

Jo Erik Andreassen
Even Ross Folkestad
Trond Hammersvik Johme
Håvard Melå Skjelsvik

Drift og vedlikehold av solcelleanlegg i Norge

Bacheloroppgave i Elektroingeniør
Veileder: Steve Völler

Mai 2021

Jo Erik Andreassen
Even Ross Folkestad
Trond Hammersvik Johme
Håvard Melå Skjelsvik

Drift og vedlikehold av solcelleanlegg i Norge

Bacheloroppgave i Elektroingeniør
Veileder: Steve Völler
Mai 2021

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Fakultet for informasjonsteknologi og elektroteknikk
Institutt for elkraftteknikk



Kunnskap for en bedre verden

Bacheloroppgave - Drift og vedlikehold av solcelleanlegg i Norge

Oppgavens tittel: Drift og vedlikehold av solcelleanlegg i Norge	Gitt dato: Våren 2021
	Innleveringsdato: 20.05.2021
	Gradering <input type="checkbox"/> åpent <input checked="" type="checkbox"/> lukket <input type="checkbox"/> åpent fra
	Antall sider/bilag 116 / 15
Project Title: Operation and maintenance of photovoltaics in Norway	
Gruppedeltakere: Jo Erik Andreassen Even Ross Folkestad Trond Hammersvik Johme Håvard Melå Skjelsvik	Veileder internt (navn/email/tlf.): Steve Vøller steve.voller@ntnu.no 73558933
Studieretning: Bachelor i ingeniørfag, elektro med spesialisering elkraftteknikk (FTHINGEL)	Prosjektnummer: E2126
Oppdragsgiver: Norges vassdrags - og energidirektorat	Kontaktperson hos oppdragsgiver (navn/email/tlf.): Jarand Hole jho@nve.no 41755723

Sammendrag (norsk og engelsk)

Oppgaven omhandler drift og vedlikehold av solcelleanlegg i Norge. Ved hjelp av litteratursøk og spørreundersøkelser har vi kartlagt utfordringer i det norske klimaet. Den gir et bilde på hvilke kostnadsverdier og årsaker for degradering som en kan forvente for en norsk installasjon.

This thesis deals with operation and maintenance of photovoltaic systems in Norway. We have mapped challenges in the Norwegian climate using literature searches and surveys. It gives an overview of what cost values and causes for degradation that can be expected for a Norwegian installation.

Stikkord:

Drift, vedlikehold, kostnader og solceller

Keywords:

Operation, maintenance, costs and photovoltaics

Forord

Denne oppgaven markerer slutten på et bachelorstudium i elektroingeniør, spesialisering elkraftteknikk ved NTNU våren 2021. Oppgaven ble gitt av NVE. Underveis er det gitt veiledning fra våre veiledere ved NTNU og oppdragsgiver NVE. Vi har i tillegg fått veiledning og hjelp underveis av aktører i næringslivet innenfor solcellebransjen.

Denne oppgaven tar for seg drift- og vedlikeholdskostnader med solcelleanlegg i Norge. NVE ønsker en oversikt over kostnader underveis i ett anleggs levetid slik at disse kan brukes av NVE i modellering av nytte-kostnadsanalyser av solenergi i Norge fram mot 2040. Oppgaven har vært interessant og vi har hatt dialog med flere aktører i næringslivet, foretatt en datainnsamling fra anleggseiere og gjort et litteratursøk. Dette har gjort at solenergi og kostnader underveis i ett anleggs levetid har blitt belyst fra flere sider. Arbeidet har vært utfordrende siden de etterspurte dataene har ikke blitt kartlagt fullstendig i Norge tidligere, men samtidig har dette gitt rom for læring og selvstendighet.

Vi setter pris på veiledning og innspill fra vår veileder ved NTNU, Steve Völler. Vår veileder i NVE, Jarand Hole retter vi også en takk til grunnet oppfølging og god veiledning underveis i oppgaveskrivingen. Vi ønsker også å rette en takk til alle som bidro i datainnsamlingsprosessen i oppgaven, gjennom både dybdeintervjuer og svar på spørreundersøkelser.

Trondheim, 20. mai 2021

Jo Erik Andreassen

Jo Erik Andreassen

.....

Even Ross Folkestad

Even R Folkestad

.....

Håvard Melå Skjelsvik

Håvard Skjelsvik

.....

Trond Hammersvik Johne

Trond Johne

.....

Sammendrag

I denne oppgaven har drift – og vedlikeholdskostnader med solcelleanlegg i Norge blitt undersøkt. For å kartlegge parametere som har innvirkning på kostnadene underveis i ett anleggs levetid ble det utarbeidet en spørreundersøkelse. Denne ble distribuert til eiere av solcelleanlegg og installatørfirma. Underveis viste det seg at dette ikke ga tilstrekkelig med informasjon og man foretok også dybdeintervjuer med installatørfirma og anleggseiere.

Driftskostnader har vi definert som ulike tap som påvirker anleggs produksjon og dermed økonomi. Degradering defineres som en driftskostnad og her inngår soiling som en følge av snøtap og generelt tap av ytelse på solcellepaneler. Det ble litt større fokus på degrading enn forventet siden det var mye litteratur å hente på området. Under vedlikeholdskostnader inngår serviceavtaler på store anlegg, og utskifting av komponenter som inverter når disse ryker utenfor garantitid. På grunn av manglende data fra spørreundersøkelse og litteratursøk har vi blitt nødt til å neglisjere noen kostnader på vedlikehold i vår analyse.

Ulike faktorer som kan påvirke ett anleggs drift – og vedlikeholdskostnader ble systematisert. Grunnet utilstrekkelig data ble det også foretatt et omfattende litteratursøk på degrading av solcelleanlegg og havari på komponenter i utlandet. Data fra litteratursøk ble brukt for å fylle inn manglende data fra spørreundersøkelser.

Oppgaven belyser kostnader og tap ved solcelleanlegg i Norge. Vi har forsøkt å formidle hva som kan være ulike feilkilder underveis i oppgaven. Det er flere faktorer som kan påvirke langsiktig lønnsomhet for et solcelleanlegg og det ble utarbeidet to forskjellige estimater for ytelsen av solceller i Norge. Ytelsen av solcelleanlegget medregnet degrading og snøtap, gir en maksimal forventet ytelse på 90 % og minimal forventet ytelse på 85 % etter 30 år. Funnene indikerer at det er små kostnader forbundet med å ha et anlegg i drift i Norge. Halvveis i levetiden må man påberegne et skifte av inverter på private anlegg. Dette er en kostnad som utgjør omtrent 20 % av anleggets investeringskostnad på private anlegg, som vil tilsvare 0,67 % av investeringskostnadene årlig.

Abstract

In this bachelor's thesis we have investigated operation and maintenance costs of photovoltaic systems in Norway. In order to find these costs, a survey was distributed among owners of systems and solar energy installation companies. These methods did not provide sufficient information. Therefore, interviews with key people in energy installation companies and system owners were conducted as well.

We decided to focus on operation costs which we have defined as different losses that negatively impact the profitability of photovoltaics systems. Degradation rates are relevant for profitability long term, and we specifically investigated soiling losses due to snowfall and losses in output power. We also focused on maintenance costs, for instance solar installation service agreements and component failure. The surveys and literature did not provide sufficient information and therefore we had to neglect certain costs in our analysis.

Various factors that impact PV systems operation and maintenance costs were systematized and due to insufficient data, a literature search was carried out to map degradation rates abroad and component failure. These findings were used to fill out lacking data from the surveys.

This thesis maps various costs and losses that can occur to PV systems in Norway. We have tried to mitigate different sources of error. There are several factors which influence long term profitability of a solar PV system. Two different estimates for performance of PV systems in Norway were prepared. Expected performance after degradation including snow losses was estimated in a maximum scenario to 90 %, and to 85 % in a minimum scenario after 30 years of operation. These findings indicates that there are small costs associated with operation of a PV system in Norway. After half of the systems lifetime the inverter is expected to fail. The replacement costs accounts for approximately 20 % in a private plant, which corresponds to 0,67 % of total investment costs annually.

Definisjoner

AC	Alternating current (vekselstrøm)
AM	Luftmassekoeffisient
DC	Direct current (likestrøm)
FF	Fill factor
IEA	International Energy Agency
IEC	International Electrotechnical Commission
I_{sc}	Short-circuit current (kortslutningsstrøm)
kg/m³	SI-enhet for tetthet
kWh	Måleenhet for energi
kW_p	Kilowatt-peak, måler anleggstørrelser etter oppgitt effekt
Lux	Måleenhet for belysningsstyrke
MPPT	Maximum power point tracking
NEK	Norsk elektroteknisk komité
NVE	Norges vassdrags - og energidirektorat
Pascal (Pa)	SI-enhet for trykkmåling
PCU	Power conditioning unit
P_{mpp}	Power at maximum power point (maksimalt effektpunkt)
PV	Photovoltaics (solceller)
STC	Standard Test Conditions (Standard test betingelser)
V_{oc}	Open-circuit voltage (åpen krets spenning)

Innholdsfortegnelse

Forord.....	iii
Sammendrag.....	v
Abstract.....	vi
Definisjoner.....	vii
Figurliste.....	xii
Tabelliste.....	xiii
1 Innledning.....	1
1.1 Bakgrunn for oppgaven.....	1
1.2 Omfang, mål og begrensninger.....	2
1.3 Oppbygning av oppgaven.....	2
2 Metode.....	4
2.1 Datainnsamlingsmetoder.....	4
2.2 Kvantitativ metode.....	5
2.3 Kvalitativ metode.....	5
3 Teori.....	6
3.1 Utvikling og fremtidsutsikter.....	6
3.2 Solceller som fagområde.....	8
3.2.1 Virkemåte.....	8
3.2.2 Oppbygning av moduler.....	9
3.2.3 Ulike solcelleteknologier.....	11
3.3 Degradering og feil.....	13
3.3.1 Ethylene vinyl acetate.....	14
3.3.2 Hot spots.....	14
3.3.3 Soiling.....	15
3.3.4 Mikrosprekker.....	16
3.3.5 Modultyper og degradering.....	17
3.3.6 Sikkerhet og brann.....	18
3.3.7 IV-kurve.....	19
3.3.8 Testing av degradering.....	20
3.3.9 Klimatiske påkjenninger for solcelleanlegg.....	22
3.4 Komponenter i et solcelleanlegg.....	22
3.4.1 Power conditioning unit:.....	23
3.4.2 Inverter:.....	24
3.4.3 Batterier:.....	25
3.4.4 Smarte strømmålere:.....	25

3.4.5	Sol-følger:.....	26
3.4.6	Montasje-anordninger:.....	27
3.5	Økonomi og drift.....	27
3.6	Klima og værforhold for solceller.....	29
3.6.1	Solinnstråling.....	29
3.6.2	Helningsvinkel.....	30
3.6.3	Köppen-Geiger klimaklassifisering.....	31
3.6.4	Hvordan temperatur påvirker solceller.....	33
3.6.5	Klimaendring.....	34
3.6.6	Klimaendring i Norge.....	36
3.6.7	Hvordan klimaendringer påvirker solceller i Norge.....	37
4	Resultater.....	38
4.1	Degradering.....	38
4.1.1	Mikrosprekker og snø.....	39
4.1.2	Studier fra Sveits og Norge.....	41
4.2	Komponenthavari.....	42
4.2.1	Skademekanismer.....	42
4.2.2	Inverterlevetid.....	44
4.2.3	Natt til dag overgang.....	44
4.2.4	Strøm - og spenningsavvik.....	46
4.3	Intervju og spørreundersøkelser.....	47
4.3.1	Dybdeintervju.....	48
4.3.2	Spørreundersøkelser.....	49
4.4	Kraftelektronikk.....	50
4.4.1	Temperatur.....	51
4.5	Bakgrunn for formler.....	55
4.5.1	Komponenter – Levetid og Garanti.....	55
4.5.2	Størrelser på anlegg.....	56
4.5.3	Soiling losses.....	57
4.6	Formler for drift og vedlikehold.....	60
4.6.1	Vedlikeholdskostnader.....	62
4.6.2	Driftskostnader.....	64
5	Diskusjon.....	68
5.1	Metode.....	68
5.1.1	Spørreundersøkelse.....	68
5.1.2	Dybdeintervju.....	69

5.1.3	Litteratursøk.....	69
5.2	Degradering.....	70
5.3	Klimasammenligning.....	70
5.4	Inverter, levetid og pris.....	71
5.5	Utfordringer med formlene	71
6	Konklusjon.....	72
6.1	Videre arbeid og refleksjon.....	73
7	Referanser.....	74
	Vedlegg A	89
	Vedlegg B	94
	Vedlegg C	95
	Vedlegg D.....	97
	Vedlegg E.....	98
	Vedlegg F.....	99
	Vedlegg G.....	100
	Vedlegg H.....	101

Figurliste

Figur 3.1, utviklingen av solkraft i Norge	6
Figur 3.2, PN-overgang	9
Figur 3.3, sammensetning av celler, moduler og array	10
Figur 3.4, IV-kurve for solcelle	11
Figur 3.5, historiske effektivitetsrekorder på laboratoriefremstilte solceller	12
Figur 3.6, monokrystallinsk (t.v.) og polykrystallinsk solcelle (t.h.)	13
Figur 3.7, kapsling (encapsulant)	14
Figur 3.8, hot spots i solcelle-array	15
Figur 3.9, soiling på solceller	16
Figur 3.10, mikrosprekker	17
Figur 3.11, oversikt over ulike solcelleteknologier	18
Figur 3.12, seriemotstand i ekvivalentkretsen	20
Figur 3.13, shuntmotstand (parallellmotstand) i ekvivalentkretsen	20
Figur 3.14, komponenter i et solcelleanlegg	23
Figur 3.15, inverter-range	24
Figur 3.16, optimalisering med sol-følger	26
Figur 3.17, hva som utgjør strømprisen	27
Figur 3.18, kraftprisanalyse mot 2040 ⁸¹	28
Figur 3.19, solinnstråling i forskjellige byer.	30
Figur 3.20, optimal vinkel.....	30
Figur 3.21, klimasoner i verden ⁵⁸	31
Figur 3.22, klimasoner i Europa	32
Figur 3.23, klimasoner i Norge ⁹⁵	32
Figur 3.24, celle-effektivitet per innstråling og temperatur ⁹⁷	34
Figur 3.25, spenning og strøm per temperatur ⁹⁷	34
Figur 3.26, totale utslipp av klimagasser 1960-2020	35
Figur 3.27, årlige avvik fra normaltemperaturen i Norge	36
Figur 3.28, nedbør i Norge (snø og regn)	37
Figur 4.1, feilstatistikk på komponenter ¹¹⁸	42
Figur 4.2, skademekanismer i moduler ¹¹⁸	43
Figur 4.3, levetid på inverter ¹¹⁹	44
Figur 4.4, solinnstråling over døgnet og innstrålingseffekten som kreves for at inverter slår seg på ¹²⁰	45
Figur 4.5 (t.v.), celledspenning i overgangen fra natt til dag	45
Figur 4.6 (t.h.), normal feilstrøm for cellen ved overgang fra natt til dag ¹²⁰	45
Figur 4.7, oversikt over intervall for anleggstørrelser i spørreundersøkelser.	49
Figur 4.8, sammenligning av snøtap med forslagsverdier i Alaska og Norge ¹³⁵	58
Figur 4.9, degradering i utvalgte land over 30 år.....	61
Figur 4.10, sammenligning for minimum og maksimum ytelse i Norge. Over 30 år vil ytelsen sannsynligvis ligge i intervallet.....	65
Figur 4.11, sammenligning for minimum og maksimum ytelse i Norge med snøtap. Over 30 år antas ytelsen å ligge i intervallet.	66

Tabelliste

Tabell 4-1, snøtyper og deres trykk mot underlaget	39
Tabell 4-2, degradering i Skottland ¹¹⁴	40
Tabell 4-3, degradering i Irland ¹¹⁴	40
Tabell 4-4, forskjellen i simuleringer fra reelle tester ¹²⁰	45
Tabell 4-5, data for et eksempel nett ¹²²	47
Tabell 4-6, oversikt over inverter og total kostnader i spørreundersøkelser	50
Tabell 4-7, sannsynlighetsmodell for mikroinverter	52
Tabell 4-8, feilrate for mikroinverter i et norsk klima med måledata fra perioden 01.01.2020 til 31.12.2020 med unntak av helligdager.	53
Tabell 4-9, levetid, total kostnadsandel, bytte og garantitid for utvalgte komponenter.	56
Tabell 4-10, viser snøtap i Trondheim, Norge med våre estimater til høyre og Failla M.C ¹³⁵ i midten.	59
Tabell 4-11, årlig degradering i utvalgte land	61

1 Innledning

1.1 Bakgrunn for oppgaven

Dette prosjektet er gitt av NVE våren 2021. NVE har blant annet ansvar for å forvalte energiressursene i Norge og bidra til det grønne skiftet på en effektiv måte ¹. Solkraft er den energikilden som vokser raskest globalt og NVE er engasjert i solkraft gjennom plusskundeordningen (salg av overskuddsstrøm), elsertifikater (støtteordning for fornybare kraftkilder) og opprinnelsesgarantier (spesifisering av opprinnelse for kraftkilder) ².

Bakgrunnen for prosjektet er at NVE har behov for en gjennomgang av kostnadene som solcelle-anlegg i Norge står ovenfor. Tidligere har dette vært anslåtte tall med stor usikkerhet, fordi man ikke har hatt et grunnlag for å se helheten i kostnadsbildet. Eksempelvis har det vært benyttet en årlig vedlikeholdskostnad på 1 % av investeringskostnaden som modell. Denne er ikke så nøyaktig som man kunne ønsket, blant annet grunnet at det kan være store forskjeller mellom ulike typer anlegg. En nøyaktig oversikt knyttet til drift - og vedlikeholdskostnader etterspørres, som på sikt kan bidra til et datagrunnlag tilgjengelig for allmennheten. Målet er å forbedre anslaget på drift - og vedlikeholdskostnader, ved hjelp av å sette sammen de særnorske utfordringene som klima og nettstruktur. For å kunne gjøre dette forutsettes det en studie av hvordan anlegg håndterer særnorske forhold. Deretter kan dette kombineres for å gi et tydelig anslag for ulike anleggstyper (privatboliger, næringsbygg og solparker). Dagens modeller tar ikke god nok høyde for ulike anleggsstørrelser. Det kan være store forskjeller i kostnadene mellom små private anlegg og store næringsanlegg, hvor inspeksjoner og andre kostnader forventes.

Solkraft kommer til å bli en enda viktigere energikilde globalt og i Norge i årene som kommer, og derfor vil en slik datainnsamling være nyttig for å avdekke forholdene i Norge enda bedre. Tydeligere oversikt over kostnader med drift og vedlikehold vil være viktige data for NVE, men det kan også komme bransjen til gode at man har oppdaterte og gode data om drift og vedlikehold av solcelleanlegg. Ettersom Norge er et land hvor det er et ganske godt potensiale for solkraft, spesielt på Sørlandet og Østlandet³, vil det være naturlig å satse mer på solkraft. Det er stor global vekst og kostnadene har falt dramatisk de siste årene ⁴.

1.2 Omfang, mål og begrensninger

Oppgavens hensikt er å skaffe samfunnsnyttig informasjon og en oversikt over hvordan solceller presterer i Norge. Et omfattende litteratursøk er nødvendig grunnet manglende norske data. Dette kommer av at den norske satsningen er relativt ung per i dag. Derfor er data innhentet fra andre land med liknende klimatiske utfordringer før de er forsøkt sammenliknet og estimert med tanke på relevansen til norske forhold.

Målet med oppgaven er å gi en innføring i hva som er spesielle utfordringer i Norge, og hvordan disse skal håndteres ved beregning av et anlegg med hensyn på driftsituasjonen. En bedre forståelse for driftsituasjoner vil være en fordel for sluttkunden. Ettersom de vil få tilgang til bedre informasjon om hvordan deres anlegg oppfører seg under ulike forhold. I tillegg vil et tryggere estimat redusere tilbudets usikkerheter for kunden. Dette kan på sikt kan føre til at flere velger å satse fornybart med egne anlegg.

Oppgaven begrenser seg til å omhandle drift og vedlikehold, og derfor foreligger ingen økonomisk vurdering av hvorvidt investeringen av solcelleanlegg er fornuftig. Forfatterne vil også legge til at denne oppgaven ikke gjør noe forsøk på å undersøke kvaliteten på komponenter fra ulike leverandører, men prøver å skape et totalbilde generelt for hele landet. Derfor gir oppgaven et innblikk i hva som er fornuftig å vurdere i et norsk anlegg, uten at tallene som kommer fram av oppgaven forsøker å gi en fasit på hva som er riktig for et spesifikt anlegg. Til det er variablene for mange.

Hovedutfordringen blir å sette sammen de særnorske forholdene til et helhetlig kostnadsestimat eller til tap av produksjon. I Norge sørger det kalde klimaet for at vi har utfordringer som solbransjen bør være bevisst på. Dette innebærer snøtap, kuldeproblematikk og nettforhold som gjør at en direkte sammenligning med andre land ikke er hensiktsmessig.

1.3 Oppbygning av oppgaven

Teori går inn på de tekniske aspektene ved solcelleteknologien, og danner grunnlaget for senere analyse av faktorer som påvirker et anlegg i levetiden. Resultat og diskusjon inneholder en presentasjon av informasjon funnet i litteraturen og usikkerheter diskuteres. Samtidig kommer vi inn på hvilke data som er nødvendig for å dra mer ut av slike analyser i fremtiden. Det ble også anvendt

analyse av kartlagte forhold fra utlandet og dette ble modellert inn mot norske forhold. Likheter og forskjeller ble diskutert for å kunne få en mest mulig nøyaktig oversikt over norske kostnader for drift og vedlikehold av solceller. I konklusjonen summerer vi opp våre funn og andre elementer det kan være interessant å undersøke nærmere.

2 Metode

I dette kapitlet blir fremgangsmåten i oppgaveløsningen presentert. Her presenteres hvordan vi har gått frem for å få inn data fra anleggseiere, og hvilke faglige metoder vi har benyttet for å innhente best mulig informasjon fra kontaktene.

2.1 Datainnsamlingsmetoder

Disse metodene ble brukt i oppgaven:

- Innhenting av data via spørreskjema som ble distribuert i sosiale medier samt i nyhetsbrev til Solenergiklyngen.
- Intervjurunde mot anleggseiere og installatører av solceller.
- Innhenting av data på degradering, komponenthavari og kraftelektronikk fra andre land med liknende klimatiske forhold som Norge. Data herfra ble modellert inn mot norske forhold.

For å samle inn relevant data fra anleggseiere ble det utarbeidet spørreundersøkelser i Google Docs. Der ble informasjon om anleggets størrelser, kostnader og feildata. Spørreundersøkelse har både blitt spredt direkte av bachelorgruppa gjennom en Facebook-gruppe for solenergi og av Solenergiklyngen ved hjelp av nyhetsbrev.

Dybdeintervjuer ble gjennomført via telefon hvor det ble holdt en samtale med installatører og anleggseiere. Der fikk intervjuobjektene fritt spillerom til å fortelle om hva de anså som relevante vinklinger og aspekter i forbindelse med oppgaven.

Ved litteratursøk ble det benyttet forskjellige søkemetoder. Databasene Scopus, Google Scholar i tillegg til andre nettsider var hovedsakelig det som ble brukt. Der ble det søkt på degradering, komponenthavari, kraftelektronikk og solcelle-teknologi i kalde klima.

2.2 Kvantitativ metode

Kvantitativ metode er observasjon av målbare tall og statistiske analyser⁵. Denne metoden ble brukt mye under bacheloroppgaven og det ble bedømt til å være mest hensiktsmessig siden sluttresultatet for oppgaven var en oversikt og formler for drift - og vedlikeholdskostnader for solcelleanlegg i Norge. Da er noen størrelser og data relevant. Ved å analysere tallgrunnlag fra andre publikasjoner og spørreundersøkelser ble det funnet sammenhenger mellom målbare størrelser.

2.3 Kvalitativ metode

Innenfor kvalitativ metode står ens tolkning og analyse i forgrunnen og man forsøker å tolke informasjon⁵. Kvalitativ metode ble brukt for å finne sammenhenger mellom klimatiske forhold og hvordan data fra andre land kan modelleres inn mot norske forhold. Her er det ikke et svart-hvitt svar og det ble gjort analyse av både kvalitative data og kvantitative data for å komme fram til best mulig datagrunnlag sett fra andre land sine data. I intervjuer mot anleggseiere og installatører ble også kvalitativ metode benyttet.

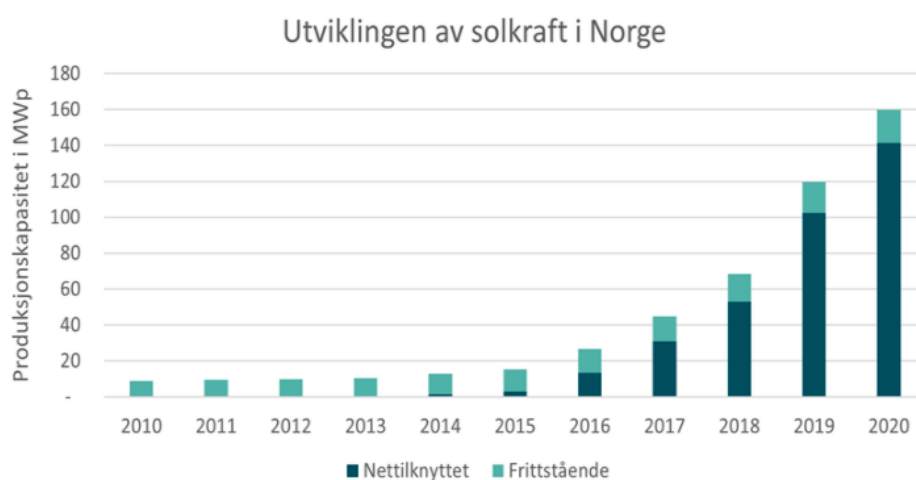
Grunnlag for beslutningen om å benytte både kvantitativ - og kvalitativ metode var at man ønsket å komme fram til en så nøyaktig oversikt over kostnader med drift og vedlikehold av solcelleanlegg som mulig. Man støtte på en del utfordringer ved datainnsamlingen og måtte derfor i større grad enn ventet ta i bruk kvalitativ metode for å komme fram til ønsket sluttresultat. Bruk av begge metodene kan videre vært gunstig siden de ikke trenger å utelukke hverandre og man får belyst problemstillingen på flere måter slik at man får en så bra totalforståelse som mulig.

3 Teori

I dette kapitlets første del foreligger informasjon rundt solcelleanleggs utvikling og motivasjoner i Norge før teknologien forklares gjennom virkemåte og sammensetning. Videre kommer vi inn på utfordringer samt skademekanismer, etterfulgt av en innføring i anleggets hovedkomponenter. Avslutningsvis blir økonomiske og klimatiske forutsetninger presentert.

3.1 Utvikling og fremtidsutsikter

Solkraft vokser stadig i Norge og resten av verden. Selv om solenergi er den fornybare energikilden som vokser raskest globalt, så er den fremdeles langt bak andre fornybare løsninger som vannkraft og vindkraft ⁶. Det blir stadig billigere å kjøpe solcelleanlegg, samtidig som virkningsgraden blir bedre og forventet levetid blir lengre. Tradisjonelt i Norge har det blitt brukt solcelleanlegg på hytter frittstående fra nettet (offgrid). De siste fem årene har installert produksjonskapasitet økt eksponentielt med størst økning innenfor de nett-tilknyttede anleggene. I slutten av 2020 hadde Norge en kumulativ installert PV-kapasitet på 160 MW_p.



Figur 3.1, utviklingen av solkraft i Norge ⁷

Norge har langt mindre solenergiproduksjon enn de andre skandinaviske landene og andre land med likt klima. En faktor som kan forklare dette er at Norge allerede produserer 99 % bærekraftig energi via vannkraft som er billigere enn andre land ⁸.

Når det kommer til utbygging av solcelleanlegg så er det langt dyrere å bygge i Norge enn i andre land. Sammenlignet med Tyskland som har lang erfaring i solindustrien så er det 70 % dyrere å installere solcellepaneler i Norge⁹.

Det finnes forskjellige tilskuddsordninger i Norge som har blitt satt i gang for å øke satsningen på solenergi. Enova har en egen ordning der en kan spare inntil 28 750 NOK. Den går ut på at en får 10 000 NOK i støtte på installasjon og 1 250 NOK for hver kW_p installert effekt opp til 15 kW_p. Denne støtteordningen gjelder bare private husholdninger som er tilkoblet nettet. Den store økningen i solcelleanlegg i Norge kom etter at støtten ble lansert i 2014¹⁰.

Oslo har også sin egen ordning for tilskudd til installasjon av solceller. Den gjelder for borettslag, sameier og næringsbygg. Tilskuddet gjelder for bygget som helhet, ikke enkeltbeboere. Via denne ordningen kan en få dekket 2 000 NOK pr kW_p installert. Det er begrenset til 30 % av kostnadene og det er maksimalt 1 000 000 NOK. Innovasjon Norge har en ordning som er rettet mot landbruksaktører. Hvis det er til næringsformål, kan de få inntil 35 % og maksimalt en støtte på 1 000 000 NOK¹¹.

Plusskunder er brukere med anlegg som produserer energi som kan gå til både eget bruk og hvor overskuddsenergi kan føres inn på nettet. Grensen som har blitt satt av NVE er effekt inntil 100 kW fra eget anlegg til tilknytningspunktet. Nettselskapet måler forbruket og overskuddsenergien og i tillegg må plusskunder velge seg en kraftleverandør som kjøper kraft fra overproduksjon og fakturerer for forbruket¹².

Norge har per i dag ingen nasjonale mål for solenergi. Solenergiklyngen har publisert et veikart som viser potensialet solenergi har i Norge. De mener Norge innen 2030 kan oppnå en produksjon på 2-4 TWh¹³. International Energy Agency mener at fornybar energi kommer til å stå for 80 % av verdens strømproduksjon innen de kommende tiårene. For mange land er hovedalternativene for fornybar energi enten vind eller sol⁷.

Det blir stadig mer normalt å ha solceller på hustak som er vendt mot solen eller på næringsbygg som har store flate områder, som er et velegnet sted å ha anlegg. I Norge har vi enda ikke noen store solparker, men naboen vår Sverige har bygget flere. Deres største, Strängnäs solpark, ble bygget i 2020 og har en kapasitet på 20 MW_p¹⁴.

Innen 2020 var det installert 627 GW_p solenergi over hele verden. Det utgjør 3,0 % av verdens kraftproduksjon. Av disse ble 115 GW_p installert i 2019, der 18 land stod for minst 1 GW_p. Til sammen var det 40 land som har minst 1 GW_p installert effekt i 2019. Med tiltakene som har blitt gjort globalt ved å bruke solenergi har en spart et utslipp på 700 millioner tonn CO₂ per år. I 2019 så var det Kina

som stod for det meste av den installerte effekten av solenergi med hele 30,1 GW_p. Mens hvis en ser på produksjon og effekt per innbygger så er det Tyskland som stiller best med Australia rett bak ¹⁵.

Kraftproduksjonen håndteres ulikt i forskjellige deler av verden. Likevel ser man at flere land velger å komme med retningslinjer for å få ned karbonutslipp ¹⁶. Norge har satt et mål om å redusere utslipp av klimagasser med 50 til 55 % innen 2030. Dette skal oppnås blant annet gjennom avgifter, eksempelvis er 80 % av klimagassutslipp i Norge underlagt avgifter eller en del av det europeiske kvotesystemet. Avgiftene, i samarbeid med støtteordninger gjør fornybar satsning lukrativt, spesielt i bransjer som benytter fossile energikilder i dag. Ett eksempel er transportsektoren, som de siste årene er elektrifisert i stadig økende grad spesielt innen persontransport. Norge er eksempelvis det landet med flest elbiler per innbygger ¹⁷. For å øke elektrifiseringen forutsettes økt kraftproduksjon, problemet er imidlertid at det norske kraftnettet har mange flaskehalsar med høyt belastede overføringslinjer. Derfor må man i større grad benytte distribuert kraftproduksjon, med nærhet til kraftbehovet. Dette er et glimrende utgangspunkt for at solenergien kan utgjøre en viktig del av det fremtidige kraftsystemet ¹⁸.

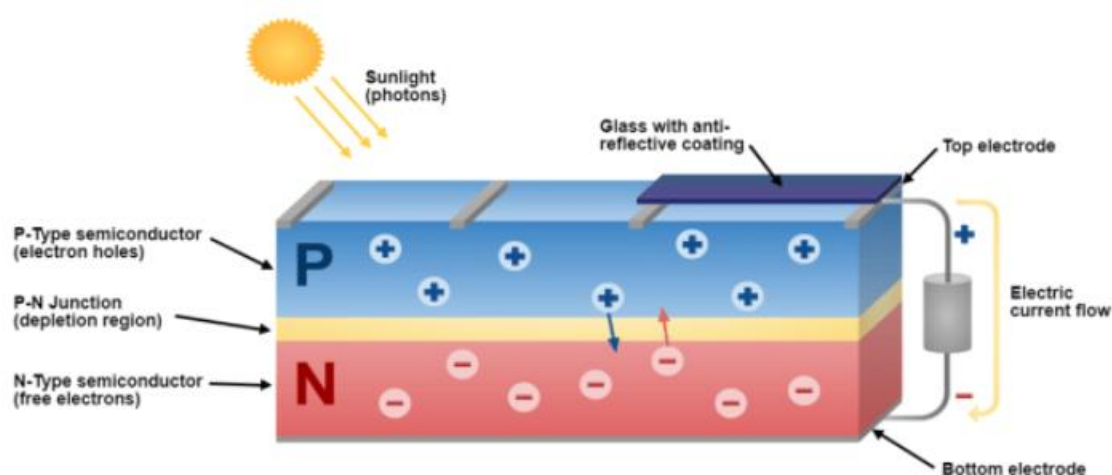
3.2 Solceller som fagområde

Solen er den viktigste faktoren for å gjøre liv mulig her på jorden, og den er sentral i alle forekomster av energi. Det er egenskaper i solen som vi mennesker ikke oppdaget før i det 19. århundre. Da ble basisen og mulighetene for solkraft ved bruk av solceller lagt ¹⁹.

3.2.1 Virkemåte

I en solcelle konverteres energien i fotoner fra solen til elektrisk energi. Det skjer fordi halvleder-materialet i solcellen har elektroner som ved romtemperatur fritt kan bevege seg innenfor krystall-gitteret. Ved å skape et elektrisk felt i denne krystallen kan en utnytte at elektronene vil ledes til sin opprinnelige plassering, gjennom en elektrisk krets ¹⁹ (Se Figur 3.2). Det elektriske feltet skapes ved å benytte to ulike sjikt med ulik doping. Doping vil si at enkelte atomer i halvleder-krystallene erstattes med atomer som har enten flere eller færre valenselektroner. For en silisiumcelle, vil det innebære bruk av bor (gruppe 3) eller fosfor (gruppe 5) fordi silisium er fra atomgruppe 4. Dette er fordi de skaper positive og negative ladningsbærere, omtalt som p- og n-type.

Når de to ulike typene settes sammen vil det oppstå et naturlig potensialsille, som resulterer i et elektrisk felt. Elektroner som eksiteres i eller nært det elektriske feltet vil bli påført en kraft fra feltet og gå over til den andre siden av solcellen. Derfra vil det ledes tilbake på plass gjennom den elektriske kretsen, og kunne eksiteres på ny.



Figur 3.2, PN-overgang ²⁰

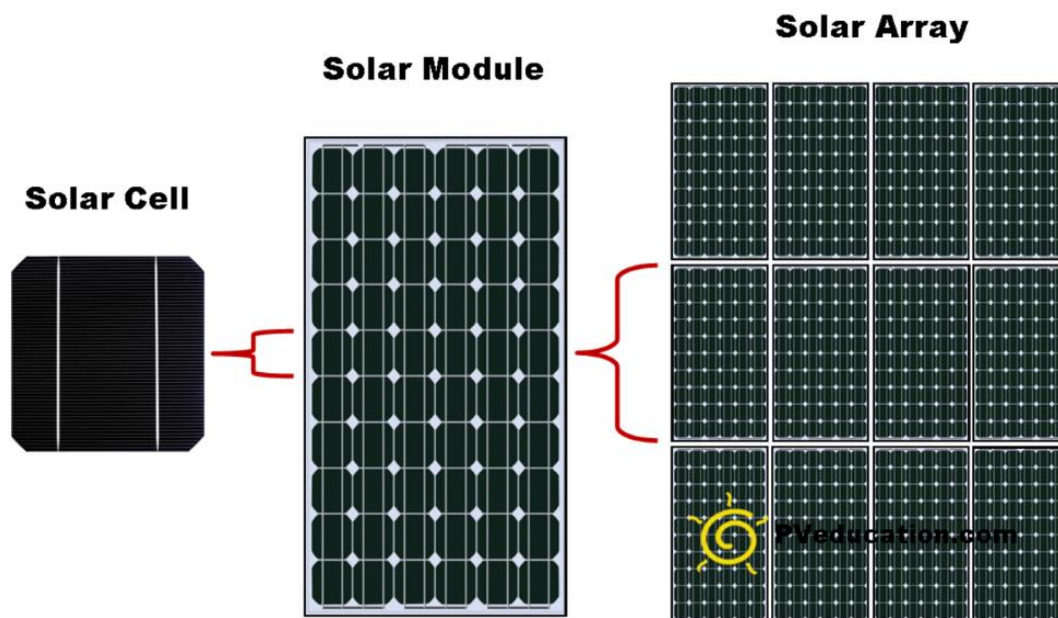
3.2.2 Oppbygning av moduler

For å utnytte solceller settes de sammen til moduler, i dagligtale paneler. Modulene må være tette for å hindre korrosjon og skade på de elektriske forbindelsene. Derfor kapsles de inn for at de skal være beskyttet mot ytre påkjenninger. En ferdig modul består ofte av glass på framsiden, kapsling (EVA) mellom glass og celle og celle og polymer, polymer-materiale på baksiden og aluminium som ramme ²¹.

Hver solcelle produserer ca. 0,5V, derfor er det nødvendig å sette flere celler sammen i serie for å øke spenningen. En typisk modul består av 36/60/72 celler, men andre størrelser finnes også. Eksempelvis vil et 12 V batterisystem ofte bestå av 36 celler. Dette er fordi batterilading krever en overspenning og det minimerer problemene ved tap ²².

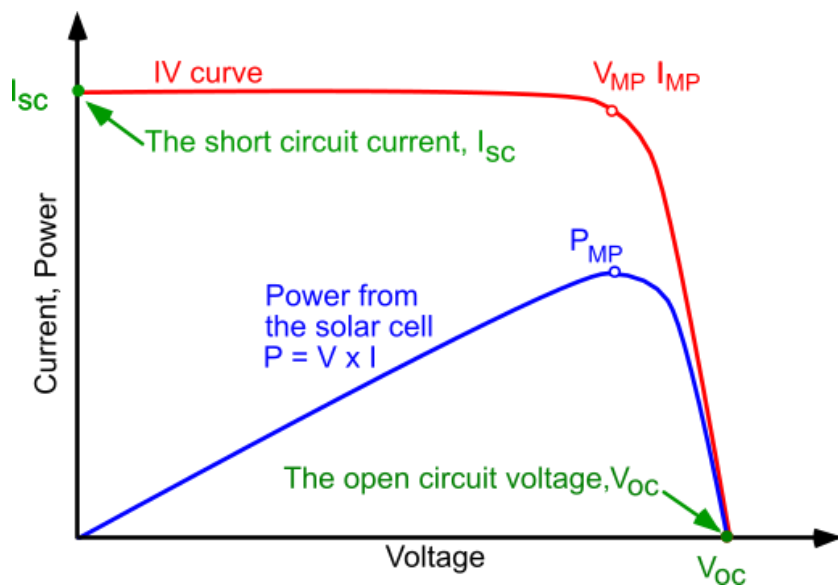
Ikke bare er modulene et ferdig salgbart produkt, de kan også fungere som byggeklosser for et større solcelleanlegg. Dette kan fungere enten ved å utvide eksisterende anlegg, eller ved at de monteres opp som et nytt. Ønsker man større effekt vil derfor den enkleste måten å realisere dette på være å

legge til flere moduler. Etter hvert som anleggene blir større, er det hensiktsmessig å sette disse sammen i strenger og array-strukturer (tabellformasjon) for å spare kabelkostnader.



Figur 3.3, sammensetning av celler, moduler og array ²³

Solceller har unike karakteristikk i likhet med andre halvleder-komponenter som dioder. Strøm-spenningskarakteristikken varierer med solinnstrålingen, og derfor får vi forskjellige åpen krets spenninger (V_{oc}) og kortslutningsstrømmer (I_{sc}). Mellom disse punktene vil IV-kurven til cellen ligge. Kurven vil bestemme hvor solcellen opererer mest effektivt, cellens “maximum power point” (MPP). Ettersom karakteristikken varierer er det en stor utfordring med snø, vegetasjon, bygninger og annet som skyggelegger modulene. Når solceller kobles i serie, vil strømmen gjennom to celler være lik. Derfor begrenses strømmen av den cellen som fører minst strøm. Dersom en hel streng med celler mater effekt inn i en skyggelagt celle, vil hele strømmen begrenses av denne skyggede cellen. Siden energi ikke kan forsvinne, risikerer vi varmeskader når energien omsettes i den skyggede cellen.

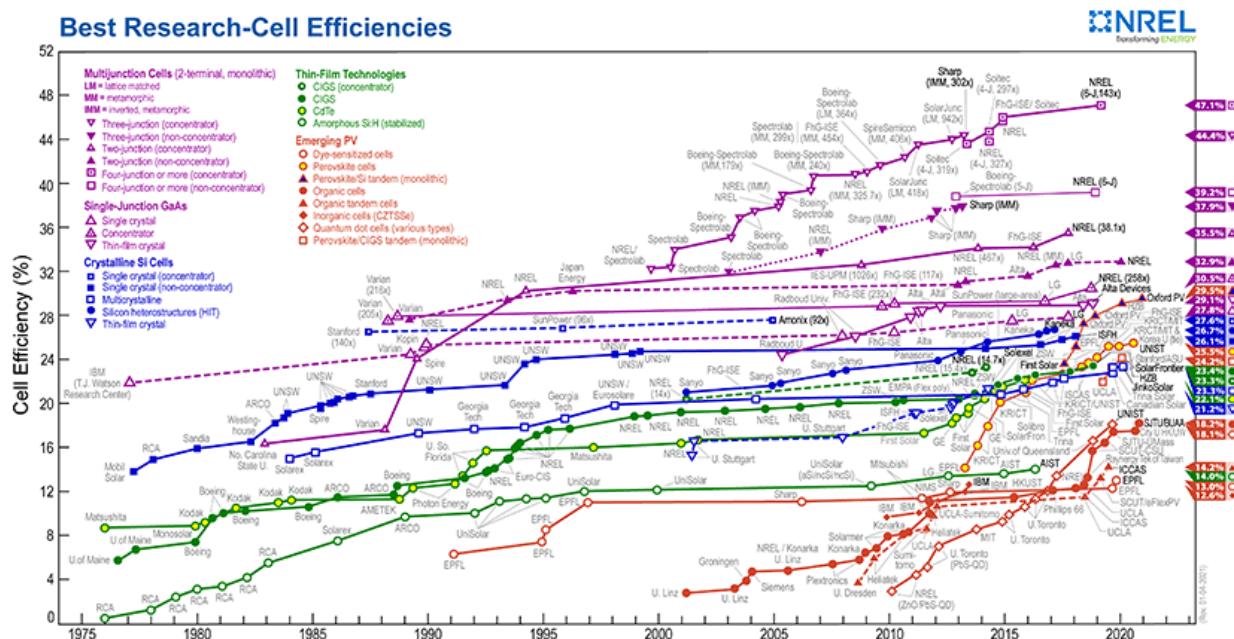


Figur 3.4, IV-kurve for solcelle ²⁴

For å forebygge varmeproblemet (hot spots) benyttes friløpsdioder. Ved å koble disse i parallell med cellene leder de ikke ved normal drift. Derimot vil de lede når det oppstår skygger. Dioden leder umiddelbart når de to parallellene får lik resistans. Vi vil få et lite spenningsfall over dioden som vil minke effektiviteten på modulen, men vi unngår skader på celler som følge av opphopet spenning. På modulnivå benyttes ofte parallelle grener. Fordelene med dette er at vi får en større strøm, fordi strømmene summeres. For å unngå at en modul med høy effekt mater effekt inn i en modul med lav effekt ved ujevn solinnstråling benyttes blokkerende dioder. Tilsvarende som friløpsdiodene, vil også disse føre til at effekt ikke omsettes i cellene og gir varmeskader ^{25 26}.

3.2.3 Ulike solcelleteknologier

Solceller er teknologi i stadig utvikling. Det økte søkelyset på grønn energi har over de siste 15-20 årene ført til store fremskritt på effektivitet og reduserte kostnader. Ettersom cellene kan utvikles av halvledere, avhenger effektiviteten av stoffene som utgjør cellen. Den mest effektive typen per i dag er en «six-junction III-V» solcelle som har testet 39,2 % effektivitet med 1,5AM og 1000W/m² solinnstråling ²⁷. Denne består av totalt 140 lag av ulike materialer og absorberer et stort lysspekter. Som forskningstilfelle belyser det hva som er mulig, og III-V-celler blir oftest brukt for å forsyne satellitter.



Figur 3.5, historiske effektivitetsrekorder på laboratoriefremstilte solceller ²⁸

På det "normale" markedet er silisium-basert teknologi dominerende, med rundt 90 % av andelene ²⁹. Hovedårsaken er at silisium er et av de mest tilgjengelige grunnstoffene på Jorda, og at grunnstoffet er det viktigste i fremstillingen av elektroniske komponenter som dioder og transistorer ³⁰. Det finnes tre hovedtyper av silisium-celler som har hver sine egenskaper. Monokrystallinsk (én-krystall), multikrystallinsk (polykrystallinsk eller flerkrystall) og amorf silisium. Sistnevnte er en type tynnfilmceller som en kanskje kjenner igjen fra kalkulatorer. Tidligere hadde amorf silisium en betydelig markedsandel, men utviklingen av mer effektiv teknologi fra andre celletyper og en reduksjon i kostnader har gjort at markedet har minket.

Monokrystallinske moduler er mest effektive og gir mest produsert energi per m². I dag leverer disse modulene opp imot 24 % effektivitet på det kommersielle markedet. De er dyrere enn polykrystallinske, fordi cellene de lages av er en ensformig krystall med en omfattende tilvirkningsprosess. Polykrystallinske celler er smeltet sammen av flere krystaller, derfor vil ikke krystallene ligge uniformt fordelt i hele cellen. Da går elektrisk motstand opp og effektiviteten ned. Typisk effektivitet i markedet i dag ligger på 18-20 %. Tynnfilmcellene av amorf silisium har effektivitet på omtrent 10 % ³¹.

For krystallbasert teknologi er produksjonsgarantitiden ofte 25 år for begge. Likevel anses levetiden på monokrystallinske som bedre, men det er selvsagt avhengig av kvaliteten på det enkelte produktet. I tillegg er estetikken bedre ivaretatt på monokrystallinske med sitt matte sorte uttrykk, sammenlignet

med det mørkeblå/lilla for polykrystallinske celler. (Se Figur 3.6) Videre anses monokrystallinske celler å være bedre ved varme, siden de er mindre utsatt for oppvarming i krystallen (hot spots). Likevel vil valget av modultype være en vurdering som må bli tatt på bakgrunn av det enkelte anlegg.



Figur 3.6, monokrystallinsk (t.v.) og polykrystallinsk solcelle (t.h.) ³²

3.3 Degradering og feil

Det finnes mange ulike former for degradering (ytelsestap) på solceller. Degradering er avhengig av omgivelsene og modultype. Vi skal fokusere på norsk klima, derfor har vi valgt å fokusere i hovedsak på soiling, mikrosprekker og hot spots. Det er også andre degraderingstyper i Norge, men de er ikke like utbredt eller har ikke like store konsekvenser. I punktlisten under finnes et utvalg vi ikke går nærmere Et utvalg er listet opp under:

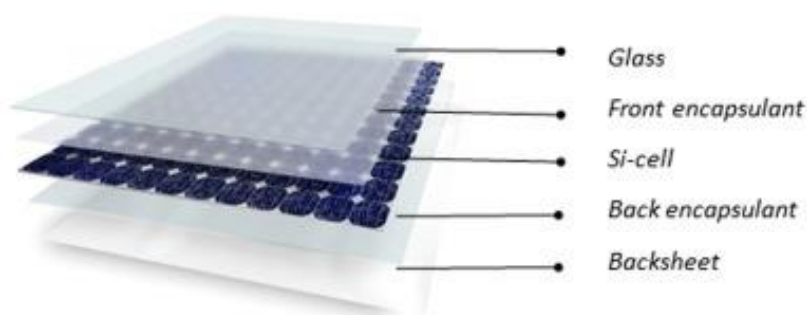
- Korrosjon
- Potential-induced degradation
- Delamination
- Bubbles
- Kortslutning mellom celler
- Feil i koblingen mellom paneler

3.3.1 Ethylene vinyl acetate

Ethylene vinyl acetate (EVA) er materialet som blir brukt for å innkapsle solcellene. Kapslingen ligger mellom solcellene og glasset på framsiden, samt mellom celler og polymer som ofte brukes på baksiden.

Både "bubbles", PID (potential induced degradation) og delaminering er degradering som skyldes degradering av EVA-materialet i cellene.

Det som har størst påvirkning på degraderingsraten til EVA-materialet er høy temperatur og UV-stråling³³. Dette er et større problem i varmere klima enn i Norge.

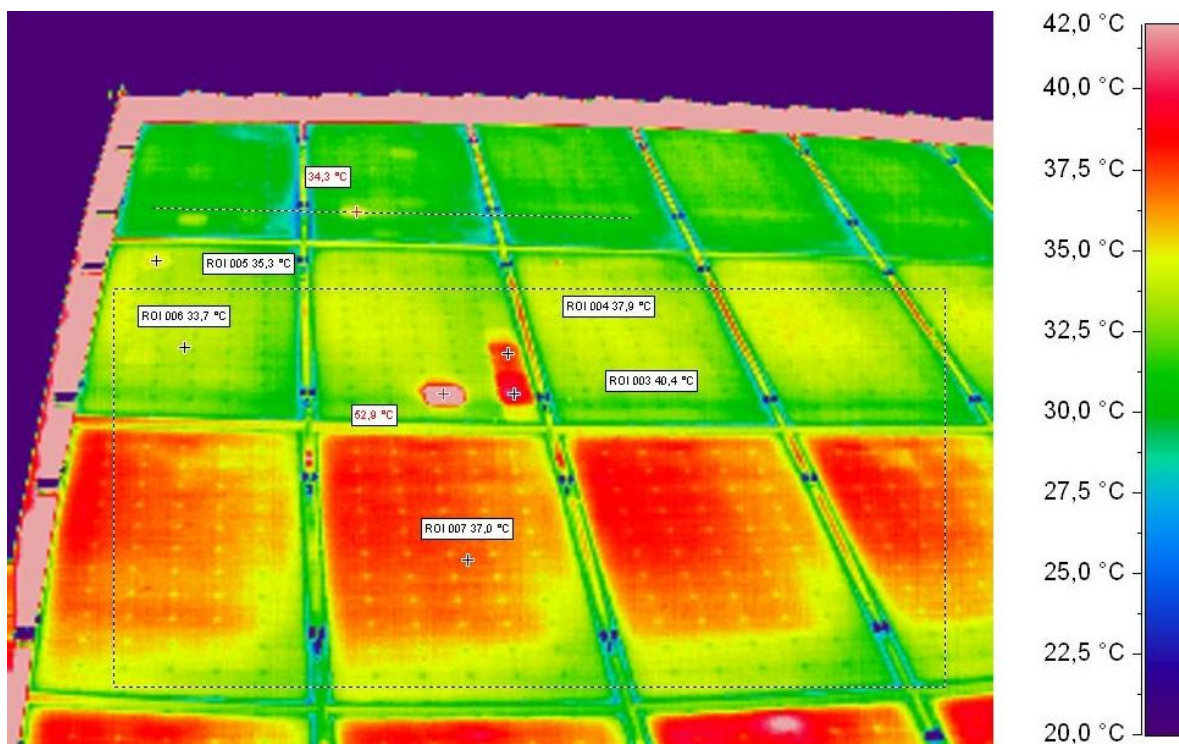


Figur 3.7, kapsling (encapsulant)³⁴

3.3.2 Hot spots

Celler kobles i serie også kalt en streng og dette gjøres for å øke spenningen. Hvis en celle i en streng skygges for, vil de andre cellene i strengen produsere høyere spenning. Da vil den skyggede cellen reverseres og omsette energi til varme. Hot spots oppstår når det omsettes mye effekt i en reversert celle. Når en streng med ledende celler produserer strøm som går igjennom en reversert celle vil det føre til lokal oppvarming og det kan oppstå sprekker og degradering av modulen³⁵.

Lokal overoppheting av celler kan føre til økt degradering. Det er ofte vanskelig å avdekke hot spots siden det ofte oppstår veldig små forskjeller i modulene sin strøm-spenningskarakteristikk. Hot spots fører til degradering av modulene på lang sikt³⁶. Enkelt forklart er en hot spot en lokal overoppheting av moduler.



Figur 3.8, hot spots i solcelle-array ³⁷

3.3.3 Soiling

Det er mange faktorer som bestemmer hvor mye effekt et solcellepanel leverer, blant annet miljøet det befinner seg i. Det kan oppstå skyggelegging eller blokkering av en modul av flere årsaker. Normalt deles soiling inn i to kategorier:

- Partikler som hindrer lysinnstråling i lufta, eksempelvis luftforurensning.
- Elementer som ligger fysisk på modulene, eksempelvis snø, skitt og støv.

Når det legger seg blokkerende elementer på moduler påvirker dette strømmen som leveres, men ikke spenningen. Hvis eksempelvis luftforurensning skygger for modulene vil dette påvirke spenningen som leveres. Vinkelen på panelene påvirker soiling og det er generelt lettere for blokkerende elementer å samle seg opp hvis panelene er installert med liten/ingen helning ³⁸.

Det er i størst grad i områder hvor det er lite nedbør som kan rengjøre modulene og fremmedelementer som for eksempel støv som kan samle seg på moduler at dette er et stort problem. Soiling kan forårsake betydelige tap dersom det ikke blir vasket av og teknisk sett kan støv i ørkenområder medføre opptil 50 % tap av ytelse ³⁹.

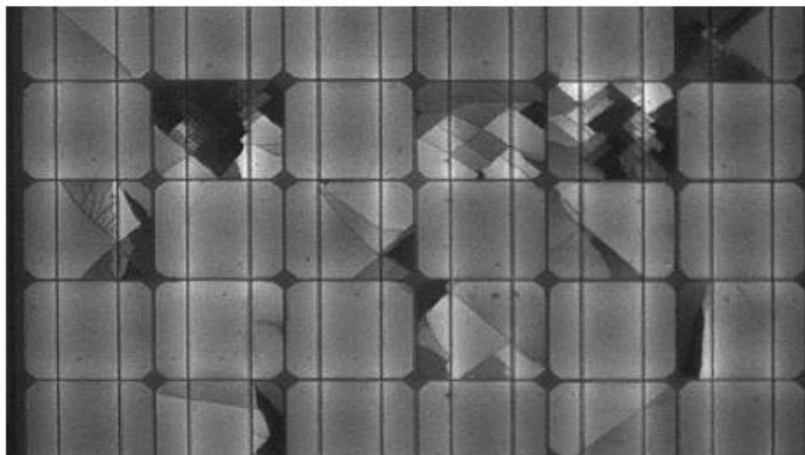


Figur 3.9, soiling på solceller ⁴⁰

3.3.4 Mikrosprekker

Silisiummaterialet i modulene i solcelleanlegg er veldig tynt, og det utvider seg eller krymper med temperaturvariasjoner og det kan oppstå mikrosprekker. Mikrosprekker er en form for degradering som påvirker både levetiden til anlegget samt strømproduksjonen. Flere forskjellige miljømessige påvirkninger kan forårsake mikrosprekker, blant annet: variasjon i temperatur mellom natt og dag, fuktighet, frost, hagl, tungt snøfall og vind.

Mekanisk belastning gjennom for eksempel snøfall kan medføre mikrosprekker og dette er relevant i norsk klima. Moduler kan også bli skadet og sprekker kan oppstå under transport, installering eller produksjon. En indikator på at det er oppstått mikrosprekker i modulene er “snail trails”, som er misfarging av modulene.



Figur 3.10, mikrosprekker⁴¹

Mikrosprekker kan medføre en reduksjon i levert effekt, og i noen tilfeller kan det oppstå elektrisk separasjon mellom ulike deler av cellene. Det er størst effekttap hvis det oppstår elektrisk separasjon, men det kan oppstå degradering selv om separasjon ikke dannes. I moduler med et stort antall sprekker kan det oppstå opptil 2,5 % tap og i moduler med separasjon kan tapene bli større. Mikrosprekker kan også føre til hot spots, gjennom at resistansen øker noe som igjen fører til temperaturøkning når strømmen går gjennom. Dette kan potensielt skade cellene mer.^{42 43}

3.3.5 Modultyper og degradering

Jordan og Kurtz gikk gjennom degradering for ulike modultyper og gjorde et omfattende litteratursøk. Resultatene er presentert i Figur 3.11.

I tillegg presenteres en oversikt med degraderingsrater for ulike modultyper og resten av systemet. Tynnfilmceller (CdTe) har som oversikten viser typisk høyere degradering enn mono – og polykrystallinske moduler. Som vi ser har monokrystallinske moduler lavest degradering i snitt mens polykrystallinske moduler har en noe høyere degradering, men det er forholdsvis små forskjeller mellom dem.

I Figur 3.11 under oppgis medianverdi for degradering og det er oppgitt hvor lenge systemene har vært operative og blitt testet. R_d angir årlig degraderingsrate⁴⁴.

Technology	Configuration	Number of references		No. of Data Points		Median Exposure time (years)		R _d median (%/year)	
		Pre	Post	Pre	Post	Pre	Post	Pre	Post
a-Si	Module	10	12	45	31	7	2	0.96	0.87
	System	14	9	21	14	5	4	1.30	0.95
CdTe	Module	3	4	7	6	3	2	3.33	0.40
	System	3	2	3	6	10	3	0.69	0.30
CIGS	Module	2	6	20	10	8	3	1.44	0.96
	System	1	5	1	5	4	6	3.50	0.02
mono-Si	Module	31	11	1133	55	21	3	0.47	0.36
	System	19	13	42	37	7	5	0.90	0.23
multi-Si	Module	15	9	409	36	10	3	0.61	0.64
	System	6	8	5	21	9	5	0.60	0.59

Figur 3.11, oversikt over ulike solcelleteknologier ⁴⁴

3.3.6 Sikkerhet og brann

Det er flere krav forbundet med installasjon av solcellepaneler. I NEK 400-7-712 er det satt en rekke krav slik at monteringen gjøres på en forsvarlig måte. Et solcelleanlegg med tilhørende utstyr som for eksempel kabler er å regne som en del av den elektriske installasjonen og det er ikke regnet med at solcelleanlegg skal ha noen annen brannrisiko enn andre tekniske anlegg ⁴⁵.

I Tyskland, som har mer enn 1,4 millioner solcelleanlegg har 0,006 % av alle anleggene endt opp med å forårsake brann som har medført alvorlige skader. Det var brann i 350 solcelleanlegg i løpet av de 20 siste årene. 120 var forårsaket av feil i solcelleanlegget. Av alle anleggene som brant var de fleste brannene startet av feil som var utenom selve solcellesystemet ⁴⁶.

Når det bygges solcelleanlegg må en følge gjeldende normer og regler, og komponentene som blir brukt bør komme fra en produsent som er anerkjent. Dette er måter en kan forebygge potensialet for brann. Ved utbygging av solcelleanlegg bør en informere brannvesenet om anlegget.

3.3.7 IV-kurve

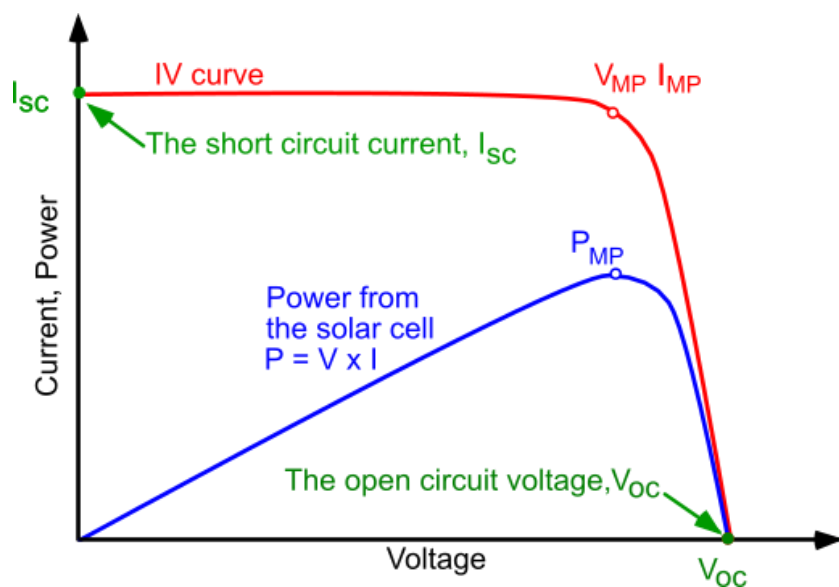
For å forstå hvordan en solcelle under forskjellige forhold er IV-kurven avgjørende. Egenskapene til denne kurven avhenger av tre parametere.

- I_{SC} – short circuit current (kortslutningsstrøm)
- V_{OC} – open circuit voltage (åpen krets spenning)⁴⁷
- P_{MP} – Power maximum point (maksimalt effektpunkt)

Strøm - spenningskarakteristikk er den beste indikatoren på ytelsen til en solcelle. Ved å sammenlikne strøm - spenningskarakteristikk ved ulike tidspunkt kan man si noe om degraderingen til solcellen⁴⁸. Karakteristikken vil variere som følge av at defineringspunktene varierer. Eksempelvis kan endring i I_{SC} skyldes mikrosprekker^{49 50}.

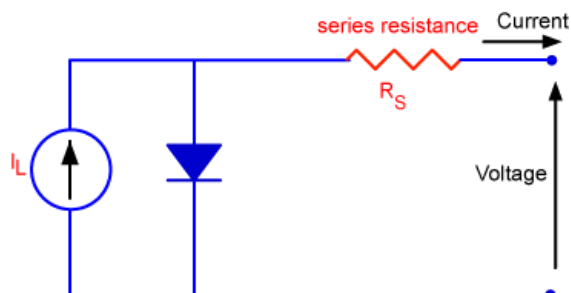
Fill Factor (FF): Definert som forholdet mellom maksimalt effektpunkt og produktet av V_{OC} og I_{SC} . Denne opplever gjerne avvik på grunn av korrosjon og temperaturvariasjoner⁵¹. Derfor er den ofte betraktet som et mål på solcellens kvalitet, fordi et høyere forholdstall medfører mindre effekttap⁵².

$$FF = \frac{P_{MP}}{V_{OC} * I_{SC}}$$



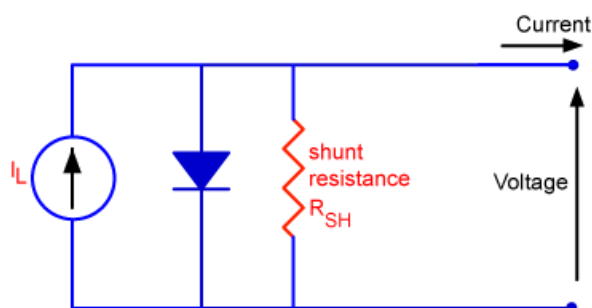
Figur 3.4, IV-kurve for solcelle

I en modul regner man med både en seriemotstand og en shuntmotstand. Seriemotstand representerer resistans som strømmen må gå gjennom i emitter og base. Overflatelaget i solcellen regnes som emitter og hovedlaget regnes som base⁵³. I tillegg representeres kontaktmotstand mellom modul og silisium samt metallkontakt.



Figur 3.12, seriemotstand i ekvivalentkretsen⁵⁴

Lav shuntmotstand representerer produksjonsfeil og forårsaker tap i modulene gjennom å muliggjøre alternative strømveier.



Figur 3.13, shuntmotstand (parallellmotstand) i ekvivalentkretsen⁵⁵

Moduler kan degraderes gradvis hvis seriemotstanden øker, shuntmotstanden minker eller hvis modulene ikke får fanget opp like mye sollys⁵⁶.

3.3.8 Testing av degradering

- **Visuell inspeksjon** – effektiv og enkel måte å detektere feil med anlegg på. Mange typer feil kan identifiseres ved hjelp av visuell inspeksjon. Man ønsker en lysstyrke på minst 1000 lux og kun feil som kan sees med det blotte øyet regnes med i denne typen test. Det er også god skikk å dokumentere feil ved hjelp av bilder. Blant feilene som kan dokumenteres på denne måten er misfarging av moduler, hot spots, delaminering, korrosjon og sprekker.

- **Ytelsestest under STC** – med denne typen test måles åpen kretsspenning, kortslutningsstrøm og andre parametere. Lavere shuntmotstand skyldes gjerne misfarging på moduler. Økt serieresistans kan skyldes økt motstand i cellene eller korrosjon. Feil som senker V_{oc} kan være dårlige koblinger, kortslutninger eller ødelagte friløpsdioder. Resultater fra IV-kurver må korrigeres mot STC hvis det gjøres tester på flere ulike steder for å kunne sammenlikne resultatene. Dette er grunnet at solinnstråling og temperatur ikke blir tatt høyde for.
- **Termografi (IR)** – denne typen testing kan gjøres på anlegg som er operasjonelle. Fordelen med dette er at man slipper å ta anlegget ut av drift for å teste det. Termografi kan kartlegge både termiske og elektriske feil, og testing kan gjøres både på modulnivå og på hele anlegg. Denne type tester må gjøres under steady state – dette betyr at systemet ikke endrer seg med tid som variabel. Det finnes flere ulike typer termografisk testing som kan gjøres, men IR-testing er mest vanlig.
- **Electroluminescence** – brukes for å detektere sprekker og mikrosprekker. Denne teknikken involverer å fjerne uønsket lys ved hjelp av et høypassfilter slik at man enklere skal kunne kartlegge sprekker, korrosjon og andre feil i moduler.
- **UV- fluorescence** – ved å bruke UV-bestråling på moduler kan man kartlegge om det er mikrosprekker og hvordan de er orientert, selv i mørke omgivelser.
- **Signalbehandling (signal transmission method)** – denne type test er ikke utviklet for å detektere feil med solcellemoduler, men den brukes for å detektere feilstrømmer ⁵⁷.

For å kunne sammenlikne degradering av ulike moduler og anlegg burde man gjøre tester under “standard test conditions” (STC). Disse er spesifisert i IEC 60904-3. Dette er den mest brukte metoden, men det finnes andre metoder ⁵⁸. Fordi veldig mange variabler kan spille inn og påvirke utfallet, for eksempel: feilinstallasjon, vær, produksjonsfeil, produsent, type modul og mye annet. Det er derfor viktig å minke usikkerhetene så mye som mulig hvis man skal kunne si noe om degradering. Dette kan for eksempel gjøres ved hjelp av tester under STC. Standarden til STC er:

Solcelletemperatur	25 °C
Solinnstråling	1000 W/m ²
Luftmasse	1,5 AM ⁵⁹ .

STC oppgis i W_p – peak-effekt.

Luftmasse rate angir vinkelen på solinnstråling. Ved 1,5 AM luftmasse er vinkelen mellom jordas horisont og solen 41,81° ⁶⁰.

3.3.9 Klimatiske påkjenninger for solcelleanlegg

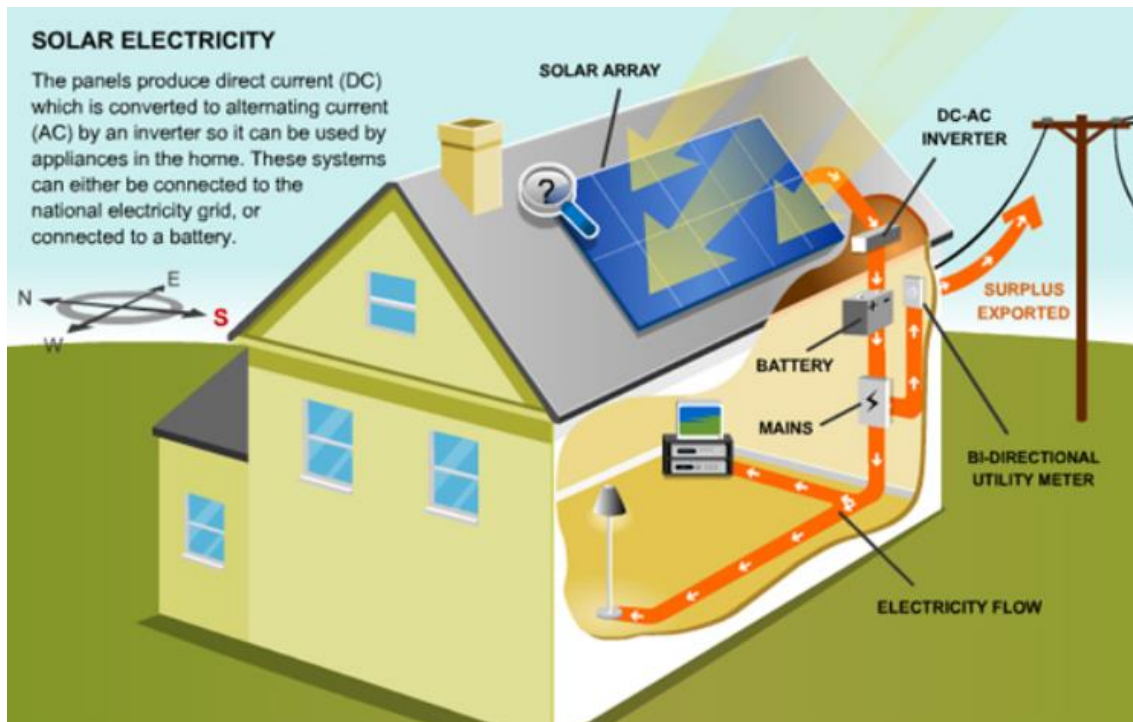
Solceller har ingen bevegelige deler. Mye av tapene som oppstår gjennom et solcellepanels levetid er relatert til korrosjon og materialenes motstandsdyktighet mot slitasje og temperaturpåvirkninger. Det er flere måter degradering kan skje på, ved at hele panelet gradvis degraderes eller ved at en celle faller ut av drift. Paneler har i dag lang levetid, men det er likevel flere faktorer som kan påvirke et panel sin levetid og levert effekt. I hovedsak er degradering forårsaket av enten temperaturvariasjoner eller vann/snø⁵⁶.

Moduler består stort sett av disse materialene: glass, metall, polymer og halvledere. Fukt kan påvirke polymer. Snø påfører en statisk belastning på hele modulene. Vind kan påføre både en statisk og dynamisk påvirkning på moduler. Hagl kan påføre en betydelig påkjenning på panelene når de treffer. Ved kystnære strøk er det gjerne høyere saltkonsentrasjon som øker risikoen for korrosjon. Store temperaturvariasjoner kan påvirke solceller siden det kan medføre mekanisk stress og høye temperaturer i seg selv kan ha en skadelig påvirkning. Sand kan også skade glasset på modulene og hindre solinnstråling, spesielt i kombinasjon med sandstormer. Gasser fra for eksempel biltrafikk kan medføre sur nedbør og dette kan igjen påføre moduler skade⁶¹.

I Norge er det generelt en del snø, hagl og litt regn (se Figur 3.28). Likevel forekommer sjeldent store temperaturvariasjoner i løpet av et døgn eller veldig høy temperatur noe som kan medføre høy degradering.

3.4 Komponenter i et solcelleanlegg

Figur 3.14 gir en oversikt over hva som finnes i et solcelleanlegg. I dette kapitlet kommer en innføring i funksjonaliteten av solcelleanleggets øvrige komponenter. Hvordan de fungerer, deres hensikt og hvordan det legges til rette for at anleggene kan operere i et komplekst kraftmarked.



Figur 3.14, komponenter i et solcelleanlegg ⁶²

3.4.1 Power conditioning unit:

Enkelt forklart er en “power conditioning unit” en samlebetegnelse på flere komponenter og funksjoner som inngår i omformingsprosessen fra DC til AC. Oppgaven til en slik samleenhet er å sørge for at alt utstyr bak er beskyttet, sørge for at effektiviteten er best mulig og synkronisere anlegget opp mot nettet ⁶³.

Effektiviteten justeres ved hjelp av “maximum power point tracking” (MPPT) av en integrert DC/DC Buck-Boost omformer. Dens oppgave er å holde DC forsyningen på det punktet hvor inverteren er mest effektiv. Ved å sammenligne gammel og ny effekt vil man hele tiden ligge på det beste punktet for å drive omformeren ^{64 65}.

For beskyttelse ligger en rekke vern og overvåkningskomponenter innbakt i enheten ⁶⁶. Eksempler er separate DC – og AC–brytere som kobler fra modulene eller nettet, overspenningsvern med flere. I tillegg til dette er det nettovervåkning for å sjekke om nettet er til stede ⁶⁷. Dette er for å hindre at anlegget isoleres og opererer alene, også kjent som øydrift, i tilfelle nettet faller ut. Utkoblingen må forekomme for å beskytte arbeidere ved vedlikehold, og unngå å mate effekt rett inn i et område med feil ⁶⁸.

Elektronikk i nettet vil også injisere harmoniske svingninger, som er forstyrrelser på spenningssignalet. Disse kan føre til økte temperaturer og støy i mange apparater, og vi ønsker derfor å eliminere disse. Det er grunnen til at filtre er innlemmet i enheten. Dette gjøres ved å enten kompensere aktivt, eller fjerne de i passive filtre ved hjelp av lavpass/høypassteknologi ⁶⁹.

3.4.2 Inverter:

For å drive et solcelleanlegg på vekselspanning og for å kunne selge kraft til nettet må inverteren være inkludert. Den kan være innbakt i samlebetegnelsen power conditioning unit eller så har inverteren tilleggsfunksjoner, så den i praksis opererer som en PCU.

Inverteren gjør om likestrøm (DC) fra modulene til vekselstrøm (AC), slik kan apparater som benytter andre spenninger enn det anlegget produserer utnyttes. De finnes i ulike størrelser og tilpasses mot de anleggene de er tiltenkt. Derfor har de svært høy virkningsgrad, typisk fra 90 % og oppover. De kan være beregnet for nett-tilknytning, offgrid systemer med batterier eller i noen tilfeller kombinasjoner av disse. Ifølge en rapport utarbeidet av *Fraunhofer institute for solar energy systems (2020)* kan invertere generelt klassifiseres slik:

Inverter / Converter	Power	Efficiency
String Inverters	up to 150 kWp	up to 98%
Central Inverters	More than 80 kWp	up to 98.5%
Micro-Inverters	Module Power Range	90%-97%
DC / DC Converters (Power Optimizer)	Module Power Range	up to 99.5%

Figur 3.15, inverter-range ⁷⁰

En streng inverter er den vanligste typen på private anlegg. Den vil eksempelvis holde oversikt over en streng. Påliteligheten gjør det mulig å ha elektronikken tilknyttet modulene innendørs. Sentrale invertere er større enn streng invertere, og vil kreve større anlegg av typen næringsbygg eller solparker. Mikroinvertere er tilpasset til modulnivå og er det man typisk kan finne på fritidsboliger. Her er anlegget til enhver tid optimalisert for hver modul, slik at tapene blir så lave som mulig.

Power optimizer blir brukt som tillegg til streng inverter. Det er en DC-DC komponent som vil forbedre ytelsen av modulene ved hjelp av MPP. Hovedargumentet for bruk av optimizer er at hele strenger på modulnivå også begrenses av modulen som produserer minst elektrisitet. Det er tilsvarende med seriekobling av celler. Derfor vil tapene minke hvis man har optimizer på enkelte moduler i områder spesielt utsatt for skygge deler av dagen. Derfor opererer anleggene med optimizer tilnærmet likt anlegg med mikroinverter ⁷¹.

3.4.3 Batterier:

Batterier kjenner vi som energilagre som til enhver tid kan utnyttes, for eksempel i fjernkontrollen. Også i solcelleanlegg benyttes batteriene som energilagre. En lagrer produsert effekt ved lav last, slik at man kan utnytte den senere når behovet er større. I tillegg forebygger de store spenningsvariasjoner når solinnstrålingen på modulene endres ⁷².

I større nett-tilknyttede anlegg kan de brukes som reservekraft, men det er mer utbredt å stole på andre ikke-fornybare energikilder. Dagens batteri-teknologi er ikke god nok, så det er per i dag mer lønnsomt å selge overskuddsenergien til nettet. Dette er fordi at i dagens nettsystem er det alltid behov for kraften som produseres. I fremtiden kan det endre seg, og SINTEF forsker på "batterilandsbyer" for lagring av energi. Håpet er at disse kan gjøre nettet stødigere, og øke potensialet for fornybar energi, samtidig som de nevner jevnere strømpris som fordel i Norge ⁷³.

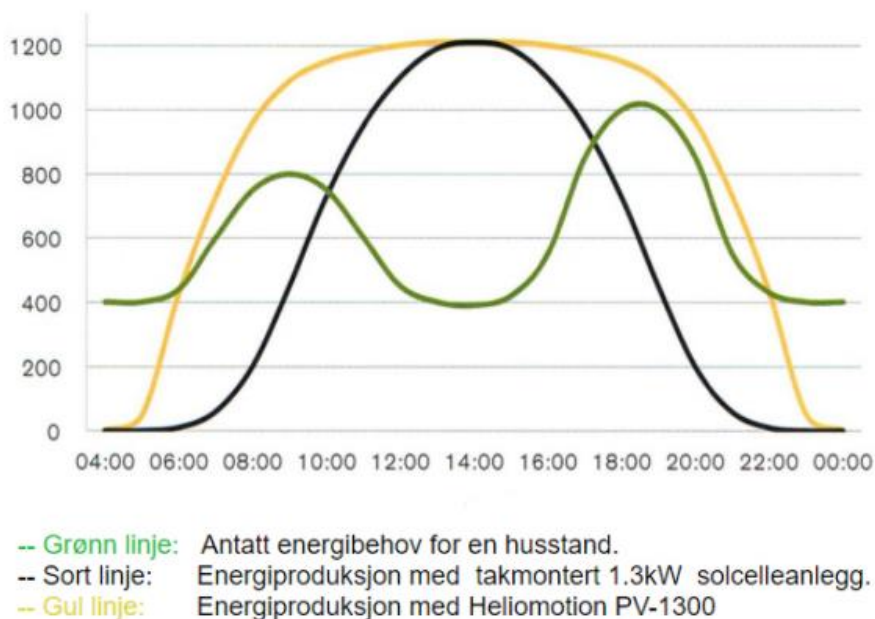
3.4.4 Smarte strømmålere:

For noen år tilbake kom kravet om smarte strømmålere i norske hjem. Målerne registrerer forbruket per time. Det gir mer nøyaktige målinger av forbruket, fordi strømprisen varierer i sanntid hele døgnet. Som tillegg nevner NVE på sine hjemmesider at målerne registrerer innmatet effekt fra egen produksjon. Derfor blir plusskundeløsningene vi har i dag mulig.

En tilleggsfunksjon med disse målerne er at en kan koble seg opp og hente data ut fra måleren. Eksempler er forbruket siste time, nåværende effektbehov og hvor mye som mates inn på nettet dersom en har egenproduksjon ⁷⁴. For interesserte kan det gi informasjon slik at man i større grad kan optimalisere sitt kraftbehov, og derfor få bedre avtaler med kraftleverandører.

3.4.5 Sol-følger:

En sol-følger, (fra engelsk: Solar tracker) er et stativ som roterer i forhold til solens lokalitet. Fordelen med disse er at en vil utnytte solen gjennom hele dagen, og at det ikke bare tilpasses til peak-behovet (Se Figur 3.16) Siemens hevder at utbytte fra modulene kan øke med så mye som 30-40 % ved bruk av sol-følger ⁷⁵. Likevel konkluderer en studie publisert i 2020 at "a tracking unit in areas with less solar potential than 4,2 kWh/m²/day does not seem to have any economical merit" ⁷⁶. Med dagens kostnader vil dette derfor utelukke store deler av verden, og det er ikke lønnsomt i Norge.



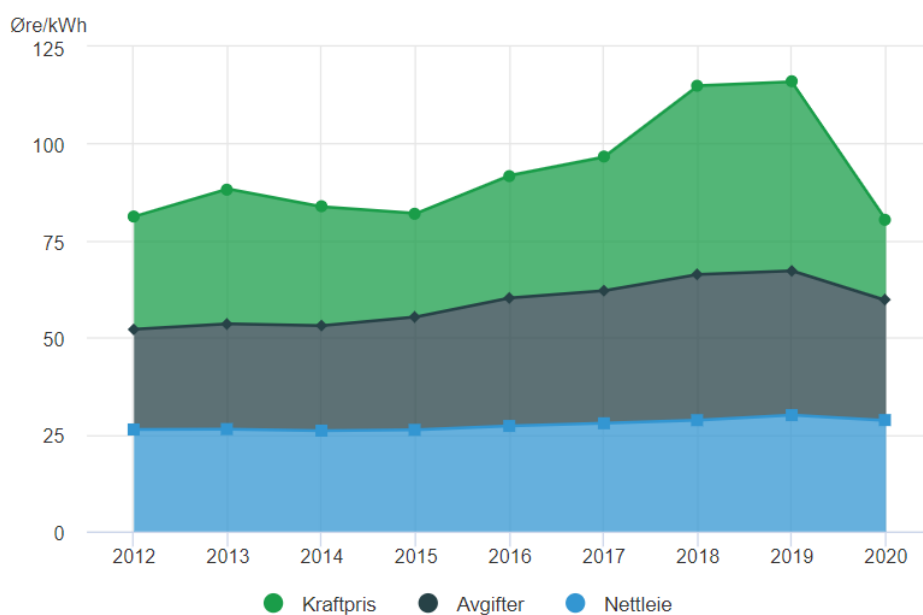
Figur 3.16, optimalisering med sol-følger ⁷⁷

3.4.6 Montasje-anordninger:

Solcellemodulers lange levetid fordrer at monteringen er av en solid struktur, i stand til å håndtere mekaniske krefter fra egenvekten, i tillegg til å håndtere klimapåvirkninger som vind og snø. Kreftene vil variere med plassering og derfor finnes det et vidt spenn av løsninger. De vanligste montasjestedene er på vegg, tak, bakkenivå eller andre steder hvor solen er tilgjengelig store deler av dagen. Det viktigste med montasjen er at man har lufting bak og at koblingsboksen til panelene er beskyttet fra omgivelsene ⁷⁸.

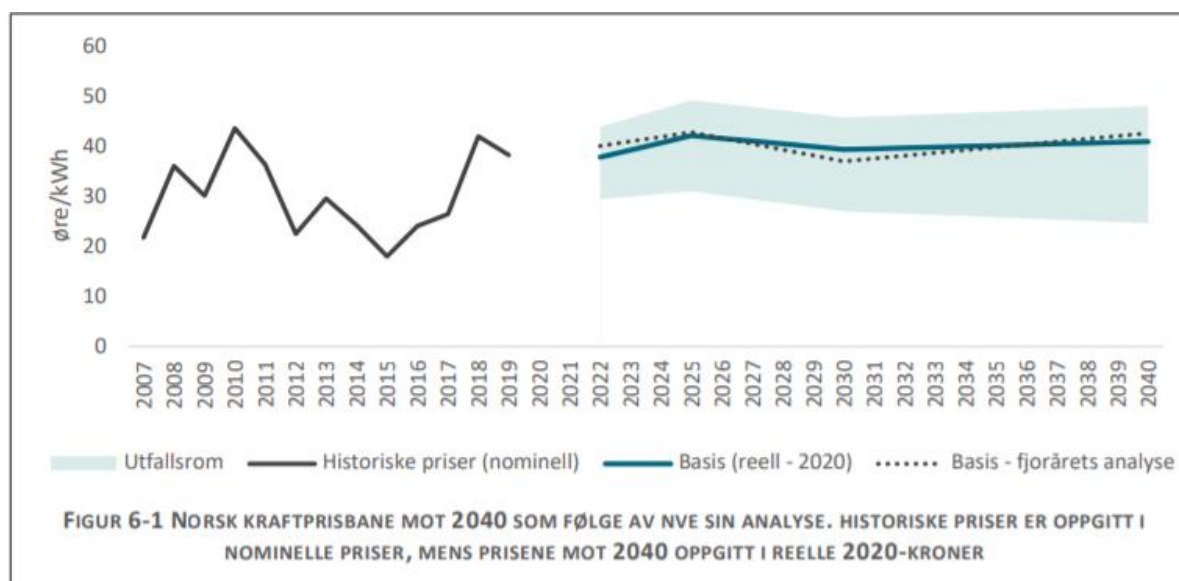
3.5 Økonomi og drift

Det er vanskelig å si eksakt hvor lønnsomt det er å investere i solenergi i Norge i dag. Med solcelleanlegg er det vanlig å bruke tilbakebetalingstid for å angi lønnsomhet. Det er stor forskjell mellom ulike anleggstyper med tanke på den tilbakebetalingstiden man kan forvente. Ifølge Solenergiklyngen er tilbakebetalingstiden på næringsbygg 18 år ⁷⁹. I Vedlegg G ligger vårt estimat for tilbakebetalingstid for et privat 10 kW_p anlegg med verdier fra Trondheim. Av det kan vi se at tilbakebetalingen er fullført tidlig i det 23. driftsåret. Det er stor usikkerhet på hvor lang nedbetalingstiden på solcelleanlegg vil være i fremtiden. En av grunnene til dette er at det er vanskelig å spå framtidige strømpriser.



Figur 3.17, hva som utgjør strømprisen ⁸⁰

Ifølge en kraftmarkedsanalyse som ble utgitt av NVE i 2020, er det forventet at kraftprisen i 2040 vil ligge mellom 33 og 37 øre/kWh⁸¹. En økning i strømpris vil øke lønnsomheten med solceller på grunn av økt alternativkostnad. Videre er solceller den energikilden i verden som øker raskest og kostnadene har falt mye de siste årene⁸². Kostnadene tilknyttet installering av solceller falt med 82 % mellom 2010 og 2019 og vil ifølge en rapport fra Irena falle ytterligere⁸³.



Figur 3.18, kraftprisanalyse mot 2040⁸¹

I dag er det relativt lang tilbakebetalingstid på solcelleanlegg i Norge. Generelt blir anlegg billigere jo større de bygges. Drift – og vedlikeholdskostnader er relevante siden disse vil påvirke lønnsomheten og investeringene som må gjøres i anlegg underveis i drift. I næringsbygg vil det kunne være besparelser med integrerte solcelleanlegg siden dette potensielt kan erstatte andre bygningsmaterialer⁸⁴. Dette er noe det satses på framover.

Det er lave kostnader forbundet med vedlikehold av solcelleanlegg. Her er tall som har blitt brukt av Solenergiklyngen i regneeksempler for næringsbygg:

- Vedlikeholdskostnader: 0,5 % av systemkostnad i drift - og vedlikeholdskostnader
- Degradering: 0,5 % årlig degradering av produksjon
- Bytte av inverter: Halvveis i anlegget levetid. Normalt regnes 30 år som et anleggs levetid på grunn av økonomiske utregninger, selv om anlegget gjerne vil vare lengre i praksis⁸⁵.

I større anlegg i næringsbygg er det vanlig å ha ansatte som holder oppsikt med anlegget på en jevnlig basis. Det er vanlig å ha en serviceavtale hvor personell fra et installatørfirma inspisierer anlegget og i tillegg holder oppsikt med anlegget ⁸⁶.

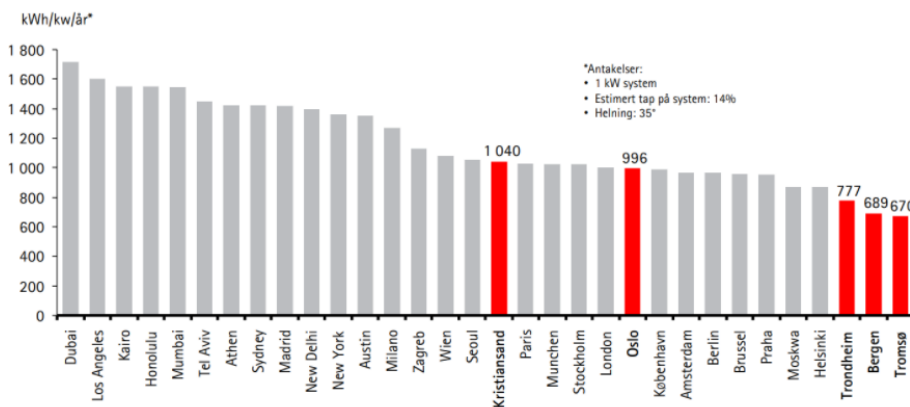
3.6 Klima og værforhold for solceller

Solenergi er den viktigste kilden for energi på jorda og den er opphavet til nesten alle energikilder på jorden. Den gir oss varme, lys og store mengder energi. Solen varmer opp atmosfæren og havet, og gjennom dette dannes vind, bølger, nedbør, osv. Gjennom disse naturkreftene kan vi få energi gjennom vannkraft og vindkraft blant annet ⁸⁷.

3.6.1 Solinnstråling

Hvert eneste år mottar jorden 15000 ganger mer energi enn jordens befolkning trenger, og 1500 ganger mer enn nødvendig i Norge. Energien en solcelle kan få ut varierer fra 700 – 2000 kWh/m² per år. I Norge ligger utnyttelsen på 700-1000 kWh/m² per år ⁸⁸. Ved atmosfærens yttergrense har solstrålingen en effekt med en middelvei på 1367 W/m² som varierer med ±3,4 % ⁸⁹. Deler av denne blir reflektert fra atmosfæren og deler blir absorbert av atmosfæren. Det vil også være tap av energi inne i atmosfæren. På klare dager kan man få en effekt på 1000 W /m² på jordoverflaten, men på grunn av tap vil cirka halvparten nå frem ⁹⁰.

I Norge er det Sør- og Østlandet som har høyest solinnstråling. Lokale forhold er også en påvirkningsfaktor, med tanke på åser, fjell, vegetasjon, bygninger og lignende. Solinnstrålingen varierer også mye i løpet av året. Det er størst muligheter for utnyttelse i Norge i månedene fra mai til juli, og dårligst fra desember til januar. Solcellepaneler er mest effektive ved en temperatur på under –5 °C og vil synke gradvis til en effekt på 65 % med temperaturer over 25°C ⁹¹.

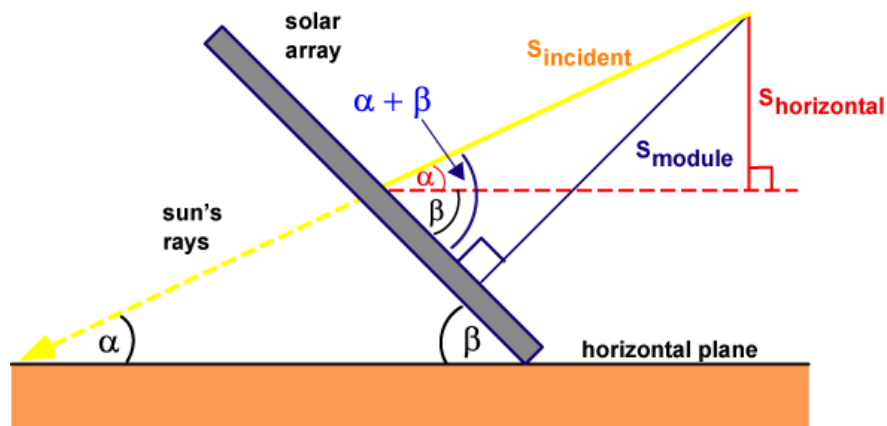


Figur 3.19, solinnstråling i forskjellige byer.⁹²

WWF og Accenture gjennomførte en undersøkelse i 2016 hvor de sammenlignet en stor mengde byer hvor de hadde tatt utgangspunkt i like solcelleanlegg. Anlegget som ble antatt var på 1 kW_p , estimert tap på 14 % på grunn av degradering og en helning på 35° ⁹². Figur 3.19 viser estimert produksjon fra solcelleanlegg i flere norske byer sammenliknet med byer i utlandet.

3.6.2 Helningsvinkel

Effektiviteten på solcellen er ikke bare avhengig av solinnstrålingen, men også helningsvinkelen mellom modulen og solen. Helningsvinkelen (β) er vinkelen mellom modulen og det horisontale planet. Effekten på solcelleanlegget vil alltid være størst når solinnstrålingen er vinkelrett på solcellepanelet, men solens posisjon er alltid i bevegelse. I de fleste tilfeller vil dette tilsvare at modulvinkelen tilsvare breddegraden. Om sommeren når solen står høyere vil en mindre modulvinkel være optimal, og om vinteren når solen står lavere vil en større modulvinkel være optimal. I tillegg kan en større vinkel om vinteren være gunstig på grunn av snø, slik at snøen lettere kan gli av modulen⁹³.

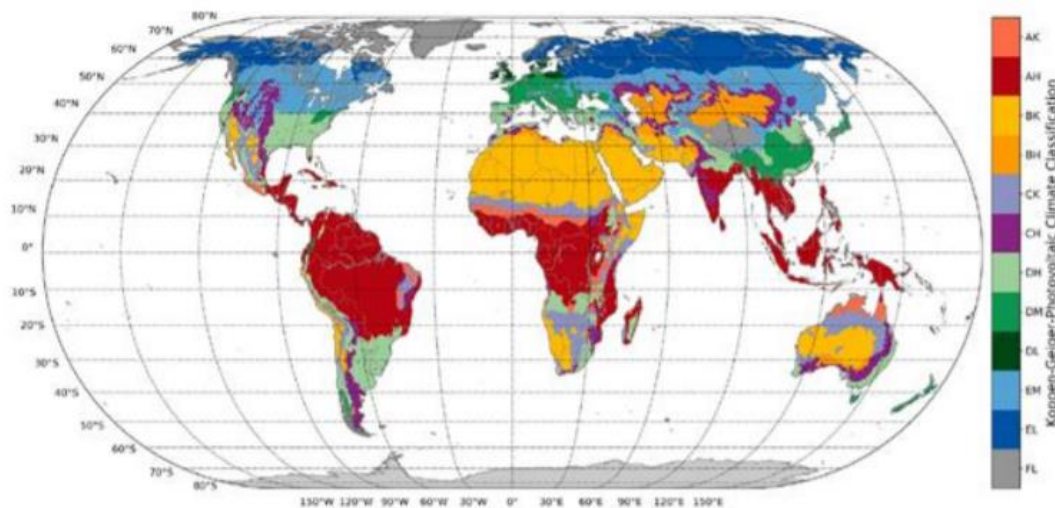


Figur 3.20, optimal vinkel⁹³

3.6.3 Köppen-Geiger klimaklassifisering

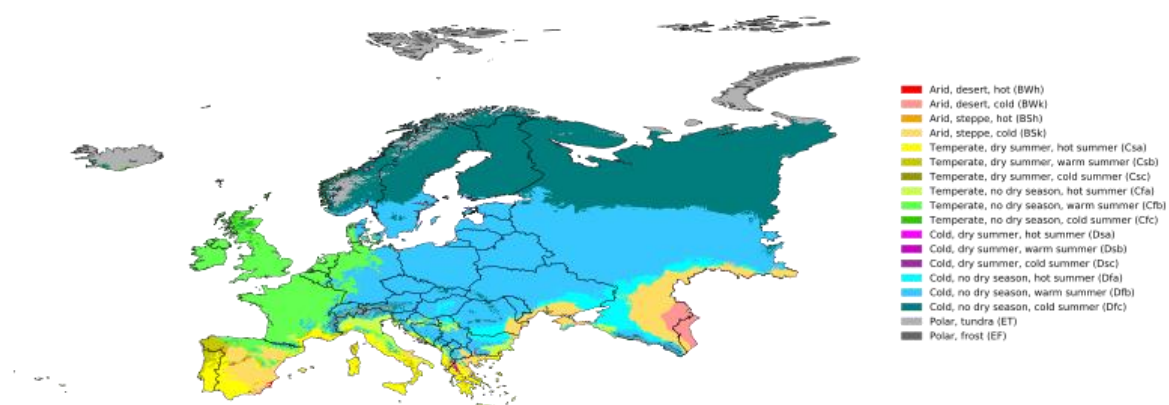
Nå som solenergi blir mer brukt rundt om i verden er det viktig at vi har en forståelse på hvordan omgivelsene påvirker dem. Med klimasoner kan en spesialisere solcellene slik at levetiden og effektiviteten blir bedre. Da kan en bruke klimamodeller som Köppen-Geiger. Köppen-Geiger klimaklassifisering er en inndeling av klimasoner i verden som baseres hovedsakelig på temperatur og luftfuktighet. Köppen-Geiger er en av de mest brukte klassifiseringene og den blir kontinuerlig oppdatert. Grunnen til at dette er relevant for vår oppgave er at vi har sett på studier på degradering fra utlandet og brukt Köppen-Geiger til å sammenlikne klima. Det er klimatiske forskjeller innad i land og derfor er det nyttig å ha en klassifisering som tar høyde for parametere som påvirker degradering av solceller.

Köppen-Geiger deler verden inn i fem forskjellige klimatyper med bokstavene A til E som står kronologisk for tropisk, tørt, varmetemperert, kaldtemperert og polarklima. Hovedgruppene er så delt inn i nedbør og temperatur. Klassifiseringen henter inn informasjon om hvordan vegetasjonen er i områdene. Dataene er baserte på årlige og månedlige gjennomsnitt fra de forskjellige sonene og de blir regelmessig oppdaterte for å representere klimaet best mulig.



Figur 3.21, klimasoner i verden ⁵⁸

Köppen-Geiger climate classification map for Europe (1980-2016)

Figur 3.22, klimasoner i Europa ⁹⁴

Når man ser på Köppen-Geigers hovedklassifikasjoner i Norge så har vi C, D og E. C er varm-temperert klimasone, dette er hovedsakelig langs kysten og fjorder på Vestlandet. Det gjelder også øyer og Sørlandet. På Østlandet er det i hovedsak klimasone D som er kald-temperert klima. I fjellområdene i Midt-Norge, Jotunheimen og Langfjella er det stort sett polarklima. Dette gjelder også fjellområder lengre nord ⁹⁵.

Figur 3.23, klimasoner i Norge ⁹⁵

I de områdene hvor det er mest aktuelt med solcelleutbygning i Norge er det enten C eller D. Det er også i disse områdene mesteparten av Norges befolkning er bosatt.

Her er en oversikt over de forskjellige klassifiseringene i noen utvalgte byer:

- Oslo, Fredrikstad og Drammen har Dfb som er varmt, fuktig kontinentalt klima.
- Trondheim, Tromsø, Bodø og Hamar har Dfc som er subarktisk klima.
- Bergen, Stavanger og Kristiansand har Cfb som er havklima.
- Longyearbyen, Vardø og Barentsburg har ET som er tundraklima ⁹⁶.

Norge har samsvarende klimasoner med blant annet Sverige, Finland, Canada og Russland. Enkelte deler av landet har også like soner som for eksempel land i Sentral-Europa. Det er en stor likhet i klima mellom kysten langs Sørlandet og Vestlandet som i flere av de europeiske landene som har klimasone C. Dette kan ses i Figur 3.21 og Figur 3.22.

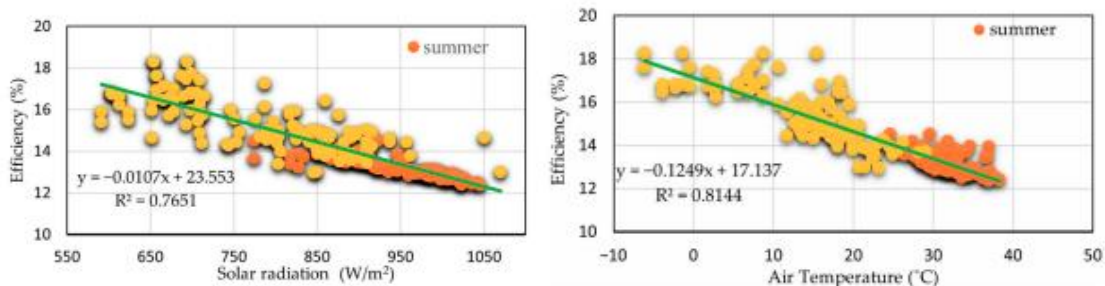
Norge har ikke satset på solcelleteknologi over lang tid, men land som Tyskland har mange år med erfaring. Landene vi har valgt å fokusere på har likt klima som Norge eller lang historie med solceller.

3.6.4 Hvordan temperatur påvirker solceller

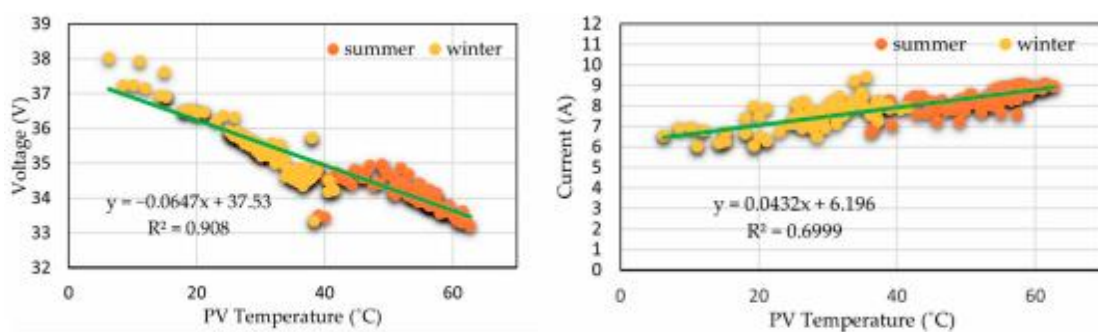
Temperatur på solceller påvirker fire forskjellige faktorer: stråling, effekttap, temperatur og termisk tap via leder og konveksjon.

Det ble gjennomført en undersøkelse i Iran på sommeren og vinteren hvor stråling og lufttemperatur ble kartlagt. Undersøkelsen gikk over to måneder. I undersøkelsen så man på sammenhengen mellom omgivelsestemperatur og solinnstråling. De kom de fram til at det er en lineær sammenheng mellom temperatur og effektiviteten på solcellene. Det vises at det er en sammenheng mellom utgangseffekt via omgivelsestemperatur og stråling. Dette medfører at dersom temperaturen økes så minker solcellepanelets virkningsgrad.

Fra undersøkelsen kan det også observeres at når strålingen øker vil celledemperaturen også øke, noe som påvirker kortslutningsstrømmen. Når kortslutningsstrømmen synker, vil også virkningsgraden til solcellen synke. Figurene viser sammenhengen mellom spenning (V) og celledetemperatur (°C) ⁹⁷.



Figur 3.24, celle-effektivitet per innstråling og temperatur ⁹⁷.



Figur 3.25, spenning og strøm per temperatur ⁹⁷.

Temperaturavvik fra STC kan påvirke outputeffekten med 10-25 %. Som sett ovenfor i Figur 3.24 og Figur 3.25 er det en lineær sammenheng mellom celledetemperatur og strøm/spenning. På paneler skal det stå informasjon om hvor godt panelene tåler varme. Her skal det stå P_{max} , som er temperaturkoeffisienten til panelet. Den forteller hvor mye energi panelet mister eller øker per °C avvik fra STC. Et eksempel kan være 0.258 % per 1 °C. Da vil man for hver grad over 25 °C (celletemperatur) oppleve at maksimal effekt synker, men for hver grad under 25 °C vil den øke ⁹⁸.

3.6.5 Klimaendring

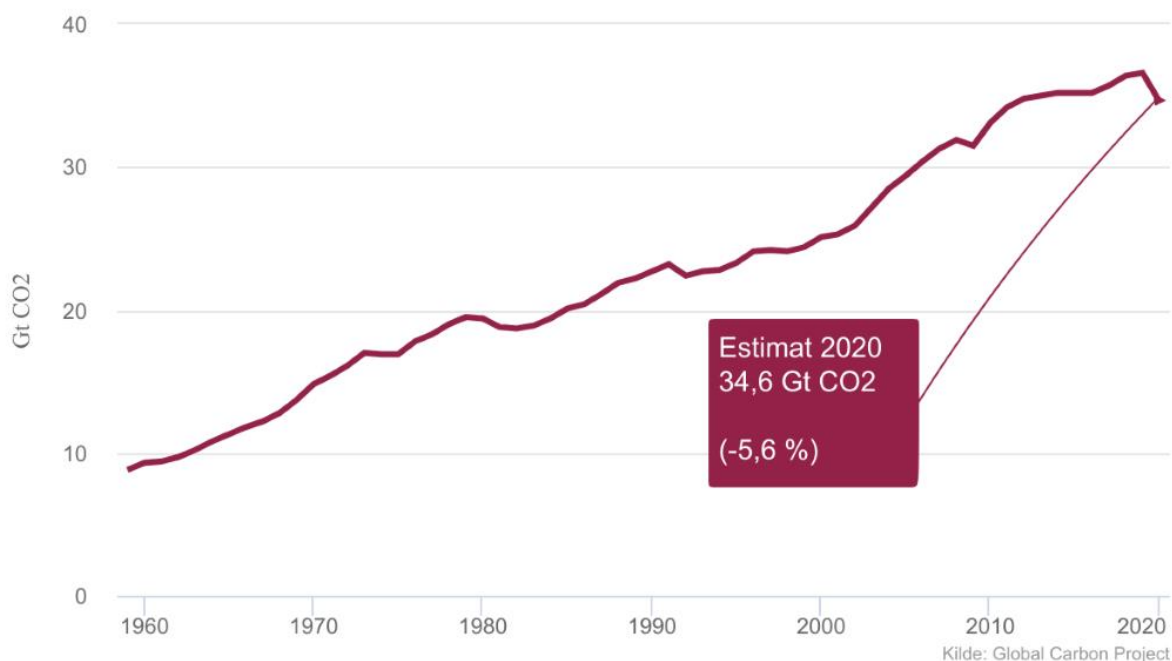
Jordens klima har vært i stor endring og mengden klimagasser i atmosfæren har økt kraftig siden industrialiseringen begynte. Det har ført til endringer i temperatur, nedbør, vannføring, vind, havnivå og isutbredelse. Gjennomsnittstemperaturen har økt med 1 °C siden temperaturmålinger startet i 1880, og de 6 varmeste årene har blitt målt mellom 2014-2020.

Det er mange naturlige årsaker som påvirker gjennomsnittstemperaturen. Endringer i solens strålingsintensitet, endringer i havstrømmene, vulkansk aktivitet og naturlige værferenomen som El

Niño og La Niña er noen av grunnene til klimaendringer, men ifølge FNs klimapanel er hovedårsaken til den observerte temperaturøkningen menneskeskapt ⁹⁹.

De totale utslippene

Globale utslipp av CO₂ fra fossil energi og sementproduksjon, milliarder tonn (Gt). Foreløpig estimat for 2020.



Figur 3.26, totale utslipp av klimagasser 1960-2020 ¹⁰⁰

Parisavtalen omhandler hvordan verden skal begrense klimaendringer. Om utslippene av klimagasser fortsetter i samme grad som nå, vil temperaturen øke med 1,5 °C til 2040 og med 3 °C til 2100. I Parisavtalen har man blitt enige om at temperaturen på jorda ikke skal øke med mer enn 2 °C før 2100, og at den helst ikke skal overskride 1,5 °C ¹⁰¹. Derfor ønsker man i stor grad å satse på fornybare energikilder som solenergi.

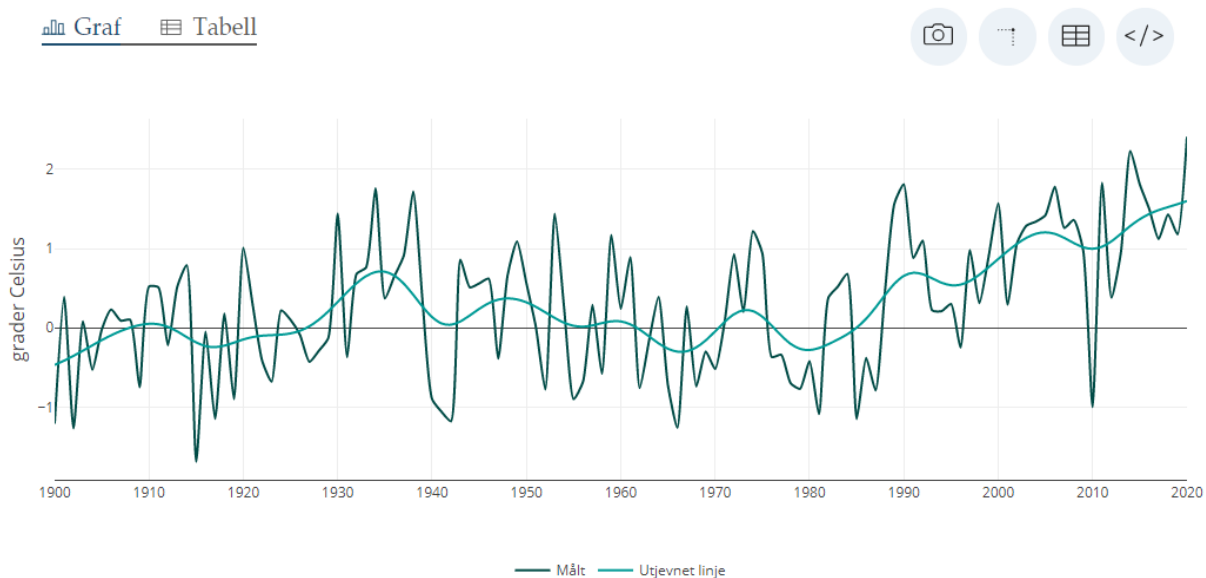
En konsekvens av klimaendringer er at det vil bli mer ekstremvær. Dette er vær som kan føre til en stor fare for skader på liv og verdier. Det kan være fenomener som sterk vind, store nedbørsmengder og store temperaturendringer. Det har blitt satt nye rekorder i både temperatur og nedbør, og intensiteten blir kraftigere. Nedbørintensiteten kan øke med opptil 19 %. Dette vil føre til flere og større flommer forårsaket av regn. Antall store naturskadehendelser har økt med 169 % de siste 10 årene ¹⁰².

3.6.6 Klimaendring i Norge

Med klimaendringer blir land rammet på forskjellige måter. Norge har blitt rammet av klimaendringer ved at:

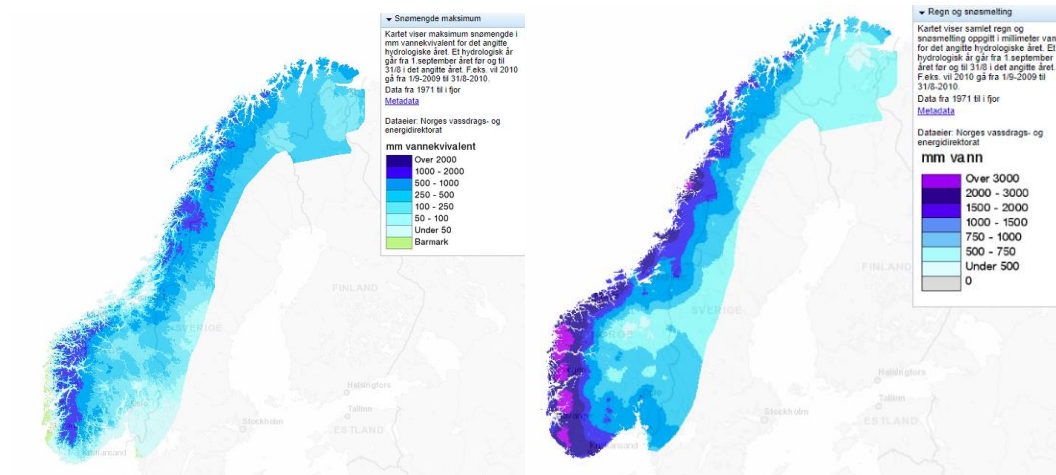
- Permafrost dekte 10 % av landområde til Norge i perioden 1961 til 1990. Mens nå dekker permafrosten bare 6 %.
- Våren kommer tidligere så vekstsesongen kommer tidligere og blir lengre, mens vinteren blir kortere. Omgivelsestemperaturen forandres så noen arter har forflyttet seg.
- Tregrensen flyttes høyere opp på fjellet ¹⁰³.
- Så langt har vi opplevd økt temperatur. Temperaturen var 2,4°C over normalen i 2020. Normalen defineres som gjennomsnittsværet mellom 1961 og 1990.
- Det har også blitt mer nedbør. I 2020 var det 26 % mer nedbør enn normalen, og siden år 1900 har det den årlige nedbøren for Norge økt med cirka 20 %.
- Framover forventer man økt temperatur, større nedbørsmengde og mer ekstremvær i form av skred og flom ¹⁰⁴.

Avvik fra normaltemperaturen i Norge



Figur 3.27, årlige avvik fra normaltemperaturen i Norge ¹⁰⁴

I Figur 3.28 kan man se en oversikt over mengde nedbør og snøfall i Norge i 2020. En kan observere at det er en sammenheng hvor nedbør og snøfall forekommer med Köppen-Geigers klimaklassifisering. De områdene der det er varmere i Norge er det også mer nedbør.



Figur 3.28, nedbør i Norge (snø og regn) ¹⁰⁵

3.6.7 Hvordan klimaendringer påvirker solceller i Norge

Generelt gir økt temperatur og større nedbørsmengde i teorien økt degradering. Dette er fordi nedbør som regn og snø er en påkjenning som kan degradere solceller. Høyere temperatur medfører også større mulighet for flere former for degradering.

Produksjonen fra solceller forventes å reduseres i store deler av verden som en følge av global oppvarming og endringer i skydekke. I noen områder vil man oppleve en økning i ytelsen og dette er i områder hvor det blir mindre skydekke eller økt "clear-sky radiation" (solinnstråling). Dette er noe man tror vil skje i store deler av Europa, og dermed kan det være at klimaendringer medfører mer gunstige forhold for solceller i framtiden i Norge ¹⁰⁶. Det kan derfor være at man vil oppleve økt degradering, men bedre solforhold.

4 Resultater

I dette kapitlet presenteres funn fra litteratursøk. Både skriftlig og ved hjelp av figurer. I tillegg blir spørreundersøkelsene med funn og data fra disse presentert. Videre kommer en analyse av ytre faktorer og hvilke kostnader de medfører her i Norge.

4.1 Degradering

Mange faktorer kan påvirke levetiden til solcellemoduler og andre komponenter i anlegg, og klimatiske forhold er en av dem. Varme og fukt kan gi økt degradering av solceller. I varmere klima har nylige studier funnet høyere degraderingsrater enn i kalde klima ¹⁰⁷.

Man vil oppleve store variasjoner i solinnstråling år til år. Degradering er noe man gjerne ikke merker så mye til som anleggseier, spesielt siden det er ganske lav degradering i kalde klima. Det er trolig lavere degradering i Norge enn i mange andre land hvor det har vært satset på solceller mye lengre. Dette gjelder land som for eksempel USA, Kina, Italia og India hvor det er bedre solforhold. Likevel er dette veldig aktuelt å se nærmere på siden det ikke er forsket mye på i norske forhold. Degradering vil i tillegg påvirke lønnsomhet ganske mye i løpet av et anleggs levetid og kan ses på som en driftskostnad. Etersom solceller i tillegg har høyere effektivitet i kaldt klima, er norsk klima trolig godt egnet til solceller, spesielt i Oslo-området og på Sørlandet hvor det er en omtrentlig produksjon på 1000 kWh/ kW_p ¹⁰⁸.

I Ghana hvor det er varmt, og høy luftfuktighet ble det gjort en studie på degradering som gikk over 12 år. Modulene som ble studert i studien var monokrystallinske. Parametere fra IV-kurve ble brukt for å finne degraderingsraten, samt målinger med infrarødt utstyr. Det ble det funnet en degraderingsrate på 3,19 % årlig ¹⁰⁹. Dette er veldig mye høyere degradering enn det man gjerne finner i kalde og tørre klimatiske forhold. Ved Universitetet i Agder ble det gjort en studie over 4 år på polykrystallinske moduler. IV-parametere ble analysert for å finne årlig degradering. Man fant en degradering på 0,17%. Gjennomsnittlig degradering på krystallinske moduler er 0,5 % uavhengig av klima ¹¹⁰.

4.1.1 Mikrosprekker og snø

Moduler blir svekket av lave temperaturer og det er mindre motstandsdyktighet mot mekaniske påkjenninger dersom de blir eksponert for kulde under $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$. Det er gjerne der det er kaldt hvor store snøfall forekommer. Moduler vil være mer sårbare for tunge mekanisk belastninger gjennom snø etter kuldeeksponering øker sannsynligheten for at mikrosprekker oppstår. Dersom moduler utsettes for en kuldesyklus (under $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$) etterfulgt av 3600 Pa i trykkbelastning vil 90% av moduler

Type of snow or ice	(kg/m^3)
New snow	50-70
Damp new snow	100-200
Settled snow	200-300
Depth hoar	100-300
Wind packed snow	350-400
Firn (granular)	400-830
Very wet	700-800
Glacier ice	830-917

få minst en sprekk. Dette ble testet og det er nok med én kuldesyklus for at bindingene innad i cellene skal bli svekket og ved et senere tungt snøfall vil mange moduler få mikrosprekker ¹¹¹.

Her er en formel som viser hvordan man regner om fra Pascal (mål på tetthet) til SI-enhet for tetthet (kg/m^3).

Formel 1

$$\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} = \text{Pa} * 0,10197$$

Tabell 4-1, snøtyper og deres trykk mot underlaget ¹¹²

Som man ser av figuren så kan mikrosprekker oppstå i områder hvor det skjer tunge snøfall og flere typer snø vil overstige 3600 Pa i belastning dersom det legger seg 1 m^3 snø. Dette er relevant for norsk klima og det er høy sannsynlighet for at mikrosprekker vil oppstå på moduler på flattak i Norge som er operative over flere år.

Det har blitt funnet høye degraderingsrater i fjellområder og polarklima i noen studier og i andre studier har det blitt funnet lav degradering. Det er på grunn av snølast og vind at det kan bli høy degradering i slike områder. Om taket er skrått eller flatt vil i slike situasjoner ha stor betydning siden skråtak gjør at snølasten gjerne sklir ned slik at påkjenningen ikke blir så stor ¹¹³.

Det ble gjort en studie for å kartlegge degradering på flere ulike steder i Storbritannia under ulike klimatiske forhold. 7 anlegg ble analysert over 10 år og de befant seg i England, Irland og Skottland. I England ble 3 anlegg analysert i henholdsvis London, Plymouth og Huddersfield. I Irland lå anleggene i Dublin og Sligo, mens i Skottland befant anleggene seg i Aberdeen og Glasgow, hvor det ganske kaldt. I Irland ble det funnet en årlig degradering på $0,4 - 0,6\%$. I England ble det funnet en årlig degradering

på mellom 0,7 og 0,9 %, mens i Skottland ble det funnet en degraderingsrate på 1,0 %. Hovedårsaken til at det var høyere degradering i kalde områder var rimfrost, vind, og tunge snøfall. Dette gjør at det blir større risiko for hot spots og mikrosprekker. Totalt sett varierte degraderingen mellom 0,4 % og 1,16 % årlig i Storbritannia på grunn av ulike lokale værforhold. Samme modultype ble brukt (krystallinske) og anleggene ble satt opp med lik konfigurasjon ¹¹⁴.

Dette indikerer at selv om kalde klimatiske forhold er gunstige for degradering så kan noen faktorer som gjerne sammenfaller med kaldt klima som for eksempel tungt snøfall, ha en negativ påvirkning.

Table 4. Scotland PV systems' Degradation Rate Analysis.

Year	Glasgow Site D		Aberdeen Site E	
	Yearly	Cumulative	Yearly	Cumulative
2008	-1.23	-1.23	-1.33	-1.33
2009	-1.15	-2.38	-1.19	-2.52
2010	-1.12	-3.5	-1.15	-3.67
2011	-1.08	-4.58	-1.22	-4.89
2012	-1.11	-5.69	-1.12	-6.01
2013	-0.93	-6.62	-1.05	-7.06
2014	-1.02	-7.64	-1.16	-8.22
2015	-0.92	-8.56	-1.15	-9.37
2016	-0.95	-9.51	-1.08	-10.45
2017	-1.08	-10.59	-1.17	-11.62
Average		-1.05%/year		-1.16%/year

Tabell 4-2, degradering i Skottland ¹¹⁴

Table 5. Ireland PV systems' Degradation Rates.

Year	Dublin Site F		Sligo Site G	
	Yearly	Cumulative	Yearly	Cumulative
2008	-0.69	-0.69	-0.72	-0.72
2009	-0.55	-1.24	-0.58	-1.3
2010	-0.52	-1.76	-0.57	-1.87
2011	-0.53	-2.29	-0.57	-2.44
2012	-0.61	-2.9	-0.57	-3.01
2013	-0.62	-3.52	-0.55	-3.56
2014	-0.53	-4.05	-0.53	-4.09
2015	-0.48	-4.53	-0.53	-4.62
2016	-0.54	-5.07	-0.59	-5.21
2017	-0.51	-5.58	-0.62	-5.83
Average		-0.56%/year		-0.58%/year

Tabell 4-3, degradering i Irland ¹¹⁴

Tabell 4-2 og Tabell 4-3 viser høyere degradering i Skottland enn i Irland. Hovedårsaken antas å være nedbør vinterstid, siden de miljøene som har større snøfall og lavere temperaturer har større rater. Det pekes i tillegg på rimfrost og vind som medvirkende faktorer i Skottland. En oversikt over de viktigste klimadataene i Dublin og Aberdeen finnes i Vedlegg H.

4.1.2 Studier fra Sveits og Norge

En sveitsisk studie over nesten 30 år i Lugano-distriktet undersøkte degradering på et nett-tilknyttet anlegg installert i 1982. Anlegget var det første av sitt slag i Europa og bestod av mange 37 W_p moduler som til sammen utgjorde et anlegg på 10 kW_p. Modulene som ble analysert var monokrystallinske. IV-kurver ble regelmessig analysert. I studien kom man frem til en gjennomsnittlig årlig degraderingsrate på 0,38 %. I den første perioden fra 1982 til 2001 ble det funnet en årlig degradering på 0,27 % og i perioden fra 2001-2009 lå degraderingen på 0,64 %¹¹⁵.

Vi velger å ta utgangspunkt i en degraderingsrate på 0,38 % som et verste utfall i Norge. Studien fra Sveits gikk over 28 år og er derfor veldig relevant siden levetid regnes til å være 30 år. Videre er klimaet i Lugano Cfb i Köppen-Geiger klimaklassifisering¹¹⁶. Dette er likt med Grimstad¹¹⁷. Sørlandet er et aktuelt område for satsning på solenergi i Norge og samtidig muligens et av områdene i landet med høyest degraderingsrate grunnet mildt vær og en del nedbør. Solenergi FUSen AS har også gjort målinger på egne anlegg og funnet degradering mellom 0,1 og 0,2 % årlig⁸⁶. Dette stemmer godt overens med funnene fra Grimstad. Der ble det funnet en degradering på 0,17 % over 4 år på polykrystallinske moduler. Det er verdt å merke seg at FUSen ikke har hatt operative anlegg over mange år og at det kan bli høyere degradering på lang sikt. Derfor mener vi det er fornuftig å anta at degradering i Norge ligger mellom 0,17 % og 0,38 %. Det vil også være forskjeller ut ifra ulike klimaforhold som det er ulike steder i Norge.

Studien fra Grimstad som fant en degradering på 0,17 % årlig og gikk over 4 år hadde en helningsvinkel på 39°¹¹⁰. Studien fra Sveits hadde en variabel helningsvinkel ut ifra ulike konfigurasjoner, med blant annet 55°¹¹⁵. Siden disse studiene ble gjort på skråtak har trolig ikke snølast hatt særlig stor betydning og dette er blant faktorene som har bidratt til lav degradering. Dersom anleggene hadde blitt satt opp med flattak kan degraderingen ha blitt større som en følge av snølast.

4.2 Komponenthavari

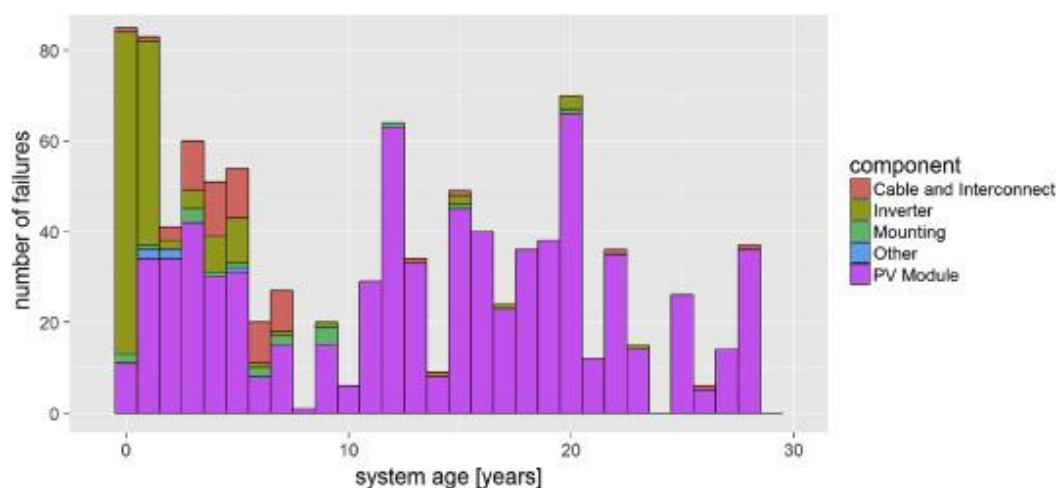
Her presenteres statistikk på komponenthavari og faktorer som påvirker levetid og feil i solcelleanlegg.

4.2.1 Skademekanismer

Forskningsprosjektet Infinity undersøkte blant annet ytelse og degradering på solcelleanlegg i ulike klimasoner. Köppen-Geiger klimasoneinndeling ble brukt for å kartlegge hvordan solceller påvirkes i ulike værforhold. I denne undersøkelsen har det kun blitt sett på krystallinske moduler, nærmere bestemt mono - og polykrystallinske.

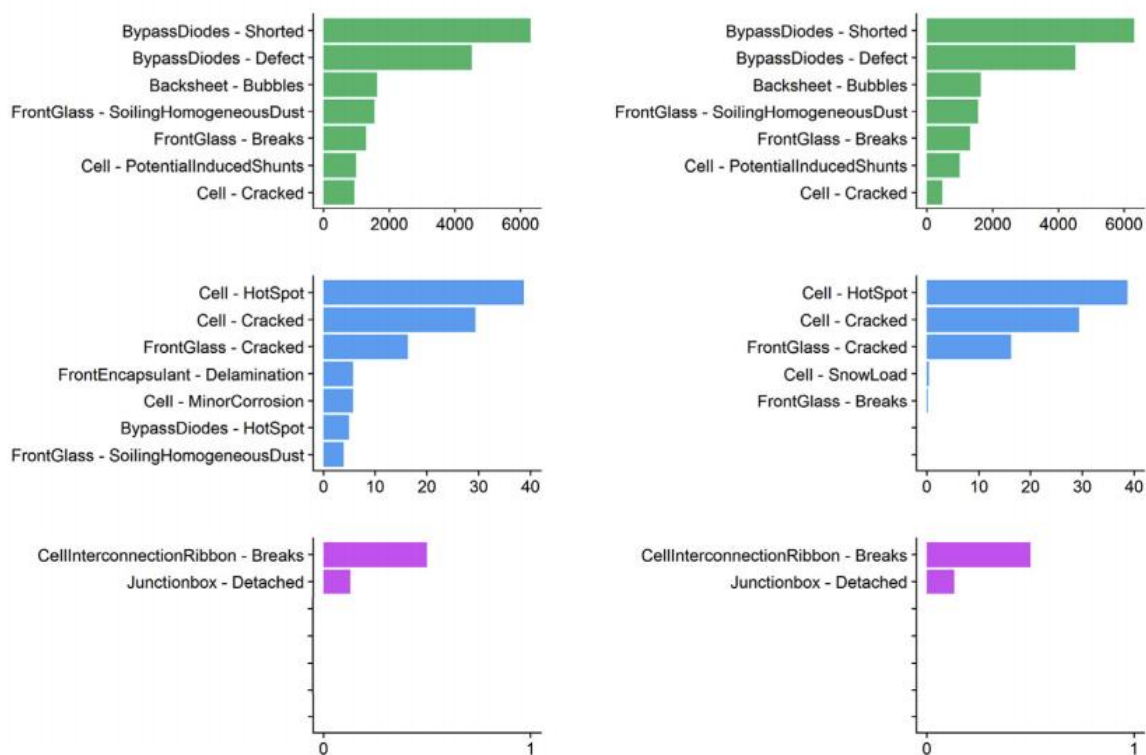
Den mest observerte feilen i klimasone D var fysisk skade på modulene som en følge av hagl eller tungt snøfall. Det ble også observert en del skader som følge av hagl i klimasone C.

I klimasone A og C er det størst tap som en følge av soliling. Ødeleggelse av friløpsdioder er også vanlig i klimasone C. I klimasone B og D hadde sprekker størst påvirkning på ytelsen og degraderingen til moduler. Degradering er betraktelig lavere i klimasone D og E totalt sett sammenliknet med andre klimasoner. Det er riktignok mindre data å finne her og dette kan påvirke resultatene. Det er imidlertid mye færre påkjenninger av betydning et solcelleanlegg utsettes for i klimasone D og E, og det er en tendens som peker mot at degradering er mindre under disse klimatiske forholdene.



Figur 4.1, feilstatistikk på komponenter ¹¹⁸

I Figur 4.1 er det en oversikt over statistisk distribuering av feil på ulike komponenter. 1048 feil ble kartlagt i 348 ulike PV-systemer ¹¹⁸. Som man ser er det en tydelig tendens til at invertere ryker tidlig. Her ser vi også at feil i hovedsak skjer på invertere og moduler, som også er de mest kostbare komponentene. Derfor mener vi at det er hensiktsmessig å regne kun på tap og utskiftning av disse komponentene når vi regner ut vedlikeholdskostnader.

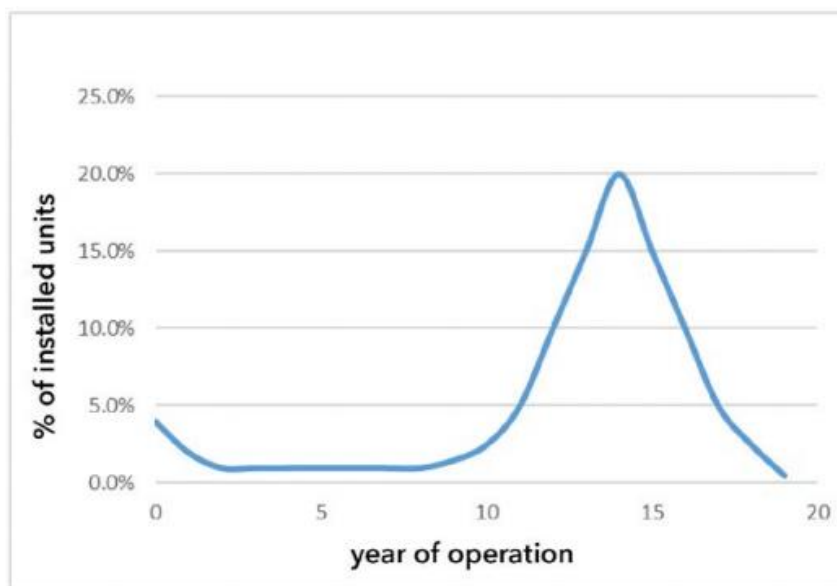


Figur 4.2, skademekanismer i moduler ¹¹⁸

Feildata på solceller ble gjennomgått i Infinity og feilene ble systematisert ut ifra klima med Köppen-Geiger. Grønn (C), blå (D) og lilla (E) er de ulike inndelingene. Som vi ser av figuren ovenfor er hot spots og sprekker i moduler de mest typiske feilene i klimasone D og i klimasone C er det feil med friløpsdioder, bubbles, soiling, PID og sprekker som er mest vanlig ¹¹⁸. Ødelagte friløpsdioder kan medføre at hot spots oppstår.

4.2.2 Inverterlevetid

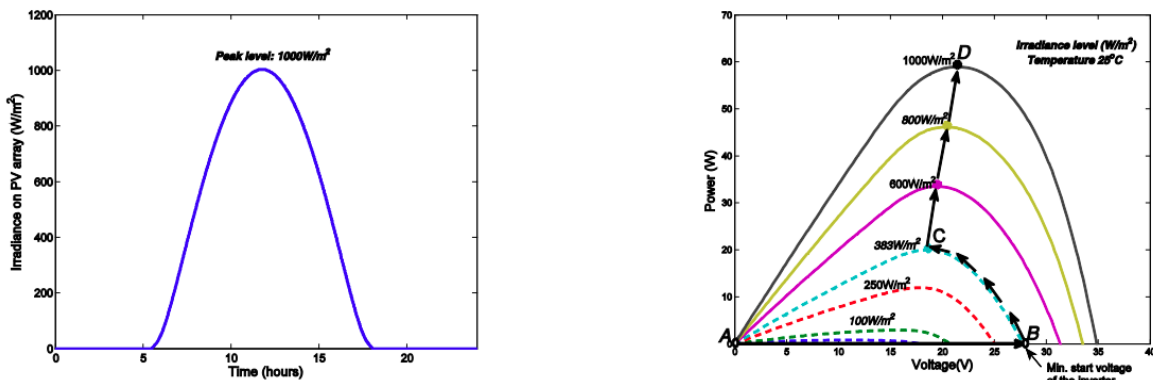
Figur 4.3 viser feilstatistikk for invertere. DNV GL regner med en gjennomsnittlig levetid på 14 år og dette betyr at halvparten av inverterne vil ha feilet innen 14 år ¹¹⁹. Trolig vil forventet levetid gå opp som en følge av mer testing grunnet at invertere har hatt kortere levetid tidligere. DNV GL har oppdatert sine estimater fra 12 års levetid i 2017 til 14 år i 2019 grunnet solid datainnhenting fra industrien ¹¹⁹.



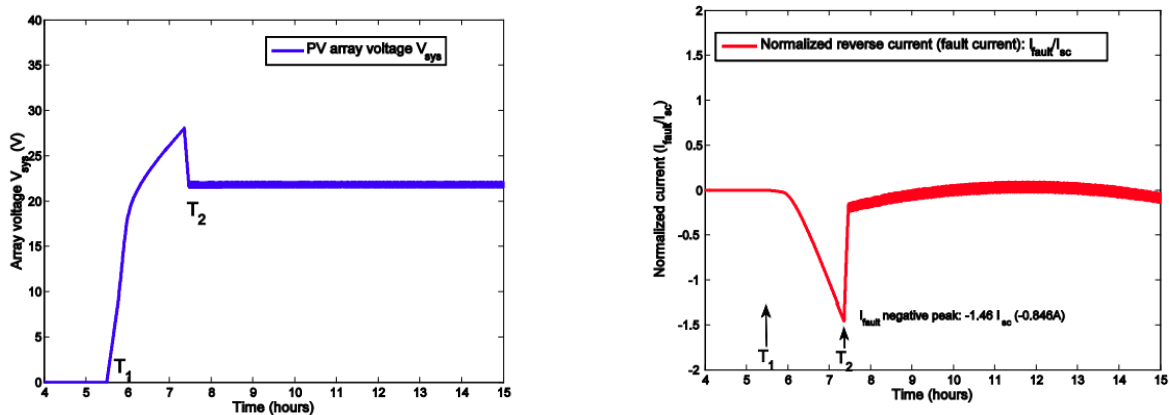
Figur 4.3, levetid på inverter ¹¹⁹

4.2.3 Natt til dag overgang

Ved overgangen fra natt til dag går solcelleanlegget raskt fra ingen produksjon av strøm til full produksjon. Når solen begynner å stråle på solcellene så er det en periode hvor invertere ikke får nok spenning til å sette i gang overføringen i inverteren. Det er fordi spenningen ikke når MPPT (maximum power point tracking) i inverteren. Hvis inverter ikke starter så kan det produseres en feilstrøm som sitter fast uten noen veier å gå. Denne feilstrømmen er liten, men den kan føre til brannfare og potensiell fare for personer. Alle figurene er fra simuleringer, men har tilsvarende resultater som når det blir brukt ekte solceller.



Figur 4.4, solinnstråling over døgnet og innstrålingseffekten som kreves for at inverter slår seg på ¹²⁰.



Figur 4.5 (t.v.), celledspenning i overgangen fra natt til dag

Figur 4.6 (t.h.), normal feilstrøm for cellen ved overgang fra natt til dag ¹²⁰

Line fault in the PV array	Max. fault current		Working conditions
	Daytime	Night-to-day	
Simulations	$-2.5I_{sc}$ (-1.45A)	$-1.46I_{sc}$ (-0.846A)	STC
Experiments	$-2.43I_{sc}$ (-1.41A)	$-1.3I_{sc}$ (-0.75A)	Real test conditions

Tabell 4-4, forskjellen i simuleringer fra reelle tester ¹²⁰

Ved Northeastern University i Boston ble det gjort både simuleringer og forsøk for å finne ut hvilken påvirkning natt til dag overgang kan ha på invertere. I forsøket ble det først gjort en simulering av teorien om at det kunne være en feilstrøm ved natt til dag overgang. Konklusjonen de kom frem til

etter simuleringen samsvarte med teorien. Deretter gikk man videre til å koble opp et solcelleanlegg som også ga samme svar som simuleringen.

Resultatet en kom frem til er at feil i solcelleanlegget kan gå usett med normale overspenningsenheter. Solceller med feil kan operere med en lav output som ikke slår ut beskyttelsesenheter. Dette har også potensialet til å forekomme om dagen hvis det går fra veldig lav produksjon på grunn av lav innstråling til høyere produksjon ¹²⁰.

4.2.4 Strøm - og spenningsavvik

Elektrisk utstyr opererer dårlig dersom det forekommer avvik i spenningen. Dette er en utfordring i Norge med tanke på lange radialer og det kalde klimaet. Om sommeren er det høy spenning i nettet, men om vinteren er spenningen lav. Det kommer av høyt belastede overføringslinjer som medfører store tap, som gjør at spenningen går ned.

For nettselskapene finnes det krav som tilsier at de skal levere spenning med mindre enn 10 % avvik. For et 230 V system vil det bety mellom 207 og 253 V. Ved de lengste radialene innebærer det at spenningen nært transformatoren må økes, for at kunden ytterst på radialen skal ha høy nok spenning. For de aller lengste radialene hender det at spenningen overstiger 253 V nærmest transformatoren. Da kan kraftelektronikk, som for eksempel invertere ta skade. Fordi de må mate ut høyere spenning på nettet enn nettspenningen for å endre kraftflytens retning ¹²¹.

Enkelte invertere er tilpasset dette problemet, med vern som kobler ut anlegget ved overspenning. Da skrur inverteren seg av og anlegget må restarteres. Utvikling på området har ført til at det finnes invertere som endrer sitt operasjonspunkt for å unngå å slå seg av, men dette kan kun gjøres i en begrenset periode grunnet risiko for overoppheting ^{122 123}.

I tillegg er det problemer knyttet til lav spenning i solcelleanlegg. Inverterens utgangseffekt er avhengig av spenningen på nettet. Det innebærer at dersom spenningen blir for lav, vil ikke hele produksjonen fra anlegget utnyttes.

Et eksempel som illustrerer problemet med lavere nettspenning følger:

En 17 kW inverter har en maksimal utgangsstrøm på 27,4 A med kapasitet til å overbelastes med 1,1 ganger inverterens merkeytelse (18,7 kW). Med 400 V nettspenning kan inverteren maksimalt levere:

$$27,4 \text{ A} * 400 \text{ V} * \sqrt{3} = 19 \text{ kVA}$$

Dette møter tilnærmet inverterens kapasitet til overlast. Med 340 V nettspenning, under 10 % spenningsavvik blir inverterens kapasitet.

$$27,4 \text{ A} * 340 \text{ V} * \sqrt{3} = 16 \text{ kVA}$$

Uansett spenning levert fra solcellemodulene kan ikke inverteren mate mer enn 16 kVA ut på nettet. Det betyr at anlegget vil oppleve store tap dersom underspenning er et vedvarende problem, eller ikke er tilstrekkelig dimensjonert.

Grid Output Data	
Nominal AC output power	17000W
Max. AC output power	18800VA
Max. AC output current	27.4A
AC nominal voltage/range	400V/340-440V

Tabell 4-5, data for et eksempel nett ¹²²

4.3 Intervju og spørreundersøkelser

Som en del av å kartlegge informasjonen til oppgaven ble det opprettet kontakt med anleggseiere av ulike formater. Dette ble gjort gjennom både Facebook og telefonkontakt. I tillegg ble det gjort et forsøk på å komme i kontakt med flere gjennom en e-post i samarbeid med Solenergiklyngen uten nevneverdig hell. Forfatterne antar lav interesse, timing og ikke tilstrekkelig argumentasjon om hvorfor deres bidrag ville vært positivt for helheten i oppgaven som hovedårsaker for at dette ikke ble noe av. Dessuten er informasjonen som ble etterspurt i undersøkelsen ganske teknisk og det krever både kunnskap og at en bedrift selv har systematisert feildata på anlegg for at de skal kunne svare på

en nyttig måte. Selvsagt var akkurat det skuffende, likevel fikk vi noe informasjon gjennom de andre metodene. Resultatene blir presentert under.

4.3.1 Dybdeintervju

Vi intervjuet flere installatører og anleggseiere for å få data på degradering, komponenthavari og andre drift og - vedlikeholdskostnader. I intervjurunden kom det fram at store anlegg gjerne har serviceavtaler knyttet opp imot installatør. Gjennom disse kartlegger installatør relevante data som nedetid, oversikt over bytte av inverter osv. Et problem her er at denne informasjonen er taushetsbelagt og de kan ikke gå ut med den uten videre. Derfor var det vanskelig å få data av god kvalitet og det hadde krevd mye innsatsvilje fra installatørens side.

Intervjuobjektene mente at en faktor som burde tas med i beregninger i forhold til årlige vedlikeholdskostnader er arbeidstimer. Hvor mange timer må for eksempel driftsarbeidere bruke på å sjekke at alt fungerer slik som det skal på et anlegg. Store solcelleanlegg på næringsbygg har personell som må holde oppsikt. Gjennom serviceavtaler kan installatør holde oppsikt med anlegg for anleggseier. Etter hvert tar ofte driftsteknikere over inspisering og dette er ofte en neglisjerbar kostnad. Vi antar dette siden det er en arbeidsoppgave som tar lite tid fra annet arbeid, samt at vi ikke fikk kartlagt mengden.

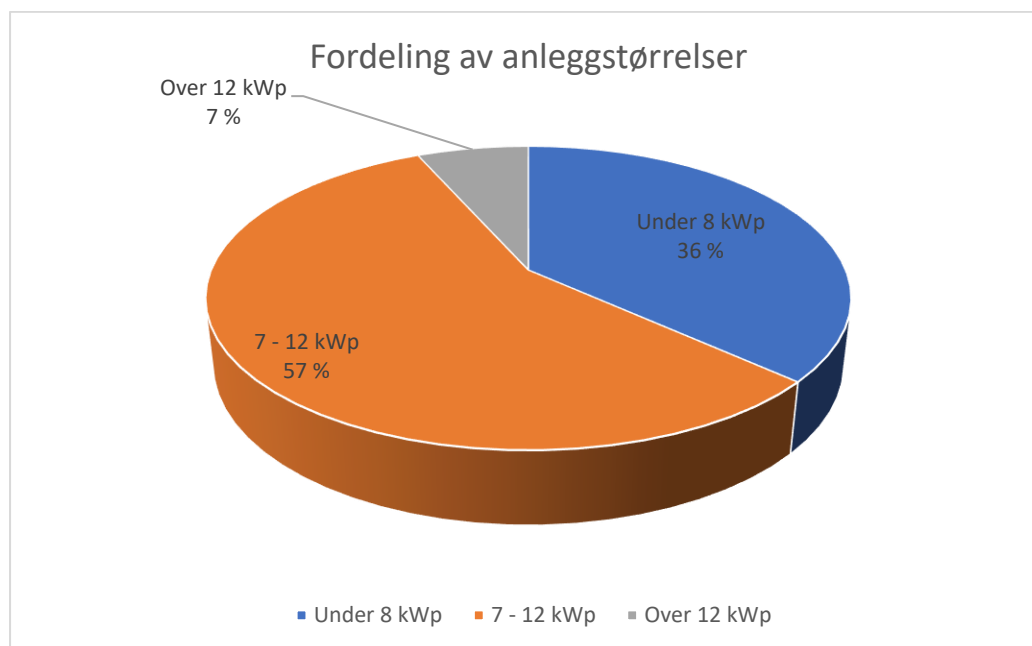
I et intervju kom det fram at i store næringsanlegg regner man med at invertere utgjør 3-5 % av opprinnelig investeringskostnad (materiell medregnet installasjon). I et priseksempel ble det oppgitt at prisen for en serviceavtale for ett anlegg på eksempelvis 1 MW_p ville ligge på omtrent 25-30 000 NOK i året. Dette vil utgjøre omtrent 0,4 % årlig av investeringskostnad hvis man regner med en installasjonskostnad på 6-8 NOK/W_p, noe som ble oppgitt i intervju/datainnsamling via spørreundersøkelse. Hvis man regner med bytte av inverter 1 gang i løpet av ett anleggs levetid i tillegg vil dette utgjøre mellom 0,1 % og 0,17 % av opprinnelig investeringskostnad hensyntatt oppgitte tall ovenfor. Dette gjelder for næringsbygg. Disse tallene er kun regneeksempler og vi har ikke valgt å gå videre med disse til våre formler grunnet for stor usikkerhet.

I andre tilfeller blir det ikke investert i serviceavtaler og da er det ingen faste servicekostnader med unntak av at driftsteknikere/vaktmestere gjerne bruker noe av sin arbeidstid på å holde oppsikt med anlegget. Videre kan det skje feil med anlegg utover bytte av inverter og dette vil i tilfelle medføre at vedlikeholdskostnaden blir høyere.

4.3.2 Spørreundersøkelser

For å kunne bestemme verdier for ulike anlegg ble det etablert flere spørreundersøkelser som ble distribuert gjennom Facebook-gruppen "Solceller og Alternativ energi". Dette er en gruppe med 8836 medlemmer (12.05.2021) som selv beskriver seg som en arena for deling av kompetanse/informasjon rundt solcelleanlegg og alternativ energi. (Spørreundersøkelsene ligger vedlagt.)

I undersøkelsen spurte vi om investeringskostnad, inverterkostnad, effekt på anlegget og øvrig anleggsinformasjon vi følte var nyttig og interessant. Vi gjør oppmerksom på at verdiene presentert er vurdert med tanke på realisme. Enkelte verdier i undersøkelsen er derfor ignorert og blir ikke presentert. Forfatterne mener derfor at de presenterte verdiene gir et helhetsinntrykk for hva en kan forvente av kostnadsnivå ved installasjon av et solcelleanlegg. Nedenfor presenteres en oversikt over hvilke anleggstørrelser som ble oppgitt i undersøkelsen ved hjelp av et intervall.



Figur 4.7, oversikt over intervall for anleggstørrelser i spørreundersøkelser.

Figur 4.7 viser at typiske anleggstørrelser privat ligger i intervallet 7-12 kW_p, og av underlagsdataene fremgikk det at de fleste anlegg var på rundt 10 kW_p. I tillegg var det ingen som oppgav vedlikehold av anlegget så langt i anleggets levetid (de fleste var 2-4 år gamle). Likevel måtte to deltakere bytte inverter grunnet feil. Disse var dekket av garantien på inverteren, slik at det ikke medførte noen ekstra utgift for anleggseierne. Figur 4.1 viser også at det er en tendens til at invertere kan bli ødelagt tidlig.

	Effekt (kWp)	Investering	Inverterkost	Totalkost/kWp	Inverterkost/kWp	Inverterkost/Totalkostnad	Inverterkost/Totalkost [%]
	9,60	kr 125 000,00	N/a	kr 13 020,83	#VERDH!	#VERDH!	#VERDH!
	3,70	kr 40 000,00	kr 7 500,00	kr 10 810,81	kr 2 027,03	0,1875	18,7500
	10,50	kr 163 000,00	kr 30 000,00	kr 15 523,81	kr 2 857,14	0,1840	18,4049
	4,60	kr 60 000,00	kr 12 000,00	kr 13 043,48	kr 2 608,70	0,2000	20,0000
	9,60	kr 146 000,00	N/a	kr 15 208,33	#VERDH!	#VERDH!	#VERDH!
	10,80	kr 150 000,00	kr 35 000,00	kr 13 888,89	kr 3 240,74	0,2333	23,3333
	11,70	kr 134 000,00	N/a	kr 11 452,99	#VERDH!	#VERDH!	#VERDH!
	10,50	kr 150 000,00	N/a	kr 14 285,71	#VERDH!	#VERDH!	#VERDH!
	12,00	kr 135 000,00	kr 35 000,00	kr 11 250,00	kr 2 916,67	0,2593	25,9259
	3,70	kr 47 000,00	kr 8 500,00	kr 12 702,70	kr 2 297,30	0,1809	18,0851
	7,40	kr 145 000,00	N/a	kr 19 594,59	#VERDH!	#VERDH!	#VERDH!
	10,53	kr 160 000,00	N/a	kr 15 194,68	#VERDH!	#VERDH!	#VERDH!
	10,60	kr 201 600,00	N/a	kr 19 018,87	#VERDH!	#VERDH!	#VERDH!
	2,36	kr 41 000,00	N/a	kr 17 372,88	#VERDH!	#VERDH!	#VERDH!
	10,53	kr 160 000,00	N/a	kr 15 194,68	#VERDH!	#VERDH!	#VERDH!
	16,80	kr 200 000,00	N/a	kr 11 904,76	#VERDH!	#VERDH!	#VERDH!
	3,60	kr 70 000,00	N/a	kr 19 444,44	#VERDH!	#VERDH!	#VERDH!
	10,00	kr 160 000,00	N/a	kr 16 000,00	#VERDH!	#VERDH!	#VERDH!
	9,40	kr 120 000,00	N/a	kr 12 765,96	#VERDH!	#VERDH!	#VERDH!
	5,44	kr 100 000,00	N/a	kr 18 382,35	#VERDH!	#VERDH!	#VERDH!
	10,80	kr 218 500,00	N/a	kr 20 231,48	#VERDH!	#VERDH!	#VERDH!
Gjennomsnitt	8,77	129814,29	21333,33	15061,54	2657,93	0,2075	20,75

Tabell 4-6, oversikt over inverter og totalkostnader i spørreundersøkelser.

Videre så vi på forholdet mellom kostnad på inverter og totalkostnad. Dette ble gjort for å avdekke informasjon om hvor mye en anslagsvis må reinvestere i anlegget, den dagen inverteren må skiftes ut. Vi ser av tabellen at inverter koster i snitt 2700 NOK per kW_p av anlegget, og at inverteren utgjør tilnærmet 21 % av anleggets totale investeringskostnad. For enkelthetens skyld blir 20 % benyttet etter hvert. Videre ser vi at den totale kostnaden har et gjennomsnitt på rundt 15 000 NOK per kW_p installert effekt.

4.4 Kraftelektronikk

Kraftelektronikk omhandler generelt styring og omforming av elektrisk energi ¹²⁴. I likhet med andre elektriske komponenter er de utsatt for stress og slitasje. Over tid kan enkeltdeler skades slik at de ikke lenger fungerer. Dermed klapper hele den berørte delen av anlegget sammen og kan ikke utnyttes. Det resulterer i manglende produksjon og behov for å erstatte skadde anleggsdeler. Derfor etterstrebes det å minimere feilraten.

Når kostnadene på solceller minker, omfatter det øvrige systemet en økende prosentandel av kostnaden for et komplett anlegg. Det har rettet søkelys på levetiden av disse anleggsdelene. Inverteren er en spesielt feilutsatt del. Sammenlignet med solcellemodulenes levetid på 30+ år ligger levetiden for en inverter mye lavere ¹²⁵. Feilene som oppstår, er ofte tilknyttet elektronikken inverteren består av. Temperatur og påkjenninger over tid er de viktigste faktorene.

4.4.1 Temperatur

En studie fra Thailand som testet prestasjonen til en inverter i høye omgivelsestemperaturer konkluderer med at ekstreme temperaturer over 37 °C førte til 2,5 % nedgang i maksimal effektivitet¹²⁶. I tillegg vil en inverter automatisk avgrense output dersom den har for mye innmatet effekt, og det gjør det utfordrende å dimensjonere i områder med stor solinnstråling.

I Storbritannia har en studie av invertere med produkter fra forskjellige leverandører kommet fram til at levetiden i stor grad avhenger av kvalitet. I tillegg bemerker de at i varmere klima (estimert for 14 °C), vil påliteligheten av komponenten begrenses. Det stiller spørsmålet, hva med kaldere klima? Er det enda bedre?

Disse spørsmålene etablerte et behov for å sammenligne norske og engelske temperaturdata for å anslå levetiden på inverteren. Ved hjelp av temperaturdata i Trondheim, Norge 63,4 °N sammenlignet med studiens egne tall fra Manchester, England 53,46 °N ble levetiden estimert.

Temperatur (°C)	Percentage Time at the Stated Temperature (°%)	Un Weighted Failure Rate of PV Micro Inverter ($\lambda_p(F/10^6 \text{ hrs})$) when $\pi_q=1$	Weighted Failure Rate of PV Micro Inverter ($\lambda_p(F/10^6 \text{ hrs})$) when $\pi_q=1$	Un Weighted Failure Rate of PV Micro Inverter ($\lambda_p(F/10^6 \text{ hrs})$) when $\pi_q=bv$	Weighted Failure Rate of PV Micro Inverter ($\lambda_p(F/10^6 \text{ hrs})$) when $\pi_q=bv$
-7	0.01563	5.019	0.0007846	30.73	0.004803
-6	0.00521	5.136	0.0002676	31.46	0.001639
-5	0.02084	5.256	0.001095	32.21	0.006713
-4	0.02084	5.379	0.001121	32.98	0.006875
-3	0.05732	5.505	0.003155	33.78	0.01936
-2	0.09379	5.621	0.005271	34.47	0.03233
-1	0.2084	5.753	0.01199	35.31	0.07360
0	0.4012	5.889	0.02363	36.19	0.1452
1	0.8389	6.029	0.05057	37.09	0.3111
2	1.4537	6.172	0.08972	38.01	0.5526
3	1.8654	6.319	0.1179	38.97	0.7269
4	2.2978	6.470	0.1487	39.96	0.9181
5	2.6365	6.625	0.1747	40.97	1.080
6	3.3139	6.784	0.2248	42.02	1.393
7	4.5279	6.947	0.3146	43.11	1.952
8	5.1897	7.115	0.3692	44.22	2.295
9	5.9243	7.287	0.4317	45.37	2.688
10	5.8306	7.463	0.4352	46.56	2.715
11	6.6434	7.644	0.5079	47.78	3.174
12	6.0338	7.830	0.4725	49.04	2.959
13	6.6121	8.021	0.5304	50.34	3.329
14	6.5236	8.217	0.5360	51.68	3.371
15	6.8153	8.417	0.5737	53.06	3.616
16	6.1692	8.623	0.5320	54.48	3.361
17	5.5127	8.834	0.4870	55.95	3.084
18	5.0750	9.051	0.4593	57.46	2.916
19	4.0225	9.273	0.3730	59.02	2.374
20	3.3504	9.501	0.3183	60.62	2.031
21	2.5271	9.735	0.2460	62.27	1.574
22	1.8237	9.975	0.1819	63.98	1.167
23	1.3652	10.22	0.1395	65.73	0.8973
24	0.9275	10.47	0.09714	67.53	0.6264
25	0.7555	10.73	0.08108	69.39	0.5243
26	0.5002	11.00	0.05501	71.31	0.3567
27	0.3387	11.27	0.03817	73.28	0.2482
28	0.1928	11.55	0.02226	75.31	0.1452
29	0.08337	11.83	0.009866	77.40	0.06452
30	0.02605	12.18	0.003173	79.65	0.02075

Tabell 4-7, sannsynlighetsmodell for mikroinverter ¹²⁷

Av oversikten presentert i Tabell 4-7 ser vi at både vektet og uvektet feilrate går opp som funksjon av temperatur for mikroinverteren. Feilraten måles her som antall feiltilfeller per million time drift.

Ved hjelp av måledata fra meteorologisk institutt for målestasjonen "E6 Moholtlia", i Trondheim hentet fra seklima.met.no ble parameterne beregnet. Dessverre var det her ikke mulig å finne data per time, noe som vil medføre usikkerhet i resultatet. Likevel er gjennomsnittstemperatur fra 333 døgn i 2020 benyttet som grunnlag for estimatet.

Tabellen er presentert nedenfor:

Temperatur	Antall ganger/dager	Prosentandel	Uvektet feilrate når π_q er lav	Vektet feilrate når π_q er lav
-5	1	0,3003 %	32,21	0,0967
-4	1	0,3003 %	32,98	0,0990
-3	4	1,2012 %	33,78	0,4058
-2	8	2,4024 %	34,47	0,8281
-1	10	3,0030 %	35,41	1,0634
0	41	12,3123 %	36,19	4,4558
1	19	5,7057 %	37,09	2,1162
2	19	5,7057 %	38,01	2,1687
3	23	6,9069 %	38,97	2,6916
4	26	7,8078 %	39,96	3,1200
5	10	3,0030 %	40,97	1,2303
6	16	4,8048 %	42,02	2,0190
7	9	2,7027 %	43,11	1,1651
8	15	4,5045 %	44,22	1,9919
9	16	4,8048 %	45,37	2,1799
10	20	6,0060 %	46,56	2,7964
11	16	4,8048 %	47,78	2,2957
12	11	3,3033 %	49,04	1,6199
13	6	1,8018 %	50,34	0,9070
14	12	3,6036 %	51,68	1,8623
15	9	2,7027 %	53,06	1,4341
16	9	2,7027 %	54,48	1,4724
17	9	2,7027 %	55,95	1,5122
18	8	2,4024 %	57,46	1,3804
19	3	0,9009 %	59,02	0,5317
20	3	0,9009 %	60,62	0,5461
21	4	1,2012 %	62,27	0,7480
22	2	0,6006 %	63,98	0,3843
23	1	0,3003 %	65,73	0,1974
24	2	0,6006 %	67,53	0,4056
Totalt:	333	100,0000 %		43,7253

Tabell 4-8, feilrate for mikroinverter i et norsk klima med måledata fra perioden 01.01.2020 til 31.12.2020 med unntak av helligdager.

Tabell 4-8 viser den vektete feilraten med lav quality factor lik 43,7253. Tilsvarende for Manchester var 50,76. Tallet representerer Mean Time Between Failure (MTBF) som er en statistisk analyse for forventet levetid på elektroniske komponenter. Med samme formler benyttet i 127 følger estimater under. (Formlene er også hentet derfra.)

Formel 2

$$MTBF = \frac{10^6 \text{ timer}}{\lambda_p}$$

For Manchester, England, 53,46°N.

$$MTBF = \frac{10^6 \text{ timer}}{50,76} = 19700,55 \text{ h} = 2,249 \text{ år}$$

For Trondheim, Norge, 63,4°N.

$$MTBF = \frac{10^6 \text{ timer}}{43,7253} = 22870,05 \text{ h} = 2,61 \text{ år}$$

Vi ser at for denne spesifikke inverteren er levetiden endret med faktor:

$$\frac{2,61}{2,249} = 1,1605 = 16,05 \% \text{ økning}$$

Av denne økningen vil det være naturlig å anta at levetiden for inverterne er betydelig lenger i kaldere temperaturer, altså vil norske forhold være fordelaktige. Videre er det naturlig å tenke at faktoren kan utgjøre en betydelig kostnadsdifferanse, spesielt for fabrikat med lengre levetid. Fremover, med enda bedre teknologi kan erstatningsraten på invertere gå ned. Dette kan medføre at man er sikker på at to invertere er tilstrekkelig gjennom hele solcelleanleggets levetid. Det vil minke usikkerheten på kostnadssiden, og vil gi bedre økonomiske vilkår for solcelleanlegg.

4.5 Bakgrunn for formler

Her kommer en bakgrunn for formler i kapittel 4.6. og aktuelle parametere for utregningene belyses.

4.5.1 Komponenter – Levetid og Garanti

En solcellemodul har en forventet levetid på 30 år. Bransjestandarden på solcellemoduler er en produksjonsgaranti på 25 år med en årlig degradering på ca. 0,5 %. På grunn av dette garanteres normalt minimum 80 % ytelse etter 25 år ¹²⁸.

Inverter som er en av hovedkomponentene i anlegget, har en forventet levetid på 10-20 år ⁸⁶. Det opereres gjerne med en garanti på 5-10 år på inverter ¹²⁸. Det er derfor forventet at det må byttes inverter minst en gang i løpet av levetiden på solcelleanlegget. DNV GL tar utgangspunkt i 14 år som levetid på invertere ¹¹⁹. Selv om forventet levetid er så lang kan det oppstå problemer tidligere, som vi har sett i undersøkelsen vår.

Hvis en har et anlegg av god kvalitet med komponenter fra kjente leverandører så vil det holde med 0,5-1 % av investeringskostnad som avsetning på næringsanlegg ifølge Solenergi Fusen AS. Men dette kan endres fordi solceller blir stadig billigere, mens inverter holder seg på relativt lik pris over tid. Hvis en har lyst til at anlegget skal ha minst mulig potensial til at det oppstår feil er det smartest å holde seg til minst mulig komponenter som kan feile. Dette gjelder blant annet optimizer og DC brytere ⁸⁶.

Optimizer er lite utbredt i Norge. Disse komponentene har lang levetid, men de kan kreve vedlikehold underveis. SolarEdge har garantitid på 25 år på power optimizere ¹²⁹. Vi velger kun å fokusere på inverter i streng siden dette er mest vanlig og mikroinvertere blir lite brukt blant annet på grunn av høyere pris. Derfor benyttes streng inverter i våre formler for å beregne årlige vedlikeholdskostnader.

Komponent	Modul	Inverter (streng)	Optimizer
Forventet levetid	30+ år	14 år (DNV GL)	25+ år
Prosentandel av totalkostnad (medregnet installasjon)	Ukjent	20 %	Neglisjerbar
Bytte i løpet av levetid (utenom garantitid)	0 (blir sjelden helt ødelagt, men kan degraderes i varierende grad)	1	Ukjent
Garantitid	Produksjonsgaranti på 80 % etter 25 år (bransjestandard) Produktgaranti 10 år ¹²⁸	5-10 år	25 år (Solaredge)

Tabell 4-9, levetid, total kostnadsandel, bytte og garantitid for utvalgte komponenter.

4.5.2 Størrelser på anlegg

Enebolig som produserer energi til eget bruk, har normalt en størrelse på 2 til 15 kW_p. Det er ikke noen stor hensikt i å ha anlegg på mindre enn 2 kW_p og for anleggstørrelsen 15 kW_p er det vanskelig å ha nok overflate på en enebolig. Solcellespesialisten anbefaler et anlegg på 2 til 5 kW_p på enebolig som skal være mest mulig økonomisk tilrettelagt. Denne type anlegg vil være egnet for boligeiere som ikke tenker å være plusskunder, men heller de som ønsker å dekke deler av eget forbruk ¹³⁰. Av spørreundersøkelsen ser vi at de som svarte hadde en gjennomsnittlig størrelse mellom 7 og 12 kW_p, hvor de fleste var rundt 10 kW_p. Dette er betraktelig høyere enn det som er anbefalingen sett fra et økonomisk perspektiv siden man gjerne må selge unna overskuddsstrøm. Prisene på inverter varierer i forhold til type inverter (IT eller TN), kapasiteten og merke. På størrelsen 5 til 10 kW_p er variansen 10 000 til 25 000 NOK ¹³¹.

Næringsbygg er bygg som har kontorer eller industri hvor energiproduksjonen stort sett går til eget bruk. Her er det som regel plass til store overflater som solcelleanlegget kan være på. Størrelsen kan variere mye og i inndelingen er gjerne landbrukskunder de med de minste næringsanleggene og store lagerbygg har de største. Vi har valgt å dele inn næringsbygg mellom 15 og 500 kW_p.

I Norge har vi enda ikke frittstående solparker, men vi har næringsbygg med svært store solcelleanlegg. Vi har valgt å definere solparker som anlegg over 500 kW_p installert effekt.

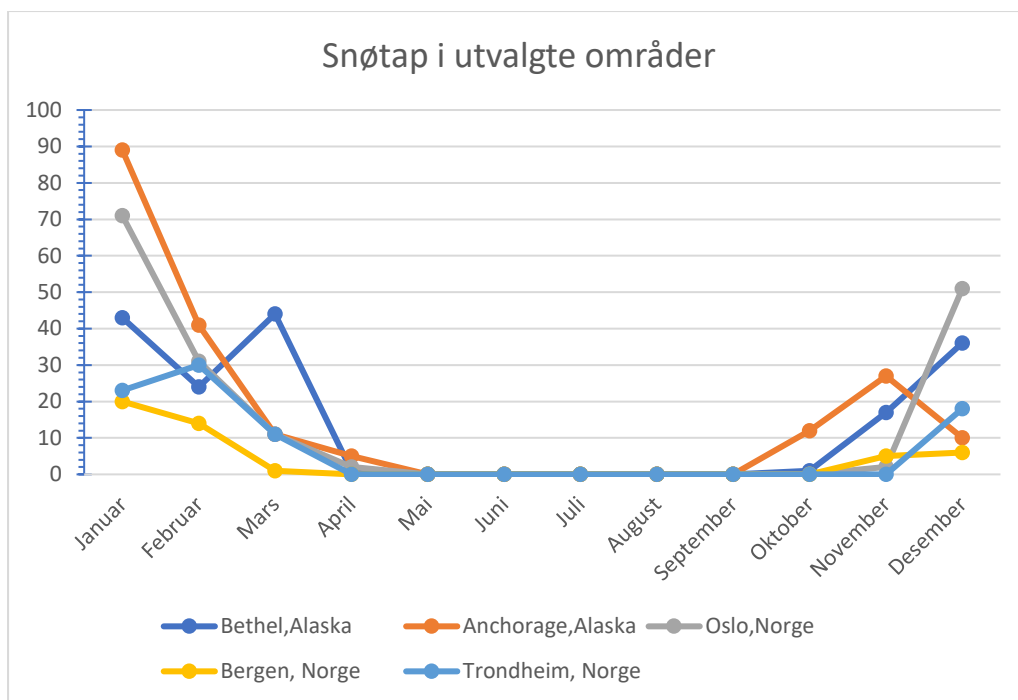
Gjennom spørreundersøkelse og dybdeintervju fikk vi ikke samlet inn nok informasjon på næringsbygg og solparker til å kunne si noe om drift - og vedlikeholdskostnader ettersom usikkerhetene ble for høye.

4.5.3 Soiling losses

Tap som en følge av soiling har en betydelig innvirkning på produksjonen fra en gitt modul. I tørre klima og i områder der det foregår aktivitet i jordsmonnet er det mer svevestøv og partikler i luften som kan legge seg på modulene. Eksempelvis kan støvet stamme fra landbruk, grustak, eller bestå av sand eller pollen. Utfordringene blir spesielt store dersom det er mangel på nedbør. Dette forekommer i ørkenområder og tall fra Atacama-ørkenen i Chile, Sør-Amerika viser at akkumulerte tap i områder uten tilstrekkelig nedbør kan bli så høye som 39 % i løpet av et år. I løpet av den målte perioden var det kun tre tilfeller av nedbør som var tilstrekkelig for å rengjøre modulene. I en annen by i samme periode var det dog kun 1 % årlig energitap, grunnet en mye lavere daglig støvråte og flere tilfeller av nedbør ¹³².

I de største byene i Norge regner det mellom 115 og 200 dager i året ¹³³. En masteroppgave fra NMBU sier at etter 4 og 8 uker er transmittansen nesten tilsvarende som etter en uke. Det indikerer at modulene vaskes av nedbøren slik at effektivitetstapet i cellene blir lavt. For Kjeller, Viken ble tapet estimert til å redusere effektiviteten med kun 0,2 til 0,3 % ¹³⁴. Dette er mye lavere enn hva vi ser i Atacama. Derfor er det rimelig å anta at det ikke legger seg nok støv på modulene til at produksjonen skal bli nevneverdig påvirket. Likevel har vi andre utfordringer i det norske klimaet. Snø kan legge seg og blokkere modulene slik at vi over en lengre periode risikerer og ikke produsere energi i det hele tatt.

Nedenfor er månedlige snøtap gjennom et år sammenlignet med anbefalte verdier fra to steder i Alaska. De norske dataene kommer fra Failla M.C ¹³⁵. der et simulert estimat er foreslått for et anlegg på 11,48 kW_p. Stedene er valgt ut fordi de ligger langt nord og har et subarktisk klima, slik som det er i Trondheim ¹³⁶.



Figur 4.8, sammenligning av snøtap med forslagsverdier i Alaska og Norge ^{137 138 135}

Det simulerte estimatet for Trondheim kan diskuteres spesielt i april. Grunnet fortsatt kalde netter og ofte ustabil vær tiner snøen fortsatt sakte, kombinert med at det ikke er uvanlig med større snøfall flere dager på rad. Noe april 2021 har gitt et tydelig eksempel på. Derfor vil forfatterne anbefale å benytte et høyere estimat i april, og etter diskusjon i gruppa ble tapet for Trondheim estimert til 10 %. Tilsvarende antar vi også et høyere estimat for mars på 20 %. Likevel vil vi presisere at tallet er et estimat og at det i fremtiden kan være nyttig å utarbeide en allmenn oversikt med data fra anleggseiere i hele landet. Tallene kunne vært samlet i en database og fremstilt som et kart med soneinndelinger for å anslå de særnorske tapene med snø for alle som har interesse for solenergi.

Sammenlignet med verdiene estimert i Alaska er det en vesentlig forskjell på tapene. Hovedsakelig er dette knyttet til mengde snø og i Norge kan man tidvis i større grad oppleve regn også vinterstid, noe som i større grad smelter eventuell snø som fra tidligere tildekker modulene. Dette indikerer at snøtapene i Norge er mindre enn i Alaska som estimatet indikerer.

Gjennom de mest utsatte månedene er solen lite tilgjengelig. Tapene her blir ikke så dominerende grunnet det lave potensialet. Av Tabell 4-10 ser man at tapene blir betydelige når solens intensitet øker på vårparten. For våre estimater er tapene vurdert å være så store at det bør hensyntas som en driftskostnad. Dette er siden det er et kontinuerlig problem fra år til år i norske forhold.

	Glob. IAM (kWh)	Snøtap (kWh)	Oppr. Snøtap(%)	Nytt snøtap (kWh)	Nytt tap (%)
Januar	876	204	23	204	23
Februar	3010	898	30	898	30
Mars	7292	803	11	1458	20
April	10228	0	0	1022	10
Mai	12497	0	0	0	0
Juni	12084	0	0	0	0
Juli	11835	0	0	0	0
August	9668	0	0	0	0
September	6377	0	0	0	0
Oktober	3300	0	0	0	0
November	1066	0	0	0	0
Desember	443	80	18	80	18
Sum	78676	1985	3	3662	4,65

Tabell 4-10, viser snøtap i Trondheim, Norge med våre estimater til høyre og Failla M.C.¹³⁵ i midten.

For anlegget i Trondheim resulterer dette i et tap som må erstattes av kraftkjøp fra nettet. For andre steder i Norge er det rimelig å anta vesentlig lavere snøtap. Likevel illustrerer dette som eksempel hvordan et solcelleanlegg vil påvirkes i snørike områder. Dette vil i høyeste grad være en faktor som må regnes med dersom en ønsker å satse på solenergi. Regner en med en alternativkostnad på 1 kr/kWh vil snøtapene utgjøre en omtrentlig kostnad på 3662 NOK for et anlegg på 11,48 kW_p i Trondheim.

Fordi snømengder i Norge er svært variable ønsker forfatterne å foreslå et intervall som kan betegnes som et tapsintervall for de fleste steder i Norge. Dette er kun et forslag, og er ment som en indikasjon på hvilke verdier som er naturlig å forvente ulike steder i Norge. Disse tallene presenterer minimums- og maksimumsverdi for snøtapene (*st*) i kWh tapt produksjon.

Ekstreme tilfeller med større tap vil forekomme, og der kreves lokal kunnskap som kun kan opparbeides over flere år. Et slikt tilfelle er Trondheim, som baserer seg på forfatternes erfaringsdata. Derfor vil vi foreslå to forskjellige tapsintervaller som beskriver forventede tap i året for ulike områder i Norge. Disse varierer med klimatiske forhold og forutsetter et anlegg på 11,48 kW_p.

For lavereliggende strøk og nærhet til kysten i sørlige deler av Norge (sør for Dovre) med moderate snøforhold.

$$st(kWh) = [300, 1500]$$

For høyere liggende strøk og indre deler sør for Dovre, og Trøndelag.

$$st(kWh) = [2000, 4000]$$

For Nord-Norge er tallene ikke estimert grunnet at vi ikke har kjennskap og mangler data for å kunne foreta et estimat.

Forfatterne anslår at snøtapene vil ligge innenfor disse intervallene for de delene av landet de gjelder. Likevel vil lokale variasjoner i stor grad spille en rolle og det er derfor kun ment som et estimat.

4.6 Formler for drift og vedlikehold

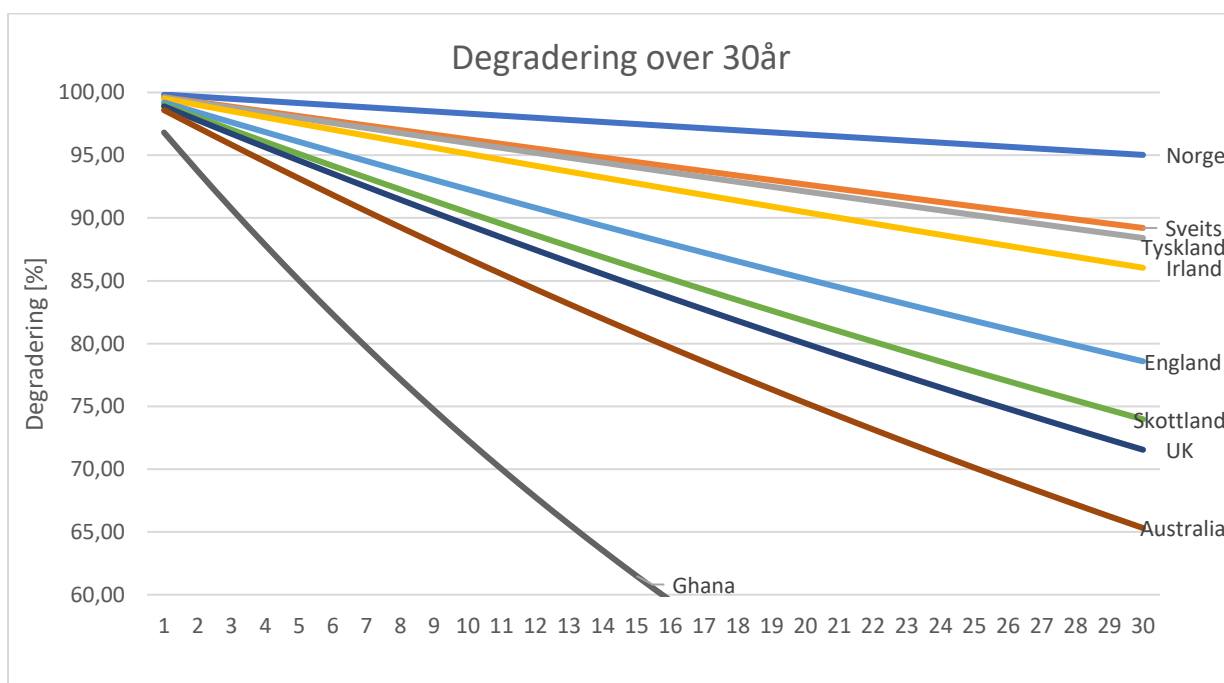
For å finne en formel som er hensiktsmessig til å modellere kostnadene har forfatterne besluttet å se på drift- og vedlikeholdskostnader uavhengig fra hverandre. Det innebærer at hver delkostnad vil bli satt inn etter en vurdering av hva vi har ansett som hensiktsmessig. Det medfører at elementer som ikke blir ansett som relevant i Norge blir neglisjert i vår modell.

Vi tar utgangspunkt i en levetid på 30 år i våre beregninger. I praksis vil anlegg produsere strøm lengre enn dette, men av praktiske hensyn til for eksempel investering settes 30 år. Videre er det verdt å nevne at fokuset har vært på krystallinske moduler, fordi disse er mest utbredt og forskningen i stor grad er utført på disse. I tillegg så skal kostnadene defineres for ulike anleggstyper. Her er en oversikt over degradering i ulike land for krystallinske moduler. Vi har valgt å se på krystallinske moduler samlet grunnet at det er små forskjeller i degradering mellom disse.

Land	Årlig degradering	Tidshorisont	Modulstype
Ghana ¹⁰⁹	3,19 %	12	Monokrystallinske
Tyskland ¹³⁹	0,41 %	5	Polykrystallinske
Sveits ¹¹⁵	0,38 %	28	Monokrystallinske
UK ¹⁴⁰	1,11 %	10	Krystallinske
Australia ¹⁴⁰	1,41 %	10	Krystallinske
England ¹¹⁴	0,80 %	10	Krystallinske
Irland ¹¹⁴	0,50 %	10	Krystallinske
Skottland ¹¹⁴	1,00 %	10	Krystallinske
Norge ¹¹⁰	0,17 %	4	Polykrystallinske

Tabell 4-11, årlig degradering i utvalgte land

Tabell 4-11 viser degradering i ulike land. Der det kun står krystallinske moduler i tabellen er det uspesifisert om det gjelder mono – eller polykrystallinske. Det er imidlertid konfigurert likt i henholdsvis UK og Australia, da samme studie sammenliknet forholdene der. Dette gjelder også England, Irland og Skottland, slik at man likevel kan få en god pekepinn på hvordan degraderingen er i forhold til andre land, grunnet samme modulstype og lik konfigurasjon på systemene.



Figur 4.9, degradering i utvalgte land over 30 år.

Av Figur 4.9 ser vi kurver for degraderingen gjennom 30 år, med data fra Tabell 4-11. Ut fra grafen kommer det fram at effektiviteten på cellene er svært avhengige av forholdene de er eksponert for.

Videre ser ratene ut til å avhenge av klima, der de varmeste områdene kommer dårligst ut og har høyest degradering.

4.6.1 Vedlikeholdskostnader

Selv om et anlegg ikke krever mye vedlikehold bør man ha jevnlig ettersyn for å sjekke at det ikke er noe galt. Eksempelvis så er det anbefalt å sjekke produksjonen, normalt sett digitalt via en app som er knyttet til inverter. Den største utgiften med vedlikeholdet vil være komponentbytter. På større anlegg kan det være gunstig å ha en serviceavtale, men på små anlegg vil det oftest være nok med generelt vedlikehold som snøfjerning, vask av modulene og fjerning av vegetasjon.

Dersom drift - og vedlikeholdskostnadene holder seg stabile, vil andelen inverteren koster i forhold til den totale investeringskostnaden raskt kunne bli misvisende. Dette er fordi kostnadene trolig vil falle en del før utskiftning siden levetiden er på omtrent 14 år ¹¹⁹.

Private anlegg:

Levetiden på et solcelleanlegg er ca. 30 år, og levetiden på en inverter er ca. 14 år. På grunn av dette vil det være nødvendig med minst et inverter bytte i løpet av levetiden til et solcelleanlegg. I henhold til spørreundersøkelsen er gjennomsnittlig kostnad på inverter i et privat solcelleanlegg tilnærmet 20 % av investeringskostnaden. Vi har valgt å neglisjere kostnader med vedlikehold av solcelleanlegg på privatboliger, på grunn av at dette vil komme under generelt vedlikehold av boligen e.g. vasking. Formel 3 vil gi et estimat på vedlikeholdskostnader pr år:

Formel 3

$$\text{Vedlikeholdskostnader pr. år [\%]} = \frac{\text{Inverterkostnad}}{\text{Investeringskostnad} * \text{Levetid}} * 100 \%$$

Eksempelvis vil et anlegg på 100 000 NOK med en inverterkostnad på 20 000 NOK ha en vedlikeholdskostnad pr år over anleggets levetid på:

$$\text{Vedlikeholdskostnader pr. år [\%]} = \frac{20\,000}{100\,000 * 30} * 100 \% = 0,67 \%$$

Dette vil tilsvare en vedlikeholdskostnad på 0,67 % av Investeringskostnaden. På dette anlegget vil det være 670 NOK årlig, over levetiden til solcelleanlegget.

Levetiden til inverteren er 14 år. Derfor kan de være gunstig å spare opp kostnaden av inverteren før den må byttes ut. Da blir vedlikeholdskostnadene pr år over inverterens levetid:

$$\text{Vedlikeholdskostnader pr. år [\%]} = \frac{20\,000}{100\,000 * 14} * 100 \% = 1,43 \%$$

Dette vil tilsvare en vedlikeholdskostnad på 1,43 % av Investeringskostnaden. På dette anlegget vil det være 1430 NOK årlig, over levetiden til inverteren.

Næringsbygg:

I næringsbygg vil det være mer gunstig med en serviceavtale enn for privatanlegg. Ifølge dybdeintervju med en leverandør av solcelleanlegg, vil prisen på en serviceavtale for et anlegg på 1 MW_p ligge på 25 000 – 30 000 NOK i året. Med en installasjonskostnad på 6-8 kr/W_p utgjør dette ca. 0,4 % i året. Likevel er dette en estimert verdi og grunnet mangel på tilstrekkelig mange intervjuobjekt med like estimater, ønsker vi ikke å benytte estimatene fra intervjuene.

Formel 4

$$\text{Servicekostnader pr. år [\%]} = \frac{\text{Servicekostnader}}{\text{Investeringskostnad}} * 100 \%$$

Formel 5

$$\text{Vedlikeholdskostnader pr. år [\%]} = \frac{\text{Inverterkostnad}}{\text{Investeringskostnad} * \text{Levetid}} * 100 \%$$

Vi ser at Formel 5 for næringsbygg er lik Formel 3 for private anlegg. Dette er grunnet mangelen på innsamling av relevante data. Likevel mener forfatterne at det er rimelig å estimere at prosentandelen fra inverterkostnadene vil gå ned, når anleggsstørrelsen går opp. Totalt sett er det trolig høyere vedlikeholdskostnader på næringsanlegg grunnet personell som holder oppsikt med anlegg, serviceavtaler, inspeksjoner osv. Siden vi ikke har oversikt over arbeidstimer og full oversikt over kostnadene med dette er det vanskelig å si noe eksakt.

4.6.2 Driftskostnader

I praksis vil kostnadene tilknyttet driften av et solcelleanlegg være små. Driftskostnadene er de kostnadene som anlegget beslaglegger når det driftes, og ut ifra undersøkelser rettet mot private aktører er det ingen kostnader her. Derfor har vi valgt å definere driftskostnader som de kostnadene som over tid påvirker driftsresultatet, i praksis anleggets produksjon. Tapt produksjon medfører at kraften må erstattes ved kjøp fra nettet. Det gjør strømprisen avgjørende for NOK-verdien av elektrisiteten anlegget produserer. Derfor vil også driftskostnadene slik vi har definert den, være avhengig av strømprisen.

Spesifikke kostnader som inngår i vår modell er degradering og soiling, spesifikt grunnet snø i det norske klimaet. Dette inngår fordi det gjennom levetiden er en vesentlig del av tapene et anlegg opplever. Hvordan degraderingen påvirker produksjonen vil vi se videre i dette kapitlet.

Vi ønsker i tillegg å nevne at det kan forekomme relativt store kostnader knyttet til driften og installasjon av snø-smelleanlegg på bygninger. Dette er aktuelt på sårbare bygningsmasser (spesielt eldre bygg/industrihaller) der hvor takets bæreevne er begrenset og kan få problemer med vekten av solcelleanlegget kombinert med større snømengder. Likevel har dette blitt neglisjert, fordi vi velger å omtale det som en kostnad som er tilknyttet bygget. Derfor er det ikke en direkte utgiftspost i forbindelse med solcelleanleggets eksistens.

Data innsamlet fra Grimstad, Norge og Lugano, Sveits viser til årlig degradering på henholdsvis 0,17 % og 0,38 % i snitt. Sammenlignet med varmere klima utgjør det en betydelig forskjell i effektiviteten etter n år.

Etter hvert som panelene blir eldre, vil deres merkeeffekt gå ned som følge av eksponering mot omgivelsene. Et estimat for forventet produksjon etter n år kan finnes fra Formel 6 som funksjon av den årlige degraderingsraten d . Faktoren representerer nedgangen i anleggets effektivitet i forhold til forhenværende år.

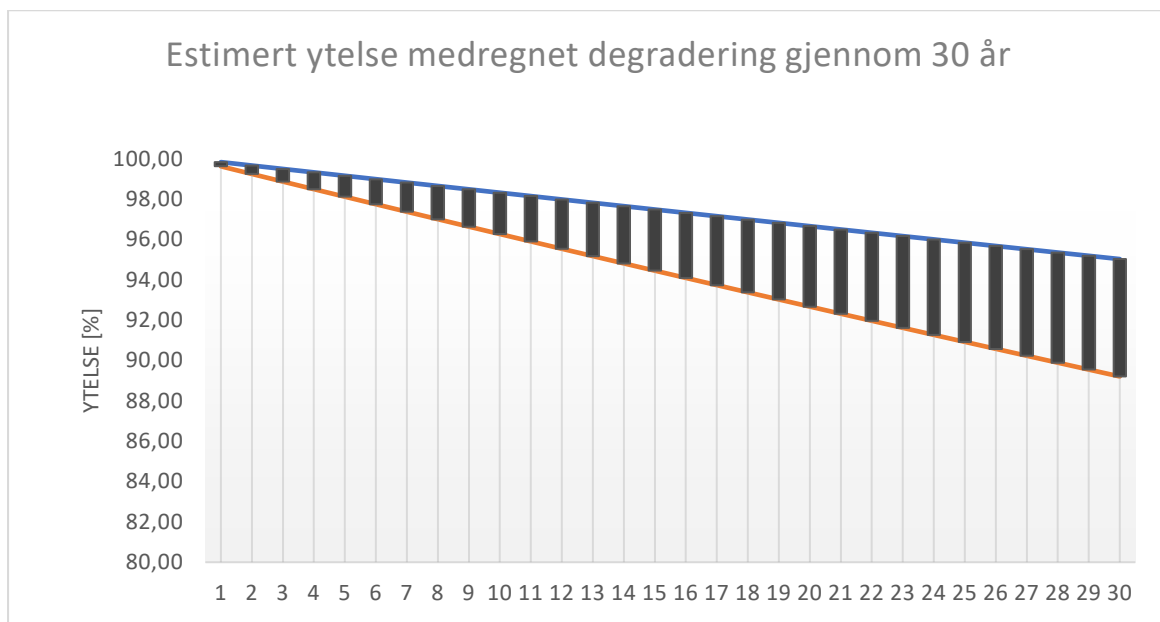
Formel 6

$$\text{Forventet produksjon}(\text{oppgitt}) = (1 - d_{\text{årlig}})^{n_{\text{år}}}$$

Med verdiene innhentet fra Grimstad, Lugano og trender fra andre land ønsker vi å lansere 2 scenarier, et minimum - og maksimumsscenario. Forventet produksjon i anlegget ved utgangen av år 30 med hensyn til degradering vil være:

$$\text{Forventet produksjon}_{\text{maks}} = \left(1 - \frac{0,17}{100}\right)^{30} = 0,9502$$

$$\text{Forventet produksjon}_{\text{min}} = \left(1 - \frac{0,38}{100}\right)^{30} = 0,8921$$



Figur 4.10, sammenligning for minimum og maksimum ytelse i Norge. Over 30 år vil ytelsen sannsynligvis ligge i intervallet.

Eksempelvis vil produksjonen i et 10,0 kW_p anlegg ligge innenfor disse grensene:

$$\text{Forventet produksjon}_{\text{maks}} = 10 \text{ kWp} * 0,9502 = 9,502 \text{ kWp}$$

$$\text{Forventet produksjon}_{\text{min}} = 10 \text{ kWp} * 0,8921 = 8,921 \text{ kWp}$$

I tillegg kommer snøtap, st , som tidligere ble estimert til 4,65 %. Tapet snøen forårsaker vil avhenge av anleggets totale ytelse. Vi antar at snøtapene vil være konstante, noe som er rimelig i et stabilt klima fra år til år. Inkludert nedenfor i Formel 7:

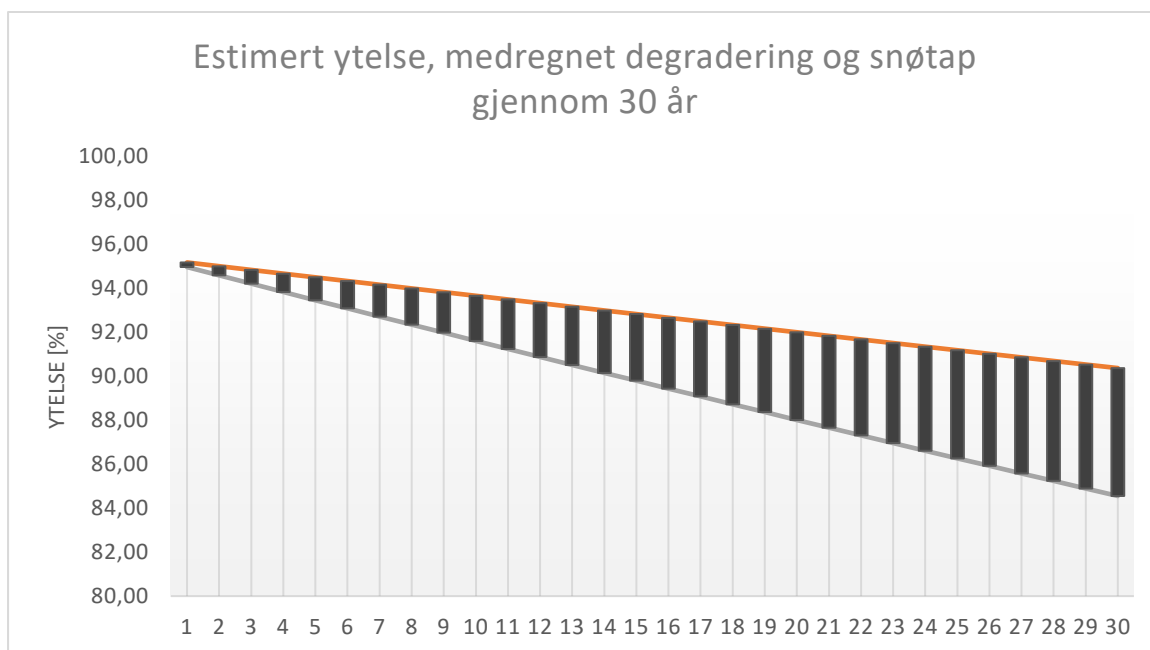
Formel 7

$$\text{Forventet produksjon}_{tot} = (1 - d_{\text{årlig}})^n - st$$

For våre verdier:

$$\text{Forventet produksjon}_{maks} = \left(1 - \frac{0,17}{100}\right)^{30} - \frac{4,65}{100} = 0,9037$$

$$\text{Forventet produksjon}_{min} = \left(1 - \frac{0,38}{100}\right)^{30} - \frac{4,65}{100} = 0,8456$$



Figur 4.11, sammenligning for minimum og maksimum ytelse i Norge med snøtap. Over 30 år antas ytelsen å ligge i intervallet.

Vi ser at den forventede produksjonen synker drastisk utover anleggets levetid. I tillegg kommer snøtapene som en fast rate årlig som trekkes fra maksimal produksjon. Det medfører at denne også vil avhenge av degraderingen på anlegget. Ettersom dette minker produksjonen og medfører kostnader for anleggseier, vil dette for vårt vedkommende være å anta som en driftskostnad.

Et enkelt regneeksempel for driftskostnadene degraderingen medfører følger. I det 30. året, etter Formel 7 med 0,38 % degradering forventes 85 % av anleggets merkeytelse. Det innebærer at for hver kW_p merkeytelse i anlegget vil en ha 0,85 kW_p etter 30 år. I utregningen tas det utgangspunkt i en plassering i Trondheim hvor et anlegg produserer omtrentlig 777 kWh/ kW_p⁹².

$$1kW_p * \left(1 - \frac{0,38}{100}\right)^0 - \frac{4,65}{100} = 0,9535 kW_p$$

$$1kW_p * \left(1 - \frac{0,38}{100}\right)^{30} - \frac{4,65}{100} = 0,8456 kW_p$$

Med den sveitsiske degraderingen på 0,38 % årlig vil denne forskjellen uttrykt i W_p i Trondheim føre til følgende verdier produsert elektrisitet:

$$0,9535 W_p * 777 \frac{kWh}{kW_p} = 741 kWh$$

$$0,8456 kW_p * 777 \frac{kWh}{kW_p} = 657 kWh$$

Differansen mellom disse verdiene er tapet som degraderingen forårsaker, antakelig vil raten ligge noe lavere, mellom 0,2 % og 0,35 % årlig. Likevel vil differansen erstattes av nettet, og med en forenklet alternativkostnad på 1 NOK/kWh vil dette i det 30. året koste 84 NOK å erstatte per kW_p på anlegget.

Disse estimatene er basert på snøtap og degradering for skråtak. Det er trolig både større degradering og snøtap på anlegg med helt flat konfigurasjon. Dette er siden at snølast kan degradere moduler med mekanisk belastning i tillegg til at snø blir liggende lengre på flattak enn skråtak.

5 Diskusjon

I dette kapitlet vurderes utfordringer i oppgaven og hva i resultatet som er usikkert. I tillegg kommer andre punkter som er relevante for videre undersøkelser. Til sist kommer anbefalinger til våre samarbeidspartnere i NVE, med utviklingspunkter for at solenergibransjen skal kunne utvikle seg fremtiden.

5.1 Metode

I oppgaven ble det brukt litteratursøk, spørreundersøkelser og dybdeintervju for innhenting av informasjon. Svakheter ved metodevalg er at vi i stor grad var avhengige av svar i undersøkelsene og dybdeintervjuene. Derfor måtte deltakerne av spørreundersøkelsene være villige til å bidra i vårt prosjekt, noe som vi etter hvert forstod at de ikke hadde incentiver til. I tillegg gjør metoden vi har valgt, at vi er svært avhengige av å finne god litteratur om relativt ny teknologi, hvor langtrekkende studier er mangelvare.

I tillegg skal det nevnes at informasjonsinnhenting tok sted ganske tidlig i prosessen. Derfor ble det vanskelig å vurdere hvilke data som var viktige å få fram. Resultatet ble at noe av informasjonen som kom fram av undersøkelsene ikke var brukbare for formålene.

For å forbedre dette ble det gjennomført en andre privat undersøkelse som i større grad kartla inverterkostnader i forhold til total investeringskostnad. Dette gav gode resultater, fordi tallene ble presise og rettet mot et spesifikt formål med oppgaven.

5.1.1 Spørreundersøkelse

I spørreundersøkelsen oppsto en utfordring med hvor mange som svarte på undersøkelsen. Til sammen kom det inn 31 svar. Dette gir en indikasjon på hvordan solcelleanleggene er i norske forhold, selv om vi ideelt sett ønsket nærmere 100 svar. Det ville gitt et bedre grunnlag for utregningene og informasjonen ville hatt større nytteverdi og mindre usikkerhet.

Svarene var varierende i forhold til hvor mye personer hadde av kunnskap om sitt eget anlegg og spørsmål ble hoppet over av noen. Mesteparten av anleggene var bare noen få år gamle. Dette var forventet. Derfor var det vanskelig å få gode tall på havari på anlegg. Vi fikk likevel noen som hadde

havari som stemmer overens med annen innsamlet data. Noen svar måtte ekskludere grunnet urealistiske verdier. Enkelte oppga små tilleggskostnader i forbindelse med øvrig arbeid på bolig mens andre presiserte at de gjorde mye arbeid selv. Mange av deltakerne i spørreundersøkelsen er entusiaster. Dette kan bety at anleggene er større enn et gjennomsnittlig norsk anlegg. Derfor vil et lavt deltakerantall gi usikkerhet i det endelige estimatet.

5.1.2 Dybdeintervju

Et problem som oppsto i forbindelse med dybdeintervjuene var mangel på kunnskap om hvilke temaer som var relevante. Siden de ble foretatt så tidlig i prosessen tok intervjuene i større grad en retning av dialog, der intervjuobjektene selv bestemte hvilke temaer de kom inn på. Der fikk vi kartlagt ulike innfallsvinkler til oppgaven, og noen små detaljer om hva personer med solid kunnskap tenkte var relevant. Totalt sett var ikke informasjonen som kom fram konkret nok til å benyttes videre. Hovedårsaken var at installatørene har taushetsplikt ovenfor anleggseier, og ved kontakt med anleggseierne kom det fram at de hadde manglende kunnskap. Derfor var det behov for å signere en avtale med anleggseierne, som installatør måtte godkjenne for å distribuere informasjon.

Derfor ble det fattet en avgjørelse internt i gruppen på at dette tok for lang tid, og at ble en tungvint fremgangsmåte. Etersom det allerede var brukt mye tid på å kartlegge informasjonen ønsket man ikke bruke for mye tid på datainnsamling.

5.1.3 Litteratursøk

Under litteratursøket oppsto forskjellige utfordringer. Vi hadde størst behov for undersøkelser som gikk over lengre tid. En utfordring er at forskningsinstitusjoner sjelden har mulighet til å gjennomføre studier over 20+ år. Likevel ble det funnet flere forskningsrapporter fra forskjellige land. Flere av rapportene ble utelukket fordi det ikke ble brukt standardiserte tester eller fordi det var stor usikkerhet i resultatene. Under de ulike rapportene ble det en del tolkning fra tallene som ble oppgitt, som endte med estimering fra vår side på bakgrunn av flere kilder. Aktuell litteratur ble begrenset av betalingsmurer. I tillegg oppsto språkbarrierer, som begrenset litteratursøket.

5.2 Degradering

Det ble søkt etter studier på degradering i Sveits, Canada, Sverige, Storbritannia, Skottland, Tyskland, Japan, Ghana og Norge. Fra noen av disse landene ble det funnet studier som ble benyttet i oppgaven. I utgangspunktet var målet å finne litteratur fra Canada og Sverige grunnet forholdsvis likt klima, men der ble det ikke funnet brukbare studier.

Noen av funnene ble ekskludert grunnet for stor usikkerhet, dette gjaldt blant annet en studie fra Sverige. Generelt var det få studier å finne som gikk over lange tidsperioder og det hadde vært ønskelig å ta i bruk flere studier, og heller finne gjennomsnittsverdier.

Det ble også gjort et litteratursøk for å finne ut om PN-overganger kunne svekkes av kaldt klima, men dette søkte ble mislykket og vi fant ingen god informasjon om det. Det ble også sendt en e-post til en professor ved NTNU hvor veiledning om dette ble etterspurt, uten hell.

Det er et problem at det er forskjell i kvalitet mellom ulike produsenter av moduler og andre komponenter og dette ble ikke undersøkt. Krystallinske moduler ble også sammenliknet selv om det er noe forskjell mellom mono – og polykrystallinske moduler. Degradering antas i Norge å ligge mellom 0,17 og 0,38 % årlig for krystallinske moduler montert med vinkling. Flere faktorer påvirker hvor sikker man kan være på degraderingsrater. Det er usikkerheter med målingsmetodene som brukes med STC, klimaforskjeller, konfigurasjon av anlegg og derfor er resultatene ment som en indikasjon og et forslag til et intervall på hvor stor degraderingen er i norske forhold.

5.3 Klimasammenligning

Det ble tatt utgangspunkt i Köppen-Geiger klimaklassifisering for å sammenlikne studier på degradering i ulike klimatiske forhold. Denne metoden tar i stor grad høyde for temperatur og nedbør som er relevant for degradering, men soiling tas det ikke høyde for med denne metoden. Derfor gir ikke nødvendigvis Köppen-Geiger en fullstendig oversikt og sammenliknbarhet med alle former for degradering.

Klimadata er også en usikkerhet i forbindelse med kraftelektronikken. Her ble det sett på levetiden til en mikroinverter i to områder med ulik temperatur. Med bare en parameter er det definitivt stor usikkerhet. Luftfuktighet og ekstremvær blir ikke inkludert, det hadde vært foretrukket. Da kunne det vært utført en sammenligning av klimatiske påkjenninger i ulike områder. Temperatur er bare en liten del av det totale klimaet.

5.4 Inverter, levetid og pris

Tidligere er levetiden på streng inverteren satt til 14 år¹¹⁹. Dette tar ikke høyde for kvalitetsforskjeller mellom ulike produsenter. Med et skifte vil man da ende på 28 år levetid totalt, forutsatt at levetiden er lik. Når solcelleanleggenes levetid er 30+ år blir det behov for et andre inverterbytte etter 28 år. Nytteverdien av et andre inverterbytte vil derfor være svært avhengig av anleggets gjenstående levetid. Enkelt forklart må inverteren produsere elektrisitet av større verdi enn sin reinvesteringsskostnad. Derfor er kostnaden om 28 år avgjørende for økonomien i solcelleanlegget. Sett av Vedlegg G som viser tilbakebetalingstiden og fortjenesten i anlegget ser vi verdien etter 28 år er 37560 NOK, og etter 30 år 53100 NOK. Dette tilsier at dersom anlegget kun står i 30 år, må inverteren ved andre bytte koste mindre enn 15540 NOK, altså halvparten av hva den kostet ved anskaffelsen av anlegget.

Selv om dette er tankevekkende ser vi at levetiden på invertere øker. For noen år siden brukte DNV-GL 12 år som levetid på streng inverter, og i dag er den 14 år. Derfor kan en tenke seg at levetiden på den andre inverteren strekker seg utover anleggets levetid, og derfor gjør det andre byttet unødvendig.

5.5 utfordringer med formlene

Den største utfordringen med å lage en nøyaktig modell for beregning av vedlikeholdskostnader, er usikkerheten med solcelleanleggets levetid. Det er antatt at solcellemodulene har en levetid på 30 år, med ett inverterbytte. Med disse antakelsene vil vedlikeholdskostnadene over 30 år være 0,67 % pr år av investeringskostnadene. Om levetiden på solcelleanlegget økes til 40 år må det bli gjennomført flere inverterbytter. Det vil derfor være nødvendig å ta en nytte-kostnadsanalyse, for å bedømme om dette vil være økonomisk gunstig. Dette må gjøres for hvert enkelt tilfelle.

Et annet aspekt er at driftskostnadene er anslått ved hjelp av nedgangen i produksjon. Vi vet at nedgangen i produksjon er der, men raten er usikker. Spesielt usikre er snøtapene. Ikke bare er disse basert på forfatterens erfaringsdata, men de tar ikke hensyn til klimaendringene. De tilsier at snøfall kommer senere på året (mars-april) enn tidligere. Da er solinnstrålingen større, dagene lengre og dermed blir tapene større.

6 Konklusjon

Formålet med denne oppgaven var å undersøke drift – og vedlikeholdskostnader ved solcelleanlegg i Norge. Målet var å komme fram til egne formler for ulike anleggstyper for å erstatte dagens modeller på drift – og vedlikeholdskostnader som eksempelvis ikke tar høyde for anleggsstørrelse.

Det ble samlet inn data på private anlegg og benyttet litteratursøk for å fylle gapene. For private anlegg tok man utgangspunkt i skifte av inverter etter 14 år. Dette utgjorde en årlig vedlikeholdskostnad på 0,67 % av investeringskostnaden over solcelleanleggets levetid. Med private anlegg er det lite nødvendig vedlikehold som må gjøres utenom bytte av inverter. Videre kan vedlikehold som å undersøke at anlegget fungerer og vask av moduler betraktes som en del av boligens nødvendige vedlikeholdsrutiner.

Vi kom fram til at aktuelle parametere å undersøke for vedlikeholdskostnader for næringsbygg var inverterbytte, serviceavtaler, arbeidstimer for lønnet personell og eventuelt kostnader med drift av snøsmelteanlegg. Siden det ikke ble samlet inn tilstrekkelig med data på næringsbygg så finnes det ikke forutsetninger for å komme med en prosentsats for kostnader årlig.

Driftskostnader defineres som kostnadene anlegget beslaglegger i drift. Tapsfaktorer som degradering og soiling vil påvirke anleggets langsiktige lønnsomhet. Det ble utarbeidet et minimum – og maksimumsscenario for disse tapene. Forventet ytelse etter degradering medregnet snøtap var maksimum 90 % og minimum 85 %. Totalt sett viser det seg at degraderingstap er lave i Norge, selv om snøtap vil påvirker levert effekt.

Funnene indikerer at det er små kostnader forbundet med å ha et anlegg i drift i Norge. Halvveis i levetiden må man påberegne et skifte av streng inverter og dette er en kostnad som utgjør omtrent 20 % av anleggets investeringskostnad på private anlegg. Totalt sett er det rimelig å holde anlegg i drift og ved kjøp av et anlegg så er kostnader forbundet med vedlikehold små når man sprer dem ut over et anleggs levetid.

6.1 Videre arbeid og refleksjon

For å samle ønsket data hadde det vært fordelaktig med et tydeligere samarbeid med næringslivet. Bedriftene hadde potensielt ikke tilstrekkelig med incentiver til å gå ut med data og har trolig ikke kartlagt feildata og degradering selv på en fullverdig måte. Et datagrunnlag burde vært tilgjengelig for å kunne finne og systematisere degraderingsdata. Siden solenergi er en ny satsning i Norge som har skutt fart de siste 5 årene, har det ikke vært operativt over lang nok tid til å få en god pekepinn på kostnader over et anleggs levetid. Følgende hadde vært nødvendig for å utarbeide formler med mindre usikkerhet for drift – og vedlikeholdskostnader:

- Årlig produksjon på anlegg
- Data på hvor ofte invertere byttes ut (over et helt anleggs levetid)
- Kostnader med serviceavtaler på større anlegg
- Oversikt over havari på diverse komponenter i solcelleanlegg og en tydelig oversikt over pris i forhold til total kostnad
- Oversikt over arbeidstimer for personell som er ansatt ved større næringsanlegg

NVE har en mulighet til å få en god oversikt over drift – og vedlikeholdskostnader for solcelleanlegg i Norge. De kunne pålagt eiere av større næringsanlegg å rapportere skadestatistikk på anlegg årlig. Dette hadde gitt en god pekepinn på solceller i norske forhold og drift – og vedlikeholdskostnader. Det kunne også ha blitt inkludert en oversikt over arbeidstimer og serviceavtaler. Med en slik feilstatistikk vil man fort se om det er særnorske forhold som påvirker solcellene eller om et anlegg i drift i Norge er sammenliknbart med flere land som har drevet med solcellesatsning over lengre tid.

7 Referanser

¹ NVE. Om NVE [Internett]. NVE; 26.02.2015 [oppdatert 20.01.2021; 05.02.2021]. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/om-nve/?ref=mainmenu>

² NVE. Solkraft [Internett]. NVE; 01.11.2019 [oppdatert 05.02.2021; 05.02.2021]. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftproduksjon/solkraft/?ref=mainmenu>

³ WWF, Accenture. Mot lysere tider [Internett]. Oslo; 2016 [12.02.2021]. Tilgjengelig fra: [solkraft i norge fremtidige muligheter for verdiskaping1.pdf \(wwf.no\)](https://www.wwf.no/medie/2016/12/02/solkraft-i-norge-fremtidige-muligheter-for-verdiskaping1.pdf)

⁴ Statkraft. Solkraft [Internett]. Statkraft. Hentet: [11.03.21]. Tilgjengelig fra: <https://www.statkraft.no/var-virksomhet/solkraft/>

⁵ Holme I.M; Solvang B.K. Metodevalg og metodebruk. 3 utg. Tano Aschehoug 1986. Hentet: [01.03.21] Tilgjengelig via nasjonalbiblioteket: https://www.nb.no/items/URN:NBN:no-nb_digibok_2008071704110?page=0

⁶ Ritchie H; Roser M. Renewable Energy [Internett]. Ourworldindata, [Hentet 10.03.2021]. Tilgjengelig fra: <https://ourworldindata.org/renewable-energy#solar-energy>

⁷NVE. 40 MW solkraft ble installert i 2020 [Internett]. 17.03.21. [oppdatert: 18.03.21. hentet: 23.03.2021]. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/40-mw-solkraft-ble-installert-i-2020/>

⁸ Statkraft. Vannkraft [Internett]. Oslo: Statkraft; [Hentet. 12.03.2021]. Tilgjengelig fra: <https://www.statkraft.no/var-virksomhet/vannkraft/>

⁹ Fabrizio K. Derfor har ikke solcellepaneler slått an i Norge [Internett]. Strømvalget; 2016 [Hentet 12.03.2021]. Tilgjengelig fra: <https://stromvalget.no/artikkel/50/derfor-har-ikke-solcellepaneler-slaatt-an-i-norge>

¹⁰ Enova. El-produksjon [Internett]. Enova; 27.12.2016 [Hentet 12.03.2021]. Tilgjengelig fra: <https://www.enova.no/privat/alle-energitiltak/solenergi/el-produksjon-/>

¹¹ Innovasjon Norge. Fornybar energi i landbruket [Internett]. Oslo: Innovasjon Norge; 13.01.2021 [Hentet 12.03.2021]. Tilgjengelig fra: <https://www.innovasjon norge.no/no/tjenester/landbruk/finansiering-for-landbruket/fornybar-energi-i-landbruket/>

¹² NVE. Plusskunder [Internett]. Oslo; 22.10.2015 [Oppdatert 04.02.2021, Hentet 12.03.2021].

Tilgjengelig fra:

<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nettjenester/nettleie/tariffer-for-produksjon/plusskunder/>

¹³ Solenergiklyngen. Veikart for den norske solkraftbransjen mot 2030 [Internett]. Solenergiklyngen; 2020. Hentet: [12.03.2021]. Tilgjengelig fra:

<http://kunnskapsbyen.no//app/uploads/sites/4/solenergiklyngen-veikart-sol.pdf>

¹⁴ Campanello S. Strängnäs får Sveriges största solcellspark på 20 MW [Internett]. Stockholm: Nyteknik; 01.11.2019 [Hentet 12.03.2021]. Tilgjengelig fra:

<https://www.nyteknik.se/energi/strangnas-far-sveriges-storsta-solcellspark-pa-20-mw-6977210>

¹⁵ International Energy Agency. Snapshot of Global PV Markets [Internett]. International Energy Agency; 2020 [Hentet 10.03.2021]. Tilgjengelig fra:

https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/04/IEA_PVPS_Snapshot_2020.pdf

¹⁶ International Energy Agency. Trends in photovoltaic applications [Internett]. International Energy Agency; 2020 [Hentet 11.03.2021]. Tilgjengelig fra:

https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/11/IEA_PVPS_Trends_Report_2020-1.pdf

¹⁷ Regjeringen. Klimaendringer og norsk klimapolitikk [Internett]. Regjeringen; 11.11.2020 [Hentet: 12.03.2021]. Tilgjengelig fra:

<https://www.regjeringen.no/no/tema/klima-og-miljo/innsiktsartikler-klima-miljo/klimaendringer-og-norsk-klimapolitikk/id2636812/>

¹⁸ THEMA Consulting Group. Bruk av reguleringsressurser i DSOenes nett - prissetting og incentiver [Internett]. Oslo: NVE; februar 2019. Hentet: [26.04.21]. NVE-18-03. NVE-rapport 2018-18.

Tilgjengelig fra:

https://publikasjoner.nve.no/eksternrapport/2019/eksternrapport2019_08.pdf

¹⁹ Masters G.M. Renewable and efficient electric power systems. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons Inc.: 2004, kapittel 8.

²⁰ Osmanbasic E. Challenges of Making Solar Energy Economical [Internett]. 30.12.19. Hentet: [26.02.21] Skjermutklipp av forfatter. Tilgjengelig fra:

<https://www.engineering.com/story/challenges-of-making-solar-energy-economical>

²¹ Honsberg CB, Bowden SG. Module Materials [Internett]. pveducation; 2019 [Hentet 22.04.21].

Tilgjengelig fra:

<https://www.pveducation.org/pvcdrom/modules-and-arrays/module-materials>

²² Honsberg CB, Bowden SG. Module Structure [Internett]. pveducation; 2019 [Hentet 22.04.21].

Tilgjengelig fra:

<https://www.pveducation.org/pvcdrom/modules-and-arrays/module-structure>

²³ Solar Cells, Modules and Arrays [Internett]. Pveducation.com. Hentet: [16.03.21]. Tilgjengelig fra:

<https://pveducation.com/solar-concepts/solar-cells-modules-arrays/>

²⁴ Honsberg CB, Bowden SG. IV curve [internett]. pveducation; 2019 [Hentet 23.03.21]. Tilgjengelig fra:

<https://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/iv-curve>

²⁵ Honsberg CB, Bowden SG. Bypass diodes [internett]. pveducation; 2019 [Hentet 11.03.21].

Tilgjengelig fra:

<https://www.pveducation.org/pvcdrom/modules-and-arrays/bypass-diodes>

²⁶ Honsberg CB, Bowden SG. Issues with bypass diodes [internett]. pveducation; 2019 [Hentet 23.03.21]. Tilgjengelig fra:

<https://pv-magazine-usa.com/2017/09/27/issues-with-bypass-diodes/>

²⁷ NREL. News Release: NREL Six-Junction Solar Cell Sets Two World Records for Efficiency [Internett] 13.04.20 Hentet: [10.03.20] Tilgjengelig fra:

<https://www.nrel.gov/news/press/2020/nrel-six-junction-solar-cell-sets-two-world-records-for-efficiency.html>

²⁸ National Renewable Energy Laboratory. Best Research-Cell Efficiency Chart [Internett]. Golden, CO, USA. Hentet: [11.03.21]. Tilgjengelig fra:

<https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>

²⁹ Fraunhofer institute for solar energy systems. Converts One-third of the Sunlight into Electricity: 33.3 Percent Silicon-based Multi-junction Solar Cell [Internett]. 03.04.18. Hentet: [10.03.21]

Tilgjengelig fra:

<https://www.ise.fraunhofer.de/en/press-media/press-releases/2018/converts-one-third-of-the-sunlight-into-electricity-33-point-3-percent-silicon-based-multi-junction-solar-cell.html>

³⁰ Kofstad P. K. Pedersen B. Silisium [Internett]. Store norske leksikon. Oppdatert [30.09.19] Hentet: [10.03.21] Tilgjengelig fra:

<https://snl.no/silisium>

³¹ Masson G. et al. Trends in photovoltaic applications 2020[Internett]. International Energy Agency. 2020. Hentet: [10.03.21] Tilgjengelig fra:

https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/11/IEA_PVPS_Trends_Report_2020-1.pdf

-
- ³² AMORPHOUS VS MONOCRYSTALLINE VS POLYCRYSTALLINE SOLAR PANELS [Internett]. Redarc.com. Hentet: [11.03.21]. Tilgjengelig fra: <https://www.redarc.com.au/poly-vs-mono-vs-amorphous-know-the-difference>
- ³³ Oliveira M, Cardoso ASAD, Viana M, Lins VFC. The causes and effects of degradation of encapsulant ethylene vinyl acetate copolymer (EVA) in crystalline silicon photovoltaic modules: A review [Internett]. Researchgate: 2017 [Hentet: 18.04.2021]. Tilgjengelig fra: https://www.researchgate.net/publication/318083403_The_causes_and_effects_of_degradation_of_encapsulant_ethylene_vinyl_acetate_copolymer_EVA_in_crystalline_silicon_photovoltaic_modules_A_review
- ³⁴ Omazic A, Oreski G, et al. Relation between degradation of polymeric components in crystalline silicon PV module and climatic conditions: A literature review [Internett]. Sciencedirect: 2019 [Hentet: 11.03.2021] Tilgjengelig fra: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024818305956?via%3Dihub>
- ³⁵ Honsberg CB, Bowden SG. Hot spot heating [Internett]. pveducation; 2019 [Hentet 11.03.21]. Tilgjengelig fra: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/modules-and-arrays/hot-spot-heating>
- ³⁶ Bharadwaj P, Karnataki K, John V. Formation of hotspots on healtht PV modules and their eddect on output performance [Internett]. Researchgate: 2018 [Hentet: 10.03.2021]. Tilgjengelig fra: https://www.researchgate.net/publication/329510087_Formation_of_Hotspots_on_Healthy_PV_Modules_and_Their_Effect_on_Output_Performance
- ³⁷ Bauthermografie & BlowerDoor Service vom Fachmann. Thermografie an Photovoltaik-Anlagen [Internett]. Bauthermografie & BlowerDoor Service vom Fachmann: [Hentet:13.04.2021]. Tilgjengelig fra: <https://www.bauthermografie-luftdichtheit.de/Photovoltaik-Anlagen/>
- ³⁸ Maghami MR, Hizam H, et al. Power loss due to soiling on solar panel: A review [Internett]. Renewable and sustainable energy rebiews juni 2016. vol 59; pp.1307-1316 .Sciencedirect; 2016 [Hentet 10.03.2021]. Tilgjengelig fra: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116000745#:~:text=The%20term%20%27soiling%27%20is%20used,soil%20on%20the%20PV%20module>
- ³⁹ Köntges M, Oreski G, et al. Assessment of Photovoltaic Module failures in the field [Internett]. International Energy Agency; 2017 [hentet 08.04.2021] Rapport nr: IEA-PVPS T13-09:2017. Tilgjengelig fra: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2017/09/170515_IEA-PVPS-report_T13-09-2017_Internetversion_2.pdf

⁴⁰ Rochas AF. US solar groups advance soiling analysis to reduce seasonal risks [Internett]. Reuters Events; 2016 [Hentes 13.04.2021]. Tilgjengelig fra:

<https://www.reutersevents.com/renewables/pv-insider/us-solar-groups-advance-soiling-analysis-reduce-seasonal-risks>

⁴¹ Karim IA. Fault analysis and detection techniques of solar cells and PV modules [Internett]. Semantic Scholar; 2015 [Hentet 13.04.2021]. Tilgjengelig fra:

<https://www.semanticscholar.org/paper/Fault-analysis-and-detection-techniques-of-solar-PV-Karim/2cf5c90ca74398cf212a3ea694360d6e2700cee1>

⁴² Global sustainable energy solutions. Microfractures in Solar Modules: Causes, Detection and Consequences [Internett]. Global sustainable energy solutions; 2015 [Hentes 11.03.2021].

Tilgjengelig fra:

https://www.gses.com.au/wp-content/uploads/2016/03/GSES_microfractures.pdf

⁴³ Gallagher. Micro-fractures in solar modules: Causes Detection and Prevention [Internett].

Gallagher; [Hentet 12.04.2021]. Tilgjengelig fra:

[https://www.ajg.com/us/news-and-insights/2020/jan/micro-fractures-in-solar-modules-causes-detection-and-prevention/#:~:text=SHARE-,%2Dfractures%2C%20also%20known%20as%20micro%2Dcracks%2C%20represent,a%20result%20of%20thermal%20cycling.&text=Micro%2Dcracks%20can%20affect%20both,solar%20photovoltaic%20\(PV\)%20system.](https://www.ajg.com/us/news-and-insights/2020/jan/micro-fractures-in-solar-modules-causes-detection-and-prevention/#:~:text=SHARE-,%2Dfractures%2C%20also%20known%20as%20micro%2Dcracks%2C%20represent,a%20result%20of%20thermal%20cycling.&text=Micro%2Dcracks%20can%20affect%20both,solar%20photovoltaic%20(PV)%20system.)

⁴⁴ Kurtz SR, Jordan DC. Photovoltaic Degradation Rates - An Analytical Review [Internett]. NREL; 2012 [Hentet: 29.04.2021] Tilgjengelig fra:

<https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/51664.pdf>

⁴⁵ Elsikkerhetsportalen. Solceller og plusskunder [Internett]. Elsikkerhetsportalen; [Hentet 02.03.2021]. Tilgjengelig fra:

<https://www.elsikkerhetsportalen.no/solceller-og-plusskunder/>

⁴⁶ Norsk Solenergiforening. Solceller [Internett]. Norsk Solenergiforening; [Hentet 16.03.2021].

Tilgjengelig fra:

<https://www.solenergi.no/solstrm>

⁴⁷ Honsberg CB, Bowden SG. Open-Circuit Voltage [internett]. pveducation; 2019 [Hentet 23.03.21].

Tilgjengelig fra:

<https://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/open-circuit-voltage>

⁴⁸ Hedström J, Palmblad L. Performance of old PV modules [Internett]. Elforsk; 2006 [Hentet 15.03.2021]. Elforsk rapport 06:71. Tilgjengelig fra:

<https://energiforskmedia.blob.core.windows.net/media/19320/performance-of-old-pv-modules-measurement-of-25-years-old-crystalline-silicone-modules-elforskrapport-2006-71.pdf>

⁴⁹ Honsberg CB, Bowden SG. Short-Circuit Current [internett]. pveducation; 2019 [Hentet 23.03.21]. Tilgjengelig fra:

<https://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/short-circuit-current>

⁵⁰ International Energy Agency. Review of Failures of Photovoltaic Modules [Internett]. International Energy Agency; 2014 [Hentet 28.04.2021]. Rapport nr: IEA-PVPS T13-01:2014. Tilgjengelig fra:

https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/IEA-PVPS_T13-01_2014_Review_of_Failures_of_Photovoltaic_Modules_Final.pdf

⁵¹ Jordan D.C, Wohlgemuth J.H, Kurtz S.R. Technology and Climate Trends in PV Module Degradation [Internett]. National Renewable Energy Laboratory. September 2012. [Hentet: 02.05.21]. NREL/CP-5200-56485. Tilgjengelig fra:

<https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/56485.pdf>

⁵² Honsberg CB, Bowden SG. Fill Factor [internett]. pveducation; 2019 [Hentet 03.05.21]. Tilgjengelig fra:

<https://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/fill-factor>

⁵³ Honsberg CB, Bowden SG. Silicon solar cell parameters [internett]. pveducation; 2019 [Hentet 25.03.21]. Tilgjengelig fra:

<https://www.pveducation.org/pvcdrom/design-of-silicon-cells/silicon-solar-cell-parameters>

⁵⁴ Honsberg CB, Bowden SG. Series resistance [internett]. pveducation; 2019 [Hentet 11.03.21]. Tilgjengelig fra:

<https://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/series-resistance>

⁵⁵ Honsberg CB, Bowden SG. Shunt resistance [internett]. pveducation; 2019 [Hentet 11.03.21]. Tilgjengelig fra:

<https://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/shunt-resistance>

⁵⁶ Honsberg CB, Bowden SG. Degradation and failure of modules [internett]. pveducation; 2019 [Hentet 11.03.21]. Tilgjengelig fra:

<https://www.pveducation.org/pvcdrom/modules-and-arrays/degradation-and-failure-modes>

⁵⁷ IEA. Review of failures of photovoltaic modules [Internett]. International Energy Agency, IEA-PVPS T13-01-2014. Hentet: [03.05.21]. Tilgjengelig fra:

https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/IEA-PVPS_T13-01_2014_Review_of_Failures_of_Photovoltaic_Modules_Final.pdf

⁵⁸ IEA. Climatic rating of photovoltaic modules [Internett]. International Energy Agency T13-20:2020. p.58. Hentet: [18.03.21]. Tilgjengelig i pdf fra:

<https://iea-pvps.org/key-topics/climatic-rating-of-photovoltaic-modules/>

Direkte til pdf:

https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2021/02/Report-IEA-PVPS-T13-20_2020-Climatic-Rating-of-PV-Modules.pdf

⁵⁹ Liu D, Xiong L, et al. Research on Outdoor Testing of Solar Modules [Internett]. Researchgate; 2021 [Hentet 14.03.2021]. Tilgjengelig fra:

https://www.researchgate.net/publication/258717378_Research_on_Outdoor_Testing_of_Solar_Modules

⁶⁰ NREL. Reference Air Mass 1.5 Spectra [Internett]. NREL; [Hentet: 24.03.2021]. Tilgjengelig fra:

<https://www.nrel.gov/grid/solar-resource/spectra-am1.5.html>

⁶¹ Ferrara C, Phillpp D. Why do PV modules fail [Internett]. ScienceDirect; 2012 [Hentet 24.03.2021].

Tilgjengelig fra: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610212003827>

⁶² Vista Eco Solutions. Solar photovoltaic system [Internett]. Vista Eco Solutions. Hentet: [25.03.21].

Tilgjengelig fra:

<http://vista-eco.com/products-services/solar-pv-energy-system/>

⁶³ F. Spertino, G. Graditi, Power conditioning units in grid-connected photovoltaic systems: A comparison with different technologies and wide range of power ratings, Solar Energy, Volume 108, 2014, Pages 219-229.

⁶⁴ Northern Arizona Wind & Sun. What is maximum power point tracking (MPPT) [Internett].

Hentet: [23.04.21]. Tilgjengelig fra: <https://www.solar-electric.com/learning-center/mppt-solar-charge-controllers.html/>

⁶⁵ Völler, S. 2019. Shading and maximum power point tracking. Design and operation of smart grid power systems. TET4175. Tilgjengeligjort for oss fra veileder gjennom teams-mappe i pdf-format.

⁶⁶ Nissin Electric. Power conditioner for photovoltaic systems. Hentet: [12.03.21] Tilgjengelig fra:

<https://nissin.jp/e/product/newenergy/pcs/index.html>

⁶⁷ Sungrow Power supply Co-, Ltd 2017, SG125HV. Hentet: [12.03.21] Tilgjengelig fra:

https://d3bbe675mkkb8p.cloudfront.net/media/productattach/3/0/3001200065_sungrow_sg125hv-10_datasheet_en.pdf

⁶⁸ Windurance. How Does Anti-Islanding Work? | Grid-Connected Inverters [Internett]. Windurance; 27.07.2020 [Hentet: [12.03.21]. Tilgjengelig fra:

<https://windurance.com/2020/07/27/how-does-anti-islanding-work/>

-
- ⁶⁹ Ignatova. V. Power distribution and management[internett]. 2020. How solar production affects power quality. 23.01.2020. Hentet: [12.03.21] Tilgjengelig fra:
<https://blog.se.com/power-management-metering-monitoring-power-quality/2020/01/23/how-solar-production-affects-power-quality/>,
- ⁷⁰ Phillips S. Photovoltaics report. Freiburg: Fraunhofer institute for Solar energy systems. 16.september 2020, [04.03.21], tilgjengelig fra
<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>.
- ⁷¹ Energysage. String inverters vs. Power optimizers vs. Microinverters [Internett]. Energysage; 21.12.2020 [Hentet 05.03.2021]. Tilgjengelig fra:
<https://www.energysage.com/solar/101/string-inverters-microinverters-power-optimizers/>
- ⁷² Spiers D. Chapter IIB-2 - Batteries in PV Systems. I: McEvoy A, Markvart T, Castañer L, red. Practical Handbook of Photovoltaics (second edition). Academic Press. 2012. Pages 721-776. Tilgjengelig fra:
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780123859341000222#s0020>
- ⁷³ Benjaminsen C. Nå kommer gigabatteriene [Internett]. Sintef; 01.02.21. [Hentet: 08.03.21] Tilgjengelig fra:
<https://www.sintef.no/siste-nytt/2021/na-kommer-gigabatteriene/>
- ⁷⁴ NVE. Smarte strømmålere (AMS) [Internett]. NVE; 10.12.15 [oppdatert 28.01.21, hentet 08.03.21] Tilgjengelig fra:
<https://www.nve.no/stromkunde/smart-strommalere-ams/>
- ⁷⁵ Siemens. Following the sun to success [Internett]. Simens; [Hentet: 09.03.21] Tilgjengelig fra:
<https://new.siemens.com/global/en/markets/machinebuilding/solar-production-machines/solar-tracking.html>
- ⁷⁶ Rad M. A. V. et al. A comprehensive study of techno-economic and environmental features of different solar tracking systems for residential photovoltaic installations. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2020; Volum 129. Hentet:[09.03.2021]. Tilgjengelig fra:
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032120302148?via%3Dihub>
- ⁷⁷ Solkraftverket AS. Solen beveger seg [Internett]. Hentet: [09.03.21] Skjermtutklipp av forfatter. Tilgjengelig fra:
<http://www.solkraftverket.no/>
- ⁷⁸ Getek, Tips til montering av solcellepaneler [Internett]. Getek. Hentet: [25.03.21]. Tilgjengelig fra:
http://getek.no/wp-content/uploads/2017/03/Monteringstips_solpaneler-1.pdf

-
- ⁷⁹ Solenergiklyngen. Bestiller og innkjøpskompetanse om solenergi i offentlig sektor [Internett]. Solenergiklyngen; 03.2020 [Hentet 12.05.2020] Tilgjengelig fra: <https://solenergiklyngen.no/app/uploads/sites/4/bestiller-og-innkjoperkompetanse-om-solenergi-i-offentlig-sektor-1.pdf>
- ⁸⁰ Aanensen T. Veldig lav strømpris i 2020 [internett]. SSB; 15.02.2021 [Hentet 02.03.2021]. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/artikler-og-publikasjoner/veldig-lav-strompris-i-2020>
- ⁸¹ NVE. Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2020-2040 [Internett] NVE; 10.2020 [Hentet 02.03.2021]. Tilgjengelig fra: http://publikasjoner.nve.no/rapport/2020/rapport2020_37.pdf
- ⁸² Tekna. Solkraft er en unik mulighet for norsk næringsliv [Internett]. Tekna; 02.03.2020 [Hentet 02.03.2021]. Tilgjengelig fra: <https://www.tekna.no/kurs/innhold/-solkraft-er-en-unik-mulighet-for-norsk-naringsliv/>
- ⁸³ Irena. Renewable power generation costs in 2019 [Internett]. Irena; 06.2020 [Hentet 02.03.2021] Tilgjengelig fra: <https://www.irena.org/publications/2020/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2019>
- ⁸⁴ Multiconsult; Asplan Viak. Solcellesystemer og sol i systemet [Internett]. Solenergiklyngen; 03.2018 Hentet: [02.03.2021] Tilgjengelig fra: <https://blogg.fusen.no/hubfs/Innholdstilbud/Fler/Rapport-solenergi-og-solcellepanel-i-norge.pdf>
- ⁸⁵ Solenergiklyngen. Solcellesystemer og sol i systemet [Internett]. Solenergiklyngen; 16.03.2018, [Hentet 03.05.2021]. Rapport nr. 10200404-1080-RAP-001. Tilgjengelig fra: https://solenergiklyngen.no/app/uploads/sites/4/180313-rapport_solkraft-markedsutvikling-2017-endelig.pdf
- ⁸⁶ Yadmelat, A.A. Solenergibloggen [Internett]. Blogg.fusen.no. 12.11.19. Forvaltning, drift og vedlikehold på solenergianlegg. Hentet: [09.04.21]. Tilgjengelig fra: <https://blogg.fusen.no/fdv-forvaltning-drift-vedlikehold-solceller-og-solenergianlegg>
- ⁸⁷ SNL. Solenergi [Internett]. SNL; 11.09.2020 [Hentet 11.03.2021]. Tilgjengelig fra: <https://snl.no/solenergi>
- ⁸⁸ Norsk solenergiforening. Norske solforhold [Internett]. Hentet: [11.03.21]. Tilgjengelig fra: <https://www.solenergi.no/norske-solforhold>
- ⁸⁹ Norsk Solforening. Begreper [Internett]. Norsk Solforening; [Hentet 11.03.2021]. Tilgjengelig fra: <https://www.solenergi.no/begreper>

-
- ⁹⁰ SNL. Irradians (Sola) [Internett]. SNL; 11.06.2020 [Hentet 11.03.2021]. Tilgjengelig fra: <https://snl.no/irradians - Sola>
- ⁹¹ Osborn M. temperature coefficient playing key role in pv system performance – IEA report [Internett]. PVtech; 19.01.2015 [Hentet: 11.03.2021]. Tilgjengelig fra: https://www.pv-tech.org/temperature-coefficient-playing-key-role-in-pv-system-performance-ia-report/?utm_source=pvtech-feeds&utm_medium=rss&utm_campaign=news-rss-feed
- ⁹² NVE. Solkraft [Internett]. NVE. 01.11.19. Oppdatert: [17.03.21]. Hentet: [04.05.21]. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftproduksjon/solkraft/?ref=mainmenu>
- ⁹³ Honsberg CB, Bowden SG. Solar radiation on a tilted surface [internett]. pveducation; 2019 [Hentet 24.03.21]. Tilgjengelig fra: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/solar-radiation-on-a-tilted-surface>
- ⁹⁴ Wikipedia. Köppen-Geiger Map Europe present [Internett]. Hentet: [22.03.21] Tilgjengelig fra: https://en.wikipedia.org/wiki/File:Koppen-Geiger_Map_Europe_present.svg
Opprinnelig kilde:
Beck, H. E. et al., Present and future Köppen-Geiger climate classification maps at 1-km resolution [Internett]. Sci. Data. 5:180214 doi: 10.1038/sdata.2018.214 (2018). Tilgjengelig fra: <https://www.nature.com/articles/sdata2018214>
- ⁹⁵ Mamen. J. Köppens klimaklassifikasjon i Store norske leksikon på snl.no. Hentet: [26.03.21]. Tilgjengelig fra: https://snl.no/K%C3%B6ppens_klimaklassifikasjon
- ⁹⁶ Norge klima [Internett]. no.climate-data-org. Hentet: [26.03.21]. Tilgjengelig fra: <https://no.climate-data.org/europa/norge-38/>
- ⁹⁷ Farahmand M.Z. et al. The Simultaneous Impacts of Seasonal Weather and Solar Conditions on PV Panels Electrical Characteristics [Internett]. Hentet: [22.03.21]. Tilgjengelig fra: https://osuva.uwasa.fi/bitstream/handle/10024/12231/Osuva_Farahmand_Nazari_Shamlou_Shafiekhah_2021.pdf?sequence=2&isAllowed=y
- ⁹⁸ Fox S. How does heat affect solar panel efficiencies? [Internett]. Januar 2018. Hentet: [23.02.21]. Tilgjengelig fra: <https://www.cedgreentech.com/article/how-does-heat-affect-solar-panel-efficiencies>
- ⁹⁹ Benestad R. Mamen J. Harstveit K. Fuglestad J.S. klimaendringer i Store norske leksikon på snl.no. Hentet: [23.03.21]. Tilgjengelig fra: <https://snl.no/klimaendringer>

¹⁰⁰ Energi og klima. De totale utslippene [Internett]. Hentet: [26.03.21]. Tilgjengelig fra:

<https://energiogklima.no/klimavakten/global-utslipp/>

¹⁰¹ FN. Parisavtalen [Internett]. FN.no. Oppdatert: [22.12.20]. Hentet: [19.03.21]. Tilgjengelig fra:

<https://www.fn.no/om-fn/avtaler/miljoe-og-klima/parisavtalen>

¹⁰² If forsikring. Ekstremværrapporten fra If [Internett]. Hentet: [20.04.21]. Tilgjengelig fra:

<https://www.if.no/om-if/barekraft/klimatilpasning/ekstremvaerrapport-2020>

¹⁰³ Miljødirektoratet. Effekter av klimaendringer på norsk natur [Internett]. Miljødirektoratet. Oppdatert [17.07.20]. Hentet: [27.04.21]. Tilgjengelig fra:

<https://miljostatus.miljodirektoratet.no/tema/klima/klimaendringer-i-norge/effekter-av-klimaendringer-pa-norsk-natur/>

¹⁰⁴ Miljødirektoratet. Klimaendringer i Norge [Internett]. Miljødirektoratet.no. Oppdatert: [18.01.21]. Hentet: [27.04.21]. Tilgjengelig fra:

<https://miljostatus.miljodirektoratet.no/tema/klima/klimaendringer-i-norge/>

¹⁰⁵ seNorge.no. Klima. SeNorge. Hentet: [14.04.21]. Skjermtutklipp for 2020. Tilgjengelig fra:

<http://www.senorge.no/>

¹⁰⁶ Wild M. et al. Projections of long-term changes in solar radiation based on CMIP5 climate models and their influence on energy yields of photovoltaic systems [Internett]. Solar Energy. (2015). Volume 116. pp. 12-24. Hentet: [29.04.21]. Tilgjengelig fra:

https://www.researchgate.net/publication/274737103_Projections_of_long-term_changes_in_solar_radiation_based_on_CMIP5_climate_models_and_their_influence_on_energy_yields_of_photovoltaic_systems

¹⁰⁷ Jordan D.C; Kurtz S.R; VanSant K; Newmiller J. Compendium of photovoltaic degradation rates [Internett]. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 07.02.16. Volume 24, Issue 7 pp. 978-989. Hentet: [24.03.21]. Tilgjengelig fra:

<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1002/pip.2744>

¹⁰⁸ NVE. Solkraft [Internett]. NVE. 01.11.19. Oppdatert: [17.03.21]. Hentet: [17.03.21]. Tilgjengelig fra:

<https://www.nve.no/energiforsyning/kraftproduksjon/solkraft/?ref=mainmenu>

-
- ¹⁰⁹ Atsu D. et al. Analysis of long-term performance and reliability of PV modules under tropical climatic conditions in Sub-Saharan [Internett]. Renewable Energy, volume 162, december 2020, pp 285-295. Hentet: [22.03.21]. Tilgjengelig fra:
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148120312581#!>
- ¹¹⁰ Paudyal B.R; Imenes A.G. Performance assesment of field deployed multi-crystalline PV modules in Nordic conditions [Internett]. Grimstad: Universitetet i Agder. Hentet: [22.03.21]. Tilgjengelig fra: researchgate:
https://www.researchgate.net/publication/335665143_Performance_assessment_of_field_deployed_multi-crystalline_PV_modules_in_Nordic_conditions
- ¹¹¹ Schneller E.J. et al. The impact of cold temperatures exposure in mechanical durability testing of PV modules [Internett]. Brightspotautomation.com. Hentet: [12.04.21]. Tilgjengelig fra:
<https://brightspotautomation.com/wp-content/uploads/2020/05/Cracking-from-Cold-Exposure-and-Load-UCF-and-BrightSpot-PVSC2019.pdf>
- ¹¹² Heckman K. Snow weight – area [Internett]. vcalc.com. 13.04.14. Oppdatert: [24.07.20]. Hentet: [21.04.21]. Tilgjengelig fra:
<https://www.vcalc.com/wiki/KurtHeckman/Snow+Weight+-+Area>
- ¹¹³ Jordan D. C, Kurtz S.R. Photovoltaic Degradation Rates – an analytical review [Internett]. National Renewable Energy Labratory. Juni 2012. Hentet: [29.04.21]. NREL/JA-5200-51664. Tilgjengelig fra:
<https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/51664.pdf>
- ¹¹⁴ Dhimish M. Performance Ratio and Degradation Rate Analysis of 10-Year Field Exposed Residential Photovoltaic Installations in the UK and Ireland [Internett]. Huddersfield, University of Huddersfield. 19.05.20. Hentet: [15.04.21]. Tilgjengelig fra:
https://www.researchgate.net/publication/341518284_Performance_Ratio_and_Degradation_Rate_Analysis_of_10-Year_Field_Exposed_Residential_Photovoltaic_Installations_in_the_UK_and_Ireland
- ¹¹⁵ Friesen T et al. TISO 10kW: 30 years of experience with a PV plant [Internett]. Researchgate; Januar 2012, Hentet: [21.04.21]. Tilgjengelig fra:
https://www.researchgate.net/publication/256080133_TISO_10_kW_30_years_experience_with_a_PV_plant
- ¹¹⁶ Lugano climate (Switzerland) [Internett]. en.climate-data.org. Hentet: [21.04.21]. Tilgjengelig fra:
<https://en.climate-data.org/europe/switzerland/ticino/lugano-55938/>
- ¹¹⁷ Grimstad climate (Norway) [Internett]. en.climate-data.org. Hentet: [21.04.21]. Tilgjengelig fra:
[Grimstad climate: Average Temperature, weather by month, Grimstad water temperature - Climate-Data.org](https://en.climate-data.org/norway/bergen/grimstad-climate-55938/)

-
- ¹¹⁸ Halwachs, M et al. Statistical evaluation of PV system performance and failure data among different climate zones. Renewable Energy. 139. 10.1016/j.renene.2019.02.135. Hentet: [16.04.21] ([PDF](#)) [Statistical evaluation of PV system performance and failure data among different climate zones \(researchgate.net\)](#)
- ¹¹⁹ DNV-GL. PV inverter useful life considerations [Internett]. DNV-GL 14.01.19. EAA-WP-12. Hentet: [06.05.21]. Tilgjengelig fra: https://brandcentral.dnv.com/fr/gallery/10651/others/0b046461816248a8b8e4c8b4cfa35a75/0b046461816248a8b8e4c8b4cfa35a75_low.pdf?utm_campaign=EN_Publication_Autoresponder_V2_PDF&utm_medium=email&utm_source=Eloqua
- ¹²⁰ Zhao Y et al. Fault evolution in photovoltaic array during night-to day-transition [Internett]. IEEE, Massachusetts, USA. 2010. [Hentet: 19.04.21]. Tilgjengelig fra: https://ece.northeastern.edu/groups/power/lehman/Publications/Pub2010/2010_6_Zhao.pdf
- ¹²¹ Lie Ø. Sparte 20 % strøm med lavere spenning. Teknisk ukeblad. 24.01.13. Hentet: 08.04.21. Tilgjengelig fra: <https://www.tu.no/artikler/sparte-20-prosent-strom-med-lavere-spenning/233955>
- ¹²² Will grid voltage affect photovoltaic system? [Internett]. Inverter.com. 20.09.19. Hentet: [29.04.21]. Tilgjengelig fra: <https://www.inverter.com/will-grid-voltage-affect-photovoltaic-system>
- ¹²³ Influence of grid voltage stability on PV system generation [Internett]. Growatt. [Hentet: 229.04.21]. Tilgjengelig fra: <https://www.ginverter.com/upload/file/contents/2019/11/5dd1fc9e6dc2f.pdf>
- ¹²⁴ Gunvaldsen I. kraftelektronikk i Store norske leksikon på snl.no Hentet: [22.03.2021]. Tilgjengelig fra: <https://snl.no/kraftelektronikk>
- ¹²⁵ The life span of a solar inverter [Internett]. Solarmarket.com.au. 12.juni 2019. Hentet: [22.03.2021]. Tilgjengelig fra: <https://www.solarmarket.com.au/blog/the-lifespan-of-a-solar-inverter/>
- ¹²⁶ Chumpolrat K. et al. Effect of Ambient Temperature on Performance of Grid-Connected Inverter Installed in Thailand [Internett]. International Journal of Photoenergy; 06.03.2014. Hentet: [22.03.2021]. Tilgjengelig fra: <https://www.hindawi.com/journals/ijp/2014/502628/>

-
- ¹²⁷ Obeidat F. (Philadelphia University) Shuttleworth R. (The university of Manchester) PV inverters reliability prediction [Internett]. World applied sciences journal 35 (2): 275-287, 2017. Hentet: [22.03.2021]. Tilgjengelig fra: [https://www.idosi.org/wasj/wasj35\(2\)17/16.pdf](https://www.idosi.org/wasj/wasj35(2)17/16.pdf)
- ¹²⁸ Solenergiklyngen. Solenergi – noe for din kommune [Internett]. Solenergiklyngen. Mars 2020. Hentet: [01.05.21]. Tilgjengelig fra: [bestiller-og-innkjoperkompetanse-om-solenergi-i-offentlig-sektor-1.pdf \(solenergiklyngen.no\)](https://www.solenergiklyngen.no/bestiller-og-innkjoperkompetanse-om-solenergi-i-offentlig-sektor-1.pdf)
- ¹²⁹ SolarEdge. Limited product warranty [Internett]. SolarEdge. Revidert: Juni 2016. hentet: [21.04.21].
Tilgjengelig fra: <https://www.solaredge.com/sites/default/files/solaredge-warranty-june-2016.pdf>
- ¹³⁰ Solcellespesialisten. Solcelleanlegg for enebolig [Internett]. Hentet: [08.04.21]. Tilgjengelig fra: <https://solcellespesialisten.no/solcelleanlegg.html>
- ¹³¹ Solcellespesialisten. Solcellevekselretter [Internett]. Hentet: [09.04.21]. Tilgjengelig fra: <https://solcellespesialisten.no/nettbutikk/inverter-vekselretter.html?p=1>
- ¹³² Cordero R.R et al. Effects of soiling on photovoltaic (PV) modules in the Atacama Desert. Sci Rep 8, 13943 (2018). Tilgjengelig fra: <https://doi.org/10.1038/s41598-018-32291-8>.
- ¹³³ yr.no. Her regner det 200 dager i året [Internett]. 24.03.19. [oppdatert 25.03.19, hentet 10.04.21]. Tilgjengelig fra: <https://www.yr.no/artikkel/her-regner-det-200-dager-i-aret-1.14485816>
- ¹³⁴ Pedersen H. Experimental study of soiling on photovoltaic modules in a Nordic climate [Masteroppgave]. Kjeller: Norges miljø -og biovitenskapelige universitet (NMBU);2015.
- ¹³⁵ Failla M.C. Snow and Ice on Photovoltaic Devices: Analysis of a Challenge and Proposals for Solutions [Masteroppgave]. Trondheim: Norges teknisk naturvitenskapelige universitet (NTNU) og Universitetet i Catania; 2016.
- ¹³⁶ Britannica.com. Continental subarctic climate [Internett]. Hentet: [12.04.21] Tilgjengelig fra: <https://www.britannica.com/science/continental-subarctic-climate>
- ¹³⁷ Climate in Anchorage, Alaska [Internett]. Bestplaces.net. Hentet: [11.04.21]. Tilgjengelig fra: <https://www.bestplaces.net/climate/city/alaska/anchorage>
- ¹³⁸ Climate in Bethel, Alaska [Internett]. Bestplaces.net. Hentet: [11.04.21]. Tilgjengelig fra: <https://www.bestplaces.net/climate/city/alaska/bethel>

¹³⁹ Kraus P. et al. Reliable long-term performance assessment of commercial photovoltaic modules tested under field conditions over 5 years [Internett]. J. Renewable Sustainable Energy 11, 063501 (2019); [Hentet: 10.05.21]. Tilgjengelig fra:
<https://doi.org/10.1063/1.5128171>

¹⁴⁰ Dhimish M. & Alrashidi A. Photovoltaic Degradation Rate Affected by Different Weather Conditions: A Case Study Based on PV Systems in the UK and Australia [Internett]. Huddersfield, University of Huddersfield. 16. april 2020. [Hentet: 11.05.21]. Tilgjengelig fra:
<https://doi.org/10.3390/electronics9040650>

Vedlegg A

Spørreundersøkelse 1:

Distribuert: Via Facebook gruppen «solceller og alternativ energi»

Dato: 26.02.2021

Antall svar: 17 totalt, med antall svar per spørsmål i parentes

Vi benyttet google sitt spørreskjema-verktøy, nedenfor ligger spørsmålene og svarene vi fikk inn.

1. Type solcelleanlegg? (17)
 - a) Solcelleanlegg privatbolig 17
 - b) Næringsbygg 0

2. Gjerne last opp et bilde av anlegget (6)

3. Hva er installert effekt i anlegget: (svarene er presentert i tabell) (17)

16,80	15,00	10,80	10,60	10,53	10,53	10,00	9,60	9,40	8,25	7,40	5,44	5,00	4,20	4,00	3,60	2,36
-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

4. Opprinnelig investeringskostnad + ev. Enova-støtte (15)

5. Gjerne skriv litt generelt om anlegget - beliggenhet, himmelretning det er installert i (f. eks sørøst) osv. (17)

6. Når ble anlegget installert og hva er forventet levetid? (16)

7. Har du måttet skifte ut noen komponenter, eventuelt hvilke og når? Har det vært andre vedlikeholdskostnader og eventuelt hvor store? (17)

8. Hva gjøres med overskuddsenergi? (17)

9. Leverandør og/eller produsent av solcellene (17)

10. Har anlegget optimizer? (17)

11. Legg inn kontaktinformasjon dersom du ønsker videre kontakt. (9)

12. Filopplastning - gjerne last opp oversikt over nedetid, produksjon eller annet hvis du ønsker det :) (3)

Opprinnelig investeringskostnad (frivillig å svare på) + evt Enovastøtte	Gjerne skriv litt generelt om anlegget - beliggenhet, himmelretning det er installert i (f. eks sørøst) osv.	Når ble anlegget installert og hva er forventet levetid?
145000	Tak på enebolig /garasje, vendt cirka sør-sør-vest, 30-noe grader helning	Juni 2017, 20-25år
160000	Retning mot sør. Skyggefritt, men litt sein soloppgang på vinterhalvåret p.g.a. ås og skog et stykke unna huset.	Installert mars 2019. Forventet levetid 30 år
201600	Øst 4770 kWp - vest 5830 kWp,	Mars 2019.
41000	På tak ca 35 grader, orientert 40 grader øst for syd, Arendalsområdet.	Oktober 2029. Levetid 20-25 år.
64000-22000 enova støtte	Sør	2020. 10-15år på inverter 25-35panel
160000	Retning mot sør. Skyggefritt, men litt sein soloppgang på vinterhalvåret p.g.a. ås og skog et stykke unna huset.	Installert mars 2019. Forventet levetid 30 år
Instalert i forbindelse av nødvendig uskiftning av tak. Merkostnad for å velge solceller ble 40.000kr og litt egeninnsats med å fjerne gammelt tak.	Øst/vest saltak integrert i taket. Tau i rogaland. Litt tap av morgensol pga terreng, men god produksjon fordelt over flere timer enn sørvendte anlegg. Årsproduksjon 10.550kwh i 2020.	Instalert sensommeren 2019, taket har Garanti i 25år levetid opp til 50år uten store utbedringer. Inverter kan måtte byttes underveis.
	Tak, sydvendt. 15 grader.	2019
Ca 200000	Sandefjord, garasje vest 21 paneler, hus 12 paneler sør og 20 paneler vest	Ferdig montert hus mai 2020. Garasje nov 2019
195000 fratrukket Enovastøtte ca 70.000 (før støtte, husker ikke hvor mye)	På frittliggende garasje mot sør (og ørlite østvent). På huset rett sørvendt, rett østvendt og rett vestvendt. Mot sør	November 2018, forventet minst 35 års levetid (15 på invertere) 2017, 30 år+?
160kNOK	sørvendt	44075
	Sørvendt, 23grader	1 nov 2020, min 25-30 år
120000	Sør	
25000	Sørøst + sørvest, 2 delt.	2017 + 2020, forventet 30 års levetid
100.000	17 paneler, 45 grad takvinkel, +30 grad asimut (sør-vest)	oktober 2020, 15 år vekselretter, 30 år panelene
Husker ikke. Gjorde mye selv	11 panel på valmet tak mot sør. 19 panel mot sør vest	ca 3 år siden

Har du måttet skifte ut noen komponenter, eventuelt hvilke og når? Har det vært andre vedlikeholdskostnader og	Hva gjøres med overskuddsenergi?	Leverandør og/eller produsent av solcellene	Har anlegget optimiser?
Display/hovedkort i en inverter røk etter cirka 2 sesonger. Gikk som reklamasjon.	Plusskundeføløsning	Otovo - systemet er en av deres første og basert på SolarEdge +Optimizers	Ja
Ikke noe skiftet. Ingen ekstra kostnader, unntatt felling av noen trær for å unngå skygge.	Plusskundeføløsning	Kjøpt gjennom Otovo	Nei
Nei	Plusskundeføløsning	Energima Solel	Vet ikke
Nei	Selger til spotpris.	Trade windsurfing as	Nei
Inverter. Pg feil. Garanti	Plusskundeføløsning	Futuresun 320w pannel	Nei
Ikke noe skiftet. Ingen ekstra kostnader, unntatt felling av noen trær for å unngå skygge.	Plusskundeføløsning	Kjøpt gjennom Otovo	Nei
Kun oppgraderinger til smartere styring av forbruk så langt.	Smart styring av strøm til oppvarming av vannbåret varme og lading av elbil osv, det som ikke blir	Solcellespesialisten	Nei
Nei	Plusskundeføløsning	Agder tak	Vet ikke
Nei	Plusskundeføløsning	Otovo, ginlong solis invertere, futura sun 320 paneler.	Ja
Ingen kostnader	Plusskundeføløsning	Otovo	Vet ikke
nei	Plusskundeføløsning	Getek	Nei
nei	Plusskundeføløsning	Getek	Nei
Forventer å måtte bytte inverter en gang i denne periode	Plusskundeføløsning	STS, JaSolar	Ja
Mer paneler og batteribank	Plusskundeføløsning		Nei
Ingen	Plusskundeføløsning	Sts Norge	Nei
ingenting	Plusskundeføløsning	Otovo med Eidem Elktro som installatør, FuturaSun 320W, Solis 6kW (3P5K-4G)	Nei
Nei. ingen problemer.	Plusskundeføløsning	WINAICO	Nei

Spørreundersøkelse 2:

Distribuert: Via Facebook gruppen «solceller og alternativ energi»

Dato: 13.04.2021

Antall svar: 13

Vi benyttet google sitt spørreskjema-verktøy, nedenfor ligger spørsmålene og svarene vi fikk inn.

1. Installert effekt (13)
2. Opprinnelig investeringskostnad (+ev. Enova-støtte) (13)
3. Totalkostnad for inverter (viktig) (13)
4. Type inverter og antall (13)
5. Har du måttet skifte ut noen komponenter (eventuelt hvilke)? (13)
6. Når ble anlegget installert? (13)

Installert effekt (kWp)	Opprinnelig investeringskostnad (+ Enova-støtte)	Totalkostnad for inverter (viktig)
9,60 kWp	125.000	Ukjent - Del av totaltilbud
3,70 kWp	40000	7500
10,5 kWp	163000	30000
4,60 kWp	60000	12000
9,60 kWp	146 000,-	inkl i totalpakken
10.8 kWp	150k	35k
11,7 kWp	134000	Del av pakke. Vet ikke
10,5 kWp	Ca 150000	Vet ikke
1,00 kWp	15000 + 0	6000
10,0 kWp	72000	45000
12,0 kWp	135000	35000
5,40 kWp	200000 ingen støtte offgrid	100000
3,70 kWp	47000	8500

Type inverter og antall	Har du måttet skifte ut noen komponenter (eventuelt hvilke)	Når ble anlegget installert?
Solis 10kw	Nei	Vår 2020
1	nei	2016
Fronius Symo 10.0-3-m (1 stk.)	Nei	29.03.19.
Steca 3600x 1stk	Nei, viktig med kvalitet	2018 august
1 stk Solis 3-fas 11 kW	Nix	nov.17
Fronius 3 st	nei	2017
1 stk Solis	Ingen	2020
1 inverter av typen Solis, installert av Otovo	Nei	apr.20
Studer xpc 1400_12	Batteribank,	Ca 2010
SolarEdge EV charger 3,68 + SolarEdge 33kVA (15kVa IT)	Nei	2018+2019
Fronius 1	Nei	2020
Inverter: Sunny Boy 5.0 1AV-41Sunny Boy 5.0 1AV-41 Sunny Island 8.0H-13Sunny Island 8.0H-13	Nei	feb.20
Solaredge HD Wave 3,68kw	Nei	mai.17

Vedlegg B

Spørsmålsgrunnlag som ble benyttet som utgangspunkt i forbindelse med dybdeintervju.

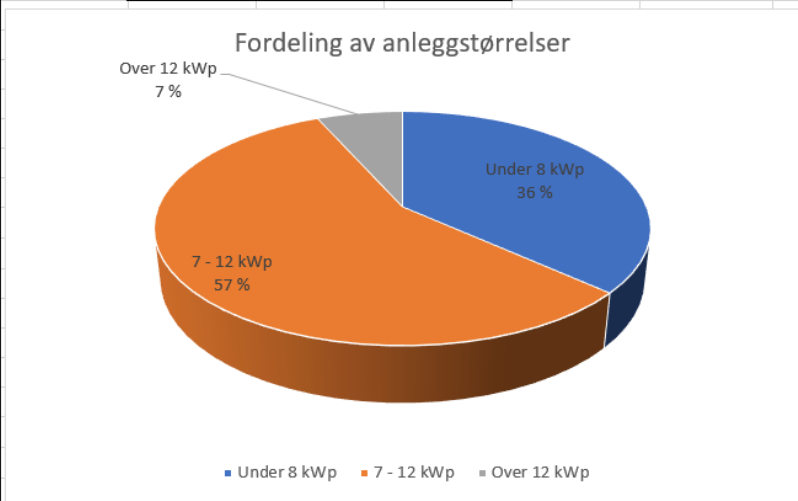
Antall svar: 3

1. Navn på anlegget og installatør
2. Type anlegg
 - a) Solcelleanlegg privatbolig
 - b) Næringsbygg
 - c) Solpark
3. Hvor ligger anlegget og hvilken himmelretning er det installert i?
4. Produsent av moduler og type
5. Produsent av inverter og type (streng, sentral, mikro)
6. Har anlegget optimizer?
7. Hva gjøres med overskuddsenergi?
8. Hva er installert effekt i anlegget?
9. Når ble anlegget installert og hva er forventet levetid?
10. Installasjonssted
 - a) Flattak
 - b) Bakkemontert
 - c) Skråtak spesifiser gjerne helningsvinkel
 - d) Flattak med helningsvinkel
11. Himmelretning anlegget er installert i?
12. Opprinnelig investeringskostnad
13. Årlige vedlikeholdskostnader og eventuelt hvilke komponenter det er knyttet til?
14. Nedetid i anlegget?
15. Tilleggsinfo
16. Kontaktinfo

Vedlegg C

Bakgrunnsdata for tabeller presentert fra spørreundersøkelsen.

Anleggsstørrelser	Installert effekt		Antall	Andel [%]
i	9,60 kWp	Under 8 kWp	11	36,6666667
u	3,70 kWp	7 - 12 kWp	17	56,6666667
i	10,5 kWp	Over 12 kWp	2	6,6666667
u	4,60 kWp	Sum	30	100
i	9,60 kWp			
i	10,8 kWp			
i	11,7 kWp			
i	10,5 kWp			
u	1,00 kWp			
i	10,0 kWp			
i	12,0 kWp			
u	5,40 kWp			
u	3,70 kWp			
i	7,4kWp			
i	10,53 kwp			
i	10,6 kWp			
u	2,36 kW			
i	9,6kwp			
i	10,53 kwp			
o	15kwp			
u	5kw			
o	16,8 kwp			
i	10,8 kWp			
u	3,6 kWp			
i	10kWp			
u	4,2kWp			
i	9,4 kWp			
u	4,0 kWp			
u	5,44 kWp			
i	8,25 kWp			



Effekt	Investering	Inverterkostnad
9,60 kWp	kr 125 000,00	Ukjent - Del av totaltilbud
3,70 kWp	kr 40 000,00	kr 7 500,00
10,5 kWp	kr 163 000,00	kr 30 000,00
4,60 kWp	kr 60 000,00	kr 12 000,00
9,60 kWp	kr 146 000,00	inkl i totalpakken
10,8 kWp	kr 150 000,00	kr 35 000,00
11,7 kWp	kr 134 000,00	Del av pakke. Vet ikke
10,5 kWp	kr 150 000,00	Vet ikke
1,00 kWp	15000 + 0	kr 6 000,00
10,0 kWp	kr 72 000,00	kr 45 000,00
12,0 kWp	kr 135 000,00	kr 35 000,00
5,40 kWp	200000 ingen støtte offgrid	kr 100 000,00
3,70 kWp	kr 47 000,00	kr 8 500,00
7.4kWp	kr 145 000,00	
10,53 kwp	kr 160 000,00	
10,6 kWp	kr 201 600,00	
2,36 kW	kr 41 000,00	
9.6kwp	kr 42 000,00	
10,53 kwp	kr 160 000,00	
15kwp	av tak-	
5kw		
16,8 kwp	kr 200 000,00	
10,8 kWp	kr 195 000,00	kr 218 500,00
3,6 kWp	kr 70 000,00	
10kWp	kr 160 000,00	
4,2kWp		
9,4 kWp	kr 120 000,00	
4,0 kWp	kr 25 000,00	
5,44 kWp	kr 100 000,00	
8,25 kWp	Husker ikke. Gjorde mye selv	

Merknad: Gjennomstrøkne og grønne celler er neglisjert grunnet at verdiene som er oppgitt er langt utenfor det forfatterne anser som sannsynlige tall.

Vedlegg D

Datagrunnlag Figur 4.9:

År	Norge	Sveits	Tyskland	Irland	England	Skottland	UK	Australia	Ghana
1	99,83	99,62	99,59	99,50	99,20	99,00	98,89	98,59	96,81
2	99,66	99,24	99,18	99,00	98,41	98,01	97,79	97,20	93,72
3	99,49	98,86	98,78	98,51	97,62	97,03	96,71	95,83	90,73
4	99,32	98,49	98,37	98,01	96,84	96,06	95,63	94,48	87,84
5	99,15	98,11	97,97	97,52	96,06	95,10	94,57	93,15	85,04
6	98,98	97,74	97,57	97,04	95,29	94,15	93,52	91,83	82,32
7	98,82	97,37	97,17	96,55	94,53	93,21	92,48	90,54	79,70
8	98,65	97,00	96,77	96,07	93,78	92,27	91,46	89,26	77,15
9	98,48	96,63	96,37	95,59	93,03	91,35	90,44	88,00	74,69
10	98,31	96,26	95,97	95,11	92,28	90,44	89,44	86,76	72,31
11	98,15	95,90	95,58	94,64	91,54	89,53	88,45	85,54	70,00
12	97,98	95,53	95,19	94,16	90,81	88,64	87,46	84,33	67,77
13	97,81	95,17	94,80	93,69	90,08	87,75	86,49	83,14	65,61
14	97,65	94,81	94,41	93,22	89,36	86,87	85,53	81,97	63,52
15	97,48	94,45	94,02	92,76	88,65	86,01	84,58	80,82	61,49
16	97,31	94,09	93,64	92,29	87,94	85,15	83,64	79,68	59,53
17	97,15	93,73	93,25	91,83	87,24	84,29	82,72	78,55	57,63
18	96,98	93,38	92,87	91,37	86,54	83,45	81,80	77,44	55,79
19	96,82	93,02	92,49	90,92	85,85	82,62	80,89	76,35	54,01
20	96,65	92,67	92,11	90,46	85,16	81,79	79,99	75,28	52,29
21	96,49	92,32	91,73	90,01	84,48	80,97	79,10	74,21	50,62
22	96,33	91,97	91,36	89,56	83,80	80,16	78,23	73,17	49,01
23	96,16	91,62	90,98	89,11	83,13	79,36	77,36	72,14	47,44
24	96,00	91,27	90,61	88,67	82,47	78,57	76,50	71,12	45,93
25	95,84	90,92	90,24	88,22	81,81	77,78	75,65	70,12	44,46
26	95,67	90,58	89,87	87,78	81,15	77,00	74,81	69,13	43,05
27	95,51	90,23	89,50	87,34	80,50	76,23	73,98	68,15	41,67
28	95,35	89,89	89,13	86,91	79,86	75,47	73,16	67,19	40,34
29	95,19	89,55	88,77	86,47	79,22	74,72	72,35	66,25	39,06
30	95,02	89,21	88,40	86,04	78,59	73,97	71,54	65,31	37,81

Vedlegg E

Utgregning nåverdi, 4.6.1, vedlikeholdskostnader:

Nåverdi over 30 år:	
År	Nåverdi kontantstrøm
1	670
2	638,10
3	607,71
4	578,77
5	551,21
6	524,96
7	499,96
8	476,16
9	453,48
10	431,89
11	411,32
12	391,74
13	373,08
14	355,32
15	338,40
16	322,28
17	306,93
18	292,32
19	278,40
20	265,14
21	252,52
22	240,49
23	229,04
24	218,13
25	207,75
26	197,85
27	188,43
28	179,46
29	170,91
30	162,77
Nåverdi:	10814,52

Nåverdi over 14 år:	
År	Nåverdi Kontantstrøm
1	1430
2	1361,90
3	1297,05
4	1235,29
5	1176,46
6	1120,44
7	1067,09
8	1016,27
9	967,88
10	921,79
11	877,90
12	836,09
13	796,28
14	758,36
Nåverdi:	14862,81

Vedlegg F

Datagrunnlag Figur 4.10 og Figur 4.11

Degradering over 30 år:		
År	Norge	Sveits
1	99,83	99,62
2	99,66	99,24
3	99,49	98,86
4	99,32	98,49
5	99,15	98,11
6	98,98	97,74
7	98,82	97,37
8	98,65	97,00
9	98,48	96,63
10	98,31	96,26
11	98,15	95,90
12	97,98	95,53
13	97,81	95,17
14	97,65	94,81
15	97,48	94,45
16	97,31	94,09
17	97,15	93,73
18	96,98	93,38
19	96,82	93,02
20	96,65	92,67
21	96,49	92,32
22	96,33	91,97
23	96,16	91,62
24	96,00	91,27
25	95,84	90,92
26	95,67	90,58
27	95,51	90,23
28	95,35	89,89
29	95,19	89,55
30	95,02	89,21

Degradering over 30 år, med snøtap:		
År	Norge	Sveits
1	95,18	94,97
2	95,01	94,59
3	94,84	94,21
4	94,67	93,84
5	94,50	93,46
6	94,33	93,09
7	94,17	92,72
8	94,00	92,35
9	93,83	91,98
10	93,66	91,61
11	93,50	91,25
12	93,33	90,88
13	93,16	90,52
14	93,00	90,16
15	92,83	89,80
16	92,66	89,44
17	92,50	89,08
18	92,33	88,73
19	92,17	88,37
20	92,00	88,02
21	91,84	87,67
22	91,68	87,32
23	91,51	86,97
24	91,35	86,62
25	91,19	86,27
26	91,02	85,93
27	90,86	85,58
28	90,70	85,24
29	90,54	84,90
30	90,37	84,56

Vedlegg G

Tilbakebetalingstid for et eksempel anlegg:		År	Inntjening i år	Verdi:	Reinvestering inverte	Verdi:
Snittpris per kWp fra undersøkelse:	-kr 15 000,00	0	kr -	-kr 150 000,00	-kr 30 000,00	-kr 180 000,00
Snittpris per kWp for inverter reinvestering:	-kr 3 000,00	1	kr 7 770,00	-kr 142 230,00	-kr 30 000,00	-kr 172 230,00
For et anlegg på 10 kWp:		2	kr 7 770,00	-kr 134 460,00	-kr 30 000,00	-kr 164 460,00
Totalinvestering:	-kr 150 000,00	3	kr 7 770,00	-kr 126 690,00	-kr 30 000,00	-kr 156 690,00
Reinvestering inverter:	-kr 30 000,00	4	kr 7 770,00	-kr 118 920,00	-kr 30 000,00	-kr 148 920,00
Estimert med 1kr/kWh alternativkostnad		5	kr 7 770,00	-kr 111 150,00	-kr 30 000,00	-kr 141 150,00
7700 kWh produksjon i året		6	kr 7 770,00	-kr 103 380,00	-kr 30 000,00	-kr 133 380,00
		7	kr 7 770,00	-kr 95 610,00	-kr 30 000,00	-kr 125 610,00
		8	kr 7 770,00	-kr 87 840,00	-kr 30 000,00	-kr 117 840,00
		9	kr 7 770,00	-kr 80 070,00	-kr 30 000,00	-kr 110 070,00
		10	kr 7 770,00	-kr 72 300,00	-kr 30 000,00	-kr 102 300,00
		11	kr 7 770,00	-kr 64 530,00	-kr 30 000,00	-kr 94 530,00
		12	kr 7 770,00	-kr 56 760,00	-kr 30 000,00	-kr 86 760,00
		13	kr 7 770,00	-kr 48 990,00	-kr 30 000,00	-kr 78 990,00
		14	kr 7 770,00	-kr 41 220,00	-kr 30 000,00	-kr 71 220,00
		15	kr 7 770,00	-kr 33 450,00	-kr 30 000,00	-kr 63 450,00
		16	kr 7 770,00	-kr 25 680,00	-kr 30 000,00	-kr 55 680,00
		17	kr 7 770,00	-kr 17 910,00	-kr 30 000,00	-kr 47 910,00
		18	kr 7 770,00	-kr 10 140,00	-kr 30 000,00	-kr 40 140,00
		19	kr 7 770,00	-kr 2 370,00	-kr 30 000,00	-kr 32 370,00
		20	kr 7 770,00	kr -5 400,00	-kr 30 000,00	-kr 24 600,00
		21	kr 7 770,00	kr -13 170,00	-kr 30 000,00	-kr 16 830,00
		22	kr 7 770,00	kr -20 940,00	-kr 30 000,00	-kr 9 060,00
		23	kr 7 770,00	kr -28 710,00	-kr 30 000,00	-kr 1 290,00
		24	kr 7 770,00	kr -36 480,00	-kr 30 000,00	kr 6 480,00
		25	kr 7 770,00	kr -44 250,00	-kr 30 000,00	kr 14 250,00
		26	kr 7 770,00	kr -52 020,00	-kr 30 000,00	kr 22 020,00
		27	kr 7 770,00	kr -59 790,00	-kr 30 000,00	kr 29 790,00
		28	kr 7 770,00	kr -67 560,00	-kr 30 000,00	kr 37 560,00
		29	kr 7 770,00	kr -75 330,00	-kr 30 000,00	kr 45 330,00
		30	kr 7 770,00	kr -83 100,00	-kr 30 000,00	kr 53 100,00

Verdikolonnene markerer tilbakebetalingsstatusen for anlegget.

Til venstre: Før inverterbytte

Til høyre: Etter inverterbytte

Merknad: De gule cellene markerer tilbakebetalingsverdien som forventes per år. Derfor skifter disse kolonne ved det tidspunktet som foreslås for inverterbytte. Her er det 15 år. Gjennomstrøkne celler markerer derfor de tallene som er status henholdsvis uten skifte og med skifte fra start.

Vedlegg H

Klima i Dublin og Aberdeen.

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
Avg. Temperature °C (°F)	4.7 °C (40.5) °F	4.8 °C (40.6) °F	5.9 °C (42.6) °F	7.9 °C (46.3) °F	10.8 °C (51.4) °F	13.5 °C (56.4) °F	15.2 °C (59.3) °F	14.8 °C (58.6) °F	13.1 °C (55.5) °F	10.3 °C (50.5) °F	7 °C (44.6) °F	5.2 °C (41.3) °F
Min. Temperature °C (°F)	2.6 °C (36.6) °F	2.3 °C (36.2) °F	3 °C (37.4) °F	4.8 °C (40.6) °F	7.6 °C (45.6) °F	10.3 °C (50.6) °F	12.1 °C (53.8) °F	11.9 °C (53.4) °F	10.3 °C (50.6) °F	7.9 °C (46.2) °F	4.9 °C (40.7) °F	3.1 °C (37.6) °F
Max. Temperature °C (°F)	6.9 °C (44.5) °F	7.3 °C (45.1) °F	8.9 °C (48) °F	11.1 °C (52) °F	14 °C (57.1) °F	16.6 °C (62) °F	18.2 °C (64.8) °F	17.7 °C (63.9) °F	15.9 °C (60.6) °F	12.7 °C (54.8) °F	9.1 °C (48.5) °F	7.3 °C (45.1) °F
Precipitation / Rainfall mm (in)	75 (3)	62 (2.4)	64 (2.5)	72 (2.8)	73 (2.9)	79 (3.1)	82 (3.2)	83 (3.3)	74 (2.9)	85 (3.3)	91 (3.6)	79 (3.1)
Humidity(%)	86%	83%	80%	78%	77%	76%	77%	79%	81%	84%	86%	86%
Rainy days (d)	10	9	9	11	11	10	11	11	10	9	10	10

Tabell, klima i Dublin ¹⁴¹

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
Avg. Temperature °C (°F)	4.7 °C (40.5) °F	4.5 °C (40.1) °F	5.4 °C (41.7) °F	7 °C (44.6) °F	9.2 °C (48.6) °F	11.8 °C (53.2) °F	13.8 °C (56.8) °F	13.9 °C (57) °F	12.6 °C (54.7) °F	10.2 °C (50.3) °F	7.3 °C (45.2) °F	5.3 °C (41.6) °F
Min. Temperature °C (°F)	3.2 °C (37.8) °F	2.9 °C (37.2) °F	3.5 °C (38.3) °F	5 °C (41.1) °F	7.2 °C (44.9) °F	9.9 °C (49.7) °F	11.9 °C (53.4) °F	12 °C (53.6) °F	10.8 °C (51.5) °F	8.6 °C (47.5) °F	5.8 °C (42.4) °F	3.8 °C (38.9) °F
Max. Temperature °C (°F)	6.2 °C (43.1) °F	6.2 °C (43.1) °F	7.3 °C (45.1) °F	8.9 °C (48) °F	11.2 °C (52.1) °F	13.5 °C (56.4) °F	15.6 °C (60) °F	15.6 °C (60.1) °F	14.3 °C (57.8) °F	11.6 °C (52.9) °F	8.8 °C (47.8) °F	6.8 °C (44.2) °F
Precipitation / Rainfall mm (in)	77 (3)	61 (2.4)	62 (2.4)	59 (2.3)	53 (2.1)	67 (2.6)	65 (2.6)	72 (2.8)	73 (2.9)	103 (4.1)	98 (3.9)	78 (3.1)
Humidity(%)	82%	80%	79%	79%	79%	80%	81%	82%	81%	81%	81%	81%
Rainy days (d)	11	10	10	9	8	9	9	10	10	12	12	11

Tabell, klima i Aberdeen ¹⁴²

¹⁴¹ Dublin climate (Ireland) [Internett]. en.climate-data.org. Hentet: [18.04.21]. Tilgjengelig fra: <https://en.climate-data.org/europe/ireland/dublin/dublin-6011/>

¹⁴² Aberdeen climate (Scotland) [Internett]. en.climate-data.org. Hentet: [18.04.21]. Tilgjengelig fra: <https://en.climate-data.org/europe/united-kingdom/scotland/aberdeen-90/>

Drift og vedlikehold av solcelleanlegg i Norge

Jo Erik Andreassen, Even Ross Folkestad, Trond Hammersvik Johme og Håvard Melå Skjelsvik
NTNU Trondheim

Bakgrunn

Prosjektet er gitt av NVE våren 2021. Deres ansvar for å forvalte energiresursene gjør at de har stor interesse for å være med på utviklingen av fremtidens energisystem. Her vil solceller trolig spille en viktig rolle, siden bransjen de siste årene har hatt stor vekst tross ganske fersk teknologi. Det gjør at NVE har behov for kostnadsinformasjon knyttet til driften og vedlikeholdet, siden det per i dag ikke foreligger gode allmenne data på dette i Norge.

Spesielt interessant er klimatiske forhold som er særegne i Norge:

- Hva er virkningen av disse klimatiske faktorene?
- Hva vil de utgjøre i produksjon? (Derunder i lønnsomhet)

En tydelig oversikt kan på sikt komme bransjen til gode ved at informasjon blir tilgjengeliggjort. Slik kan usikkerheten mange har rundt anleggene bli mindre, og derfor kan flere ønske å installere egne solcelleanlegg.

Metode

I oppgaven har vi samlet inn data med spørreundersøkelser, dybdeintervju og litteratursøk.

Spørreundersøkelsene ble distribuert via Facebook-gruppen «Solceller og alternativ energi» og av Solenergiklyngen gjennom et nyhetsbrev.

Dybdeintervju med anleggseiere og leverandører av solcelleanlegg ble gjort via telefon.

Resultat

Generelt vedlikehold av solcelleanlegg er neglisjert i oppgaven, på grunn av at dette vil komme under generelt vedlikehold av boligen. Hovedfokuset på vedlikeholdskostnader er derfor komponentbytter. Vedlikeholdskostnaden er 0,67 % årlig av anleggets investeringskostnad over levetiden på anlegget.

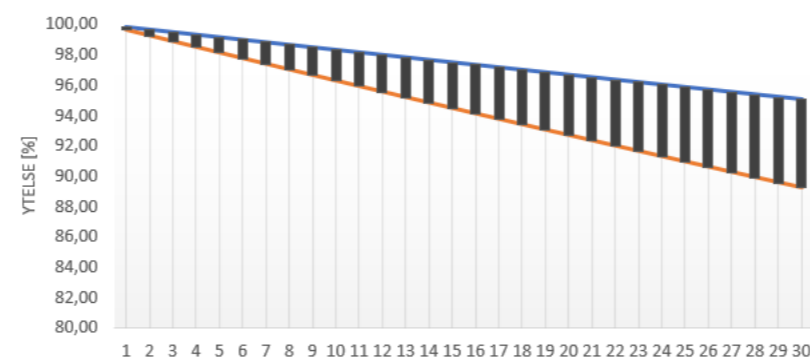
$$\begin{aligned} \text{Vedlikeholdskostnader pr. år [\%]} \\ = \frac{\text{Inverterkostnad}}{\text{Investeringskostnad} * \text{Levetid}} * 100 \% \end{aligned}$$

Driftskostnadene er de kostnadene som anlegget beslaglegger når det driftes. Ut ifra undersøkelser rettet mot private aktører er det ingen kostnader her. Derfor har vi valgt å definere driftskostnader som de kostnadene som over tid påvirker driftsresultatet. Faktorer som inngår i vår modell er degradering og soiling. Gjennom innsamlet data, har det blitt valgt en degradering på minimum 0,17 % årlig og maksimum degradering på 0,38 % årlig.

$$\text{Forventet produksjon(oppsett)} = (1 - d_{\text{årlig}})^{n_{\text{år}}}$$

For disse verdiene vil forventet produksjon etter 30 år være minimum 89 % og maksimum 95 % av anleggets opprinnelige ytelse.

Estimert ytelse medregnet degradering gjennom 30 år



Videre til NVE

Vi mener NVE har mulighet til å få oversikt over drift – og vedlikeholdskostnader for solcelleanlegg i Norge. Gjennom at eiere og leverandører av solcelleanlegg burde vært pålagt rapportering av skadestatistikk og produksjon hvert år. Vi tror det ville gitt en pekepinn på solceller i norske forhold. Det kunne også ha blitt inkludert en oversikt over:

- Data på hvor ofte invertere byttes ut (over et helt anleggs levetid)
- Kostnader med serviceavtaler på større anlegg
- Oversikt over havari på diverse komponenter i solcelleanlegg og en tydelig oversikt over pris i forhold til total kostnad
- Oversikt over arbeidstimer for personell som er ansatt ved større næringsanlegg

