igjen parallellkobles til inngangen på samme vekselretter, som vist i Figur 36.

SolarEdge arkitekturen er basert på at spenningen over en streng holdes konstant, uavhengig av omgivelsesforholdene og antall Power Optimizere i serie [32]. Dette oppnås ved å inkludere en kontrollsløyfe i vekselretterne som, når brukt sammen med Power Optimizere, sørger for å fikse DC-spenningen ved inngangen til vekselretteren. En konstant spenning fører til at strømmen ved inngangen til vekselretteren blir proporsjonal med den totale effekten modulene i systemet kan produsere, ut ifra forholdet i ligning 7).

I denne konfigurasjonen utføres spenningsomformingen i flere trinn, noe som kan ha negativ innvirkning på systemvirkningsgraden da det er tap forbundet med hver spenningsomforming. SolarEdge oppgir derimot at Power Optimizerne utfører effektiv spenningsomforming – med en virkningsgrad på 98,8 % ved et bredt spekter av omgivelsesforhold [32]. I tillegg utfører den sentrale vekselretteren, som er transformatorløs, en effektiv spenningsomforming i ett sprang [33]. Når inngangsspenningen for vekselretteren er bestemt, opererer vekselretteren under lite stress og ved et spenningsnivå som gir optimal DC-AC spenningsomforming til enhver tid. Dette bidrar til effektiv og pålitelig spenningsomforming [32]. En annen fordel med Power Optimizer

topologien er at den er fleksibel, da antall moduler i en streng ikke avhenger av modulenes utgangsspenning [32].

Teorien som ble studert i forbindelse med denne oppgaven, viser til at distribuert MPPT er det optimale valget for delvis skyggelagte solcellesystem. Samtidig virker Power Optimizere å være en ny teknologi på markedet sammenlignet med sentraliserte vekselrettere og streng vekselrettere, da aktuelle artikler er datert fra og med år 2007.

Ingen forhandlere i Norge ser ut til å tilby SolarEdge systemet i dag. I Danmark finnes det derimot en rekke forhandlere fordelt over hele landet [34]. Det finnes også forhandlere i Tyskland som leverer systemet [34].

3 Lerkendalsanlegget

Der TrønderEnergi er leietaker, i Klæbuveien 118, er det installert et nettilknyttet solcelleanlegg som heretter kalles «Lerkendalsanlegget». Anlegget eies av byggherren, Fjeldseth AS.

Solcelleanlegget er levert og installert av GETEK AS og idriftsettelsesdatoen var 29.9.2012. Modulene er tilkoblet strømmettet i bygget via vekselrettere. Tilkobling er gjort på forbrukers side av strømmåleren, noe som betyr at elektrisk energi fra anlegget reduserer behovet for kjøp av strøm fra hovednettet. Effektforbruket i bygget er til enhver tid høyere enn hva som produseres fra anlegget, slik at det ikke vil være aktuelt å levere strøm til distribusjonsnettet.

Anlegget består av solcellemoduler installert på sørsiden og vestsiden av kontorbygget. Installert effekt er 27,2 kW_p og modulene dekker tilsammen et veggareal på omtrent 200 m². Solcelleanlegget er delvis skyggelagt da to naboblokker og ett hotell kaster skygge på modulene.

Tabell 11: Nøkkelinformasjon om Lerkendalsanlegget

Installert effekt (Ved standard testforhold)	27,2	kW _p
Veggareal	199,45	m ²

3.1 Solcellemodulene

Solcellemodulene er av typen Solartek, modell PVP22530 (225 W_p). Med totalt 121 solcellemoduler gir dette installert effekt lik 27,225 kW_p. Hovedparametrene fra GETEKs produktkatalog er gjengitt i Tabell 12, Tabell 13 og Tabell 14.

Tabell 12: Solartek PVP22530, standard testforhold [35]

Totalt overflateareal for modulene	1,665m x 0,99m
Solceller per modul	60
Bypassdioder per modul	3
Type solceller	Multikrystallinsk silisium
Virkningsgrad modul	13,75 %
NOCT	47 °C +/- 2 °C
Effekttoleranse fra P_{maks}	+/- 3 %
Produksjonsgaranti	25 års ytelsesgaranti for 80 % av P _{maks}

Tabell 13: Elektriske parametere ved standard testforhold for Solartek PVP22530 [35]

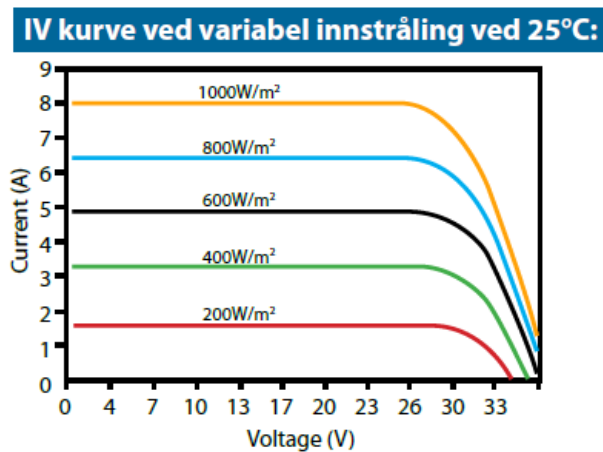
Maks effekt (P_{maks})	225	[W _p]
Åpen-krets-spenning (V_{OC})	36,40	[V]
Kortslutningsstrøm (I_{SC})	8,30	[A]
Spenning ved maks effekt (V_{MPP})	30	[V]
Strøm ved maks effekt (I_{MPP})	7,50	[A]

Tabell 14: Temperaturkoeffisienter for Solartek PVP225 [35]

Effekt	$P_{\text{maks, STC}} - 0,43 \text{ \%}/\text{K}$
Åpen-krets-spenning (V_{OC})	$V_{\text{OC, STC}} - 0,33 \text{ \%}/\text{K}$
Kortslutningsstrøm (I_{SC})	$I_{\text{SC, STC}} + 0,05 \text{ \%}/\text{K}$

Tabell 14 beskriver hvordan P_{maks} , V_{OC} og I_{SC} endrer seg med celletemperaturen. Parametrene er relatert til tilsvarende parametere ved standard testforhold. Celletemperaturen ved ulike omgivelsestemperaturer kan estimeres ved hjelp av ligning 8).

Solinstrålingen vil også påvirke modulenes effektproduksjon. Figur 37 viser hvordan solinnstråling forskjellig fra standard testforhold ($1\ 000\ \text{W}/\text{m}^2$) påvirker modulenes I-V kurver:



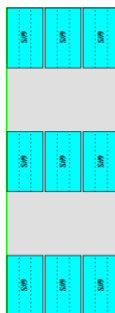
Figur 37: I-V kurver for solcellemodulene ved variabel innstråling [35]

3.2 Systemtopologien

De 121 solcellemodulene i Lerkendalsanlegget er fordelt på ni strenger, som vist i Figur 38 og Figur 39. Solcellemodulene fra -1 til +1 utgjør seriekoblingen av streng 1. Modulene fra -2 til +2 utgjør streng 2, osv. Streng 1-8 har 14 seriekoblede moduler hver, hvor alle er plassert på sørsiden av bygget. Streng 9 har 9 seriekoblede moduler, disse er installert på vestsiden av bygget. Layoutene i Figur 38 og Figur 39 er generert i PVsyst etter spesifikasjoner fra GETEK AS.



Figur 38: Layout fasade sør, Lerkendalsanlegget



Figur 39: Layout fasade vest, Lerkendalsanlegget

De ni strengene forsyner fem vekselrettere etter fordelingen vist i Tabell 15. Vekselretterne utfører ikke MPPT per streng [36]. Dette betyr at sørsiden av Lerkendalsanlegget kan sees på som fire små separate anlegg med sentralisert vekselretter som forsyntes av to parallellkoblede strenger, dersom en skal knytte systemtopologien opp mot typiske systemtopologier brukt i et solcelleanlegg, slik som de presentert i 2.8. Vestsiden av anlegget har kun én streng og denne forsyner en vekselretter alene og har derfor streng-topologien.

Tabell 15: Fordeling av strenger på vekselrettere

Vekselretter	Type inverter	Solcellestrenger	Antall moduler
1	SMC 5000A	1 og 2	2x14
2	SMC 5000A	3 og 4	2x14
3	SMC 5000A	5 og 6	2x14
4	SMC 5000A	7 og 8	2x14
5	SB 1700	9	9

DC fordelingsskap og vekselrettere er plassert i et teknisk rom i 3. etasje inne i kontorbygget. Fra vekselretterne leveres det enfase AC-spenning til hovedtavla i bygget. To typer vekselrettere er brukt, dette er Sunny Mini Central 5000A (SMC 5000A) og Sunny Boy 1700 (SB 1700) hvorav begge er produsert av SMA Solar Technology.

3.3 Maximum Power Point Tracking

Verken SMC 5000A eller SB 1700 støtter implementering av algoritmer for global MPPT [31]. Dette betyr at vekselretterne kun utfører standard MPPT og det er ingen sveipefunksjon som

sjekker om et oppdaget MPP er det globale MPP eller ikke. Utvalget av vekselrettere på produsentens hjemmeside flere av de nyere vekselretterne støtter global MPPT. SMA foreslår en Sunny Tripower TL-modell som erstatning for SMC 5000A da TL-modellen både inkluderer MPPT per inngang og global MPPT [31].

3.4 Sunny Webbox

«Sunny Webbox» er en kommunikasjonsenhet som kontinuerlig registrerer og lagrer måleverdier fra alle de fem vekselretterne. Måledata lastes opp til internettområdet Sunny Portal. Portalen er nyttig for overvåking av solcelleanlegget, og måledata presenteres i leservennlige grafer.



Figur 40: Sunny Webbox [37]

I Sunny Portal presenteres effektproduksjonen punktvis med intervaller på én time. Effektproduksjonen over en hel dag estimeres ved å trekke rette linjer mellom disse punktene. Energiproduksjonen måles kontinuerlig og presenteres som total energiproduksjon per hele time. Energiproduksjonen kan også presenteres som total produksjon per måned, per år eller akkumulert produksjon siden anleggets idriftsettelsesdato.

Dersom internettforbindingen er brutt, vil produksjonsdataene lastes opp til portalen når internettilgangen gjenoprettes. Det interne minnet i Webboxen har kapasitet til å lagre data for to produksjonsdager [38]. Et SD minnekort kan installeres for å øke lagringskapasiteten. Fra webportalen ser det ut til at all produksjonsdata fra og med Webboxens konfigureringsdag har blitt lastet opp, det vil si at ingen produksjonsdata har gått tapt.

Ingen deler av produksjonsdataene fra solcelleanlegget ved Lerkendal er offentlig tilgjengelig via nettportalen.

3.5 Bypassdioder og sub-moduler

Hver solcellemodul har tre bypassdioder fordelt over de 60 solcellene i modulen. Én modul består altså av tre sub-moduler. Det fremgår ikke av leverandørens datablad om inndelingen i sub-moduler er horisontal eller vertikal.

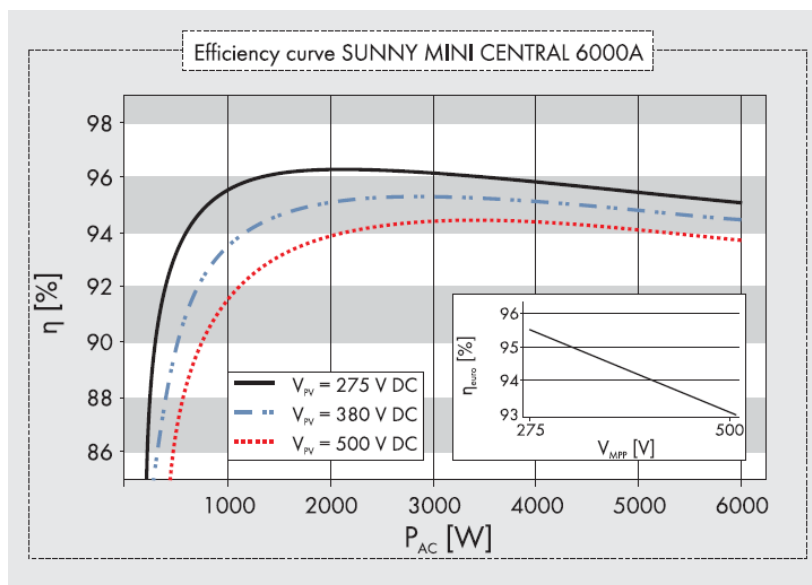
3.6 Vekselrettere

Hovedparametrene for vekselretterne er presentert i Tabell 16 [36], [39]:

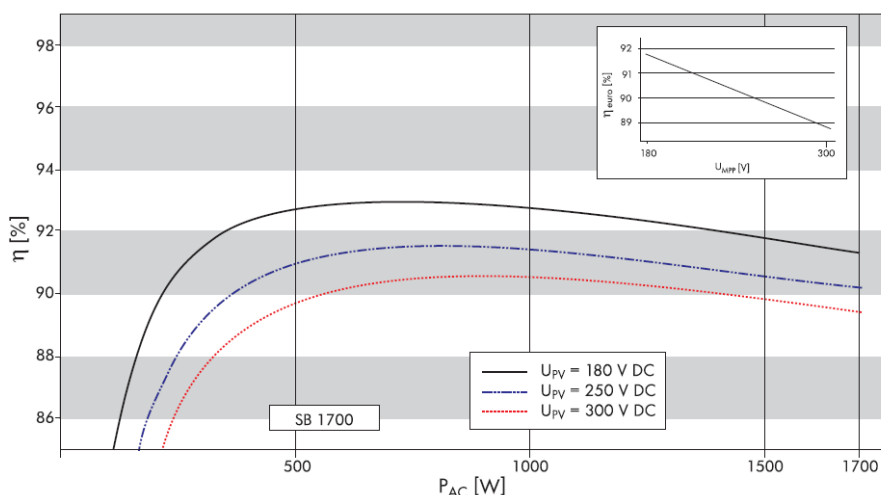
Tabell 16: Vekselretterdata

Input (DC)	SMC 5000A	SB 1700	Enhet
Maks effekt	5 750	1 850	[W]
Maks spenning	600V	400	[V]
MPP spenningsintervall	246 – 480	147-320	[V]
Nominell spenning	270	180	[V]
Min. spenning	211	139	[V]
Start spenning	300	180	[V]
Maks strøm per streng	26	12,6	[A]
Antall MPPT	1	1	
Strenger per MPPT	4	2	
Output (AC)			
Nominell effekt	5000	1550	[W]
Spenning	230	230	[V]
Frekvens	50/60 +/- 4,5	50/60 +/-4,5	[Hz]
Effektfaktor (cos ϕ)	1	1	
Faseledere	1	1	
Virkningsgrad			
Maksimal virkningsgrad	96,1	93,5	[%]
Generell data			
Topologi	LFT (Low frequency transformer)	LFT	
Dimensjoner (Bredde/høyde/dybde)	468/613/242	440/339/214	[mm]
Vekt	62	32	[kg]
Garanti	5	5	[år]

Databladene presenterer også grafer som viser hvordan vekselretternes virkningsgrad varierer med utgangseffekten og punktet for maksimal effektproduksjon (V_{MPP}). Disse er gjengitt i Figur 41 og Figur 42. Graf for SMC 5000A er ikke presentert men den kan antas å være lik grafen for SMC 6000A som er en vekselretter med samme maksimale maksimal virkningsgrad og spenningsintervall for MPPT.



Figur 41: Virkningsgradkurve SMA 5000A [36]



Figur 42: Virkningsgradkurve SB 1700 [39]

3.7 Overvåkningskamera

I forbindelse med oppgaven ble det i februar 2014 inngått en avtale med Skandinaviske Naturovervåkning om at det skulle sette opp et overvåkningskamera som kontinuerlig tar bilder av anlegget. Dette for å dokumentere faktisk skyggelegging av modulene.

Kameraet ble satt opp 28.3.2014 og har siden da tatt bilder hvert 30. minutt. Bildene er tilgjengelige via en internettportal for den som har en brukerkonto med lesertilgang.

4 Økonomi

Året 2012 var enda et historisk år for solcelleteknologien, som har opplevd sterk vekst det siste tiåret og er på vei til å bli en moden og konvensjonell kilde for elektrisitetsproduksjon [40]. Kumulativ installert kapasitet i verden passerte 102 GW dette året [40]. Nyinstallert kapasitet i Europa var 17,2 GW, noe som utgjorde 55 % av ny kapasitet i verden i 2012. Når det gjelder produsert energi, dekket solceller 0,6 % av det elektriske energibehovet i verden i 2012 [40].

I tallene for installert kapasitet og produsert energi som diskuteres her er det kun nettilknyttede bidrag som er tatt med. I Norge i dag er solceller først og fremst brukt til å dekke mindre elektrisitetsbehov på plasser der tilkobling til nettet av ulike årsaker ikke er noe alternativ, slik som i hytter, fyrlykter m.m. Disse relativt små men mange anleggene er derfor ikke inkludert i tallene som diskuteres i denne oppgaven.

Solcelleteknologien er stadig nærmere å være konkurransedyktig i elektrisitetssektoren både i Europa og resten av verden. Sterkt prisfall for teknologien og økte elektrisitetspriser globalt har bidratt til dette [40]. Solcelleanlegg vil være økonomisk lønnsomme når reduserte elektrisitetskostnader og/eller genererte inntekter fra salg av solenergi utligner eller overgår langtidskostnaden forbundet med å finansiere og drifte anlegget. I noen europeiske land synes dette målet å være innenfor rekkevidde, men de fleste land er fortsatt avhengige av et politisk rammeverk for at solcelleprosjekter skal være lønnsomme [40].

Etter mange år med uhemmet vekst og innovasjon, går solcelleindustrien nå gjennom en periode med endring i markedsdynamikk og politisk støtte. Fremtiden vil blant annet avhenge av [40]:

- Politiske støtteordninger.
- Solenergiens konkurransedyktighet i forhold til andre energikilder.
- Antall solcelleprodusenter og pris på produktene.

4.1 Markedet i Europa

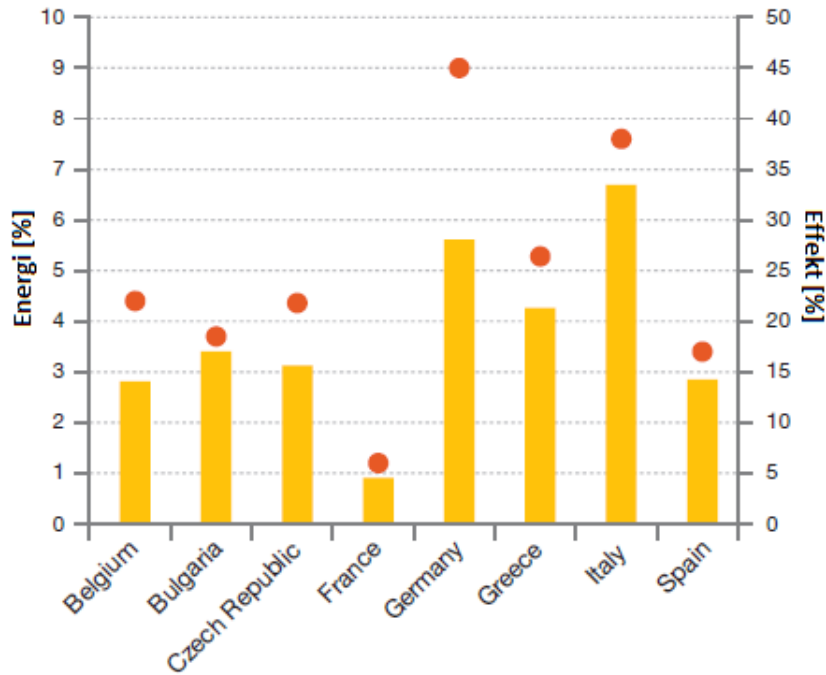
Installert kapasitet i de markedsledende landene i Europa er presentert i Tabell 17. Her regnes landene med høyest nyinstallert solcellekapasitet per år for å være markedsledende. Tyskland har vært markedsledende i Europa i snart et tiår på grunn av politisk satsing på bruk av solceller. Installert kapasitet i Norge er neglisjerbar sammenlignet med de andre landene i Tabell 17.

Tabell 17: Solcellemarkedene i Europa per 2012 [40]

Land	Nyinstallert i 2011 [MW]	Nyinstallert i 2012 [MW]	Akkumulert installert kapasitet [MW]
Tyskland	7 485	7 604	32 411
Italia	9 554	3 438	16 361
Frankrike	1 756	1 079	4 003
Storbritannia og Nord-Irland	813	925	1 829
Bulgaria	105	767	908
Belgia	996	599	2 650
Danmark	10	378	394
Spania	472	276	5 166
-	-	-	-
Norge	0	0	0,1

Når det kommer til produsert energi, dekket solceller 2,6 % av det elektriske energibehovet i Europa i 2012 [40]. Gjennomsnittlig energibidrag og maksimalt effektbidrag for noen europeiske land der disse bidragene er forholdsvis store er vist i Figur 43:

- Gule søyler: Representerer gjennomsnittlig bidrag fra solceller i 2012, det vil si hvor stor del av det årlige elektriske energibehovet som ble dekt av energiproduksjon fra solceller, med tallverdier gitt av akse til venstre [%]. I figuren varierer bidraget fra ca. 1 % (Frankrike) til 6,7 % (Italia).
- Oransje dotter: Representerer andelen av det elektriske effektbehovet som *maksimalt* har blitt dekt av effektproduksjon fra solceller ved et tidspunkt i 2012. I Tyskland ble det i et tilfelle målt at solcelleproduksjonen tilsvarte 45 % av totalt effektbehov i landet. Tallverdiene for disse maksimalverdiene er gitt av akse på høyre side [%].



Figur 43: Gjennomsnittlig energibidrag og maksimalt effektbidrag i 2012 [40]

4.2 Støtteordninger

Det er vanskelig å finne eksempler på økonomisk lønnsomme solcelleprosjekter i Norge. Høye investeringskostnader og lav strømpris er de største barrierene. I tillegg finnes det ingen spesielle støtteordninger som motiverer til å investere i solcelleanlegg [1]. I dette kapitlet diskuteres innførte støtteordninger i europeiske land sett i sammenheng med installert kapasitet.

4.2.1 Støtteordninger i Tyskland og andre europeiske land

I de markedsledende landene i Europa er det statlige støtteordninger som motiverer privatpersoner til å investere i solcelleanlegg. I Tyskland har solenergi vist seg å være konkurransedyktig, hovedsakelig på grunn av gunstige innmatingstariffer [41]. De gunstige innmatingstariffene innebærer at salg av strøm til nettet som er produsert fra solceller, blir belønnet med en høyere pris per kWh enn strøm produsert fra andre energikilder (kull, gass, vannkraft, m.m.). Denne støtteordningen og andre støtteordninger som er innført i Tyskland er presentert i Tabell 18:

Tabell 18: Solcellevennlige støtteordninger i Tyskland [42]

Økte innmatingstariffer (netto fakturering)	Elektrisitet kjøpt fra nettet og elektrisitet matet inn på nettet måles separat, slik at elektrisitet solgt til nettet belønnes med en avtalt kWh-pris som er høyere enn den prisen kundene betaler ved kjøp av strøm fra nettet.
Investeringsstøtte (i noen områder)	Direkte støtte til investering i spesielt utstyr eller et komplett solcelleanlegg.
Grønne elektrisitetsavtaler	Noen leverandører tilbyr avtaler om kjøp av grønn elektrisitet, vanligvis til en høyere pris.
Nettomåling	Elektrisitet matet inn til nettet verdsettes med samme pris som den kjøpt fra nettet, ved at privatkunden betaler for netto antall kWh kjøpt fra nettet.
Grønne lån	Banker tilbyr lån med bedre betingelser for hus med solcelleanlegg, og egne lån som tilbys ved investeringen i nye anlegg.
Bygningsforskrifter	Forskrifter om energieffektivitet for nye bygg og i noen tilfeller også for bygninger som er til salgs.

Italia opplevde stor vekst i solcellemarkedet i 2011 og et påfølgende fall i 2012, som vist i Tabell 17. Nye føringer for innmatingstariffer kom i august 2012, men disse inkluderte et tak for total støttekostnad. Det var forventet at taket skulle nås så tidlig som i midten av 2013, og at det deretter ikke lenger ville eksistere noen direkte støtte tilknyttet solcelleanlegg. Det er derfor forventet en videre innsnevring av det italienske markedet når det gjelder årlig installert kapasitet, i tida etter 2013 [40].

Som i Tyskland har det også tidligere i Spania vært gunstige innmatingstariffer for solenergi, noe som førte til stor vekst i installert solcellekapasitet [41]. Stabil nedgang i elektrisitetsbehovet tvang deretter spanske myndigheter til å fjerne nesten alle insentiver for store solcelleanlegg [43]. I 2012 ble det innført en betalingsutsettelse på innmatingstariffer [40]. Dette gikk hardt utover markedet som opplevde en betydelig nedgang i forhold foregående år (276 MW nyinstallert kapasitet i 2012 mot 472 MW i 2011). I tillegg ble det innført skatter på inntekter fra fornybare energikilder [44].

I Sverige har regjeringen avsatt 210 millioner svenske kroner til støtte av solcelleanlegg. Alle typer aktører kan søke om støtte. Pengene skal deles ut i løpet av år 2013-2016 [45]. I Danmark er netto-måling innført. I tillegg deler noen banker ut egne lån til solcelleinvesteringer. Bygningsforskrifter med planlagte innstramninger bidrar også med å fremme bruk av solceller i Danmark [46].

Utviklingen i markedene, særlig det spanske og italienske, viser hvordan politiske føringer påvirker solcellemarkedene. Urolige politiske signaler øker risikoen ved investeringer i solcelleanlegg og i de fleste tilfeller er anleggene avhengige av statlig støtte for å være økonomisk lønnsomme.

4.2.2 Støtteordninger i Norge

I mars 2010 ble det vedtatt en dispensasjon fra «forskrift om økonomisk og teknisk rapportering» fra NVE. Denne ordningen gjør det lettere for sluttbrukere å bli plusskunder siden kundene da blant annet ikke trenger å inngå noen balanseavtale med Statnett, noe som normalt kreves av alle kraftprodusenter som leverer til nettet [1].

NVEs definisjon av plusskunde: «*Sluttbruker av elektrisk energi som har en årsproduksjon som normalt ikke overstiger eget forbruk, men som i enkelte driftstimer har overskudd av kraft som kan mates inn i nettet. Produksjonsenheter hvor det kreves omsetningskonsesjon eller sluttbrukere med produksjon som også leverer elektrisk energi til andre sluttbrukere, er ikke omfattet av ordningen for plusskunde.*» [47]

For å bli plusskunde må sluttbrukeren inngå en avtale med sitt lokale nettselskap. I dag er dette en ordning som er frivillig for begge parter. NVE foreslår at prisen for plusskundens overskuddskraft, den kraften som leveres til nettet, skal reflektere markedsprisen i det aktuelle området [1]. Det finnes derimot ingen direkte føringer for hva prisen skal være så lenge partene kommer til enighet seg imellom [1]. Plusskundeordningen vurderes endret fra en frivillig til en pliktig ordning for områdekonsesjonærenes side, slik at strømkunder har krav på å få betalt for overskuddsstrømmen de leverer til nettet [1].

Enova gir ingen direkte støtte til installasjon av solcelleanlegg [1]. Det kan derimot søkes om investeringsstøtte til tiltak for å oppnå passivhus eller andre lavenergibygg og fysiske tiltak som reduserer energibehovet i eksisterende bygg. Blant disse tiltakene kan solceller inngå. I tillegg kan det finnes kommunale støtteordninger der solceller er støtteberettiget. For eksempel har Oslo kommune en støtteordning for solceller under diverseposten til klima- og energiforbundet [1]. Enova støtter derimot investeringer i solvarmeanlegg, med inntil 20 % av totalkostnaden. Maksimalt støttebeløp av 10 000 kr [48].

Den innførte elsertifikatordningen er ment som en økonomisk støtteordning for fornybar kraft. Innehavere av solcelleanlegg kan søke om å få sitt anlegg elsertifikatberettiget [1]. Noen utgifter er knyttet opp mot ordningen, for det første et engangsgebyr på kr 30 000 som NVE krever for å behandle søknad om godkjenning av el-produksjonsanlegg for elsertifikater [1]. Dagens solcelleanlegg i Norge leverer strøm først og fremst til egne bygg. Eventuell overskuddskraft er foreløpig liten og det høye engangsgebyret gjør at det ikke vil være økonomisk gunstig for en anleggseier å søke om å bli elsertifikatberettiget.

Interessen for miljøvennlig byggteknologi har økt i Norge. Denne interessen skyldes til dels innskjerpingene i byggeforskriftene fra 2010 som blant annet setter krav til energieffektivitet og valg av energibærer i nye og rehabiliterte bygg [1]. Dette kan regnes som et tiltak som indirekte fremmer bruk av solceller i Norge.

Totalt sett er det derfor ingen støtteordninger som direkte motiverer til å investere i solcelleanlegg i Norge i dag. Dersom plusskundeordningen blir pliktig for

områdekonsesjonærene, og betalingen for energi matet inn på distribusjonsnettet er forholdsvis høy, vil denne ordningen kunne fremme bruk av solceller.

4.3 Økonomisk case: Valg av parametere

Det antas at takinstallasjoner på private hus vil utgjøre en stor andel av total installert solcellekapasitet i Norge i framtida. Utgangspunktet for de økonomiske analysene som foretas i denne rapporten er derfor et solcelleanlegg av denne typen. Trondheim er valgt som geografisk lokasjon for anlegget for å lette tilgangen på relevant data. Per i dag finnes det ingen støtteordninger som motiverer til å investere i solcelleanlegg i Norge – noen potensielle støtteordninger vil allikevel inkluderes i analysene for å simulere hvordan det økonomiske resultatet forbedres fra investorens perspektiv.

Den økonomiske lønnsomheten for et anlegg avhenger av hvor mye strøm anlegget produserer. PVsyst benyttes til å estimere produksjon. De økonomiske analysene foretas så ved hjelp av nåverdiberegninger. Nedenfor presenteres de ulike parametrene og forutsetningene som legges til grunn, mens de to økonomiske casene presenteres i henholdsvis kapittel 4.3.2 og 4.3.3. Resultatene er presentert i 6.10 og 6.11.

Valg av komponenter

I simuleringene er det brukt solcellemoduler fra Solon Energy (monokrystallinske moduler med merkeeffekt 225 W_p) og vekselretter fra SMA (Sunny Boy med merkeeffekt 3,0 kW).

Installert effekt og takareal

Installert effekt for anlegget er valgt til å være 3,6 kW_p (ved standard testforhold). Dette fører til at modulene dekker et takareal lik 26 m² når modulene fra Solon Energy benyttes. Ifølge regjeringen.no var gjennomsnittlig gulvareal i en enebolig i Norge på 117 m² per år 2001 [49]. Ved å anta at gjennomsnittlig antall etasjer er to, blir det ca. 60 m² i grunnflate per enebolig. Dersom halve taket vender mot sør, vil det attraktive takarealet for plassering av moduler være ca. 25-30 m² etter en har tatt hensyn til plass til pipe og takstige. Dette anlegget, som krever 26 m² av takarealet, antas derfor å være av passende størrelse.

Degradering av moduler

Modulenes garanterte effekt etter 25 års levetid er vanligvis på 80 % av garantert effekt for nye moduler. I analysene vil det derfor inkluderes en degradering av modulene, som antas å være lineær. Når opprinnelig installert effekt var lik 3,6 kW_p vil resulterende effekt i år 25 være ca. 2,9 kW_p. Det gjøres to beregninger i PVsyst – forventet produksjon ved installert effekt lik 3,6 kW_p og forventet produksjon ved installert effekt lik 2,9 kW_p. Produksjonen i årene mellom antas å falle lineært.

Festemetode

I de økonomiske beregningene antas solcellemodulene å være installert utenpå eksisterende tak. Et annet alternativ kunne vært å erstatte tradisjonell fasadekledning med solcellemoduler. Dette ville forbedret økonomien i anlegget ved at utgifter til tradisjonell takbekledning kunne vært unngått. Solceller som fasadekledning er derimot kun relevant for

nybygg eller boliger der taket uansett må skiftes ut, noe som utgjør et mindretall av boliger. Det regnes derfor som mer aktuelt å feste modulene utenpå eksisterende takkledning.

Takhelning og asimutvinkel

For saltak i Norge er vanlig helningsvinkel mellom 22 ° og 35 ° [50]. I dette caset brukes middelveidien på 29 °. Det er også valgt at taket har den optimale asimutvinkelen på 0°, det vil si at taket vender mot sør. At modulene vender mot sør er optimalt med tanke på å maksimere solinnstrålingen gjennom dagen.

Investeringskostnad

Det antas at en privatperson helst vil, og derfor har, finansiert hele solcelleanlegget med egenkapital. Det eksisterer derfor ingen finansieringskostnader tilknyttet investeringen.

Nylig innhentet prisinformasjon på solcelleanlegg er presentert i Enova-rapporten «Kostnadsstudie, Solstrøm i Norge 2013». Siden denne prisinformasjonen både er av nyere dato og er utarbeidet som følge av grundig undersøkelser blant aktuelle leverandører, er det valgt å ta utgangspunkt i resultatene fra denne rapporten.

For solcelleanlegg i størrelsesorden 0-10 kW_p er gjennomsnittlig pris blant aktuelle tilbydere på 26 kkr/kW_p (inkl. mva.) [51]. Prisen inkluderer leveranse av et komplett solcelleanlegg (utstyr og installasjon). Det antas at det ikke foreligger kostnader til prosjektutvikling da det er sannsynlig at privatkunden kjøper en «standardpakke» tilbudt av leverandør. For et anlegg på 3,6 kW_p resulterer dette i en investeringskostnad på 93 600 kr.

Analyseperiode og reinvesteringer

Analyseperioden er valgt til å være lik 25 år, noe som tilsvarer garantert levetid for vanlige solcellemoduler. For vekselretterne er garantert levetid kun 5 år. I praksis kan en vekselretter leve lenger og det er vanlig at leverandører tilbyr kundene å kjøpe en garantiforlengelse som gjelder til vekselrettene har vært i bruk i 25 år.

I dette økonomiske caset antas det at vekselretteren havarerer etter 12,5 år. En reinvestering i år 12 av analyseperioden er derfor nødvendig. Ifølge Enova-rapporten vil vekselrettere i et anlegg av denne størrelsesordenen utgjøre 14 % av totalkostnaden [51]. Denne andelen, som for dette anlegget utgjør 13 104 kr, brukes derfor som en antatt nødvendig reinvestering i år 12 av analyseperioden.

Driftskostnader

Det antas at det ikke forløper noen driftskostnader tilknyttet anlegget. Vedlikeholdsarbeid forbundet med snøfall og skitt på moduler utføres av anleggseieren selv.

Restverdi

Etter 25 år i bruk er det fortsatt garantert at modulene skal kunne operere ved 80 % av merkeeffekten. Siden det fortsatt er mulig å bruke modulene til å produsere strøm, eventuelt selge modulene, er det tatt med et restverdiledd i nåverdiberegningen. For vekselretterne antas det at restverdien er lik 0 etter 25 år.

Å sette et tall på restverdien for det totale anlegget etter analyseperioden er over blir en gjetning. I dette tilfellet regnes det med at anleggets restverdi etter 25 år tilsvarer 20 % av opprinnelig investeringskostnad.

Kalkulasjonsrente

Kalkulasjonsrenta er den samfunnsøkonomiske alternativkostnaden ved å binde kapital til et tiltak og skal være et uttrykk for kapitalens avkastning i beste alternative anvendelse [52]. Kalkulasjonsrenta blir på denne måten avkastningskravet til en investering. Utgangspunktet for kalkulasjonsrenta bør være risikofri kalkulasjonsrente pluss et risikotillegg. For tiltak med stor risiko er det anbefalt en kalkulasjonsrente på 6 % [52]. Valg av kalkulasjonsrente vil ha innvirkning på om en investering får positiv nåverdi eller ikke. I dette tilfellet er det valgt en kalkulasjonsrente på 3,5 % som tilsvarer omtrentlig den rentesatsen privatpersonen ville hatt på et boliglån. Det betyr at det her brukes en antagelse om at alternativ forvaltning av investeringsbeløpet ville vært å betale ned på et boliglån med 3,5 % rente.

Elektrisitetspris

Framtidig elspotpris på strømmen fra nettet er beregnet ved hjelp av lineær regresjon basert på gjennomsnittlig elspotpris i Trondheim i perioden 1999-2013, med tall fra Nord Pool. Det ble funnet at utviklingen i løpet av denne perioden tilsvarte en gjennomsnittlig årlig økning på 1,6 øre/kWh. Regresjonslinja for elspotprisen [øre/kWh] er vist i ligning 11):

$$\text{Elspotpris} = 16,255 + 1,6002 * n \quad 11)$$

Hvor

- n = Antall år siden 1999

kWh-ledd i nettleia

I vanlige strømavtaler betaler kundene en elspotpris pluss en årlig nettleie. Elspotprisen betales per kWh kjøpt fra nettet og den er i kontinuerlig endring. Nettleia består av en fastpris pluss et energiledd. Dette energileddet avhenger av antall kWh som kjøpes fra nettet.

Framtidig energiledd ble beregnet ved hjelp av lineær regresjon basert på utviklingen i energileddet for kunder i Trondheim i perioden 2004-2014, med tall fra TrønderEnergi. Det ble observert at gjennomsnittlig årlig økning var 0,46 øre/kWh. Økningen viser derimot en trinnvis tendens framfor en lineær økning, noe som betyr at lineær regresjon sannsynligvis ikke gir nøyaktige resultater, da det forventes at nettleia fortsetter den trinnvise økningen i framtida. Som en forenkling av problemstillingen regnes det allikevel med en lineær økning av energileddet i denne oppgaven.

Regresjonslinja for energilegget i nettleia [øre/kWh] er vist i ligning 12). Resultater fra den lineære regresjonen ligger vedlagt i Appendiks C.

$$\text{Energiledd} = 32,81 + 0,456 * n \quad 12)$$

Hvor

- n = Antall år siden 2004

Oppsummering av parametere

Tabell 19: Valg av parametere til økonomiske analyser

Parameter	Verdi	Enhet
Installert effekt	3,6	kW _p
Investeringskostnad	93 600	kr
Takareal	26	m ²
Takhelning	29	°
Asimutvinkel	0	°
Analyseperiode	25	år
Reinvestering, år 12	13 104	kr
Driftskostnader	0	kr
Restverdi (% av investeringsbeløp)	20	%
Kalkulasjonsrente	3,5	%

4.3.1 Netto nåverdi

Netto nåverdi (NN) skal beregnes for ulike situasjoner. En investering regnes for å være økonomisk lønnsom dersom netto nåverdi er større enn null. Beregningene som blir gjort i denne oppgaven tar utgangspunkt i ligningen for netto nåverdi (NN) slik den presenteres i ligning 13):

$$NN = -I + \sum_{t=0}^n \frac{K(t)}{(1+r)^t} + \frac{R}{(1+r)^n} \quad 13)$$

Hvor

- I = Initial investeringskostnad [kr]
- K(t) = Kontantstrøm i år t [kr]
- r = Kalkulasjonsrente [%]
- n = Analyseperiode [år]
- R = Anleggets restverdi ved utløp av analyseperioden [kr]

4.3.2 Økonomisk case 1

Netto nåverdi for det takinstallerte solcelleanlegget hos privatkunden regnes ut med dagens betingelser. Det antas i dette tilfellet at all produsert energi forbrukes i huset. Dermed selges ingen energi tilbake til distribusjonsnettet.

En hypotetisk investeringsstøtte inkluderes i analysene. Det vil framgå av dette caset hvor stor en slik investeringsstøtte måtte vært for at investeringen skal være økonomisk lønnsom for privatkunden, når ingen andre støtteordninger er innført.

4.3.3 Økonomisk case 2

Det ser ut til at den betalingen en plusskunde får i Norge i dag, ved salg av strøm til nettet, kun tilsvarer en liten andel av energileddet i nettleia (BKK tilbyr plusskundene mellom 4-7 % av energileddet) i tillegg til elspotprisen [53]. Av denne grunn er det mer lønnsomt for en anleggseier å bruke solenergien i eget bygg enn å selge energien til distribusjonsnettet, med dagens betingelser. Det antas at TrønderEnergi, ved oppretting av en plusskundeavtale, vil tilby 7 % av energileddet utbetalt i tillegg til spotprisen.

I dette caset innføres en hypotetisk støtteordning i form av økte innmatingstariffer ved salg av solstrøm, en ordning som eksisterer i Tyskland, i dag som vist i Tabell 18. Støtteordningen tilsvarer et ekstra kWh-avhengig ledd som her kalles «garantert kWh-pris». Leddet kan enten dekkes av staten eller være en ekstra kostnad som fordeles mellom alle nettkundene gjennom en liten økning i spotprisen. Uansett hvordan leddet dekkes, vil dette være en ekstra belønning til anleggseieren gjennom hele analyseperioden.

Når «garantert kWh-pris»-leddet blir høyt, vil det etterhvert lønne seg å selge all produsert strøm til nettet, da plusskunden kan kjøpe strøm fra nettet til en lavere pris enn han selv får utbetalt ved salg av solstrøm. I dette caset undersøkes det hvor stor denne støtten må være for at en investering skal bli økonomisk lønnsom for plusskunden, når all produsert energi selges til nettet. En hypotetisk investeringsstøtte inkluderes også i beregningene, etter Enova sine satser for støtte av solvarmeanlegg.

5 Metode

Resultatene som presenteres i denne oppgaven er i hovedsak produktet av:

- Målinger fra Sunny Webbox
- Innhentet data for solinnstråling og temperatur i Trondheim gjennom anleggets driftsperiode
- Kameraovervåkning av faktisk skyggelegging
- Simuleringer i PVsyst

Hvordan disse kildene er brukt til å produsere resultatene beskrives i dette kapitlet.

5.1 Måledata og nøkkeltall, første driftsår

Sunny Webbox ble konfigurert 18.10.2013. Da hadde anlegget vært i drift i 1 år og 19 dager og akkumulert produksjon var 14 730 kWh ifølge Webboxen som grunnet lite internt minne kun hadde lagret et tall for akkumulert produksjon. Etter antagelser om hvor mye av dette som var produsert de siste 19 dagene av perioden, ble det i rapporten fra fordypningsprosjektet estimert at produksjonen første driftsår var 14 405 kWh [6]. Denne antagelsen brukes videre i denne oppgaven.

Produksjonstall og utregnede nøkkelverdier for første driftsår er presentert i kapittel 6.1. Ligning 17) og 18) fra Appendiks A er brukt for å regne ut Performance Ratio (PR) og spesifikk produksjon. For PR-verdi er PVsyst brukt til å beregne årlig solinnstråling i modulenes plan.

5.2 Måledata, foreløpige måneder i andre driftsår

Etter konfigureringdagen startet Webboxen å laste opp detaljert måledata til webportalen. Månedlig produksjon fra anlegget totalt og per vekselretter er presentert i kapittel 6.2.

5.3 Meteorologisk data

I PVsyst spesifiseres geografisk plassering for et anlegg ved enten å velge mellom en av de 1200 forhåndsdefinerte lokasjonene eller ved å definere en egen lokasjon ved inntasting av koordinater. For egendefinerte lokasjoner må månedlig meteorologisk data importeres fra en av følgende datakilder [23]:

- Meteonorm 6,1
- NASA SSE

Fra de månedlige dataene genereres det per-time data ved hjelp av stokastiske modeller [23].

5.3.1 Meteonorm (versjon 6,1)

Meteonorm er en programvare som tilbyr meteorologisk data for alle lokasjoner i verden [23]. Dataene er basert på målinger fra 1 200 værstasjoner og de presenteres som månedlige gjennomsnittsverdier for perioden 1961-1990 [23].

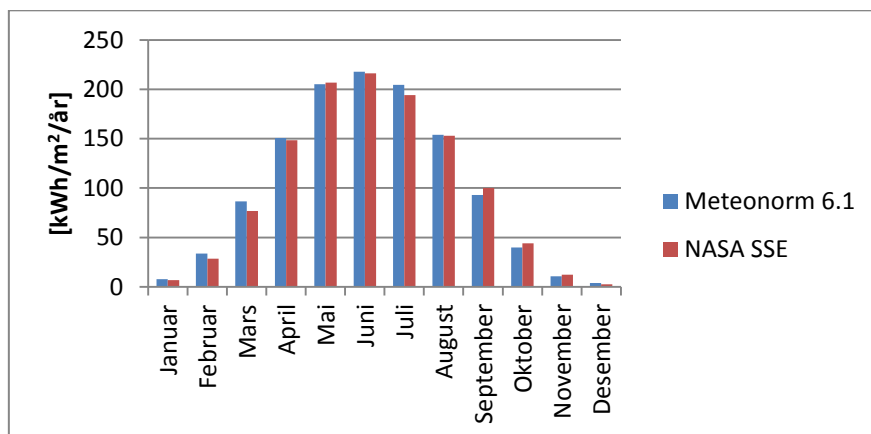
I Meteonorm spesifiseres meteorologisk data for en egendefinert lokasjon ved å interpolere mellom de tre nærmeste målestasjonene, samtidig som høyde over havet og regional typologi tas i betraktning [23]. For et anlegg i Trondheim skal dette bety en interpolasjon mellom målestasjoner i Bergen, Bodø og Karlstad [54].

5.3.2 NASA-SSE

NASA SSE (Surface meteorology and Solar Energy) tilbyr meteorologisk data basert på satellittmålinger [23]. Dataene er månedlige gjennomsnittsverdier for perioden 1983-2005, og den presenteres i form av punkter i et 1°x 1°gitter (1° breddegrad tilsvarer 111 km) [23]. Data for et hvilket som helst punkt regnes ut som et gjennomsnitt av de data som utgjør omkringliggende rute i gitteret.

5.3.3 Sammenligning av solinnstrålingsdata

Figur 44 viser data for global solinnstråling på en horisontal flate i Trondheim, med verdier fra Meteonorm og NASA SSE. Total solinnstråling over året er 885,2 kWh/m²/år ifølge Meteonorm og 871,5 kWh/m²/år ifølge NASA SSE. Det er derfor små variasjoner i månedlig data fra de to kildene.



Figur 44: Global solinnstråling i horisontalplanet

Meteonorm brukes som kilde i pågående doktorgradsprosjekter på NTNU, der total solinnstråling kartlegges for ulike flater av bygg i Trondheim. Det antas dermed at Meteonorm er den mest aksepterte av de tilgjengelige kildene. I denne oppgaven brukes det derfor meteorologisk data fra Meteonorm når det utføres simuleringer i PVsyst.

5.3.4 Lokale meteorologiske data

Bruk av meteorologisk data fra Meteonorm innebærer at simuleringene i PVsyst er basert på gjennomsnittsverdier av målingene fra 1961-1990. Solcellenes effektivitet synker ved økende celletemperatur, som beskrevet i kapittel 2.2.11. Samtidig er maksimal effektproduksjon sterkt avhengig av solinnstrålingen, som vist i kapittel 2.2.10 og 2.5.1. Av denne grunn er det interessant å sammenligne gjennomsnittsverdiene fra Meteonorm med målt solinnstråling og temperatur for driftsperioden, da dette kan danne et grunnlag for å

diskutere eventuelle avvik mellom simuleringsresultatene fra PVsyst og måledata fra Sunny Webbox.

Lokal temperaturdata for Trondheim hentes fra eklima.no. Her tilbyr Meteorologisk institutt gratis tilgang til vær- og klimadata [55]. På eklima.no tilbys det ingen data som kan relateres til solinnstråling.

Målinger av global og direkte solinnstråling foretas ved Realfagsbygget på Gløshaugen (NTNU) i regi av Instituttet for fysikk [56]. Disse målingene, som foretas med ett-minuttsintervaller, har blitt hentet inn og brukt til å beregne gjennomsnittlig global solinnstråling i horisontalplanet per måned ved hjelp av Matlab-scriptet i Appendiks E. Instrumentene ved Realfagsbygget ble sist kalibrert i 2002 [56]. De er kalibrert slik at de måler mest mulig nøyaktig på dagtid. Instrumentene er også stabile over tid, og trenger derfor ikke å kalibreres ofte [57]. Kontaktpersoner ved institutt for fysikk anslår at avviket i dagens målinger tilsvarer 1-2 % [57].

Sammenligninger av målt temperatur og målt solinnstråling med tilsvarende gjennomsnittsverdier fra Meteonorm er presentert i henholdsvis kapittel 6.3 og 6.4.

5.4 Måledata og skyggeovervåkning

Kameraovervåkingen, sammen med måledata fra Sunny Webbox, gjør det mulig å studere produksjonen fra de ulike delene av anlegget under ulike tilfeller av skyggelegging.

4. april 2014 var en klarværsdag hvor det ut ifra bildene er lett å se hvilke deler av modulene som er skyggelagt og ikke. Bilder fra denne dagen og effektproduksjonen fra de ulike delene av anlegget i øyeblikket, er presentert i kapittel 6.5. Kun sørveggen av anlegget er representert i denne overvåkingen, da det er denne veggen som overvåkes med bilder. I tillegg er det denne veggen som skyggelegges av nabobyggene.

5.5 Om simuleringer i PVsyst

Dette kapitlet skal beskrive gangen i å konstruere en simuleringsmodell i PVsyst. Lerkendalsanlegget brukes som et eksempel, da topologien i dette allerede er kjent fra kapittel 3.

Parametere og forutsetninger som ligger til grunn for simuleringene presenteres også i dette kapitlet. I kapittel 5.7 beskrives også de simuleringscasene som skal gjennomføres i dette prosjektet.

5.5.1 Innstrålingsmodeller

Meteorologisk data oppgir solinnstrålingen i det horisontale planet. PVsyst benytter matematiske modeller til å regne ut solinnstrålingen (de tre komponentene beskrevet i kapittel 2.4) som treffer en modul i et hvilket som helst plan. To ulike modeller er implementert i PVsyst, hvorav Perez-modellen er foreslått som standardmetode [23]. I denne oppgaven antas det at Perez-modellen gir realistiske verdier for direkte, diffus og

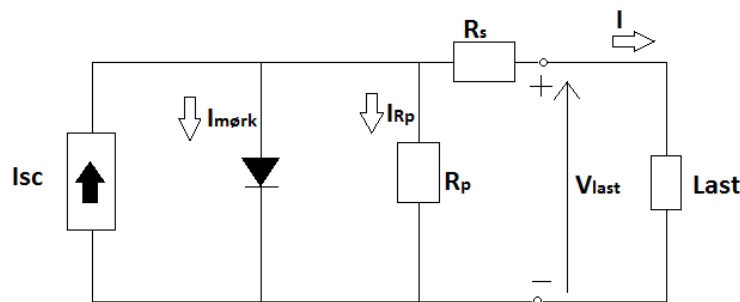
reflektert solinnstråling for moduler i alle plan, og modellens virkemåte diskuteres ikke videre i denne oppgaven.

5.5.2 Komponentdatabaser

Databasene med komponenter i PVsyst inneholder de komponenter som faktisk finnes på markedet. Databasene vedlikeholdes ved at produsenter selv legger inn nye komponenter etter hvert som de utvikles. Totalt finnes det 10 000 ulike moduler og 3 000 ulike vekselrettere i databasene. Det er også mulig for brukere av programmet å definere egne komponenter som kan brukes i simuleringer.

5.5.3 Solcellemodellen

I PVsyst beregnes elektriske parametere for en solcellemodul ved å ta utgangspunkt i solcellemodellen med én diode (SDM). Denne modellen ble diskutert i kapittel 2.2.5 og den elektriske kretsekvivalenten og strøm-spenning-karakteristikken for modellen er gjengitt i henholdsvis Figur 45 og ligning 14).



Figur 45: Matematisk modell av solcella (SDM) brukt i PVsyst

$$I = I_{SC} - I_0 \left(e^{\frac{q(V_{last} + IR_s)}{AkT}} - 1 \right) - \frac{V_{last} + IR_s}{R_p} \quad 14)$$

PVsyst tar hensyn til parametrenes avhengighet med solinnstråling og temperatur, slik at fenomenene beskrevet i 2.2.10 og 2.2.11 er tatt hensyn til i beregningene. Hvordan statiske og dynamiske misforholdtap behandles, beskrives i de kommende delkapitlene.

5.5.4 Mulige systemtopologier

Programmet kan brukes til å simulere de tradisjonelle systemene med sentrale vekselrettere og strengvekselrettere. Prinsippene bak disse topologiene ble beskrevet i 2.8.1 og 2.8.2. I tillegg er produsenten i ferd med å integrere muligheten for å simulere systemer med distribuert MPPT, i form av integrering av Power Optimizere. Så langt er SolarEdge sine komponenter (beskrevet i kapittel 2.8.3) integrert i systemdatabasene i PVsyst.

5.5.5 Beregning av skyggefaktorer

Skyggefaktoren, S , ble presentert i kapittel 2.5.1, som den brøkdelen av det totale modularealet som er skyggelagt i forhold til det totale modularealet. Definisjonen er gjengitt i 15):

$$S = \frac{A_S}{A_T} \quad 15)$$

Hvor

- A_S = Skyggelagt modulareal [m^2]
- A_T = Total modulareal [m^2]

PVsyst benytter skyggefaktoren, S , til å definere én spesifikk skyggefaktor for hver av de tre komponentene som utgjør total solinnstråling, det vil si for direkte, diffus og reflektert solinnstråling. Disse brukes i beregningene av skyggetapene. Skyggefaktorene kan kun beregnes ved hjelp av en nøyaktig 3D-modell som inkluderer plassering av moduler og deres omgivelser [23].

Skyggefaktor, direkte solinnstråling

Skyggefaktoren for den direkte solinnstrålingen utgjør den skyggelagte delen av modulene i forhold til det totale modularealet [23]. Skyggefaktoren for direkte solinnstråling tilsvarer derfor skyggefaktoren S , slik som den er definert i 19). Denne faktoren avhenger av solas posisjon på himmelen og vil derfor endre seg gjennom hele simuleringsperioden. Faktoren beregnes derfor per time gjennom hele perioden [23].

Skyggefaktor, diffus solinnstråling

Den enkleste måten å modellere diffus solinnstråling på er å anta at denne strålingen treffer et tilfeldig punkt med lik intensitet fra alle retninger; det vil si at himmelen antas å være isotropisk [7]. PVsyst benytter seg av denne antagelsen, som er god for dager med tett skydekke og akseptabel for alle andre værforhold [23]. Skyggefaktoren for den diffuse solinnstrålingen kan derfor finnes ved å integrere skyggefaktoren for den direkte solinnstrålingen, S , over alle himmelretninger som sees fra modulene [23]. Integralet er ikke avhengig av solas posisjon, men kun av systemets geometri, og skyggefaktoren for den diffuse solinnstrålingen er derfor konstant gjennom året [23].

Skyggefaktor, reflektert solinnstråling

Bakkens refleksjonsfaktor varierer fra ca. 0,8 for nysnø til ca. 0,1 for asfalt/grus, typisk standardverdi er 0,2 [7]. Den enkleste modelleringen av reflektert solinnstråling innebærer en antagelse om at den reflekterte solstrålingen fra et horisontalplan spres med lik intensitet i alle retninger [7]. Reflektert solinnstråling som treffer modulene avhenger da av den andelen reflektert solstråling som «sees» av modulene [7]. Moduler som er installert horisontalt «ser» for eksempel ingen reflektert stråling og denne komponenten av solinnstråling utgjør null i dette tilfellet. PVsyst benytter disse antagelsene og bakkens refleksjonsfaktor er satt til 0,2.

I tilfeller der hindringer fører til delvis skyggelegging av modulene, vil PVsyst integrere skyggefaktoren S ved bakkenivå, for den delen av himmelen «under» horisonten som utgjør området mellom horisontalplanet og modulenes plan [23]. Dette utgjør skyggefaktoren for den reflekterte solinnstrålingen i PVsyst [23]. Skyggefaktoren for reflektert stråling regnes for å være konstant gjennom hele året.

5.5.6 Simuleringsmetoder

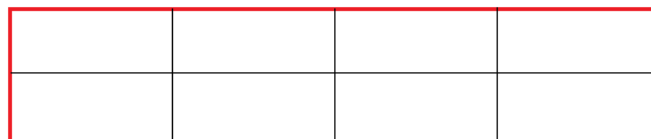
Teorien bak dynamiske misforholdtap ble presentert i kapittel 2.5.3. PVsyst inkluderer to simuleringsmetoder som behandler de dynamiske misforholdtapene på hver sin måte, disse kalles «Streng-layout» og «Modul-layout». Sistnevnte simuleringsmetode regnes for å være mest nøyaktig med tanke på dynamiske misforholdtap [23]. Denne simuleringsmetoden støtter derimot ikke implementering av Power Optimizere [23].

Det vil utføres én simulering med Power Optimizere i denne oppgaven og i dette tilfellet brukes simuleringsmetoden Streng-layout. I alle andre tilfeller brukes Modul-layout.

I begge simuleringsmetoder beregnes de dynamiske misforholdtapene med utgangspunkt i den direkte solinnstrålingen og tilhørende skyggefaktor [23]. Den diffuse og reflekterte solinnstrålingen som treffer modulene vil variere lite over det totale modularealet og bidrar derfor i liten grad til de dynamiske misforholdtapene [23]. Begge simuleringsmetoder krever en nøyaktig 3D-modell som inkluderer plassering av strenger/moduler og de skyggekastende omgivelsene.

5.5.7 Streng-layout

I denne simuleringsfunksjonen tas de elektriske effektene med i betraktningen ved å dele modularealet inn i rektangler av lik størrelse, som for eksempel vist i Figur 46 for et modulområde med 8 strenger:



Figur 46: Streng-layout

Når en streng av solceller blir delvis skyggelagt i virkeligheten, vil strømmen gjennom strengen begrenses til kortslutningsstrømmen for den svakeste (mest skyggelagte) solcella. PVsyst vil i denne simuleringsmetoden behandle dette problemet ved å regne en hel streng for å være død, dersom skygge beveger seg inn i det rektangulære området som representerer en streng [23]. Andre strenger kan fortsette å produsere uavhengig av de skyggelagte strengene. Denne måten å behandle de dynamiske misforholdtapene på representerer en øvre grense for tapene [23].

I praksis finnes det bypassdioder i modulene, som delvis begrenser misforholdtapene ved at skyggelagte solceller kan bypasses, etter teorien beskrevet i 2.5.3. Av denne grunn har PVsyst inkludert en parameter, «brøkdelen for elektrisk effekt», som delvis kompenserer for den effekten bypassdiodene har på redusert tap i energiproduksjonen [23]. Det finnes intet fasitsvar på verdien for denne brøkdelen, da misforholdtapene som følge av skyggelegging er sterkt avhengig av skyggens oppførsel. PVsyst anbefaler å bruke en verdi mellom 60-80 % [23]. Å bruke en verdi på 100 % vil tilsvare den øvre grensen for produksjonstap, det vil si at bypassdiodene ikke aktiveres og dermed ikke reduserer misforholdtapene.

I simuleringen med Power Optimizere i denne oppgaven settes brøkdelen til 100 %, etter anbefalinger fra PVsyst [58]. Samtidig deles en streng inn i mange små rektangler som hver tilsvarer størrelsen av én sub-modul. Dette skal være den mest nøyaktige måten å simulere MPPT på modul-nivå per i dag [58].

5.5.8 Modul-layout

Realistisk tilnærming til de dynamiske misforholdtapene som følge av skyggelegging krever en presis plassering av modulene i det geometriske planet samt spesifisering av de elektriske koblingene mellom modulene [23]. Den nyeste og mest avanserte simuleringsfunksjonen i PVsyst tillater dette, som vist i Figur 38 for sørveggen av Lerkendalsbygget. Den elektriske oppførselen til systemet vil her beregnes for hvert enkelt MPPT-input på sub-modul nivå, slik at effekten av bypassdioder og elektriske koblinger tas hensyn til.

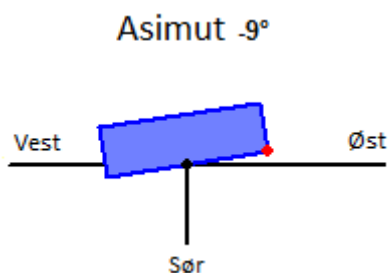
I denne simuleringsmetoden konstruerer PVsyst en I-V karakteristikk for hver MPPT-inngang ved å legge sammen I-V kurvene for hver enkelt sub-modul ut ifra modul-layouten. Dersom det eksisterer flere MPP antar PVsyst alltid at anlegget opereres ved det globale. Dette betyr at problemstillingen med vekselrettere som ikke har global MPPT, som diskutert i 0, ikke tas i betraktning.

5.5.9 Å konstruere en simuleringsmodell i PVsyst

Etter at et simuleringsprosjekt har fått geografisk plassering, er det fire steg som må gjennomføres i konstruksjonen av en simuleringsmodell i PVsyst. Disse stegene forklares her for simuleringsmodellen av Lerkendalsanlegget.

Steg 1: Orientering

Modulene er installert flatt på veggen, det vil si vertikalt. Samtidig har sørveggen av bygget en asimutvinkel på -9° (orientering 1), noe som betyr at sørveggen av bygget peker 9° mot øst i forhold til sør på kompasset. Tilsvarende vinkel for vestveggen er 81° (orientering 2).



Figur 47: Orientering 1, Lerkendalsanlegget

Steg 2: Komponenter og systemdesign

Sunny Mini Central 5000 og Sunny Boy 1700, som er vekselretterne i anlegget, finnes i komponentdatabasen. Solartek-modulene finnes ikke – disse er derfor definert ved hjelp av å endre parametere for en allerede definert modul, slik at de stemmer overens med verdiene gitt i modulens datablad.

Hvilken type komponenter anlegget i simuleringsscaset skal inneholde, samt antall, defineres i dette steget. Systemet deles inn i to sub-systemer på grunn av de to orienteringene. Parametere som velges for hver av de to sub-systemene er oppsummert i Tabell 20 og Tabell 21:

Tabell 20: Systemparametere for sub-system 1, Lerkendalsanlegget

Antall vekselrettere	4
Antall moduler i serie	14
Antall strenger	8
Vekselrettere	SMC 5000A
Moduler	Solartek PVP22530

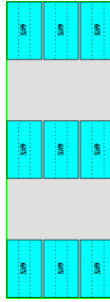
Tabell 21: Systemparametere for sub-system 2, Lerkendalsanlegget

Antall vekselrettere	1
Antall moduler i serie	9
Antall strenger	1
Vekselretter	SB 1700
Moduler	Solartek PVP22530

Med denne informasjonen registrer PVsyst at sørveggen av anlegget består av 8 strenger fordelt på 4 vekselretter, noe som betyr at to og to strenger er koblet i parallell. Vestveggen har kun én streng.

Steg 3: 3D-modellering av skyggescenen

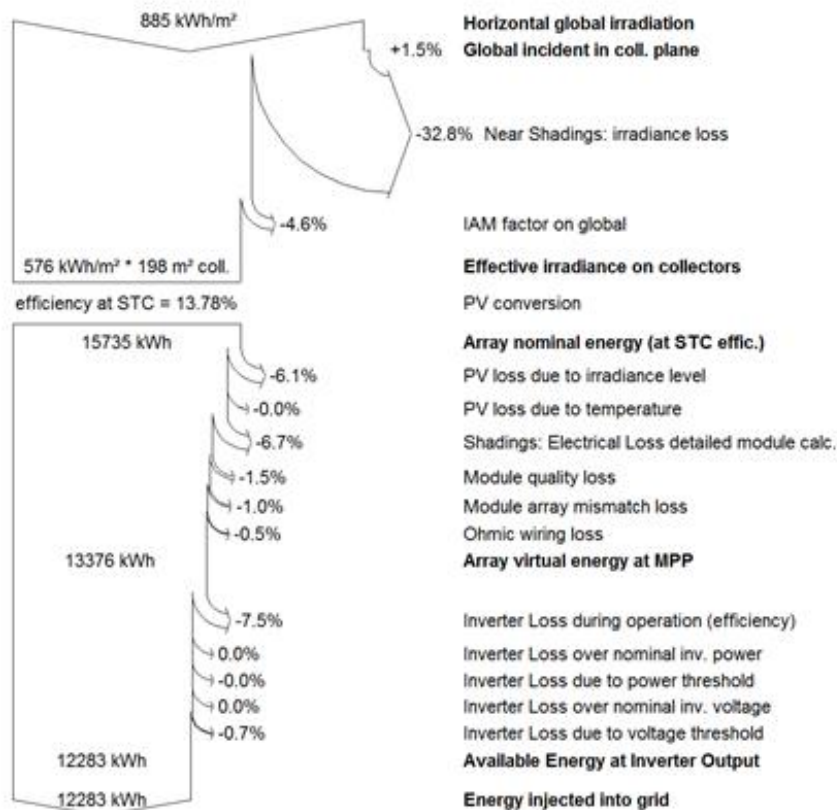
For at PVsyst skal kunne regne ut skyggfaktorene må en 3D-modell med plassering av solcellemoduler og aktuelle omgivelser konstrueres. For Lerkendalsanlegget innebærer dette at de to naboblokkene og hotellet må inkluderes. Et utklipp av modellen er vist i Figur 48.



Figur 50: Modul-layout for vest-veggen, Lerkendalsanlegget

5.5.10 Tapsdiagram

PVsyst genererer et tapsdiagram som viser hovedkildene til tap i det simulerte anlegget, på årsbasis. Et eksempel på et slikt diagram er vist i Figur 51. Dette er tapsdiagrammet fra simuleringen av Lerkendalsanlegget, med simuleringsmodellen slik som den defineres i kapittel 5.5.9.



Figur 51: Tapsdiagram

I tapsdiagrammet starter PVsyst med å presentere energien i solinnstrålingen, målt i kWh/m². Deretter trekkes systemtapene ifra og den nederste verdien presenterer hovedresultatet fra simuleringen, noe som er forventet elektrisk energiproduksjon fra anlegget for et helt driftsår, i dette tilfellet på 12 283 kWh.

Hvert tap defineres i diagrammet som et prosentvis tap av den sistnevnte energistørrelsen, men minus andre prosentvise tap som enda ikke er trukket ifra [23]. For eksempel vil de dynamiske misforholdtapene som følge av delvis skyggelegging (i diagrammet kalt «Shadings: Electrical Loss detailed module calc.») i dette tilfellet kunne uttrykkes:

$$(15\,735\text{ kWh} - (15\,735\text{ kWh} * 6,1\%)) * 6,7\% = 989,94\text{ kWh} \quad 16)$$

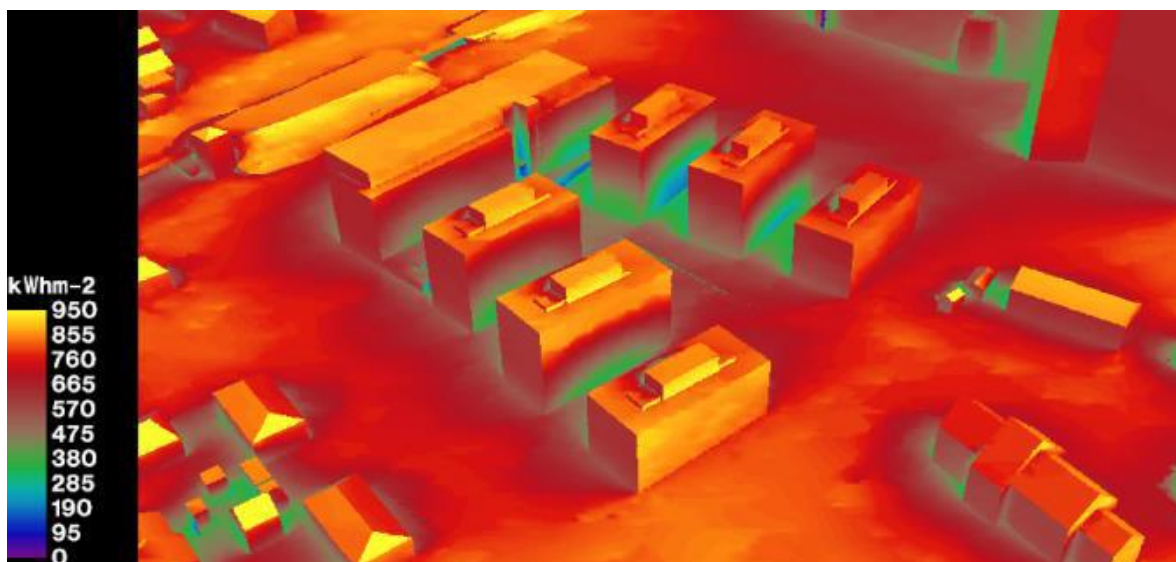
Dette betyr at i dette tilfellet kunne om lag 990 kWh av energien vært bevart i systemet, før resten av tapene trekkes fra, dersom det ikke hadde oppstått dynamiske misforholdtap på grunn av skyggeleggingen. Parametrene i tapsdiagrammet forklares i detalj i Appendiks G.

5.6 Utgivelse i forbindelse med RERC 2014

Et samarbeidsprosjekt med PhD-studenter fra Institutt for byggekunst, historie og teknologi (NTNU) er fullført i forbindelse med Renewable Energy Research Conference (RERC) 2014. Den produserte artikkelen vil vurderes av arrangørene for publisering i Energy Procedia.

Prosjektet tar for seg bygningen i Klæbuveien 118, der Lerkendalsanlegget er installert, og det demonstrerer viktigheten av å på et tidlig stadium analysere potensialet for utnyttelse av solenergi, når høyeffektive, bygningsintegreerte systemer skal prosjekteres for urbane områder [2]. Resultatene inkluderer alternative plasseringer av solcelle- og solvarmesystemer med hensyn på å maksimere årlig energiproduksjon.

For kartlegging av den totale solinnstråling, både for bygningen isolert og for bygningen i dens urbane omgivelser, ble DiVa-for-Rhino brukt som simuleringsverktøy. Dette programmet utfører beregninger av distribuert solinnstråling over komplekse 3D-flater [60]. For den sørlige fasaden, ble det funnet at skyggeleggingen fra omgivelsene reduserer årlig global solinnstråling med 40 % [2]. Figur 52 viser den distribuerte solinnstråling over året for bygningen, når modellen inkluderer de skyggekastende nabobyggene. 3D-modellen ble konstruert ved hjelp av det offentlige vektorkartet fra Trondheim kommune [59].



Figur 52: Simulering av distribuert solinnstråling, Lerkendalsbygget [2]

Analysene i DiVA-for-Rhino gjør det mulig å lokalisere overflatearealene med høyest intensitet i solinnstrålingen. For Lerkendalsbygget ble to områder, A og B, registrert til å være de optimale med tanke på plassering av solcellemoduler [2]. Område A utgjør det optimale arealet for en fasadeinstallasjon, noe som ble lokalisert til å være på den sørlige fasaden, men høyere opp på veggen sammenlignet med dagens plassering av solcellemoduler i Lerkendalsanlegget. Område B utgjør det optimale arealet for en takinstallasjon, noe som ble funnet til å være de flate takarealene på vestlig halvdel av bygningen. Som sett i Figur 52, er disse områdene mindre utsatt for skyggelegging sammenlignet med andre overflatearealer [2].

Deler av simuleringene foretatt i samarbeidsprosjektet er gjengitt i denne oppgaven, via Case 7 og Case 9 som beskrives i henholdsvis 5.7.8 og 5.7.10.

5.7 Simuleringscasene

Et utvalg simuleringscase har blitt gjennomført i PVsyst. Oppbygningen av modellene og hensikten med å gjennomføre simuleringene beskrives her. Alle simuleringscaser tar utgangspunkt i «Base Case» som er simuleringsmodellen av Lerkendalsanlegget med omgivelser slik de eksisterer i dag. Når oppbygningen av simuleringscasene skal forklares er det derfor avvikene i simuleringsmodellene sammenlignet med modellen fra Base Case, som presenteres.

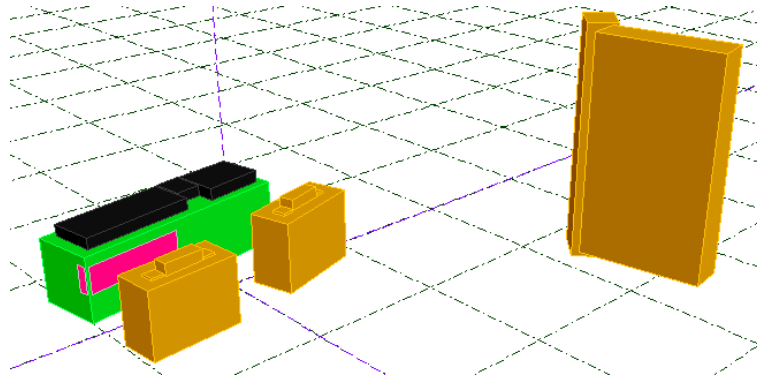
I første driftsår eksisterte ikke hotellet. Simuleringsresultatene fra Case 1 («Uten hotell») sammenlignes derfor med faktisk produksjon i første driftsår, i kapittel 6.6. Produksjonsresultatene fra måneder i andre driftsår sammenlignes med simuleringsresultatene fra Base Case, i kapittel 6.7.

Resultatene fra samtlige simuleringscase er presentert i kapittel 6.9.

5.7.1 Base Case: Lerkendalsanlegget (dagens anlegg)

Dette caset ble presentert i kapittel 5.5.9 der det ble brukt til å illustrere framgangsmåten i å lage en simuleringsmodell i PVsyst.

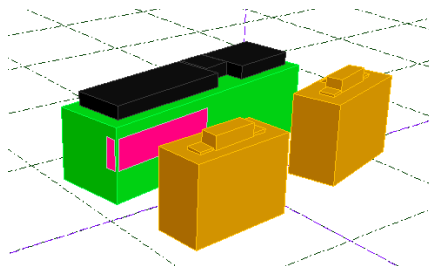
Med dette caset beregnes forventet energiproduksjon fra anlegget slik det eksisterer med sine omgivelserforhold i dag, med naboblokker og hotell. Dette danner et sammenligningsgrunnlag for andre simuleringscase som inkluderes i denne oppgaven, da det blir mulig å svare på om endringer i systemdesign eller omgivelser vil føre til positiv eller negativ påvirkning på de forventede produksjonsresultatene.



Figur 53: Skyggescene, Base Case

5.7.2 Case 1: Uten hotell

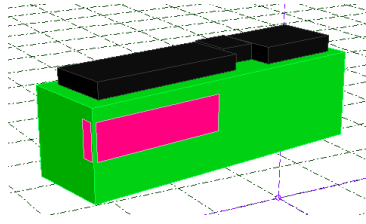
Simuleringsmodellen fra Base Case er redigert slik at den ikke lenger inneholder hotellet. I første driftsår var det kun naboblokkene som kastet skygge på modulene, da hotellet ikke var ferdigstilt med full høyde. Det er ønskelig å beregne forventet energiproduksjon fra anlegget med omgivelserforholdene slik de var gjennom første driftsår.



Figur 54: Skyggescene, uten hotell

5.7.3 Case 2: Uten hotell og uten naboblokker

Simuleringsmodellen fra Base Case er redigert slik at den verken inneholder hotellet eller de to naboblokkene. Det er derfor ingen omkringliggende bygninger som kaster skygge på modulene. Det er ønskelig å beregne forventet produksjon fra anlegget i en situasjon der ingen deler av omgivelsene kaster skygge på modulene.



Figur 55: Skyggescene, uten hotell og uten naboblokker

5.7.4 Case 3: Andre streng- og parallellkombinasjoner

Modul-layouten fra Base Case endres slik at det dannes andre streng- og parallellkombinasjoner på sørveggen. Fortsatt kobles to og to strenger i parallell til vekselrettere med én MPPT-inngang.

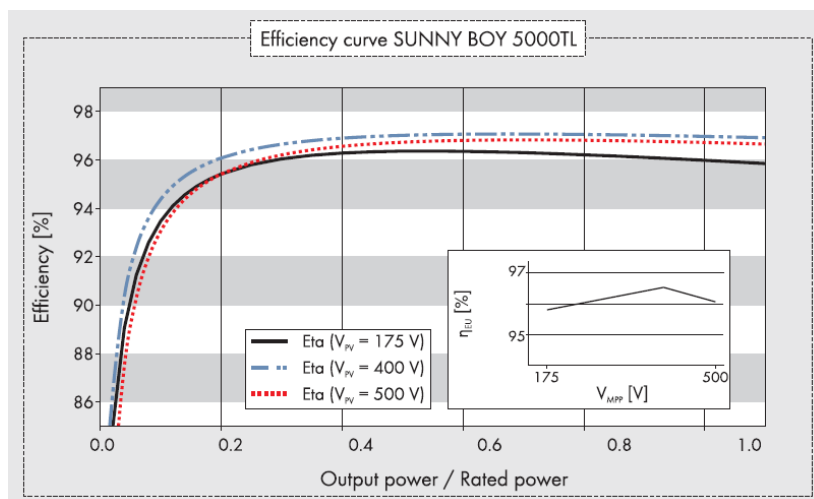
Parallellkoblede strenger må opereres ved samme spenning. I tillegg må strømmen gjennom en streng av seriekoblede moduler være den samme gjennom hele strengen. Delvis skyggelegging av moduler skaper dynamiske misforholdtap på grunn av ulike strøm-spenning-karakteristikker mellom de sammenkoblede modulene. Av denne grunn er det ønskelig at moduler som kobles sammen i en streng, og strenger som parallellkobles, i størst mulig grad skal ha lik skyggelegging til enhver tid.

Det er ønskelig å eksperimentere med andre streng- og parallellkombinasjoner for de åtte strengene på sørveggen for å se om det er mulig å redusere de dynamiske misforholdtapene.

5.7.5 Case 4: Maximum Power Point Tracking per streng

Dagens vekselrettere byttes ut med en modell som utfører MPPT per streng. Ved parallellkobling av strenger må hver streng opereres ved samme spenning. Det er ønskelig å undersøke om de dynamiske misforholdtapene i anlegget kan reduseres ved å bryte parallellkoblingene.

Solcelleanleggets systemdesign blir nå av typen «streng-vekselrettere», som er systemtypologien presentert i kapittel 2.8.2. Vekselretterne som brukes i dette caset er Sunny Boy 5000 TL-21 som er en nyere modell fra SMA. Sammenligning av virkningsgradskurven for denne typen vekselrettere (Figur 56) og tilsvarende kurve for SMC 5000A (Figur 41) som er brukt i Lerkendalsanlegget, viser at Sunny Boy 5000TL-21 har høyere maksimal virkningsgrad. I tillegg opererer den ved relativt høy virkningsgrad over et større intervall i mulig utgangseffekt, sammenlignet med SMC 5000A.



Figur 56: Virkningsgradskurve for vekselretterne [61]

5.7.6 Case 5: Horisontale sub-moduler og MPPT per streng

Skyggeleggingen av Lerkendalsanlegget er for det meste horisontal, på grunn av naboblokkene. Som beskrevet i 2.6, er det ønskelig at færrest mulig av sub-modulene skal utsettes for skyggelegging til enhver tid, slik at resterende sub-moduler kan bidra i energiproduksjonen. I dette anlegget skal derfor en horisontal inndeling i sub-moduler være det hensiktsmessige valget.

Det fremgår ikke av modulenes datablad om sub-inndelingen i Solartek-modulene er horisontal eller vertikal. Det antas likevel at inndelingen er vertikal, da dette ser ut til å være standard løsning. PVsyst velger også vertikal inndeling dersom ikke annet spesifiseres.

Inndelingen i sub-moduler i simuleringsmodellen endres fra vertikal til horisontal, for å undersøke hvordan produksjonsresultatene påvirkes. Samtidig beholdes vekselretterne fra Case 4, slik at det utføres MPPT per streng.

5.7.7 Case 6: Solar Edge Power Optimizere

Power Optimizere integreres i dagens systemdesign og dagens vekselrettere byttes ut med vekselrettere fra Solar Edge. Streng- og parallellkonfigurasjonene fra Base Case beholdes, men nå kobles én Power Optimizer i parallell med hver enkelt modul. Strengene blir derfor seriekoblinger av Power Optimizere. Siden simuleringsmetoden «Modul-layout» ikke er kompatibel med Power Optimizere, må «Streng-layout» benyttes som simuleringsmetode. Denne metoden ble presentert i kapittel 5.5.7.

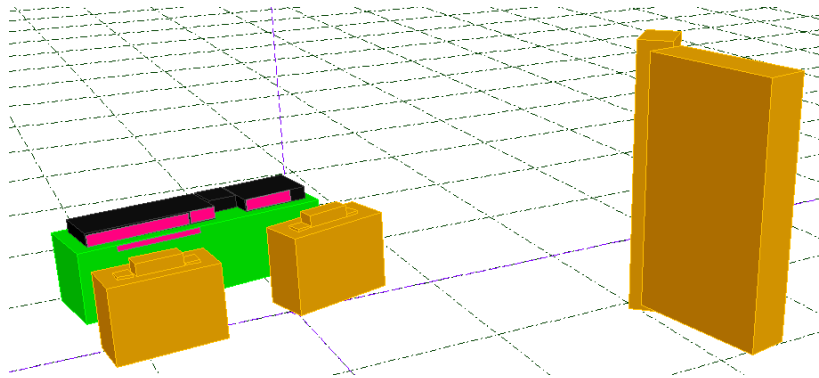
Bruk av «Streng-layout» innebærer at strengenes plassering på veggen må utgjøre rektangler av lik størrelse. Dagens modulplassering utgjør ikke rektangulære strenger, noe som kan sees fra modul-layouten i Figur 49. Det antas at en simulering av dagens anlegg blir mest nøyaktig dersom rektanglene plasseres på veggen på en slik måte at tapene i solinnstrålingen er like store som tilsvarende tap i Base Case. Ifølge tapsdiagrammet i Figur 51 utgjorde dette tapet 32,8 % av gjenværende energi i systemet. Rektanglene som utgjør strenger plasseres i denne modellen slik at dette tapet fortsatt er på 32,8 %.

Det er ønskelig å beregne forventet energiproduksjon fra anlegget når Power Optimizere sørger for MPPT på modulnivå.

5.7.8 Case 7: Optimal fasadeplassering

Denne simuleringen ble foretatt i forbindelse med samarbeidsprosjektet beskrevet i kapittel 5.6. Det ble funnet i analysene av global solinnstråling at optimal installasjon av moduler på bygningens fasade innebærer utnyttelse av det øverste arealet på sørveggen, som vist i Figur 57. Dette caset presenterer simuleringsresultatene for en slik modulplassering. Streng-vekselretterne fra Case 4 er brukt for å oppnå MPPT på streng-nivå.

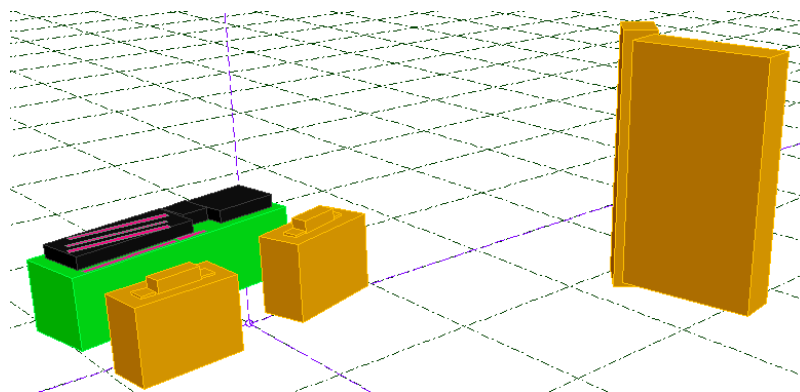
Det er ønskelig å beregne forventet energiproduksjon når modulene plasseres i de områdene på fasaden som har høyest intensitet i solinnstrålingen.



Figur 57: Skyggescenen, optimal fasadeplassering

5.7.9 Case 8: Flat takplassering

Det er ønskelig å beregne forventet energiproduksjon dersom modulene hadde blitt installert på taket uten helningsvinkel, med bruk av det optimale takområdet funnet i [2].



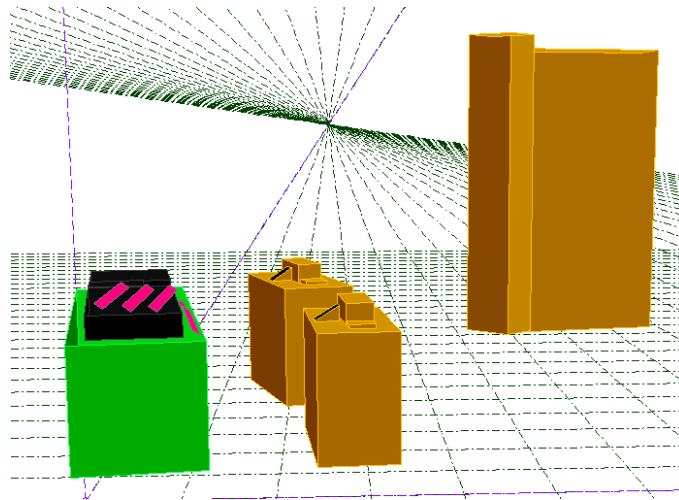
Figur 58: Skyggescene, flat takplassering

5.7.10 Case 9: Takplassering med modulhelning

Dette simuleringsforsøket ble, i likhet med Case 7, utført i forbindelse med samarbeidsprosjektet beskrevet i kapittel 5.6. Som i Case 8, utnyttet det optimale takarealet.

Som beskrevet i kapittel 2.4 er det ønskelig å installere modulene med en helningsvinkel som maksimerer den totale solinnstrålingen. I dette forsøket legges det vekt på å maksimere den årlige energiproduksjonen. Eksperimentelle simuleringer gjøres for å finne optimal vinkel.

Det er ønskelig å finne forventet produksjon fra anlegget dersom modulene var installert i det optimale området på taket med optimal helningsvinkel.



Figur 59: Skyggescene, takplassering med helningsvinkel

6 Resultater

6.1 Måledata og nøkkeltall, første driftsår

Tabell 22: Nøkkelfresultater, første driftsår

Periode	Produksjon [kWh]	Spesifikk produksjon [kWh/kW _p]	PR
Første driftsår	14 405	529,6	0,58

Produksjon per vekselretter er lest av per 18.10.2013 og presentert i Tabell 23. I ligningene for spesifikk produksjon og PR-verdi inngår den årlige produksjonen som parameter. Den årlige produksjonen er derimot ikke eksakt kjent, verken for anlegget totalt eller per vekselretter. Derfor beregnes disse nøkkelfverdiene med utgangspunkt i måleverdiene per 18.10.13. Det antas at dette gir tilfredsstillende nøyaktighet på resultatene, da det tidligere er antatt at det var kun 325 kWh i forskjell mellom produksjonen per første driftsår og produksjonen per 18.10.13, noe som vil påvirke spesifikk produksjon og PR-verdi i liten grad.

Tabell 23: Nøkkeltall per vekselretter

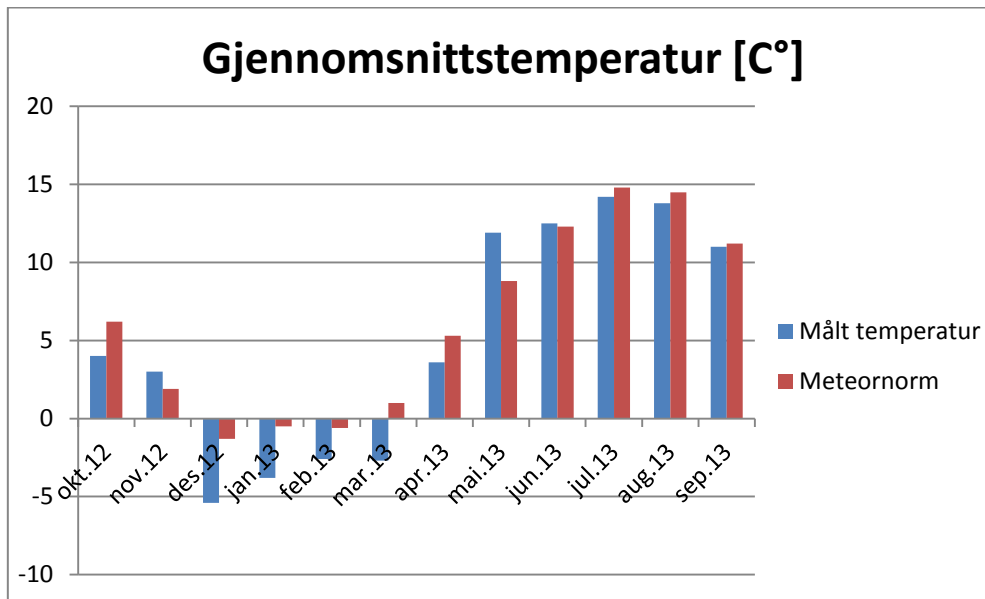
Veksel-retter	Strenger	Antall moduler	Produksjon per 18.10.13 [kWh]	Andel av total produksjon per 18.10.13 [%]	Spesifikk produksjon [kWh/år/kW _p]	PR [1]
1	1 og 2	2x14	2951	20,03	468,4	0,52
2	3 og 4	2x14	3298	22,39	523,5	0,58
3	5 og 6	2x14	3663	24,87	581,4	0,64
4	7 og 8	2x14	3877	26,32	615,4	0,68
5	9	2x14	941	6,39	464,7	0,51
Totalt	121	121	14 730	100	-	-

6.2 Måledata, foreløpige måneder i andre driftsår

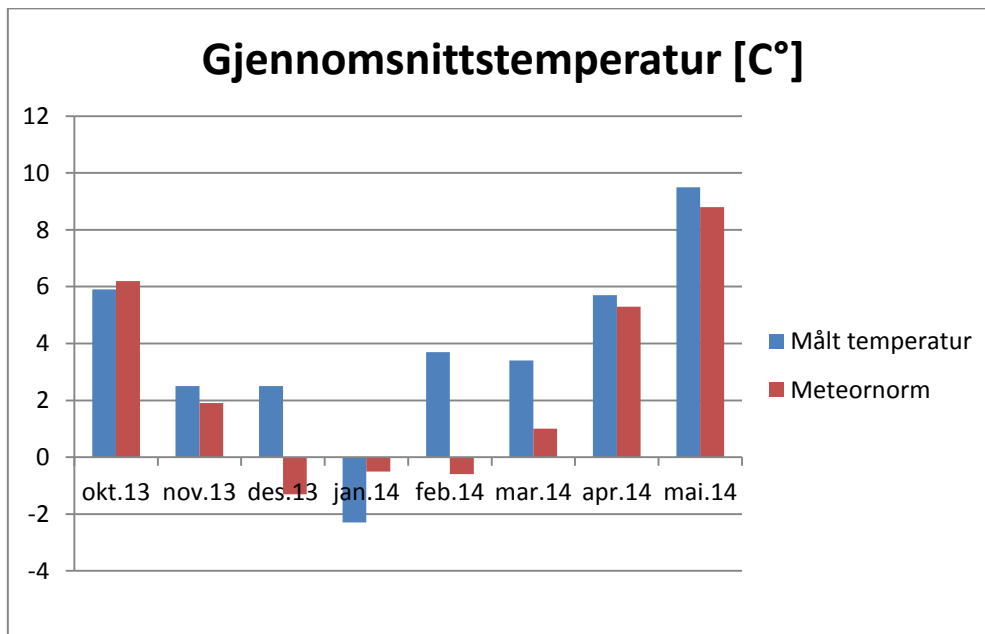
Tabell 24: Produksjonstall per vekselretter og totalt [kWh]

Veksel-retter	Strenger	Nov.13	Des.13	Jan.14	Feb.14	Mar.14	Apr.14	Mai.14	Totalt
1	1 og 2	10	-	4	31	106	322	409	882
2	3 og 4	17	1	12	46	158	356	416	1006
3	5 og 6	15	1	13	44	234	397	432	1136
4	7 og 8	14	1	7	46	293	392	419	1172
5	9	8	-	6	23	64	108	131	340
Totalt	121	64	3	42	190	855	1575	1807	4536

6.3 Målt temperatur og gjennomsnittsverdier fra Meteororm

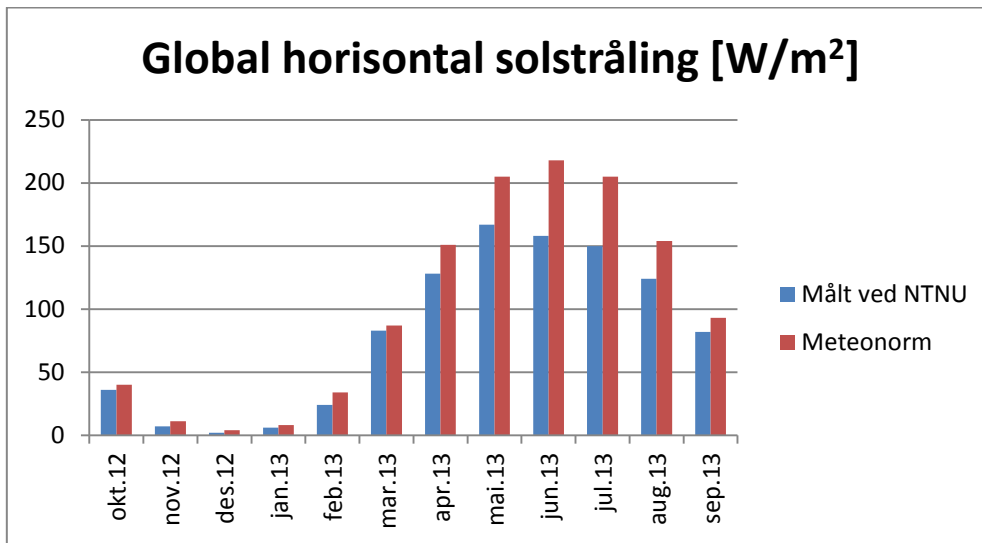


Figur 60: Målt temperatur første driftsår og gjennomsnittsverdier fra Meteororm

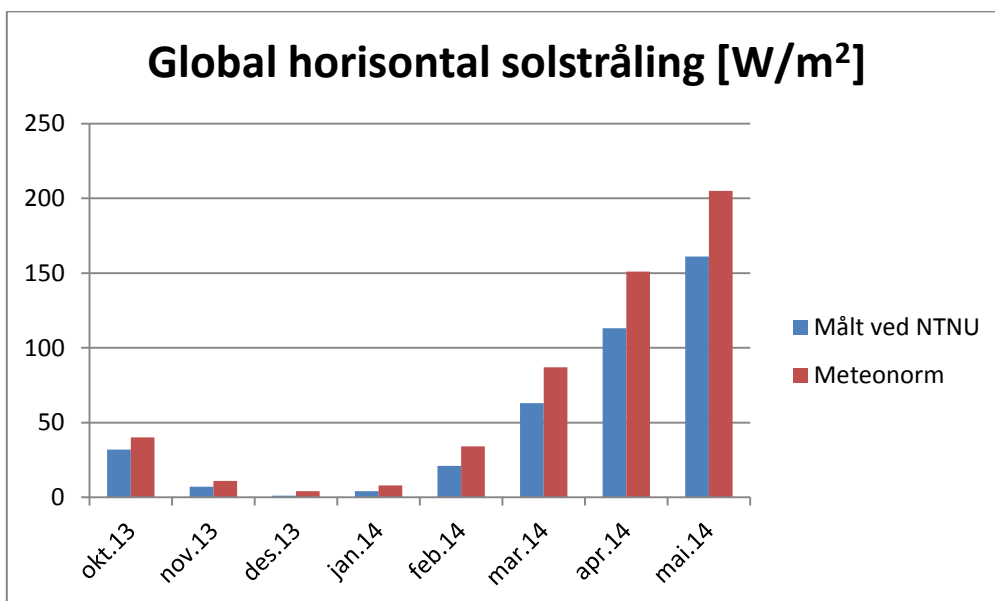


Figur 61: Målt temperatur andre driftsår og gjennomsnittsverdier fra Meteororm

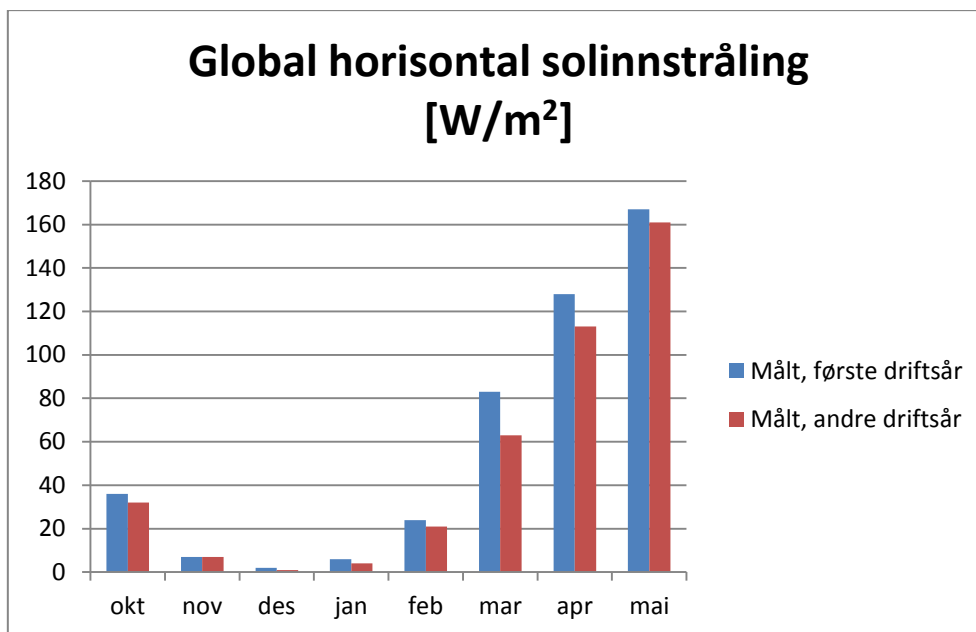
6.4 Målt solinnstråling og gjennomsnittsverdier fra Meteonorm



Figur 62: Målt solinnstråling første driftsår og gjennomsnittsverdier fra Meteonorm



Figur 63: Målt solinnstråling andre driftsår og gjennomsnittsverdier fra Meteonorm



Figur 64: Sammenligning av målt solinnstråling, første og andre driftsår

6.5 Måledata og skyggeovervåking

Figur 66 til og med Figur 73 viser skyggeleggingen av modulene ved ulike tidspunkt. Tall for effektproduksjonen i tilsvarende øyeblikk er lastet ned fra Sunny Webportal og registrert i Tabell 25. Modul-layouten for sørveggen er gjengitt i Figur 65. Bildene kan sammenlignes med layouten for å anslå graden av delvis skyggelegging på de ulike strengene.



Figur 65: Modul-layout, sørveggen



Figur 66: 4.april 2014, kl.09:00



Figur 67: 4.april 2014, kl.10:00



Figur 68: 4.april 2014, kl.11:00



Figur 69: 4.april 2014, kl.12:00



Figur 70: 4.april 2014, kl.13:00



Figur 71: 4.april 2014, kl.14:00



Figur 72: 4.april 2014, kl.15:00



Figur 73: 4.april 2014, kl.16:00

Tabell 25: Momentan effektproduksjon [kW]

Vekselretter	Strenger	Kl.09	Kl.10	Kl.11	Kl.12	Kl.13	Kl.14	Kl.15	Kl.16
1	1 og 2	0,07	0,07	1,19	0,93	0,17	0,19	0,23	2,03
2	3 og 4	0,13	0,67	1,67	3,94	3,99	2,40	2,25	3,11
3	5 og 6	0,17	0,10	2,22	4,20	4,58	4,55	4,21	3,49
4	7 og 8	1,03	0,91	2,89	3,97	4,30	4,27	3,96	3,32

6.6 Simuleringsresultater og produksjon, første driftsår

Her sammenlignes simuleringsresultatene for Lerkendalsanlegget uten hotell (Case 1) med produksjonsresultatene fra første driftsår (data fra Sunny Webportal).

Tabell 26: Resultater, første driftsår

Simulert produksjon [kWh]	Målt produksjon [kWh]	Avvik fra simulering [kWh]	Avvik fra simulering [%]
12 620	14 405	+ 1785	+ 14

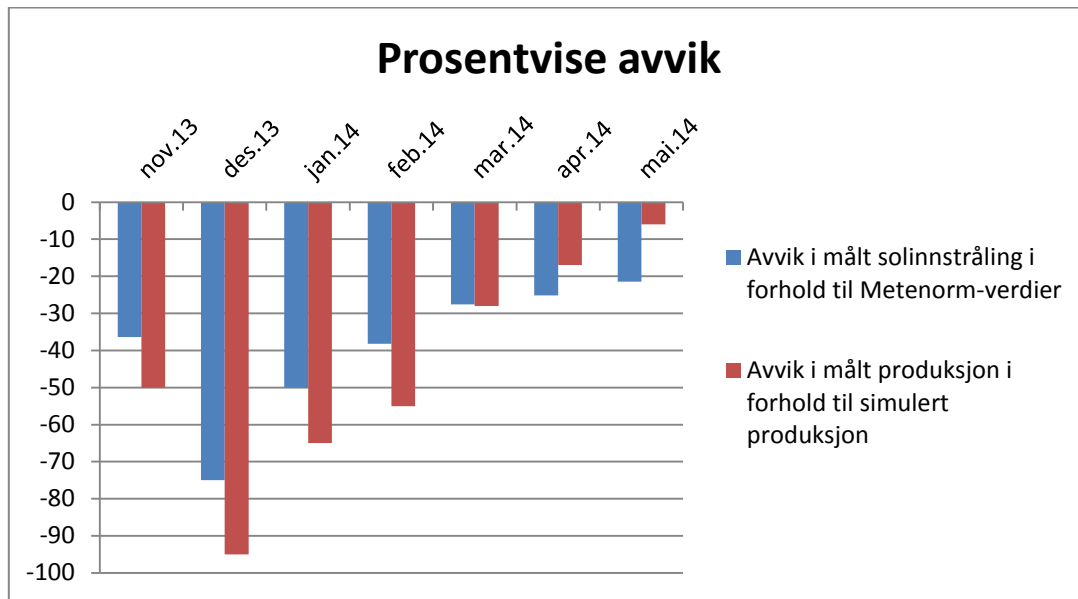
6.7 Simuleringsresultater og produksjon, andre driftsår

Her sammenlignes simuleringsresultatene for Lerkendalsanlegget (Base Case) med produksjonsresultatene for de måneder som har passert i anleggets andre driftsår (data fra Sunny Webportal).

Tabell 27: Resultater, andre driftsår

Måned	Simulert produksjon [kWh]	Målt produksjon [kWh]	Avvik fra simulering [kWh]	Avvik fra simulering [%]
November	129	64	-65	-50
Desember	61	3	-58	- 95
Januar	123	43	-80	- 65
Februar	425	191	-234	- 55
Mars	1203	855	-348	- 28
April	1889	1576	-313	- 17
Mai	1922	1807	-115	- 6

6.8 Avvik i målinger, i forhold til simuleringsverdier



Figur 74: Avviksdiagram

6.9 Resultater fra simuleringene gjennomført i PVsyst

Tabell 28: Gjentakelse av casenummer og navn

Case	Navn/forklaring
Base Case	Lerkendalsanlegget (dagens anlegg)
Case 1	Uten hotell
Case 2	Uten hotell og uten naboblokker
Case 3	Andre streng- og parallellkombinasjoner
Case 4	Maximum Power Point Tracking per streng
Case 5	Horisontale sub-moduler og MPPT per streng
Case 6	Solar Edge Power Optimizere
Case 7	Optimal fasadeplassering
Case 8	Flat takplassering
Case 9	Takplassering med modulhelning

I Tabell 29 og presenteres resultatparametere fra hvert simuleringcase. Det er i hovedsak disse parametrene som fører til forskjeller i årlig energiproduksjon mellom casene. Appendiks G beskriver hva de ulike parametrene tilsvarer og under hvilke forutsetninger de regnes ut. Det refereres her til forklaringer i Appendiks G gjennom nummereringene i parentesene i Tabell 29. Performance Ratio og Spesifikk produksjon er beregnet fra ligning 17) og 18) fra Appendiks G.

Tabell 29: Resultatparametere, del 1

Case	(1) Solinnstråling i modulenes plan [kWh/m ²]	(3) Tapt solinnstråling [%]	(7) Tap pga reell solstråling [%]	(8) Tap pga reell temperatur [%]
Base	898	32,8	6,1	0
1	898	30,9	5,9	0
2	898	1,1	4,0	1,2
3	898	32,8	6,1	0
4	898	32,8	6,1	0
5	898	32,8	6,1	0
6	898	32,8	6,0	0,1
7	898	11,4	4,5	0,8
8	885	5,7	4,9	0,6
9	1138	5,1	3,4	2,9

Tabell 30: Resultatparametere, del 2

Case	(10) Dynamiske misforhold-tap [%]	(14) Tap pga vekselretternes virkningsgrad [%]	Spesifikk produksjon [kWh/år/kW _p]	PR [1]	Produksjon [kWh/år]
Base	6,7	7,5	451	0,502	12 280
1	7,0	7,4	464	0,516	12 620
2	0	6,4	739	0,823	20 120
3	6,7	7,5	453	0,504	12 320
4	5,7	5,3	469	0,522	12 775
5	4,9	5,3	473	0,526	12 875
6	1,4	5,9	493	0,549	13 415
7	1,7	4,6	674	0,736	18 350
8	0,4	4,6	689	0,779	18 760
9	2,2	4,3	892	0,784	24 280

Tabell 31: Avvik i simulert årsproduksjon sammenlignet med Base Case

Case	Δ [%]
Case 1	+2,8
Case 2	+63,8
Case 3	+0,3
Case 4	+ 4,0
Case 5	+ 4,8
Case 6	+ 9,2
Case 7	+ 49,4
Case 8	+ 52,8
Case 9	+ 97,7

6.10 Økonomisk case 1

Investeringsstøtte [kr]	Netto Nåverdi [kr]
0	-42 130
10 000	-32 130
42 130	0

6.11 Økonomisk case 2

Investeringsstøtte [kr]	Garantert kWh-pris [kr/kWh]	Netto nåverdi [kr]
0	0	-52 825
0	1,185	0
10 000	0,996	0

Modellen for utregning av kontantstrømmer og nåverdier er vist i Appendiks D.

7 Diskusjon

7.1 Måledata og nøkkeltall, første driftsår

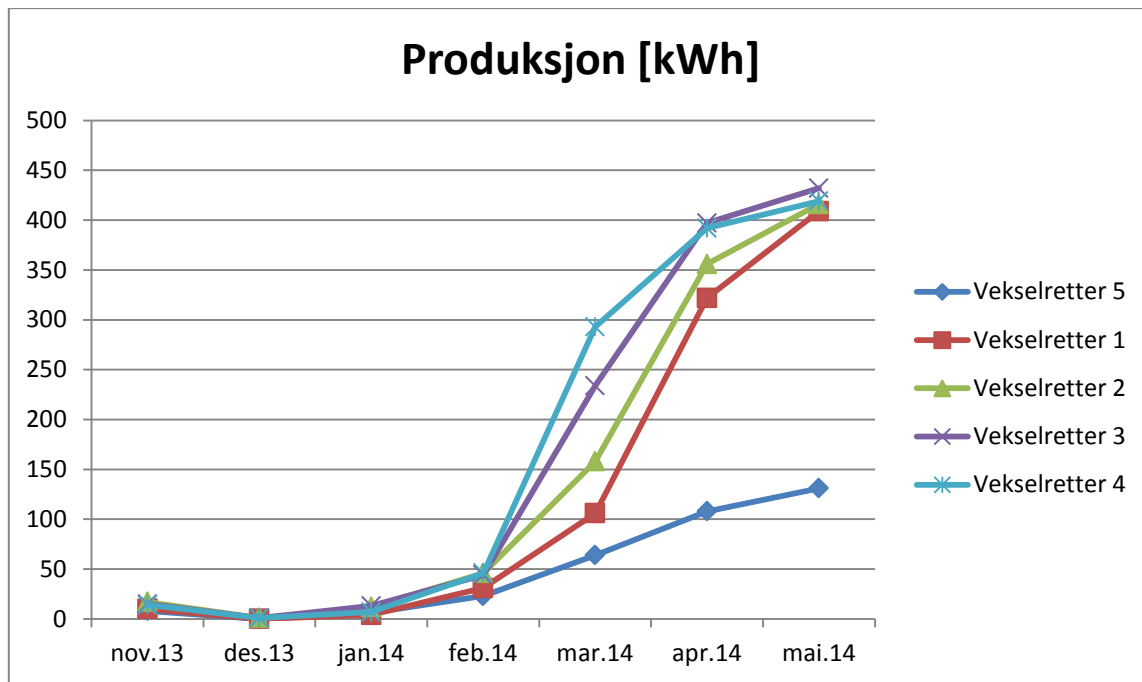
I løpet av første driftsår var elektrisk energiproduksjon fra anlegget på 14 405 kWh. Dette tilsvarte en spesifikk produksjon på om lag 530 kWh/kW_p og PR-verdi (Performance Ratio) lik 0,58. Manualen som følger med Sunny Webbox sier at energiproduksjonen måles kontinuerlig, men at måleresultatene allikevel kan avvike fra resultatene fra andre målere. Da det ikke finnes annen tilgjengelig måledata, kan ikke verdiene fra Webboxen sammenlignes med andre målinger og det antas videre at nøyaktigheten i måleresultatene fra Sunny Webbox er akseptabel.

Det er forventet at solcelleanlegg i Norge skal kunne operere med spesifikk produksjon i området 750-950 kWh/kW_p. Forventet spesifikk produksjon avhenger av solinnstrålingen og vil derfor være forskjellig for ulike lokasjoner. Avhengigheten av solinnstråling fører også til at moduler som ikke er optimalt vinklet mot sola vil operere med lavere spesifikk produksjon, og det er derfor ikke hensiktsmessig å sammenligne spesifikk produksjon fra dette anlegget med det nevnte forventningsintervallet.

Det er også forventet at PR-verdien for anlegg installert i Norge skal være over 0,8. PR-verdien er uavhengig av lokasjon og modulenes orientering. Helningsvinkelen på 90° vil derfor ikke begrense PR-verdien. PR-verdien på 0,58 viser at anlegget produserer mindre enn hva som kan forventes fra norske anlegg. En sammenligning av produksjonsresultatene per vekselretter viser at det er en tydelig sammenheng mellom effektiviteten til strengene og plasseringen på veggen. De mest effektive strengene er de som er plassert høyest på sørveggen. PR-verdien for disse var på 0,68 for det første driftsåret. Til sammenligning var PR-verdien for de nederste strengene på 0,52.

7.2 Måledata, foreløpige måneder i andre driftsår

Måledataene per vekselretter, for måneder som foreløpig har passert i det andre driftsåret, ble presentert i kapittel 6.2. Produksjonen i perioden november 2013 – februar 2014 utgjorde tilsammen 300 kWh, noe som omtrent er en neglisjerbar størrelse sammenlignet med de 4 200 kWh som ble produsert fra anlegget i perioden mars 2014 – mai 2014. Figur 75 illustrerer forskjellen mellom produksjonen i de ulike månedene.



Figur 75: Grafisk presentasjon av resultatene fra Tabell 24

Skyggesimuleringer i PVsyst viser at skyggelagt modulareal, over hele dagen, i perioden november til og med februar er betydelig. Sola står så lavt på himmelen at hele høyden av modularealet skyggelegges av nabobyggene. Det vil si at alle strengene, uavhengig av plasseringen på veggen, skyggelegges i tilnærmet lik grad. Solstrålene treffer deler av anlegget i en periode midt på dagen hvor de passerer mellom de to naboblokkene, i tillegg til sent på dagen da de har en vestlig innfallsvinkel. Tilsammen fører skyggeleggingen til lav produksjon, og liten forskjell i produksjonen per vekselretter, for solcelleanlegget i denne perioden.

I mars og april står sola høyere på himmelen, noe som fører til at den nederste delen av modularealet skyggelegges i større grad enn den øverste. Spesielt i mars har dette utslag på produksjonen per vekselretter. Produksjonen per vekselretter 4 var 293 kWh i mars mens tilsvarende per vekselretter 1 var 106 kWh. Figur 75 illustrerer hvordan det er sprik i produksjonen per vekselretter og at vekselretter 4, som forsynes av de øverste strengene på sørveggen, produserer mest.

I mai er det ingen skyggelegging av modulene, noe som fører til liten forskjell i produksjonen per vekselretter for de vekselretterne som forsynes av strengene på sørveggen. Produksjonen per vekselretter 5 er lavest gjennom hele observasjonsperioden, da denne forsynes av streng 9 med vestvendte moduler som har mindre solinnstråling.

Overvåkningsbildene viser at 28. april var den siste dagen i overvåkningsperioden der noen av modulene var delvis skyggelagt. Skyggesimuleringer i PVsyst viser at den delvise skyggeleggingen kan ventes å være tilbake rundt den 20. august.

Sammenligningen av produksjonen per vekselretter, spesielt for mars måned der forskjellene i solinnstråling er stor mellom de nederste og øverste strengene på sørveggen, viser hvordan skyggeleggingen er begrensende på den totale energiproduksjonen.

7.3 Målt temperatur og gjennomsnittsverdier fra Meteonorm

I første driftsår, for måneder der produksjonen antas å ha vært relativt høy, oppstod største temperaturavvik i mai måned. Målt gjennomsnittstemperatur var da omlag 4 °C høyere enn gjennomsnittsverdiene i Meteonorm. Fra presentasjonen av Solartek-modulene i kapittel 3.1, kommer det fram at P_{maks} forventes å synke med 0,43 % fra tilsvarende verdi ved standard testforhold, når celleteperaturen øker med én grad i forhold til celleteperaturen ved standard testforhold. Innsetting av modulenes NOTC-verdi i ligning 8) viser at virkelig celleteperatur i mai kan estimeres til å gjennomsnittlig være 5,85 °C høyere enn hva simuleringene i PVsyst vil basere seg på. P_{maks} for modulene anslås derfor til å være om lag 2,5 % lavere enn hva PVsyst vil anslå.

Det er usikkerhet knyttet til disse beregningene, da de her er basert på gjennomsnittlige månedstemperatur. I virkeligheten vil celleteperaturen endre seg kontinuerlig når omgivelsesforholdene endres. Det antas likevel at avviket mellom målt temperatur og verdier fra Meteonorm vil påvirke simuleringens resultatenes troverdighet i liten grad, da temperaturavviket foreløpig har vist seg å være lite.

7.4 Målt solinnstråling og gjennomsnittsverdier fra Meteonorm

Kortslutningsstrømmen for ei solcelle er tilnærmet proporsjonal med intensiteten i solinnstrålingen, som vist i I-V kurvene i Figur 37, som er et utklipp fra modulenes datablad. Den maksimale effektproduksjon er derfor sterkt avhengig av solinnstrålingen, selv om den ikke har proporsjonal avhengighet da åpen-krets-spenningen også faller noe med intensiteten. Dette illustreres også i virkningsgradskurven vist i Figur 15 i kapittel 2.2.10, for en typisk solcellemodul av monokrystallinsk silisium. Solartek-modulene, som er brukt i Lerkendalsanlegget, ligger ikke i PVsyst-databasen og det finnes ikke noen konkrete data på virkningsgradens avhengighet av solinnstråling for disse modulene.

En sammenligning av målt global solinnstråling i horisontalplanet ble presentert sammen med gjennomsnittsverdier fra Meteonorm i kapittel 6.4. Målingene er foretatt ved Realfagsbygget på NTNU. Kort avstand mellom Realfagsbygget og Lerkendalsanlegget gjør måledataene anvendelige i denne oppgaven.

Fra diagrammene i kapittel 6.4 er det tydelig at gjennomsnittlig intensitet per måned, gjennom hele anleggets driftsperiode, er målt til å være lavere enn tilsvarende verdier fra Meteonorm-filen som er brukt i PVsyst. Avvikene per måned har så langt vært større i det andre driftsåret, sammenlignet med det første. I perioden mars 2014 til mai 2014 var målt solinnstråling i området 20-30 % lavere enn Meteonorm-verdiene. I perioden med lav produksjon (november 2013 – februar 2014) var de prosentvise avvikene mellom målt solinnstråling og Meteonorm-verdier enda høyere. Dette er vist i Figur 74.

Det store avviket mellom Meteororm-verdiene og måleverdiene gjør det naturlig å stille spørsmål til måledataens troverdighet. Kontaktpersoner ved Institutt for fysikk, som er ansvarlige for målingene, anslår 1-2 % avvik fra virkelig solinnstråling. Dette gjelder for måleresultatene per minutt, som ble hentet inn og gjort om til gjennomsnittlige månedsverdier i denne oppgaven. Årlige variasjoner i solstrålingen bidrar til avvikene. I tillegg baserer Meteororm sine kalkulasjoner seg på de tre målestasjonene som ligger nærmest Trondheim. Alle disse tre ligger forholdsvis langt unna Trondheim, noe som kan gi unøyaktigheter i beregningene av solinnstrålingen. Det ville vært interessant å sammenligne måledataene presentert i denne oppgaven med tilsvarende data fra andre målestasjoner lokalisert i Trondheim, for å kunne si mer om troverdigheten i måledataene. Det har blitt søkt etter andre stasjoner, men ingen er funnet.

Dersom de presenterte resultatene er nøyaktige, vil avviket som er observert mellom målt solinnstråling og tilsvarende Meteororm-verdier bety at PVsyst sine beregninger, basert på målingene fra foreløpig driftstid, baserer seg på unaturlige høye verdier for solinnstråling når det gjøres simuleringer av anlegg lokalisert i Trondheim.

7.5 Måledata og skyggeovervåkning

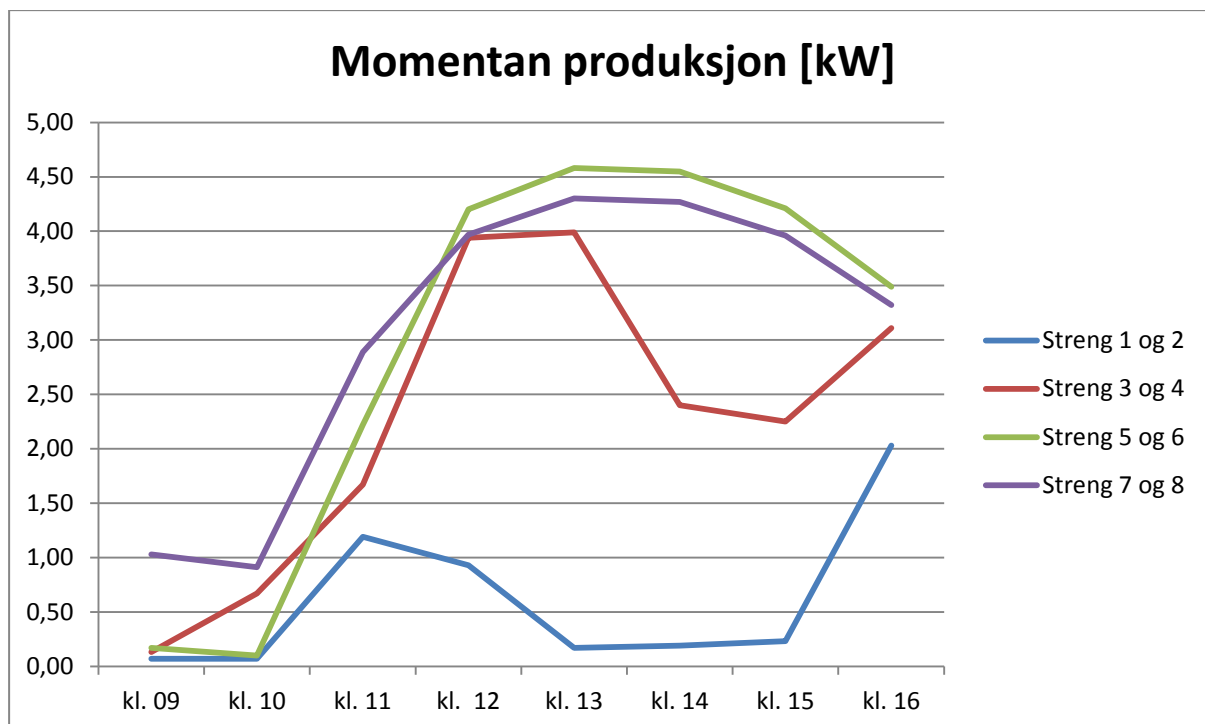
Måledata og overvåkningsbilder ble presentert i kapittel 6.5. Disse viste momentan produksjon og skyggeleggingen av modulene per hele time, for dagen 4. april 2014. Resultatene fra Tabell 25 er gjengitt i grafisk form i Figur 76.

Sammenligning av momentan produksjon og skyggelegging gir et grunnlag for å diskutere konsekvensene av skyggeleggingen. Noen hovedtrekk ved bildene/produksjonen vil her trekkes ut og kommenteres. Nøyaktigheten i disse sammenligningene avhenger av hvor presist Sunny Webbox kobler momentan produksjon til klokkeslett, noe som ikke er kjent og derfor skaper en usikkerhet i sammenligningene.

Produksjonen vil omtales som «antall kW produsert per parallellkobling/per vekselretter» og verdiene som nevnes tilsvarer da den effekten som leveres fra de enkelte vekselretterne til bygget. Når en streng omtales som «fullstendig skyggelagt», fremkommer det av bildene at ingen direkte solstråling treffer modulene. Modulene vil allikevel alltid motta noe diffus og reflektert solstråling.

Tabell 32: Fordeling av strenger på vekselrettere

Vekselretter	Solcellestrenger
1	1 og 2
2	3 og 4
3	5 og 6
4	7 og 8



Figur 76: Grafisk presentasjon av resultatene fra Tabell 25

4. april 2014 kl. 09 - Figur 66

Parallellkoblingen av streng 7 og 8 er den eneste av parallellkoblingene som ikke skyggelegges og den momentane produksjonen fra disse er på 1 kW. Streng 4 er heller ikke skyggelagt, men denne er parallellkoblet med streng 3 som er fullstendig skyggelagt. Dette resulterer i en tilnærmet neglisjerbar produksjon fra streng 3 og 4 til sammen.

4. april 2014 kl. 10 - Figur 67

Situasjonen til streng 3 og 4 er den samme, allikevel har produksjonen fra denne parallellkoblingen økt fra 0,1 til 0,7 kW. Trolig skyldes dette at solas innfallsvinkel er bedre da sola nå befinner seg nærmere sør. Det at parallellkoblingen av streng 3 og 4 fører til effektproduksjon selv om streng 3 er fullstendig skyggelagt, kommer sannsynligvis av den diffuse solinnstrålingen. Som sett i kapittel 2.5.1, trenger ikke solinnstrålingen være sterk for at spenningen holdes oppe. Dermed kan også streng 4, som må operere med samme terminalspenning som streng 3, operere med en forholdsvis høy spenning. For streng 4 er også solinnstrålingen sterkere, slik at strømmen gjennom, og effektproduksjonen fra denne strengen, er høyere enn for streng 3.

4. april 2014 kl. 11 - Figur 68

Alle vekselretterne leverer nå høy effekt sammenlignet med tidligere tidspunkt denne dagen. Dette kommer av at solas innfallsvinkel er bedre enn i foregående tidspunkt og skyggeleggingen er nå konsentrert til streng 1 og 2. Produksjonen per vekselretter 1 er derfor lavest og tilsvarer nå 1,2 kW. Det er en relativt stor forskjell i produksjonen mellom

vekselretter 2 og 4, som er på henholdsvis 1,67 kW og 2,89 kW, selv om ingen av de tilknyttede strengene er skyggelagt. Produksjonsforskjellen kan være forårsaket av at det er forskjell i diffus og reflektert solinnstråling for strengene som har ulik plassering på veggen.

4. april 2014 kl. 12 - Figur 69

Solas innfallsvinkel er enda bedre og produksjonen per veksleretter 3 er nå på 4,2 kW, som er høyeste måling per veksleretter så langt denne dagen. Produksjonen per veksleretter 3 er marginalt høyere enn produksjonen per veksleretter 2 og 4. Dette kan være forårsaket av mindre statiske misforhold mellom de elektriske karakteristikkene til modulene i streng 5 og 6, som forsyner veksleretter 3, eller så kan omgivelsesforholdene være bedre, ved at modulene mottar mer diffus solinnstråling eller er mindre skitne enn modulene i de andre strengene.

4. april 2014 kl. 13 - Figur 70

Skyggeleggingen av streng 1 og 2 er fortsatt betydelig. Kl. 13 er produksjonen fra disse strengene nesten neglisjerbar igjen, etter å ha ligget på rundt 1 kW de to foregående klokkeslettene. I streng 1 er alle modulene helt eller delvis skyggelagt. De som kun er delvis skyggelagt har horisontal skyggelegging. Når produksjonen er så lav som den er i dette øyeblikket, kan dette tyde på at inndelingen i sub-moduler er vertikal, slik som tidligere antatt, noe som fører til at alle sub-moduler er delvis skyggelagt og strømmen gjennom hvert enkelt er begrenset til kortslutningsstrømmen til de skyggelagte solcellene i hver enkelt sub-modul. Streng 2 har noen moduler som ikke er skyggelagt, allikevel er produksjonen fra streng 1 og 2 til sammen neglisjerbar.

Dagens maksimale effektproduksjon per veksleretter inntreffer ved dette tidspunktet – streng 5 og 6 leverer til sammen 4,6 kW. Installert effekt per veksleretter er til sammenligning på 6,3 kW_p ved standard testforhold og modulene i denne parallellkoblingen opererer da ved 73 % av installert effekt. At maksimal effektproduksjon inntreffer nå tyder på at solas innfallsvinkel er best kl. 13, eller i et tidspunkt som er nærmere kl. 13 enn kl. 14. Streng 3 og 4 leverer 4 kW, noe som tyder på at disse mottar mindre diffus solinnstråling enn modulene i streng 5 og 6. Dette kan i så fall forklares med at modulene som er plassert høyere opp «ser» en større del av himmelen, og dermed mottar mer av den diffuse solstrålingen som antas å være isotropisk.

4. april 2014 kl. 14 - Figur 71

Veksleretter 2, som forsynes av streng 3 og 4, produserer nå 2,4 kW. Til sammenligning var produksjonen fra denne veksleretteren lik 4 kW én time tidligere. De andre veksleretterne leverer tilnærmet det samme som kl. 13.

Ved å sammenligne modul-layouten med bildene tatt kl. 13 og kl. 14 er det tydelig at langt flere av modulene i streng 3 er delvis skyggelagt nå kl. 14. Alle modulene i nederste rad er

delvis skyggelagt, og den horisontale skyggeleggingen fører til at alle sub-moduler i disse modulene er delvis skyggelagt. Disse sub-modulene vil da trolig bypasses for å sørge for at de resterende modulene i streng 3 kan operere ved en høyere strøm, på bekostning av at terminalspenningen blir lavere. Bypassingen av moduler fører til at streng 4 også må operere ved en lavere spenning. Resultatet er at strengene produserer 2,4 kW til sammen.

Økningen i antall delvis skyggelagte moduler i streng 3, sammenlignet med tilfellet én time tidligere, og medfølgende reduksjon i momentan produksjon viser hvor uheldig skyggelegging er for produksjonen.

4. april 2014 kl. 15 - Figur 72

Streng 3 har nå færre moduler som er delvis skyggelagt. Allikevel er produksjonen fra streng 3 og 4 lavere enn kl. 14. Dette kan kanskje forklares med at solas innfallsvinkel fører til at mindre solinnstråling treffer modulene, da sola nå står lenger vest på himmelen. Modulene vender 9 grader mot øst og global solinnstråling i modulenes plan vil være høyere kl. 12, 13 og 14.

4. april 2014 kl. 16 - Figur 73

For første observerte tidspunkt i løpet av dagen er nå ingen av modulene i anlegget utsatt for delvis skyggelegging. Produksjonen fra streng 1 og 2 har nå steget til 2 kW, som er betraktelig høyere enn for alle tidligere tidspunkt. De andre strengene produserer derimot relativt mye mer enn streng 1 og 2. Dette kan komme av at den diffuse solinnstrålingen er høyere for modulene plassert høyere på veggen. Solas innfallsvinkel fører til at produksjonen i strenger uten skyggelegging var høyere tidligere på dagen.

7.6 Simuleringsresultater og produksjon, første driftsår

Gjennom simuleringene ble det funnet at forventet produksjon fra Lerkendalsanlegget var 12 620 kWh for første driftsår. Virkelig produksjon var 14 405 kWh, et resultat som er 14 % høyere enn simuleringsresultatet.

Det antas at simuleringsmodellen er god når det kommer til modellering av selve solcelleanlegget og omgivelsene. Anlegget er modellert med moduler, vekselrettere og de elektriske koblingene fra det faktiske anlegget. En sammenligning av overvåkningsbilder fra april måned og skyggesimuleringer i PVsyst, vist i Appendiks F, viser at skyggeleggingen av modulene er modellert med god nøyaktighet.

Simuleringene ble utført med hensyn på modul-layout som per i dag skal være den mest nøyaktige metoden for å tilnærme seg de dynamiske misforholdtapene. Dette er gyldig når PVsyst brukes som simuleringsverktøy. Andre verktøy er ikke testet i forbindelse med denne oppgaven. Det er ikke kjent hvorvidt simuleringsresultater fra PVsyst korresponderer med virkeligheten, men av tilgjengelige verktøy virker PVsyst å være høyt akseptert innen både

forskning, undervisning og industri. Det er allikevel vanskelig å vite hvor store avvik det er å forvente mellom simuleringer i PVsyst og virkelig produksjon fra ulike solcelleanlegg.

Den globale solinnstrålingen i horisontalplanet i Trondheim er målt til å ha lavere intensitet enn korresponderende gjennomsnittsverdier brukt i simuleringene, gjennom alle måneder i det første driftsåret, som vist i Figur 62. Dette betyr at også solinnstrålingen i modulenes plan er av svakere intensitet enn verdiene brukt i simuleringene. Allikevel var faktisk energiproduksjon fra anlegget 14 % høyere enn simuleringsresultatene. Dessverre finnes det ingen informasjon om distribuert produksjon over året, noe som gjør det vanskelig å analysere faktisk produksjon første driftsår i forhold til simuleringsresultatene.

7.7 Simuleringsresultater og produksjon, andre driftsår

Når andre driftsår kom var hotellet ferdigbygd, og dette ble inkludert i simuleringsmodellen. Simulert produksjon var nå 12 280 kWh/år.

I den perioden av andre driftsår som foreløpig har passert (noe som utgjør perioden november 2013 – mai 2014) har målt produksjon per måned vært i området 6-95 % lavere enn simulert produksjon. Avviket mellom simuleringsresultater og faktisk produksjon har vært størst i perioden november 2013 – februar 2014, hvor det var få soltimer og skyggeleggingen av modulene var betydelig. I mars 2014 og april 2014 var avvikene på 20-30 %. I mai var målt produksjon kun 6 % lavere enn simulert produksjon. Disse avvikene er vist i Figur 74, sammen med avvikene i målt solinnstråling i forhold til tilsvarende Meteorologiske verdier som er brukt i simuleringene.

Avvikene mellom målt solinnstråling og Meteorologiske verdier er ikke direkte sammenlignbare med avvikene mellom målt produksjon og simulert produksjon, fordi solcellemodulenes virkningsgrad vil variere med intensiteten i solinnstrålingen og celletemperaturen. Variasjonen i virkningsgraden antas likevel å være så liten at den vil ha lite å si for produksjonen. Derfor er de nevnte sammenligningene gjort i Figur 74.

I Figur 74 er det tydelig at de nevnte avvikene viser samme tendens. Begge typer avvik er størst i desember og minst i mai. En tolkning av størrelsesforholdene vist i grafene, kan være at PVsyst overvurderer produksjonen i de månedene der det er få soltimer og betydelig skyggelegging av modulene (november 2013 – mars 2014) mens i måneder der skyggeleggingen er liten eller ikke-eksisterende og intensiteten i solinnstrålingen er høyere (april 2014 – mai 2015) har PVsyst undervurdert produksjonen. Dersom denne tendensen fortsetter gjennom de siste månedene i det andre driftsåret, kan det hende at den faktiske produksjonen for året totalt blir tilnærmet lik eller høyere enn simuleringsresultatene, selv om produksjonen så langt har vært lavere enn simuleringsresultatene.

Det er nødvendig å overvåke produksjonen og solinnstrålingen over tid, for å si noe sikkert om hvor nøyaktig PVsyst simulerer produksjonen. I en slik overvåkning vil det være hensiktsmessig å basere seg på flere måleresultater, for eksempel ved å sammenligne målt solinnstråling fra flere kilder.

7.8 Resultater fra alle simuleringer gjennomført i PVsyst

Resultatparametere fra alle simuleringene ble presentert i kapittel 6.9. Tapene oppgis i prosent, og de må til enhver tid forstås som et prosentvis tap av «gjenværende energi i systemet». Dette betyr at de prosentvise tapene ikke kan legges sammen direkte for å finne totale tap eller virkningsgrad for hele systemet. Dette ble forklart i forbindelse med presentasjonen av tapsdiagrammet i kapittel 5.5.10.

Noen av hovedtrekkene ved resultatene fra hvert simuleringsscase diskuteres her. De resultatene som ble presentert i kapittel 6.9 er de parametrene som viste forskjellige verdier i de ulike simuleringsscasene, og derfor er disse parametrene som fører til ulike verdier i simulert produksjon.

7.8.1 Base Case

Det største tapet i potensiell produksjon er forårsaket av skyggeleggingen som reduserer den globale solinnstrålingen i modulenes plan. I simuleringen av dagens anlegg utgjør dette tapet 32,8 %. Reduksjonen i solinnstrålingen, sett i forhold til nivået ved standard testforhold, fører også til et tap i potensiell produksjon på 6,1 % på grunn av solcellenes virkningsgrad ved lavere intensitet i solinnstrålingen. Det er ikke registrert noe tap eller gevinst i produksjonen på grunn av virkningsgraden ved reell temperatur. Dette betyr at det ikke er noe signifikant avvik mellom forventet celleteperatur og celleteperaturen ved standard testforhold, i dette simuleringsscaset.

De dynamiske misforholdtapene, forårsaket av ulik solinnstråling på serie- og parallellkoblede moduler, utgjør 6,7 %. Det er kun tapet i solinnstrålingen, og tapet i spenningsomformingen i vekselretterne, som er mer betydelig i sin prosentvise størrelse. I motsetning til tapet i solinnstråling, er tapet på grunn av dynamiske misforhold mulig å redusere, dersom et anlegg designes hensiktsmessig med tanke på forventet skyggelegging fra omgivelsene. Noen av simuleringsscasene i denne oppgaven er utført nettopp med tanke på dette.

Virkningsgraden til vekselretterne under operasjon gir et tap på 7,5 %. Sammenligning av dette tapet med vekselretternes virkningsgradkurve (Figur 41), indikerer at vekselretterne ofte opererer ved lav utgangseffekt. Dette kommer av at vekselretterne er dimensjonert med tanke på maksimal effekt, samtidig som at den kontinuerlige variasjonen i solinnstråling fører til at vekselretterne ofte opererer med relativt lav utgangseffekt. Vekselretterne er likevel dimensjonert hensiktsmessig, med tanke på den effektproduksjonen som inntreffer i perioder med høy produksjon.

7.8.2 Case 1 – Uten hotell

Uten hotellet er tapene i solinnstrålingen redusert til 30,9 %. De andre resultatparametrene viser liten forskjell fra Base Case. Totalt førte fjerningen av hotellet til en økning i årlig produksjon på 2,7 % sammenlignet med Base Case.

7.8.3 Case 2 – Uten hotell og uten naboblokker

En simuleringsmodell uten hotell og uten naboblokker fører til en situasjon der ingen deler av omgivelsene kaster skygge på modulene. Tapet i solinnstråling er drastisk redusert i forhold til Base Case – fra 32,8 % til 1,1 %. At et lite tap fremdeles inntreffer i følge tapsdiagrammet, kan forstås av PVsyst sin måte å behandle dette tapet på – i perioder der sørveggen mottar solinnstråling, mens solas posisjon på himmelen fører til at ingen direkte solstråling når fram til modulene på vestveggen, vil PVsyst kalkulere med at vestveggen er skyggelagt.

Økningen i solinnstråling fører til økt virkningsgrad på solcellene, sammenlignet med Base Case. Tap på grunn av reell solinnstråling er redusert fra 6,1 % til 4,0 %. Økningen i solinnstrålingen fører også til økt celleteperatur. Tapene på grunn av reell temperatur, som i Base Case utgjorde null, har nå økt til 1,2 %. Disse endringene er relativt små og påvirker resultatene i hver sin retning, noe som fører til at de har liten innvirkning på de endelige produksjonsresultatene. Disse tapsfaktorene vil derfor ikke diskuteres videre i andre case.

Siden delvis skyggelegging av modulene nå er unngått, er det ingen dynamiske misforholdtap i systemet. I Base Case utgjorde disse tapene 6,7 %, noe som betyr at å fjerne de dynamiske misforholdtapene vil ha en betydelig innvirkning på den totale produksjonen.

På grunn av høyere solinnstråling er gjennomsnittlig utgangseffekt fra vekselretterne noe høyere, sammenlignet med Base Case. Dette fører til at tapet på grunn av vekselretternes virkningsgrad er redusert til 6,4 %.

Det endelige resultatet viser at forventet energiproduksjon, dersom hotellet og naboblokkene ikke hadde eksistert, ville vært 63,8 % høyere sammenlignet med Base Case. Økningen i årlig produksjon er hovedsakelig forårsaket av at solinnstrålingen i modulenes plan er betydelig høyere, i tillegg til at de dynamiske misforholdtapene er ikke-eksisterende.

7.8.4 Case 3 – Andre streng- og parallellkombinasjoner

I dette caset ble det eksperimentert med de elektriske konfigurasjonene. Resultatene viste at maksimal økning i årlig produksjon var neglisjerbar sammenlignet med dagens produksjon, noe som betyr at streng- og parallellkombinasjoner i dagens anlegg er hensiktsmessig valgt.

Det kan derimot diskuteres om dagens systemdesign, som inkluderer parallellkoblinger og seriekoblinger av moduler som utsettes for delvis skyggelegging, er en hensiktsmessig løsning. Andre simuleringscaser tar for seg denne problemstillingen.

7.8.5 Case 4 - Maximum Power Point Tracking per streng

Ved å innføre MPPT per streng, reduseres de dynamiske misforholdtapene med 1 % sammenlignet med Base Case. Dette kommer av at alle strenger kan operere ved individuelle terminalspenninger når parallellkoblingene er unngått.

Den andre forskjellen mellom simuleringsresultatene og resultatene fra Base Case, er at tapene på grunn av vekselretternes virkningsgrad er redusert fra 7,5 % til 5,3 %, noe som er en direkte følge av at vekselretterne brukt i dette caset opererer ved høyere virkningsgrad enn de gamle, over et større intervall av mulig utgangseffekt.

Reduserte dynamiske misforholdtap og høyere virkningsgrad i spenningsomformingen fører til en økning i årlig produksjon på 4 % sammenlignet med Base Case.

7.8.6 Case 5 - Horisontale sub-moduler og MPPT per streng

I dette caset ble vekselretterne fra Case 4 brukt, noe som fører til at tapene i spenningsomformingen tilsvarer 5,3 % som i Case 4.

Bruk av streng-vekselretterne førte til dynamiske misforholdtap på 5,7 %, mot de 6,7 % som var resultatet i Base Case. I dette caset ble inndelingen i sub-moduler endret fra vertikal til horisontal, noe som førte til en ytterligere reduksjon i de dynamiske misforholdtapene, som nå utgjør 4,9 %.

Endelig resultat i dette caset er en økning i årlig produksjon på 4,8 % sammenlignet med Base Case, noe som er forårsaket av reduserte tap i spenningsomformingen og mindre dynamiske misforholdtap.

7.8.7 Case 6 - Solar Edge Power Optimizere

Power Optimizere fører til at hver enkelt modul opererer ved sitt individuelle MPP, og de dynamiske misforholdtapene som var på 6,7 % i Base Case er nå redusert til 1,4 %. Dette lille, men fortsatt eksisterende tapet kan forstås som dynamiske misforholdtap internt i modulene, som oppstår fordi alle de tre sub-modulene inne i en modul må operere ved samme strøm med mindre noen av sub-modulene bypasses. Én skyggelagt solcelle i modulen, vil for eksempel før til bypassing av hele sub-modulen, for å sørge for at de to andre sub-modulene kan operere ved full strøm.

Også i dette tilfellet er tapene forbundet med spenningsomformingen lavere enn i Base Case. Dette til tross for at tapene i hver enkelt Power Optimizer skal være inkludert i punkt (14) fra tapsdiagrammet, som representerer tapene i vekselretterne. Power Optimizernes virkningsgrad er derimot, i følge produsentene, meget god. I tillegg opererer Solar Edge vekselretterne ved en fastsatt inngangsspenning, og dermed alltid ved spenningsnivået som gir optimal spenningsomforming. Til sammen fører dette til at tapet i spenningsomformingen, som var på 7,5 % i Base Case, nå er redusert til 5,9 %.

Endelig resultat for simuleringscasen med Power Optimizere er en økning i årlig produksjon på 9,2 % sammenlignet med Base Case, noe som hovedsakelig er forårsaket av reduksjonen i dynamiske misforholdtap.

7.8.8 Case 7 - Optimal fasadeplassering

Når modulene installeres i områdene som viste seg å være de optimale for byggets fasade, ble tapet i solinnstråling redusert til 11,4 %. Dette er fordi modulene her er plassert høyere

på veggen, sammenlignet med Base Case, noe som fører til at skyggeleggingen fra naboblokkene og hotellet er mindre betydelig.

Graden av delvis skyggelegging er også mindre betydelig når modulene er flyttet opp til taket. Dette reduserer de dynamiske misforholdtapene fra 6,7 % til 1,7 %.

I dette caset er det, som i Case 4 og Case 5, brukt en nyere vekselretter fra SMA som fører til mindre tap i spenningsomformingen. I dette tilfellet er tapet på grunn av vekselretternes virkningsgrad på 4,6 %, noe som er lavere enn for samtlige case diskutert så langt. Den positive forskjellen skyldes at intensiteten i solinnstrålingen nå er høyere, noe som fører til at gjennomsnittlig utgangseffekt, og dermed virkningsgrad i operasjonen, også er høyere.

Til sammen fører disse effektene til at årlig energiproduksjon ved en optimal fasadeinstallasjon er simulert til å være 49 % høyere enn i Base Case.

7.8.9 Case 8 – Flat takplassering

Når modulene installeres flatt på taket er solinnstrålingen noe lavere sammenlignet med Base Case. Forskjellen er allikevel så liten at den har neglisjerbar innvirkning på produksjonen.

Tapt solinnstråling er redusert fra 32,8 % til 5,7 % sammenlignet med Base Case, da modulene nå er installert så høyt som mulig og skyggeleggingen fra nabobyggene er mindre betydelig. Av samme grunn er de dynamiske misforholdtapene redusert fra 6,7 % til 0,4 %.

Streng-vekselretterne fra Case 4 er beholdt, slik at MPPT utføres på streng-nivå, og tapene i spenningsomformingen er redusert fra 7,5 % til 4,6 %.

Endelig resultat fra en flat takplassering, når de optimale områdene på taket er brukt, er en simulert økning i årlig produksjon på 52,8 % sammenlignet med Base Case. Dette er hovedsakelig forårsaket av den økte solinnstrålingen og reduksjonen i dynamiske misforholdtap.

7.8.10 Case 9 – Takplassering med helningsvinkel

I dette caset er modulene plassert i samme områder som i Case 8. Nå er de også installert med optimal vinkel, noe som ble funnet til å være en helningsvinkel på 37 ° i dette tilfellet. Økningen i global solinnstråling i modulenes plan er på 27 % sammenlignet med Base Case, noe som vil ha en betydelig innvirkning på produksjonen fra anlegget.

Tapt solinnstråling er redusert fra 32,8 % i Base Case til 5,2 %.

De dynamiske misforholdtapene er redusert fra 6,7 % til 2,2 %. Dette betyr at disse tapene er høyere enn i Case 8, der modulene var installert flatt på taket, noe som kommer av at modulene som er installert i rader på taket kaster skygge på hverandre i perioder der sola står lavt på himmelen. Lengre avstand mellom modulene ville redusert den delvise

skyggeleggingen, men da måtte en større del av takarealet vært benyttet for å få plass til alle modulene.

Vekselretterne fra Case 4 er brukt, noe som fører til at tapene i spenningsomformingen er redusert fra 7,5 % i Base Case til 4,3 %. Den økte solinnstrålingen i modulenes plan fører til at vekselretterne nå opererer med høyere virkningsgrad enn i alle de andre casene.

Økningen i simulert produksjon i dette tilfellet, sammenlignet med Base Case, utgjør 97,7 %. Den økte solinnstrålingen i modulenes plan er den viktigste årsaken til den positive økningen. Mindre skyggelegging og reduserte misforholdtap er andre avgjørende faktorer.

7.8.11 Spesifikk produksjon og PR-verdi i simuleringsresultatene

Det er nevnt i definisjonene i Appendiks A at solcelleanlegg installert i Norge er forventet å operere med spesifikk produksjon mellom 750-950 kWh/kW_p og Performance Ratio over 0,8. Det kalde klimaet i Norge har positiv innvirkning på solcellenes effektivitet og gir en høy PR-verdi. Likevel produserer anlegg i Norge mindre energi per installert effekt, sammenlignet med anlegg i sydligere strøk. Dette er forårsaket av nivået på solinnstrålingen, og gjør seg gjeldene i forventningsverdien for spesifikk produksjon, som for eksempel for Tyskland er mellom 850-1050 kWh/kW_p avhengig av lokasjonen [62].

Som sett av Tabell 30, oppfyller ingen av de simulerte resultatene forventningsverdiene til både spesifikk produksjon og PR-verdi som gjelder for anlegg i Norge.

Forventningsverdien for spesifikk produksjon er utformet for anlegg som har moduler med optimal helningsvinkel i forhold til sola, noe som kun er tilfellet i Case 9 av simuleringene utført i denne oppgaven. Dette forklarer hvorfor det kun er Case 9 som har spesifikk produksjon over 750 kWh/kW_p.

Når modulene er installert med en modulhelning som er forskjellig fra optimal vinkel er det mer hensiktsmessig å diskutere PR-verdiene for de ulike simuleringene, da denne faktoren er uavhengig av modulenes orientering og solinnstråling. Som sett av Tabell 30 er det kun Case 2, som tilsvarte dagens solcelleanlegg uten hotell og uten naboblokker, som har PR-verdi over 0,8. Dette kan forklares med at det er kun i dette caset at modulene ikke er utsatt for delvis skyggelegging. I de takinstallerte anleggene er PR-verdien om lag 0,78 for både flat installasjon og modulen med optimal modulvinkling. I disse tilfellene var tapt solinnstråling på grunn av omgivelsenes skyggekastning mellom 5-6 % og de dynamiske misforholdtapene var på henholdsvis 0,4 % og 2,2 %. Disse to effektene, forårsaket av hotellet og naboblokkene, fører til at PR-verdien ligger tett opp mot, men ikke over, forventningsverdien på 0,8.

7.8.12 Mulighet for implementasjon av ulike løsninger

Når det ikke var mulig å installere modulene på taket med helningsvinkel viser simuleringsresultatene fra denne oppgaven at den beste av de mulige alternativene som er undersøkt, med tanke på å maksimere energiproduksjonen, ville vært en takløsning med

horisontal installasjon av modulene. Simulert produksjon var i dette tilfellet 52,8 % høyere enn i simuleringen av dagens anlegg. En tilnærmet like god løsning er en fasadeinstallasjon der modulene er plassert i området med best solinnstråling. Dette ga en økning på 48,4 % i årlig produksjon. Noe av økningen var i disse tilfellene forårsaket av bruk av en nyere type vekselrettere med MPPT per streng. Denne positive virkningen var derimot minimal sammenlignet med gevinsten av økt solinnstråling. En flat takinstallasjon eller en fasadeløsning med moduler plassert høyere på veggen ville trolig ikke medført noen økte kostnader sammenlignet med dagens løsning.

Dersom en antar at dagens modulplassering var den eneste mulige, er moduler som danner strenger hensiktsmessig valgt. Med tanke på de dynamiske misforholdtapene ville det derimot vært hensiktsmessig å unngå parallellkoblingene. En slik løsning ville trolig heller ikke medført noen økt investeringskostnad sammenlignet med dagens løsning. Det er derimot ukjent om vekselrettere med MPPT per streng var en standard løsning da Lerkendalsanlegget ble prosjektert. Et alternativ kunne da vært å installere flere vekselrettere med lavere merkeeffekt og kun koble én streng til hver vekselretter. Simulert økning i produksjonen er 4 % sammenlignet med dagens løsning. Ved i tillegg å bruke en horisontal inndeling av sub-moduler var økningen i årlig produksjon på 4,8 %. En slik løsning kunne derimot ført til merkostnader, dersom det er slik at vertikal inndeling er standardløsning for solcellemoduler.

Det beste av de undersøkte alternativene, med bruk av dagens modulplassering, ville vært å implementere Power Optimizere. Dette ga en simulert økning i årlig produksjon på 9,2 %, sammenlignet med dagens anlegg. Da Power Optimizere virker å være en ny teknologi, er det sannsynlig at investeringskostnadene forbundet med en slik løsning ville vært høyere. Den økte produksjonen kan derimot på sikt føre til bedre økonomi i anlegget. Det har blitt forsøkt å innhente prisinformasjon i forbindelse med denne oppgaven, uten hell.

7.9 Økonomiske analyser

7.9.1 Økonomisk case 1

I tilfellet basert på dagens betingelser, der det ikke eksisterer noen støttetiltak som motiverer til å investere i solcelleanlegg, ble det funnet at netto nåverdi for privatpersonens investering var -42 130 kr med en analyseperiode på 25 år. Dette gjaldt når privatpersonen kunne bruke all egenprodusert energi i huset.

Nødvendige investeringsstøtte for at investeringen skal bli lønnsom for privatpersonen er da 42 130 kr, noe som utgjør 45 % av den opprinnelige investeringskostnaden i dette tilfellet. Enova-støtte til solvarmeanlegg utgjør maks 10 000 kr i dag, og det er lite sannsynlig at en eventuell investeringsstøtte til solcelleanlegg vil overgå den eksisterende støtten til solvarmeanlegg.

7.9.2 Økonomisk case 2

Dersom privatkunden selger all produsert energi til nettet, og blir belønnet med satser tilsvarende det som er sett for andre plusskundetilfeller i Norge i dag, vil netto nåverdi utgjøre – 52 825 kr, når ingen støtteordninger er inkludert i beregningene.

Dersom det innføres en per-kWh-støtte som utbetales fra staten (eller alle nettkundene samlet) til anleggseieren, må denne satsen utgjøre 1,185 kr/kWh gjennom hele analyseperioden for at investeringen i anlegget skal bli økonomisk lønnsom for privatpersonen, når ingen andre støtteordninger eksisterer. Dersom det innføres en investeringsstøtte på 10 000 kr, må støtten utgjøre 0,996 kr/kWh for at investeringen skal være lønnsom.

En per-kWh-støtte på rundt 1 kr/kWh er stor sammenlignet med dagens spotpris og kWh-ledd i nettleia. Det er lite sannsynlig at en eventuell støtteordning vil utgjøre så mye.

7.9.3 Usikkerhet i de økonomiske beregningene

Mange av parametrene i de økonomiske beregningene er antatt og det er usikkerhet knyttet til hvordan disse faktisk vil utvikle seg i framtida.

Det ble for eksempel antatt at både kWh-leddet og spot-prisen i nettleia ville stige lineært, med samme gjennomsnittlige stigningstall som ble observert for de siste henholdsvis 10 og 14 år. Dersom disse verdiene blir høyere enn antatt, vil dette påvirke den økonomiske lønnsomheten i positiv retning, sett fra privatkundens ståsted. Andre parametere som vil påvirke faktisk lønnsomhet er faktisk investeringskostnad og eventuelt behov for refinansieringer. I de økonomiske casene ble det antatt at privatkunden finansierte anlegget med egenkapital. Dersom det i virkeligheten blir tatt opp et lån, vil kostnader knyttet til lånet påvirke den økonomiske lønnsomheten. Det ble også antatt at restverdien av anlegget etter 25 år tilsvarte 20 % av opprinnelig investeringskostnad. Tilstanden til anlegget og utvikling i pris og virkningsgrad for nye solcelleanlegg vil påvirke faktisk restverdi for dette anlegget. De økonomiske beregningene avhenger også av faktisk produksjon, som kan avvike fra simuleringsresultatene. Det ble gjort antagelser i forbindelse med plusskundeavtalen som privatkunde inngikk med det lokale nettselskapet. Føringer i en slik avtale vil også påvirke den økonomiske lønnsomheten.

Netto nåverdi for investeringen ble allikevel funnet til å være negativ i en så betydelig grad, at den økonomiske lønnsomheten av investeringen med rimelig sikkerhet kan sies å være negativ selv med usikkerhet i mange parametere.

Innføring av støtteordninger kan påvirke lønnsomheten i investeringene på lang sikt. I tillegg til å utgjøre et direkte bidrag gjennom økonomisk støtte til anleggseier, vil støtten kunne motivere flere privatpersoner til å investere i solcelleanlegg, noe som på sikt kan øke antall leverandører og redusere prisen på komponenter og installasjon.

8 Konklusjon

Alternative løsninger til dagens Lerkendalsanlegg er undersøkt gjennom simuleringer i PVsyst. Under en forutsetning om at modulene ikke kunne installeres med helningsvinkel, ble det funnet at optimal løsning med tanke på å maksimere årlig energiproduksjon, ville vært en takløsning med flate moduler. Dette ga en simulert økning i årlig produksjon på 53 %, sammenlignet med en simulering av dagens anlegg. Forbedringen i produksjonen er forårsaket av økning i solinnstråling og reduserte dynamiske misforholdtap. En takløsning med flate moduler ville ikke ført til høyere investeringskostnader, sammenlignet med dagens anlegg.

Dersom dagens modulplassering var den eneste mulige ville optimal løsning, med tanke på energiproduksjonen, vært en implementasjon av Power Optimizere. Disse sørger for at hver modul kan operere ved eget MPP, noe som minimerer de dynamiske misforholdtapene, og gir en simulert økning i årlig produksjon på 9 % sammenlignet med simuleringen av dagens anlegg. Merkostnadene forbundet med Power Optimizere er ikke kjent.

Virkningen av hotellet og naboblokkene ble undersøkt ved å gjennomføre en simulering uten disse bygningene. Simulert økning i produksjon var på 63 % sammenlignet, og det er derfor tydelig at skyggeleggingen fra disse bygningene fører til en betydelig begrensning i total energiproduksjon. Skyggesimuleringer viste at modularealet er delvis skyggelagt i alle måneder foruten mai, juni og juli. Kameraovervåking har vist at skyggesimuleringene har en høy grad av nøyaktighet.

I de måneder der produksjonen har vært overvåket, noe som var perioden november 2013 – oktober 2014, ble det funnet at produksjonen per måned var lavere enn simuleringsresultatene. Samtidig er simuleringene basert på solinnstrålingsdata med høyere verdier enn hva som har blitt målt ved Realfagsbygget gjennom perioden. En sammenligning av avvikene mellom målt produksjon og simulert produksjon med avvikene mellom målt solinnstråling og tilsvarende verdier brukt i simuleringene, viste at PVsyst ser ut til å overvurdere produksjonen i perioder der solinnstrålingen er lav og skyggeleggingen er betydelig. Når solinnstrålingen er sterkere, og skyggeleggingen er ikke-eksisterende, ser PVsyst ut til å undervurdere produksjonen. Det er nødvendig å overvåke produksjonen over en lenger periode for å finne ut om dette er riktig.

Med dagens betingelser er det ikke lønnsomt for en privatperson å investere i et takinstallert solcelleanlegg. Negative nåverdier er funnet til å være så betydelige at eventuelle støtteordninger kun kan redusere tapene og ikke gjøre investeringene lønnsomme. Støtteordninger kan derimot gjøre et indirekte bidrag ved å motivere flere til å investere i solcelleanlegg, noe som vil skape et norsk marked med lavere priser og flere installatører på sikt.

9 Forslag til videre arbeid

En naturlig del av et eventuelt videre arbeid vil være å fortsette overvåkingen av produksjonen fra Lerkendalsanlegget. I den forbindelse ville det vært interessant med en mer grundig analyse av produksjonsdata for et helt år, sett i forhold til solinnstrålingen. Måledata fra Realfagsbygget ved NTNU kan brukes til dette formålet. Dataene bør derimot kvalitetsjekkes ved å sammenligne den med data fra andre målestasjoner.

Dersom det er riktig at målt solinnstråling er lavere enn tilsvarende Meteonorm-verdier brukt i simuleringer i denne oppgaven, kan det undersøkes om det er mulig å importere egne verdier for målt global, diffus og reflektert solinnstråling til PVsystem. Det kan derimot være vanskelig å få tak i nøyaktig data for alle disse komponentene.

Det var lite fokus på økonomien forbundet med ulike typer anlegg i denne oppgaven. Et videre arbeid kan være å undersøke investeringskostnader samt verdien av energiproduksjonen fra anleggene, i ulike tilfeller. Det ble for eksempel registrert at Sveigaard Herring A/S har flere forhandlere i Danmark som tilbyr Solar Edge systemet, men ingen prisinformasjon er foreløpig hentet inn.

Bibliografi

- [1] B. Thorud, S. H. Nordahl, B. Bugge, M. L. Authen og P. Bernhard, «Solstrøm i Norge,» Enova, 09 11 2012. [Internett]. Available: http://www.enova.no/upload_images/558DF5FE0C544A9FBE48C6B930A56956.pdf. [Funnet 24 09 2013].
- [2] C. Good, G. Lobaccaro og S. Hårklau, «Optimization of solar energy potential for buildings in urban areas - a Norwegian case study,» i *Renewable Energy Research Conference (RERC) 2014*, Oslo, 2014.
- [3] Byggteknikk, «Energibyget Lerkendal,» [Internett]. Available: <http://www.byggteknikk.net/Naering/10362>. [Funnet 11 06 2014].
- [4] A. Kvam, *Kommunens "nei" til solceller på taket (mailkorrespondanse, 10.02.2014)*.
- [5] G. AS, Forfatter, *Solcelleanlegg i bygg - Kunsverk eller kraftverk? (Lerkendal innovasjonssenter, 14.05.2013)*. [Performance].
- [6] S. Hårklau, «Produksjon av elektrisitet fra en fotoelektrisk kraftstasjon i Trondheim,» 2013.
- [7] G. M. Masters, «Renewable and efficient electric power systems,» 2004, pp. 445-550.
- [8] IEA-ETSAT; IRENA, «Solar Photovoltaics - Technology Brief,» 2013.
- [9] T. Markvart, *Solar electricity*, Wiley, 1999.
- [10] NVE, Enova, Norges forskningsråd og Innovasjon Norge, «Solceller,» [Internett]. Available: <http://www.fornybar.no/solenergi/elektrisk-energi-fra-solen/solceller>. [Funnet 17 11 2013].
- [11] M. A. Green, *Third generation Photovoltaics*, Springer, 2003.
- [12] J. Nelson, «The physics of solar cells,» Imperial College Press, 2003, pp. 7-15.
- [13] SolarWorld, «Solar Cells,» [Internett]. Available: <http://www.solarworld-usa.com/about-solarworld/value-chain>. [Funnet 17 11 2013].
- [14] N. Mohan, T. Undeland og W. P. Robbins, «Power electronics: Converters, applications and design,» Wiley, 2003, p. 474.
- [15] Y. Mahmoud, W. Xiao og H. Zeinledin, «A simple approach to modeling and simulation

- of photovoltaic modules,» i *IEEE Transactions on Sustainable Energy (Vol.3, issue 1)*, 2012.
- [16] E. Romero-Cadaval, G. Spagnuolo, L. Franquelo, C. Ramos-Paja, T. Suntio og W. Xiao, «Grid-Connected Photovoltaic Generation Plants: Components and Operation,» *Industrial Electronics Magazine, IEEE (vol.7, issue 3)*, 2013.
- [17] O.-M. Midtgård, «A simple photovoltaic simulator for testing of power electronics,» i *European Conference on Power Electronics and Applications*, 2007.
- [18] S. Guo, T. Walsh, A. Aberle og M. Peters, «Analysing partial shading of PV modules by circuit modelling,» i *38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, 2011.
- [19] B. P. Koirala, B. Sahan og N. Henze, «Study on hot spot mismatch losses in photovoltaic applications,» i *24th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Hamburg, 2009.
- [20] F. Spertino og J. Akilimali, «Are manufacturing I-V mismatch and reverse currents key factors in large photovoltaic arrays?,» i *IEEE transactions on industrial electronics vol. 56, no. 11*, 2009.
- [21] S. MacAlpine, C. Deline, R. Erickson og M. Brandemuehl, «Module Mismatch Loss and Recoverable Power in Unshaded PV,» i *38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, 2012.
- [22] V. Quaschnig og R. Hanitsch, «Influence of shading on electrical parameters of solar cells,» i *Conference Record of the Twenty Fifth IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 1996.
- [23] PVsyst, *PVsyst 6 Help* (<http://files.pvsyst.com/help/>).
- [24] W. Herrmann, W. Wiesner og W. Vaassen, «Hot spot investigation on PV modules - new concepts for a test standard and consequences for module design with respect to bypass diodes,» i *Conference Record of the Twenty-Sixth IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 1997.
- [25] T. ESRAM og P. L. Chapman, «Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques,» i *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2007.
- [26] W. Xiao, N. Ozog og W. D. Dunford, «Topology Study of Photovoltaic Interface for Maximum Power Point Tracking,» i *IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol. 54, No. 3*, 2007.
- [27] F. Iov, M. Ciobotaru, D. Sera, R. Teodorescu og F. Blaabjerg, «Power electronics and Control of Renewable Energy Systems,» i *7th International Conference on Power*

Electronics and Drive Systems, 2007.

- [28] R. Alonso, P. Ibáñez, V. Martínez, E. Román og A. Sanz, «An Innovative Perturb, Observe and Check Algorithm for Partially Shaded PV Systems,» i *13th European Conference on Power Electronics and Applications, 2009.*
- [29] F. Blaabjerg, F. Iov, T. Terekes, R. Teodorescu og K. Ma, «Power electronics - Key technology for renewable energy systems,» i *2nd Power Electronics, Drive Systems and Technologies Conference (PEDSTC), 2011.*
- [30] SolarEdge, «Technical Note - Bypass Diode Effects in Shaded Conditions,» 2010.
- [31] SMA, Interviewee, *Teknisk brukerstøtte*. [Intervju]. 03 12 2013.
- [32] SolarEdge, «Technical note - SolarEdge Fixed String Voltage, Concept of Operation,» 2012.
- [33] SolarEdge, «Technical White Paper - SolarEdge System Design and the National Electrical Code,» 2011.
- [34] Sveigaard dk, «Forhandlere, Solcelleanlæg,» [Internett]. Available: <http://www.sveigaard.dk/kontakt/forhandlere>. [Funnet 27 05 2014].
- [35] GETEK AS, «Brosjyrer,» [Internett]. Available: [http://www.getek.no/brosjyrer/SOLARTEKprosjekt\(N\)_220-235W.pdf](http://www.getek.no/brosjyrer/SOLARTEKprosjekt(N)_220-235W.pdf). [Funnet 27 05 2014].
- [36] SMA, *Sunny Mini Central 4600A / 5000A / 6000A technical data*.
- [37] SMA, «Sunny Webbox,» [Internett]. Available: http://www.sma-america.com/en_US/products/monitoring-systems/sunny-webbox.html. [Funnet 03 12 2013].
- [38] SMA, «Device for Plant Monitoring - SUNNY WEBBOX,» SMA, 2004-2011.
- [39] SMA, *Sunny Boy 1100/1700 - Technical data*.
- [40] European Photovoltaic Association (EPIA) , «Global market outlook for photovoltaics 2013-2017,» 2013.
- [41] Sintef og KanEnergi, «Mulighetsstudie, solenergi i Norge,» 2011.
- [42] D. L. Wissing, «National Survey Report of PV Power Applications in Germany,» i *International energy agency co-operative programme on potovoltaic power systems,*

2011.

- [43] M. Téllez Molina og M. Prodanovic, «Profitability assessment for self-sufficiency improvement in grid-connected non-residential buildings with on-site PV installations,» IEEE, 2013.
- [44] Frankfurt School-UNEP Centre/BNEF, «Global Trends in Renewable Energy Investment 2013,» Frankfurt School of Finance & Management, 2013.
- [45] Energimyndigheten, «Stöd till solceller,» [Internett]. Available: <http://www.energimyndigheten.se/Hushall/Aktuella-bidrag-och-stod-du-kan-soka/Stod-till-solceller/>. [Funnet 13 10 2013].
- [46] P. Ahm, «National survey report of PV power applications in Denmark 2012,» PA Energy Ltd., 2013.
- [47] NVE, «Plusskunder,» [Internett]. Available: <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Nettleie1/Beregning-av-tariffer-for-innmating-fra-produksjon/Plusskunder/>. [Funnet 13 12 2013].
- [48] Enova, «Støtte til energiltak i bolig,» [Internett]. Available: <http://www.enova.no/finansiering/privat/tilskuddsordningen/solfanger/135/0/>. [Funnet 23 04 2014].
- [49] Kommunal- og moderniseringsdepartementet, «Om boligpolitikken,» [Internett]. Available: <http://www.regjeringen.no/nb/dep/kmd/dok/regpubl/stmeld/20032004/stmeld-nr-23-2003-2004-/2.html?id=197932>. [Funnet 20 Februar 2014].
- [50] J. Bøvolden, Interviewee, *Byggingeniør i Veidekke*. [Intervju]. 14 03 2014.
- [51] Multiconsult, «Kostnadsstudie, Solkraft i Norge 2013,» 2013.
- [52] Direktoratet for økonomistyring, «Kalkulasjonsrente,» [Internett]. Available: <http://www.dfo.no/no/Styring/Samfunnsokonomisk-analyse/Hvordan-gjennomfore-en-samfunnsokonomisk-analyse/Trinn-4-Beregne-samfunnsokonomisk-lonnsomhet/Kalkulasjonsrente/>. [Funnet 14 12 2013].
- [53] J. C. Sivertsen og J. F. Solli, «Grid-connected solar panels on private housings in Norway - Are the economical aspects today a disaster or opportunity for a homeowner?,» 2013.
- [54] Meteonorm, «Målestasjoner,» [Internett]. Available: <http://meteonorm.com/products/meteonorm/stations/>. [Funnet 03 05 2014].

- [55] Meteorologisk institutt, «eKlima,» [Internett]. Available: www.eklima.no. [Funnet 03 05 2014].
- [56] Ø. Byrkjedal, A. Løvholm og S. Liléo, «Resource mapping of solar energy - An overview of available data in Norway,» Kjeller Vindteknikk, 2013.
- [57] A. G. Gjendem, Interviewee, *Informasjon om måling av solinnstråling*. [Intervju]. 18 05 2014.
- [58] PVsyst, «PVsyst's forum,» [Internett]. Available: <http://forum.pvsyst.com/viewtopic.php?f=25&t=1561>. [Funnet 04 03 2014].
- [59] Kart- og oppmålingskontoret, «Vektorkart,» [Internett]. Available: <http://kart5.nois.no/trondheim/Content/Main.asp?layout=trondheim&time=1401814271&vwr=&MapType=png>.
- [60] Solemma, «DiVA-for-Rhino,» [Internett]. Available: <http://www.solemma.net/>. [Funnet 09 06 2014].
- [61] SMA, *Sunny Boy 3000TL / 3600TL / 4000TL / 5000TL*.
- [62] Joint Research centre's Institute for Energy and Transport, «Solar radiation and photovoltaic electricity potential,» [Internett]. Available: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmmaps/eur.htm>. [Funnet 16 12 2013].
- [63] SMA, «SMA - downloads, technical information,» [Internett]. Available: <http://files.sma.de/dl/7680/Perfratio-UEN100810.pdf>. [Funnet 08 05 2014].
- [64] L. Fraas og L. Partain, *Solar cells and their applications*, Wiley, 2010.
- [65] A. Goodrich, T. James og M. Woodhouse, «Residential, Commercial, and Utility-Scale Photovoltaic (PV) System Prices in the United States: Current Drivers and Cost-Reduction Opportunities,» National Renewable Energy Laboratory, NREL, 2012.
- [66] Oseana kunst-og kultursenter, «Teknisk informasjon,» [Internett]. Available: <http://www.oseana.no/teknisk-informasjon>. [Funnet 24 09 2013].
- [67] Walde gruppen, «Oseana kunst- og kultursenter,» [Internett]. Available: <http://www.waldegruppen.no/entreprenor/referanser/oseana/>. [Funnet 25 09 2013].
- [68] Tekniske nyheter, «Sol, vind og vann vil bli vinnerne av fremtidens energiløp,» 29 10 2011. [Internett]. Available: http://www.tekniskenyheter.no/Saker/1sol111029solenergi_ae.html. [Funnet 25 09 2011].

2013].

- [69] NVE, Enova, Norges forskningsråd og Innovasjon Norge, «fornybar.no,» [Internett]. Available: <http://www.fornybar.no/prosjekteksempler/solenergi/bygningsintegreerte-solceller-operaen->. [Funnet 25 09 2013].
- [70] Powerhouse, «Plusshus,» [Internett]. Available: <http://powerhouse.no/plusshus/>. [Funnet 25 09 2013].
- [71] Powerhouse, «Powerhouse Kjørbo,» [Internett]. Available: <http://powerhouse.no/kjorbo/>. [Funnet 25 09 2013].
- [72] SMA Solar technology AG, «Sunny portal,» [Internett]. Available: <http://sunnyportal.com/Templates/PublicPageOverview.aspx?page=643e83f3-bec6-447c-b947-2f5992f1c37f&plant=5dd51fc3-b7dc-467b-b3f4-ee6d6e78acd8&splang=en-US>. [Funnet 24 09 2013].
- [73] SMA, «Monitoring and Visualisation of Plant Data - Webconnect Plants in SUNNY PORTAL,» SMA, 2004-2013.
- [74] K. Wilson, D. De Ceuster og R. A. Sintin, «Measuring the effect of cell mismatch on module output,» i *4th IEEE World Conference on photovoltaic energy conversion*, 2006.
- [75] S. M. MacAlpine, R. W. Erickson og M. Brandemuehl, «Characterization of Power Optimizer Potential to Increase Energy Capture in Photovoltaic Systems Operating Under Nonuniform Conditions,» i *IEEE Transactions on Power Electronics (Volume: 38, utgave:6)*, 2013.
- [76] Getek, *Tilbud solcelleanlegg til Lerkendal Innovasjonssenter (fra Getek til Fjeldseth AS)*, 2011.
- [77] European Commission, «PV Status Report 2013,» 2013.
- [78] A. Sanz, I. Vidaurrazaga, A. Perede, R. Alonso, E. Román og V. Martinez, «Centralized vs distributed (power optimizer) PV system architecture field test results under mismatched operation conditions,» i *37th IEEE Photovoltaic Specialists conference (PVSC)*, 2011.
- [79] *Why have large scale photovoltaic power stations become economically viable, and how can the inverters for such installations also contribute to support the power system?*. [Performance]. Gjerde, S. Skalleberg, 2013.
- [80] Multiconsult, «Kostnadsstudie, Solkraft i Norge 2013,» Enova SF.

- [81] GETEK AS, *Alternativ energiforsyning*, 2013, pp. 6-7.
- [82] Nord Pool Spot, «Elspot prices,» [Internett]. Available: <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Elspot/Area-Prices/ALL1/Hourly/>. [Funnet 05 12 2013].
- [83] Finansdepartementet, «Energibruk i husholdningene,» [Internett]. Available: <http://www.regjeringen.no/nb/dep/fin/dok/nouer/2004/nou-2004-8/5.html?id=385877>. [Funnet 09 12 2013].
- [84] Statistisk sentralbyrå, «Energibruk i husholdningene, 2009,» [Internett]. Available: <http://www.ssb.no/husenergi/>. [Funnet 24 03 2014].
- [85] SMA, «Made for shade,» [Internett]. Available: <http://www.sma.de/en/solutions/medium-power-solutions/knowledgebase/made-for-shade.html>. [Funnet 03 12 2013].
- [86] TrønderEnergi, «Nettleiepriser gjeldende fra 1. januar 2014,» [Internett]. Available: <http://tronderenerginett.no/nettleie/privat/priser-2014>. [Funnet 24 02 2014].
- [87] TrønderEnergi, «Nettleiepriser gjeldende fra 1. januar 2013,» [Internett]. Available: <http://tronderenerginett.no/nettleie/privat/priser-2013>. [Funnet 24 02 2014].
- [88] SolarEdge, «Products,» [Internett]. Available: <http://www.solaredge.com/groups/products/overview>. [Funnet 19 05 2014].
- [89] SMA, «Shade management,» [Internett]. Available: http://www.sma.de/fileadmin/content/global/Solutions/Documents/Medium_Power_Solutions/GlobalPeak-UEN101210.pdf. [Funnet 03 12 2013].
- [90] The Solar Design Company, «Software for Photovoltaics,» [Internett]. Available: <http://www.solardesign.co.uk/pv.php>. [Funnet 18 11 2013].
- [91] Hafslund, «Spørsmål og svar om plusskunde-ordningen,» [Internett]. Available: http://www.hafslundnett.no/omoss/artikkelarkiv/les_artikkel.asp?artikkelid=2155. [Funnet 28 05 2014].
- [92] M. Gaustad, Interviewee, *Møte for konfigurering av webbox*. [Intervju]. 18 10 2013.
- [93] A. Kvam, Interviewee, *E-postkorrespondanse*. [Intervju]. 10 02 2014.
- [94] GETEK AS, *Dokumentasjon for solcelleanlegget ved Lerkendal (Perm 9,7 hos TrønderEnergi)*.

[95] GETEK AS, *Solartek solcellemoduler - prosjektmoduler 215W-245W*, 2013.

Appensiks A – Definisjoner

Performance Ratio (PR-verdi) og spesifikk produksjon er nøkkelverdier som brukes til å vurdere ytelsen til et solcelleanlegg. Dette er verdier som vil bli diskutert i forbindelse med simuleringer i denne oppgave. Definisjonene følger her.

PR-verdi

PR-verdien sammenligner faktisk produksjon med den teoretisk maksimale produksjonen for et solcelleanlegg [63]. Faktoren er uavhengig av modulenes orientering og solinnstråling. Dermed kan den brukes til å sammenligne ytelsen til solcelleanlegg, selv med ulik geografisk plassering for anleggene [63]. Kaldt klima gir god virkningsgrad for solcellene, på grunn av deres temperaturavhengighet (beskrives i 2.2.11). I Norge bør PR verdien derfor ligge over 0,8 [1]. Performance Ratio regnes ut som vist i ligning 17):

$$PR = \frac{\text{Faktisk produksjon}}{\text{Nominell produksjon}} \quad 17)$$

Hvor

- Faktisk produksjon = Årlig elektrisk energiproduksjon [kWh/år]
- Nominell produksjon = (Solinnstråling i modulenes plan * modulareal * modulenes virkningsgrad) [kWh/år]

Spesifikk produksjon

Spesifikk produksjon gir et forholdstall mellom elektrisk energi produsert fra et anlegg og installert effekt. I Norge vil verdiene for spesifikk produksjon ligge mellom 750-950 kWh/kW_p, avhengig av lokalisering [62]. Dette gjelder for solcelleanlegg som opererer ved PR = 0,75 og har moduler som er optimalt vinklet i forhold til sola [62]. Spesifikk produksjon beregnes som vist i ligning 18):

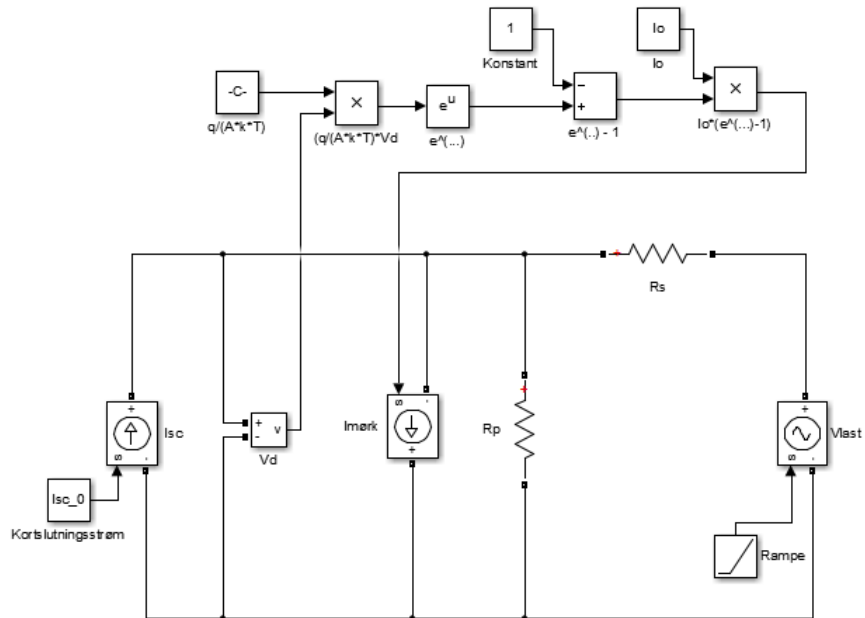
$$\text{Spesifikk produksjon} = \frac{\text{Produksjon}}{\text{Installert effekt}} \quad 18)$$

Hvor

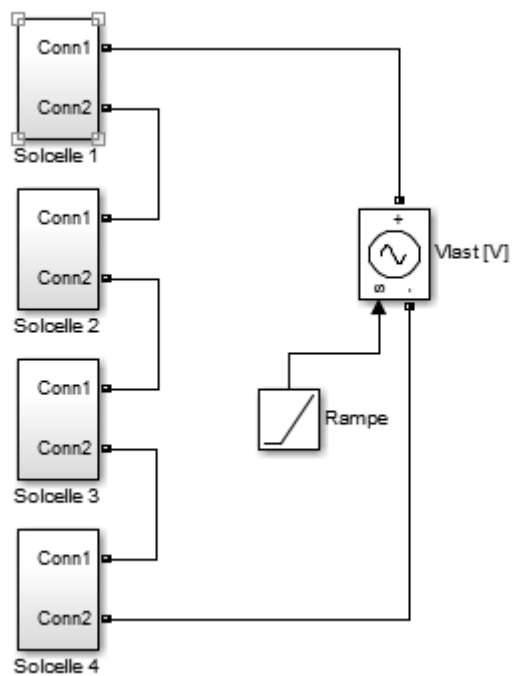
- Produksjon = Årlig elektrisk energiproduksjon [kWh/år]
- Installert effekt = Modulenes nominelle effekt * antall moduler [kW_p]

Appendiks B – Matlab-Simulink modeller

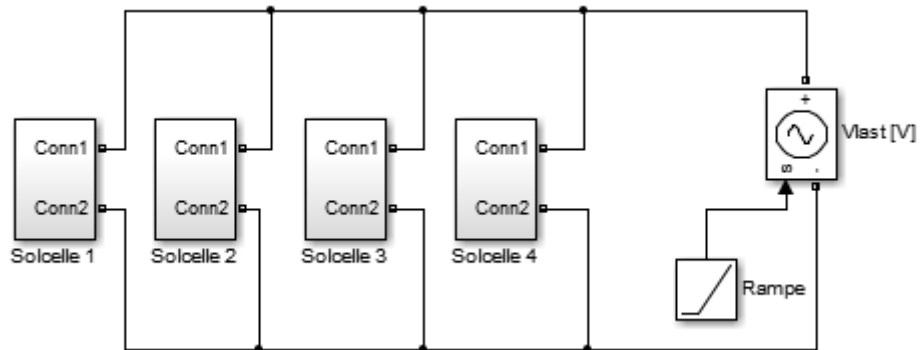
B.1 Modell av en enkelt solcelle



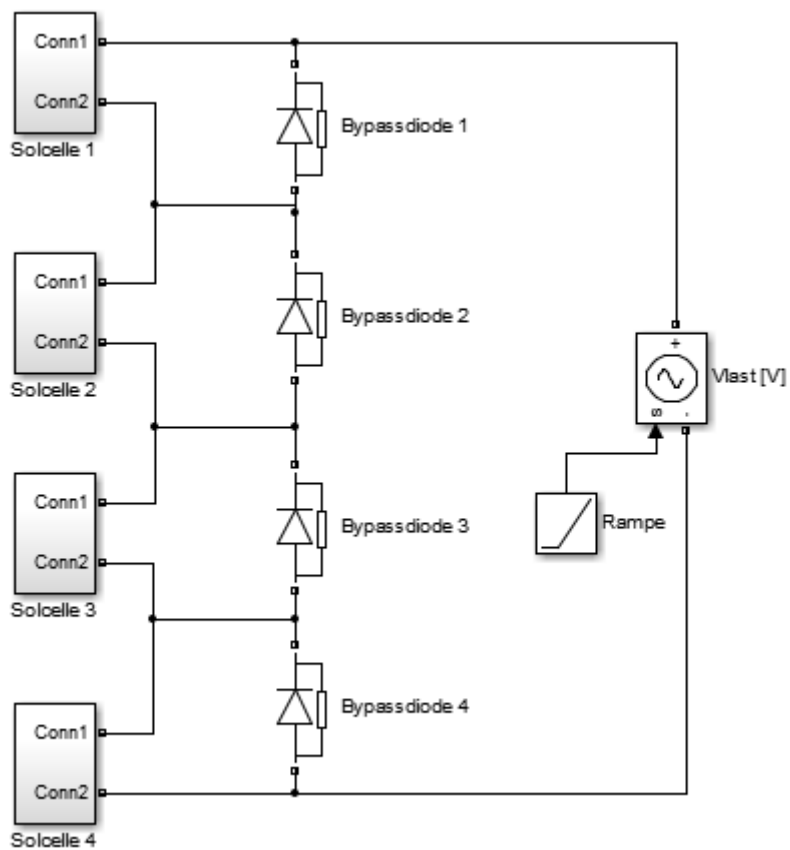
B.2 Solceller i serie



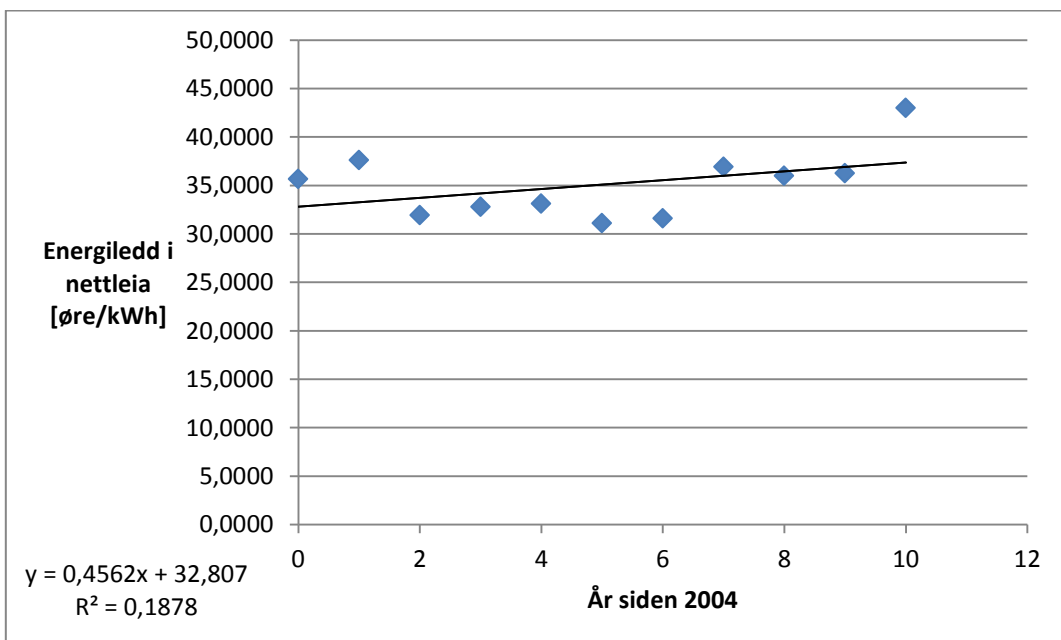
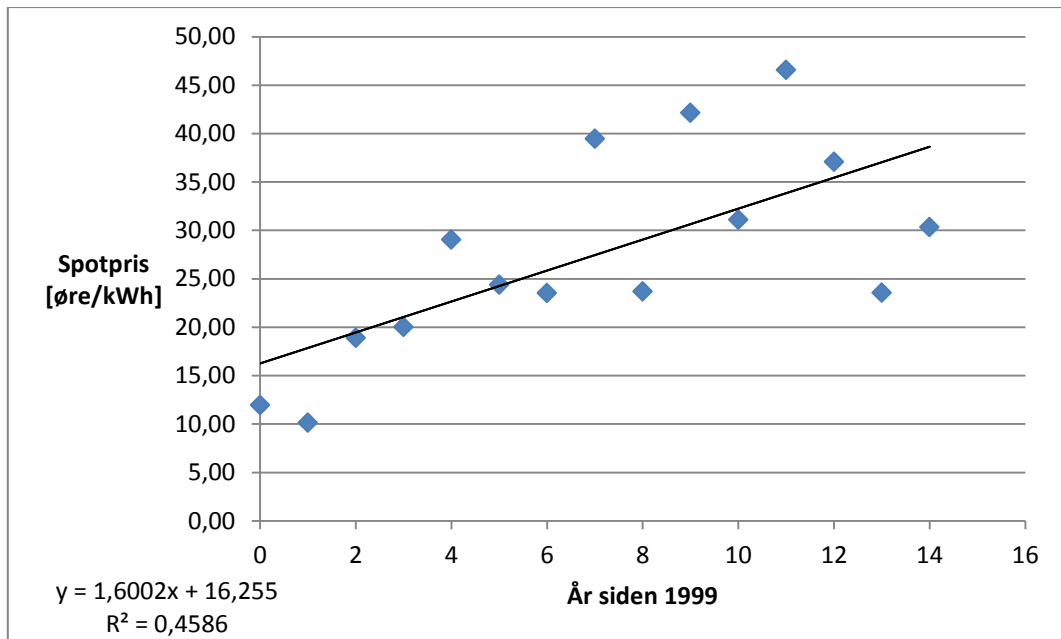
B.3 Solceller i parallell



B.4 Solceller med bypassdioder



Appendiks C – Regresjonslinjer



Appendiks D - Kontantstrøm og nåverdiberegning

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	Rente		0,035									
2	Restverdi		0,2									
3	Produksjon år 1 (kWh)		3499									
4	Produksjon år 25 (kWh)		2838									
5	Investeringskostnad (NOK)		=26000*3,6									
6	Investeringsstøtte (NOK)		0									
7	Betaling, kWh-ledd		0,07									
8	Ekstra kWh-sats (NOK)		1,18485814552678									
9												
10	Sum diskonterte k.s.		=SUMMER(L15:L40)									
11	Diskontert restverdi		=C5*C2/(1+C1)^25									
12	Netto nåverdi		=C10-C11									
13												
14	Årsfall	År	Inv.kostnad (NOK)	Inv.støtte (NOK)	Reinv. (NOK)	Produksjon (kWh)	Spotpris (NOK/kWh)	kWh-ledd i nettbia (NOK/kWh)	Betaling ved salg	Per kWh-støtte	Netto kontantstrøm (NOK)	Diskontert k.s. (NOK)
15	2013	0	=C5	=C6	=C3	=F16*(F516-F\$40)/24	=-0,40258+0,01602*(816-1)	=-0,374952+0,004562*(816-1)	=F16*(G16)+(C57*H16)	=F16*CS8	=C15+D15-E15+I15+J15	=K15
16	2014	1	0	0	=C3	=F16*(F516-F\$40)/24	=-0,40258+0,01602*(817-1)	=-0,374952+0,004562*(817-1)	=F17*(G17)+(C57*H17)	=F17*CS8	=C16+D16-E16+I16+J16	=K16/(1+(C51)^B16)
17	2015	2	0	0	=C3	=F17*(F516-F\$40)/24	=-0,40258+0,01602*(818-1)	=-0,374952+0,004562*(818-1)	=F18*(G18)+(C57*H18)	=F18*CS8	=C17+D17-E17+I17+J17	=K17/(1+(C51)^B17)
18	2016	3	0	0	=C3	=F18*(F516-F\$40)/24	=-0,40258+0,01602*(819-1)	=-0,374952+0,004562*(819-1)	=F19*(G19)+(C57*H19)	=F19*CS8	=C18+D18-E18+I18+J18	=K18/(1+(C51)^B18)
19	2017	4	0	0	=C3	=F19*(F516-F\$40)/24	=-0,40258+0,01602*(820-1)	=-0,374952+0,004562*(820-1)	=F20*(G20)+(C57*H20)	=F20*CS8	=C19+D19-E19+I19+J19	=K19/(1+(C51)^B19)
20	2018	5	0	0	=C3	=F20*(F516-F\$40)/24	=-0,40258+0,01602*(821-1)	=-0,374952+0,004562*(821-1)	=F21*(G21)+(C57*H21)	=F21*CS8	=C20+D20-E20+I20+J20	=K20/(1+(C51)^B20)
21	2019	6	0	0	=C3	=F21*(F516-F\$40)/24	=-0,40258+0,01602*(822-1)	=-0,374952+0,004562*(822-1)	=F22*(G22)+(C57*H22)	=F22*CS8	=C21+D21-E21+I21+J21	=K21/(1+(C51)^B21)
22	2020	7	0	0	=C3	=F22*(F516-F\$40)/24	=-0,40258+0,01602*(823-1)	=-0,374952+0,004562*(823-1)	=F23*(G23)+(C57*H23)	=F23*CS8	=C22+D22-E22+I22+J22	=K22/(1+(C51)^B22)
23	2021	8	0	0	=C3	=F23*(F516-F\$40)/24	=-0,40258+0,01602*(824-1)	=-0,374952+0,004562*(824-1)	=F24*(G24)+(C57*H24)	=F24*CS8	=C23+D23-E23+I23+J23	=K23/(1+(C51)^B23)
24	2022	9	0	0	=C3	=F24*(F516-F\$40)/24	=-0,40258+0,01602*(825-1)	=-0,374952+0,004562*(825-1)	=F25*(G25)+(C57*H25)	=F25*CS8	=C24+D24-E24+I24+J24	=K24/(1+(C51)^B24)
25	2023	10	0	0	=C3	=F25*(F516-F\$40)/24	=-0,40258+0,01602*(826-1)	=-0,374952+0,004562*(826-1)	=F26*(G26)+(C57*H26)	=F26*CS8	=C25+D25-E25+I25+J25	=K25/(1+(C51)^B25)
26	2024	11	0	0	=C3	=F26*(F516-F\$40)/24	=-0,40258+0,01602*(827-1)	=-0,374952+0,004562*(827-1)	=F27*(G27)+(C57*H27)	=F27*CS8	=C26+D26-E26+I26+J26	=K26/(1+(C51)^B26)
27	2025	12	0	0	=C3	=F27*(F516-F\$40)/24	=-0,40258+0,01602*(828-1)	=-0,374952+0,004562*(828-1)	=F28*(G28)+(C57*H28)	=F28*CS8	=C27+D27-E27+I27+J27	=K27/(1+(C51)^B27)
28	2026	13	0	0	=C3	=F28*(F516-F\$40)/24	=-0,40258+0,01602*(829-1)	=-0,374952+0,004562*(829-1)	=F29*(G29)+(C57*H29)	=F29*CS8	=C28+D28-E28+I28+J28	=K28/(1+(C51)^B28)
29	2027	14	0	0	=C3	=F29*(F516-F\$40)/24	=-0,40258+0,01602*(830-1)	=-0,374952+0,004562*(830-1)	=F30*(G30)+(C57*H30)	=F30*CS8	=C29+D29-E29+I29+J29	=K29/(1+(C51)^B29)
30	2028	15	0	0	=C3	=F30*(F516-F\$40)/24	=-0,40258+0,01602*(831-1)	=-0,374952+0,004562*(831-1)	=F31*(G31)+(C57*H31)	=F31*CS8	=C30+D30-E30+I30+J30	=K30/(1+(C51)^B30)
31	2029	16	0	0	=C3	=F31*(F516-F\$40)/24	=-0,40258+0,01602*(832-1)	=-0,374952+0,004562*(832-1)	=F32*(G32)+(C57*H32)	=F32*CS8	=C31+D31-E31+I31+J31	=K31/(1+(C51)^B31)
32	2030	17	0	0	=C3	=F32*(F516-F\$40)/24	=-0,40258+0,01602*(833-1)	=-0,374952+0,004562*(833-1)	=F33*(G33)+(C57*H33)	=F33*CS8	=C32+D32-E32+I32+J32	=K32/(1+(C51)^B32)
33	2031	18	0	0	=C3	=F33*(F516-F\$40)/24	=-0,40258+0,01602*(834-1)	=-0,374952+0,004562*(834-1)	=F34*(G34)+(C57*H34)	=F34*CS8	=C33+D33-E33+I33+J33	=K33/(1+(C51)^B33)
34	2032	19	0	0	=C3	=F34*(F516-F\$40)/24	=-0,40258+0,01602*(835-1)	=-0,374952+0,004562*(835-1)	=F35*(G35)+(C57*H35)	=F35*CS8	=C34+D34-E34+I34+J34	=K34/(1+(C51)^B34)
35	2033	20	0	0	=C3	=F35*(F516-F\$40)/24	=-0,40258+0,01602*(836-1)	=-0,374952+0,004562*(836-1)	=F36*(G36)+(C57*H36)	=F36*CS8	=C35+D35-E35+I35+J35	=K35/(1+(C51)^B35)
36	2034	21	0	0	=C3	=F36*(F516-F\$40)/24	=-0,40258+0,01602*(837-1)	=-0,374952+0,004562*(837-1)	=F37*(G37)+(C57*H37)	=F37*CS8	=C36+D36-E36+I36+J36	=K36/(1+(C51)^B36)
37	2035	22	0	0	=C3	=F37*(F516-F\$40)/24	=-0,40258+0,01602*(838-1)	=-0,374952+0,004562*(838-1)	=F38*(G38)+(C57*H38)	=F38*CS8	=C37+D37-E37+I37+J37	=K37/(1+(C51)^B37)
38	2036	23	0	0	=C3	=F38*(F516-F\$40)/24	=-0,40258+0,01602*(839-1)	=-0,374952+0,004562*(839-1)	=F39*(G39)+(C57*H39)	=F39*CS8	=C38+D38-E38+I38+J38	=K38/(1+(C51)^B38)
39	2037	24	0	0	=C3	=F39*(F516-F\$40)/24	=-0,40258+0,01602*(840-1)	=-0,374952+0,004562*(840-1)	=F40*(G40)+(C57*H40)	=F40*CS8	=C39+D39-E39+I39+J39	=K39/(1+(C51)^B39)
40	2038	25	0	0	=C3	=F40*(F516-F\$40)/24	=-0,40258+0,01602*(840-1)	=-0,374952+0,004562*(840-1)	=F40*(G40)+(C57*H40)	=F40*CS8	=C40+D40-E40+I40+J40	=K40/(1+(C51)^B40)

Appendiks E – Matlabscript for behandling av soldata

```
% Dette scriptet leser inn alle .dat-filer i tilhørende mappe
% og regner ut gjennomsnittsverdiene av solinnstrålingsdataene
% som i .dat-filene utgjør én måling per minutt. Målingene
% ved Institutt for fysikk er mest nøyaktig på dagtid. På
% nattetid er ofte måleresultatene negative. Her brukes de
% positive måleresultatene til å regne ut gjennomsnittlig
% intensitet i solinnstrålingen for en periode.

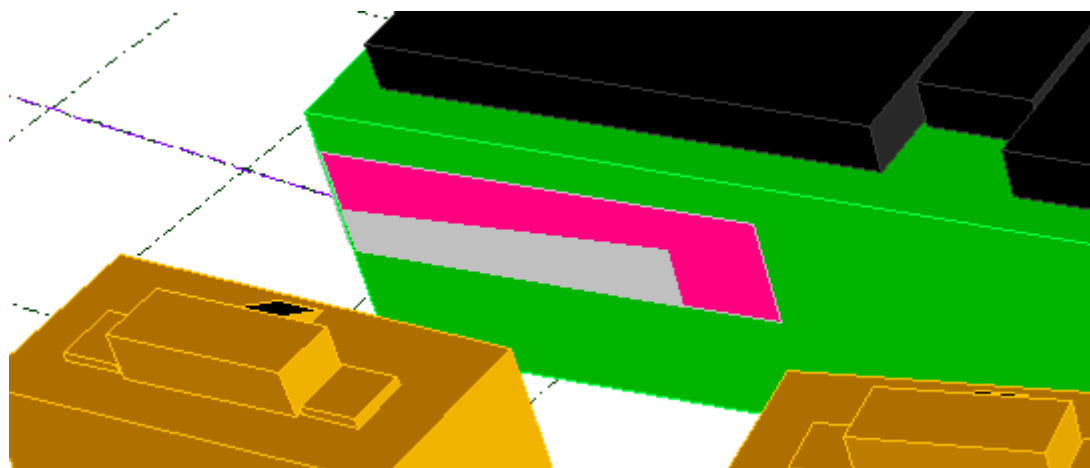
sum = 0; % Summerer soldataene
antall_addert = 0; % Teller, summerte verdier
snitt = 0; % Gj.snittlig intensitet [W/m2]
datafilene = dir('*.*.dat'); % henter filer
for i = 1:length(datafilene) % går gjennom alle filer
    fil = load(datafilene(i).name); % lagrer fil midlertidig
    kolonne = fil(:,5); % Sjekker antall målinger
    for j = 1:length(kolonne) % Går gjennom alle målinger
        antall_addert = antall_addert+1; % Inkrementerer telleren

        if fil(j,5)>0 % Sjekker om verdien er positiv
            sum = sum + fil(j,5); % Summerer
        end
    end
end
snitt = sum/antall_addert % Finner gj.snittlig intensitet for
perioden
```

Appendiks F – Overvåkningsbilder og resultater fra skyggesimulering



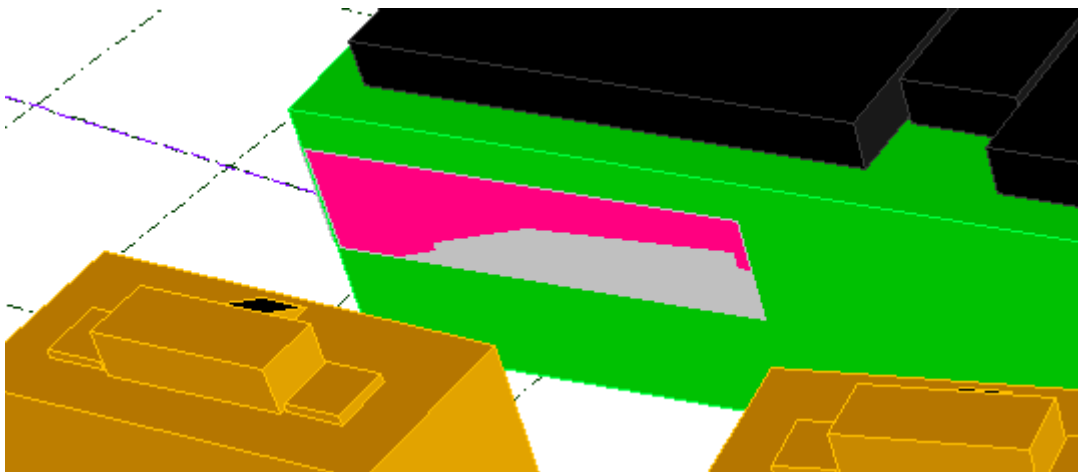
Figur 77: 4. april kl. 08:00



Figur 78: Skyggesimulering, 4. april kl. 08:00



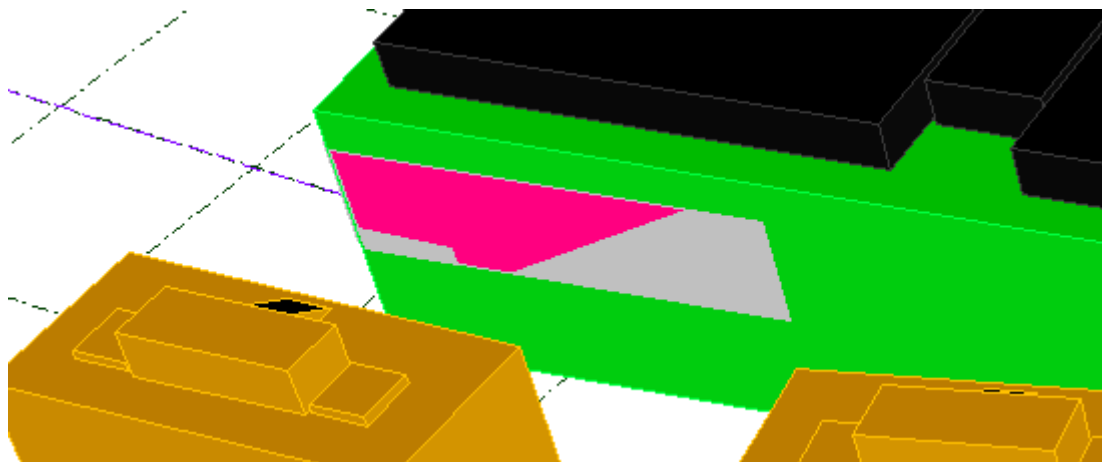
Figur 79: 4. april kl.09:00



Figur 80: Skyggesimulering, 4. april kl. 09:00



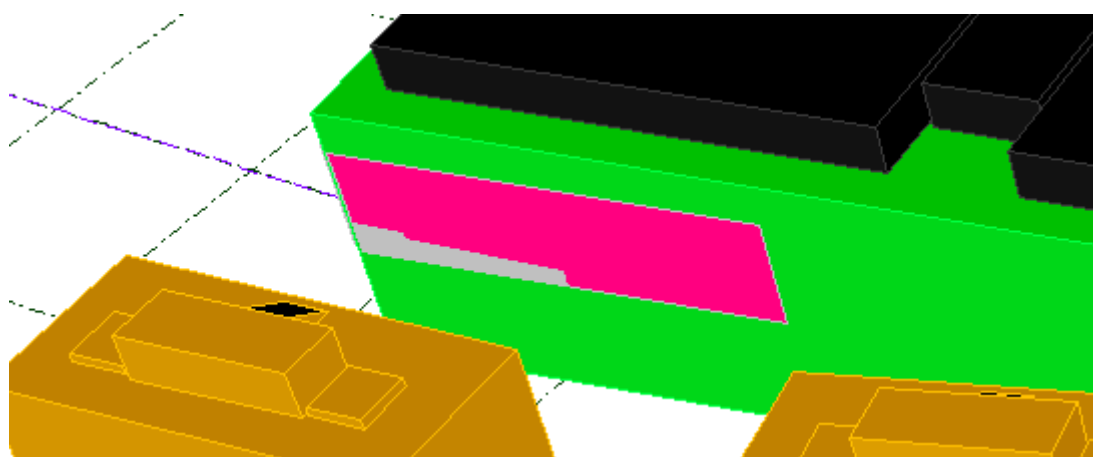
Figur 81: 4. april kl.10:00



Figur 82: Skyggesimulering, 4. april kl. 10:00



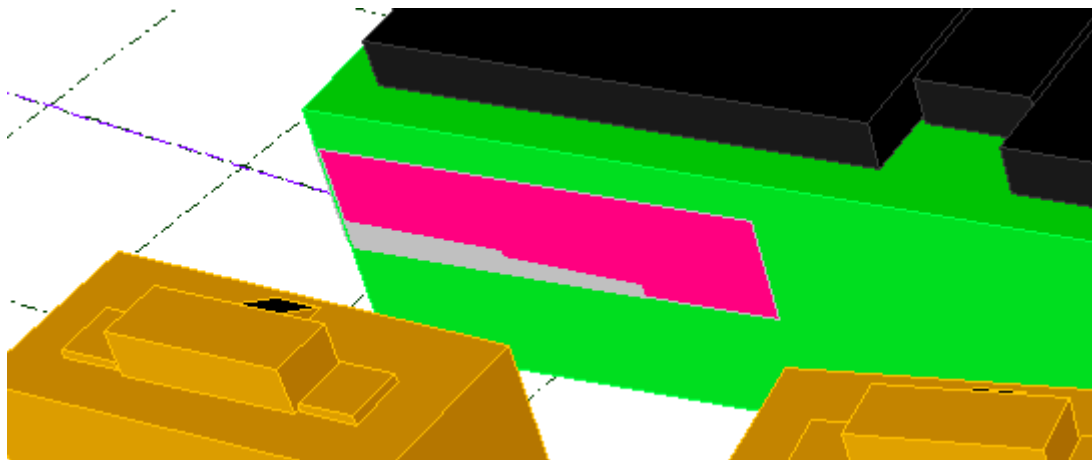
Figur 83: 4. april kl.11:00



Figur 84: Skyggesimulering, 4. april kl. 11:00



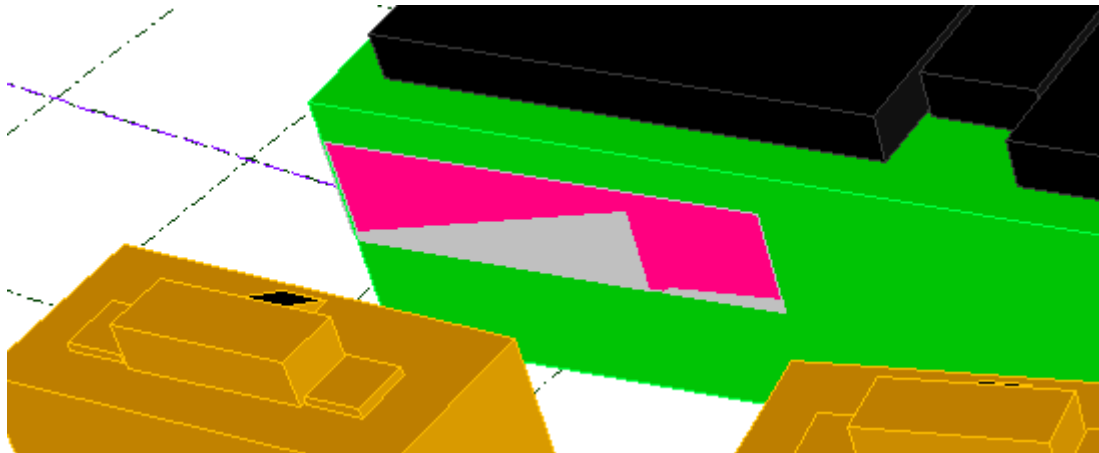
Figur 85: 4. april kl.12:00



Figur 86: Skyggesimulering, 4. april kl. 12:00



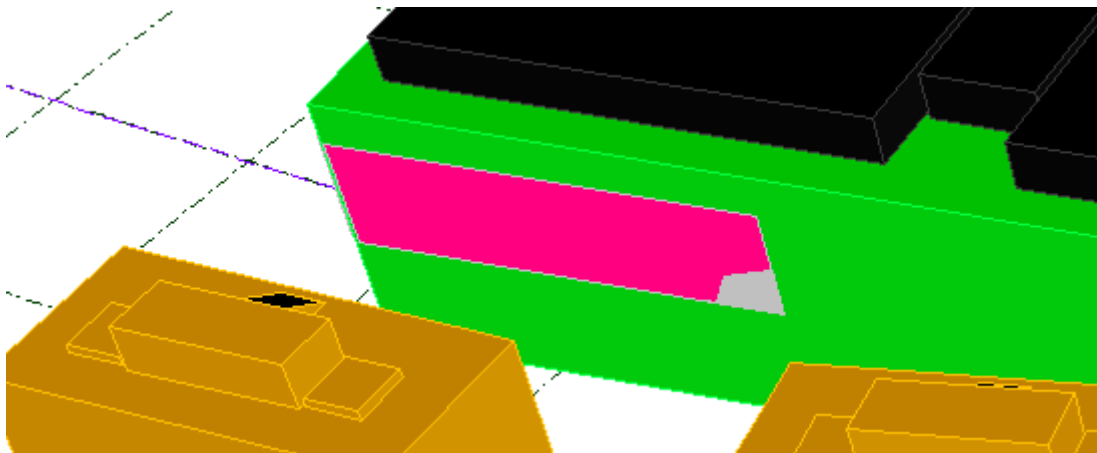
Figur 87: 18. april kl. 09:30



Figur 88: Skyggesimulering, 18. april kl. 09:30



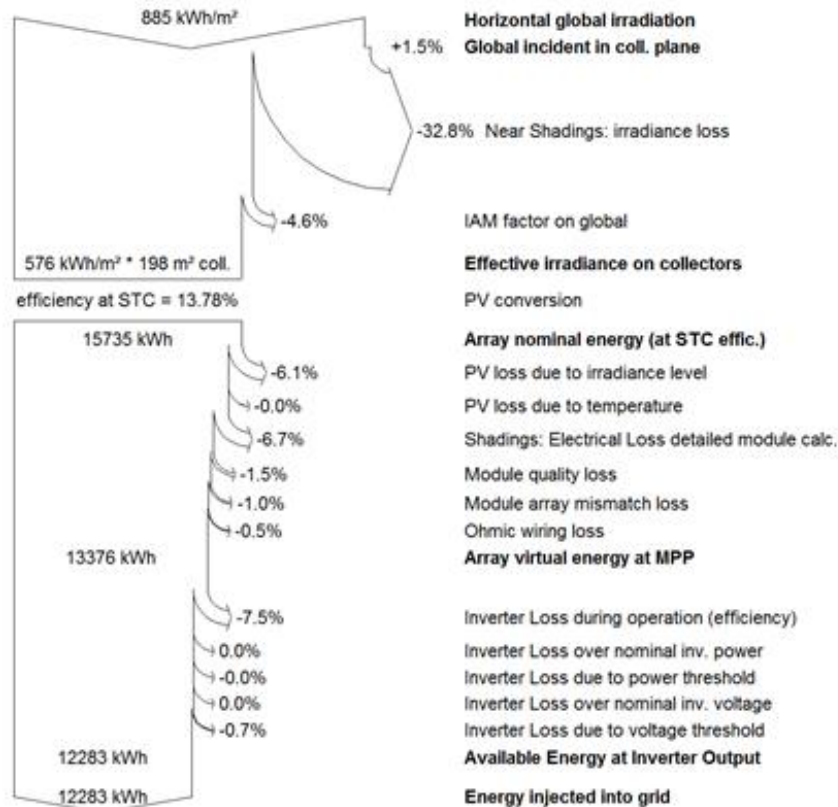
Figur 89: 18. april kl. 10:00



Figur 90: Skyggesimulering, 18. april 10:00

Appendiks G – Tapsdiagrammet fra PVsyst

Parametrene i tapsdiagrammet forklares her, ved hjelp av forklaringene i PVsyst sin integrerte «hjelp-meny»:



Figur 91: Tapsdiagram (Base Case)

1. Horizontal global irradiation = Global solinnstråling i horisontalplanet

Global solstråling (summen av direkte, diffus og reflektert solstråling) som treffer en horisontal flate i løpet av året i Trondheim, med data fra Meteonorm.

2. Global incident in coll. Plane = Global solinnstråling i modulenes plan

Det korrigeres for at solinnstrålingen i modulenes plan er høyere enn solinnstrålingen i horisontalplanet, som følge av modulenes helningsvinkel.

3. Near shadings: irradiance loss = Tap i solinnstråling som følge av skyggelegging

Reduksjon i modulenes solinnstråling, på grunn av skyggeleggingen. Regnes ut ved hjelp av komponenter for direkte, diffus og reflektert solstråling sammen med tilhørende skyggefaktorer, slik som beskrevet i kapittel 5.5.5.

4. Incidence Angle Modifier factor on global = IAM faktor

Reduksjon i solstrålingen som treffer solcellene, fordi noe av strålingen reflekteres vekk fra modulenes overflate. Refleksjonen øker med solas innfallsvinkel.

5. Effective irradiance on collectors = Effektiv solinnstråling

Solinnstråling i modulenes plan etter at tapt solinnstråling som følge av skyggelegging og refleksjon er trukket i fra, multiplisert med totalt modulareal.

6. Array nominal energy at STC effic. = Modulenes elektriske energiproduksjon ved nominell virkningsgrad

Dersom alle modulene opererer ved virkningsgraden oppgitt ved standard testforhold (13,75 % i dette anlegget) vil den elektriske energiproduksjonen fra modulene (det vil si før tapene i spenningsomformingen er tatt hensyn til) tilsvare antall kWh oppgitt i dette punktet, altså 15 735 kWh/år.

7. PV loss due to irradiance level = Tap på grunn av reell solinnstråling

Modulenes virkningsgrad er spesifisert ved standard testforhold, men er lavere ved svakere solinnstråling, som vist i kapittel 2.2.10. I dette punktet korrigeres forventet elektrisk energiproduksjon fra modulene som følge av at virkningsgraden avhenger av reell solinnstråling.

8. PV loss due to temperature = Tap på grunn av reell temperatur

Når celledemperaturen er høyere enn 25 °C (celletemperaturen ved standard testforhold) vil modulene operere mindre effektivt, da maksimal effektproduksjon synker med ca. 0,43 %/°C, som vist i Tabell 14 for Solartek-modulene brukt i Lerkendalsanlegget. I dette punktet korrigeres forventet elektrisk energiproduksjon fra modulene som følge av at virkningsgraden endres med reell celledetemperatur.

9. Shadings: Electrical Loss detailed module calc. = Dynamiske misforholdtap som følge av skyggelegging

Dynamiske misforholdtap som følge av delvis skyggelegging, regnet ut ved bruk av simuleringmetoden «Modul-layout» slik som den beskrives i kapittel 5.5.8.

10. Module quality loss = Tap på grunn av modulenes kvalitet

I databladene oppgir leverandører nominell effekt for modulene med en toleranse på +/- 3 %. I dette punktet korrigeres det for at brukeren har tro på at faktisk nominell effekt er høyere eller lavere enn nominell effekt. Standardverdien i PVsyst er middelverdien av den negative toleransen, derfor er tapet i dette punktet på 1,5 % av gjenværende energi i systemet. Brukeren kan endre denne prosentverdien om ønskelig. Standardverdien vil bli brukt i alle simuleringsscener i denne oppgaven.

11. Module array mismatch loss = Statistiske misforholdtap

Tap i elektrisk energiproduksjon som følge av de statistiske misforholdene mellom modulene i sammenkoblingene. Den prosentvise verdien av tapet settes til 1 % med mindre brukeren spesifiserer noe annet. Som presentert i 2.3.4 forventes det at tapene på grunn av statistiske misforhold ligger på om lag 0,7 %. Det antas derfor at 1 % er en akseptabel størrelse og denne standardverdien brukes i alle simuleringsscener i denne oppgaven.

12. Ohmic wiring loss = Ohmske tap i ledninger

Ohmsk tap som følge av resistansen i ledninger i solcelleanlegget. Standardverdier i PVsystem brukes i alle simuleringsscener i denne oppgaven.

13. Virtual array energy at MPP = Elektrisk energiproduksjon fra modulene ved MPP

Elektrisk energiproduksjon fra modulene når de opereres ved sammenkoblingenes MPP, før tapene ved spenningsomformingen i vekselretterne er tatt hensyn til.

14. Inverter Loss during Operation = Tap på grunn av vekselretternes virkningsgrad

Virkningsgraden til vekselretterne er alltid lavere enn 100 % noe som medfører et tap i potensiell elektrisk energiproduksjon. Virkningsgraden avhenger av utgangseffekten, slik som for eksempel vist i virkningsgradkurven i Figur 41 for Sunny Mini Central fra SMA.

15. Inverter Loss over nominal inverter power = Tap på grunn av høy effekt ved MPP

Hvis effektproduksjonen ved MPP er høyere enn nominell inngangseffekt for vekselretterne, vil vekselretterne endre operasjonspunktene slik at inngangseffekten reduseres til et nivå som resulterer i nominell utgangseffekt.

16. Inverter Loss due to power threshold = Tap på grunn av lav effekt ved MPP

Kan forstås som vekselretternes eget effektbehov. Er inngangseffekten for lav, vil utgangseffekten være lik null. Dette tapet utgjør vanligvis mindre enn 0,1 %.

17. Inverter Loss over nominal inv. voltage = Tap på grunn av høy spenning

Vekselretterne utfører MPPT innenfor et spenningsintervall ($V_{mpp, Min} - V_{mpp, Max}$). Når det virkelige MPP ligger ved en høyere spenning, vil vekselretteren klippe spenningen slik at systemet opereres ved $V_{mpp, Max}$ og det oppstår et tap i potensiell energiproduksjon på grunn av lavere effektproduksjon dette punktet enn ved det virkelige MPP.

18. Inverter Loss due to voltage threshold = Tap på grunn av lav spenning

Når det virkelige MPP ligger ved en lavere spenning enn $V_{mpp, Min}$, vil vekselretteren klippe spenningen slik at systemet opereres ved $V_{mpp, Min}$ og det oppstår et tap i potensiell energiproduksjon på grunn av lavere effektproduksjon ved dette punktet enn ved det virkelige MPP.