



# Integrasjon av sol i det norske kraftsystemet

**Signe Eika Gjørven**

Master i energi og miljø

Innlevert: juni 2018

Hovedveileder: Magnus Korpås, IEL

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet  
Institutt for elkraftteknikk



## **Forord**

Denne masteroppgaven er skrevet ved institutt for elkraftteknikk ved NTNU - Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet i Trondheim. Oppgaven er skrevet våren 2018 som en avslutning på det 5-årige masterprogrammet Energi og miljø.

Jeg ønsker å takke veilederen min, Magnus Korpås, for veiledning og gode råd gjennom denne prosessen.

Trondheim, juni 2018

Signe Eika Gjørven

## Sammendrag

I Norge har det vært en kraftig vekst i installert solcellekapasitet de siste årene. Det er nettilknyttede solcelleanlegg som øker mest. Det vært en økende interesse blant privatpersoner å produsere strøm til eget forbruk. Grunner til økningen i såkalte plusskunder er blant annet regler som gjør det enklere med egenproduksjon, og at prisene på solcelleanlegg går ned.

Denne masteroppgaven undersøker hvordan distribusjonsnettets påvirkes av en økning av installert solcellekapasitet. Høy installert solcellekapasitet i nettet kan føre til økte spenninger og overbelastning av linjer og kabler. Leveringskvalitetsforskriften sier blant annet at spenningens effektivverdi skal være innenfor et intervall på  $\pm 10\%$  av nominell spenning. For å hindre at spenningen blir høyere enn tillatt verdi, og at overføringslinjer og kabler blir overbelastet, er reduksjon av produsert effekt fra solcelleanleggene en mulighet.

Ved å utføre lastflytanalyse i simuleringstøytøyet MATPOWER har spenninger og effektflyt i et lavspent distribusjonsnett blitt undersøkt. Nettet som er testet er en del av NTE sitt nett i Trøndelag, med måledata for hver time i 2012. Det har blitt undersøkt hvordan nettet påvirkes når det installeres solcelleanlegg med ulike størrelser, jevnt fordelt utover nettet. Produksjonen fra solcellene hver time i 2012 har blitt bergnet i MATLAB.

Ved å innføre en effektbegrensning fra solcelleanleggene de timene det oppstår for høye spenninger eller for høy effektflyt, kan en større solcellekapasitet installeres. I effektbegrensningen har først effekten blitt redusert slik at ingen noder i nettet får for høye spenninger. Deretter har effekten blitt ytterligere redusert for å unngå overbelastninger i overføringslinjer og kabler. Det har også blitt sett på hvordan tapene i nettet påvirkes av integrasjon av solceller, og hvordan LCOE for solcelleanleggene påvirkes av effektreduksjonen.

Nettet som har blitt undersøkt i denne oppgaven er et sterkt nett. Det kan installeres over 10 kWp solceller hos hver sluttbruker i nettet uten at det oppstår for høye spenninger eller for høy effektflyt. For høyere kapasiteter må effekten justeres ned i noen timer i løpet av året for å unngå for høye spenninger og for høy effektflyt. Det er først ved 17,5 kWp installert effekt hos hver sluttbruker at effektflyten gjennom transformatoren er høyere enn den er dimensjonert for. For at den totale produksjonen i nettet skal være like stor som det totale forbruket, må 37,5 kWp

installeres hos hver sluttbruker. Når det installeres solceller i nettet, vil tapene først synke. Etter omtrent 5 kWp installert effekt hos hver sluttbruker, vil tapene i nettet øke når fler solceller installeres. LCOE for solcelleanleggene øker når effekt ut fra solcelleanleggene reduseres fordi produksjonen blir lavere i forhold til systemkostnadene for solcelleanleggene. Med effektavhengig systemkostnad på solcelleanleggene vil LCOE ha et minimum ved 12,5 kWp installert effekt hos hver sluttbruker.

## Abstract

In Norway, there have been an increase in installed PV capacity over the past years. It is the share of grid connected PV systems that have had the largest increase. There have been an increased interest for private people to produce power for own consumption. Reasons for the increase in the number of prosumers is new regulations that makes it easier to produce own power, and because the PV prices is decreasing.

This master thesis investigates how the distribution grid is affected by the increase of installed PV capacity. A high installed PV capacity in the grid can lead to increased voltage levels and overloaded lines and cables. The Norwegian PQ-code states that the RMS-value of the voltage has to stay within the limits of  $\pm 10\%$  of the nominal voltage. One solution to make sure that the voltage stays within the limits, and that the lines and cables are not overloaded, is to reduce the power output from the PV panels.

By running a power flow analysis in the simulation tool MATPOWER, the voltage levels and load flows in a low voltage distribution grid have been investigated. The grid that has been investigated is a part of Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk's grid in Trondheim, with measurements from every hour in 2012. It has been investigated how the grid is affected when PV systems of different sizes is installed evenly distributed over the grid. The PV production for each hour in 2012 has been calculated in MATLAB.

By including power reduction from the PV systems during the hours when the voltage levels or the power flow are too high, a higher PV capacity can be installed. In the power reduction implementation, the power has first been reduced so that no voltage levels are too high. Then the power has been further reduced to avoid power flows exceeding the cable ratings. It has also been investigated how the losses in the grid is affected by the PV penetration and how LCOE for the PV systems is affected by the power reduction.

The grid that has been studied in this thesis is a strong grid. A capacity of 10 kWp can be installed at each end user without creating too high voltage levels or power flows. For higher installed capacities, the power needs to be reduced in some hours during the year to avoid too high voltage levels and power flows. It is not until 17,5 kWp installed capacity at each end user that the

power flow through the transformer is higher than the rating. For the total produced power in the system to be as high as the total consumption, 37,5 kWp has to be installed at each end user. When PV capacity is introduced in the grid, the losses will start to decrease. When about 5 kWp is installed at each end user, the losses will start to increase when the installed capacity is increasing. LCOE for the PV systems is increasing when the power output is reduced because the power production is decreased compared to the system costs. If the system costs is decreasing with the size of the PV system, the LCOE will have a minimum at 12,5 kWp installed capacity at each end user.





# Figurer

1.1	Utvikling av installert solcellekapasitet i Norge. Hentet fra: (1) . . . . .	4
1.2	Markedsutvikling for nettilknyttede og frittstående solceller i Norge fra 2005 til 2015 og estimert utvikling for 2016. Hentet fra: (2) . . . . .	4
1.3	Vekst av installert solkapasitet for eneboliger og næringsbygg. Hentet fra: (1) . . .	5
1.4	Prisutvikling for solcelleanlegg. Hentet fra: (1) . . . . .	6
2.1	Prisippskisse for en solcelle. Hentet fra: (3) . . . . .	9
5.1	IEA Task 14 sin modell av ulike stadier av solcelleintegrasjon. Hentet fra: (4) . . . .	24
7.1	Et nett i Steinkjer med 54 forbrukernoder og 20 fordelingslinjer. Hentet fra: (5) . . .	32
8.1	Flyskjema som illustrer hvordan solcellekapasiteten blir redusert når spenningen er for høy i node nummer i og i time nummer j. . . . .	36
8.2	Flyskjema som illustrer hvordan solcellekapasiteten blir redusert når gren nummer i er overbelastet i time nummer j. . . . .	37
8.3	Kostnad i forhold til installert effekt. Hentet fra: (6) . . . . .	39
9.1	Spenningen i p.u. i alle nodene i nettet når det ikke er installert solceller. . . . .	41
9.2	Antatt ny dimensjonering for overføringsgren 32. . . . .	42
9.3	Effektflyten som prosent av maks effektflyt i alle grener. . . . .	43
9.4	Last over transformatoren gjennom året. . . . .	43
9.5	Varighetskuve for lasten gjennom transformatoren. . . . .	44
9.6	Effektforbruket i systemet gjennom året. . . . .	45
9.7	Effektforbruk, produksjon og netto forbrukt effekt. . . . .	46

9.8	Spenning i alle noder og tilsynelatende effekt i alle grener. . . . .	46
9.9	Effektforbruk, produksjon og netto forbrukt effekt. . . . .	47
9.10	Spenning i alle noder og tilsynelatende effekt i alle grener. . . . .	47
9.11	De timene i året og antall noder med for høye spenninger, og timene og antall grener i året med for høy effektflyt. . . . .	48
9.12	Effektforbruk, produksjon og netto forbrukt effekt. . . . .	48
9.13	Spenning i alle noder og tilsynelatende effekt i alle grener. . . . .	49
9.14	Overbelastet del av nettet. . . . .	49
9.15	De timene i året og antall noder med for høye spenninger, og timene og antall grener i året med for høy effektflyt. . . . .	50
9.16	Produsert effekt som prosent av totalt forbruk. . . . .	51
9.17	Redusert effekt på grunn av for høye spenninger. . . . .	51
9.18	Redusert effekt på grunn av for høye spenninger og overbelastede grener. . . . .	52
9.19	Redusert effekt på grunn av effektbegrensning. . . . .	53
9.20	Produsert effekt med og uten effektbegrensning når spenning og effektflyt blir for høy. . . . .	53
9.21	Produsert effekt med og uten effektbegrensning når spenning og effektflyt blir for høy. . . . .	54
9.22	Varighetskurver for netto effektforbruk i nettet. . . . .	54
9.23	Spenning i noden før og etter redusert effekt fra solcelleanlegget. . . . .	55
9.24	Netto effektforbruk i noden før og etter redusert effekt fra solcelleanlegget. . . . .	56
9.25	Produsert effekt etter hver iterasjon ved spenningsreduksjon. . . . .	56
9.26	Reduksjon av effektflyt i fordelingsgren F1. . . . .	57
9.27	Produsert effekt fra alle sluttbrukere bak F1. . . . .	58
9.28	Totale tap i nettet som funksjon av installert solcellekapasitet. . . . .	59
9.29	LCOE før effektbegrensning. . . . .	60
9.30	LCOE etter effektbegrensning. . . . .	60
9.31	LCOE etter effektbegrensning. . . . .	61

# Forkortelser

**NVE** Norges vassdrags- og energidirektorat

**AM** Air mass ratio

**kWp** Kilowatt peak

**NOCT** Nominal operating cell temperature

**STC** Standard test conditions.

**LCOE** Levelized cost of energy/electricity

**WWF** Verdens Naturfond(World Wide Fund for Nature)

**DSO** Distribution System Operator

**TSO** Transmission System Operator

**IEA** International Energy Agency



# Innhold

<b>1</b>	<b>Introduksjon</b>	<b>3</b>
1.1	Motivasjon . . . . .	3
1.2	Sol i Norge . . . . .	3
1.2.1	Vekst i installert solcellekapasitet . . . . .	3
1.2.2	Kostnader . . . . .	5
1.3	Integrasjon av sol i Tyskland . . . . .	6
<b>2</b>	<b>PV produksjon</b>	<b>9</b>
2.1	Solcelleteknologi . . . . .	9
2.1.1	Forskjellige typer solceller . . . . .	10
2.2	Standard test conditions . . . . .	10
2.3	Beregning av produsert effekt fra solceller . . . . .	11
<b>3</b>	<b>Plusskunder</b>	<b>13</b>
3.1	Definisjon . . . . .	13
3.2	Plusskunde . . . . .	13
3.3	Tekniske krav . . . . .	14
3.4	Kostnader . . . . .	14
3.5	Enova-støtte . . . . .	14
<b>4</b>	<b>Leveringskvalitet i kraftsystemet</b>	<b>17</b>
4.1	Frekvens . . . . .	17
4.2	Langsomme spenningsvariasjoner . . . . .	18

4.3	Kortvarige over- og underspenninger og spenningsprang . . . . .	18
4.4	Transiente overspenninger . . . . .	19
4.5	Flimmer . . . . .	19
4.6	Spenningsusymmetri . . . . .	20
4.7	Overharmoniske spenninger . . . . .	20
<b>5</b>	<b>Høy installert solcellekapasitet i lavspente distribusjonsnett</b>	<b>23</b>
5.1	Utfordringer . . . . .	23
5.2	Tiltak . . . . .	24
5.2.1	Reaktiv effektstyring . . . . .	25
5.2.2	Aktiv effektstyring . . . . .	25
5.2.3	Laststyring og energilagring . . . . .	25
<b>6</b>	<b>Lastflytanalyse</b>	<b>27</b>
6.1	MATPOWER . . . . .	29
<b>7</b>	<b>Datsett</b>	<b>31</b>
<b>8</b>	<b>Metode</b>	<b>33</b>
8.1	Simulering i MATLAB . . . . .	33
8.1.1	Beregning av produksjon fra solceller i MATLAB . . . . .	33
8.1.2	Lastflytanalyse . . . . .	34
8.1.3	Effektbegrensning . . . . .	34
8.2	LCOE - Levelized cost of electricity . . . . .	37
8.2.1	Systemkostnader . . . . .	38
<b>9</b>	<b>Resultater</b>	<b>41</b>
9.1	Ikke installert solceller . . . . .	41
9.2	Solceller installert jevnt utover nettet . . . . .	45
9.2.1	540 kWp . . . . .	45
9.2.2	810 kWp . . . . .	46
9.2.3	1080 kWp . . . . .	48
9.3	Effektbegrensning . . . . .	50

<i>INNHOLD</i>	1
9.4 Høyest belastede timer . . . . .	55
9.4.1 Dagen med høyeste spenning . . . . .	55
9.4.2 Dagen med høyest overbelastning i kabel . . . . .	57
9.5 Tap . . . . .	58
9.6 LCOE . . . . .	59
<b>10 Diskusjon</b>	<b>63</b>
10.1 Metode . . . . .	63
10.2 Ikke installert solceller . . . . .	63
10.3 Solceller installert jevnt utover nettet . . . . .	64
10.4 Effektbegrensning . . . . .	64
10.5 Tap . . . . .	65
10.6 LCOE . . . . .	65
<b>11 Konklusjon</b>	<b>67</b>
<b>12 Videre arbeid</b>	<b>69</b>
<b>Bibliografi</b>	<b>70</b>
<b>A MATLAB</b>	<b>75</b>
A.1 Produksjon . . . . .	75
A.2 Lastflytanalyse . . . . .	77
A.3 Spenningsreduksjon . . . . .	85
A.4 Effektflytreduksjon . . . . .	93





# Kapittel 1

## Introduksjon

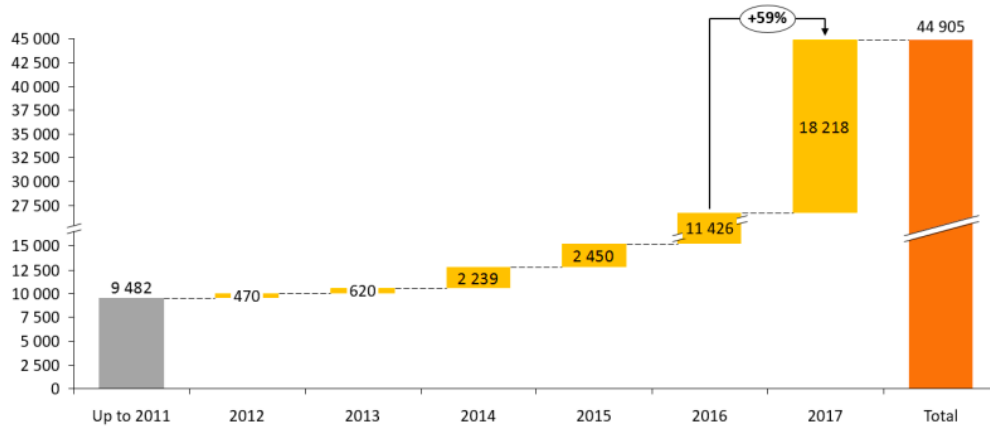
### 1.1 Motivasjon

Distribuerte energiløsninger, herunder særlig sol, blir mer og mer populære, også i Norge. En av de kjerneegenskapene av fremtidens smarte nett er å kunne ta imot elektrisitet fra distribuerte energikilder uten store forstyrrelser i nettdriften ellers. Dette krever en del tiltak i det eksisterende nett, blant annet for å sikre spenningskvaliteten til enhver tid og funksjonaliteten av vern.

### 1.2 Sol i Norge

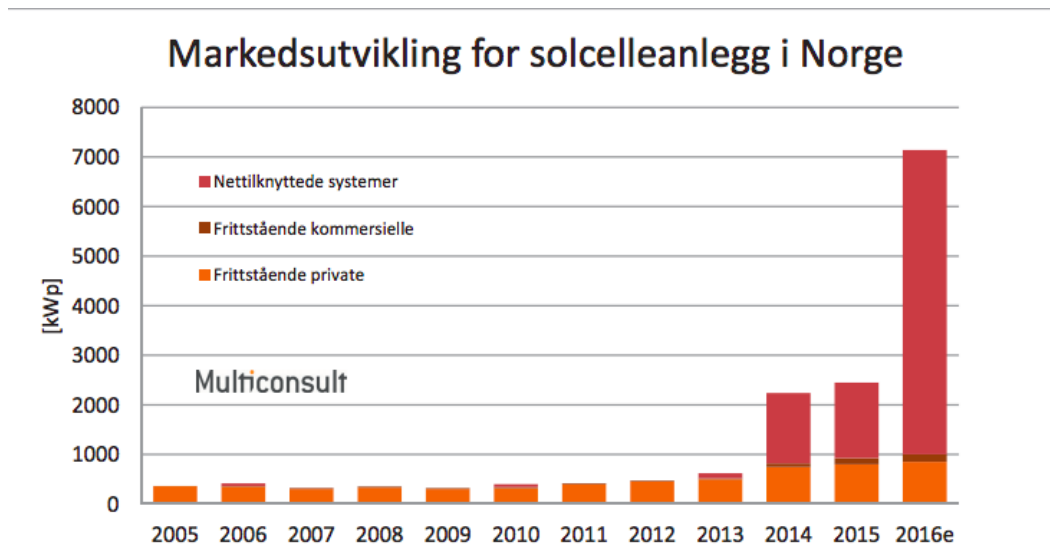
#### 1.2.1 Vekst i installert solcellekapasitet

De siste årene har det vært en stor vekst i installert solcellekapasitet i verden og i Norge. I 2017 ble det installert 18 MWp solceller i Norge, som tilsvarer en vekst på 59 % fra 2016. Økningen i installerte solceller fra 2015 til 2016 var på 366 %. Figur 1.1 viser utviklingen av installert solcellekapasitet i Norge fra 2011 til 2017. (1)



Figur 1.1: Utvikling av installert solcellekapasitet i Norge. Hentet fra: (1)

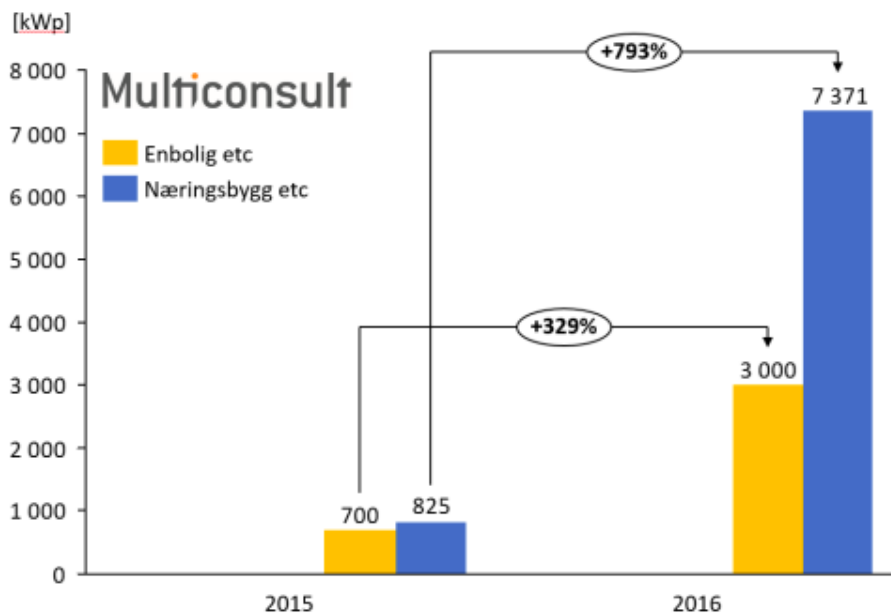
I 2013 begynte trenden med nettilknyttede solcelleanlegg. Siden da har den største andelen av veksten vært nettilknyttede anlegg. Frem til 2013 var den installerte solcellekapasiteten i hovedsak frittstående anlegg. Dette er vist i figur 1.2. (2)



Figur 1.2: Markedsutvikling for nettilknyttede og frittstående solceller i Norge fra 2005 til 2015 og estimert utvikling for 2016. Hentet fra: (2)

Den største økningen i solcelleanlegg de siste årene i Norge har vært på næringsbygg. Men også antall privatboliger med solcelleanlegg øker. Figur 1.3 viser veksten av innrapportert installert kapasitet fra 2015 til 2016 for eneboliger og næringsbygg. For eneboliger har solcellekapasiteten mer enn tredoblet seg fra 2015, mens det for næringsbygg nesten var en åttedobling fra 2015.

Det er en viss usikkerhet knyttet til hvor mye solceller som har blitt installert fordi det per i dag ikke er obligatorisk å registrere solcelleanlegg. (1)

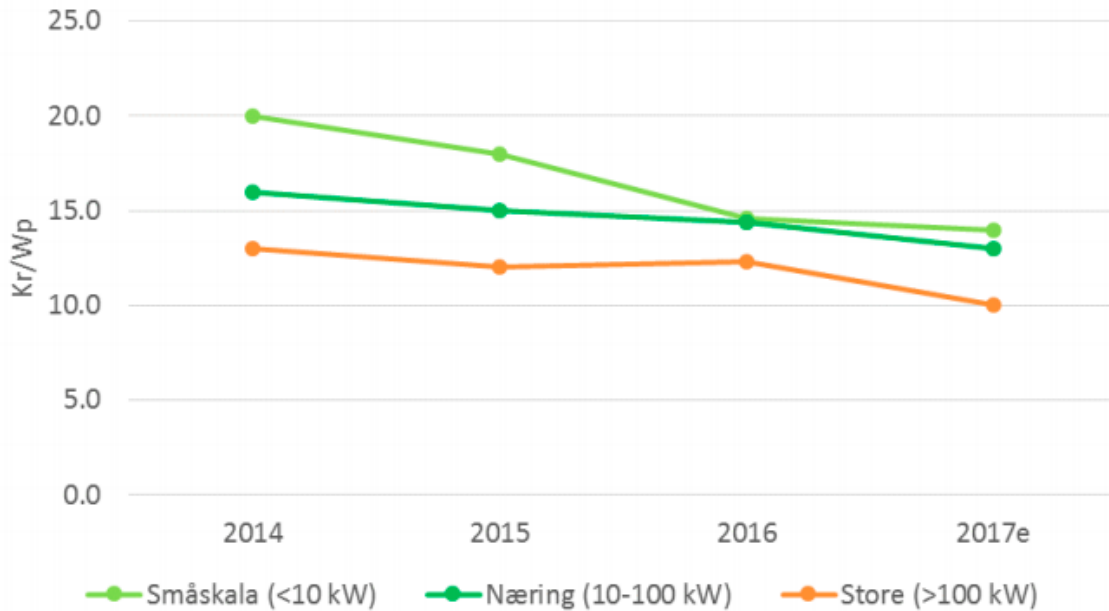


Figur 1.3: Vekst av installert solkapasitet for eneboliger og næringsbygg. Hentet fra: (1)

Utvikling innen teknologi, som igjen bidrar til reduserte kostnader, og ansvar for miljø er faktorer som har påvirket veksten av installert solcellekapasitet. Grunnen til at privatpersoner velger å installere solceller på sine boliger er ikke nødvendigvis lønnsomhet, da tilbakebetalingstiden fortsatt er veldig lang. Det er heller faktorer som teknologiinteresse, miljøhensyn, produksjon av kraft til lading av elbil, uavhengighet fra kraftselskap og positiv erfaring fra solceller på hytta. (2)

## 1.2.2 Kostnader

Prisen på solceller er synkende. Trenden for prisutviklingen de siste årene er vist i figur 1.4 med gjennomsnittlige markedspriser. Prisen per installert effekt blir mindre når størrelsen på anlegget øker. (1)



Figur 1.4: Prisutvikling for solcelleanlegg. Hentet fra: (1)

I Norge er kostnadene knyttet til solkraft noe høyere enn i resten av Europa. Det er blant annet på grunn av lav solinnstråling og høye BOS kostnader, særlig knyttet til arbeidskraft, i Norge (7). BOS står for balance of system og er kostnader knyttet til alt annet enn selve solcellemodulene(8). I Norge er det i tillegg få gode støtteordninger som kan bidra til å gjøre solcelleanlegg lønnsomme.

### 1.3 Integrasjon av sol i Tyskland

Energiwende er navnet på Tysklands overgang til en bærekraftig og stabil energiforsyning. Tyskland har som mål gjennom Energiwende at innen 2050, skal 80 % av den tyske strømforsyningen være produsert fra fornybare kilder. Det har ført til en høy andel installert solcellekapasitet i mange lavspenningsnett.(9)

Tyskland har i dag totalt 43,56 GW installert solcellekapasitet, og andelen fornybar strømforsyning er 42,6 %(10)(11). I 2013 kunne produksjon fra fornybar energi dekke 25 % av kraftforbruket. Allerede i 2012 dekket solkraft 40 % av effekttoppene i noen timer. Da var den installerte kapasiteten 31 GWp.

Omtrent 70 % av den installerte effekten er installert i lavspenningsnett, som i utgangspunktet ikke er beregnet for kraftproduksjon. I noen lavspenningsnett er den installerte kapasiteten mer enn 10 ganger så stor som topplasten. Det kan resultere i reverserte strømmer over transformatoren og økning i spenninger. Som tiltak mot slike fenomener stiller Tyskland krav til effektkontroll av PV anlegg. For eksempel må eiere av småskala solcelleanlegg under 30 kWp enten redusere aktiv effekt som sendes til nettet til 70 % av den installerte kapasiteten, eller installere kontrollere som kan motta signal fra netteier om å redusere aktiv effekt om det blir nødvendig. (12)

Frem til April 2012 hadde Tyskland en egen subsidieordning for egenforbruk for å minske belastningen på nettet. Ordningen innebar en feed-in tariff for hver kWh egenforbrukt solcelleenergi. (4)



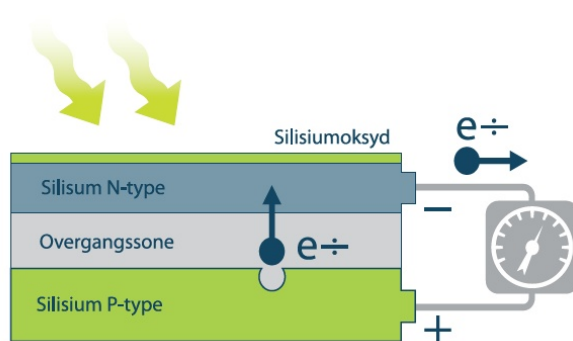
# Kapittel 2

## PV produksjon

*Dette kapitlet er hentet fra prosjektoppgaven min.*

### 2.1 Solcelleteknologi

Solceller produserer strøm ved hjelp av fotovoltaisk effekt. En solcelle består av halvledende materialer som omdanner sollys til elektrisitet. Halvlederne er p-dopet og n-dopet slik at når fotoner med høy nok energi treffer solcellen, vil elektroner bevege seg mellom dem.



Figur 2.1: Prinsippskisse for en solcelle. Hentet fra: (3)

Når en p-dopet og en n-dopet halvleder ligger inntil hverandre, vil det dannes en pn-overgang mellom dem. Frie elektroner fra n-dopet side vil forflytte seg over overgangen, det samme vil positive hull fra p-dopet side. Når et fritt elektron har krysset overgangen, fyller det et positivt

hull og etterlater seg en stasjonær positivt ladning på n-dopet side, og det dannes en stasjonær negativ ladning på p-dopet side. Disse stasjonære ladningene danner et elektrisk felt. Det elektriske feltet motvirker videre bevegelse av frie elektroner og positive hull over overgangen. Når fotoner med høy nok energi treffer pn-overgangen, vil det dannes hull-elektron par. Elektronene vil bevege seg til n-dopet side, mens de positive hullene beveger seg til p-dopet side. Det dannes en spenning mellom dem som kan utnyttes ved å ha elektriske kontakter på hver side, med en ledning mellom, slik at elektronene kan bevege seg i kretsen og binde seg med hullene på p-dopet side. Solcellene produserer likestrøm, derfor trengs det en inverter for å kunne koble et solcelleanlegg til kraftnettet. (13)

### 2.1.1 Forskjellige typer solceller

Den finnes flere forskjellige typer solceller. De kan deles inn i to hovedgrupper; silisium og tynnfilm. Silisiumsolceller er laget av tynne skiver av silisium, og er det mest utbredte. Det finnes monokrystallinske solceller, som består av en silisiumkrystall, og multikrystallinske solceller, som er bygget opp av flere krystallkorn. Som regel har monokrystallinske solceller høyere effektivitet enn de multikrystallinske, mens de multikrystallinske solcellene er billigere fordi det kreves mindre energi å fremstille. Tynnfilmteknologien går ut på å legge et tynt lag halvledende materiale på en plate av et annet materiale, som for eksempel glass, plast eller metall. De vanligste materialene som brukes i tynnfilmceller er kadmiumtellurid(CdTe), kobber-indium-gallium-diselenid(CIGS) eller varianter med amorf silisium. (14)

## 2.2 Standard test conditions

Solcellemoduler er merket for forhold under standard test conditions(STC). Under standard test conditions er solinstrålingen  $1 \text{ kW/m}^2$ , solcelletemperatur  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  og air mass ratio(AM) lik 1,5. Effekten på solcellemodulen under disse forholdene angis i kilowatt peak(kWp).



## 2.3 Beregning av produsert effekt fra solceller

Produsert effekt fra et solcelleanlegg kan beregnes ut fra formel 2.1

$$P_{PV} = P_{nom} \eta_{sys} \frac{G_T}{G_{T,STC}} [1 + \alpha_T (T_{cell} - T_{cell,STC})] \quad (2.1)$$

hvor:

$P_{nom}$	er nominell installert effekt (kW)
$\eta_{sys}$	er virkningsgraden til systemet
$G_T$	er solinnstråling på panelet (kW/m <sup>2</sup> )
$G_{T,STC}$	er solinnstrålingen under standard test conditions (1 kW/m <sup>2</sup> )
$\alpha_T$	er temperaturkoeffisienten for solcellemodulen (%/°C)
$T_{cell}$	er solcelletemperaturen (°C)
$T_{cell,STC}$	er solcelletemperatur under standard test conditions (25°C)

Temperaturen på solcellemodulen avhenger av omgivelsestemperatur, solinnstråling og materiale. Formel 2.2 brukes for å regne ut solcelletemperaturen

$$T_{cell} = T_{omg} + \frac{NOCT - 20^\circ C}{0,8 \frac{kW}{m^2}} G_T \quad (2.2)$$

hvor:

$T_{omg}$	er omgivelsestemperatur(°C)
$NOCT$	er <i>normal operating cell temperature</i>

NOCT er basert på antatt solinnstråling lik 0,8 kWh/m<sup>2</sup> og omgivelsestemperatur lik 20°C (13). NOCT og temperaturkoeffisient er oppgitt i databladet til solcellen.

Formel 2.1 gjelder for solcelleanlegg som er plassert horisontalt. Vanligvis er solcelleanlegg i Norge installert med en modulvinkel på mellom 20 og 40 grader. I Norge er gjennomsnittlig modulvinkel 28 grader. Ved å legge til en korreksjonsfaktor  $\eta_{transp}$ , slik som i formel 2.3, tas det hensyn til at en modulvinkel som er større enn 0 grader øker solcellens absorberte solinnstråling. (15)

$$P_{PV} = P_{nom} \eta_{sys} \eta_{transp} \frac{G_T}{G_{T,STC}} [1 + \alpha_T (T_{cell} - T_{cell,STC})] \quad (2.3)$$

# Kapittel 3

## Plusskunder

*Dette kapitlet er hentet fra prosjektoppgaven.*

### 3.1 Definisjon

Norges vassdrags- og energidirektorat(NVE) sin definisjon på plusskunde lyder som følger:

*Plusskunde: sluttbruker med forbruk og produksjon bak tilknytningspunkt, hvor innmatet effekt i tilknytningspunktet ikke på noe tidspunkt overstiger 100 kW. En plusskunde kan ikke ha konsesjonspliktig anlegg bak eget tilknytningspunkt eller omsetning bak tilknytningspunktet som krever omsetningskonsesjon.*

Definisjonen har vært gyldig siden 1. januar 2017 og er sitert fra NVE sin rapport *Endringer i kontrollforskriften vedrørende plusskundeordningen*. Endringen i kontrollforskriften sier samtidig at plusskunder er, uavhengig av nettselskap, fritatt fra å betale andre tariffledd for innmating. (16)

### 3.2 Plusskunde

En plusskunde er en kunde som i hovedsak produserer strøm til eget forbruk, og som kan levere eventuell overskuddskraft inn på nettet. De som ønsker å bli plusskunder må selv inngå en av-

tale med sitt lokale nettselskap. Alle nettselskap er pålagt å inngå avtale med kunder som vil bli plusskunde(17). Nettselskapene stiller som regel tekniske krav til anlegget og krav til installatør. Plusskunder har de samme rettighetene og pliktene til leveringskvalitet, spenningskvalitet, tilknytningsplikt, anleggsbidrag og leveringsplikt. Nettselskapet kan stille krav til tilknytningen slik at anlegget samsvarer med de lover og regler som er pålagt nettselskapet. Nettselskapet kan ikke kreve anleggsbidrag fra plusskunden, med mindre kunden øker sitt overbelastningsvern. Det stilles krav til en smart måler hos plusskunden for at den skal kunne levere overskuddsstrøm til nettet.(18)

### **3.3 Tekniske krav**

Nettselskapene stiller tekniske krav til produksjonsanlegget til en plusskunde. Kunden må ha en strømmåler som måler strøm i begge retninger, og anlegget skal kobles ut ved strømbrudd i nettet. Innmatet strøm i nettet skal ikke føre til lavere spenningskvalitet for andre kunder i nettet. Blant annet har Hafslund og BKK spesifisert på sine nettsider at REN-blad 0342 er gjeldene retningslinjer for anlegg opp til 25 kW, og at installert utstyr skal være sertifisert i henhold til enten tysk norm VDE 4105-2011 eller europeisk norm EN 50438:2013. (19) (20)

### **3.4 Kostnader**

Kunden må selv betale for produksjonanlegget. Alle strømkunder i Norge skal innen 1. januar 2019 ha tatt i bruk smarte målere(21). Hvis ikke AMS-måler har blitt installert hos plusskunden ennå, kan kunden velge å få den installert, men må betale kostnadene for dette selv(19).

### **3.5 Enova-støtte**

Enova gir støtte til produksjonanlegg som inkluderer 35% av kostandene for anlegget opp til 10 000 kr, i tillegg til 1250 kr per kW installert effekt. Dette gjelder opp til 15 kW installert effekt.

Det vil si at maksimal støtte er totalt 28750 kr. Enova stiller krav til at installasjonen er utført av et registrert firma i tillegg til at dokumentasjon av kostnader er i henhold til norske lover og forskrifter. (22)



# Kapittel 4

## Leveringskvalitet i kraftsystemet

Fenomener som påvirker leveringskvaliteten i kraftsystemet er blant annet frekvens, langsomme spenningsvariasjoner, kortvarige over- og underspenninger, spenningsprang, flimmer, spenningsusymmetri og overharmoniske spenninger.

Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet(FoL), eller leveringskvalitetsforskriften, stiller krav ved forekomst av disse fenomenene. Formålet med forskriften er å sikre en tilfredsstillende leveringskvalitet og samfunnsmessig drift samt utvikling og utbygging av kraftsystemet. Allmenne og private interesser skal tas hensyn til. (23)

### 4.1 Frekvens

For områder uten fysisk tilknytning til tilgrensende overføringsnett skal frekvensen holdes innenfor et frekvensområde på 50 Hz  $\pm 2\%$ , det betyr at den kan være mellom 49 Hz og 51 Hz.(23)

Avvik i frekvens kan føre til feil hastighet og avvik i ytelse i elektriske motorer, endring i resonansfrekvens i harmoniske filtre og at elektriske klokker går feil.(24)

## 4.2 Langsomme spenningsvariasjoner

Langsomme spenningsvariasjoner er endringer i spenningsens stasjonære effektivverdi målt over et gitt tidsintervall. Kravet til spenningskvalitet er at langsomme variasjoner i spenningsens effektivverdi skal være innenfor  $\pm 10\%$  av nominell spenning. Dette gjelder for gjennomsnittet over et minutt i tilknytningspunkt i lavspenningsnettet. (23).

Avvik fra tillatt spenningsnivå kan føre til havari på elektrisk utstyr, forkortet levetid på elektriske komponenter, feilfunksjon og trip på elektriske apparater og motorer, og dårlig lysutbytte. Kilder til langsomme spenningsvariasjoner kan være svake nett, store lastvariasjoner, for store hovedsikringer hos nettkunder og feiltrinnede transformatorer. Derfor kan tiltak for å hindre dette være å forsterke nettet, separere last, utskiftning eller trinning av transformatorer, innføre lastbegrensning hos kundene eller bruk av spenningsbooster og fasekompensering. (24)

## 4.3 Kortvarige over- og underspenninger og spenningsprang

Kortvarige underspenninger, eller spenningsdipp, og kortvarige overspenninger er at spenningsens effektivverdi faller under 90 % eller går over 110 %, med varighet fra 10ms til 60s. Følgende krav stilles til kortvarige over- og underspenninger og spenningsprang:

$\Delta U_{stasjonær} \geq 3\%$  og  $\Delta U_{maks} \geq 5\%$  er tillatt maksimalt 24 ganger per flytende 24-timersperiode for nominelle spenninger mellom 0,23 kV og 35 kV, og 12 ganger per flytende 24-timersperiode for nominelle spenninger større enn 35 kV. (23)

Årsaker til spenningsdipp er først og fremst kortslutninger i nettet, men også gjeninnkoblinger mot feil og store lastpålegg. Spenningsdipp er et av fenomenene som fører til størst tap for norske nettkunder. Konsekvensene av spenningsdipp kan være feil på, eller utkobling av, elektrisk utstyr som kan føre til skader og produksjonstap på anlegg. Årsaker til kortvarige overspenninger er enpolte jordfeil eller lastavslag, eller store lastavslag eller lastvariasjoner der spenningen er høy. Kortvarige overspenninger er mer alvorlig fordi det ofte forårsaker havari på elektriske apparater, med de forekommer sjeldnere enn de kortvarige underspenningene og derfor er de kortvarige overspenningene et mindre problem kostnadmessig. (24)



Et spenningsprang er når spenningen er innenfor tillatte grenser, men spenningsendringen skjer hurtigere enn 0,5 % av avtalt spenningsnivå per sekund. Årsaker til spenningsprang kan være inn- og utkoblinger av store laster der nettet er svakt. Spenningsprang skaper sjeldent problemer for elektriske apparater, men kan forårsake flimrer.(25)

## 4.4 Transiente overspenninger

Transiente overspenninger er høyfrekvente overspenninger som normalt har varighet innenfor en halvperiode. Stigetiden på overspenningen varierer mellom mindre enn ett mikrosekund og noen få millisekunder. (23)

Transiente overspenninger kan blant annet komme av lynnedslag, koblinger i nettet, sikringsbrudd, kommuntering i krafteletroniske omformere lysbuer og overslag i dårlige kontakter og lastkoblinger. Det kan føre til havari, feilfunksjoner og redusert levetid på elektrisk utstyr.(24)

## 4.5 Flimrer

Flimrer er synlige variasjoner i lyset fra en lyskilde på grunn av variasjoner i spenningen. Typiske årsaker til flimrer er laster som krever høy effekt raskt. Eksempler på slike laster er lysbueovner og sveiseutstyr.(26)

Flimrerintensitet deles inn i korttidsintensitet og langtidsintensitet. Korttidsintensitet,  $P_{st}$ , måles over en timinuttersperiode. Langtidsintensitet,  $P_{lt}$  beregnes ut i fra 12  $P_{st}$ -verdier over et intervall på to timer:  $P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{sti}^3}{12}}$ .

Flimrerintensiteten skal ikke overstige følgende:  $P_{st}[pu] \leq 1,2$  for nominelle spenninger mellom 0,23 kV 35 kV og  $P_{st}[pu] \leq 1,2$  for nominelle spenninger høyere enn 35 kV. Dette gjelder 95 % av uken.  $P_{lt}[pu] \leq 1,0$  for nominelle spenninger mellom 0,23 kV og 35 kV og  $P_{lt}[pu] \leq 0,8$  for nominelle spenninger større enn 35 kV. Dette gjelder 100 % av tiden.(23)

## 4.6 Spenningsusymmetri

Spenningsusymmetri er definert i FoL slik:

*Spenningsusymmetri: Tilstand i et flerfaset system hvor linjespenningenes effektive verdier (grunnharmonisk komponent), eller fasevinklene mellom etterfølgende linjespenninger, ikke er helt like.*

Forholdet mellom spennings negative sekvenskomponent og spennings positive sekvenskomponent gir grad av usymmetri. Grad av usymmetri uttrykkes ved formel 4.1

$$\frac{U_-}{U_+} = \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \cdot 100\% \quad (4.1)$$

hvor:

$$\beta = \frac{U_{12}^4 + U_{23}^4 + U_{31}^4}{(U_{12}^2 + U_{23}^2 + U_{31}^2)^2} \quad (4.2)$$

Spenningsusymmetri i et tilknytningspunkt skal være mindre enn 2 % for et gjennomsnitt over ti minutter:  $\frac{U_-}{U_+} < 2\%$  (23)

Usymmetri kan føre til økt spenningsfall, mer tap, økt strømbelastning i faser, problemer i trefase motorer og kraftelektronisk utstyr. (24)

## 4.7 Overharmoniske spenninger

Overharmoniske spenninger er sinusspenninger der frekvensen er et multiplum av forsynings-spenningens grunnharmoniske frekvens. Total harmonisk forvrengning er gitt av ligning 4.3 og individuell harmonisk forvrengning av spenningen er gitt av ligning 4.4. (23)

$$\%THD_U = \frac{\sqrt{\sum_2^{40} U_k^2}}{U_1} \cdot 100\% \quad (4.3)$$

$$\%U_K = \frac{U_K}{U_1} \cdot 100\% \quad (4.4)$$

For nominelle spenninger mellom 0,23 kV og 35 kV skal total harmonisk forvrengning til kurveformen til spenningen ikke overstige 8 % målt som gjennomsnitt over ti minutter, og 5 % målt som gjennomsnitt over en uke.

Individuelle overharmoniske spenninger skal ikke overstige verdier avhengig av hvilken orden overspenningene er. Verdiene er gitt i leveringskvalitetsforskriften. (23)



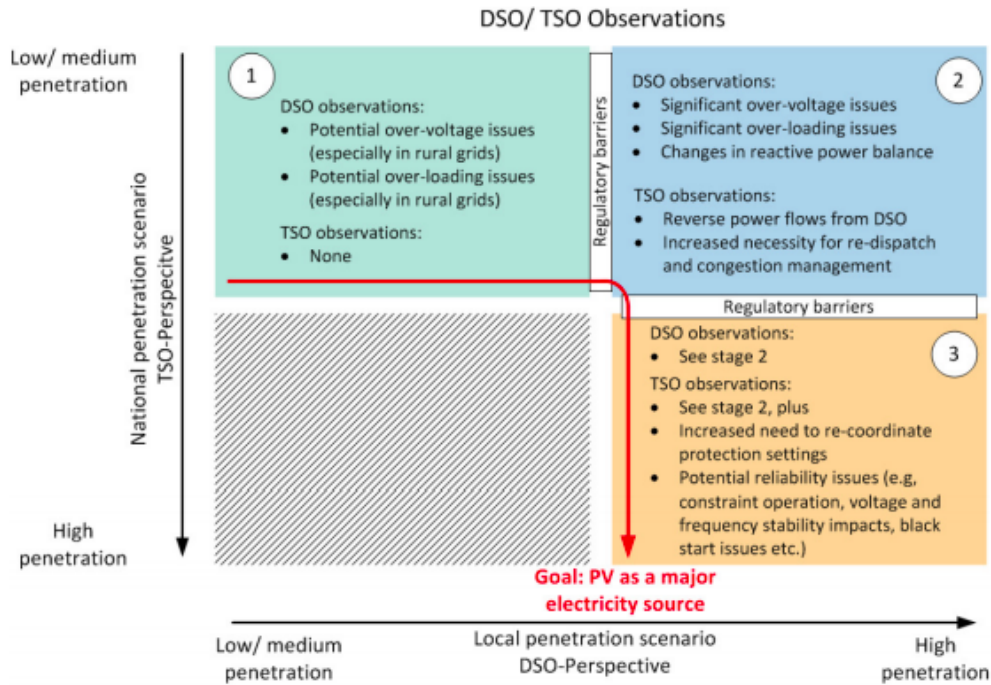
# Kapittel 5

## Høy installert solcellekapasitet i lavspente distribusjonsnett

### 5.1 utfordringer

Når det er installert mye solceller i lavspente distribusjonsnett nettet kan det oppstå problemer knyttet til reversert kraftflyt og nettstabilitet. Hvis den lokale produksjonen fra solcellene er høyere enn forbruket og overskuddet mates ut på nettet, oppstår det reversert kraftflyt. Reversert kraftflyt kan føre til spenningsøkninger. Fra leveringskvalitetsforskriften gjelder det at spenningen ikke skal være utenfor  $\pm 10\%$  av nominell spenning. Reversert kraftflyt kan også føre til ekstra kraftflyt i transmisjonsnett. (12)

International Energy Agency, IEA, definerer tre stadier for grad av integrasjon av solceller i distribusjonsnett. Stadium 1 innebærer liten grad av installert solcellekapasitet i noen få distribusjonsnett der lokalt forbruk er høyere enn lokal produksjon. Stadium 2 innebærer høy grad av installert solcellekapasitet i noen få distribusjonsnett, der lokal produksjon er høyere enn lokalt forbruk slik at det blir effektflyt i begge retninger. Stadium 3 er høy grad av installert solcellekapasitet i mange distribusjonsnett slik at solkraft er viktig kilde til elektrisitet. Figur 5.1 viser et diagram som beskriver de tre stadiene og potensielle tekniske utfordringer som observeres av DSO'er og TSO'er. (4)



Figur 5.1: IEA Task 14 sin modell av ulike stadier av solcelleintegrasjon. Hentet fra: (4)

I stadium 1 kan det potensielt oppstå problemer med for høye spenninger og for høy last i rurale distribusjonsnett. I stadium 2 kan det oppstå større problemer med for høye spenninger og for høy effektflyt, i tillegg til endringer i den reaktive effektflyten. Reversert kraftflyt kan også nå regionalnett/sentralnett. Det blir nødvendig med økt overbelastningskontroll. Stadium 3 vil ha de samme utfordringene som scenario 2 i distribusjonsnett og sentralnett, men det kan i tillegg være mer problemer knyttet til spenninger og frekvens.

## 5.2 Tiltak

Det er flere tiltak som kan gjøres for å muliggjøre høy integrasjon av nettilknyttede solcelleanlegg.

### 5.2.1 Reaktiv effektstyring

Statisk forsyning av reaktiv effekt brukes for å holde spenningen innenfor tillatte områder. Endringen i reaktiv effekt skjer da i løpet av minutter eller sekunder. Ved å tilføre reaktiv effekt i lavspenningsnett, vil det bli en ekstra flyt av reaktiv effekt i ledere og transformatorer i nettet som minker spenningsøkninger grunnet distribuert produksjon. Ved høyere X/R rate, forhold mellom reaktansen og resistansen i nettet, har reaktiv effekt høyere effekt på spenningsverdien. I lavspenningsnett er ofte X/R raten lav.

Dynamisk forsyning av reaktiv effekt kreves ved alvorlige spenningsfall. Endringen i reaktiv effekt skjer i løpet av millisekunder. (4).

### 5.2.2 Aktiv effektstyring

Reduksjon av aktiv effekt levert fra solcellesystemer brukes av nettselskaper for å håndtere kortvarige overbelastninger fra solcellesystemer. Den enkleste formen for aktiv effektstyring er å bruke vekselretteren til å redusere effekten ut av solcellesystemet ved å sammenlikne med et referansesignal. Referansesignalet kan være spenningen i tilknytningspunktet eller et eksternt punkt. For å hindre at spenningen blir høyere enn det tillatte nivået, kan vekselretteren justere effekten ut på nettet for å bidra til spenningsstabilitet og hindre overbelastning uten at hele anlegget må kobles fra. For fjernstyrt effektstyring trengs kommunikasjonssystem mellom solcelleanleggene og nettoperatøren. (4)

### 5.2.3 Laststyring og energilagring

Ved å redusere aktiv effekt levert fra et solcellesystem, reduseres også lønnsomheten til solcelleanlegget. I stedet for å redusere effekten for å regulere spenningen, kan energilagring eller laststyring brukes for å ikke tape energi og redusere lønnsomheten av solcellesystemet.

Energilagringssystemer kan lagre overskuddsenergi når solcelleanleggene produserer mer enn det som forbrukes, for å unngå å sende for mye kraft til nettet.

Laststyring kan gjøres ved å forsøke å få lastprofilen til å sammenfalle med produksjon fra solcelleanlgene. Dette kan for eksempel gjøres ved å lade elbil og varme opp varmtvannstanken midt på dagen når det produseres mest strøm. (4)



# Kapittel 6

## Lastflytanalyse

Under balanserte trefase stasjonære forhold skal kraftproduksjon dekke etterspørsel og tap, node-spenninger skal ikke avvike for mye fra merkespenning, generatorer må operere innenfor gitte grenser for aktiv og reaktiv effekt, og overføringslinjer og transformatorer skal ikke overbelastes. (27)

Hver node  $k$  i et system har følgende verdier knyttet til seg:

- Spenningsverdi  $V_k$
- Fasevinkel  $\delta_k$
- Netto levert aktiv effekt  $P_k$
- Netto levert reaktiv effekt  $Q_k$

Et lastflytproblem regner ut spenningsverdi og fasevinkel i alle noder i systemet, samt aktiv og reaktiv effektflyt i alle grener. For å løse problemet må to av variablene i hver node være kjente, mens de to ukjente regnes ut. Det antas balansert trefase stasjonære forhold.

Nodene i systemet deles inn i tre kategorier:

- Referansenode/svingmaskin: Denne noden er referansenode for spenning. Referansespenningen settes ofte til  $1\angle 0^\circ$  p.u.  $P_k$  og  $Q_k$  er ukjente.
- PQ-node/lastnode:  $P_k$  og  $Q_k$  er spesifisert, og  $V_k$  og  $\delta_k$  er ukjente.

- PV-node/kraftstasjon:  $P_k$  og  $V_k$  er spesifisert,  $Q_k$  og  $\delta_k$  er ukjente.

Nodeadmittansmatrisen,  $\mathbf{Y}_{\text{bus}}$ , inneholder data om overføringslinjene og kablene, og transformatorer. Diagonalelementene,  $Y_{kk}$ , er summen av admittansene koblet til node  $k$ . Ikke-diagonalelementene,  $Y_{kn}$ , er den negative av admittansen mellom node  $k$  og node  $n$ , der  $k \neq n$ .

Ved å bruke en vektor med alle nodestrømmene,  $\mathbf{I}$ , admittansmatrisen,  $\mathbf{Y}_{\text{bus}}$ , og en vektor med nodespenningene,  $\mathbf{V}$ , kan lastflytligningene utledes:

$$\mathbf{I} = \mathbf{Y}_{\text{bus}} \mathbf{V} \quad (6.1)$$

For node  $k$  blir  $I_k$  summen av strømmene inn til noden:

$$I_k = \sum_{n=1}^N Y_{kn} V_n \quad (6.2)$$

der  $N$  er antall noder knyttet til node  $k$ .  $S_k$  er kompleks effekt levert til node  $k$ .

$$S_k = P_k + jQ_k = V_k I_k^* \quad (6.3)$$

Ligning 6.4 gis ved å kombinere ligning 6.2 og 6.3:

$$P_k + jQ_k = V_k \left[ \sum_{n=1}^N Y_{kn} V_n \right]^* \quad (6.4)$$

Uttrykkene for spenning og admittans kan skrives på følgende måte:

$$V_n = |V_n| e^{j\delta_n}$$

$$Y_{kn} = |Y_{kn}| e^{j\theta_{kn}} = G_{kn} + jB_{kn}$$

der

$$\theta_{kn} = \delta_k - \delta_n$$

og brukes til å skrive om ligning 6.4 til ligning 6.5.

$$P_k + jQ_k = V_k \sum_{n=1}^N Y_{kn} V_n e^{j(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn})} \quad (6.5)$$

Aktiv og reaktiv effekt kan da skrives som

$$P_k = V_k \sum_{n=1}^N |Y_{kn}| |V_n| \cos(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn}) \quad (6.6)$$

$$Q_k = V_k \sum_{n=1}^N |Y_{kn}| |V_n| \sin(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn}) \quad (6.7)$$

eller

$$P_k = V_k \sum_{n=1}^N V_n \left[ G_{kn} \cos(\delta_k - \delta_n) + B_{kn} \sin(\delta_k - \delta_n) \right] \quad (6.8)$$

$$Q_k = V_k \sum_{n=1}^N V_n \left[ G_{kn} \sin(\delta_k - \delta_n) - B_{kn} \cos(\delta_k - \delta_n) \right] \quad (6.9)$$

Ligning 6.8 og 6.9 brukes til å finne lastflytløsningen i det ikke-lineære systemet ved for eksempel Newton-Raphson eller Gauss-Seidel metoden. (27)

## 6.1 MATPOWER

MATPOWER er et simulerings- og optimeringsverktøy for elektriske kraftsystemer. MATPOWER er en pakke med M-filer for MATLAB, som løser lastflyt- og optimal lastflytproblemer. For å kjøre en lastflytsimulering trengs input data med alle relevante parametere i kraftsystemet. Deretter påkalles funksjonen som kjører simuleringen og resultatene printes til skjerm eller lagres i data-structer eller filer.

Datasettet med inputparametere organiseres i en *mpc* struct, MATPOWER case struct, og inne-

holder nødvendig informasjon om de forskjellige nodene i nettet. Funksjonen *runpf* tar inn *mpc* som argument og kjører lastflyen i systemet gitt i structen. Standard løsningsmetode på lastflyt i MATPOWER er Newtons metode.

Feltene som danner *mpc*-structen er:

- version
- baseMVA
- bus
- gen
- branch

der baseMVA er en skalar og de andre feltene er matriser.

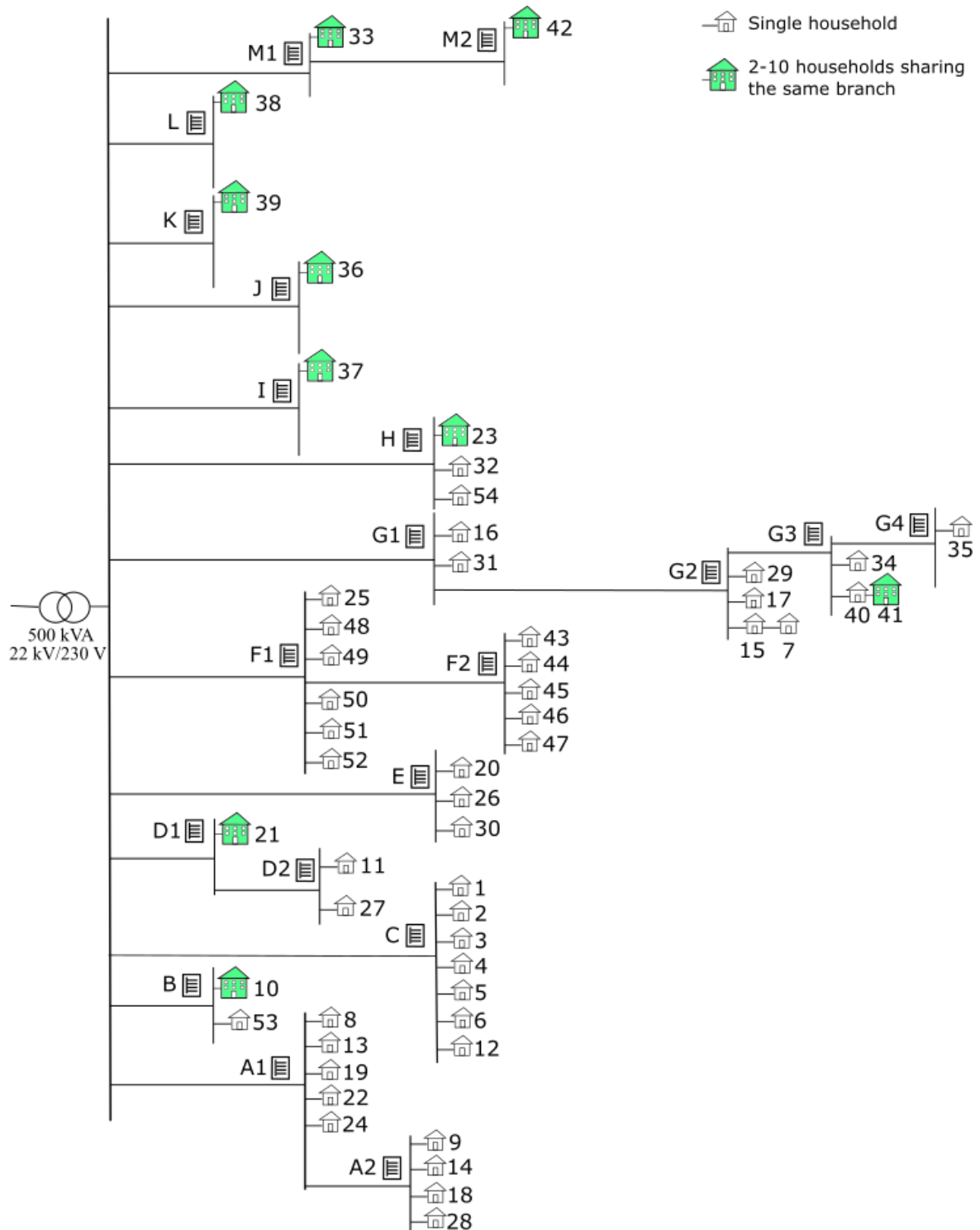
Bus inneholder lastinformasjon til nodene, gen er generatordata som injeksjon av kompleks effekt og branch er data om overføringsgrener og transformatorer. Hver rad i en matrise hører til en enkelt node, gren eller generator. Overføringslinjer og kabler, transformatorer og faseskifte-re modelleres som en gren etter standard PI-modell. Laster er modellert som forbrukt effekt i noden. Generatorer er modellert som injeksjon av kompleks effekt ved en node. (28)

# Kapittel 7

## Datasett

Nettet som blir studert i denne oppgaven er basert på data levert av Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk(NTE). Aktiv effektforbruk hos alle sluttforbrukere og informasjon om alle grenene for hver time i 2012 er gitt. 2012 var skuddår, og antall timer med målinger er derfor 8784. Systemet består i utgangspunktet av 95 forbrukernoder i Steinkjer i Trøndelag. Dataen er reparert og bearbeidet i en tidligere masteroppgave ved NTNU (5).

En del av forbrukernodene har blitt samlet til en felles last, slik at system er forenklet til 54 forbrukernoder. Forbrukere som er samlet i en felles node er for eksempel rekkehus og boligblokker som deler samme tilkoblingslinje. I tillegg til 54 sluttbrukere består nettet av en 500 kVA transformator og 20 fordelingslinjer, A1-M2. Spenningsnivået i nettet er 230V og effektfaktoren er 0.98. Figur 7.1 viser nettet etter sammenslåing til 54 sluttforbrukere.



Figur 7.1: Et nett i Steinkjer med 54 forbrukernoder og 20 fordelingslinjer. Hentet fra: (5)

Node nummer 10 er et eldreheim, node nummer 32 er en matbutikk og node nummer 53 er en skole.

# Kapittel 8

## Metode

### 8.1 Simulering i MATLAB

*Deler av dette delkapittelet er tatt fra prosjektoppgaven.*

#### 8.1.1 Beregning av produksjon fra solceller i MATLAB

Produksjon fra solcellanleggene ble beregnet i MATLAB med formel 2.3 i kapittel 2.3 med  $\eta_{transp} = 1,206$ .  $\eta_{transp}$  er beregnet i masteroppgaven *Utilizing EV Batteries as a Flexible Resource at End-user Level* og gjelder for Trondheim(15). Virkningsgraden på solcelleanlegget som er brukt er 77% uten temperaturpåvirkning. Det er oppgitt at virkningsgraden er estimert i PVWATTS i boken *Renewable and Efficient Electric Power Systems* av Gilbert M. Masters(13). Solcellemodulen som er brukt er Okysol Premium-Line 60 cells polycrystalline, OKP250. I databladet for solcellemoduler er det oppgitt at  $NOCT = 45^{\circ}C$  og temperaturkoeffisient  $\alpha_T = -0,420\%/^{\circ}C$  (29).

Værdata, temperatur og solinnstråling, fra 2012 er lastet ned fra AgroMetBase som er en del av Ladsbruksmeteorologisk tjeneste, et prosjekt av Norsk institutt for bioøkonomi(30). Det ble brukt timesverdier fra målestasjonen på Skjetlein i Trondheim kommune.

### 8.1.2 Lastflytanalyse

Analysene som har blitt gjort i denne oppgaven har blitt gjort for hver time i 2012.

En lastflytanalyse i MATPOWER/MATLAB ble gjort uten at det var installert solceller i nettet, for å sjekke spenningsnivå og effektflyt. Deretter ble det gjort effektflytanalyse når solcellekapasitet er installert jevnt fordelt utover nettet.

effektflytanalyse med integrert solcellekapasitet ble gjort ved å trekke fra produsert effekt fra solcellene hver time fra lastprofilene gitt av NTE. Produsert effekt fra solcelleanleggene er regnet ut som beskrevet i kapittel 2.1. Spenningsnivå i alle nodene og tilsynelatende effekt i alle grenene har blitt undersøkt når 10 kWp, 15 kWp og 20 kWp er installert hos hver sluttbruker i nettet. Det tilsvarer en total installert effekt i nettet på henholdsvis 540 kWp, 810 kWp og 1080 kWp.

#### Størrelse på anlegg

Valg av tall på installert solcellekapasitet som er undersøkt er basert på at 10 kWp ikke skaper problemer i nettet, privatkunder får støtte fra Enova for anlegg opp til 15 kWp og begrensning på hvor mye det er plass til på et hustak.

Ved se på to eksempelhus hvor det antas at det optimal vinkel på takene lik 45 grader(31) og at takene er sørvendt, vil et hus med grunnflate på  $12 \times 8 \text{ m}^2$  ha plass til  $12 \times 3$  moduler på taket. Med solcellepanelene brukt i bergeningen av solproduksjon gir det 36 moduler med merkeeffekt lik 250W og et solcelleanlegg på 9kWp. Et hus med grunnflate på  $14 \times 14 \text{ m}^2$  har plass til  $14 \times 6$  moduler med optimal takvinkel. Dette gir et solcelleanlegg med kapasitet på 21kWp.

### 8.1.3 Effektbegrensning

Effektbegrensning ble gjort ved å først redusere effekten ut slik at ingen spenninger er over de tillatte 10 % av nominell spenning. Etter at alle nodespenninger var innefor tillatt nivå, ble produsert effekt redusert ytterligere slik at ingen overføringsgrener har effektflyt som overskrider overføringskapasiteten.

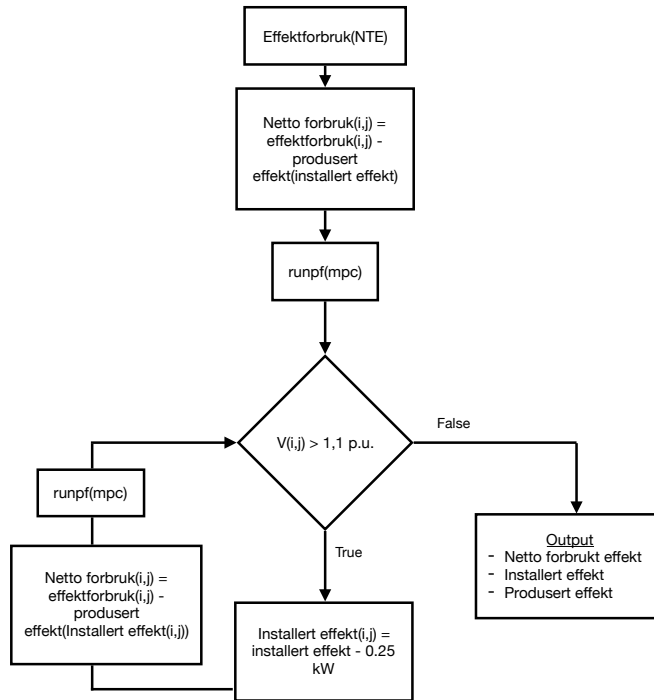


Det ble undersøkt hvordan det totale effekttapet i nettet påvirkes når solceller installeres. Tapene er beregnet etter at effektbegrensning er utført.

Beregninger effektbegrensninger og tap har blitt gjort på installerte effekter med steg på 2,5 kWp hos hver sluttbruker. Det tilsvarer steg på 135 kWp totalt installert effekt i nettet.

### **Spenningsreduksjon**

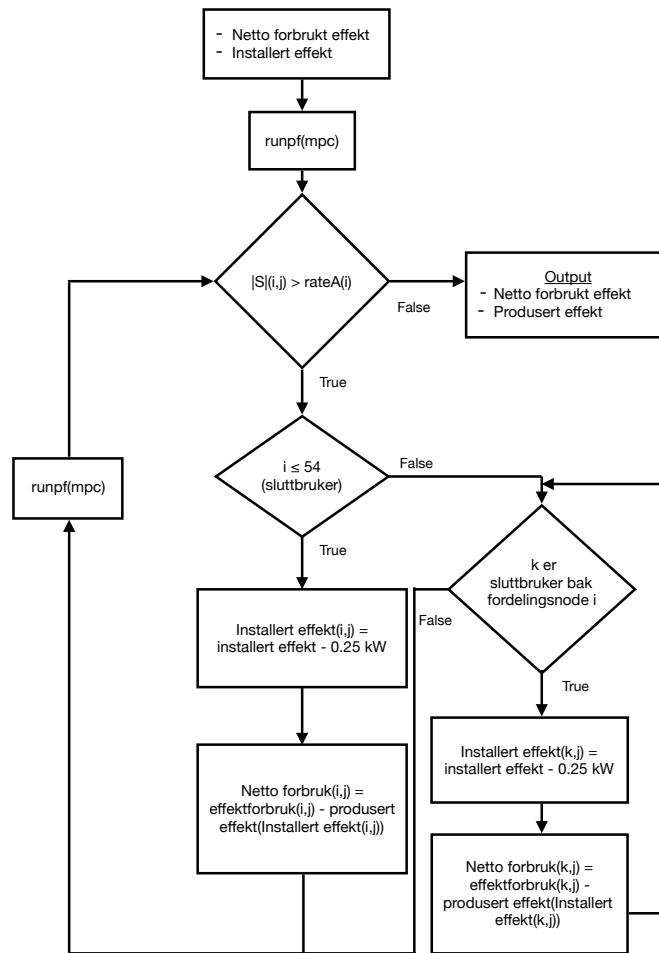
Spenningsreduksjon ble utført ved at effekt matet ut på nettet fra solcelleanleggene ble redusert så lenge spenningen et sted i nettet på et tidspunkt overskrider tillatte spenningsnivå. Effekt ut ble redusert ved å redusere solcelleproduksjonen på de aktuelle sluttbrukernodene i de aktuelle timene. Figur 8.1 viser et flytskjema av hvordan dette ble gjort i MATLAB.



Figur 8.1: Flyskjema som illustrer hvordan solcellekapasiteten blir redusert når spenningen er for høy i node nummer i og i time nummer j.

### Effektflytreduksjon

Etter at produksjonen ble redusert ved for høye spenninger, ble det sjekket for overbelastning i overføringsgrenene i systemet. For å redusere effektflyten ved overbelastning, ble produksjonen i alle sluttbrukernodene bak den aktuelle redusert. Figur 8.2 viser et flytskjema av hvordan dette er løst i MATLAB. Netto forbrukt effekt og installert effekt som input i figur 8.2 er output fra figur 8.1.



Figur 8.2: Flyskjema som illustrer hvordan solcellekapasiteten blir redusert når gren nummer i er overbelastet i time nummer j.

## 8.2 LCOE - Levelized cost of electricity

LCOE står for Levelized Cost of Electricity og er produksjonskostnaden på elektrisitet gjennom produksjonsanleggets levetid. LCOE brukes til å sammenligne forskjellige metoder å produsere elektrisitet på. Kostnadene for elektrisitet produsert av solcelleanleggene kan regnes ut ved å bruke formel 8.1.

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (8.1)$$

hvor:

$I_0$  er investeringskostnader

$C_t$  er kostnader i år  $t$

$E_t$  er energiproduksjon i år  $t$

$r$  er diskonteringsrate

$t$  er år nr.

$T$  er økonomisk levetid på prosjektet

Verdiene som ble brukt i utregningene er basert på antagelser og forutsetninger for beregninger av LCOE på eneboliger, gjort av Multiconsult: (32)

- Årlige drifts- og vedlikeholdskostnader: 0,5% av systempris
- Diskonteringsrate: 5%
- Økonomisk levetid: 25 år

Energiproduksjonen er regnet ut i MATLAB som beskrevet i kapittel 8.1.1. Det antas at solcellene produserer like mye strøm gjennom hele sin levetid for å kunne sammenligne før og etter effektbegrensning.

### 8.2.1 Systemkostnader

I denne oppgaven defineres systemkostnaden som kostnaden for selve anlegget og installasjonskostnader.

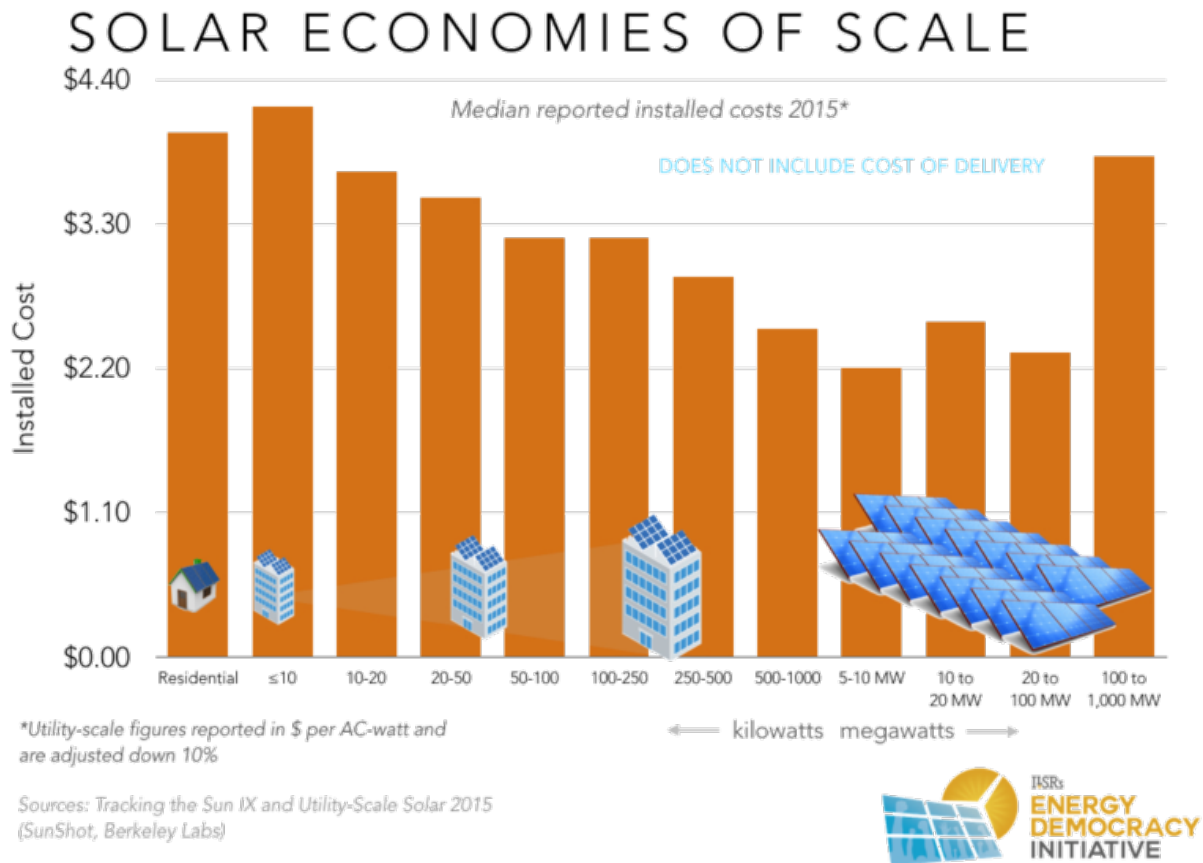
#### Konstant systemkostnad

I denne oppgaven brukes en systempris på solcelleanleggene lik 15 kr/Wp når det antas at kostnadene ikke varierer med størrelse på anleggene. Systemprisen er basert på mailkorrespondanse

med Martin Brunstad Høydal iGTEK AS, et firma som tilbyr solcellepakker, og prisen på anlegget som er montert på Høyskolen i Hedmark avdeling Evenstad(33).

### Systemkostnad avhengig av installert effekt

I tillegg undersøkes LCOE når systemkostnadene syker med størrelsen på anlegget. Figur 8.3 viser hvordan pris varier med størrelse på ulike typer anlegg. Stigningstallet for installasjonskostnader som funksjon av størrelse på anlegg er regnet ut basert på søyle nummer to, tre og fire i figur 8.3. De gir forhold mellom installasjonskostnader for solcellenanlegg mellom mindre enn 10 kWp og 50 kWp.



Figur 8.3: Kostnad i forhold til installert effekt. Hentet fra: (6)

- Kostnad for ≤ 10 kW: \$38,33
- Kostnad for 20-50 kW: \$31,66

Med Norges Bank sin gjennomsnittlige valutakurs for Amerikanske dollar på 7,8896 i de fem første månedene i 2018, blir endringen i pris 1,05 kr/kW.

$$\Delta I = \frac{\Delta Cost}{\Delta kW} = \frac{38,33 - 31,66}{50 - 0} = 0,1334\$/kW = 1,05kr/kW$$

Med utgangspunkt i at et anlegg på 10 kWp koster 15000 kr, blir ligningen for systemkostnader som funksjon av størrelse gitt av ligning 8.2:

$$I = 15000 - \Delta I \cdot P \tag{8.2}$$

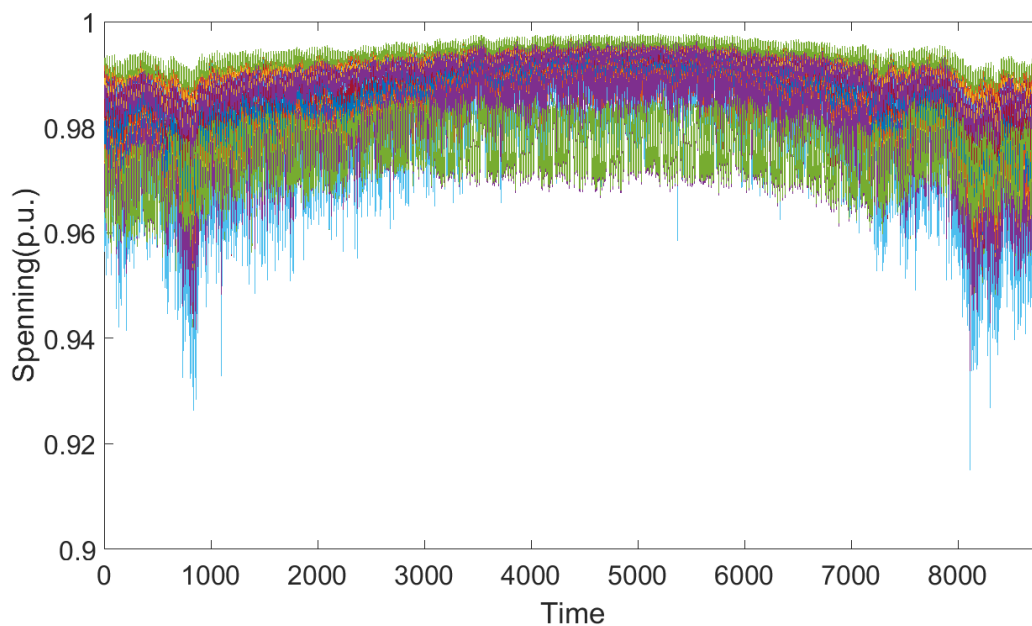
der P er installert effekt.

# Kapittel 9

## Resultater

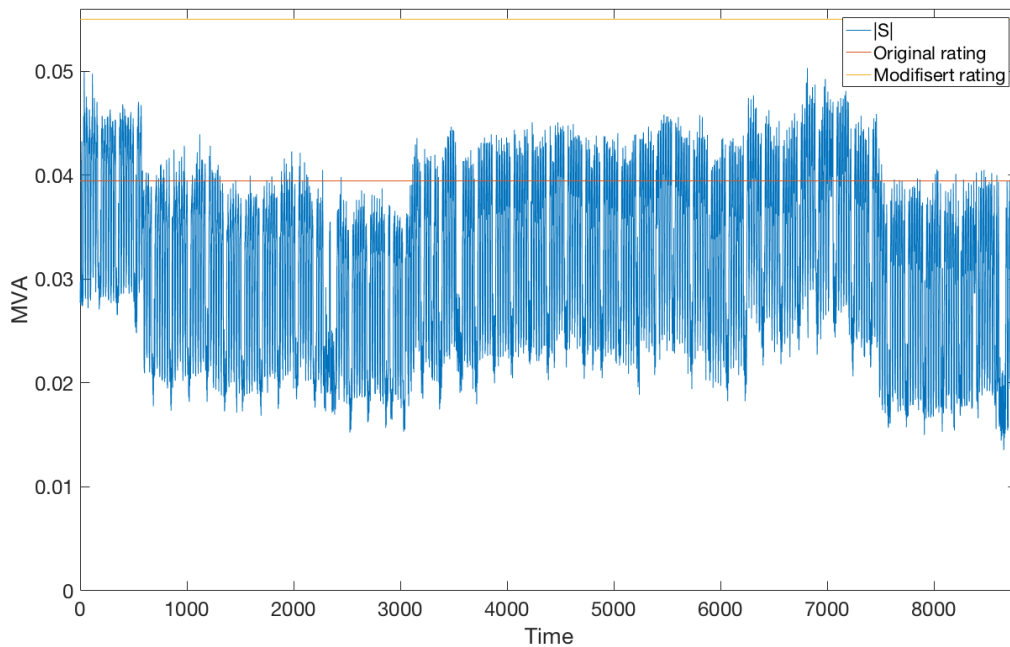
### 9.1 Ikke installert solceller

Når det ikke er installert solceller i nettet som ble beskrevet i kapittel 7, er spenningen innenfor de tillatte  $\pm 10\%$  av nominell spenning (1 p.u.) i alle noder. Figur 9.1 viser spenningsnivået for alle de 76 nodene hver time i hele året. Spenningen er hele tiden under 1 p.u.



Figur 9.1: Spenningen i p.u. i alle nodene i nettet når det ikke er installert solceller.

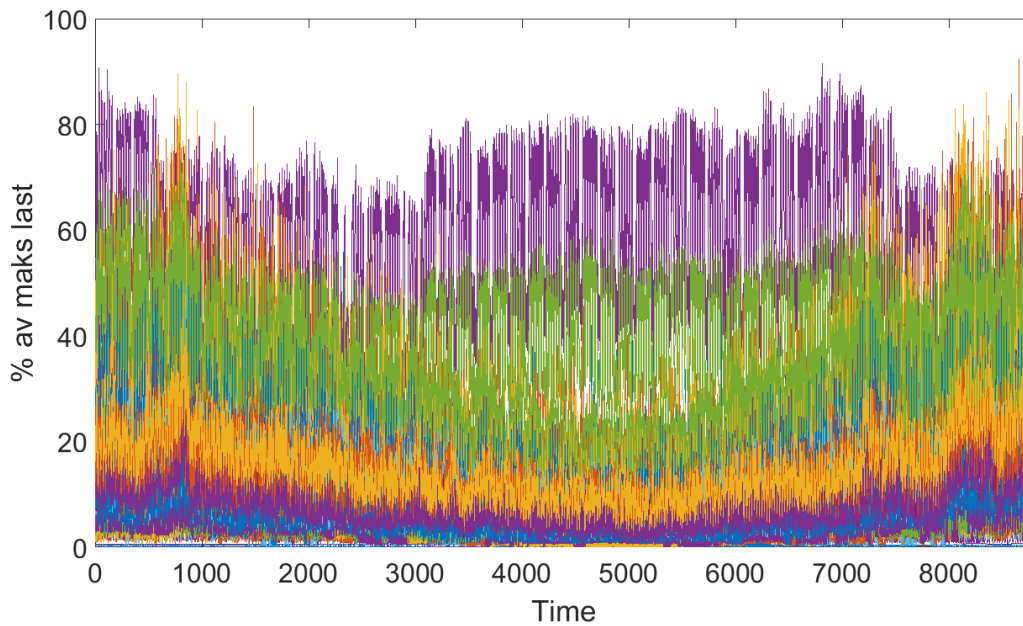
Figur 9.2 viser effektflyten i gren 32 når det ikke er installert solceller i nettet. Det antas at informasjonen om kabelen til denne sluttbrukeren er feil, da det ikke oppsto noen problemer med sikringer i løpet av hele året(5). Derfor er informasjonen justert slik at kabelen er dimensjonert for 0.055 MVA, og ikke 0.04 MVA som er oppgitt.



Figur 9.2: Antatt ny dimensjonering for overføringsgren 32.

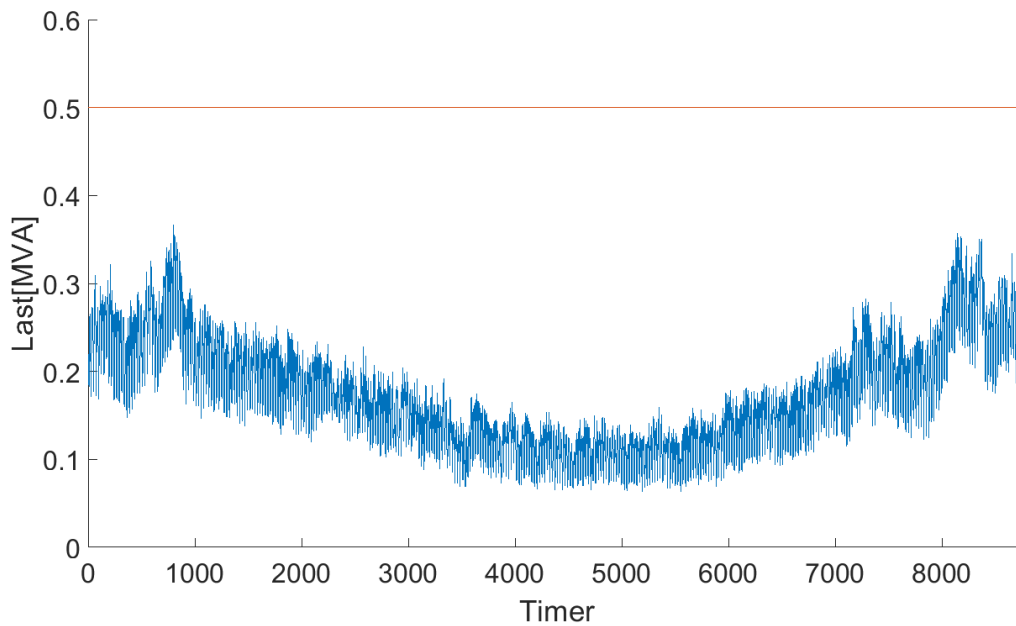
Figur 9.3 viser effektflyten, som prosent av maks effektflyt, i alle grenene i systemet når det ikke er installert solceller. Effektflyten er under 100 % av maksimal effektflyt i alle overføringslinjer og kabler.





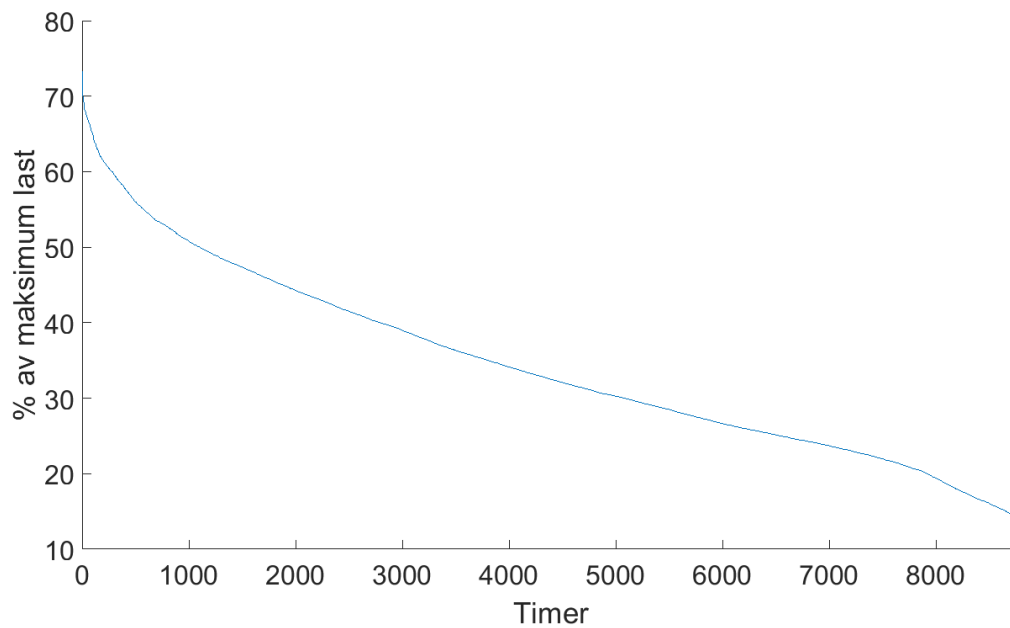
Figur 9.3: Effektflyten som prosent av maks effektflyt i alle grener.

Figur 9.4 viser lasten over transformatoren gjennom hele året. Den er dimensjonert til å tåle en økning i effektflyt. Lasten er høyest på vinteren.



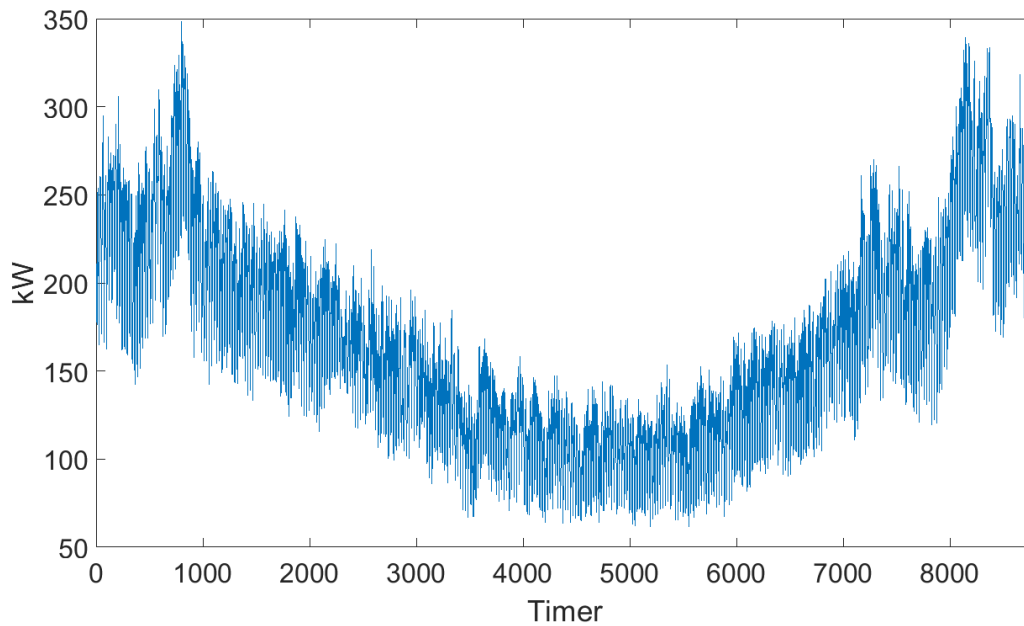
Figur 9.4: Last over transformatoren gjennom året.

Figur 9.5 viser varighetskurven til lasten over transformatoren som prosent av maks last. Den høyeste lasten er 73,4 % av maksimal last.



Figur 9.5: Varighetskuve for lasten gjennom transformatoren.

Figur 9.6 viser totalt effektforbruk for alle sluttbrukere hver time hele året. Høyeste last i systemet i en time er 348,2 kW.



Figur 9.6: Effektforbruket i systemet gjennom året.

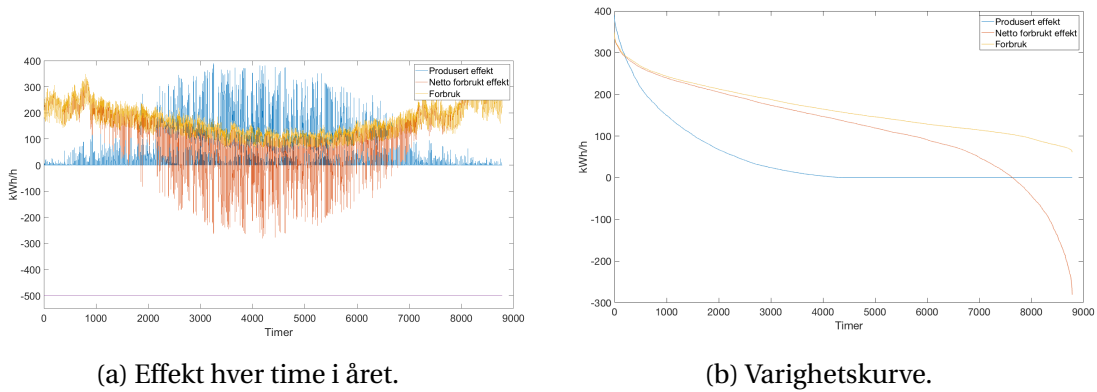
## 9.2 Solceller installert jevnt utover nettet

Alle nodespenninger er under 1,1 p.u. før 15 kWp er installert hos hver sluttbruker, og ingen grener er overbelastet før 12,5 kWp er installert hos hver sluttbruker.

### 9.2.1 540 kWp

Figur 9.7 og 9.8 viser situasjoner når det er installert 10 kWp solceller hos hver sluttbruker, totalt 540 kWp, i nettet.

Figur 9.7 viser effektforbruk, produksjon og netto forbruk for hele systemet. Høyest produsert effekt på en time er 390 kWp, som er høyere enn høyeste effekttopp i nettet. Netto forbruk i nettet er negativt i 1147 timer, som tilsvarer 13 % av året.

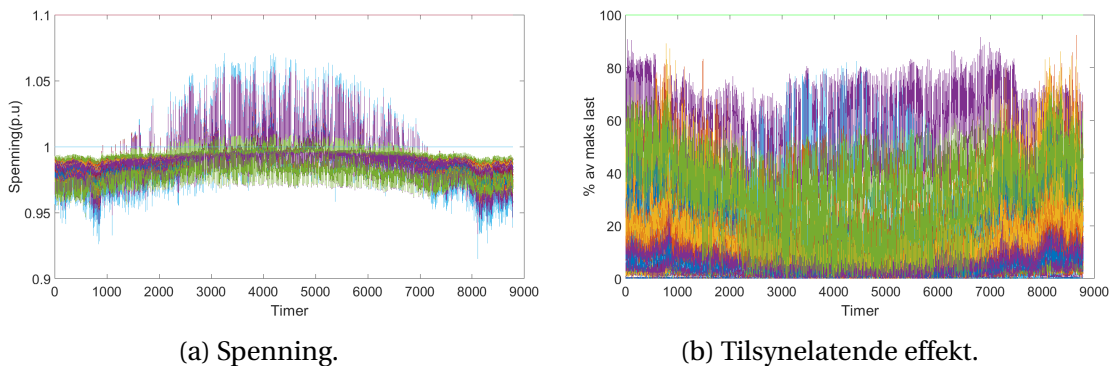


(a) Effekt hver time i året.

(b) Varighetskurve.

Figur 9.7: Effektforbruk, produksjon og netto forbrukt effekt.

Figur 9.8 viser spenning i alle noder og last i alle grener. Ingen spenningen går over 1,1 p.u. og ingen grener har for høy tilsynelatende effekt.



(a) Spenning.

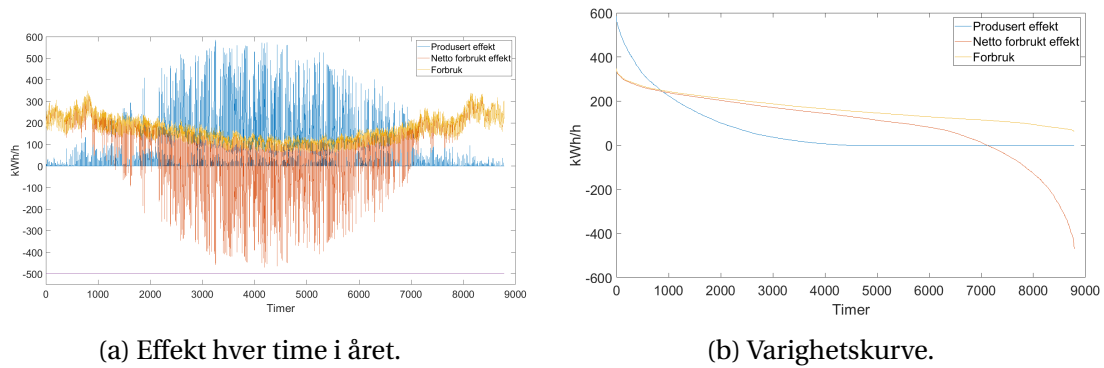
(b) Tilsynelatende effekt.

Figur 9.8: Spenning i alle noder og tilsynelatende effekt i alle grener.

## 9.2.2 810 kWp

Figur 9.9-9.11 viser situasjoner når 15 kWp er installert hos alle sluttbrukerene, totalt 810 kWp, i nettet.

Figur 9.9 viser effektforbruk, produksjon og netto forbrukt effekt i hele systemet. I dette tilfellet er høyeste produserte effekt i en time 585 kW. Netto forbrukt effekt er negativt i 1674 timer, som tilsvarer 19 % av året.

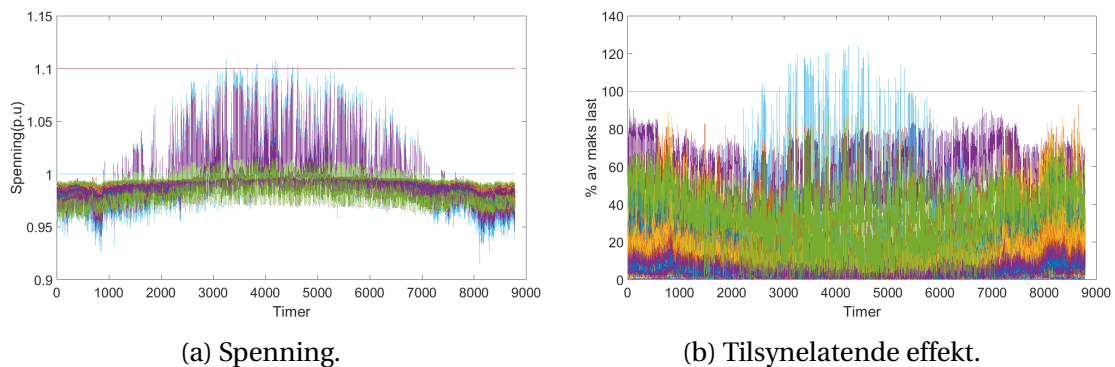


(a) Effekt hver time i året.

(b) Varighetskurve.

Figur 9.9: Effektforbruk, produksjon og netto forbrukt effekt.

Figur 9.10 viser spenning i alle noder og effektflyt i alle grener. Spenningen er for høy i node nummer 40 og 41. Node 41 har den høyeste spenningen på 1,1095 p.u. Med 810 kWp installert i nettet har linjen mellom node G1 og 31, og mellom transformatoren og F1, overbelastning. Den høyeste overbelastningen er på 124,6 % av maksimal last og befinner seg i fordelingslinje F1.

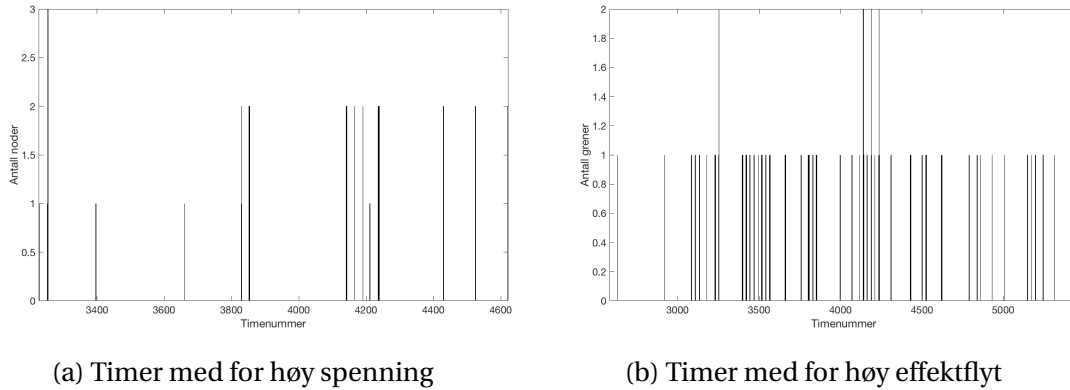


(a) Spenning.

(b) Tilsynelatende effekt.

Figur 9.10: Spenning i alle noder og tilsynelatende effekt i alle grener.

Figur 9.11 viser i hvilke timer det er for høye spenninger og for høy last. Det er for høye spenninger i 22 av timene mellom 14. mai og 11. juli. Det skjer kun en gang at det er for høy spenning i samme node to timer på rad. For høy effektflyt oppstår i 125 timer mellom 17. april og 15. august. Samme gren er overbelastet i opp til seks timer på rad.

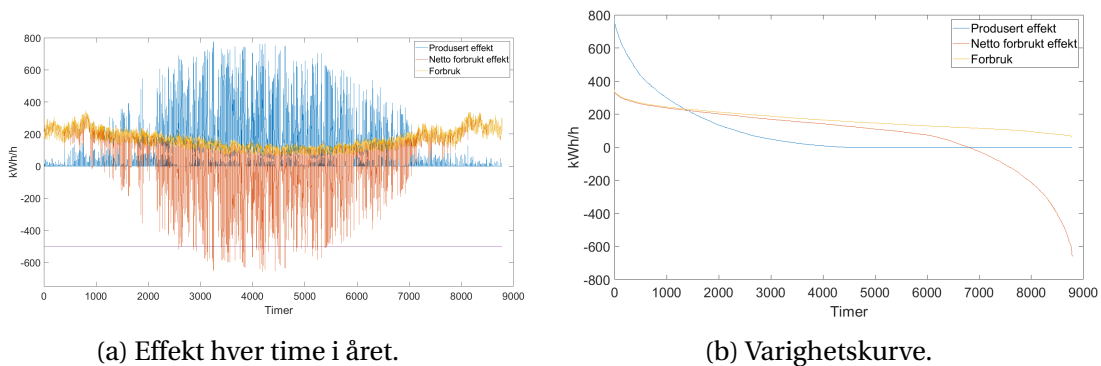


Figur 9.11: De timene i året og antall noder med for høye spenninger, og timene og antall grener i året med for høy effektflyt.

### 9.2.3 1080 kWp

Figur 9.12-9.15 viser situasjoner der 20 kWp er installert hos hver sluttbruker, totalt 1080 kWp, i nettet.

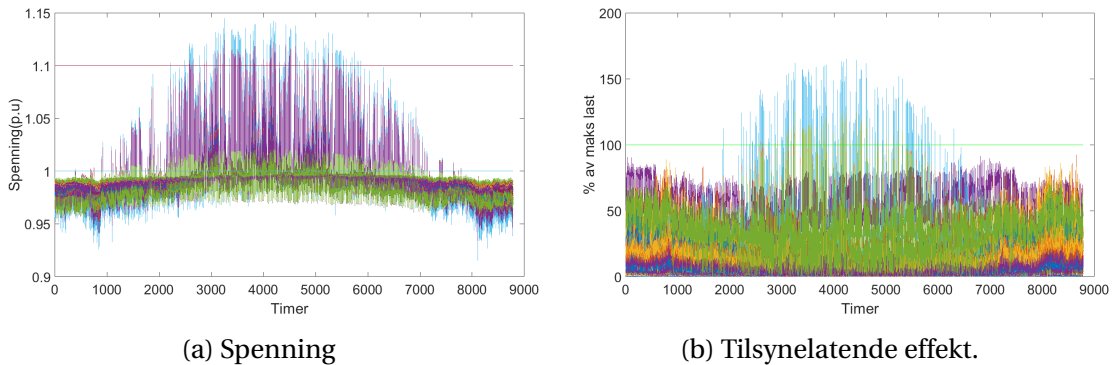
Figur 9.12 viser effektforbruk, produksjon og netto forbrukt effekt i nettet. Høyeste produserte effekt i en time er 780 kW. Det er 1997 timer med netto negativ forbrukt effekt, som tilsvarer 22,6 % av timene i året. Netto negativt effektforbruk i dette tilfellet er høyere enn ratingen til transformatoren som er 500 kVA.



Figur 9.12: Effektforbruk, produksjon og netto forbrukt effekt.

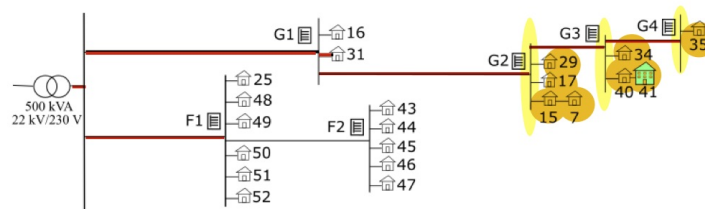
Figur 9.13 viser spenning i alle noder og effektflyt i alle grener. Flere noder har spenningsnivå over 1,1 p.u. og flere grener har for høy effektflyt. Den høyeste spenningen er på 1,1454 p.u. i

node nummer 41 og den høyeste effektoverskridelsen er på 165,9 % i kabelen mellom transformatoren og fordelingsnode F1.



Figur 9.13: Spenning i alle noder og tilsynelatende effekt i alle grener.

Figur 9.14 viser hvilke noder som har for høy spenning og hvilke grener som er overbelastet. De nodene som har for høye spenninger, markert med gul sirkel, er alle i samme område, og det er overbelastning i grenene mellom fordelingsnodene med for høye spenninger. Grenene som er overbelastet er markert med rødt.

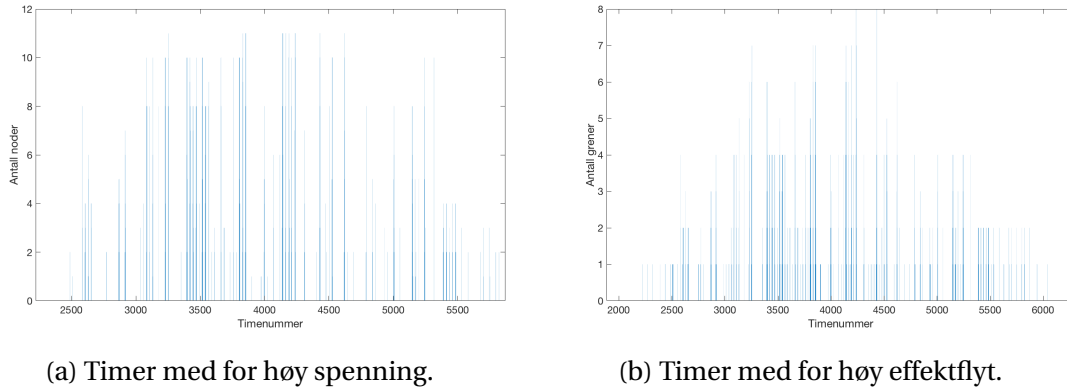


Figur 9.14: Overbelastet del av nettet.

Figur 9.15 viser de timene og antall noder med for høye spenninger, og hvilke timer og antall grener som har for høy effektflyt.

Det er 263 timer mellom 2. april og 2. september med for høy spenning. Det er opp til 11 noder som har for høy spenning i samme time. Det skjer tre ganger at samme node har for høy spenning i to timer på rad. Det er 404 timer mellom 19. mars og 20. september hvor det er for høy

effektflyt i en eller flere grener. Det skjer 59 ganger at samme gren er overbelastet i flere timer på rad. Det lengste en overføringsgren er overbelastet er seks timer på rad.

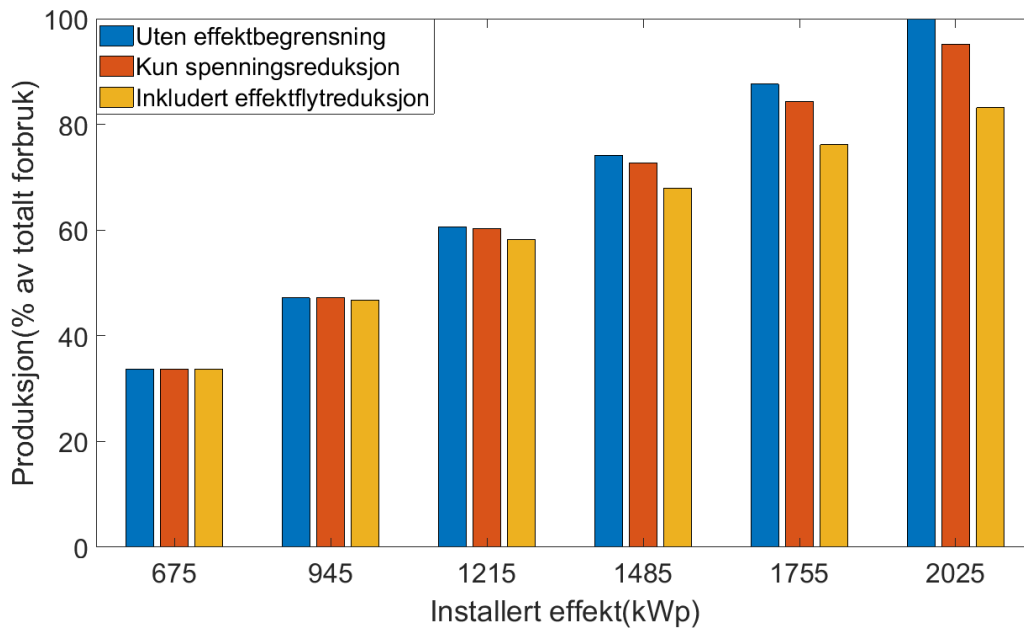


Figur 9.15: De timene i året og antall noder med for høye spenninger, og timene og antall grener i året med for høy effektflyt.

### 9.3 Effektbegrensning

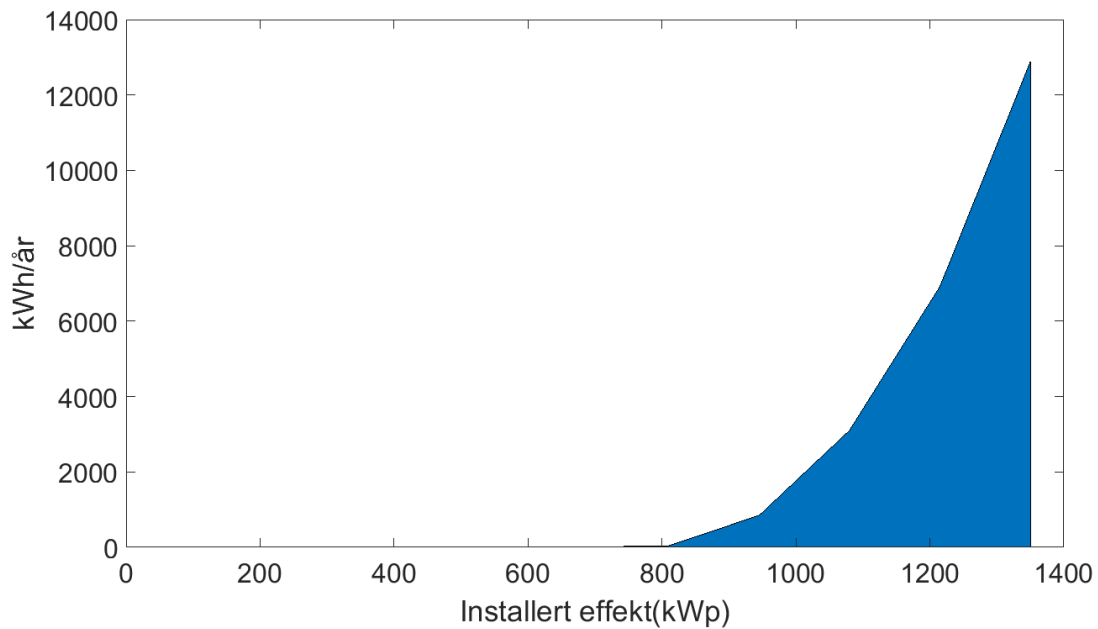
Totalt forbruk i nettet i hele 2012 er 1458,9 MWh. For å produsere like mye elektrisitet fra solcelleanlegg må det installeres 37,5 kWp hos hver sluttbruker. Det utgjør totalt 2025 kWp. Produksjonen i løpet av året er da like stor som forbruket, men mye effekt går tapt på grunn av effektreduksjon som følger av for høye spenninger og overbelastning av linjer og kabler. Figur 9.16 viser produksjon, med og uten effektbegrensninger, i forhold til forbrukt effekt i løpet av et år, for ulike størrelser installert effekt. I tilfellet der produksjonen er 100% av forbruket før effektbegrensning, reduseres produksjonen til 95,2% etter spenningsreduksjon og til 83,2% etter effektflytreduksjon.





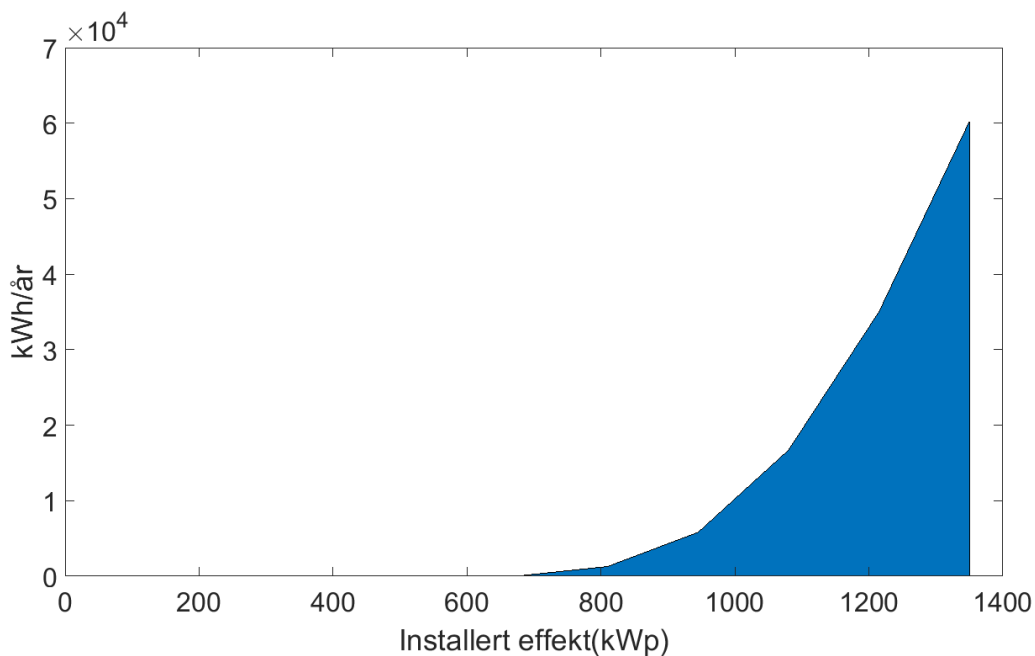
Figur 9.16: Produsert effekt som prosent av totalt forbruk.

Figur 9.17 viser hvor mye energi som går tapt på grunn av redusert effekt fra solcelleanleggene i enkelte timer for å forhindre for høye spenninger. Effektbegrensningen begynner ved 810 kWp installert i nettet. For 1080 kWp installert effekt er den reduserte effekten 3103,1 kWh/år.



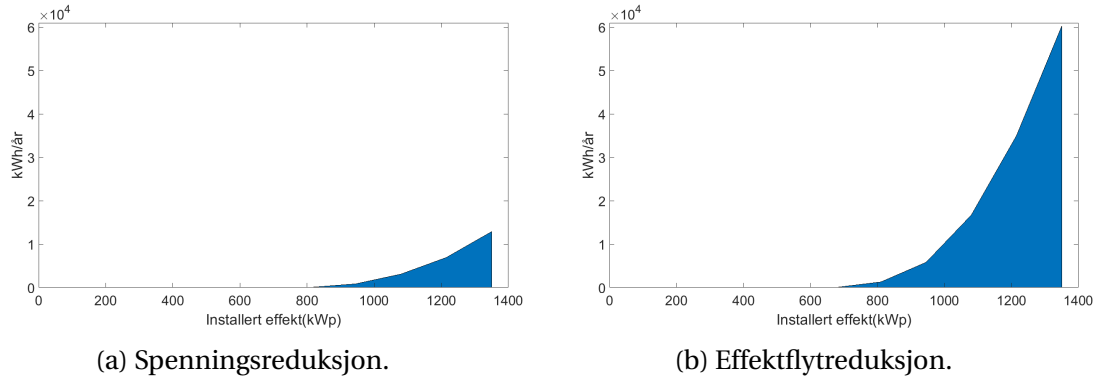
Figur 9.17: Redusert effekt på grunn av for høye spenninger.

Etter at det er sørget for at ikke spenningene er for høye, ble det undersøkt om det er for høy effektflyt i linjene og kablene i forhold til hva de er dimensjonert for. Figur 9.18 viser hvor mye effekt som går tapt på grunn av ytterligere redusert effekt for å forhindre overbelastning i overføringslinjer og kabler. Effektreduksjonen begynner ved 675 kWp installert effekt. For 1080 kWp installert effekt er tapt energi 16219,5 kWh/år.



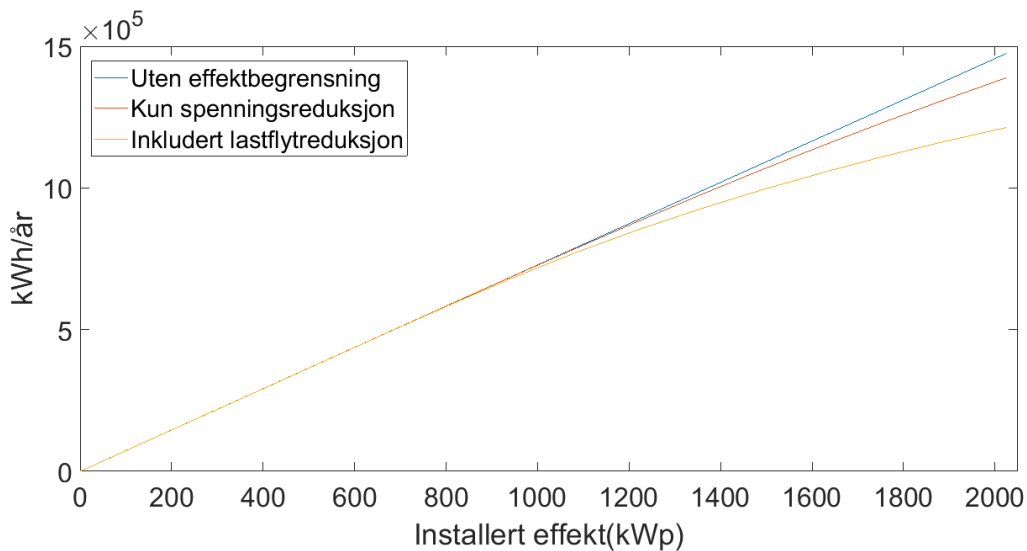
Figur 9.18: Redusert effekt på grunn av for høye spenninger og overbelastede grener.

Figur 9.19 viser tapene fra spenningsreduksjon i 9.19a og effektflytreduksjon i 9.19b ved siden av hverandre. Effekten som reduseres øker mye fra kun spenningsreduksjon til både spenningsreduksjon og effektflytreduksjon. Tapt effekt når installert effekt er 1080 kWp, er 5,4 ganger så stor etter at effektflytreduksjon har blitt utført.

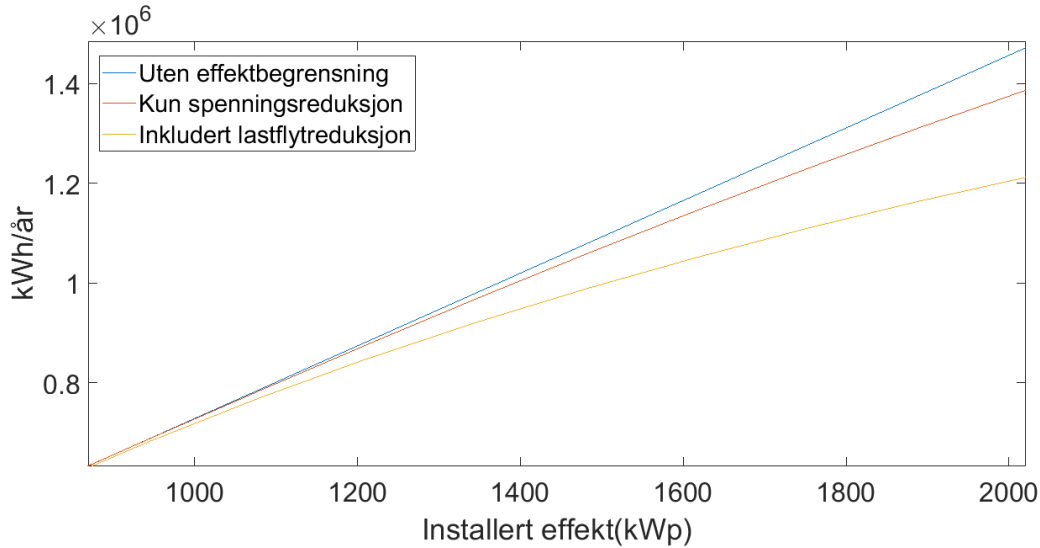


Figur 9.19: Redusert effekt på grunn av effektbegrensning.

Figur 9.20 og 9.21 viser total produsert effekt i nettet i løpet av året uten effektbegrensning, med effektbegrensning på grunn av for høye spenninger og med ytteligere effektbegrensning på grunn av overbelastning i overføringslinjer og kabler.

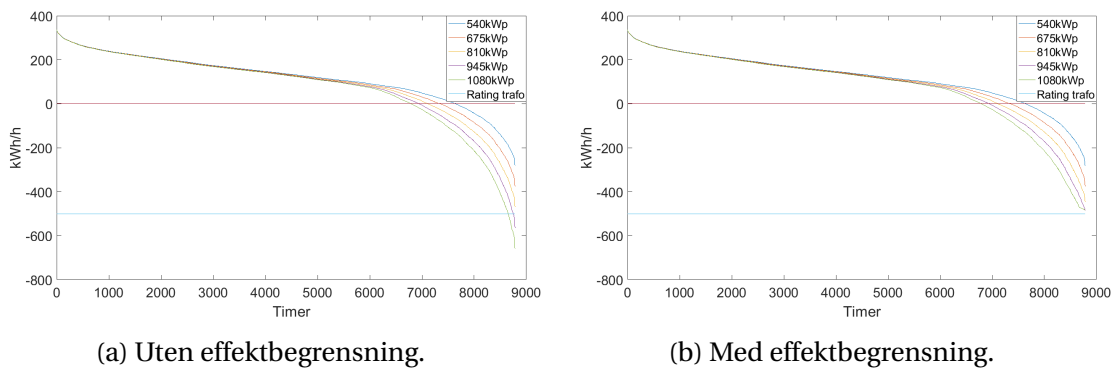


Figur 9.20: Produsert effekt med og uten effektbegrensning når spenning og effektflyt blir for høy.



Figur 9.21: Produsert effekt med og uten effektbegrensning når spenning og effektflyt blir for høy.

Figur 9.22 viser varighetskurver for netto effektforbruk gjennom året for fem ulike solcellekapasiteter, før og etter effektbegrensning. Transformatoren er overbelastet før effektbegrensning når 945 kWp og 1080 kWp solceller er installert. Ved 945 kWp installert effekt, er transformatoren overbelastet i 34 timer. For 1080 kWp installert effekt er transformatoren overbelastet i 133 timer.



(a) Uten effektbegrensning.

(b) Med effektbegrensning.

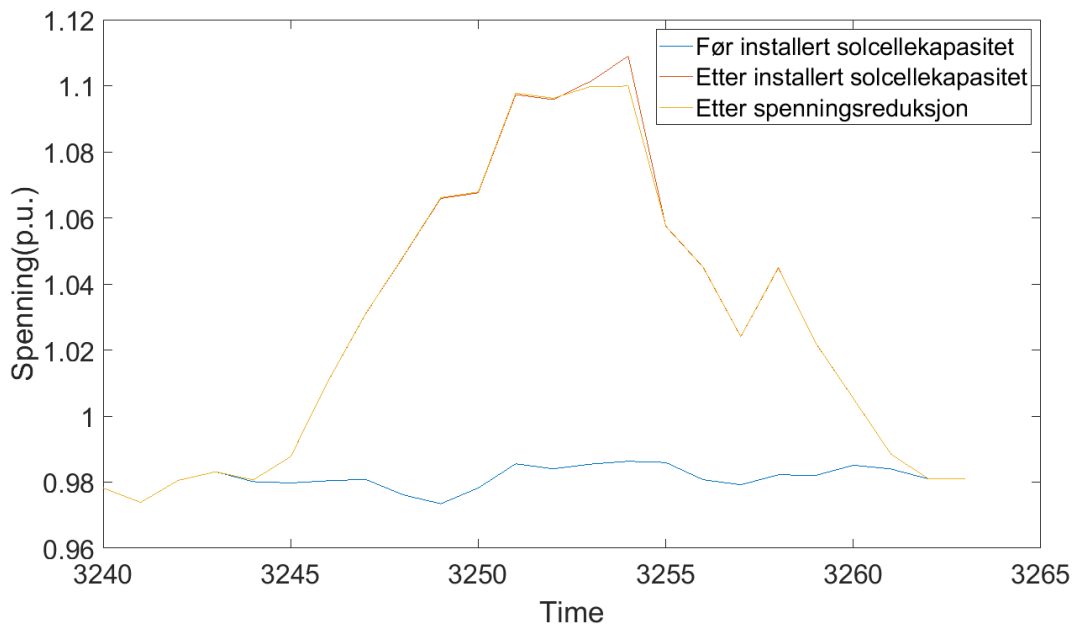
Figur 9.22: Varighetskurver for netto effektforbruk i nettet.

## 9.4 Høyest belastede timer

Når 15 kWp er installert hos alle sluttbrukerene i nettet, er timen med den høyeste spenningen time nummer 3254 i 2012. Dette er samme time som har høyest solproduksjon i løpet av året. Timen med høyest overbelastning var time nummer 4236.

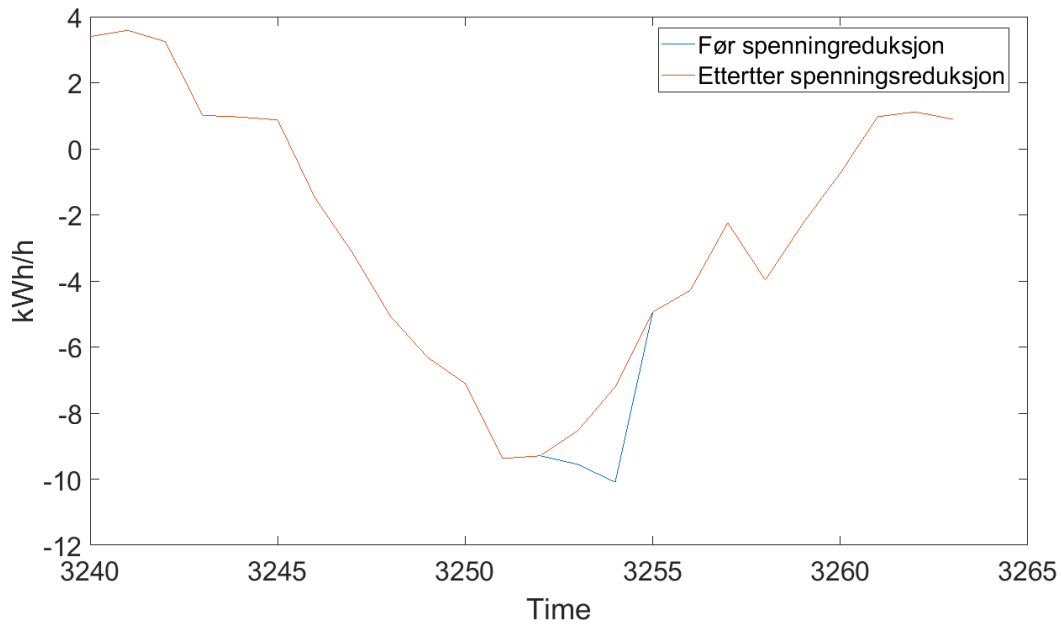
### 9.4.1 Dagen med høyeste spenning

Time nummer 3254 er 15. mai kl. fra kl. 13.00 til kl. 14.00. Den høyeste spenningen er 1,1095 p.u. i node 41. Figur 9.23 viser spenningen i node 41 den 15. mai 2012 uten installert solceller, med 15 kWp solceller installert og med 15 kWp solceller installert, men med redusert produsert effekt de to timene, fra kl. 13.00 til kl. 15.00, spenningen er over 1,1 p.u.



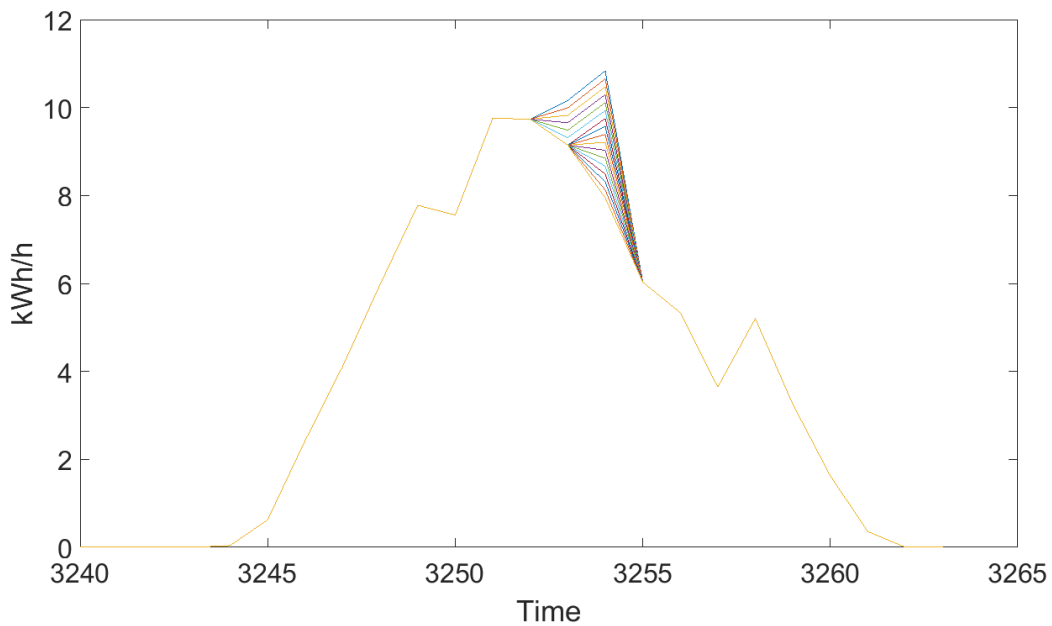
Figur 9.23: Spenning i noden før og etter redusert effekt fra solcelleanlegget.

Figur 9.24 viser netto effektforbruk i noden før og etter at produksjonen er redusert.



Figur 9.24: Netto effektforbruk i noden før og etter redusert effekt fra solcelleanlegget.

Figur 9.25 viser hvordan den produserte effekten reduseres de timene spenningen er for høy, for hver iterasjon av spenningsreduksjonen beskrevet i 8.1. Produksjonen den dagen er 3,91 kW lavere etter effektbegrensning. Spenningen reduseres til tillatt nivå på 16 iterasjoner.

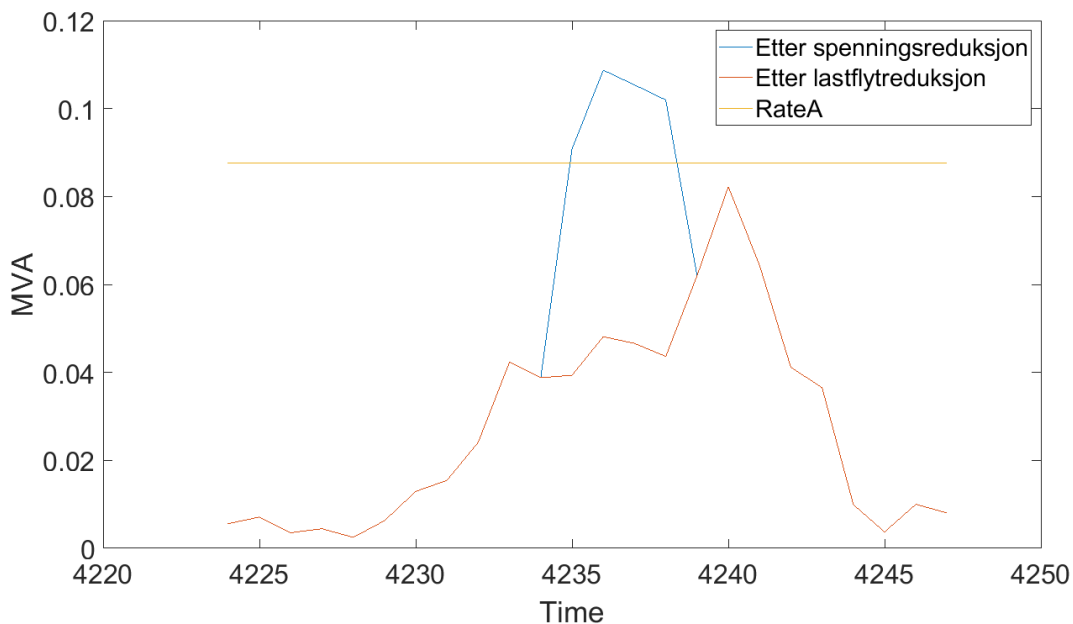


Figur 9.25: Produsert effekt etter hver iterasjon ved spenningsreduksjon.

### 9.4.2 Dagen med høyest overbelastning i kabel

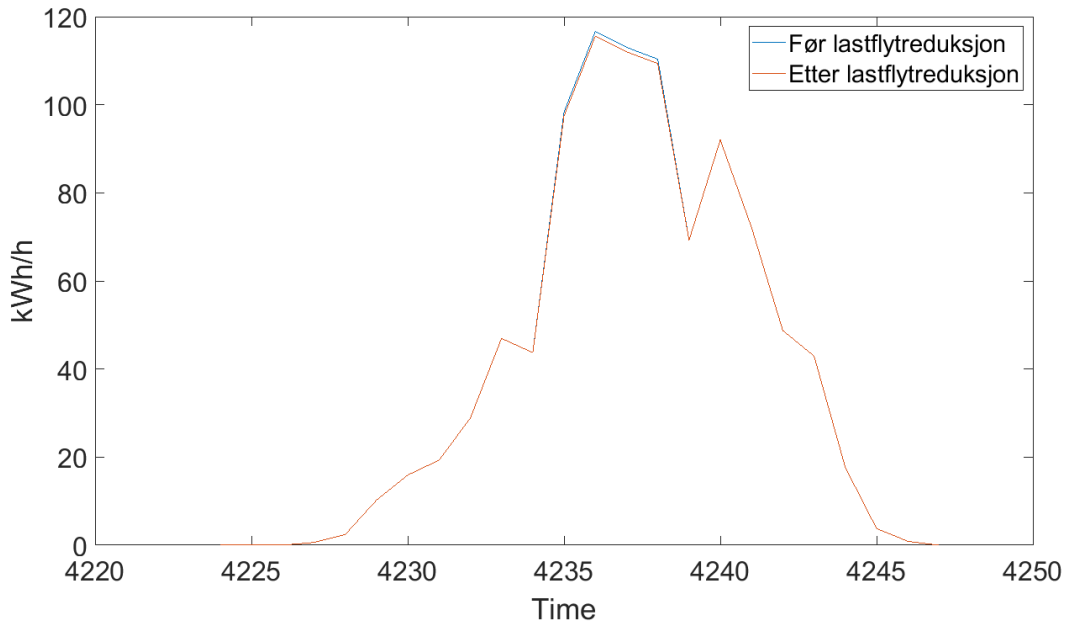
Tidspunktet med høyest overbelastning når det er installert 15 kWp solceller hos alle sluttbrukere er 25. juni, kl. 12.00-13.00. Da var tilsynelatende effekt 0,0211 MVA over merkeeffekten på 0,0876 MVA. Det tilsvarer en overbelastning på 24 %. Kabelen er overbelastet fra kl. 11.00 til kl. 15.00. Overbelastningen er i kabelen mellom transformatoren og fordelingsnoden F1. Installert effekt har blitt redusert i de timene i alle sluttbrukere bak F1.

Figur 9.26 viser produsert effekt den 25. juni før og etter begrensning. Etter effektreduksjon er tilsynelatende effekt i kabelen omtrent halvert.



Figur 9.26: Reduksjon av effektflyt i fordelingsgren F1.

Figur 9.27 viser produsert effekt fra alle sluttbrukere bak fordelingsnode F1 før og etter at produksjonen har blitt begrenset. Forskjellen i produksjon er 3,98 kW.

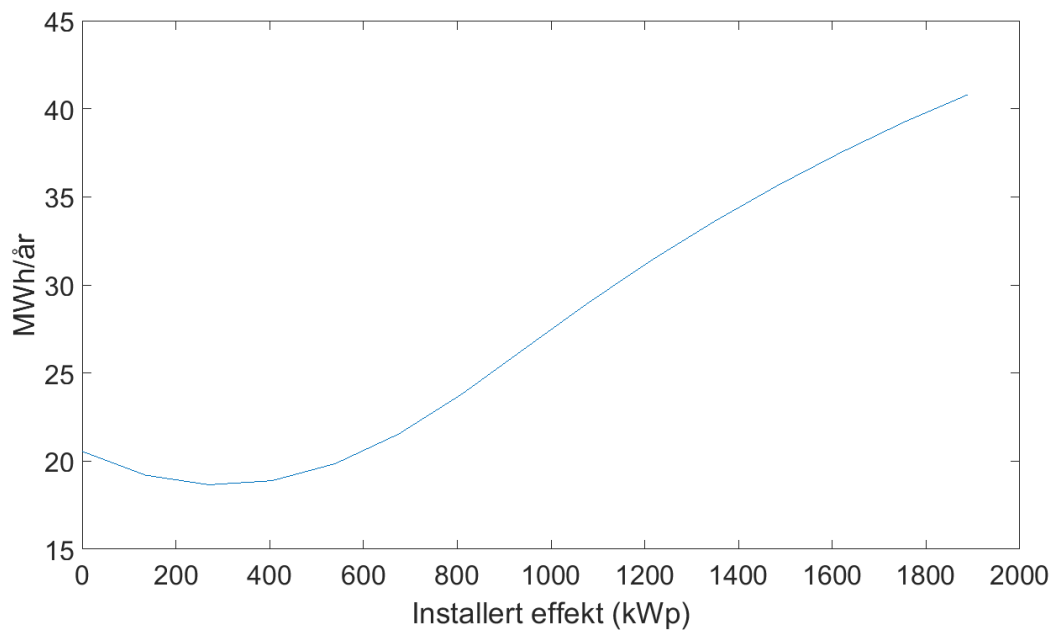


Figur 9.27: Produsert effekt fra alle sluttbrukere bak F1.

## 9.5 Tap

Figur 9.28 viser de totale tapene i nettet når det er installert solceller på hver sluttbruker, og etter at effektbegrensning er utført. Nettet har lavest tap når det er installert 5 kWp solceller hos hver sluttbruker. Det tilsvarer 270 kWp installert effekt totalt. Det totale tapet ved 270 kWp installert effekt er 18,7 MW. Når det ikke er installert solceller er de totale tapene i nettet 20,55 MW. Det tilsvarer henholdsvis 1,28 % og 1,41 % av totalt effektforbruk. Fra omtrent 600 kWp installert solcellekapasitet blir tapene høyere enn ved ingen solceller installert. Ved 1620 kWp installert effekt, er tapene dobbelt så høye som de er på det laveste.

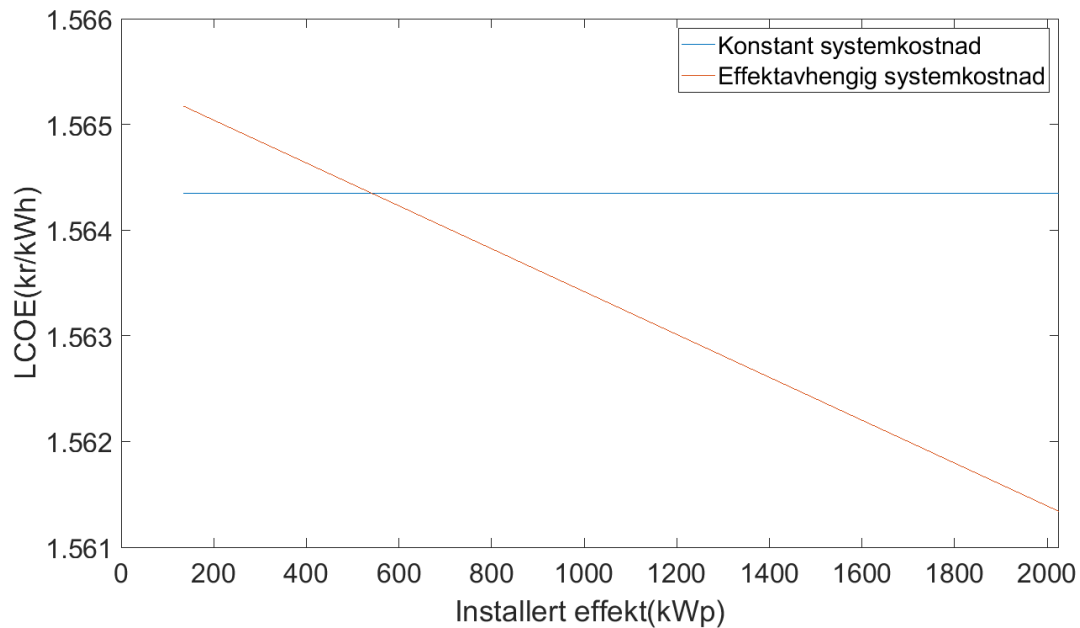




Figur 9.28: Totale tap i nettet som funksjon av installert solcellekapasitet.

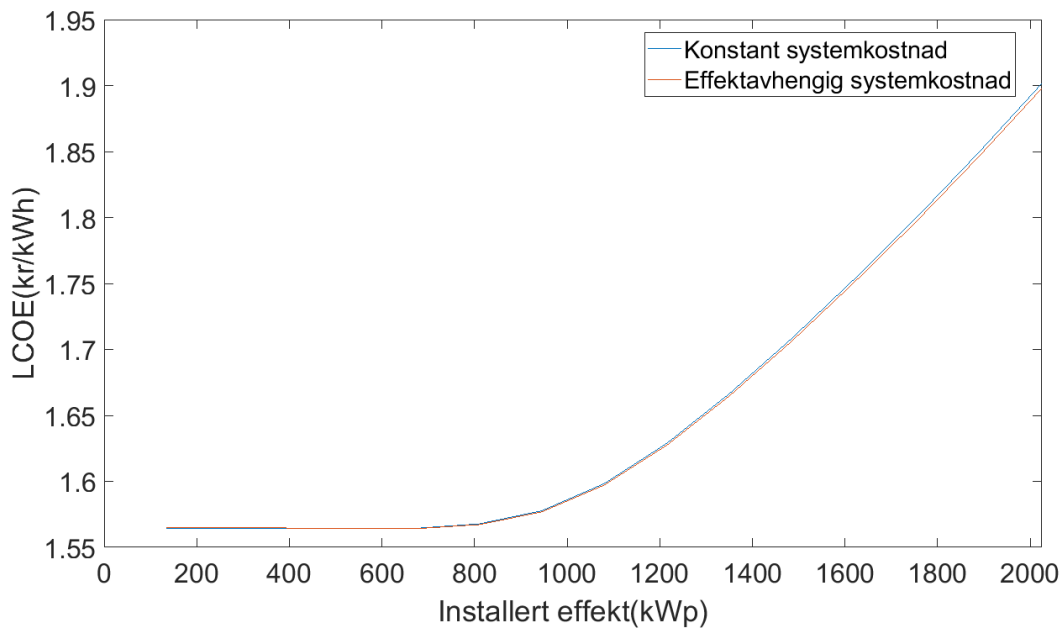
## 9.6 LCOE

LCOE for solkraft når systemkostnadene er 15 kr/Wp og det ikke er gjort begrensninger av produsert effekt, er 1,5644 kr/kWh. Figur 9.29 viser hvordan LCOE endrer seg når det antas at systemkostnadene per Wp installert synker når anleggene blir større.



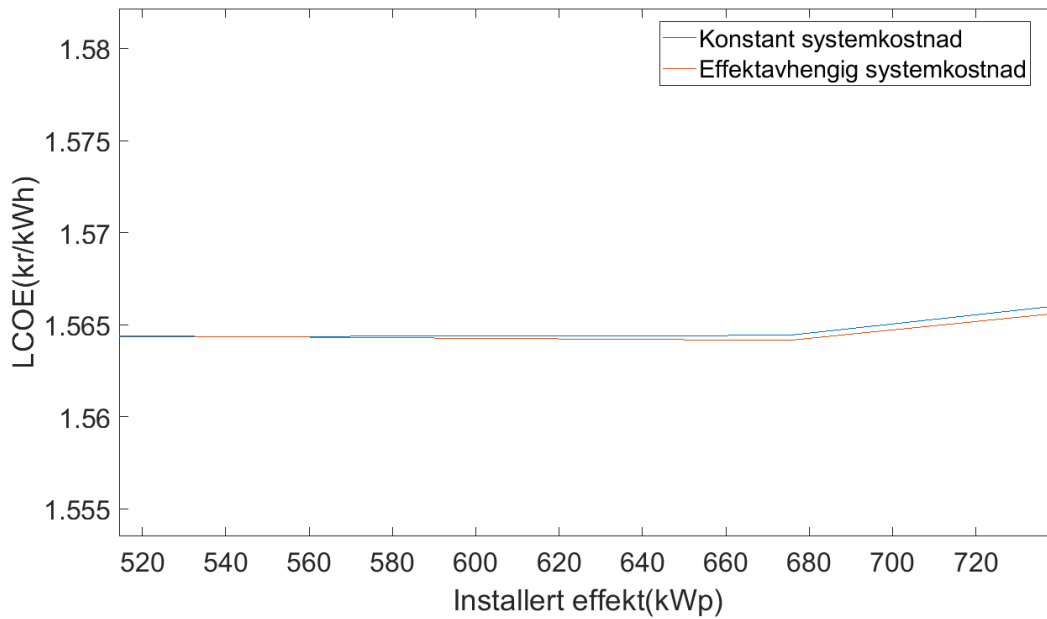
Figur 9.29: LCOE før effektbegrensning.

Figur 9.30 og 9.31 viser LCOE med og uten effektavhengig systemkostnaderkostnad når det er begrensning av produsert effekt. Figurene viser at LCOE øker kraftig når effektbegrensning er inkludert, både med og uten effektavhengig systemkostnad.



Figur 9.30: LCOE etter effektbegrensning.

Når systemkostnaden er effektavhengig, vil LCOE ha et minimum. Minimumsverdien er ved 12,5 kWp installert hos hver sluttbruker, som tilsvarer 675 kWp installert effekt totalt. Da er LCOE 1,5641 kr/kWh. Det er kun 0,03 øre lavere enn for LCOE med konstant systemkostnad og uten medregnet effektreduksjon.



Figur 9.31: LCOE etter effektbegrensning.



# Kapittel 10

## Diskusjon

### 10.1 Metode

Lastflytanalysen er gjort med installerte effekter hos sluttbrukerne mellom 0 kWp og 37,5 kWp, med steg på 2,5 kWp. Det gir steg på 135 kWp for hele systemet når solceller installeres hos alle 54 sluttbrukerne. Ved hvilke installerte kapasiteter problemer oppstår, og hva som blir de optimale installerte solcellekapasitetene er derfor ikke nøyaktig.

Effektmåledata fra NTE og produksjon fra solcellene er timesverdier. Langsomme spenningsvariasjoner skal være innenfor  $\pm 10\%$  nominell spenning, målt som gjennomsnitt over ett minutt. Timesverdier vil derfor ikke gi et helt korrekt bilde av hyppigheten og verdi av for høye spenninger.

### 10.2 Ikke installert solceller

Nettet som er testet er sterkt et nett og tåler installasjon av solceller uten at det må forsterkes. Spenningen er aldri over 1 p.u. i noen av nodene i systemet. Tilsynelatende effekt i alle grener holder seg under 100 % av maks last, gitt at informasjon fra NTE om dimensjoneringen for gren 32 er feil. Lasten gjennom transformatoren er aldri over 73,4 % av maksimal last.

### 10.3 Solceller installert jevnt utover nettet

Produksjonen er høyest på sommeren når forbruket er lavest. Det blir derfor sendt mye overskuddskraft ut på nettet i sommertimene. Nodespenningene begynner å øke når høyere og høyere solcellekapasiteter installeres i nettet. Når det er installert 12,5 kWp hos hver sluttbruker begynner noen av overføringsgrenene å ha for høy effektflyt i noen av timene i året.

Når 10 kWp er installert hos hver sluttbruker, er det ingen noder med spenning over 110 % av nominell spenning, eller noen overføringsgrener som er overbelastet, ved noe tidspunkt i løpet av året. Et solcelleanlegg på 10 kWp er ganske stort for en privat enebolig, og høyere installerte effekter er ikke veldig vanlig på private boliger.

Produksjonen i sommertimene øker og mer effekt blir matet ut på nettet når installert solcellekapasitet øker. Antall timer og antall noder med for høye spenninger, og antall timer og grener med overbelastning, øker når produksjonen øker. Ved 20 kWp skjer det noen få ganger i løpet av året at to timer på rad har for høy spenning. Antall overføringslinjer med overbelastning flere timer på rad øker mer enn for antall noder med for høy spenning flere timer på rad.

Nodene som befinner seg lengst unna transformatoren får for høye spenninger først, og overføringsgrenene mellom dem er blant de første som blir overbelastet.

### 10.4 Effektbegrensning

Høyere installert effekt fører til at mer effekt må reduseres for å hindre for høye spenninger og for høy effektflyt. Effektbegrensningen begynner ved 675 kWp installert effekt. Dette er ikke helt nøyaktig på grunn av store steg i installert effekt i beregningene. Effekten må begrenses mer på grunn av overbelastning i linjer og kabler, enn på grunn av for høye spenninger. Ved for høy effektflyt reduseres effekten hos alle sluttbrukere bak den aktuelle grenen ved overbelastning, det kan føre til at effekten justeres ned mer enn nødvendig.

Et alternativ til å mate ut på nettet er å lagre overskuddsenergien. Ved å ha et batteri koblet til solcelleanlegget kan overskuddsenergien de timene som skaper problemer, lagres. Det vil føre

til at energitapene går ned fordi ikke hele effektreduksjonen går tapt. Det vil kun være tap fra energilagringssystemet.

Figur 9.23 og 9.25 viser at metoden beskrevet i figur 8.1 fungerer. Spenningen justeres ned ca. 2,2 V på 16 iterasjoner. Figur 9.26 og 9.27 viser at metoden beskrevet i figur 8.2 fungerer. Effekten som reduserer er liten, men lastflyten i de timene blir omtrent halvert. En iterasjon for nedjustering av effekt her utgjør mye fordi fordelingsnoden har mange sluttbrukere bak seg.

## 10.5 Tap

De totale tapene i nettet synker ved lave installerte effekter. Optimal installert effekt er 270 kWp totalt. Dette tallet er også unøyaktig på grunn av store steg i installerte effekter i utregningen. Ved denne installerte effekten er det ikke utført effektbegrensning. Når det er mer enn 270 kWp installert effekt i nettet, øker tapene i systemet. Selv med effektreduksjon, og ingen for høye spenninger og ingen overbelastning, så øker tapene kraftig.

## 10.6 LCOE

Effektavhengig systemkostnad utgjør veldig liten forskjell i LCOE i forhold til konstant systemkostnad. Uten effektbegrensninger og med effektavhengig systemkostnad, synker LCOE med under 0,39 øre/kWh fra 135 kWp installert effekt til installert effekt som produserer like mye som totalt forbruk i nettet. Når effektbegrensningen tas med i beregningen, øker LCOE. Forskjellen mellom LCOE for konstant systemkostnad og effektavhengig systemkostnad er fortsatt veldig liten. I tilfellet med effektbegrensning og varierende systemkostnad har LCOE et minimum. Minimumsverdien på 1,5641 kr/kWh er en unøyaktig verdi fordi den installerte effekten har steg på 135 kWp totalt i systemet. Forskjellen fra minimumsverdien til LCOE ved 100 % installert effekt er 33 øre/KWh.

Tap er ikke tatt med i beregningen av LCOE. Fordi tapene også øker med installert effekt, vil LCOE egentlig øke mer enn vist i figur 9.30 hvis tapene tas med i beregningen.





# Kapittel 11

## Konklusjon

Nettet som har blitt undersøkt er et sterk nett. Ingen spenninger overskrider 1,1 p.u. før 15 kWp installert effekt hos hver sluttbrukernode. Da er det kun to av de 54 sluttbrukernodene som opplever for høy spenning. En fordelingslinje får for høy lastflyt ved 12,5 kWp solceller installert hos hver sluttbruker. Nettet tåler høy grad av installert solcellekapasitet. Overbelastning i linjer og kabler oppstår ved lavere installert effekt og skjer i flere flere ganger i løpet av året, enn for for høye spenninger. Mer effekt begrenses på grunn av for høy effektflyt enn på grunn av for høye spenninger.

Effektbegrensning tillater at mer solceller kan installeres i nettet med tanke på spenninger og effektflyt. Men høy installert effekt gjør at tapene i nettet øker. Først vil tapene synke til minimumsverdien ved 270 kWp installert effekt i nettet, før tapene begynner å stige med økt installert effekt. Ved 1620 kWp installerte solceller totalt, er tapene dobbelt så høye som de er på det laveste. Minimumsverdien for tapene er 1,28 % av det totale forbruket i nettet, sammenliknet med 1,41 % når det ikke er installert solceller.

LCOE øker når produsert effekt fra solcelleanleggene må reduseres. Når det antas at systemkostnaden på solcelleanleggene synker med økt installert effekt, har LCOE et minimum på 1,5641 kr/kWh ved 675 kWp installert effekt. Tapene i overføringslinjene er ikke tatt med i beregningen av LCOE. LCOE vil øke når tapene øker.

Metoden virker, men mer effekt enn nødvendig blir redusert ved effektflytbegrensning fordi ef-

fekten reduseres hos alle sluttbrukere bak aktuell overføringgren.

# Kapittel 12

## Videre arbeid

Videre arbeid til metoden som er brukt i denne oppgaven kan være:

- Gjøre lastflytanalyse når solcellekapasiteten ikke er fordelt jevnt utover, men tilpasset sterkere og svakere deler av nettet.
- Undersøke et svakere nett og for å se hvordan integrasjon av sol vil påvirke spenninger og effektflyt der.
- Det kan gjøres en mer nøyaktig beregning av LCOE som inkluderer tap i nettet.

Følgende andre metoder for å håndtere for høye spenninger og for høy effektflyt er interessante å se på med tanke på videre arbeid for denne oppgaven:

- Reaktiv effektstyring ved å tilføre reaktiv effekt. Den tilførte reaktive effekten vil bidra til å senke spenningen. En løsning vil derfor være å tilføre reaktiv effekt i områder med spenningsavvik.
- Batterier kan installeres i tilknytning til solcelleanleggene slik kan den reduserte effekten lagres. Det kan blant annet undersøkes hvor mye mindre energi som går tapt og hvordan det påvirker LCOE for solcellenaleggene.
- Effekten av laststyring kan undersøkes ved å for eksempel lade elbiler eller varme opp varmtvannstanker når solproduksjonen er høyest midt på dagen.



# Bibliografi

- [1] Multiconsult og Asplan Viak, “Solcellesystemer og sol i systemet.” Tilgjengelig fra: [http://solenergiklyngen.no/app/uploads/sites/4/180313-rapport\\_solkraft-markedsutvikling-2017-endelig](http://solenergiklyngen.no/app/uploads/sites/4/180313-rapport_solkraft-markedsutvikling-2017-endelig), Tech. Rep., 2018, (Hentet: 6. april 2018).
- [2] B. Thorud, “Hva er det med distribuert solenergi?” *Praktisk økonomi & finans*, vol. 32, no. 3, pp. 297–313, 2016.
- [3] Fornybar.no, “Elektrisk energi fra solen,” Tilgjengelig fra: <http://www.fornybar.no/solenergi/teknologi#top>, 2017, hentet: 22. november 2017.
- [4] I. I. E. Agency, “Transition from uni-directional to bi-directional distribution grids. (IEA PVPS T14-03:2014),” Tilgjengelig fra: <http://www.iea-pvps.org/index.php?id=294>, Tech. Rep., 2014, hentet: 16. april 2018.
- [5] M. Lillebo, “Impact of ev integration and fast chargers in a norwegian lv grid - an analysis based on data from a residential grid in steinkjer,” Master’s thesis, Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet - NTNU, 2018.
- [6] J. Farrel, “Is bigger best in renewable energy?” 2016, hentet: 1. juni 2018.
- [7] T. C. G. AS, “Tcg insight 3-2015: The sun has to rise for many more years before pv becomes competitive in norway,” 2015, hentet: 27. mai 2018.
- [8] CivicSolar, “Balance of solar pv systems(bos),” Tilgjengelig fra: <https://www.civicsolar.com/support/installer/articles/balance-solar-pv-systems-bos>, hentet: 27. mai 2018.

- [9] “The german energiewende - transforming germanys energy system,” Tilgjengelig fra: <http://www.energiwende-global.com/en/>, hentet: 22. mai 2018.
- [10] F ISE, “Net installed electricity generation capacity in germany,” Tilgjengelig fra: [https://www.energy-charts.de/power\\_inst.htm](https://www.energy-charts.de/power_inst.htm), 2018, hentet: 14. mai 2018.
- [11] —, “Annual renewable shares of electricity production in germany,” Tilgjengelig fra: [https://www.energy-charts.de/ren\\_share.htm?source=ren-share&period=annual&year=all](https://www.energy-charts.de/ren_share.htm?source=ren-share&period=annual&year=all), 2018, hentet: 14. mai 2018.
- [12] J. von Appen, M. Braun, T. Stetz, K. Diwold, and D. Geibel, “Time in the sun: The challenge of high pv penetration in the german electric grid,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 11, no. 2, pp. 55–64, March 2013.
- [13] G. M. Masters, *Renewable and efficient electric power systems*, 2nd ed. Hoboken, N.J: Wiley, 2013.
- [14] N. Solenergiforening, “Solceller,” Tilgjengelig fra: <https://www.solenergi.no/solstrm/>, 2017, hentet: 20. november 2017.
- [15] S. N. Bjarghov, “Utilizing ev batteries as a flexible resource at end-user level,” Masteroppgave. NTNU., 2017.
- [16] B. A. Fladen and E. Sandnes, “Enringer i kontrollforskriften vedrørende plusskundeordningen. (Rapport nr 47-2016). Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat,” Tilgjengelig fra: [http://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016\\_47.pdf](http://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016_47.pdf), 2016, (Hentet: 10. oktober 2017).
- [17] NVE, “Enklere å produsere strøm selv,” Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-elmarkedstilsyn/enklere-a-produsere-strom-selv/>, 2017, hentet: 11. desember 2017.
- [18] —, “Plusskunder,” Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/nettjenester/nettleie/tariffer-for-produksjon/plusskunder/>, 2015, (Hentet: 25. oktober 2017).

- [19] Hafslund Nett AS, “Hva er en plusskunde?” Tilgjengelig fra: [https://www.hafslundnett.no/oss/hva\\_er\\_en\\_plusskunde\\_/14398](https://www.hafslundnett.no/oss/hva_er_en_plusskunde_/14398), 2017, hentet: 25. oktober 2017.
- [20] BKKNett, “Plusskunde,” Tilgjengelig fra: <https://www.bkk.no/nett/plusskunde>, 2017, hentet: 21. oktober 2017.
- [21] NVE, “Ams,” Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/sluttbrukermarkedet/ams/>, 2017, (Hentet: 6. desember 2017).
- [22] Enova, “El-produksjon,” Tilgjengelig fra: <https://www.enova.no/privat/alle-energitiltak/solenergi/el-produksjon-/>, 2016, hentet: 17. april 2018.
- [23] “Leveringskvalitetforskriften(2004).Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet,” Tilgjengelig fra: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557>, hentet: 1. mai 2018.
- [24] K. Sand, “Spenningskvalitet - fenomen for fenomen,” Tilgjengelig fra: <https://www.yumpu.com/no/document/view/37628294/spenningskvalitet-energi-norge/57>, hentet: 1. mai 2018.
- [25] NVE, “Spenningskvalitet,” Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/nettjenester/leveringskvalitet/spenningskvalitet/>, 2013, hentet: 1. mai 2018.
- [26] A. Baghini, *Handbook of Power Quality*. John Wiley & Sons, 2008.
- [27] J. D. Glover, M. S. Sarma, and T. Overbye, *Power System Analysis & Design, SI Version*. Cengage Learning, 2012.
- [28] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sanchez, and R. J. Thomas, “Matpower: Steady-state operations, planning, and analysis tools for power systems research and education,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 12–19, Feb 2011.
- [29] Oksolar, “Premium line - high performance polycrystalline 60 cells,” Tilgjengelig fra: [https://www.oksolar.it/en/datasheet/Datasheet\\_OKSolar\\_Premium\\_Line\\_POLY\\_60\\_cells\\_Made\\_EU.pdf](https://www.oksolar.it/en/datasheet/Datasheet_OKSolar_Premium_Line_POLY_60_cells_Made_EU.pdf), hentet: 20. mai 2018.

- [30] N. I. for Bioøkonomi, "Hente værdata," Tilgjengelig fra: <http://lmt.bioforsk.no/agrometbase/getweatherdata.php>, 2017, hentet: 7. april 2018.
- [31] B. Thorud, "Solenergi i norge - endelig take off?" Tilgjengelig fra: <https://n-e-f.no/wp-content/uploads/2017/10/NEF-Solenergi-og-Bygg-m\T1\ote-11102017>, 2017, hentet: 30. mai 2018.
- [32] Multiconsult og Enova SF, "Kostandsstudie, solkraft i norge 2013.(dokumentkode: 125340-rien-rap-001)." 2013, hentet: 18. novmeber 2017.
- [33] fornybar.no, "5. eksempelprosjekter," Tilgjengelig fra: <http://www.fornybar.no/solenergi/eksempelprosjekter>, hentet: 6. juni 2018.



# Tillegg A

## MATLAB

I dette vedlegget ligger de viktigste MATLABkodene som har blitt brukt for å få resultatene som er presentert i oppgaven.

### A.1 Produksjon

Følgende kode har blitt brukt til å beregne produksjon fra solcelleanlegg.

```
1
2 function p_pv = pvProd_master(Pnom)
3
4 %% Leser temperaturdata fra Excel
5
6 load('temp_irrad_data.mat');
7
8 %% Solcellepanel
9
10 n_sys = 0.77; %
11 n_module = 0.1559;
12 n_transp = 1.206;
```

```
13 irradiation_std = 1000; % 1 kW/m^2
14
15 T_cell_std = 25;
16
17 NOCT = 45;
18 temp_coeff = -0.0042;
19
20 % oksolar Premium-Line 60 cells polycrystalline: OKP250
21 % NOCT = 45, temp_coeff = -0.420 %/K
22
23 %% Produksjon
24
25
26 p_pv = zeros(366,24);
27 T_cell = zeros(366,24);
28 T_amb = zeros(366,24);
29
30
31 for i = 1:366
32     for j = 1:24
33         T_cell(i,j) = temperatures(i,j) + ( ( NOCT - 20 ) / 800 ) ...
34             * irradiation(i,j);
35
36         T_amb(i,j) = temperatures(i,j);
37
38         p_pv(i,j) = Pnom * n_sys * n_transp * ...
39             (irradiation(i,j) / irradiation_std) * ...
40             ( 1 + temp_coeff*(T_cell(i,j) - T_cell_std));
41     end
42 end
```

```
43
44
45 % Fyller inn 0 der det er NaN
46 for i = 1:366
47     TF = isnan(p_pv(i,:));
48     for j = 1:24
49         if TF(j) == 1
50             p_pv(i,j) = 0;
51         end
52     end
53 end
54
55
56 end
```

## A.2 Lastflytanalyse

Følgende kode har blitt brukt til å gjøre lastflytanalyse.

```
1 % MAIPOWER Case Format : Version 2
2 mpc.version = '2';
3
4 % system MVA base
5 mpc.baseMVA = 25;
6
7 mpopt = mpoption('pf.nr.max_it',50,'verbose',0,'out.all',0);
8
9
10 fra_time = 1;
11 til_time = 8784;
```

```
12 dato = '2012';
13 timer = til_time - fra_time;
14
15 installert_effekt = 20;
16
17 load('AMS_data_lagret_54_buses_2.mat');
18 load('read_excel.mat');
19
20
21 %% Last
22
23 for i = 55:76 % "0 kWh forbruk" for alle fordelingsnoder
24     table_AMS{i,1} = zeros(366,26);
25 end
26
27 for i = 1:76
28     table_AMS_u_sol{i,1} = table_AMS{i,1}(:,3:26);
29 end
30
31 for i = 1:76
32     table_AMS_u_sol{i,1} = table_AMS_u_sol{i,1}.';
33     table_AMS_u_sol{i,1} = reshape(table_AMS_u_sol{i,1}, [1,8784]);
34 end
35
36 %% Inkludere sol i nettet
37 table_AMS_3 = table_AMS;
38
39 pv_prod = pvProd_master(installert_effekt);
40
41 for k = 1:54
```

```
42     for i = 1:366
43         for j = 1:24
44             table_AMS_3{k,1}(i,j+2) = table_AMS{k,1}(i,j+2) - pv_prod(i,j)
45             ;
46         end
47     end
48     for i = 1:366
49         table_AMS_3{k,1}(i,1) = sum(table_AMS_3{1,1}(i,3:26));
50         table_AMS_3{k,1}(i,2) = max(table_AMS_3{1,1}(i,3:26));
51     end
52
53
54 end
55
56 pv_prod = pv_prod.';
57 pv_prod = reshape(pv_prod, [1, 8784]);
58
59
60
61 for i = 1:76
62     table_AMS2{i} = table_AMS_3{i}(:,3:26);
63 end
64
65 for i = 1:76
66     table_AMS2{1,i} = table_AMS2{1,i}.';
67     table_AMS_sol{1,i} = reshape(table_AMS2{1,i}, [1,8784]); %Forbruket
68     etter at sol er trukket fra
69 end
```

```
70
71 %% Lastflytanalyse
72
73 % Effekt hver time
74 bus_data_active_power = zeros(76,1);
75 k = 1;
76 for j = fra_time:til_time
77     for i = 1:76
78         bus_data_active_power(i) = table_AMS_sol{1,i}(j);
79     end
80
81 %Bus data
82 bus_data_reactive_power = bus_data_active_power*tan(phi);
83
84 mpc.bus = [bus_data_1, bus_data_active_power/1000, bus_data_reactive_power
            /1000, bus_data_2]; %MWh
85
86
87 % Generator data
88
89 mpc.gen      = gen_data;
90
91
92 % Branch data
93
94 mpc.branch   = branch_data;
95
96 output.out(k) = runpf(mpc, mpopt);
97 k=k+1;
98 end
```

```
99
100 %% Spenningsprofiler
101 voltage = zeros(76,8784);
102 k = 1;
103 for i = 1:76
104     for j = fra_time:til_time
105         voltage(i,j) = output.out(k).bus(i,8);
106         k = k +1 ;
107     end
108     k = 1;
109 end
110
111
112 %% Sjekker om spenninger er over +10%
113
114 [avvik_V_node, avvik_V_time] = find(voltage > 1.1);
115 avvik_V = [avvik_V_node avvik_V_time];
116 unik_node = unique(avvik_V_node);
117 unik_time_V = unique(avvik_V_time);
118
119 %Antall noder med for hoy spenning
120 countv = 1;
121 intv = 1;
122 for i = 1:length(avvik_V_time)
123     if i < length(avvik_V_time)
124         if isequal(avvik_V_time(i), avvik_V_time(i+1)) == 1
125             countv = countv +1;
126
127         else
128             Vt(intv) = countv;
```

```

129         intv = intv +1;
130         countv = 1;
131     end
132 else
133     Vt(intv) = countv;
134     intv = intv +1;
135     countv = 1;
136 end
137 end
138
139 %Antall timer pa rad med for hoy spenning i samme node
140 countv = 1;
141 intv = 1;
142 t_nr_v = 0;
143 n_nr_v = 0;
144 for i = 1:length(avvik_V_time)
145     if i < length(avvik_V_time)
146         if avvik_V_time(i+1)- avvik_V_time(i) == 1 && isequal(avvik_V_node
            (i),avvik_V_node(i+1)) == 1
147             countv = countv +1;
148             t_nr_v = avvik_V_time(i);
149             n_nr_v = avvik_V_node(i);
150         else
151             tv_r(intv) = countv;
152             tv(intv) = t_nr_v;
153             nv(intv) = n_nr_v;
154             intv = intv +1;
155             countv = 1;
156             t_nr_v = 0;
157             n_nr_v = 0;

```



```

158         end
159     else
160         tv_r(intv) = countv;
161         intv = intv +1;
162         countv = 1;
163     end
164 end
165
166 %% Dimensjonering
167
168 k = 1;
169 branch_no = [];
170 time_no_s = [];
171
172 for i = 1:75
173     for j = 1:timer+1
174         S(i,j) = sqrt((output.out(j).branch(i,14))^2 + (output.out(j).
175             branch(i,15))^2); %|S| = sqrt(P^2 + Q^2)
176
177         rateA(i,j) = output.out(j).branch(i,6);
178         rateA(32,j) = 0.055;
179
180         diff(i,j) = rateA(i,j) - S(i,j);
181         S_pros(i,j) = 100*S(i,j)/rateA(i,j);
182     end
183 end
184
185 [branch_no, time_no] = find(diff < 0);
186 unik_branch = unique(branch_no);

```

```
187 unik_time = unique(time_no);
188
189 %Antall grener med overbelastning i samme time
190 counts = 1;
191 ints = 1;
192 for i = 1:length(time_no)
193     if i < length(time_no)
194         if isequal(time_no(i), time_no(i+1)) == 1
195             counts = counts +1;
196         else
197             St(ints) = counts;
198             ints = ints +1;
199             counts = 1;
200         end
201     else
202         St(ints) = counts;
203         ints = ints +1;
204         counts = 1;
205     end
206 end
207
208 %Antall timer pa rad med overbelastning i samme gren
209 counts = 1;
210 ints = 1;
211 t_nr_s = 0;
212 g_nr_s = 0;
213 for i = 1:length(time_no)
214     if i < length(time_no)
215         if time_no(i+1)- time_no(i) == 1 && isequal(branch_no(i),branch_no
                (i+1)) == 1
```

```
216         counts = counts +1;
217         t_nr_s = time_no(i);
218         g_nr_s = branch_no(i);
219     else
220         ts_r(ints) = counts;
221         ts(ints) = t_nr_s;
222         gs(ints) = g_nr_s;
223         ints = ints +1;
224         counts = 1;
225         t_nr_s = 0;
226         g_nr_s = 0;
227     end
228 else
229     ts_r(ints) = counts;
230     ints = ints +1;
231     counts = 1;
232 end
233 end
```

## A.3 Spenningsreduksjon

Følgende kode har blitt brukt til å redusere effekten fra solcelleanleggene i de nodene hvor spenningen er for høy.

```
1 clear;
2 % MATPOWER Case Format : Version 2
3 mpc.version = '2';
4
5 % system MVA base
6 mpc.baseMVA = 25; % MVA => dvs. 25 MVA
```

```
7
8 mpopt = mppoption('pf.nr.max_it',50);
9
10 fra_time = 1;
11 til_time = 8784;
12 timer = til_time-fra_time;
13
14 installert_effekt_o = [10:2.5:20 37.5];
15 installert_effekt = [10:2.5:20 37.5];
16 tot_inst_effekt = 54*installert_effekt;
17
18 for x = 1:length(installert_effekt)
19     pv_begrenset{x} = zeros(54,8784);
20     for i =1:54
21         for j= fra_time:til_time
22             pv_begrenset{1,x}(i,j) = installert_effekt(x);
23         end
24     end
25 end
26
27 load('AMS_data_lagret_54_buses_2.mat');
28 load('read_excel.mat');
29
30 %% Last uten sol
31
32 for i = 55:76 % Inputs "0 kWh forbruk" for all feeders
33     table_AMS{i,1} = zeros(366,26);
34 end
35
36 for i = 1:76
```

```

37     table_AMS_u_sol{i,1} = table_AMS{i,1}(:,3:26);
38 end
39
40 for i = 1:76
41     table_AMS_u_sol{i,1} = table_AMS_u_sol{i,1}.';
42     table_AMS_u_sol{i,1} = reshape(table_AMS_u_sol{i,1}, [1,8784]);
43 end
44
45 for x = 1:length(installert_effekt)
46     pv_prod_sys{x} = zeros(54,8784);
47
48     table_AMS_3 = table_AMS;
49     pv_prod{1,x} = pvProd_master(installert_effekt(x));
50
51     for k = 1:54
52         for i = 1:366
53             for j = 1:24
54                 table_AMS_3{k,1}(i,j+2) = table_AMS{k,1}(i,j+2) - pv_prod
                    {1,x}(i,j);
55             end
56         end
57
58         for i = 1:366
59             table_AMS_3{k,1}(i,1) = sum(table_AMS_3{1,1}(i,3:26));
60             table_AMS_3{k,1}(i,2) = max(table_AMS_3{1,1}(i,3:26));
61         end
62     end
63
64     pv_prod{1,x} = pv_prod{1,x}.';
65     pv_prod{1,x} = reshape(pv_prod{1,x}, [1, 8784]);

```

```

66
67     for i = 1:76
68         table_AMS2{i} = table_AMS_3{i}(:,3:26);
69     end
70
71     for i = 1:76
72         table_AMS2{1,i} = table_AMS2{1,i}.';
73         table_AMS_sol{1,i} = reshape(table_AMS2{1,i}, [1,8784]); %
74         Forbruket etter at sol er trukket fra
75     end
76
77 %% Power flow
78
79 % Lastflyt for flere timer
80     bus_data_active_power = zeros(76,1);
81     k = 1;
82     for j = fra_time:til_time
83         for i = 1:76
84             bus_data_active_power(i) = table_AMS_sol{1,i}(j);
85         end
86     % Assembling the bus matrix
87
88
89     bus_data_reactive_power = bus_data_active_power*tan(phi);
90
91     mpc.bus = [bus_data_1, bus_data_active_power/1000,
92               bus_data_reactive_power/1000, bus_data_2]; %MWh
93

```

```
94 % Collecting the gen. data
95
96     mpc.gen      = gen_data;
97
98
99 % Collecting the branch data
100
101     mpc.branch   = branch_data;
102
103     output.out(k) = runpf(mpc);
104     k=k+1;
105     end
106 %% Spenningsprofiler
107     voltage = zeros(76,8784);
108     k = 1;
109     for i = 1:76
110         for j = fra_time:til_time
111             voltage(i,j) = output.out(k).bus(i,8);
112             k = k +1 ;
113         end
114         k = 1;
115     end
116
117     for i = 55:76
118         voltage_feeder(k) = max(voltage(i,:));
119         for j = fra_time:til_time
120             if voltage_feeder(k) == voltage(i,j)
121                 time_max_V = j;
122             end
123         end
```

```
124         k = k+1;
125     end
126
127
128 %% Spenningsreduksjon
129     table_AMS_begrenset{x} = table_AMS_sol;
130
131     for i = 1:54
132         pv_prod_sys{1,x}(i,:) = pv_prod{1,x};
133     end
134
135     find_V = 1;
136
137     while find_V ~= 0
138
139         [avvik_V_node, avvik_V_time] = find(voltage > 1.1);
140
141         if isempty(avvik_V_node) == 1
142             find_V = 0;
143         end
144
145         N = unique(avvik_V_node);
146
147         for j = 1:length(N)
148             T(j) = sum(avvik_V_node == N(j)); %antall timer avvik pa hver
149                 node
150         end
151
152         installert_effekt(x) = installert_effekt(x) - 0.25;
```



```
153     pv_prod_b{x} = pvProd_master(installert_effekt(x));
154     pv_prod_b{x} = pv_prod_b{x}.';
155     pv_prod_b{x} = reshape(pv_prod_b{x}, [1, 8784]);
156
157
158     for i = 1:length(avvik_V_node)
159
160         if avvik_V_node(i) <= 54
161             table_AMS_begrenset{x}{1, avvik_V_node(i)}(1, avvik_V_time(i)
162                 )) = table_AMS_u_sol{avvik_V_node(i), 1}(1,
163                 avvik_V_time(i)) - pv_prod_b{x}(avvik_V_time(i));
164
165             pv_begrenset{x}(avvik_V_node(i), avvik_V_time(i)) =
166                 installert_effekt(x);
167             pv_prod_sys{x}(avvik_V_node(i), avvik_V_time(i)) =
168                 pv_prod_b{x}(1, avvik_V_time(i));
169
170         end
171     end
172
173     bus_data_active_power = zeros(76,1);
174     k = 1;
175     for j = fra_time:til_time
176         for i = 1:76
177             bus_data_active_power(i) = table_AMS_begrenset{x}{1, i}(j);
178         end
179
180         %Assembling the bus matrix
181         bus_data_reactive_power = bus_data_active_power*tan(phi);
```

```

179     mpc.bus = [bus_data_1, bus_data_active_power/1000,
180               bus_data_reactive_power/1000, bus_data_2]; %MWh
181
182     % Collecting the gen. data
183
184     mpc.gen      = gen_data;
185
186
187     % Collecting the branch data
188
189     mpc.branch   = branch_data;
190
191     outputb.out(k) = runpf(mpc);
192     k=k+1;
193     end
194
195     z = 1;
196     for i = 1:76
197         for j = fra_time:til_time
198             voltage(i,j) = outputb.out(z).bus(i,8);
199             z = z + 1 ;
200         end
201     end
202     end
203
204     end %While
205
206     pv_prod_sys_sum{x} = sum(pv_prod_sys{x}(:, fra_time:til_time));
207

```

```

208 year_prod(x) = sum(pv_prod_sys_sum{x}); %Produsert effekt med
        begrensning
209 pv_prod_yrX(x) = 54 * sum(pv_prod{x}(fra_time:til_time)); %Produsert
        effekt uten begrensning
210 diff_prod(x) = pv_prod_yrX(x) - year_prod(x);
211
212 end

```

## A.4 Effektflytreduksjon

Følgende kode har blitt brukt til å redusere effekt ut av solcelleanleggene etter at effekten har blitt redusert på grunn av for høye spenninger.

```

1 clear;
2 % MATPOWER Case Format : Version 2
3 mpc.version = '2';
4
5 % system MVA base
6 mpc.baseMVA = 25; % MVA => dvs. 25 MVA
7
8 mpopt = mpooption('pf.nr.max_it',50, 'verbose',0, 'out.all', 0);
9
10
11 fra_time = 1;
12 til_time = 8487;
13 timer = til_time-fra_time;
14
15 load('read_excel.mat');
16 load('begrenseV375', 'installert_effekt_o', 'table_AMS_begrenset', 'pv_prod
        ', 'pv_begrenset', 'table_AMS_u_sol', 'pv_prod_sys'); %Laster inn

```

### resultater fra spenningsreduksjon

```

17
18 %% Lastflytanalyse
19 installert_effekt = pv_begrenset;
20 pv_prod_sys_S = pv_prod_sys;
21 F1 = [25 48 49 50 51 52];
22 F2 = [43 44 45 46 47];
23 A2 = [8 13 19 22 24];
24 D2 = [11 27];
25 trafo = [1:54];
26
27 t_AMS_begrenset = table_AMS_begrenset;
28 for x = 1:length(installert_effekt_o)
29 %% For a kjore power flow
30
31 % Last
32     bus_data_active_power_start = zeros(76,1);
33     k = 1;
34     for j = fra_time:til_time
35         for i = 1:76
36             bus_data_active_power_start(i) = table_AMS_begrenset{x}{1,i}(j
37                 );
38         end
39     end
40     bus_data_reactive_power = bus_data_active_power_start*tan(phi);
41
42     mpc.bus = [bus_data_1, bus_data_active_power_start/1000,
43         bus_data_reactive_power/1000, bus_data_2]; %MWh
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63
64
65
66
67
68
69
70
71
72
73
74
75
76
77
78
79
80
81
82
83
84
85
86
87
88
89
90
91
92
93
94
95
96
97
98
99

```

```

44
45 % Gen data
46
47     mpc.gen      = gen_data;
48
49
50 % Branch data
51
52     mpc.branch  = branch_data;
53
54     output.out(k) = runpf(mpc,mpopt);
55     k=k+1;
56     end
57
58 %% Sjekker MVA rating
59     for i = 1:75
60         for j = 1:timer+1
61             S{x}(i,j) = sqrt((output.out(j).branch(i,14))^2 + (output.out(
62                 j).branch(i,15))^2); %|S| = sqrt(P^2 + Q^2)
63
64             rateA{x}(i,j) = output.out(j).branch(i,6);
65             rateA{x}(32,j) = 0.055;
66
67             diff{x}(i,j) = rateA{x}(i,j) - S{x}(i,j);
68         end
69     end
70
71
72     [avvik_S_branch{x}, avvik_S_time{x}] = find (diff{x} < 0);

```

```
73
74 unik_branch{x} = unique(avvik_S_branch{x});
75
76 for i = 1:length(unik_branch{x})
77     figure
78     plot([0:timer], S{x}(unik_branch{x}(i),:))
79     hold on
80     plot([0:timer], rateA{x}(unik_branch{x}(i),:))
81     legend('|S|', 'rate A')
82     ylabel('MVA')
83     xlabel('Timer')
84     title(num2str(unik_branch{x}(i)))
85 end
86
87 find_MVA = 1;
88
89 while find_MVA ~= 0
90
91     [avvik_S_branch, avvik_S_time] = find(diff{x} < 0);
92
93     for t = 1:length(avvik_S_time)
94         avvik_S_time(t) = fra_time + avvik_S_time(t) - 1;
95     end
96
97
98     if isempty(avvik_S_branch) == 1
99         find_MVA = 0;
100    end
101
102    for i = 1:length(avvik_S_branch)
```

```

103     if avvik_S_branch(i) <= 54
104         installert_effekt{x}(avvik_S_branch(i), avvik_S_time(i)) =
            installert_effekt{x}(avvik_S_branch(i), avvik_S_time(i)
            )) - 0.25;
105         pv_prod_s = pvProd_master(installert_effekt{x}(
            avvik_S_branch(i), avvik_S_time(i)));
106         pv_prod_s = pv_prod_s.';
107         pv_prod_s = reshape(pv_prod_s, [1,8784]);
108
109         t_AMS_begrenset{x}{avvik_S_branch(i)}(avvik_S_time(i)) =
            table_AMS_u_sol{avvik_S_branch(i)}(avvik_S_time(i)) -
            pv_prod_s(avvik_S_time(i));
110         pv_prod_sys_S{x}(avvik_S_branch(i), (avvik_S_time(i))) =
            pv_prod_s(avvik_S_time(i));
111     end
112     if avvik_S_branch(i) == 62
113         for s = 1:length(F1)
114             installert_effekt{x}(F1(s), avvik_S_time(i)) =
                installert_effekt{x}(F1(s), avvik_S_time(i)) -
                0.25;
115             pv_prod_s = pvProd_master(installert_effekt{x}(F1(s),
                avvik_S_time(i)));
116             pv_prod_s = pv_prod_s.';
117             pv_prod_s = reshape(pv_prod_s, [1,8784]);
118
119             t_AMS_begrenset{x}{F1(s)}(avvik_S_time(i)) =
                table_AMS_u_sol{F1(s)}(avvik_S_time(i)) - pv_prod_s
                (avvik_S_time(i));
120             pv_prod_sys_S{x}(F1(s), (avvik_S_time(i))) = pv_prod_s(
                avvik_S_time(i));

```

```
121         end
122     end
123     if avvik_S_branch(i) == 63
124         for s = 1:length(F2)
125             installert_effekt{x}(F2(s), avvik_S_time(i)) =
126                 installert_effekt{x}(F2(s), avvik_S_time(i)) -
127                 0.25;
128             pv_prod_s = pvProd_master(installert_effekt{x}(F2(s),
129                 avvik_S_time(i)));
130             pv_prod_s = pv_prod_s.';
131             pv_prod_s = reshape(pv_prod_s, [1,8784]);
132
133             t_AMS_begrenset{x}{F2(s)}(avvik_S_time(i)) =
134                 table_AMS_u_sol{F2(s)}(avvik_S_time(i)) - pv_prod_s
135                 (avvik_S_time(i));
136             pv_prod_sys_S{x}(F2(s), (avvik_S_time(i))) = pv_prod_s(
137                 avvik_S_time(i));
138         end
139     end
140     if avvik_S_branch(i) == 55
141         for s = 1:length(A2)
142             installert_effekt{x}(A2(s), avvik_S_time(i)) =
143                 installert_effekt{x}(A2(s), avvik_S_time(i)) -
144                 0.25;
145             pv_prod_s = pvProd_master(installert_effekt{x}(A2(s),
146                 avvik_S_time(i)));
147             pv_prod_s = pv_prod_s.';
148             pv_prod_s = reshape(pv_prod_s, [1,8784]);
149         end
150     end
```



```

141         t_AMS_begrenset{x}{A2(s)}(avvik_S_time(i)) =
            table_AMS_u_sol{A2(s)}(avvik_S_time(i)) - pv_prod_s
            (avvik_S_time(i));
142         pv_prod_sys_S{x}(A2(s),(avvik_S_time(i))) = pv_prod_s(
            avvik_S_time(i));
143     end
144 end
145 if avvik_S_branch(i) == 60
146     for s = 1:length(D2)
147         installert_effekt{x}(D2(s), avvik_S_time(i)) =
            installert_effekt{x}(D2(s), avvik_S_time(i)) -
            0.25;
148         pv_prod_s = pvProd_master(installert_effekt{x}(D2(s),
            avvik_S_time(i)));
149         pv_prod_s = pv_prod_s.';
150         pv_prod_s = reshape(pv_prod_s, [1,8784]);
151
152         t_AMS_begrenset{x}{A2(s)}(avvik_S_time(i)) =
            table_AMS_u_sol{A2(s)}(avvik_S_time(i)) - pv_prod_s
            (avvik_S_time(i));
153         pv_prod_sys_S{x}(A2(s),(avvik_S_time(i))) = pv_prod_s(
            avvik_S_time(i));
154     end
155 end
156 if avvik_S_branch(i) == 75
157     for s = 1:length(trafo)
158         installert_effekt{x}(trafo(s), avvik_S_time(i)) =
            installert_effekt{x}(trafo(s), avvik_S_time(i)) -
            0.25;

```

```

159         pv_prod_s = pvProd_master(installert_effekt{x}(trafo(s)
160             ), avvik_S_time(i));
161         pv_prod_s = pv_prod_s.';
162         pv_prod_s = reshape(pv_prod_s, [1,8784]);
163
164         t_AMS_begrenset{x}{trafo(s)}(avvik_S_time(i)) =
165             table_AMS_u_sol{trafo(s)}(avvik_S_time(i)) -
166             pv_prod_s(avvik_S_time(i));
167         pv_prod_sys_S{x}(trafo(s),(avvik_S_time(i))) =
168             pv_prod_s(avvik_S_time(i));
169     end
170 end
171 end
172
173 %Power flow
174 bus_data_active_power = zeros(76,1);
175 k = 1;
176 for j = fra_time:til_time
177     for i = 1:76
178         bus_data_active_power(i) = t_AMS_begrenset{x}{i}(j);
179     end
180 % Bus data
181 bus_data_reactive_power = bus_data_active_power*tan(phi);
182
183 mpc.bus = [bus_data_1, bus_data_active_power/1000,
184             bus_data_reactive_power/1000, bus_data_2]; %MWh

```

```

184     %Gen data
185
186     mpc.gen      = gen_data;
187
188
189     % Branch data
190
191     mpc.branch  = branch_data;
192
193     outputS.out(k) = runpf(mpc,mpopt);
194     k=k+1;
195 end
196
197 for g = 1:75
198     for h = 1:timer+1
199         S{x}(g,h) = sqrt((outputS.out(h).branch(g,14))^2 + (
200             outputS.out(h).branch(g,15))^2); %|S| = sqrt(P^2 + Q^2)
201
202         rateA{x}(g,h) = outputS.out(h).branch(g,6);
203         rateA{x}(32,h) = 0.055;
204
205         diff{x}(g,h) = rateA{x}(g,h) - S{x}(g,h);
206     end
207 end
208 end %While
209
210 pv_prod_sys_sum_S{x} = sum(pv_prod_sys_S{x}(:, fra_time: til_time));
211
212 year_prod_S(x) = sum(pv_prod_sys_sum_S{x});
213 pv_prod_yrXS(x) = 54 * sum(pv_prod{x}(fra_time: til_time));
214 diff_prod_S(x) = pv_prod_yrXS(x) - year_prod_S(x);

```

213

214 **end**