

Solceller i lavspenningsnettet

Teknisk-økonomiske vurderinger og gjeldende
regulering

Sommerprosjekt 2019

Solceller i lavspenningsnettet

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat
Ingvild Grøtterud Birkeland, Thomas Kallevik, Hedda Rytter
Forfatter: Tveiten, Kristian Bjørndal Vigsø

Vår ref. 202005688

Emneord: Solceller, distribusjonsnett

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
Internett: www.nve.no

August 2019

Innhold

Figurliste	5
Forord	6
Sammendrag	7
1 Innledning	9
2 Bakgrunn for analysen	10
3 Teori	12
Solcelleteknologi	12
Kraftnettet	13
Kraftnettets oppbygning.....	13
Nettstrukturer i lavspent distribusjonsnett	14
Lavspent fordelingssystem (IT/TN)	15
Kostnadsstruktur i nettet	16
Regelverk	18
Dagens plusskundeordning	18
Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet (FoL)	19
Utfordringer i kraftnettet som følge av lokal solcelleproduksjon	21
Kapasitet	21
Spenningskvalitet	21
Overspenningsvern	22
Spenningsusymmetri	22
Øydrift	23
4 Metode for simulering av lavspentkretser	23
Datagrunnlag	23
Forbruksdata	23
Simulering solcelleproduksjon i distribusjonsnettet.....	24
Urbane strøk	25
Case 1 – Eneboliger	25
Case 2 – Rekkehus.....	26
Grisgrendte strøk.....	26
Case 3 – Eneboliger	26
Case 4 – Eneboliger og gård	27
Case 5 – To gårder	27
Modell	27
5 Resultater fra simulering	29
Generelt om resultatene.....	29
Resultater	29
Case 1 - Eneboliger i urbant strøk	29
Case 2 - Rekkehus i urbant strøk	30
Case 3 - Eneboliger i grisgrendte strøk	30
Case 4 - Eneboliger og gård i grisgrendte strøk.....	31
Case 5 - To gårder i grisgrendte strøk	32
Diskusjon av resultater fra simulering.....	33

6	Lønnsomhetsvurderinger.....	36
	Privatøkonomiske kostnader	36
	Nåverdiberegning.....	38
	Forutsetninger	38
	Nåverdi ved 50 % selvkonsum	39
	Nåverdi ved 80 % selvkonsum	40
	Nåverdi ved 50 % selvkonsum og effekttariff	41
	Nåverdi ved 50 % selvkonsum, effekttariff og lavere effektrinn	42
	Samfunnsøkonomisk nåverdi	43
	Nettselskapenes kostnader	44
	Diskusjon av lønnsomhetsvurderinger	46
7	Fremtidig forvaltningspraksis.....	47
8	Konklusjon	51
	Referanseliste.....	52
	Vedlegg	54
	Vedlegg 1: Kode	54

Figurliste

Figur 1: Utviklingen i installert solcelleeffekt globalt 2006-2018 (Multiconsult, 2018, BloombergNEF, 2019).....	10
Figur 2: Utviklingen i installert solcelleeffekt i Norge 2012-2018 (Multiconsult, 2018, Solenergiklyngen, 2019).....	10
Figur 3: Utviklingen i global vektet gjennomsnittlig systemkostnad for solkraft, 2009-2025 (IRENA, 2016).....	11
Figur 5 Krets i bolig med solcelleproduksjon.....	13
Figur 6: Det norske kraftsystemets oppbygning (SINTEF, 2003).....	14
Figur 7: Lavspenningsnett fra nettstasjon ut til bolig/kunde (SINTEF, 2003).....	15
Figur 8: Dagens fordeling av kostnader i nettet (Bjelland Eriksen, 2018).....	17
Figur 9 Oppsett av Case 1. 5 kunder/eneboliger er koblet til hvert kabelskap.	25
Figur 10 Oppsett Case 3. 2 kunder/eneboliger er koblet til hvert kabelskap.	26
Figur 11 Oppsett av Case 5. To gårder er koblet til hver sitt kabelskap.....	27
Figur 12: Priser for installert effekt for 2,48-9,92 kWp.....	37
Figur 13: Nåverdi gitt kWp ved 4 % neddiskontering og 50 % selvkonsum.....	40
Figur 14: Nåverdi gitt kWp ved 4 % neddiskontering og 80 % selvkonsum.....	41
Figur 15: Nåverdi gitt kWp ved effekttariff innført 2021, 4 % neddiskontering og 50 % selvkonsum.	42
Figur 16: Nåverdi ved 50 % selvkonsumrate og effekttariff innført 2021 ved spart effekttrinn.....	43
Figur 17: Samfunnsøkonomisk nåverdi ved 4 % neddiskontering.	44

Forord

Vi har på oppdrag av Norges vassdrag- og energidirektorat skrevet en rapport om hvordan lokal produksjon av strøm, med fokus på solceller, kan skape utfordringer i nettet.

Forfatterne av rapporten er Hedda Rytter Tveiten og Kristian Vigsø, med bakgrunn fra studier i samfunnsøkonomi, og Ingvild Grøtterud Birkeland og Thomas Kallevik, med bakgrunn fra studier i energi og miljø.

Sommerprosjektet har vært et samarbeid mellom seksjon for regulering av netjtjenester underlagt Reguleringsmyndigheten for Energi (RME-N), seksjon for kraftsystemer (EK) og seksjon for energibruk og teknologier (EE) underlagt Energiavdelingen.

Vi er takknemlige overfor alle, både i og utenfor NVE, som har delt sin kunnskap med oss i løpet av sommeren. Vi vil rette en stor takk til våre veiledere, Andreas Bjelland Eriksen, Jørgen Tjersland, Lars Eirik Eilifsen og Jarand Hole.

Oslo, august 2019

Sammendrag

De siste årene har det vært en eksponentiell vekst i installert effekt for solceller koblet til nettet. Utviklingen kan blant annet forklares ved synkende teknologikostnader og økt interesse. Veksten kan medføre at kostnadsdelingen mellom plusskunder og andre nettkunder utfordres, som følge av nye behov for investeringer i nettet. Denne rapporten tar for seg de tekniske utfordringene lavspennt distribusjonsnett i Norge kan møte de kommende årene, samt en vurdering av markedet og hvorvidt solcelleanlegg hos privatpersoner er samfunns- og privatøkonomisk lønnsomt.

Den tekniske analysen ble gjennomført med pakken Pandapower i Python. Det ble utarbeidet representative kretser for både urbane og grisgrendte strøk, med eneboliger, rekkehus og gårder. Spenningsverdier, samt kapasitet i kabler og transformator for ulike anleggsstørrelser ble analysert. Resultatet viste at det vil kunne oppstå problemer for anlegg på mellom 5 kWp og 10 kWp på eneboliger dersom alle i en lavspenntkrets installerer dette. Problemene er hovedsakelig kapasitet i transformator og høye spenningsverdier. Hvis man har gårder i kretsen vil dette ofte skape problemer på grunn av store tak, og ofte svakere nett.

Den økonomiske analysen viser at avviket mellom samfunns- og privatøkonomisk lønnsomhet er stigende ved økende installert effekt. I dagens marked er store anlegg mest lønnsomme for privatpersoner. Slik simuleringen viste, kan dette utløse behov for investeringer i nettet. Solcelleanlegg som i hovedsak er dimensjonert for å dekke eget forbruk kan være en bedre løsning for samfunnet, og kan redusere behovet for investering og driftstiltak. Markedsløsninger som stimulerer til installert effekt som stemmer bedre overens med grunnlast kan være en løsning på dette. I tillegg vil overgangen til effekttariffer gjøre at samfunns- og privatøkonomisk lønnsomhet samsvarer bedre, siden effekttariffer i større grad gjenspeiler de faktiske kostnadene i nettet.

Ut fra den tekniske og økonomiske analysen ble flere alternative løsninger diskutert. En av løsningene var å fortsette slik det er i dag med forvaltningspraksis der hovedsikring gjelder begge veier og samme regler for plusskundeordningen. En annen var å behandle alle nye nett-tilknyttede anlegg som ny tilknytning, og i de tilfellene der det oppstår problemer må plusskunden betale anleggsbidrag i henhold til dagens regelverk på området. En tredje løsning var at plusskunden kun kan produsere tilsvarende deler av inntakssikringen. Videre så vi på hvorvidt man kan gjennomføre driftstiltak eller nye investeringer når problemer i nettet oppstår. Vi konkluderte med at det ikke bør gjøres endringer i dagens plusskundeordning, og at dersom

det oppstår kapasitetsproblemer eller spenningsutfordringer i nettet vil driftstiltak, altså struping av energi mot kompensasjon, være en god løsning i de få driftstimene problemene oppstår.

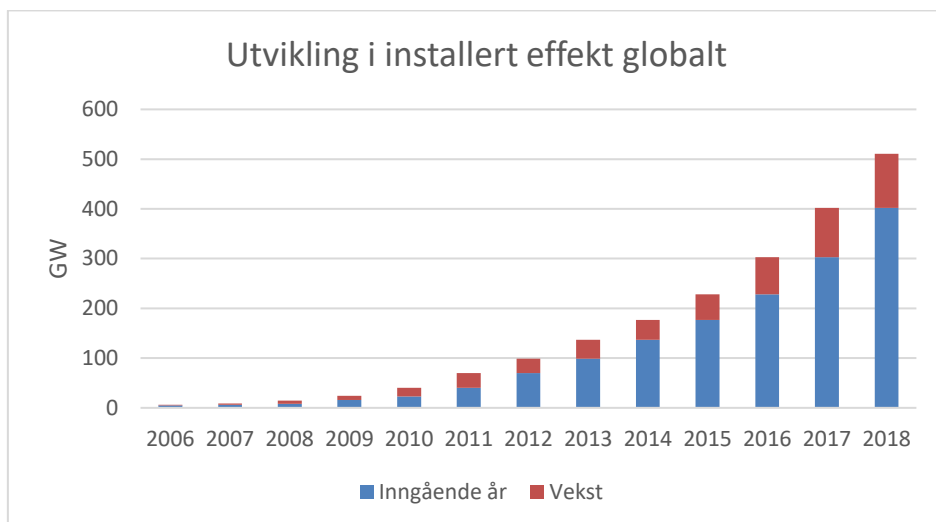
1 Innledning

Enkelte nettselskaper har gitt uttrykk for at dersom lokal produksjon av strøm i distribusjonsnettet blir mer vanlig, kan dagens forvaltningspraksis med hovedsikring begge veier og regelverk for plusskunder medføre behov for utbedring av nettet. Det er særlig produksjon av solkraft som blir sett på som problematisk, ettersom produksjon fra solcellene ofte ikke samsvarer med forbruket. I denne rapporten vil vi se nærmere på hvilke tekniske og økonomiske utfordringer som kan oppstå ved lokal produksjon fra solceller, og det potensielle omfanget av disse.

I kapittel 3 går vi gjennom solcelleteknologi, kraftnettets oppbygning og kostnadsstruktur i nettet, samt relevant regelverk. Videre presenteres datagrunnlaget og metoden for simuleringen i kapittel 4. Den tekniske delen av oppgaven avsluttes med presentasjon og diskusjon av resultatene i kapittel 5. I kapittel 6 presenteres lønnsomhetsvurderinger og nåverdiberegninger av investeringer i solcelleanlegg. Avslutningsvis diskuteres mulige løsninger før vi konkluderer i henholdsvis kapittel 7 og 8.

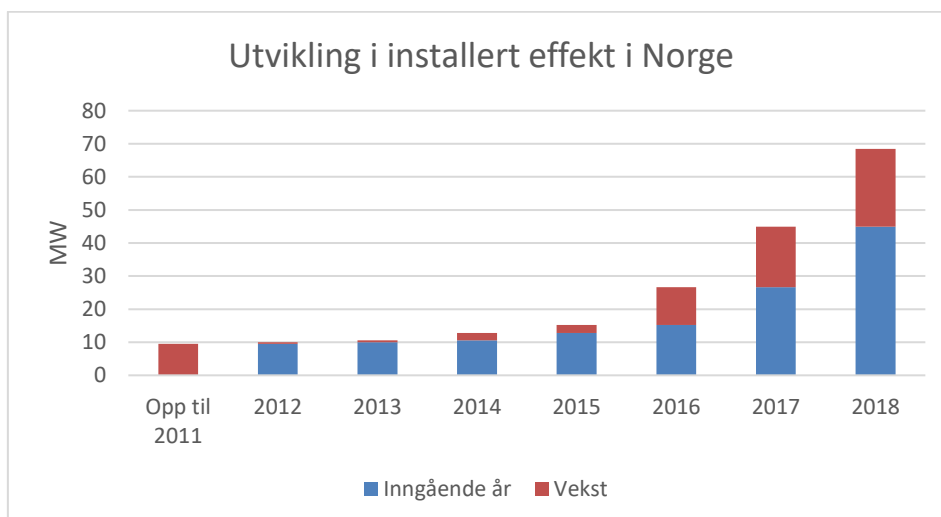
2 Bakgrunn for analysen

De siste årene har vi sett en eksponentiell vekst i markedet for solceller både globalt og i Norge. I 2017 ble det installert 99 GWp effekt globalt, og i 2018 var det totalt 511 GWp installert effekt globalt (Multiconsult, 2018, BloombergNEF, 2019).



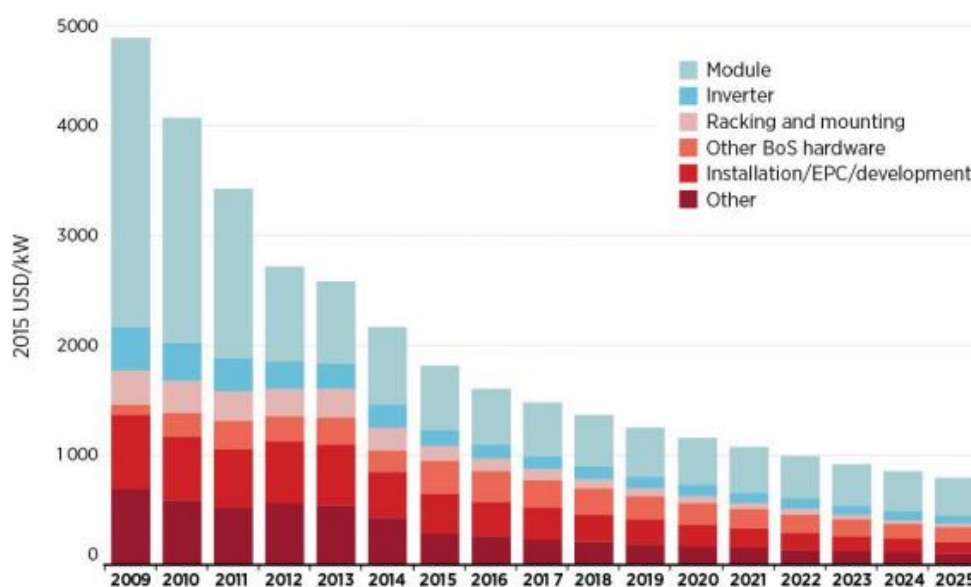
Figur 1: Utviklingen i installert solcelleeffekt globalt 2006-2018 (Multiconsult, 2018, BloombergNEF, 2019).

Fra 2017 til 2018 var veksten for solceller i Norge på 29 % (Multiconsult, 2018). Veksten kommer hovedsakelig fra næringsbygg, men markedet for solceller på privatboliger øker stadig. Fra 2015 til 2016 var det en tredobling av installert effekt hos privatboliger. Til sammen var det ved utgangen av 2018 installert nesten 70 MWp solkraft i Norge (Solenergiklyngen, 2019).



Figur 2: Utviklingen i installert solcelleeffekt i Norge 2012-2018 (Multiconsult, 2018, Solenergiklyngen, 2019)

Det er utarbeidet flere scenarier for veksten i solceller i Norge i årene fremover. Det antas at sol vil stå for den største prosentvise veksten i fornybar energi de neste fem årene. Anslaget varierer fra 3 TWh til 5 TWh i 2035 (Henden and Ericson, 2019). Dette tilsvarer en årlig produksjon på 2,3-4,8 TWh. Veksten de siste ti årene har vært over forventningene, og potensialet for utbygging sies å være langt større (Multiconsult, 2018). Økningen kan i stor grad forklares av reduksjon i teknologi- og installasjonskostnad, økt miljøengasjement, innføring av støttemekanismer og økende strømpriser.



Figur 3: Utviklingen i global vektet gjennomsnittlig systemkostnad for solkraft, 2009-2025 (IRENA, 2016)

Figur 3 viser prisutvikling på de ulike komponentene i et solcelleanlegg. Gjennomsnittsprisene for solkraft har globalt blitt redusert med 62 % siden 2009 (Bloomberg, 2017). Prisen for solceller er forventet å synke med ytterligere 57 % fra 2018 frem mot 2025 (PV-Tech, 2016).

Flere nettselskaper sier de allerede har opplevd utfordringer i forbindelse med veksten av solcelleanlegg i lavspent distribusjonsnett. Solcellespesialisten, Norges største installatør av solceller, hevder at 20 % av anleggene de har installert har utfordringer med å overholde forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet (FoL)¹. Dette er hovedsakelig på grunn av at hurtige endringer i produksjon fra anleggene gir større spenningsvariasjoner enn det forskriften tillater.

¹ Etter personlig kommunikasjon med Solcellespesialisten.

Vanligvis kommer produksjon av kraft inn på nettet på høyere nettnivåer. Nettet er tradisjonelt bygd slik at spenningsfallet skal være en vei, og det fra høyere til lavere nettnivå i distribusjonsnettet. Produksjon fra solcelleanlegg kommer inn i delen av distribusjonsnettet med lavest spenning, hvor det er minst tverrsnitt og kapasitet. Spenningsfallet skifter da retning, og det kan oppstå problemer med for høye spenninger ytterst i kretsene.

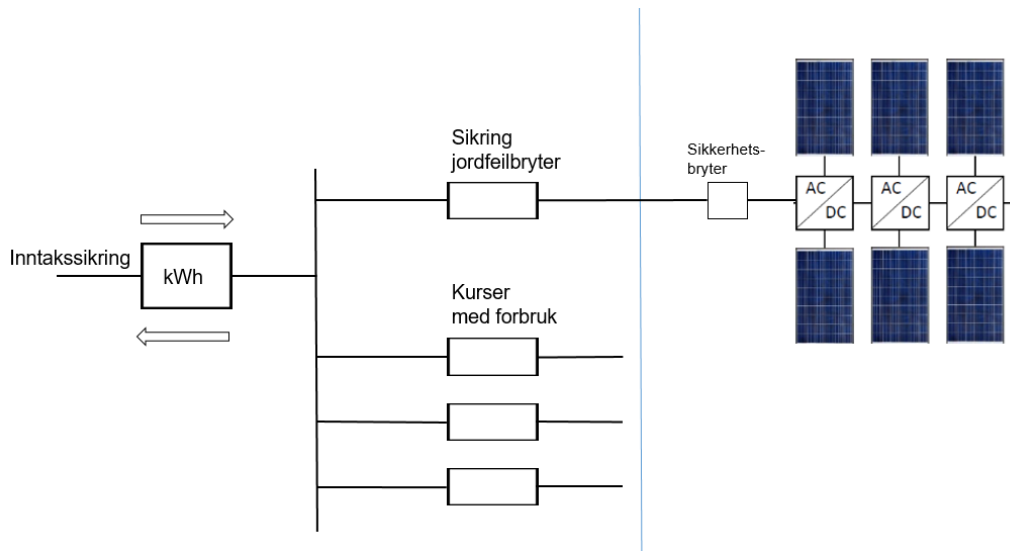
Den store økningen i privat installasjon av solcelleanlegg kan potensielt by på problemer med leveringskvalitet i nettet. Mye av grunnen til dette er at når solcelleproduksjonen i Norge er høy, er forbruket lavt. En stor del av produksjonen blir da matet ut på nettet. Med dagens forbruksmønster vil dette være en utfordring dersom det blir en storstilt utrulling av solceller.

3 Teori

Solcelleteknologi

Solceller er vanligvis bygget opp av halvledermaterialet silisium. Grunnstoffet har fire elektroner i ytterste skall, og kan dermed danne krystallstruktur. Solcellen er delt i to deler, der det i den ene delen er lagt til grunnstoff med fem elektroner i ytterste skall (ofte fosfor), kalt n-dopet. I den andre delen er det lagt til stoff med 3 elektroner i ytterste skall (ofte bor), kalt p-dopet. Når fotoner fra sola treffer solcellene, vil elektroner sparkes løs og bevege seg fra den n-dopede siden til den p-dopede siden gjennom en ytre krets. Dermed går det en strøm gjennom kretsen (Mauseth, 2017).

Mengde produsert energi avhenger av intensiteten på solinnstrålingen. Denne varierer i Norge fra rundt 700 kWh/m^2 i nord til rundt 1000 kWh/m^2 i sør. I tillegg vil produksjonen avhenge av faktorer som årstid, temperatur og vær. Blant annet er solceller mer effektive i kalde temperaturer (NVE, 2019c).



Figur 4 Krets i bolig med solcelleproduksjon

Et solcelleanlegg består av flere paneler, som vist i Figur 4. Hver av disse panelene har en effekt på rundt 300 W. Ettersom solcellepaneler produserer likestrøm (DC), må det også installeres invertere som omgjør likestrøm til vekselstrøm (AC). Deretter kan produsert energi forbrukes av lasten (huset) som er koblet til. Dersom produksjonen er større enn lasten, vil energien sendes ut på strømmettet.

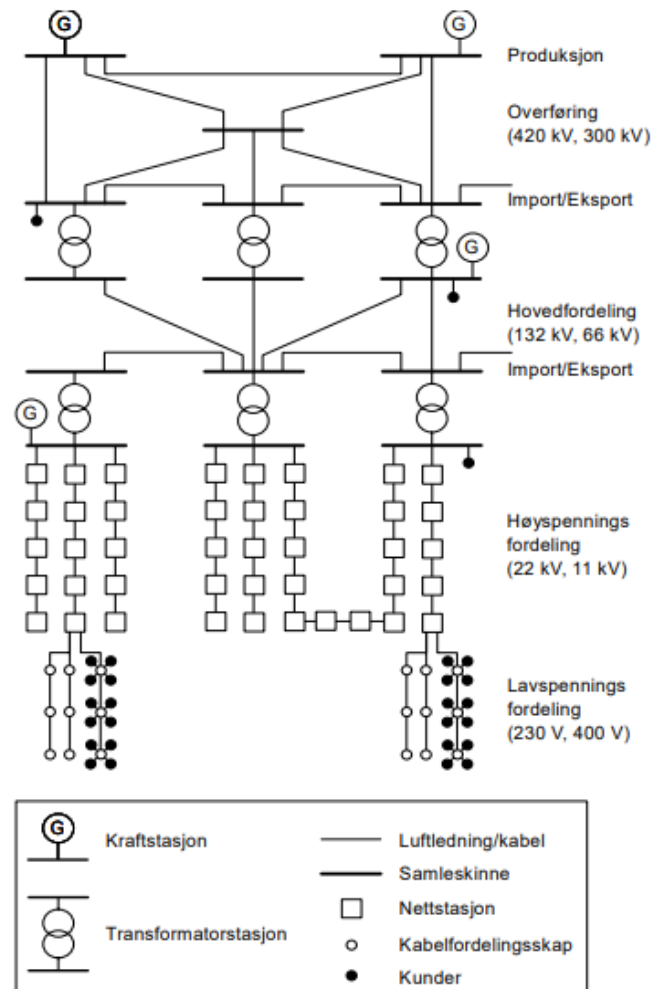
Kraftnettet

Kraftnettets oppbygning

Kraftnettet i Norge er bygget opp av tre nettnivåer; transmisjonsnett, regionalnett og distribusjonsnett, som vist i Figur 5. Transmisjons- og regionalnettet har spenningsnivåer på henholdsvis 300-420 kV og 33-132 kV. Distribusjonsnettet består av to deler, høyspent distribusjonsnett med spenningsnivå 11-22 kV og lavspent distribusjonsnett med spenningsnivå 0,23-0,4 kV. Høyspent distribusjonsnett på 22 kV er mest normalt i rurale områder, mens 11 kV er normalt i urbane områder. Statnett er ansvarlig for transmisjonsnettet i Norge (TSO), mens regional- og distribusjonsnettet er driftet av regionale og lokale nettselskaper med varierende størrelse (DSO). Det er i underkant av 120 nettselskap med inntektsramme i dag.

Tradisjonelt har Norge produsert vannkraft på kraftstasjoner der spenningen transformeres opp før kraften blir sendt videre. Dette er for å ha så lav strøm som mulig for å minimere

tap i linjene, ettersom tapet er proporsjonalt med kvadratet av strømmen. Nettet er i tillegg designet for at kraften skal flyte fra transmisjons- og regionalnettet og ned til sluttbrukeren i distribusjonsnettet. Dermed er det dimensjonert slik at kapasiteten på utstyr minker nedover i nettnivå, for eksempel ved lavere tverrsnittet på kabler. Ved lokal produksjon av solkraft eller ved mikrokraftverk mates strømmen direkte ut i distribusjonsnettet. Ettersom nettet i utgangspunktet ikke er dimensjonert for kraftflyt motsatt vei, kan dette potensielt by på utfordringer.

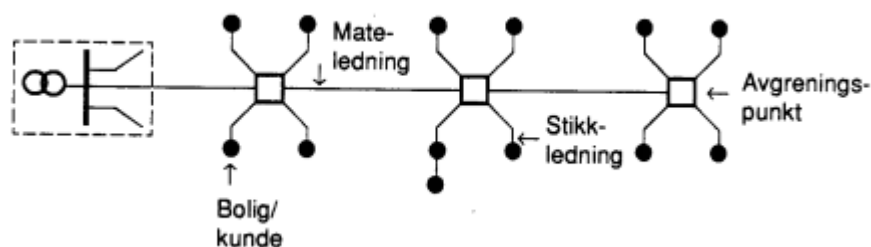


Figur 5: Det norske kraftsystemets oppbygning (SINTEF, 2003)

Nettstrukturer i lavspent distribusjonsnett

Det lavspente distribusjonsnettet er enten bygget opp som radielt nett eller maskenett. Figur 6 viser et typisk lavspenningsnett fra nettstasjon og ut til bolig/kunde. Det går én eller flere ledninger ut fra nettstasjon, kalt kurser. Fra nettstasjon til kabelskap (avgreiningpunkt) og

mellom kabelskap er det mateledninger (hovedledninger). Videre kobles kabelskap og bolig sammen med en stikkledning. Det forekommer også at flere boliger er koblet til samme stikkledning. For eneboliger er det normalt én kunde per stikkledning, mens for rekkehus og boligblokker kan det være flere kunder per stikkledning (SINTEF, 2003). Kretsen vist i Figur 6 har en radiell utforming og ingen alternativ forsyningsmulighet. Det som gjør skiller maskenett fra et radielt nett er at det finnes flere alternative muligheter for å rute strømmen hvis det oppstår et avbrudd. På lavere spenningsnivå driftes i utgangspunktet alle kretser radielt med normaldeling. Omkobling ved gjenoppretting etter utfall eller annet arbeid gjøres manuelt av montører. Det er dermed bedre leveringspålitelighet i et maskenett enn i et radialnett. På en annen side kan det være utfordrende å ha oversikt over belastningsforhold, tapsforhold og reservekapasitet.



Figur 6: Lavspenningsnett fra nettstasjon ut til bolig/kunde (SINTEF, 2003)

Lavspent fordelingssystem (IT/TN)

I Norge har IT-nett vært nesten enerådende som fordelingssystem til husholdninger. I et IT-nett er faselederne og nøytralpunktet i fordelingstransformatoren isolert fra jord med et overspenningsvern. Hvis det oppstår høy spenning vil overspenningsvernet kortslutte og lede til jord. Spenningen mellom fasene er 230 V.

TN-nett har i tillegg til faseledere også en nøytralleder, og nøytralpunktet i fordelingstransformatoren er jordet. Her er spenning mellom faseleder og nøytralleder $400/\sqrt{3} = 230$ V, mens det mellom fasene er 400V. Denne typen fordelingssystem har systemspenning på 400 V, som gjør at det blir mindre tap i linjene. I Norge bygges det stadig mer TN-nett. I nye utbyggingsområder blir dette alltid valgt.

Flere produkter på markedet leveres i utgangspunkt med TN-nett 3-fase 400/230 V. Eksempelvis vil det gå raskere å lade elbil med TN-nett sammenliknet med IT-nett ettersom laderne er designet for TN-nett, og man kan da benytte seg av 3-faselading. Derimot

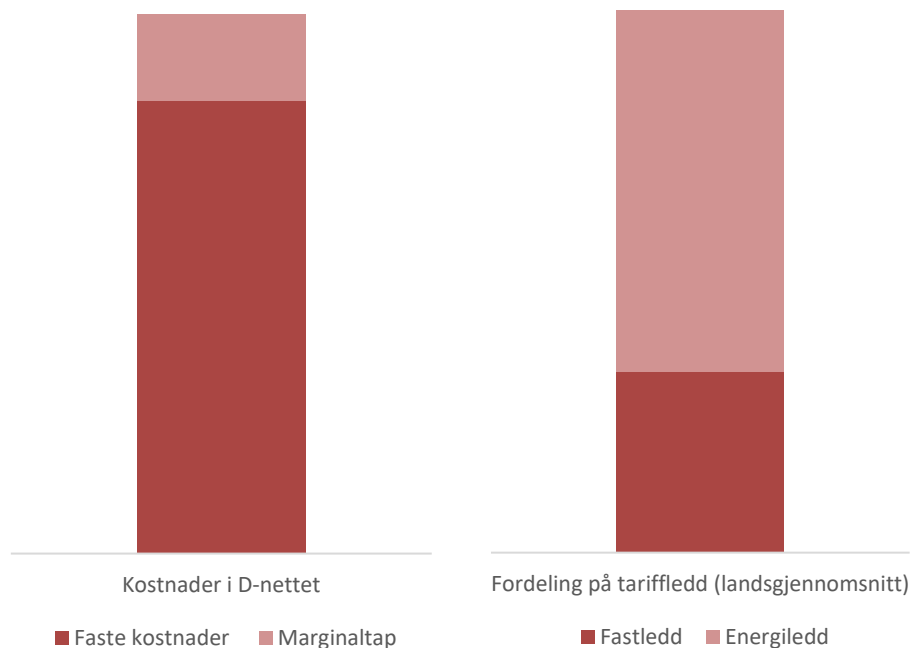
begynner utstyr til både solcelleanlegg og elektriske biler for IT-nett å bli mer utbredt fordi det særlig er et stort marked for sistnevnte i Norge.

Kostnadsstruktur i nettet

Kostnadene i nettet består av omtrent $1/6$ marginale tapskostnader og $5/6$ faste kostnader (Bjelland Eriksen, 2018). Faste kostnader er her å forstå som kostnader ved drift og vedlikehold, avskrivninger, avkastning og KILE (kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi). Forbrukere betaler en kraftpris til kraftleverandøren for strømmen og nettleie til det lokale nettselskapet (NVE, 2019a). Nettleien skal dekke faste og variable kostnader knyttet til nettet. I tillegg betaler forbrukerne avgifter for strøm (forbruksavgift, Enovaavgift og merverdiavgift).

Dagens nettleie består av et energiledd og et fastledd. Energileddet tilsvarer i utgangspunktet de marginale tapskostnadene, og skal reflektere kostnaden ved kundens bruk av nettet. Overføring av kraft genererer varme slik at noe av kraften går tapt. Tapet øker når overføringen nærmer seg kapasitetsgrensen (NVE, 2019a). Dagens regelverk åpner for at energileddet kan settes høyere enn marginale tapskostnader for å dekke en andel av de faste kostnadene.

I økonomisk teori gir pris lik marginalkostnad likevekt i markedet. En slik pris vil imidlertid ikke være mulig i strømnettet, med høye faste kostnader og lave variable marginalkostnader. En aktør som kun får dekket sine marginalkostnader vil raskt gå konkurs i et slikt marked. Nettleien må derfor også dekke de store residuale kostnadene, som i utgangspunktet ikke kan henføres til en enkeltkunde. Dette gjøres i utgangspunktet gjennom fastleddet. For optimal prising er det viktig at fastleddet er så nøytralt som mulig, hovedsakelig for å unngå vridning i etterspørsel og dermed effektivitetstap i markedet.



Figur 7: Dagens fordeling av kostnader i nettet (Bjelland Eriksen, 2018).

Figur 7 viser fordeling av marginale og faste kostnader i dagens nettleietariff for private husholdninger og mindre næringskunder sammenlignet med fordelingen av kostnader i distribusjonsnettet. Dagens fordeling gjenspeiler ikke den reelle kostnadsstrukturen i nettet. Slik det er i dag består nettleien av et fastledd som dekker rundt 1/3 av kostnadene og et energiledd som dekker 2/3 av kostnadene. Dette sammenfaller ikke med kostnadsstrukturen, slik den er beskrevet over (Bjelland Eriksen, 2018, Hildermeier et al., 2019).

I dag er energileddet på 19,24 øre per kWh, mens de marginale tapskostnadene i nettet er omtrent 5 øre per kWh. Differansen mellom energileddet og marginale tapskostnader bidrar til å dekke en del av de faste kostnadene i nettet (Hansen et al., 2017). En plusskunde reduserer energiuttaket fra nettet ved å produsere en del av energiforbruket selv. Likevel vil plusskunden normalt ha like stort behov for levert effekt i de periodene hvor produksjonsanlegget ikke produserer energi (Kirkeby et al., 2015). Plusskunden vil dermed kunne oppnå lavere nettleie uavhengig av om tilpasningen faktisk avlaster nettet. Dette fører til at andre kunder må dekke en økt andel av nettets faste kostnader.

Effektuttaket i Norge øker mer enn energibruken. En forklaring på dette er at energieffektive apparater blir stadig vanligere samtidig som bygninger har blitt bedre

isolert. De energieffektive apparatene har imidlertid ofte høyt effektuttak og dermed øker effektuttaket mer enn energibruken. NVE har tidligere foreslått å gå vekk fra energibaserte tariffer og over til effektbaserte tariffer som i større grad reflekterer kostnadsstrukturen i nettet (Hansen et al., 2017).

Regelverk

Dagens plusskundeordning

En annen faktor ved økningen av solceller er avklaringer rundt plusskundeordningen (PVPS, 2017). Fra 1.januar 2017 trådte den nye definisjonen av plusskundeordningen i kraft. En plusskunde er en

«Sluttbruker med forbruk og produksjon bak tilknytningspunkt, hvor innmatet effekt i tilknytningspunktet ikke på noe tidspunkt overstiger 100kW. En plusskunde kan ikke ha konsesjonspliktig anlegg bak eget tilknytningspunkt eller omsetning bak tilknytningspunktet som krever omsetningskonsesjon.» (OLJE OG ENERGIDEPARTEMENTET, 2019)

En plusskunde er først og fremst en forbrukskunde, og henter normalt mesteparten av sitt energiforbruk fra nettet. Energien plusskunden produserer er hovedsakelig til eget forbruk, men i perioder hvor produksjonen er større enn forbruket kan overskuddskraften mates inn på nettet. Plusskunden kan ikke selge kraften direkte til andre strømkunder, men må selge overskuddskraften gjennom en kraftleverandør som er villig til å kjøpe kraften. Plusskunden har rett til å utnytte den eksisterende kapasiteten i inntakssikringen sin ved uttak og innmating. Dersom nettet ikke tåler plusskundens innmating, har ikke nettselskapet mulighet til å kreve anleggsbidrag for utbedring av nettet (NVE, 2019b).

Alle kraftprodusenter må betale en innmatingstariff for å kunne mate inn strøm på strømmettet. Slik reglene er i dag betaler ikke plusskunder innmatingstariff. Grunnen til dette er at plusskunder i utgangspunktet dekker sin andel av de faste kostnadene gjennom fastleddet for forbruk i nettleien. Plusskunden skal dermed bare betale eller få betalt energileddet som dekker de marginale tapskostnadene ved overføring. Energileddet for plusskunder er vanligvis negativt. Dette har sammenheng med at produksjonen fra plusskunder vanligvis bidrar til å redusere varmetapet, og dermed også de marginale tapskostnadene i nettet (BKK, 2019).

Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet (FoL)

For å sikre at alle brukere av elektrisk kraft i Norge får en tilfredsstillende leveringskvalitet uavhengig av hvor man bor, har NVE utarbeidet forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet.

Kvaliteten på elektrisitet er viktig for at elektrisk utstyr og apparater fungerer som tiltenkt og ikke utgjør en sikkerhetsrisiko. Leveringskvalitetsforskriften skal medvirke til at kvaliteten på elektrisiteten forbrukere og næringsvirksomheter får levert fra sitt respektive nettselskap er tilfredsstillende. Forskriften gjelder for alle som helt eller delvis eier, driver eller bruker elektriske anlegg eller elektrisk utstyr som er tilkoblet det norske kraftsystemet.

Leveringskvalitetsforskriften presiserer blant annet nettselskapenes plikt til å gjenopprette elektrisitetsforsyningen til nettkunder så raskt som mulig etter et avbrudd, og det er gitt konkrete grenseverdier og intervaller for individuelle spenningskvalitetsparametere i kraftsystemet. Forskriften definerer også ansvarsforholdet mellom nettselskap og nettkunder i forbindelse med avbrudd og spenningskvalitetsklager, i tillegg til å regulere informasjonsplikten for ulike aktører. Hovedregelen er at den, eller de, som er årsak til redusert leveringskvalitet skal utbedre forholdet. Nettselskapene har også ansvar for å overvåke kvaliteten innenfor eget forsyningsområde, og det blir stilt krav til hvordan nettselskapene håndterer henvendelser om leveringskvalitet fra nettkunder.

Det er særlig spenningskvalitet som er relevant for denne analysen. Krav til spenningskvalitet går på

- Spennings frekvens
- Langsomme variasjoner i spennings effektivverdi
- Kortvarige overspenninger, kortvarige underspenninger og spenningsprang
- Flimmerintensitet
- Spenningsusymmetri
- Overharmoniske spenninger

Spennings frekvens reguleres av systemansvarlig (Statnett) og skal normalt holdes innenfor $50 \text{ Hz} \pm 0,2 \%$, det vil si fra 49,90 – 50,10 Hz. Dette er et mål på den momentane balansen mellom produksjon og forbruk i kraftsystemet. Mer informasjon om momentan kraftbalanse finnes på [Statnetts nettsider](#) (Statnett, 2019).

Langsomme variasjoner i spenningens effektivverdi skal være innenfor et intervall på ± 10 % av nominell spenning. Variasjonene måles som gjennomsnitt over ett minutt. I Norge har det lavspente distribusjonsnett et spenningsnivå på 230 eller 400 V. I et nett med nominell spenning lik 230 V er dermed kravet at spenningen skal ligge mellom 207 - 253 V.

Kortvarige over- og underspenninger forekommer når spenningen går henholdsvis høyere eller lavere enn ± 10 % av nominell verdi. Kortvarige underspenninger oppstår oftere enn kortvarige overspenninger, og skyldes som regel en stor økning i lasten (forbruket) i forsyningskretsen. Dette kan for eksempel være en motorstart eller at flere ovner blir skrudd på samtidig. Kortvarige overspenninger kan, i motsatt tilfelle, forekomme på grunn av at en stor last blir koblet fra forsyningskretsen.

Spenningsstrang er en endring i spenningens nominelle verdi som skjer hurtigere enn 0,5 % per sekund. Dette tilsvarer en endring på 1,15 V per sekund i et nett med nominell spenning på 230 V. Maksimalt antall tillatte kortvarige overspenninger, kortvarige underspenninger og spenningsstrang er satt per flytende 24-timersperiode, og kravet er forskjellig på ulike spenningsnivå.

Flimmet er synlig variasjon i lysstyrke over tid. Dette kan oppstå når spenningen varierer. Intensiteten måles i enhetsverdier (per unit), der verdien lik 1 tilsvarer flimmerintensitet fra en 60 W glødelampe når minst halvparten av menneskene som blir utsatt for flimmeret sjeneres av dette. Hvordan mennesker oppfatter og reagerer på flimmet er derfor individuelt, og noen er dermed mer sensitive enn andre. Tillatte flimmerverdier deles inn i kort- og langtidsintensitet, og verdiene er forskjellige på ulike spenningsnivå.

Spenningsusymmetri betyr at en av fasene har ulik verdi og/eller forskyvning i forhold til de andre fasene. Dette kan oppstå når fasene i et trefasesystem belastes ulikt, og forekommer som regel når en stor last kun blir tilkoblet to faser. Nettselskap skal sørge for at grad av spenningsusymmetri i tilknytningspunktet ikke overstiger 2 %, målt som gjennomsnitt over ti minutter. De må derfor passe på at forbrukerinstallasjoner i samme forsyningskrets er jevnt fordelt på tre faser.

Overharmoniske spenninger fører til en forvrenging av spenningens bølgeform. Denne skal ideelt sett være en sinuskurve med en frekvens på 50 Hz. Overharmoniske spenninger er et multiplum av denne frekvensen, og ligger over den opprinnelige sinuskurven. Spenningsbølgen får dermed en annen form og har ofte flere overliggende frekvenser. Disse har som regel sin opprinnelse fra elektriske apparater med ulineær strøm- og

spenningskarakteristikk. Eksempler på slike er likerettere og lysstoffrør. Total harmonisk forvrenging skal ikke overstige 8 % og 5 %, målt som gjennomsnitt over henholdsvis ti minutter og én uke. Det stilles også krav til størrelsen på de individuelle overharmoniske spenningene i forhold til nominell forsyningsspenning.

Utfordringer i kraftnettet som følge av lokal solcelleproduksjon

Kapasitet

En utfordring i forbindelse med solceller i distribusjonsnettet er kapasiteten i linjer og transformatorer. Strømnettet er bygd slik at energien flyter fra produksjon og nedover i nettet til sluttbrukeren. Dette gir et lavere tverrsnitt på kablene desto lengre ned man kommer i distribusjonsnettet. Kapasitetsproblemer oppstår ved for mye effekt i linjene eller transformatoren, slik at disse blir overbelastet. Transformatorer og linjer er bygget med en gitt sammenlagningsfaktor som beskriver utstyrets kapasitet i forhold til den totale lasten de skal forsyne. Sammenlagningsfaktor er dermed et mål på hvor mange som til enhver tid bruker installert effekt fullt ut, med høyde for en naturlig fordeling av forbruk. En typisk faktor for sammenlagring er på 40-60%. Ved solceller vil husene i et nabolag ha solcelleproduksjon på samme tidspunkt. Til tross for at forbruket varierer, og de mater ut forskjellig effekt, vil flere hus muligens ha netto produksjon samtidig. Alle plusskunder har etter dagens regelverk rett til å sende ut effekten sikringen tilsvarer. Ettersom sammenlagringen til produksjon er høy sammenlignet med sammenlagringen til forbruk i lavspenningskretsen, kan kraften potensielt overstige kapasiteten til både linjer og transformator. Dette kan bli et problem ved storskala utrulling av solceller.

Spenningskvalitet

En annen utfordring er spenningskvaliteten hos sluttbrukeren. Ved at man mater inn kraftproduksjon fra solceller i distribusjonsnettet vil spenningen stige. Denne stigningen vil være avhengig av størrelsen på anlegget og styrken i nettet det mates ut på. I noen svake nett kan en få en spenningsøkning som overstiger 253 V. Tidligere har spenningen falt utover i kretsen, og man har derfor i realiteten hatt et bånd på 20% fra trafoen og ut til siste sluttbruker ettersom båndet er +/- 10 %. Dette endres når det blir en spenningsøkning utover kretsen. Sluttbrukere utover i kretsen kan dermed få for høy spenning på sommeren når solcellene produserer for fullt, og for lav spenning på vinteren hvis nettstyrken var svak i

utgangspunktet. Spenning utenfor +/- 10% av den nominelle kan føre til at elektrisk utstyr ikke fungerer som det skal, og i ytterste konsekvens utgjøre en brannfare hvis avviket er veldig stort.

Raske endringer i spenning eller spenningsdipp kan også oppstå. Solcellespesialisten sier at raske endringer som overgår kravet i FoL (> 0.5% per sekund) er et problem for 20% av anleggene de har installert.

Ved at produksjonen av solkraft varierer i løpet av dagen vil flimmer teoretisk kunne forekomme. I følge RENblad 3040 (2019) viser forskning at dette ikke vil kunne oppstå så lenge det ikke er noe galt med anlegget. Begrunnelsen er at skydekket ikke varierer raskt nok til å skape flimmer.

Overspenningsvern

I et solcelleanlegg er det vanligvis koblet til to overspenningsvern; ett hurtigvirkende som kobler ut ved høye overspenninger og ett langsomtvirkende som kobler ut ved moderate overspenninger.

Det kan imidlertid oppstå problemer hvis overspenningene er forårsaket av solcelleanlegget. Overspenningsvernet kobler ut, enten etter 1 minutt eller etter 10 minutter avhengig av utkoblingstid, og spenningen vil falle til et akseptabelt nivå (RENBLAD, 2019). Da vil anlegget kobles på igjen, spenningen øker og produksjonen vil resultere i ny overspenning. For plusskunder vil dette føre til økonomisk tap fordi slike overspenninger vil resultere i utkoblinger, og dermed tap av produsert energi.

Spenningsusymmetri

I Norge er det IT-nett som utgjør størsteparten av nettstrukturen i det lavspente distribusjonsnett. Ved å koble solcelleanlegget på nettet via en enfaseomformer vil dette kunne skape økt usymmetri i spenningen, særlig hvis man ikke har oversikt over hvilken fase man kobler til. I henhold til FoL kan ikke graden av usymmetri overstige 2%. Ved utrulling av Avanserte måle- og styringssystemer (AMS) vil usymmetri lettere kunne oppdages og rettes opp i hos kunden. Dette gjør at problemet i fremtiden kan bli mindre, men det er en viktig problemstilling ved installasjon av solcelleanlegg. Problemet lar seg løse ved bytte av faser dersom det oppdages usymmetri i nettet. En standard for største tillatte merkestrøm på enfase vekselrettere er 20 A. På anlegg større enn 20 A vil de måtte

kobles på alle tre fasene for å fordele produksjonen. Det bør ikke være mer enn 20 A forskjell mellom fasene (RENBLAD, 2019).

Øydrift

Ved et utfall av en linje eller andre feil på nettet vil solcelleanlegget kunne ende opp med å produsere i øydrift. Det vil si at solcellen er med på å spenningssette nettet som er koblet ut for feil. Dette skjer ettersom man nå har produsenter i begge ender av nettet og produksjonen kan komme fra flere ulike retninger. Dette kan utgjøre en fare for personalet som skal utbedre feilen da det ikke er sikkert at nettet er fritt for spenning. En annen utfordring er at spenningsforskjellen når nettet kobles inn igjen kan være betydelig. Det oppstår da et faseskift mellom spenningen i kretsen som solcellen er på og nettet. Fra før av har anleggene både spenningsvern og frekvensvern som i utgangspunktet skal være nok for å koble ut med feil. Om man mot formodning skal klare å holde spenning og frekvens innenfor de satte grensene vil et nytt øydriftsvern være en mulighet.

4 Metode for simulering av lavspenkretser

Datagrunnlag

Forbruksdata

Vi har brukt anonymiserte forbruksdata fra boliger på Østlandet i Ringerikskraft Netts kundeportefølje. Dataene er hentet fra forskjellige brukere avhengig av de utvalgte casene, som vi kommer nærmere inn på, og er et gjennomsnitt av dagene i juli 2015 klokka 12:00. Dette fordi solen står høyt på himmelen klokken 12:00, og vi ønsker å se på maks produksjon av solkraft med et scenario der det er tilnærmet grunnlast i husene. Grunnlast definerer vi som den lasten som alltid vil stå på uansett årstid, herunder kjøleskap, fryser, varmtvannsbereder m.m. Det er valgt ut forskjellige hus med forskjellig grunnlast for å få et så representativt utvalg som mulig.

Simulering solcelleproduksjon i distribusjonsnett

For å danne et bilde av påvirkningen lokal solcelleproduksjon kan ha på distribusjonsnett, er det utarbeidet ulike representative kretser. Analysen vil fokusere på lavspentnett og overgangen til høyspent. Dette vil si fra nettstasjon og ut til sluttbruker. Vi har valgt å dele mellom urbane og griseendte strøk. Dette er for å gjenspeile forskjellene i nettstyrke, som hovedsakelig er forholdet mellom kapasitet og utstrekning. I de ulike casene har vi valgt ut eneboliger, rekkehus og gårder. Boligblokker er sett bort fra i denne analysen fordi inntakssikringen er relativt høy sammenliknet med takarealet. Vi antar dermed at solcelleproduksjon i slike bygg ikke vil by på problemer. Det er heller ikke tatt med større næringsbygg eller industri av flere årsaker. For det første har flere av disse byggene høyere strømforbruk i perioder med mye sol i form av kjøling og/eller produksjon. Dette reduserer mengden energi sendt ut på nettet. For det andre har disse byggene ofte egen fordelingstransformator.

For å dimensjonere transformatorer i kretsene antar vi at eneboliger har sikringsstørrelse på 15 kW, basert på Hafslund Nett sin standard for eneboliger. Videre antar vi at leilighetene i et rekkehus har en sikringsstørrelse på 10 kW. Basert på maks forbruk fra forbruksdata antar vi at sikringsstørrelsen på en gård er 50 kW.

For å dimensjonere fordelingstransformatoren (nettstasjonen) har vi antatt en sammenlagningsfaktor på 55 %. Dette er den minste Hafslund opererer med². Bakgrunnen for valget er at vi ønsker å se på om det er kretser i nettet som vil kunne få problemer med utrulling av solceller, og da vil det være hensiktsmessig å sette verdien til det laveste. Ettersom vi ser på innmating av kraft tilbake på nettet, og at kraftflyten er motsatt av hva kretsen er dimensjonert med, har vi valgt å multiplisere med en faktor på 0,8 for å legge inn en sikkerhetsmargin.

Vi antar kabler av typen TFXP 4x150 AL fra nettstasjon til kabelskap og fra kabelskap til kunde antar vi TFXP 4x50. I analysen er karakteristikene til TFXP-kablene lagt inn slik at det blir så representativ som mulig. Tillatt belastning endres for å skille mellom urbane

² Etter personlig kommunikasjon med Hafslund nett.

og gravgrendte strøk. I praksis betyr dette at de TFXP 4x150-kablene for gravgrendte områder er luftlinjer med mindre tillatt belastning enn nedgravde kabler i urbane områder. Vi har valgt å se på 3 kWp, 5 kWp, 10 kWp og 15 kWp installert kapasitet for eneboliger. For gårder har vi valgt å se på 20 kWp, 30 kWp, 50 kWp og 70 kWp, og for rekkehus 5 kWp, 10 kWp og 15 kWp.

Urbane strøk

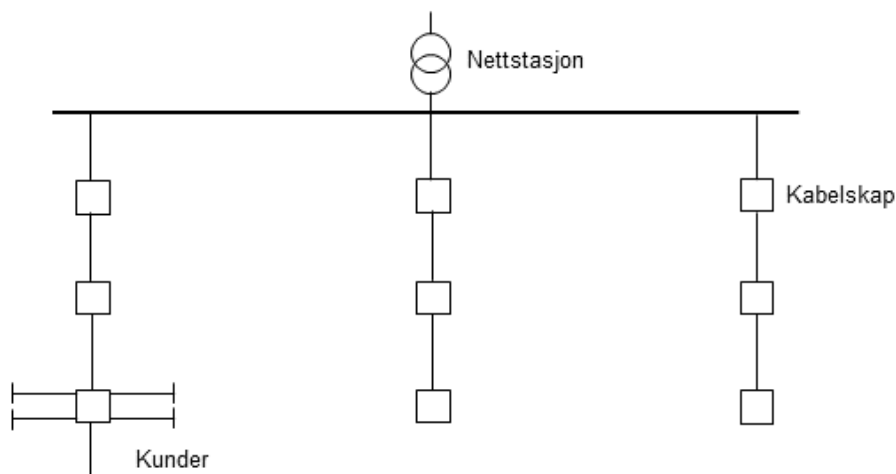
Avstanden mellom nettstasjonen og de ulike kabelskapene, og mellom kabelskapene, settes til 100 meter. Avstanden fra kabelskap og inn til husene er 20 meter (SINTEF, 2017). Som nevnt tidligere er TFPX 4x150-kabelene nedgravd, med en maksimal belastning på 335 A (Nexans, 2019). I kretsene er det antatt at alle boligene har lik installert effekt og er sørvendt i forsøk på å lage en representativ krets.

Case 1 – Eneboliger

Denne kretsen har en nettstasjon med tre kurser. Hver av kablene ut fra nettstasjonen går radielt videre til tre kabelskap som er koblet i serie etter hverandre, vist i Figur 8. 5 eneboliger er koblet på hvert kabelskap. Dimensjonen på transformatoren er 300 kVA og er funnet ved hjelp av dette uttrykket:

Formel 1 Dimensjonering av transformator

$$S_n = \text{kapasitet i hovedsikring} \cdot \text{antall boliger} \cdot \text{sammenlagringsfaktor} \cdot \text{sikkerhetsfaktor}$$



Figur 8 Oppsett av Case 1. 5 kunder/eneboliger er koblet til hvert kabelskap.

Case 2 – Rekkehus

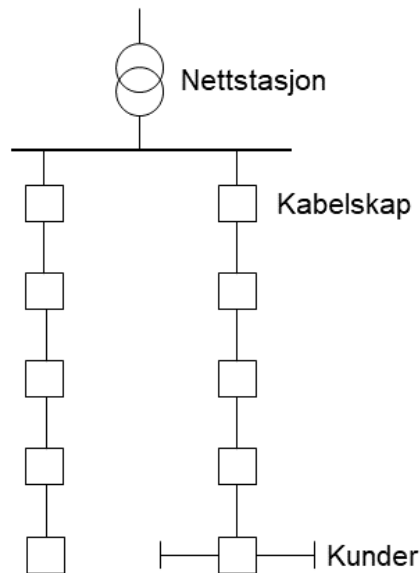
I denne kretsen går det tre kurser ut fra nettstasjon, og kablene og deretter radielt videre til tre kabelskap i serie. Hvert kabelskap har 2 rekkehus koblet til seg, med fire boenheter hver. Det blir med andre ord en lik krets som vist i Figur 8, men kun to rekkehus er koblet på hvert kabelskap. Transformatoren er dimensjonert for 320 kVA.

Grisgrendte strøk

I kretsene for grisgrendte strøk vil avstandene variere mer, og være lengre enn i urbane områder. Lengden fra nettstasjon til første kabelskap, og mellom kabelskapene, varierer. Anbefalinger fra Hafslund sier at det maksimalt ligger på rundt 300 m, og i noen få tilfeller opp mot 500-600 m. Avstanden fra kabelskapet og til sluttbruker er satt til 50 meter. TFXP 4x150-kablene er luftlinjer, som har maksimal belastning 320 A.

Case 3 – Eneboliger

Kretsen består av en nettstasjon med to kurser. Hver av kablene ut fra nettstasjon er koblet til 5 kabelskap i serie med 2 eneboliger per kabelskap, vist i Figur 9. Mellom hvert kabelskap er det 100 m kabel luftlinje. Forbruksprofilen for eneboliger i de urbane områdene er også brukt for disse. Transformatoren er dimensjonert for 132 kVA.



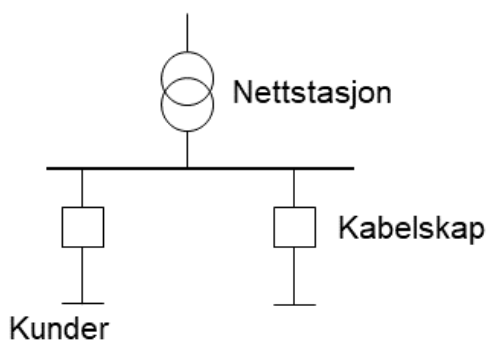
Figur 9 Oppsett Case 3. 2 kunder/eneboliger er koblet til hvert kabelskap.

Case 4 – Eneboliger og gård

Denne kretsen er stort sett lik som i Case 3, men ytterst på den ene radialen har vi plassert en gård med installert effekt på 50 kW. 2 kunder (eneboliger) i Figur 9 er altså byttet ut med én gård. Trafoen er dimensjonert til å være 141 kVA. I denne casen vil det simuleres for at kun gården har installert solceller, og at både gården og husene har installert solceller.

Case 5 – To gårder

Denne kretsen består av to kurser ut fra nettstasjon som går til hver sin gård, en med melkeproduksjon og en med kyllingproduksjon. Kretsen er vist i Figur 10. Gården med kylling har høyere forbrukstopper (opp mot 20 kWh/h) enn gården med melk (opp mot 15 kWh/h), men i gjennomsnitt ligger begge på rundt 10 kWh/h kl. 12 i juli. Gården med melk har dermed større sikring i forhold til eget forbruk, og mindre selvkonsumrate enn gården med kylling. Begge har en installert effekt på 50 kW. Lengde på kabel ut fra nettstasjon er 300 meter. Transformatoren er dimensjonert til å være 44 kVA.



Figur 10 Oppsett av Case 5. To gårder er koblet til hver sitt kabelskap

Modell

For å analysere de ulike kretsene og hvordan de påvirkes av solcelleproduksjonen har vi brukt Pandapower, som er et bibliotek i Python. Denne pakken er bygd på pakkene Pandas og Pypower, og er et verktøy som kan brukes for å utføre analyse og optimering i kraftnettet. Pakken er utviklet ved University of Kassel og Fraunhofer Institute for Energy Economics and Energy System Technology (IEE) (Pandapower, 2019). Programmet lager en statisk analyse av et balansert nett. Dermed er det ikke mulig å se på spenningsøkning i

tid, samt hvordan en enfasetilkobling av solceller vil slå ut. Koden ligger vedlagt i vedlegg 1 og beskriver hvordan programmet henter inn forbruksdata og karakteristikk til komponentene i kretsene, for så å analysere dette. Koden lager et tomt nett og legger til komponentene slik vi har definert for hver krets. Boligene legges inn som en last på en node med netto forbruk. Denne verdien vil for mange av boligene være negativ, ettersom kraften mates ut på nettet når de produserer mer enn de forbruker. Som utgangspunkt er det satt en referansespenning i de ulike nodene som er lik den spenningen vi har i nodene om de ikke har installert solceller.

Vi har valgt å se på belastningen i de ulike kablene, belastningen i transformatoren samt spenningsfall og -økning. Ettersom dette er en statisk modell er det bare mulig å se stillbilder av situasjonen og det er dermed ikke mulig å se om spenningen endrer seg for mye i løpet av en tidsperiode slik at det bryter kravet til spenningsprang i FoL, som sier at spenningen ikke skal endres mer enn 0,5 % av avtalt spenningsnivå i løpet av ett sekund. De ulike stillbildene er dermed topper som er verst tenkelig for de ulike kretsene. Vi har også antatt at nettselskapet utbedrer usymmetri i kretsen som kommer som en konsekvens av mer enfase solceller i nettet. I tillegg har vi valgt å se bort fra flimmer, støy fra vekselrettere, øydrift og problemer med overspenningsvern.

Kablene og transformatorene som brukes er standarder som ligger inne i pakken. Parameterne til kablene endres slik at de får samme karakteristikk som TFXP-kabler. For transformatoren har vi også endret noen av parameterne. Høyspennings- og lavspenningssiden, henholdsvis 22 kV og 0,240 kV, er lik for alle casene. Det er ulik kapasitet på transformatoren for hvert case. Disse verdiene er gitt i begrunnelsen og dataen for hvert case.

5 Resultater fra simuleringene

Generelt om resultatene

Resultatene er presentert nedenfor, der hver av kretsene er simulert for ulik installert effekt. Vi har valgt å trekke frem de generelle trendene i resultatene. Dette er fordi simuleringen har feilkilder som kan påvirke nøyaktigheten til resultatene. I resultatene ser vi på spenningsverdiene i kretsen, belastning i kablene og belastning i transformatoren i henhold til målene med analysen.

Resultater

Case 1 - Eneboliger i urbant strøk

For eneboliger i urbant strøk vil installert effekt på alle husene på 3 kWp og 5 kWp være innenfor de lovlige grensene, og de fysiske grensene til utstyret. Installert effekt på 10 kWp gir høyere spenninger enn FoL tillater, samt at transformatoren vil gå i overlast. Dermed vil man få de samme problemene ved 15 kWp. Ettersom området består av like hus med lik installert effekt, er det vanskelig å si noe om hvor problemene oppstår. Det er kun ved 15 kWp installert at belastningen i kabel overstiger maks kapasitet.

- 3 kWp: Maks spenning er 246,2 V. Maks belastning i kabel er 19,6 %. I nettstasjonen mates 78,8 kW ut på nettet og har en belastning på 26,8 %
- 5 kWp: Maks spenning er 251,9 V. Maks belastning i kabel er 40,1 %. I nettstasjonen mates 163,9 kW ut på nettet og har en belastning på 55,2 %.
- 10 kWp: Maks spenning er 264,9 V og alle kabelskapene/husene har spenning over spenningskravet i FoL. Maks last i kabel er 66,7 %. I nettstasjonen mates 363,9 kW ut og har en belastning på 122,4 %.
- 15 kWp: Maks spenning er 276,3 V, og alle kabelskapene/husene har spenning over spenningskravet i FoL. Maks belastning kabel er 134,2 %. I nettstasjonen mates 548,5 kW ut på nettet og har en belastning på 185,4%.

Case 2 - Rekkehus i urbant strøk

I rekkehus vil både 5 kWp og 10 kWp installert på husene være innenfor spenningskravene. Når 15 kW installeres på hvert rekkehus vil man få en litt for høy spenning på husene og kabelskapene i enden av radialene. Resten av verdiene er godt innenfor det komponentene tåler. Ingen av kablene vil overstige maks kapasitet ved alle anleggsstørrelsene.

- 5 kWp: Maks spenning er 245,7 V. Maks belastning i kabel er 19,1 %. I nettstasjon mates 77,2 kW ut på nettet og har en belastning på 24,6 %.
- 10 kWp: Maks spenning er 251,5 V. Maks belastning i kabel er 39,5 %. I nettstasjonen mates 162,2 kW ut på nettet og har en belastning på 51,2 %.
- 15 kWp: Maks spenning er 256,9 V, og 18/28 kabelskap/hus har høyere spenning kravet i FoL. Maks belastning i kabel er 59,4 %. I nettstasjonen mates 244 kW ut på nettet og har en belastning på 76,9 %.

Case 3 - Eneboliger i grisgrendte strøk

Disse resultatene er relativt like Case 1, ved at spenningen ikke overstiger kravet før 10 kWp installeres. Det vil si at både 3kWp og 5kWp hverken overstiger maks belastning i kablene eller i nettstasjonen. Ved 10 kWp og 15kWp installert vil det være for høye spenninger ved alle hus og kabelskap. En vil også ha en overlast i transformatoren i begge tilfellene. Ingen av kablene vil overstige maks belastning i noen av tilfellene.

- 3 kWp: Maks spenning er 246,3 V. Maks belastning i kabel er 13,7 %. I nettstasjonen mates 34 kW ut på nettet og har en belastning på 27,3 %
- 5 kWp: Maks spenning er 252,1 V. Maks belastning i kabel er 28,0%. I nettstasjonen mates 72 kW ut på nettet og har en belastning på 56,0 %.
- 10 kWp: Maks spenning er 265,5 V og 24/31 kabelskap/hus bryter med krav om spenning i FoL. Maks last i kabel er 61,87 %. I nettstasjonen mates 161 kW ut på nettet og har en belastning på 124,0 %.

15 kWp: Maks spenning er 277,2 V med 30/31 kabelskap/hus som bryter med krav om spenning i FoL. Maks last i kabel er 93,6 %. I nettstasjon mates 243,6 kW ut på nettet og har en belastning på 187,8 %.

Case 4 - Eneboliger og gård i grisgrendte strøk

Ved at kun gården har installert solceller, vil selvkonsumet til anlegget og forbruket til husene i kretsen til sammen være så høyt at transformatoren ikke vil gå i overlast i noen av tilfellene. Last i linjene vil også være innenfor de fysiske betingelsene i alle tilfeller. Spenningsnivået vil overstige kravet i FoL for både 50 kWp og 70 kWp, og vil forekomme i radialen som gården ligger på. Resultatene i den andre radialen vil være innenfor kravene.

Hvis man ser på situasjonen beskrevet i forrige avsnitt sammen med 3 kWp installert på alle hus i kretsen, vil resultatene bli litt annerledes. I dette tilfellet vil også belastningen til transformatoren være lavere enn det den maksimalt tåler. Dette vil kunne forklares utfra den relativt lave installerte effekten på husene, som er på 3kWp. Det vil bli for høye spenninger med 30 kWp installert på gård pluss 3 kWp installert på eneboligene. Også i dette tilfellet observeres de høyeste spenningene radialen gården er koblet på. Ingen av kablene i denne kretsen vil overstige maksimal belastning.

Her ser man at i alle tilfeller i begge situasjonene er det kabelen ut fra gården som er mest belastet, samt at overspenningene observeres på radialen gården er koblet på. Husene som er koblet på den andre radialen opplever ikke samme spenningsøkning.

Case med solceller bare på gård.

- 20 kWp: Maks spenning er 244,1 V. Maks belastning i kabel er 14,9 %. I nettstasjonen mates 12,5 kW mates inn i kretsen og har en belastning på 8,9 %
- 30 kWp: Maks spenning er 249,8 V. Maks belastning i kabel er 29,1 %. I nettstasjonen mates 3 kW mates inn i kretsen og en belastning på 2,1 %
- 50 kWp: Maks spenning er 260,5 V med 2/19 kabelskap/hus bryter med kravene i FoL. Maks belastning i kabel er 55,8 %. I nettstasjonen mates 14,8 kW ut på nettet og har en belastning på 11,6 %.
- 70 kWp: Maks spenning er 270,2 V med 8/19 samleskinner/hus som bryter med kravene i FoL. Maks belastning i kabel er 80,8 %. I nettstasjonen mates 31,4 kW ut på nettet og har en belastning på belastning på 23,4 %.

Case med solceller på gård og på boliger.

- 20+3 kWp: Maks spenning er 250,3 V. Maks belastning i linje er 14,5 %. I nettstasjonen mates 40,7 kW ut på nettet og har en belastning på 29,9 %.

- 30+3 kWp: Maks spenning er 255,7 V, med 2/19 kabelskap/hus som overstiger spenningskravene i FoL. Det er gården og tilhørende kabelskap som er over dette kravet. Maks belastning i kabel er 28,4 %. I nettstasjonen mates 49,7 kW ut på nettet og har en belastning på 36,4 %.
- 50+3 kWp: Maks spenning er 266 V med 8/19 kabelskap/hus over kravet i FoL. Maks belastning i kabel er 54,7 %. I nettstasjonen mates 66,8 kW ut på nettet og har en belastning på 48,5 %.
- 70+3 kWp: Maks spenning er 275,5 V med 11/19 kabelskap/hus som bryter med FoL. Maks belastning i linje er 79,2 %. I nettstasjonen mates 82,7 kW ut på nettet og har en belastning på 59,9 %.

Case 5 - To gårder i grisgrendte strøk

I denne casen har man to gårder som er koblet på samme nettstasjon. Hvis begge gårdene installerer 20 kWp og 30 kWp vil ikke spenningen overstige spenningskravet. Ved installasjon på 50 kWp og 70 kWp vil en både ha overlast i nettstasjon. Det vil også være for høye spenningsverdier i alle nodene i kretsen ved disse ved installasjon av så høy effekt. Kablene i kretsen vil derimot ikke overstige maksimal kapasitet.

- 20 kWp: Maks spenning er 246,3 V. Maks belastning i kabel er 14,5 %. I nettstasjonen mates 17,7 kW ut på nettet og har en belastning på 43,7 %.
- 30 kWp: Maks spenning er: 251 V. Maks belastning i kabel er 28,5 %. I nettstasjonen mates 364,9 kW ut på nettet og har en belastning på 86,5 %.
- 50 kWp: Maks spenning er 259,5 V, som er over kravet i FoL. Dette gjelder for alle samleskinnene/husene. Maks belastning i kabel er 55,1 %. I nettstasjonen mates 72 kW mates ut på nettet og har en belastning på 168,2 %.
- 70 kWp: Maks spenning er 266,8 V, og alle sameskinnene/husene har spenning over kravet. Maks belastning i kabel er 80,4 %. I nettstasjonen mates 105 kW mates ut på nettet og har en belastning på 245,8 %.

Diskusjon av resultater fra simulering

Ved gjennomføring av simuleringene ble det avdekket mulige feilkilder som er med på å påvirke resultatet. I denne delen vil vi kartlegge noen av disse feilkildene og diskutere hvordan de påvirker resultatene.

Pandapower er, i likhet med flere liknende analyseprogrammer, designet slik at det gir statistisk analyse. Dette gjør at vi ikke er i stand til å for eksempel sjekke raske spenningsendringer i nettet. Dette er hva flere i bransjen peker på som en utfordring hos deres anlegg. For å se dette er man avhengig av dynamiske data. Dette er også grunnen til at man har måttet se bort fra denne problemstillingen i analysen.

Hvordan ulike nettselskap kobler til solcellepanel varierer. Noen nettselskaper pålegger kunden å koble på alle tre fasene uansett størrelse på anlegget, mens andre krever en slik tilkobling når anlegget er over en viss størrelse. I følge RENblad 3040 (2019) bør det ikke brukes enfase vekselrettere på strøm over 20 A. Dette er for å lettere kunne fordele last over alle fasene, slik at man minimerer problemene knyttet til usymmetri i nettet. I vår analyse er det antatt et symmetrisk og balansert nett, noe som gjør at det ikke er tatt høyde for at solceller kan være koblet med enfase vekselrettere. Dette vil være en svakhet for de mindre anleggene fordi de i mange tilfeller kobles på én fase. De større anleggene over rundt 8kWp, som tilsvarer en strøm på 20 A, vil være koblet med trefase vekselrettere. Resultatet av dette er at det for alle tilfeller er nok kapasitet i kablene. Det er nok også mindre problemer med usymmetri, men det har vi ikke sett på i denne analysen.

Forskjellen på enfase og trefase vil også påvirke spenningsfallet i kablene. For en enfase-krets vil spenningsfallet være to ganger høyere enn i en trefase-krets. Dette vil også forklare hvorfor det i resultatene er lave spenningsfall i kablene i drift. Dette kan ses ut fra Formel 2 og Formel 3. Det vil også være en forskjell på om man har IT eller TN nett i kretsen. Et trefase IT-nett vil ha et spenningsfall som er $\sqrt{3}$ ganger så stort som et trefase TN-nett, som er brukt i analysen. Ettersom store deler av det norske nett er IT-nett er det rimelig å anta at dette også vil være med å bidra til høyere spenningsfall i kablene.

Formel 2 Spenningsfall i en 1-fase linje i et IT-nett

$$\Delta U_{IT,1-fase} = 2 * I * Z_l = 2 * \left(\frac{S_r}{U_n}\right)^* * (R_l + jX_l)$$

Formel 3 Spenningsfall i en 3-fase linje i et IT-nett

$$\Delta U_{IT,3-fase} = I * Z_l = \left(\frac{S_r}{U_n}\right)^* * (R_l + jX_l)$$

I denne analysen er det brukt data for kabler med høy kapasitet og lav motstand, slik som det installeres ute i nettet i dag. Dermed viser analysen lite problemer med kapasiteten i overføringen fra husene og til transformatoren. Det er naturlig å anta at mye av dagens nett ikke er like sterkt som disse kablene. Et robust nett har en kortslutningsstrøm over 1000 A, men ifølge Sintef (2017) har halvparten av distribusjonsnettet en kortslutningsstrøm lavere enn dette. Dermed er det antatt at problemene kan bli større i kabler enn hva som er forespeilet her. Det er også sett i lys av nevnte utfordring med trefase- og enfase vekselrettere.

Resultatene viser høye spenningsverdier uten at kapasiteten i kretsen er nådd. Det er forventet noe høyere spenning når kraftflyten skifter retning, men spenninger oppimot 260-270 V anser vi som for høye. Som beskrevet vil noe spenningsøkning være å forvente, og en mulighet for å sikre seg mot dette problemet er å trinne transformatoren. Utfordringene med dette er at kraftflyten fort kan skifte retning når produksjonen fra solcellene opphører, og man er avhengig av et automatisk system for trinning om dette skal være strategien. En annen faktor som kan spille inn på resultatet er utgangspunktet for spenningen som ble satt før simuleringen ble gjennomført, bestemt ut fra grunnlasten i den aktuelle timen. Dette kan ha vært med på å sette spenningen uforholdsmessig høyt, også tatt i betraktning at vi har valgt ut timene med lavest last i året når spenningsfallet vil være lavere, og ikke være så ulik spenningen på transformatoren på 240 V. Dette vil være et dårlig utgangspunkt for spenningsøkning, og for at man skal få tilnærmet 240 V i transformatoren blir spenningen i de ytterste nodene høy.

I analysen er det lagt inn en sikkerhetsmargin med faktor på 0,8 på transformatoren. Dette er for å ta høyde at transformatoren ikke nødvendigvis har samme kapasitet hvis strømmen går motsatt vei, og effekten går ut på nettet. Ettersom det er usikkert hvordan effekten vil påvirkes, antar vi i dimensjoneringen av transformatoren at det er en forskjell i tilfellet der strømmen snur. Dette gir en indikasjon på hvordan effekten vil reduseres.

Modellen tar ikke høyde for transformatorens mulighet til å gå i overlast. Dette gjør at noen av resultatene kan godkjennes i praksis, men ikke i teorien. Et par av simuleringene ender med en belastning på 120 % på transformatoren, som i noen tilfeller vil være mulig. På en annen side forekommer overlast tradisjonelt sett ofte om vinteren når transformatoren kan kjøles ned, mens om sommeren har man ikke den samme fordelene.

I dimensjoneringen av transformatoren er det valgt en sammenlagingsfaktor på 55 %. Dette betyr også at det reelt sett vil være transformatorer som er bedre dimensjonert enn det som har blitt gjort her. Dette vil minske sjansen for problemer med implementering av solkraft, utelukkende fordi kapasiteten er bedre. I tillegg vil sikringsstørrelsen på de ulike byggene variere avhengig av byggeår, beliggenhet og størrelse.

Kretsene som er laget og brukt i vår analyse er enkle og består i stor grad av like hus i samme krets. Kretsene i virkeligheten vil ofte være mer komplekse med ulike boligtyper, og dessuten ulik lengde på kabler. Både selvkonsum og størrelse på solcelleanlegg vil variere mer enn hva vi har satt. For eksempel vil anlegg på 15 kWp på 45 boliger bak én transformator være usannsynlig, ettersom det blant annet krever et stort takareal og er en stor investering for hver enkelt kunde. På gårdene er det gjort simuleringer på anlegg på både 50 kWp og 70 kWp, som er både store og dyre. En bonde, som selvstendig næringsdrivende, vil gjerne tenke gjennom anleggsstørrelsen mer enn en vanlig forbruker, og i større grad dimensjonere etter behov.

Det er også antatt at alle husene peker mot sør, noe som gir høyest mulig produsert effekt samtidig. Husene vil i virkeligheten mest sannsynlig være vendt ulike veier, og produksjonen vil dermed være mer variert og bedre fordelt enn det som har blitt tatt hensyn til i vår analyse.

I analysen er det ikke tatt høyde for at sluttbrukeren som installerer solceller også kan ha økonomiske incentiver til å endre forbruksmønsteret sitt i retning av mer selvkonsum av solkraft. Dette vil være med på å avlaste nettet, og således vil høyere installert effekt hos de ulike kundene kunne være realiserbart.

6 Lønnsomhetsvurderinger

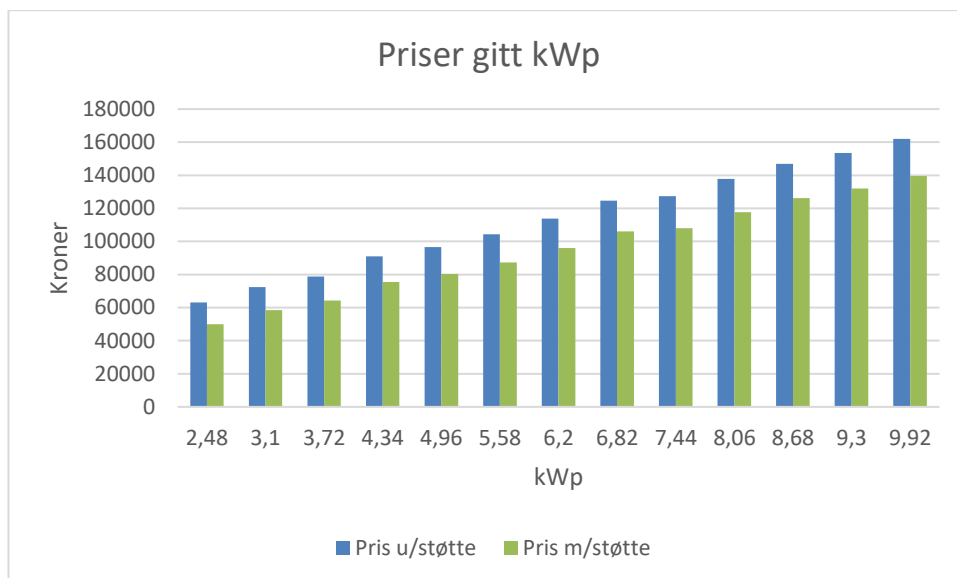
De tekniske resultatene viser at mindre anlegg, som bruker større andel av egen produksjon, gir færre problemer enn de større anleggene der selvkonsumraten er lavere. Om det vil oppstå problemer med store anlegg og lav grad av selvkonsum avhenger i stor grad av hvordan markedet for solcelleanlegg hos privatpersoner utvikler seg. Videre har vi i denne rapporten vurdert den samfunns- og privatøkonomiske lønnsomheten. Det vil utgjøre grunnlaget for den økonomiske diskusjonen.

Privatøkonomiske kostnader

Vi beregnet gjennomsnittlig kostnad for solcelleanlegg gitt installert effekt. Beregningene er basert på *Eidsiva energi* sin kostnadskalkulator (Eidsiva Energi, 2019) . Kostnadskalkulatoren beregner pris på anlegget samt produksjon gitt plassering, solforhold og installert effekt. Beregningen baserer seg på 31 observasjoner med optimale solforhold på Østlandet. Disse er tilfeldig plukket ut, og anses som et representativt utvalg. Utrekningene strekker seg fra 2,48 kWp til 9,92 kWp. Vanlig installert effekt for privatpersoner i Norge er rundt 5-10 kWp.³

Dersom et solcelleanlegg er installert av et registrert firma på en helårs- eller fritidsbolig i Norge gir det rett til støtte fra Enova. Selve installasjonen gir kr 10 000 i støtte. Videre følger kr 1 250 per kW installert effekt opp til 15 kW. Totalt kan det dermed utbetales inntil kr 28 750 (Enova, 2019). For eksempel vil et anlegg på 2,48 kWp få kr 13 100 i støtte. Ved Eidsiva sine solcellepanel med 310 W, med og uten støtte fra Enova, gir det følgende pris avhengig av installert kWp:

³ Etter personlig kommunikasjon med Solcellespesialisten.



Figur 11: Priser for installert effekt for 2,48-9,92 kWp

Den gjennomsnittlige økningen i pris for 0,62 kWp økning er 8 %. Fra 3,72 kWp til 4,34 kWp er økningen på 15 %. Årsaken til dette er at valget mellom 1-fase og 3-fase avhenger av anleggets størrelse. 3-fasesystemet er dyrere, og vi får derfor et knekkpunkt i overgangen mellom disse størrelsene.⁴

Ved installert effekt fra 2,48 til 9,92 kWp gir det gjennomsnittlig pris per kWp lik kr 19 208 per kWp. For de vanligste størrelsene mellom 5-10 kWp er gjennomsnittlig pris lik kr 17 642 per kWp. Her er støtten fra Enova ikke trukket fra. Pris per kWp er synkende i størrelsen på anlegget. Multiconsult (2018) estimerte at solkraftsystemer på under 10 kWp ville koste kr 14 000 per kWp ekskludert merverdiavgift i 2017. De forventet ikke at solcellesystemprisene skulle falle nevneverdig for privatkunder i 2018. Etersom prisen på kr 14 000 per kWp ikke er utsalgsprisen til kundene, ser vi på våre tall som representative for det norske markedet for private husholdningskunder.

Solcellespesialisten (2019) sine pakkeløsninger i størrelse 3,3-7,7 kWp har en gjennomsnittlig pris på kr 17 338. Dersom kunden ønsker sorte premium-paneler, som vi har brukt i vår utregning, er gjennomsnittlig pris kr. 18 815.

⁴ Etter personlig kommunikasjon med Eidsiva Energi.

Nåverdiberegning

Gitt de privatøkonomiske kostnadene, forventet produksjon og strømpriser kan vi beregne netto nåverdi av investering i solcelleanlegg. Nåverdi viser dagens verdi av en investering som gir inntekter og eventuelle utgifter over mange år. Fremtidige innbetalinger må neddiskonteres til dagens verdi for at inn- og utbetalinger på forskjellige tidspunkt skal være sammenlignbare. Dette gjør at prosjekter med forskjellig tidshorisont kan sammenlignes. For at et prosjekt skal være lønnsomt må det ha positiv netto nåverdi.

Forutsetninger

Basert på de gjennomsnittlige prisene har vi beregnet netto nåverdi. Utrekningene baserer seg på følgende forutsetninger:

- Solcelleanlegget får redusert ytelse med 0,5 % i året (NREL, 2012).
- Strømprisen, inkludert merverdiavgift, baserer seg på NVE sine prisbaner frem til 2040 og er antatt konstant videre til 2048.
- Vi ser bort fra kommunale og fylkeskommunale støtteordninger. Utrekingen baseres seg derfor på Enova-støtten.
- Kunden får spotpris pluss marginal tapskostnad for solgt produksjon matet ut på nettet.
- Forventet levetid for solcelleanlegget er satt til 30 år.
- Vi benytter en diskonteringsrate lik 4 % til utregning av netto nåverdi.

Strømprisen består av spotpris, energiledd, forbrukeravgift og Enovaavgift. I tillegg kommer merverdiavgift på 25 %. Energileddet er satt til dagens gjennomsnitt, og dersom dagens ordning videreføres er det antatt å være fast. Dersom effekttariffen innføres antar vi at energileddet vil synke til marginaltapsprisen på omtrent 5 øre per kWh i 2021. Enovaavgiften og forbrukeravgiften antas å være konstant. Det er usikkerhet knyttet til beregning av fremtidig kraftpris og utforming av nettleien. Med effekttariffer vil solceller bli noe mindre lønnsomt på kort sikt, da de for de fleste kunder ikke reduserer effekttoppene. Samtidig vil lønnsomheten øke med økte strømpriser da solceller sparer forbrukeren for kjøp i markedet. Det er også grunn til å tro at teknologi- og installasjonskostnadene vil falle på lengre sikt, og at solceller vil bli mer effektive enn tidligere (Sivaram, 2018). Dersom effekttariffer innføres med en overgangsordning tilpasset disse trendene, kan lønnsomheten opprettholdes minst på samme nivå som i dag. Samtidig ivaretas ønsket om en riktigere fordeling av nettkostnadene.

Til tross for garanti på 25 år, har de fleste solcellepanel i dag en forventet levetid på minst 30 år (Solenergiforening, 2019). Enkelte installatører reklamerer med potensialet for vesentlig lenger levetid. Antakelsen om levetid på 30 år kan derfor muligens være litt kort, men vi ser økt degradering og vedlikeholdskostnader etter 30 år (NREL, 2012).

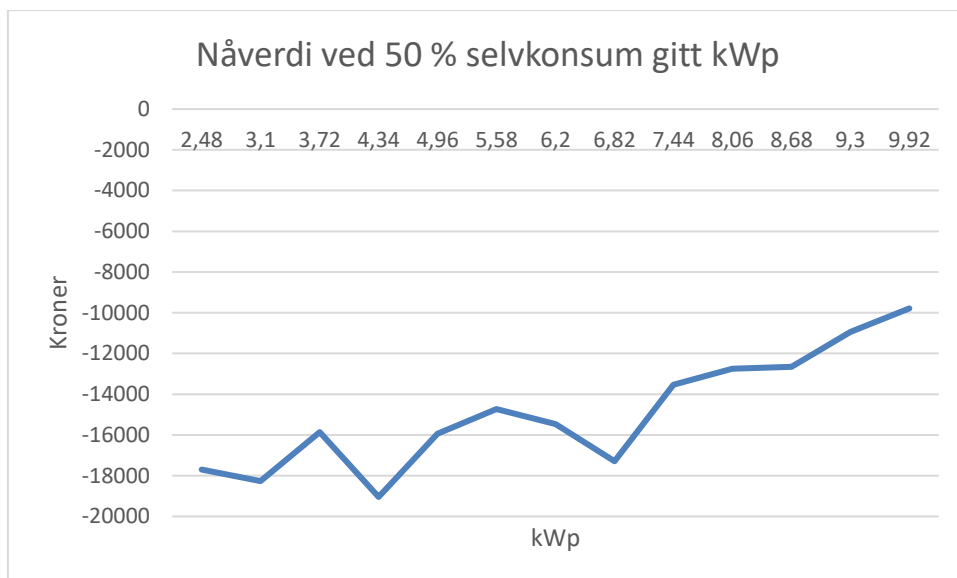
Pris for produsert strøm varierer avhengig av kraftleverandør. Enkelte har tilbudt 1 krone per kWh, med tak på 1000 kWh eller 5000 kWh per år, men de fleste aktører har gått bort fra dette etter hvert. Vi anser derfor dette som en kortvarig introduksjonskampanje, og har sett bort fra slike avtaler. De fleste kraftleverandører som tilbyr høyere pris enn spotpris stiller da krav om for eksempel kjøp av anlegg gjennom leverandøren. Vi antar i våre beregninger at plusskunden får solgt produsert strøm til spotpris pluss marginal tapskostnad.

Produksjon av energi fra solceller er normalt ikke sterkt korrelert med forbruket av energi. Etterspørselen etter energi er høyest om vinteren, og produksjonen fra solceller er høyest om sommeren. Dette påvirker lønnsomheten for kundene. Fordi strøm fra nettet også inkluderer en andel av de faste kostnadene og avgifter, er den privatøkonomiske verdien av å redusere sitt uttak fra nettet med én kWh høyere enn den privatøkonomiske verdien av å mate energi ut på nettet.

Finansdepartementet bruker 4 % risikjustert diskonteringsrente for investeringer på inntil 40 år (Finansdepartement, 2014). Vi legger derfor dette til grunn for vår utregning.

Privatøkonomisk nåverdi ved 50 % selvkonsum

Potensiale for å redusere uttak fra nettet er naturligvis størst på vinteren, når forbruket også er høyt. Produksjonen forekommer stort sett om sommeren, hvor grunnlasten er lav og det gir derfor redusert selvkonsumrate. Selvkonsumraten for de mindre anleggene vil gjerne være noe høyere enn for store anlegg. Funn fra Storbritannia viste en selvkonsumrate på rundt 45% (McKenna et al., 2019). Vi har derfor valgt å anta 50% selvkonsum. Med utgangspunkt i antakelsene diskutert i forrige avsnitt har vi beregnet netto nåverdi ved 50 % selvkonsum av egenprodusert energi.

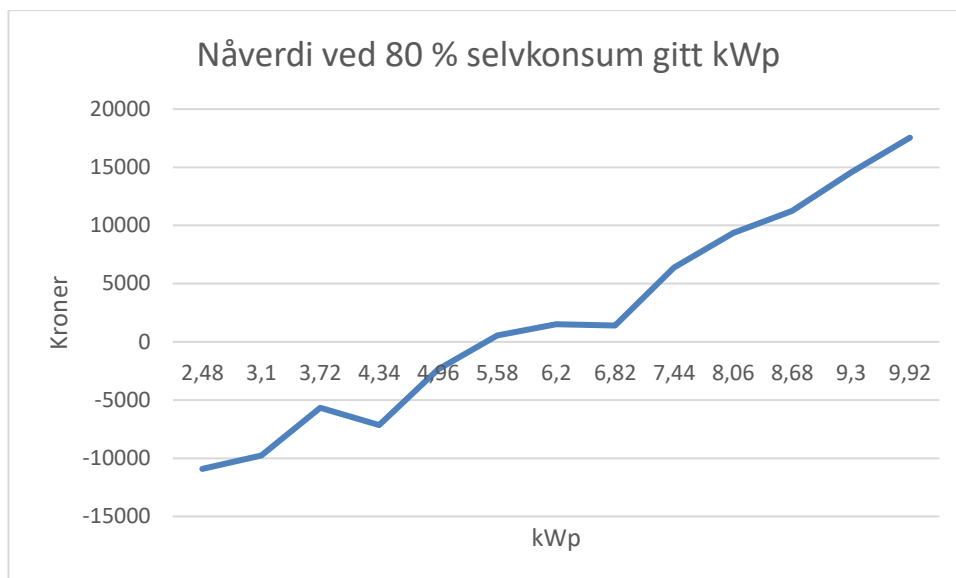


Figur 12: Nåverdi gitt kWp ved 4 % neddiskontering og 50 % selvkonsum.

Som vist i Figur 12 får vi negativ netto nåverdi for alle anlegg mellom 2,48 til 9,92 kWp dersom dagens tariffstruktur blir videreført. Med unntak av noen knekkpunkt er netto nåverdi ved 50 % selvkonsumrate økende i anleggets størrelse.

Privatøkonomisk nåverdi ved 80 % selvkonsum

Dersom selvkonsumraten øker til 80 %, vil netto nåverdi være langt høyere for alle størrelser, som vist i Figur 13. For eksempel vil netto nåverdien til et anlegg på 4,96 kWp øke fra kr -15 931,17 ved 50 % selvkonsum til kr. -2 353,43 ved 80 % selvkonsum. Investeringer på 5,58 kWp eller høyere vil få positiv netto nåverdi dersom selvkonsumraten øker til 80 %.



Figur 13: Nåverdi gitt kWp ved 4 % neddiskontering og 80 % selvkonsum

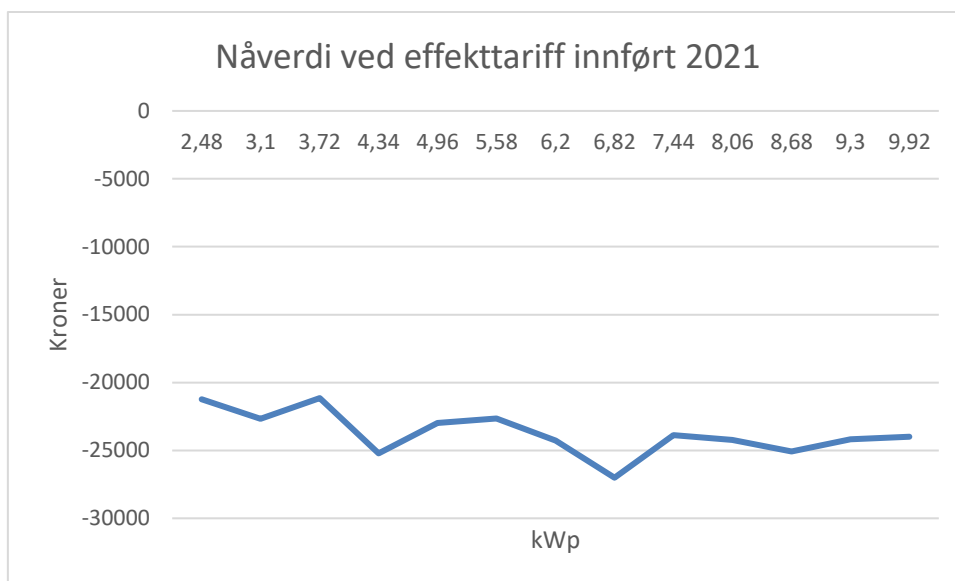
Årsaken til dette er at konsumert produksjon har større verdi for plusskunden enn solgt produksjon. Dette kan forklares med at når plusskunden konsumerer produksjonen selv slipper plusskunden å betale spotpris for strømmen fra nettet. Plusskunden får også reduserte avgifter knyttet til kjøp av strøm fra nettet. Disse avgiftene er merverdi-, forbruker- og enovaavgift. Ved solgt produksjon får plusskunden kun spotpris pluss marginal tapskostnad. Selvkonsumsraten har dermed stor betydning for hvorvidt investeringen er lønnsom eller ikke.

Privatøkonomisk nåverdi ved 50 % selvkonsum og effekttariff

Vinteren 2017 sendte NVE ut en høring om innføring av effekttariffer. Den nye kostnadsfordelingen skal reflektere kostnadene i nettet bedre enn dagens ordning. Tiltak som reduserer husholdningens energiforbruk uten å redusere effekttoppene vil komme negativt ut (Multiconsult, 2018). Dette gjelder typisk for solceller. Dersom effekttariffen innføres i 2021 vil energileddet reduseres til omtrent 5 øre per kWh fra dagens vektete landsgjennomsnitt på 19,24 øre (Hansen et al., 2017).

Den nye ordningen vil, med en selvkonsumrate på 50 %, gi en netto nåverdi lik grafen i Figur 14. Plusskunden vil fortsatt spare avgifter ved selvkonsum av egen produksjon, men besparelsen vil være lavere enn ved energibaserte tariffer (også med 50 % selvkonsum). Når energileddet reduseres fra 19,24 til 5 øre vil besparelsen på nettleien bli redusert. Verdien av merverdiavgift blir også mindre ettersom merverdiavgiften beregnes ut ifra

summen av spotpris, energiledd, forbruksavgift og Enovaavgift. Den totale merverdiavgiften vil holdes konstant ettersom fastleddet øker.



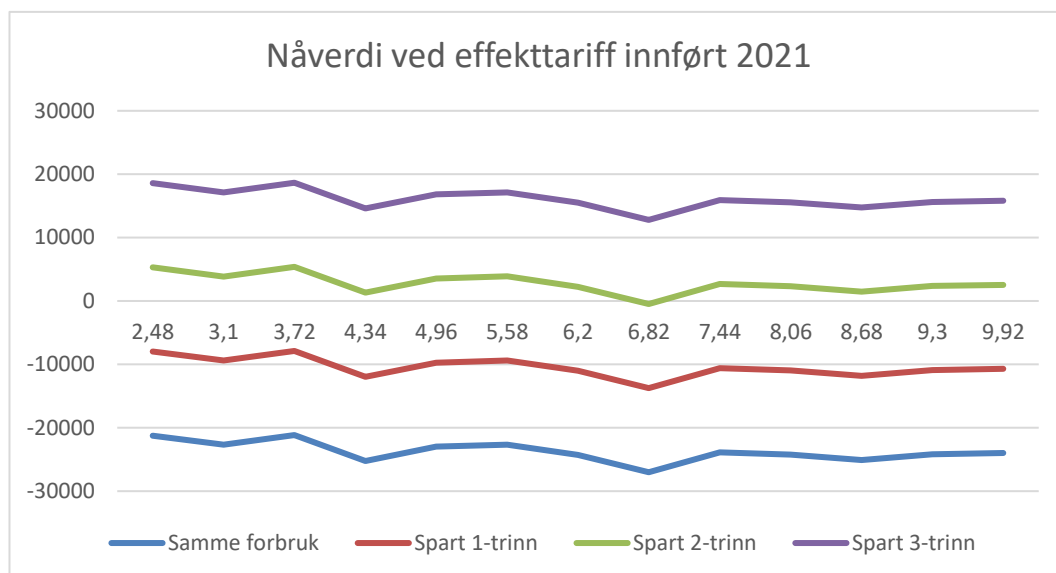
Figur 14: Nåverdi gitt kWp ved effekttariff innført 2021, 4 % neddiskontering og 50 % selvkonsum.

Investeringene i solceller kommer dårligere ut med effekttariffer, men for de mindre solcelleanleggene er ikke endringene like store. Målet med effekttariffer er at nettleien skal reflektere de faktiske kostnadene i nettet bedre enn dagens energitariffer. Dette kan forklares med at det er tilknytningen til nettet, og ikke bruken, som er kostbart. Dagens tariffstruktur åpner opp for at kunden kan redusere sin nettleie ved å begrense energibruken. Dersom effektuttaket ikke reduseres vil kunden ikke avlaste nettet og kundens besparelse vil veltes over på andre kunder. Effekttariffer vil begrense denne muligheten for omfordeling av kostnader, og gir dermed mer riktige prissignaler. Plusskunden oppnår først og fremst lavere nettleie hvis effektuttaket eller -toppene blir redusert.

Privatøkonomisk nåverdi ved 50 % selvkonsum, effekttariff og lavere effekttrinn

Ved innført effekttariff kan dagens energitariff eksempelvis tenkes erstattet med et effektabonnement. Nettleien vil da bestå av et abonnement, en kostnad for overforbruk og overføringstap. Kunden vil kunne redusere sine utgifter ved å redusere effekttopper og jevne ut forbruket. Vi antar en trinnvis prising av abonnementet hvor 1 kW spart tilsvarer en årlig verdi på kr 689 pluss merverdiavgift (Hansen et al., 2017). Det vil derfor være

potensiale for økt nåverdi dersom kunden klarer å jevne ut sitt forbruk. Vi har beregnet netto nåverdi ved 50 % selvkonsum og effekttariff fra 2021 for kunder som har redusert abonnementet sitt med 1, 2 og 3 kW.



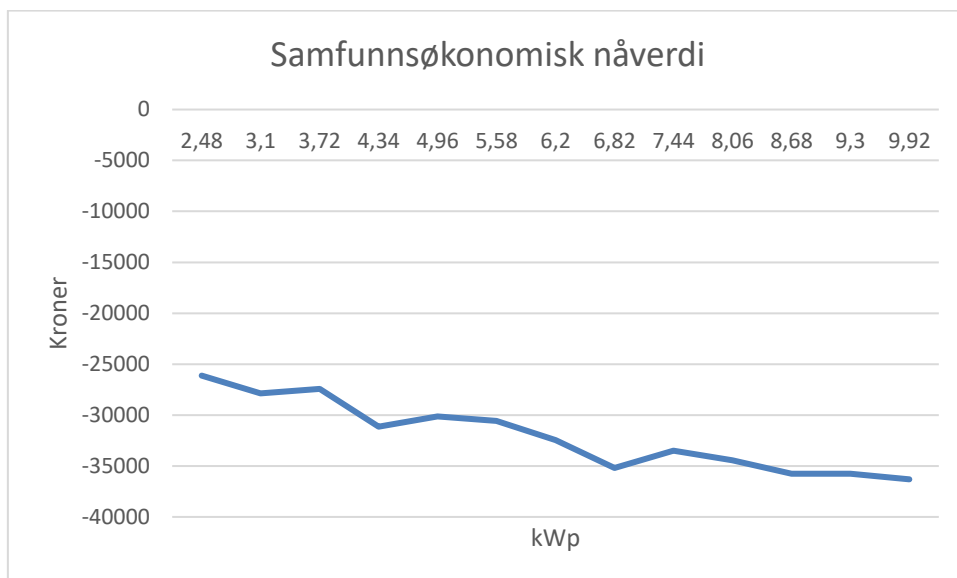
Figur 15: Nåverdi ved 50 % selvkonsumrate og effekttariff innført 2021 ved spart effektrinn.

Det er sannsynlig å tro at dersom kunden klarer å redusere sitt effektuttak vil de også øke sin selvkonsumrate ved å jevne ut forbruket. Ved høyere selvkonsumrate vil netto nåverdi øke ytterligere.

Samfunnsøkonomisk nåverdi

Utrekningen av samfunnsøkonomisk vinning ved kjøp av solcelleanlegg bygger på samme antakelser som ved utregning av privat nytte. Ved utregning av samfunnsøkonomisk nytte må samfunnets inntekter og utgifter inkluderes i tillegg til privatpersoners nytte. Dette gjør at støtten fra Enova, som trekkes fra privatpersoners investeringskostnad, ikke tas hensyn til i beregningen av netto nåverdi for samfunnet. Dette er fordi det er en inntekt for kunden som er identisk med kostnaden for samfunnet. På samme måte vil avgiftene knyttet til installasjon og kjøp av solcelleanlegg regnes som nytte for samfunnet, men en kostnad for privatpersoner. Merverdiavgift på 25 % trekkes derfor fra investeringskostnaden og strømprisen. Vi har med andre ord antatt at 75 % av den totale investeringskostnaden vil være representativt for den samfunnsøkonomiske kostnaden. Utformingen av nettleien og de tilhørende avgiftene påvirker ikke den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av solcelleanlegg. Nyten for staten vil være lik uavhengig av om privatpersonen selger eller

bruker egen produksjon av energi. I utregning av verdien av energi trekkes merverdiavgift, forbrukeravgift og Enovaavgiften ut. Verdien består derfor bare av spotpris og redusert nettpap. Vi legger også her NVE sine prisbaner til grunn.



Figur 16: Samfunnsøkonomisk nåverdi ved 4 % neddiskontering.

Slik vi ser i Figur 16 er netto nåverdi synkende n r kWp øker. Det vil si at økt produksjon ikke klarer å veie opp for at investeringskostnadene også stiger ved økt installert effekt. At samfunnets og privatpersoners interesse ikke samsvarer kan gi utfordringer i markedet. Den privatøkonomiske lønnsomheten følger samme trend som den samfunnsøkonomiske ved innføring av effekttariff, som vist i Figur 14.

Nettselskapenes kostnader

Det er imidlertid ikke nok å se på kostnadene for produksjonsanlegget isolert. Også strømnettet kan få store eller mindre kostnader som følge av solceller. Nettselskapenes kostnader består i utgangspunktet av tapskostnader og faste kostnader. De totale tapskostnadene er strømmen som går tapt ved overføring. Dette kan forenklet sett regnes ut ved produktet av antall kWh og de marginale tapskostnadene. De faste kostnadene er kostnader ved drift og vedlikehold, avskrivninger, avkastning og KILE. Her inkluderes nødvendige investeringskostnader som er uavhengige av innfasing av solcelleanlegg. Slike kostnader oppstår av flere grunner. For det første må det med jevne mellomrom reinvesteres i nytt nett, som følge av at nettanlegget er gammelt og må skiftes ut. I tillegg kommer behovet for oppgraderinger som følge av at vi bruker nettet på en annen måte enn før.

Kostnader for investeringer i nettet er vanskelige å anslå. Dette avhenger av hvilket utstyr det er snakk om, hvor investeringen skal gjøres, eventuelle KILE-kostnader. Anslagsvis vil kostnadene for en ny transformator til nettstasjon kunne ligge i spennet 300 000-800 000 kr.

Nettselskapene i Norge har eksempelvis målsetting om at 95-99 % av kundene skal ha sterkere nett enn 1172 A. I 2012 nådde bare 50-60 % av kundene målet, og mange har vesentlig dårligere nett enn det som er anbefalt (SINTEF, 2012). SINTEF estimerte kostnadene til 15 milliarder kroner for at alle kundene har styrke på minimum 500 A. Dersom minimumet skal være 1000 A vil kostnadene være 113 milliarder kroner. Behovet for investering i nettet er dermed stort uavhengig av solcelleanlegg.

Lokal produksjon av strøm påfører muligens nettet et ekstra utbedringsbehov ettersom distribusjonsnettet ikke er dimensjonert for å ha tilknyttet distribuerte produksjonsenheter i stor skala. For å videre regne ut samfunnets netto nåverdi av solcelleanlegg hos privatpersoner må vi inkludere kostnader i nettet som er et resultat av dette. Disse kostnadene inkluderer ikke kostnader til nødvendige utbedringer i nettet uavhengig av solcelleanlegget.

Det vil være kostnader og gevinster assosiert med å utsette investeringer. Det kan føre til tap utover investeringsbeløpet dersom plusskunder utløser investeringsbehov som det ellers ville vært mulig å utsette. Dersom nettinvesteringer blir relativt billigere i fremtiden, er det en tilleggs kostnad at investeringen ikke kan vente. Det motsatte er tilfelle hvis nettinvesteringer blir relativt dyrere. Alternativkostnaden til investeringsbeløpet kan trekke i begge retninger og avhenger av hvilke alternativ nettselskapet har.

Dersom det viser seg at det er nødvendig med utbedringer i nettet som følge av installasjon av solceller vil de samfunnsøkonomiske kostnadene være høyere enn de privatøkonomiske kostnadene, forutsatt at dette ikke er en kostnad nettselskapet kan kreve inn gjennom anleggsbidrag. Når privatkunder gjør en økonomisk vurdering om de vil investere i solceller, internaliserer de ikke nødvendigvis kostnaden knyttet til utbedringer i nettet. Investeringskostnaden som kunder ser reflekterer dermed ikke de faktiske kostnadene og det kan medføre overinvesteringer i solceller. Dette er fra den samfunnsøkonomiske teorien et eksempel på eksterne virkninger, som handler om at en aktør sin handling påvirker en annen aktør i markedet uten at det kommer frem i markedsprisene (Idsø, 2017) .

Diskusjon av lønnsomhetsvurderinger

Det er en rekke usikkerheter knyttet til lønnsomhetsberegninger av solcelleinvesteringer. Synkende investeringskostnad, varierende produksjon, økende effektivitet, potensielle endringer i nettleien og varierende strømpris er alle eksempler på faktorer som vil påvirke den samfunns- og privatøkonomiske lønnsomheten. Erstatning av ikke-fornybar kraftproduksjon, private preferanser og miljøhensyn har en verdi som ikke kan tallfestes i lønnsomhetsvurderingen. I tillegg vil faktorer som gevinsten av spart vann i vannmagasinene telle positivt på den samfunnsøkonomiske lønnsomheten, forutsatt at vannet har en alternativverdi ved at det kan brukes til å lage strøm i en annen time.

Gitt disse begrensningene og våre forutsetninger, viser vår analyse negativ netto nåverdi ved investering i solceller både for samfunnet og privatpersoner. Likevel velger enkelte å investere i solceller. Grunnen til dette kan være mange. De som investerer i solceller kan gjøre det på bakgrunn av private preferanser. Et eksempel på dette kan være at de opplever investeringen som et nyttig bidrag til miljøet. Et annet eksempel er at privatpersoner som oftest ikke har full informasjon om et marked, og kan dermed gjennomføre valg som nødvendigvis ikke er økonomisk rasjonelt. Noen av aktørene som selger solceller opererer med lønnsomhetsutregninger som fokuserer på nedbetalingstid fremfor nåverdiberegninger. En privatperson kan også utføre en selvstendig investeringsanalyse som ikke alltid tar de hensynene som en bør gjøre. Troen på at investeringen er lønnsom kan dermed være en av forklaringene på hvorfor noen velger å investere i solceller.

Videre viser resultatene at det mest lønnsomme er at produksjonen samsvarer med eget forbruk, innenfor det intervallet vi har sett på. Det beste vil derfor være om privatpersoner installerer effekt tilpasset sitt forbruk. Slik markedet er i dag er høyere installert effekt mer lønnsomt for privatpersoner, og motsatt for samfunnet. Dette gjør at samfunnets og privatpersoners interesse ikke stemmer overens. Den samfunnsøkonomiske nåverdien gitt i kWp beveger seg i motsatt vei av den privatøkonomiske ved energitariffer. Dette gjør markedet i dag mindre effektivt.

Et mål bør være å korrelere samfunnets og privatpersonens nytte slik at de stemmer bedre overens. Dette vil i stor grad skje dersom effekttariffen innføres i 2021. En overgang til effekttariffer vil påvirke den privatøkonomiske lønnsomheten. Da vil nettet være priset mer

riktig, og store anlegg vil få redusert privat lønnsomhet. Effekttariffer vil gi bedre insentiver til å spre forbruket og dermed kunne øke selvkonsumraten til solcelleanlegget og redusere antall effekttopper. Økt selvkonsumrate vil bidra til å øke lønnsomheten til solcelleanlegget uavhengig av hvilken tariffstruktur som er gjeldene.

En annen løsning kan være å vekte støtten fra Enova annerledes. Slik insentivene er i dag utbetales støtte opp til 15 kWp. Dersom vi beholder dagens maksimale støtte, men gjør større del av støtten om til et fastledd vil maks installert effekt som får støtte bli redusert. Dette kan bidra til å øke privatøkonomisk lønnsomhet for mindre anlegg. Det samme vil en økning i støtten, men støtten fra Enova er hovedsakelig ment for å gjøre et umodent marked mer attraktiv for konsumentene. Det kan tenkes at når solceller blir billigere uavhengig av offentlig støtte, vil Enova fjerne eller kutte i støtten.

De fleste vil nok fortsatt se på solceller som et for dyrt investeringsobjekt. Prisen på solcelleanlegg må komme ned på et mer moderat nivå for at solceller skal bli en interessant investering for flere. Markedet for solceller i Norge er i tillegg preget av få aktører, spesielt på installatørsiden. Dersom det kommer flere aktører på banen vil det bli økt konkurranse, og det er da naturlig at prisene blir presset ned. Når markedet blir større og mer modent kan installasjonen bli mer effektiv og dermed billigere. Dette er faktorer som vil bidra til økt etterspørsel i markedet. Rimeligere solcellesystemer og reduserte kostnader knyttet til installasjon vil bidra til å øke den samfunns- og privatøkonomiske lønnsomheten. Mer effektive paneler vil også slå positivt ut.

7 Fremtidig regulering

Det finnes flere potensielle løsninger på utfordringene solcelleanlegg kan by på i distribusjonsnett. En av dem er å fortsette med dagens forvaltningspraksis. Denne praksisen baserer seg på at når kapasiteten er nådd, må nye anlegg vente til nettselskapet har utført nødvendige utbedringer på nettet. Det vil si at sluttbrukeren fortsatt har krav på å bruke inntakssikringen begge veier. Denne løsningen kan utløse kostnader for nettselskap, i form av utbedringer på eksisterende nett.

En annen mulighet nettselskapet har er å bytte om på transformatorer internt i nettet. Da kan nettselskapet unngå å investere i nytt utstyr, men denne løsningen vil fortsatt stå for en kostnad internt hos nettselskapet. Dagens praksis vil også kunne medføre at nettselskap må endre prosedyrene når det bygges nytt nett, ved å for eksempel ha høyere

sammenlagringsfaktor enn den som brukes i dag. En konsekvens av dette er at nettet blir bygget ut slik at det har en kapasitet som i store deler av året står ubrukt. Dermed er denne oppgraderingen av nettet kun nyttig de timene i året produksjonen blir for høy i forhold til forbruket.

En løsning som bør vurderes når det kommer til videre installasjon av solceller er å bruke trefase vekselrettere for alle anlegg. Som diskutert tidligere, vil dette kunne redusere spenningsfall og fordele kapasiteten bedre slik at man unngår usymmetri. Vi har i vår analyse sett at kabler stort sett ikke blir overbelastet, noe som kan tyde på at dette vil være en mulig løsning om man fortsetter med dagens forvaltningspraksis. Trefase vekselrettere bør dermed vurderes uansett hvilken forskriftsmessig løsning en kommer frem til.

Som nevnt tidligere vil også trinning av transformatoren være en mulig løsning for å redusere høye spenningsverdier i nettet. På en annen side kan strømmen skifte retning flere ganger i løpet av en time, og man er avhengig av automatisk trinning av transformatorene som kan reagere hurtig, noe som kan føre til store kostnader ved utbygging.

En annen viktig diskusjon er hvor problemene oppstår. Som diskutert tidligere er det en stor del av nettet i Norge som allerede har en betraktelig lavere kortslutningsstrøm enn anbefalt. Om problemene oppstår i dette nettet, er det legitimt å diskutere hvorvidt dette uansett burde være utbedret, og at det derfor ikke kan skyldes utelukkende på solceller. Det er vanskelig å si noe generelt om dette, men det er viktig å ha med i diskusjonen.

Innmating av solkraft behandles som ny tilknytning

Ved at innmating skal behandles som ny tilknytning vil kostnadene ved utbedring av nettet havne på den som installerer solceller og som utløser kapasitetsproblemet. Dette blir en «første mann til mølla»-løsning ettersom første til å utløse behovet for utbedring må ta en stor andel av kostnaden. De som har installert i forkant av dette trenger ikke betale noe ettersom utbedringskostnader ikke har tilbakevirkende kraft. At den som utløser investeringskostnaden også betaler for den kan bli sett på som mer rettferdig. Et anleggsbidrag vil også være med på å avdekke konsumentens faktiske betalingsvillighet for solcelleanlegg.

Ved denne løsningen vil den privatøkonomiske tilpasningen nærme seg den samfunnsøkonomisk optimale tilpasningen. Dette er fordi konsumentene i større grad internaliserer de faktiske kostnadene dersom de utløser et behov for oppgradering av nettet. For å hindre at nettselskapene eventuelt misbruker denne ordningen til å utbedre nett som

skulle vært utbedret uavhengig av tilknytning av et solcelleanlegg, bør det legges føringer på hva nettselskapene kan kreve anleggsbidrag for. Det bør for eksempel ikke være mulig å kreve anleggsbidrag for allerede nødvendige utbedringer i nettet.

I resultatene fra simuleringen er det generelt sett store eneboliger og gårder som utløser de største utfordringene ettersom de har stort takareal, og dermed kan installere mye. Hvis det blir en storstilt utrulling av solcelleanlegg, er det tenkelig at ikke alle installerer store anlegg. Dette kan være av økonomiske grunner eller at kunder med mindre takareal ikke har plass til større anlegg. Det er dermed ikke sikkert at gjennomsnittlig installert effekt vil øke slik en ser i dag.

En andel av inntakssikring som maksimum innmating

En annen mulighet er å gå bort fra dagens forvaltningspraksis, og heller tillate å produsere effekt opp til en gitt prosentandel av inntakssikringen. Dette kan medføre færre kapasitetsproblemer ettersom det er sannsynlig at solcelleanleggene blir mindre. En slik prosentsats vil det være naturlig å sette rundt den sammenlagingsfaktoren som er brukt for å dimensjonere transformatoren. En vil da være sikret at kapasiteten i linjene og transformatoren ikke overstiger maksimal belastning. En annen fordel vil være at anleggene blir mindre.

På en annen side kan denne løsningen frata muligheten for større anlegg i de delene av distribusjonsnettet som har tilstrekkelig kapasitet. Dermed bør endringen gi en rett til en prosentandel av inntakssikringen, og at ved en større effekt enn dette må en eventuelt dekke utbedringen selv gjennom anleggsbidrag. Slik kan større anlegg koble seg på, og det vil kunne fungere bedre med tanke på at plusskundeordningen tillater installasjon opp til 100 kWp.

Driftstiltak vs. investeringer

Uansett hvilken praksis som blir gjeldene står man ovenfor to valg når kapasitets- eller spenningsproblemer oppstår; driftstiltak eller investering. Driftsløsninger handler om å tilpasse produksjon eller forbruk i perioder med manglende kapasitet. En driftsløsning kan være å strupe produksjonen i de timene der problemene oppstår. Struping gjør at solcellene ikke mater kraft ut på nettet til visse tidspunkt, der kapasitetsgrensen i en gitt komponent er nådd. Ved struping må kunden kompenseres for strømmen i tidsrommet der produksjonen blir redusert. Det vil derfor oppstå dobbelt tap for samfunnet da produksjonen går tapt og kunden må kompenseres for det den ikke får produsert og solgt. I tillegg er det en kostnad knyttet til å installere muligheten for struping.

Kostnaden ved struping må derfor sammenlignes med gevinst av utsatt investering. Dersom kostnaden ved investering i nett er høyere, kan struping være et godt alternativ. Ved investering i nytt nett, og spesielt ved ny transformator, anslår vi at kostnadene vil ligge i spennet 300 000-800 000 kr. Det vil si at nåverdien av samlede kostnader knyttet til en strupeløsning må ligge under denne verdien. Løsninger for struping gjennom bryter finnes allerede på markedet og brukes aktivt i flere land. Videre arbeid med driftsløsninger bør utrede denne løsningen, og kostnadene for å holde et slikt kommunikasjonssystem vedlike.

Dersom en plusskunde kan ta i bruk smarte energistyringssystemer som bidrar til å øke selvkonsumentraten og begrense antall effekttopper, vil solceller ha en større nytteverdi både for samfunnet og for den enkelte. Det kan til dags dato ikke forsvares økonomisk å installere et batteri tilknyttet anlegget. Hvis batterier blir vesentlig billigere vil det være med å øke selvkonsumentraten, som igjen vil gjøre solceller mer gunstig for alle. For å kunne implementere driftstiltak og nye løsninger er sluttbrukeren avhengig av at nettselskapet har systemer for dette. Hvis driftstiltak ikke gjennomføres, må det investeres i nytt nett. Det er kun et fåtall timer hvor høy netto produksjon kan skape problemer. Store investeringskostnader må derfor veies opp mot nytten av produksjon i de aktuelle timene.

Regelverk for plusskunder

Ved å anse solceller som en ny tilknytning eller sette en produksjonsbegrensning på inntakssikring, vil en endre dagens plusskundeordning. Reglene vil bli strammet inn, og en vil ikke lengre ha de samme insentivene til å installere solceller. Dette er med på å nedbygge ordningen, i stedet for å legge til rette for den. Ved oppgraderinger av nettet vil befolkningen være med på å betale for nett som er dimensjonert for toppetimene i løpet av et år. Et annet aspekt vil være at en bygger ut nett for kapasitet som det ikke er et behov for i de timene den blir produsert, i sommermånedene med lite forbruk.

Tradisjonelt har nettselskapene løst utfordringer i nettet gjennom investeringer. Når en etter hvert får bedre oversikt over distribusjonsnettet vil en kunne se for seg at muligheten for å gjøre driftstiltak vil være lettere og rimeligere. Dette vil kunne være en vei mot et nett som er digitalt og mer transparent. Når nettselskapet undersøker hvorvidt et solcelleanlegg kan kobles på uten å måtte gjøre utbedringer, er det viktig å basere avgjørelsen på en helhetsvurdering. Denne bør innebære å se kunden i sammenheng med andre kunder bak samme transformator, se på selvkonsument til kunden samt for eksempel å se hvilken vei panelet retter seg. Dette er faktorer som kan gjøre at komponenter i nettet ikke overbelastes

i like stor grad, og som også kan hindre en unødvendig investering. Som nevnt tidligere vil problemene kunne oppstå i enkelttimer, og i noen tilfeller vil problemene bare oppstå i et par år før degradering (støv og liknende vil gjøre at produksjonen synker).

Om nettselskapet må inn for å gjøre driftstiltak ved å installere en form for bryter hos eksisterende plusskunder, har de to alternativer. De kan enten installere bryter hos den kunden som utløser investering, eller hos den kunden som vil oppleve problemer eller ligger best til rette for å løse problemet.

Med bakgrunn i det som er diskutert i de foregående avsnittene står en igjen med driftstiltak som en løsning der plusskundeordningen får bestå som i dag, og unødige investeringer i nettet blir minimert. Det vil med denne ordningen være behov for tiltak, som for eksempel struping, i enkelte timer, men vi tror det er snakk om relativt få timer i løpet av et år. Dette gjør også at struping vil være det foretrukne driftstiltaket. Om det er få timer med overlast vil denne løsningen være rimeligere enn utstyr for flytting av last og investeringer.

En annen mulighet er å innføre en effektgrense for hvor mye produksjon kunden kan mate inn. Dette kan utformes tilsvarende som overforbruksleddet i effektmodellen abonnert effekt, slik at kunden betaler eller får betalt energileddet opp til grensen, og deretter betaler en «overproduksjonskostnad» for produksjon over effektgrensen.

8 Konklusjon

Basert på den tekniske- og økonomiske analysen vil driftstiltak, gjennom for eksempel struping, være vår anbefalte løsning om solceller skaper utfordringer i nettet.

Våre analyser av utvalgte kretser viser at eneboliger med anlegg fra 5 kWp til 10 kWp kan skape problemer. Gårder kan også skape problemer, både på grunn av svakere nett og høy installert effekt. Problemene innebærer høyere spenningsverdier enn hva forskriften tillater, samt høyere last i transformator enn hva den er dimensjonert for.

Den økonomiske analysen viser at det mest lønnsomme for samfunnet, og privatpersoner ved innført effekttariff, er om produksjon fra solcelleanlegg kan erstatte eget forbruk. Løsninger der installert effekt stemmer bedre overens med grunnlasten vil legge til rette for dette.

Referanseliste

Bjelland Eriksen, A. (2018) Regulatory experiences: From volumetric- to capacity-based tariffs [Presentation].

BKK (2019). "Plusskundeordningen." Retrieved 08.07, 2019, from <https://www.bkk.no/nett/plusskunde>.

Bloomberg (2017) Solar Could Beat Coal to Become the Cheapest Power on Earth. Bloomberg New Energy Finance

Energi, E. (2019). "Sjekk taket ditt." Retrieved 10.07, 2019, from <https://www.eidsivaenergi.no/skjemaer/solcelle-bestilling/>.

energidepartementet, O.-o. (2019). "Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffier." Retrieved 25.07, 2019, from <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-302>.

Enova (2019). "El-produksjon." Retrieved 08.07, 2019, from <https://www.enova.no/privat/alle-energitiltak/solenergi/el-produksjon-/>

Finansdepartement, D. K. (2014). Prinsipper og krav ved utarbeidelse av samfunnsøkonomiske analyser mv. Regjeringen **R-109/14**.

Hansen, H., et al. (2017) Utforming av uttakstariffer i distribusjonsnettet. Forslag til endring i forskrift om kontroll av nettvirksomhet 5,

Hildermeier, J., et al. (2019) Start with smart: Promising practices for integrating electric vehicles into the grid. Regulatory Assistance Project

Idsø, J. (2017). "Eksterne virkninger." Retrieved 25.07, 2019, from https://snl.no/eksterne_virkninger.

IRENA (2016) Dramatic Price Drop For Solar & Wind Electricity Set To Continue.

Kirkeby, H., et al. (2015) Rammevilkår for plusskunder. SINTEF

Mauseth, F. (2017). TFE4112- Elektriske kretser, NTNU. **Del 2: Elektrisk energi**.

McKenna, E., et al. (2019). Solar photovoltaic self-consumption in the UK residential sector: New estimates from a smart grid demonstration project. *Energy Policy*. **118**: 482-491.

Multiconsult (2018). Solcellesystemer og sol i systemet. Solenergiklyngen, Multiconsult.

Nexans (2019) TFXP-O 1kV: Kraftkabel med microrør for fremtidig innblåsing av fiberkabel.

NREL (2012). Photovoltaic Degradation Rates - An Analytical Review. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, National Renewable Energy Laboratory.

- NVE (2019). "Nettleie." Retrieved 08.07, 2019, from <https://www.nve.no/stromkunde/nettleie/>.
- NVE (2019, 22.01.2019). "Plusskunder." Retrieved 08.07, 2019, from <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/nettjenester/nettleie/tariffer-for-produksjon/plusskunder/>.
- NVE (2019). "Solenergi." Retrieved 08.07, 2019, from <https://www.nve.no/energiforsyning/solenergi/?ref=mainmenu>.
- Osborne, M. (2019) Global solar PV installations reach 109GW in 2018. PVTECH
- Pandapower (2019). "Contact." Retrieved 15.07, 2019, from <http://www.pandapower.org/contact/>.
- PV-Tech (2016). "Balance of system costs key to further solar system cost reductions says IRENA study ". from <https://www.pv-tech.org/news/balance-of-system-costs-key-to-further-solar-system-cost-reductions-says-ir>.
- PVPS, I. (2017) Markedsutviklingen solceller i Norge 2016 - kommentarer.
- SINTEF (2003). "Planleggingsbok for Kraftnett." **1**.
- SINTEF (2012) Håndtering av utfordrende elektriske apparater som tilknyttes elektrisitetsnettet.
- SINTEF (2017) Simuleringsstudie av spenningskvalitet i lavspenningsnett med plusskunder.
- Sivaram, V. (2018). Taming the Sun, MIT Press Ltd.
- Solcellespesialisten (2019). "Solcellepanel til hus med solcellepanel på taket." Retrieved 22.07, 2019, from <https://solcellespesialisten.no/solcelleanlegg/solcellepanel-til-hus-med-solcellepanel-pa-taket/nokkelferdige-solcelleanlegg-med-montering/solcellepanel-til-hus-med-solcellepanel-pa-taket.html>.
- Solenergiforening, N. (2019). "Solceller." Retrieved 10.07, 2019, from <https://www.solenergi.no/solstrm>.
- Solenergiklyngen (2019). "Solkraft i Norge: Økte med 29 prosent på ett år." from <http://solenergiklyngen.no/2019/03/06/solkraft-i-norge-okte-med-29-prosent-pa-ett-ar/>.

Vedlegg

Vedlegg 1: Kode

```
1. import pandas as pd          #Henter inn bibliotek
2. import pandapower as pp     #Henter inn bibliotek
3.
4. #Definerer hvilken fil som skal lastes inn og analyseres
5. excel_name = ["Data_Krets13.xlsx", "Data_krets15.xlsx", "Data_Krets110.xlsx", "Data_krets115.xlsx", "Data_krets25.xlsx", "Data_Krets210.xlsx", "Data_krets215.xlsx", "Data_Krets33.xlsx", "Data_krets35.xlsx", "Data_Krets310.xlsx", "Data_krets315.xlsx", "Data_krets420+3.xlsx", "Data_krets420.xlsx", "Data_Krets430+3.xlsx", "Data_krets430.xlsx", "Data_Krets450+3.xlsx", "Data_krets450.xlsx", "Data_Krets470+3.xlsx", "Data_krets470.xlsx", "Data_krets520.xlsx", "Data_krets530.xlsx", "Data_Krets550.xlsx", "Data_krets570.xlsx"]
6. #Angir filnavnet for lagring av analysen til Excel
7. result_file = ["Result_Krets13.xlsx", "Result_krets15.xlsx", "Result_Krets110.xlsx", "Result_krets115.xlsx", "Result_krets25.xlsx", "Result_Krets210.xlsx", "Result_krets215.xlsx", "Result_Krets33.xlsx", "Result_krets35.xlsx", "Result_Krets310.xlsx", "Result_krets315.xlsx", "Result_Krets420+3.xlsx", "Result_krets420.xlsx", "Result_Krets430+3.xlsx", "Result_krets430.xlsx", "Result_Krets450+3.xlsx", "Result_krets450.xlsx", "Result_Krets470+3.xlsx", "Result_krets470.xlsx", "Result_Krets520.xlsx", "Result_krets530.xlsx", "Result_Krets550.xlsx", "Result_krets570.xlsx"]
8.
9. #Antall noder for hver case og simulering
10. no_bus = [56,56,56,56,29,29,29,32,32,32,32,31,31,31,31,31,31,31,6,6,6,6]
11.
12. #Antall laster (hus) for hver case og simulering
13. no_loads = [45,45,45,45,18,18,18,20,20,20,20,19,19,19,19,19,19,19,2,2,2,2]
14.
15.
16. #Antall kabler for hver case og hver simulering
17. no_branches = [54,54,54,54,27,27,27,30,30,30,30,29,29,29,29,29,29,29,4,4,4,4]
18.
19. #Størrelsen på trafo for hver case og hver simulering gitt i MVA
20. size_trafo = [0.3,0.3,0.3,0.3,0.32,0.32,0.32,0.132,0.132,0.132,0.132,0.141,0.141,0.141,0.141,0.141,0.141,0.141,0.044,0.044,0.044,0.044]
21.
22. #Denne for-løkken vil kjøre PF for alle filene opptil antall filer
23. for t in range(0,23):
24.
25.
26.     Buses= {} #Lager en tom dictionary for å lagre nodene i nettet
27.
28.     df1 = pd.read_excel(excel_name[t], sheet_name='Bus_Data') #Leser inn Excel-sheet
29.
30.     listBus = df1['Bus']          #Leser Excel
31.     listvnkv = df1['vn_kv']      #Leser Excel
32.     listName = df1['Name']       #Leser Excel
33.     listmaxvn = df1['max_vn_pu'] #Leser Excel
34.     listminvn = df1['min_vn_pu'] #Leser Excel
35.
```

```

36.     df2 = pd.read_excel(excel_name[t], sheet_name='Load_Bus_Data')
       #Leser inn Excel-sheet
37.     listLoadbus = df2['LoadBus'] #Leser Excel
38.     listPmw = df2['p_mw'] #Leser Excel, denne brukes for netto forbruk,
       inkludert produksjon
39.     #listPmw = df2['Use_mw'] #Leser Excel, denne brukes for bare forbruk

40.     listqvar = df2['q_mvar']         #Leser Excel
41.     listNameLoad = df2['NameLoad']  #Leser Excel
42.
43.     df3 = pd.read_excel(excel_name[t], sheet_name='Branch_Data') #Leser
       inn Excel-sheet
44.     listFBus = df3['From Bus']       #Leser Excel
45.     listTBus = df3['To Bus']         #Leser Excel
46.     listLength = df3['Length (km)']  #Leser Excel
47.     listR = df3['R (ohm/km)']        #Leser Excel
48.     listX = df3['X (ohm/km)']        #Leser Excel
49.     listIkort = df3['max I_ka (korts1.)'] #Leser Excel
50.     listNameLine = df3['NameLine']   #Leser Excel
51.     listcap = df3['C(nF)']           #Leser Excel
52.
53.
54.
55.
56.     net = pp.create_empty_network() #Lager et tomt nett.
57.
58.     #Legger til noder i nettet
59.     for x in range(0,no_bus[t]):
60.         Buses["b{}".format(x)]=pp.create_bus(net, vn_kv=listvnkv[x], nam
           e=listName[x])
61.
62.
63.     #Lager et stivt nett og setter dette som slack bus
64.     pp.create_ext_grid(net, bus=Buses["b0"], vm_pu=1.0, name="Grid Conne
           ction")
65.
66.     # Lager transformator mellom stivt nett og kretsen
67.     tid=pp.create_transformer_from_parameters(net, hv_bus=Buses["b0"], l
           v_bus=Buses["b1"], sn_mva=size_trafo[t], vn_hv_kv=22, vn_lv_kv=0.24, vkr
           _percent=1.3, vk_percent=6, pfe_kw=1.5, i0_percent=0.3, shift_degree=150
           , tap_step_percent=1.5)
68.
69.     #Legger til laster (hus) i nettet
70.     for i in range(0,no_loads[t]):
71.         pp.create_load(net, bus=listLoadbus[i], p_mw=listPmw[i], q_mvar=
           listqvar[i], name="Last hus {}".format(i))
72.
73.
74.     #Legger til kabler mellom alle bussene
75.     for k in range(0,no_branches[t]):
76.         pp.create_line_from_parameters(net,from_bus=listFBus[k],to_bus=l
           istTBus[k],length_km=listLength[k],r_ohm_per_km=listR[k],x_ohm_per_km=li
           stX[k],c_nf_per_km=listcap[k],max_i_ka=listIkort[k],name=listNameLine[k]
           )
77.
78.     #Kjører PF analyse
79.     pp.runpp(net)
80.
81.
82.
83.     #Lagrer resultatet i gitt Excel-fil
84.     pp.to_excel(net, filename=result_file[t])

```

